ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
ГОССТАНДАРТА РОССИИ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Утверждаю
Директор ФГУП ВНИИР
В.П. Иванов
"11" 2003 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ПУНКТЫ НЕФТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

МИ 2837-2003

Казань
2003 г.

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР) Госстандарта России
СОГЛАСОВАНА	Закрытым акционерным обществом «Центр метрологического обеспечения» (ЗАО «Центр МО») ОАО «АК «Транснефть»
	Открытым акционерным обществом «Инфракрасные и Микроволновые Системы»
	Открытым акционерным обществом «Нефтяная компания ЛУКОЙЛ»
	Открытым акционерным обществом «Сургутнефтегаз»
	Открытым акционерным обществом «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»
УТВЕРЖДЕНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР) Госстандарта России 10.11.2003 г.
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно – исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП ВНИИМС) Госстандарта России 25.11.2003 г.
ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ 1
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 1
3 СОКРАЩЕНИЯ 2
4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3
5 СОСТАВ ПСП 4
6 ОРГАНИЗАЦИЯ ПСП 5
7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ 6
8 ТРЕБОВАНИЯ К СИКН 7
9 РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА 15
10 ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ (АНАЛИТИЧЕСКАЯ) ЛАБОРАТОРИЯ 17
11 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ 19
12 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПСП 20
13 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПСП 21
14 ПЕРСОНАЛ ПСП 23
15 ВЗАИМООТНОШЕНИЯ СТОРОН 23
ПРИЛОЖЕНИЕ А
Типовая структурная схема ПСП 25
ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Рекомендации по разработке Положения о ПСП 26
ПРИЛОЖЕНИЕ В
Рекомендации по разработке паспорта ПСП 31
ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Перечень документов для разработки комплекта документации ПСП 35

РЕКОМЕНДАЦИЯ Т 85

Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение	МИ 2837 - 2003

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая рекомендация распространяется на приемо-сдаточные пункты товарной нефти (далее - нефть), находящиеся в составе магистральных нефтепроводов, а также на их границах, на которых осуществляют прием от поставщиков и сдачу потребителям нефти, и устанавливает основные положения по их метрологическому и техническому обеспечению.

Рекомендация может быть использована организациями и предприятиями, осуществляющими приемо-сдаточные операции с жидкими углеводородами.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей рекомендации приведены ссылки на следующие нормативные документы:

- ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений;
- ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений;
- ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки;
- ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости;
- ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки;
- ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;
- ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности;
- ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений;
- ГОСТ Р 8.568-97 ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения;
- ГОСТ Р 8.569-98 ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика

поверки;

- ГОСТ Р 8.595-2002 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений;
- ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром;
- ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;
- ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий;
- МИ1001-99 ГСИ Определение поправочного коэффициента на полную вместимость нефтеналивных танков судов при измерении объема нефти. Методика расчета;
- МИ 2153-2001 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях;
- МИ 2543-99 ГСИ. Цистерны железнодорожные. Методика поверки объемным методом;
- МИ 2773-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти;
- МИ 2775-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе;
- МИ 2825-2003 ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию;
- РД 50-156-79 Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 $м^3$ геометрическим методом;
- РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

3 СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей рекомендации использованы следующие сокращения:

БИК – блок измерений показателей качества нефти

БИЛ – блок измерительных линий

БФ – блок фильтров

ГНМЦ – государственный научный метрологический центр

КМХ – контроль метрологических характеристик

ЛВС – локальная вычислительная сеть

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

МН – магистральный нефтепровод

МХ – метрологические характеристики

НД – нормативные документы

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПР – преобразователь расхода

ПСП – приемо-сдаточный пункт

ПУ – поверочная установка

РДП – районный диспетчерский пункт

РНУ – районное нефтепроводное управление

СИ – средство измерений

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти

СОИ – система сбора и обработки информации

ТЗ – техническое задание

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти

ИЛ – измерительная линия

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1 ПСП – пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

4.2 Основные задачи ПСП – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

При выполнении приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

- круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;

- отбор проб из резервуаров и нефтепроводов СИКН, испытание нефти, хранение арбитражных проб;

- оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передача их товарно-транспортным службам;

- контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;

- контроль параметров перекачиваемой нефти;

- контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;

- контроль МХ СИ в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;

- контроль доступа к СИ и изменения их МХ.

4.3 ПСП осуществляет свою деятельность в соответствии с действующим законодательством, НД в области обеспечения единства измерений, Положением о ПСП.

5 СОСТАВ ПСП

5.1 В состав ПСП входят:

- СИКН (основная схема учета с применением методов динамических измерений);

- резервная схема учета;

- аккредитованная испытательная (аналитическая) лаборатория;

- операторная;

- бытовые и вспомогательные помещения.

5.2 В качестве резервной схемы учета применяют СИКН, меры вместимости (резервуары, танки наливных судов), меры полной вместимости (железнодорожные и автоцистерны).

Резервная схема может принадлежать владельцу СИКН или другой стороне.

5.3 В состав ПСП могут входить несколько СИКН при осуществлении операций приема-сдачи нефти по нескольким направлениям. В свою очередь операции приема-сдачи нефти по одной СИКН могут выполнять несколько предприятий при условии заключения соглашения (договора) с владельцем и принимающей стороной.

5.4 При наличии испытательной (аналитической) лаборатории у принимающей и сдающей сторон в состав ПСП включают лабораторию по соглашению сторон.

5.5 Типовая структурная схема ПСП приведена в приложении А.

6 ОРГАНИЗАЦИЯ ПСП

6.1 Решение о создании ПСП принимают сдающая и принимающая нефть стороны.

6.2 Проектирование объектов ПСП проводят на основании утвержденных Заказчиком ТЗ на проектирование (или реконструкцию) ПСП, согласованных сдающей (или принимающей) нефть стороной.

ТЗ на СИКН подлежит метрологической экспертизе с оформлением экспертного заключения.

При разработке ТЗ на проектирование СИКН учитывают положения МИ 2825 и требования раздела 8 настоящей рекомендации.

6.3 Проектирование ПСП выполняют с учетом требований технических условий на подключение, выдаваемых стороной, к которой проводят подключение.

Технические условия должны содержать требования по подключению технологических объектов, организации безопасной эксплуатации совмещенных участков, диспетчерского контроля и управления технологическими объектами, находящимися на стыке производств.

6.4 Проект выполняют с учетом развития ЛВС объекта, автоматизации производства, организации отдельно выделенных каналов для селекторной связи диспетчерских служб сторон, передачи данных на верхний уровень предприятий (создание клиент – серверной архитектуры передачи данных на верхний уровень или интеграцию в существующую информационную систему предприятий).

6.5 Основные параметры ПСП определяют с учетом:

- планируемых объемов перекачки нефти с перспективой на 10 лет;
- максимальных и минимальных режимов перекачки нефти за период времени один час;
- физико-химических свойств нефти.

6.6 Состав СИ и оборудования на ПСП определяют в ТЗ, типы СИ и оборудования определяют в проекте.

6.7 Ввод ПСП в эксплуатацию осуществляют на основании приказов владельца ПСП и сдающей (или принимающей) нефть сторон после ввода СИКН в эксплуатацию в соответствии с МИ 2773, аккредитации испытательной (аналитической) лаборатории и обеспечения СИКН эксплуатационной документацией.

7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ

7.1 Предприятие-владелец ПСП разрабатывает и утверждает Положение о ПСП. Положение должно содержать данные о структуре и составе, задачах и основных функциях, взаимодействии со службами предприятия, правах и ответственности ПСП. Типовая форма положения о ПСП приведена в приложении Б.

7.2 Предприятие-владелец ПСП разрабатывает и утверждает Паспорт ПСП. В паспорте приводят общее описание ПСП, краткое описание и характеристики его основных объектов согласно прилагаемой технологической схемы ПСП. Типовая форма паспорта ПСП приведена в приложении В.

7.3 Формы приемо-сдаточных актов, паспортов качества и отчетных документов должны соответствовать формам, оговоренным в договоре между принимающей и сдающей нефть сторонами.

7.4 Ответственность за ведение документации ПСП возлагают на руководителя (ответственного за эксплуатацию) ПСП.

7.5 Перечень документов, необходимых для наличия на ПСП, разрабатывают на основании перечня, приведенного в приложении Г, утверждается руководителем организации -владельца ПСП и пересматривают по мере поступления новых документов, но не реже, чем 1 раз в год. Перечень документов согласовывают с принимающей или сдающей стороной.

7.6 Сроки хранения документов на ПСП:
- журнал регистрации телефонограмм - 3 года;
- акты приема-сдачи нефти, паспорта качества нефти – 5 лет;
- журнал учета приемо-сдаточных актов – 5 лет;
- журнал регистрации показаний СИКН (резервуаров) – 5 лет;
- журнал записи проведения испытаний нефти – 1 год;
- журнал записи результатов испытаний нефти – 5 лет;
- доверенности на лиц, оформляющих приемо-сдаточные документы, - 5 лет;
- акты технического состояния СИ в составе СИКН – 3 года;
- документы поверки – 1 год после окончания действия;
- документы КМХ – 1 год после окончания межповерочного интервала;
- журналы приема-сдачи смен, установки и снятия защитных пломб и другие документы, относящиеся к деятельности ПСП – 1 год.

7.7 Владелец ПСП организует архив и обеспечивает хранение документации. Доступ к документам, хранящимся в архиве, строго ограничен.

8 ТРЕБОВАНИЯ К СИКН

8.1 НАЗНАЧЕНИЕ СИКН

СИКН предназначены для автоматизированных измерений массы нефти с погрешностью, не превышающей пределов, установленных ГОСТ Р 8.595.

8.2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОЧЕЙ СРЕДЫ И СОСТАВ СИКН

8.2.1 Рабочая среда – нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858.

8.2.2 Характеристика рабочей среды:
- температура (min – max), ^{0}C;
- плотность (min – max), кг/м^3;
- вязкость (min – max), сСт;
- массовая доля воды, %;
- массовая доля механических примесей, %;
- концентрация хлористых солей, мг/дм^3;
- давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.);
- массовая доля серы, %;
- массовая доля парафина, %;
- выход фракций, %, до значений температуры:
200 ^{0}C,
300 ^{0}C,
350 ^{0}C;
- массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm);
- массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн.$^{-1}$ (ppm);
- рабочий диапазон давления (min – max), МПа;
- рабочее давление, МПа;
- расход нефти минимальный, т/ч (м^3/ч);
- расход нефти максимальный, т/ч (м^3/ч).

8.2.3 Состав СИКН:
- БИЛ;
- БИК;
- СОИ;
- пробозаборное устройство по ГОСТ 2517;
- блок ПУ;
- узел подключения передвижной ПУ;
- БФ (при отсутствии в составе измерительных линий);
- система дренажа и канализации;

- при необходимости узел регулирования давления;
- при необходимости узел регулирования расхода через ПУ;
- для предприятий добычи, устройство индикации наличия свободного газа в нефти.

8.2.4 Режим работы СИКН может быть постоянным или периодическим.

8.3 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ВОЗМОЖНОСТЯМ СИКН

8.3.1 СИКН обеспечивает определение массы нефти (в тоннах).

8.3.2 Основные функции СИКН:

8.3.2.1 Основные функции СИКН с преобразователями массового расхода:
- измерения массы нефти по каждой ИЛ;
- определение массы нефти по СИКН в целом.

8.3.2.2 Основные функции СИКН с преобразователями объемного расхода:
- измерения объема нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;
- измерения плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры;
- определение массы нефти по каждой ИЛ одним из следующих способов:
1-ый - по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведения измеренных значений к стандартным условиям;
2-ой - по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти, приведенной к условиям измерений объема;
- определение массы нефти по СИКН в целом.

8.3.2.3 Автоматизированное или ручное управление ИЛ (включение, выключение, поддержание заданного расхода).

8.3.2.4 Автоматизированное или ручное управление расходом нефти через БИК.

8.3.2.5 Автоматический отбор объединенной пробы (по согласованию сдающей и принимающей сторон):
- пропорционально объему перекачиваемой за смену нефти;
- пропорционально времени.

8.3.2.6 Ручной отбор точечной пробы.

8.3.2.7 Автоматизированное и ручное выполнение поверки и КМХ ПР с помощью ПУ без нарушения работы СИКН. Формирование и печать протоколов поверки и КМХ ПР.

8.3.2.8 Ручной или автоматический контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на точность измерений количества нефти.

8.3.2.9 Автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров:

- расхода нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- плотности нефти;
- температуры по каждой ИЛ и в БИК;
- давления по каждой ИЛ и в БИК;
- массовой доли воды;
- вязкости (при наличии вискозиметра);
- перепада давления на фильтрах;
- наличия свободного газа в нефти (при наличии в проекте данного прибора);

8.3.2.10 Индикация и автоматическое обновление данных измерений массы, объема, расхода по каждой ИЛ и СИКН в целом, значений температуры, давления в БИЛ и БИК, плотности, массовой доли воды, вязкости (при наличии вискозиметра) с вызовом на дисплей по требованию.

8.3.2.11 Определение массы балласта по данным испытательной (аналитической) лаборатории и по результатам измерений с помощью поточных (лабораторных) анализаторов качества нефти.

8.3.2.12 Регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передача в системы верхнего уровня.

8.3.2.13 Формирование в автоматическом режиме отчетов за заданный интервал времени и приемо-сдаточных документов. Формирование по запросу текущих отчетов, актов приема-сдачи. Отображение и печать отчетов.

8.3.2.14 Учет и формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).

8.4 ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВНЫМ ЧАСТЯМ СИКН

8.4.1 БЛОК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ (БИЛ)

8.4.1.1 БИЛ рекомендуется располагать в помещении, в котором предусмотрены механическая вытяжная вентиляция (с 1,5 - кратным обменом) и автоматическая аварийная приточная вентиляция (с 8 - кратным обменом), автоматическая система пожаротушения, контроль загазованности, а также соответствующая световая и звуковая сигнализация в БИЛ и в операторной.

8.4.1.2 Блок измерительных линий состоит из:
- входного и выходного коллекторов;
- коллектора к ПУ;
- ИЛ (рабочие, резервные и контрольно-резервная);
- дренажной системы.

Число резервных линий: не менее 30 % от числа рабочих.

8.4.1.3 В состав ИЛ с преобразователями объемного расхода входят:
- запорная арматура на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
- преобразователь объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне: ± 0,15 % в комплекте со струевыпрямителем или прямыми участками до и после ПР (в соответствии с требованиями завода-изготовителя ПР);
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ±0,2 °С и термокарман для стеклянного термометра за прямым участком после ПР;
- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,6 % (за прямым участком после ПР);
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе линии;
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе к ПУ;
- регулятор расхода на выходе линии (при необходимости);
- шаровой кран для дренажа за прямым участком после ПР (в случае конструктивной необходимости);
- шаровой кран-воздушник на входе линии (при отсутствии фильтра на измерительной линии).

В случае подключения ПУ до блока ИЛ запорную арматуру с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек предусматривают на входе измерительной линии, на входе в коллектор к ПУ, а также на входе контрольно-резервной ИЛ.

8.4.1.4 В состав ИЛ с преобразователями массового расхода входят:
- запорная арматура на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);

- преобразователь массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне: ± 0,25 %;

- преобразователь давления и манометр с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,6 %;.

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

- регулятор расхода на выходе ИЛ (при необходимости);

- шаровой кран для дренажа;

- шаровой кран-воздушник.

8.4.1.5 На выходном коллекторе устанавливают манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 1,0 %, карман для термометра и преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С.

8.4.1.6 Запорную арматуру с условным диаметром более 150 мм рекомендуется оснащать электроприводом.

8.4.1.7 Дренажную систему БИЛ выбирают закрытого типа. Обеспечивают контроль протечек в дренажной системе (или дренажных кранов).

8.4.2 БЛОК ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ (БИК)

8.4.2.1 БИК располагают в отапливаемом помещении с автоматическим регулированием температуры в заданных пределах, вентиляцией и освещением (освещенность не менее 100 люкс), с контролем загазованности и пожарной сигнализацией.

8.4.2.2 Нефть в БИК отбирают через пробозаборное устройство в соответствии с ГОСТ 2517.

8.4.2.3 В БИК устанавливают:

- поточные преобразователи плотности (рабочий и резервный) с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,36 кг/м^3;

- поточные преобразователи влагосодержания (рабочий и резервный) с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,1% для контроля наличия воды;

- при необходимости поточные вискозиметры (рабочий и резервный) с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 1,0 % (допускается не включать вискозиметры в состав БИК в случае применения ПР, на погрешность измерений которых не влияет изменение вязкости в установленных пределах);

- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С и термокарман для стеклянного термометра;

- манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,6 %;

- автоматические пробоотборники в соответствии с ГОСТ 2517, обеспечивающие отбор проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее трех литров (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);

- при необходимости регулятор расхода нефти через БИК;

- при необходимости систему промывки поточных преобразователей;

- при необходимости фильтры (рабочий и резервный).

8.4.2.4 В состав БИК могут быть включены дополнительные СИ показателей качества нефти (анализаторы содержания соли, серы) и устройство определения свободного газа.

В БИК предусматривают:

- узел для подключения пикнометрической установки рядом с преобразователями плотности;

- место для выполнения измерений плотности нефти ареометром.

8.4.2.5 При измерениях массы нефти прямым методом динамических измерений допускается не включать поточный плотномер в состав БИК, при этом предусматривают место подключения преобразователя плотности для проведения поверки и КМХ преобразователей массового расхода (при отсутствии в составе ПУ преобразователей плотности).

8.4.2.6 Демонтаж любого преобразователя плотности, влагосодержания и других СИ не должен нарушать режим работы БИК.

8.4.2.7 Дренажную систему выбирают закрытого типа. В верхних точках технологической обвязки предусматривают шаровые краны- воздушники.

8.4.3. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ СБОРА И ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ (СОИ)

8.4.3.1 СОИ:

- принимает и обрабатывает сигналы в импульсной, аналоговой и цифровой формах в диапазоне значений, соответствующем диапазону преобразователей;

- обеспечивает сбор, обработку, отображение, регистрацию информации по учету нефти;

- при необходимости принимает и отображает в реальном времени данные с СИ, не участвующих в учетных операциях;

- управляет режимами работы СИКН;

- контролирует диапазон измеряемых величин и при выходе значения сигнала за пределы рабочего диапазона обеспечивает отработку аварийных действий (пере-

ход на резервную линию, сигнализация аварийного состояния, включение вентиляции БИК и т.п.);

- выполняет функции вторичной аппаратуры стационарной ПУ.

8.4.3.2 СОИ обеспечивает выполнение функций СИКН согласно п. 8.3.2.

8.4.3.3 СОИ обеспечивает хранение архивов информации:

- протокол событий, тренды– 1мес;
- отчеты за 2 часа, смену, сутки – 3 мес;
- месячные отчеты – 1 год;
- паспорта качества, акты приема-сдачи –3 мес.

8.4.3.4 Обеспечение доступа:

СОИ обеспечивает поименную регистрацию пользователей с возможностью предоставления (отмены) доступа к тому или иному закрытому ресурсу (просмотр и печать отчетной документации, паспортов качества, актов приема-сдачи, изменение отчетной документации, управление технологическим оборудованием и т.д.) для каждого пользователя (группы пользователей).

Возможность изменения списка доступов для пользователя (группы пользователей) представляют только пользователю, зарегистрированному в системе с правами администратора.

СОИ обеспечивает два уровня доступа. Первый уровень – доступ к изменению технологических (конфигурационных) настроек и параметров оборудования СИКН. Второй уровень – изменение МХ СИ СИКН. Изменение регистрационной информации соответствующего уровня доступа допускается после регистрации на данном уровне и только для данного уровня.

Изменение МХ СИ СИКН проводит только пользователь, зарегистрированный в системе с правами поверителя. Для обеспечения повышенной защиты МХ СИ рекомендуется использовать внешние носители для хранения учетной записи поверителя (дискета, CD-ROM, устройства USB). Порядок хранения внешних «ключевых» носителей определяет территориальное подразделение Госстандарта России.

8.4.3.5 Программное обеспечение СОИ должно иметь резервные архивные копии на компакт-диске.

8.4.3.6 СОИ обеспечивают источником бесперебойного питания, гарантирующим работу СОИ в течение двух часов.

8.4.4 БЛОК ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКИ (ПУ)

8.4.4.1 ПУ обеспечивает:

- поверку первичных ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти;

- при смене режимов ПУ гарантированное перекрытие потока с местным и дистанционным контролем протечек;
- производительность, достаточную для поверки ПР во всем диапазоне эксплуатации преобразователей.

Максимальное рабочее давление ПУ: не менее максимального рабочего давления СИКН.

8.4.4.2 Вторичная аппаратура ПУ обеспечивает:
- в автоматизированном режиме переключение и настройку режимов ПУ;
- автоматическую обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки и КМХ ПР;
- автоматизированную обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки ПУ.

Функции вторичной аппаратуры стационарной ПУ рекомендуется выполнять при помощи СОИ.

8.4.4.3 На входе и выходе ПУ устанавливают:
- преобразователь температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С и термокарман для стеклянного термометра;
- манометр и преобразователь давления с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,6 %.

8.4.4.4 Пределы допускаемой относительной погрешности ПУ должны соответствать требованиям ГОСТ 8.510.

8.4.4.5 В блоке ПУ, не оснащенном стационарными средствами поверки, предусматривают технологическую обвязку для подключения передвижной ПУ 1-го разряда.

При поверке ПУ поверочными установками с применением весов и мерника предусматривают систему промывки ПУ от нефти.

8.4.4.6 Дренажную систему ПУ выбирают закрытого типа. Обеспечивают контроль протечек в дренажной системе (или дренажных кранов) или герметичность перекрытия дренажной системы при работе ПУ.

8.4.4.7 ПУ рекомендуется располагать в отапливаемом закрытом помещении с приточно-вытяжной вентиляцией и освещением, контролем загазованности и пожара.

8.4.5 БЛОК ФИЛЬТРОВ (БФ)

8.4.5.1 БФ обеспечивает очистку нефти от посторонних механических включений во всём диапазоне работы СИКН.

8.4.5.2 Блок состоит не менее чем из двух фильтров очистки нефти. Один фильтр обеспечивает производительность работы СИКН в рабочем диапазоне расхода (фильтр, входящий в состав ИЛ, обеспечивает производительность работы ПР в рабочем диапазоне расхода).

8.4.5.3 Фильтры освобождают от нефти при проведении их ревизии через дренажную систему. Фильтры рекомендуется укомплектовывать быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрами, преобразователями перепада давления и манометрами с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 1,0 %.

9 РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

9.1 СИКН

9.1.1 Требования к СИКН, используемым в резервной схеме учета, должны соответствовать разделу 8 настоящей рекомендации.

9.2 РЕЗЕРВУАРЫ

9.2.1 Число резервуаров, используемых в резервной схеме учета, определяют проектом.

9.2.2 Технологическая обвязка и запорная арматура резервуаров должны быть герметичны и не допускать утечек нефти. Должна быть предусмотрена возможность проверки герметичности запорной арматуры.

9.2.3 Резервуарные емкости ПСП, используемые в качестве резервной схемы, оснащают стационарными СИ уровня нефти и подтоварной воды с выводом информации на верхний уровень.

9.2.4. Резервуары должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные Государственной метрологической службой или аккредитованной на право поверки метрологической службой юридического лица. Вместимость резервуаров определяют по ГОСТ 8.570, ГОСТ 8.346 и РД 50-156.

9.2.5 В целях автоматизации учета нефти резервуары оснащают:

- стационарными уровнемерами с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 3 мм;
- стационарными многоточечными преобразователями температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 °С;
- стационарными пробоотборниками по ГОСТ 2517.

Допускается применять в качестве резервных СИ:

- переносные СИ уровня;
- переносные преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С или термометры с пределом допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С (температуру определяют в точечных пробах или на заданном уровне).

9.2.6 Плотность нефти в резервуаре определяют переносным СИ плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 кг/м^3 или в лаборатории согласно ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 и МИ 2153 по объединенной пробе, отобранной по ГОСТ 2517. Допускаются определение плотности поточными преобразователями плотности и автоматический отбор проб в соответствии с ГОСТ 2517 из трубопровода за время закачки или откачки резервуара.

9.2.7 Рекомендуется учет по резервуарам осуществлять измерительными системами определения количества нефти в резервуарах в составе:

- канал измерений уровня нефти на базе уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 3 мм;
- канал измерений уровня подтоварной воды на базе уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 10 мм;
- канал измерений плотности на базе поточных преобразователей плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 кг/м^3;
- канал измерений температуры нефти на базе преобразователей температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 °С;
- устройство обработки информации с пределами относительной погрешности при определении массы нефти: ± 0,1%.

9.2.8 Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

9.2.9 Погрешность измерений массы нефти с применением резервуаров в качестве мер вместимости должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.595.

9.3 ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЦИСТЕРНЫ. АВТОЦИСТЕРНЫ

9.3.1 В резервной схеме учета массу нефти в железнодорожных цистернах и автоцистернах определяют:

- по результатам взвешивания на железнодорожных и автомобильных весах;
- по результатам измерений в наливном пункте с помощью резервуаров;
- по результатам измерений в железнодорожных цистернах и автоцистернах.

9.3.2 Железнодорожные цистерны и автоцистерны могут быть использованы для измерений массы нефти как меры полной вместимости. Вместимость железнодорожных цистерн определяют по МИ 2543, автоцистерн - по ГОСТ Р 8.569.

9.3.3 Плотность нефти в цистерне определяют переносным СИ плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,5 кг/м^3 или в лаборатории согласно ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 и МИ 2153 по объединенной пробе, отобранной по ГОСТ 2517.

Температуру измеряют переносным преобразователем температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С или термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С в точечных пробах.

9.3.4 Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

9.3.5. Погрешность измерений массы нефти при использовании железнодорожных цистерн и автоцистерн как мер полной вместимости должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.595.

9.4 ТАНКИ НАЛИВНЫХ СУДОВ

9.4.1 В резервной схеме учета массу нефти, отпущенную на речные и морские наливные суда, определяют:

- по данным градуировочных таблиц береговых резервуаров нефтебаз;
- по результатам измерений в танках наливных судов.

9.4.2 Танки наливных судов могут быть использованы для измерений массы нефти как меры вместимости. Танки должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные в установленном порядке. Вместимость танков определяют с использованием поправочного множителя, рассчитанного по МИ 1001.

9.4.3 Плотность нефти в танках определяют в лаборатории согласно ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 и МИ 2153 по объединенной пробе, отобранной по ГОСТ 2517.

Допускается определение плотности поточными ПП и автоматический отбор проб в соответствии с ГОСТ 2517 из трубопровода за время закачки танка.

Температуру в точечных пробах измеряют переносным преобразователем температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С или термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,2 °С.

9.4.4 Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

9.4.5 Погрешность измерений массы нефти с применением танков наливных судов в качестве мер вместимости должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.595.

10 ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ (АНАЛИТИЧЕСКАЯ) ЛАБОРАТОРИЯ

10.1 Испытательная (аналитическая) лаборатория, выполняющая испытания нефти при приемо-сдаточных операциях, должна быть аккредитована в порядке, ус-

тановленном Госстандартом России. При этом должны быть учтены требования ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025.

10.2 Главными функциями испытательной лаборатории являются проведение с требуемой точностью испытаний нефти (в области, установленной аттестатом аккредитации) на соответствие требованиям ГОСТ Р 51858, а также определение физико-химических показателей качества нефти в целях контроля технологических режимов и функционирования автоматизированных средств учета нефти.

10.3 Результаты испытаний нефти оформляют «Паспортом качества нефти» по формам, установленным РД 153-39.4-042.

Испытательная лаборатория должна иметь:

- квалифицированный инженерный персонал и лаборантов в количестве, достаточном для выполнения всего объема работ, возложенных на лабораторию;
- помещения, соответствующие установленным требованиям и нормам;
- оборудование (технические средства) всех видов, необходимое для проведения испытаний проб нефти, для контроля внешних условий, а также соответствующее метрологическое и техническое обслуживание;
- стандартные образцы, химические реактивы, материалы и вещества, необходимые для выполнения испытаний в соответствии с требованиями документов на методы испытаний;
- актуализированные нормативные и методические документы, допущенные к применению в установленном порядке;
- систему регистрации и прохождения проб нефти;
- систему контроля качества результатов испытаний;
- графики отбора проб нефти;
- графики поверки СИ, аттестации испытательного оборудования и проверки технических характеристик вспомогательного лабораторного оборудования;
- систему управления данными и отчетности о результатах испытаний (измерений);
- программное обеспечение для обработки, регистрации, оформления отчетности и хранения информации.

10.4 В лаборатории для испытаний нефти применяют СИ, тип которых утвержден и внесен в Государственный реестр средств измерений в соответствии с ПР 50.2.009, поверенные согласно ПР 50.2.006.

Испытательное оборудование аттестуют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.568.

Вновь разрабатываемые и пересматриваемые методики выполнения измерений показателей качества нефти должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.563.

10.5 При лаборатории должно быть помещение для хранения арбитражных проб.

11 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

11.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

11.1.1 Передача данных учетных операций с ПСП на верхний уровень предприятий принимающей и сдающей сторон должна обеспечиваться непрерывно.

11.1.2 Пропускная способность канала должна обеспечивать передачу необходимого объема информации в установленное время.

11.1.3 Передача данных по выделенному каналу должна проводиться с использованием технологии, принятой в головном предприятии, осуществляющем централизованный сбор данных.

Для передачи данных с ПСП на верхний уровень предприятий принимающей и сдающей сторон следует использовать интерфейс Ethernet, транспортный протокол IP.

11.2 ОРГАНИЗАЦИЯ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

11.2.1 При организации каналов передачи данных стороны разрабатывают и утверждают положение о границах зон ответственности сторон с указанием конкретной границы зон ответственности и перечней выполняемых каждой из сторон работ по техническому обеспечению организации и эксплуатации каналов передачи данных.

11.2.2 Каналы передачи данных защищают от несанкционированного доступа к данным и возможности их искажения.

11.3 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

11.3.1 Сбор данных со схем учета, корректировку или ручной ввод данных (например, параметров показателей качества нефти) и формирование передаваемой информации осуществляют посредством ПО верхнего уровня ПСП.

11.3.2 Действия по корректировке или ручному вводу данных проводят при одновременном совместном доступе принимающей и сдающей нефть сторон в ПО ПСП.

11.3.3 Информации может быть передана на уровень филиалов головных предприятий для оперативного диспетчерского контроля и управления технологическим процессом приемо-сдаточных операций и перекачкой нефти совместно с тех-

нологической информацией по каналам телемеханической связи или по выделенному каналу.

11.4 ДАННЫЕ, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

11.4.1 В состав передаваемой информации включают следующие данные:

- мгновенный расход нефти;
- объем нефти по каждой ИЛ (для СИКН с преобразователями объемного расхода);
- объем нефти по СИКН в целом, приведенный к стандартным условиям (для СИКН с преобразователями объемного расхода);
- масса нефти;
- плотность, температура и давление нефти в рабочих условиях;
- плотность, приведенная к условиям измерения объема;
- плотность, приведенная к стандартным условиям;
- показатели качества нефти (массовая доля воды, вязкость при наличии вискозиметра);
- отчеты двухчасовые, сменные и суточные;
- акты приема-сдачи нефти;
- паспорта качества нефти.

11.5 ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ДАННЫХ

11.5.1 Информацию передают в масштабе реального времени (текущие данные).

11.5.2 Данные информации в виде значений, усредненных за два часа, передают с периодичностью один раз в два часа.

11.5.3 Данные отчетной информации (после формирования паспортов качества нефти и актов приема-сдачи) передают с периодичностью один раз в смену, сутки.

12 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПСП

12.1 Для обеспечения функционирования ПСП операторную и лабораторию оборудуют системами:

- электроснабжения;
- теплоснабжения;
- водоснабжения;

- хозяйственно-бытовой канализации (лабораторию - дополнительно системой производственной канализации);
- вентиляции;
- связи;
- сигнализации пожарной опасности;
- ЛВС.

12.2 Допускается размещать рабочие места оперативного персонала в помещениях операторных, местных диспетчерских пунктов ЦППН, ЛПДС и других цехов при условии выполнения нормативных требований к размещению СОИ и персонала.

12.3 Владелец ПСП обеспечивает в операторной:
- рабочие места дежурного персонала сдающей и принимающей сторон;
- шкафы с ограничением свободного доступа для хранения документации;
- шкафы для одежды, средств индивидуальной защиты;
- комнату приема пищи;
- связь (междугородную, факс, резервную с диспетчерскими службами сторон) на договорной основе.

12.4 Начальника ПСП (инженера ПСП) обеспечивают отдельным служебным помещением с телефонной связью.

12.5 При удаленности испытательной (аналитической) лаборатории от СИКН и резервуаров на расстояние более одного километра персонал, проводящий отбор и доставку проб, обеспечивают служебным транспортом.

12.6 Доставку персонала на ПСП осуществляют служебным (вахтовым) транспортом.

13 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПСП

13.1 Эксплуатация объектов ПСП должна осуществляться согласно требований безопасности и обеспечения достоверности учетных операций.

Ответственность за эксплуатацию объектов ПСП устанавливают приказом организации-владельца ПСП.

13.2 При эксплуатации ПСП обеспечивают:
- условия эксплуатации СИ и оборудования в соответствии с требованиями технической документации;
- постоянный контроль и регистрацию значений технологических параметров;
- контроль технического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем и сооружений ПСП;

- контроль за работой СИ, контроль протечек запорной арматуры и принятие своевременных мер по устранению нарушений;

- поддержание состояния СИ и оборудования в соответствии с техническими требованиями, включающее своевременное проведение технического обслуживания, ремонт и замену неисправного оборудования;

- поверку СИ и КМХ СИ в межповерочном интервале;

- пломбирование запорной арматуры для обеспечения сохранности технологической схемы транспортировки нефти;

- пломбирование СИ СИКН с целью контроля доступа к СИ и изменения их МХ;

- проверку сохранности пломб при сдаче-приеме смены персоналом принимающей и сдающей нефть сторон.

Для обеспечения доступа к оборудованию и СИ объекты ПСП должны быть оснащены переходами и площадками.

13.3 Измерительные линии СИКН, запорная арматура ПСП, резервуары и трубопроводы должны быть пронумерованы, их нумерация должна соответствовать утвержденным технологическим схемам.

13.4 Эксплуатация СИКН проводят на основании разработанной владельцем ПСП «Инструкции по эксплуатации СИКН», учитывающей конкретные условия и порядок организации эксплуатации.

13.5 Метрологическое и техническое обеспечение эксплуатации СИКН осуществляют в соответствии с МИ 2775.

13.6 Территория объектов ПСП должна иметь общее освещение. В местах съема показаний СИ, расположенных на открытых площадках, дополнительно устанавливают источники местного освещения. Освещение должно соответствовать СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение».

13.7 При эксплуатации объектов ПСП должны соблюдаться требования «Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов» (ВППБ 01-05), «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации» (ППБ 01-93).

13.8 СИ и оборудование, используемые во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищённого исполнения, иметь соответствующую маркировку и разрешение Госгортехнадзора на применение.

13.9 При эксплуатации оборудования и СИ, относящихся к электроустановкам, должны соблюдаться требования «Правил эксплуатации электроустановок потребителей» (ПЭЭП), «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

14 ПЕРСОНАЛ ПСП

14.1 Номенклатуру должностей, количество оперативного персонала на конкретный ПСП устанавливают с учетом:

- Положения о ПСП;
- режима работы системы учета (круглосуточный, циклический, периодический);
- наличия технологического оборудования, отнесенного к системе учета (резервуаров, наливных эстакад, пирсов, СИКН, трубопроводов, запорной арматуры);
- требований по организации безопасного проведения работ при технологических операциях (измерения уровней РВС, налива в танкеры, цистерны);
- сменной работы и продолжительности рабочей недели;
- регламента технического обслуживания оборудования и СИ;
- норм времени на техническое обслуживание оборудования и СИ.

14.2 Обязанности и требования к квалификации персонала устанавливают в должностных инструкциях в соответствии со штатным расписанием ПСП.

14.3 Персонал ПСП должен иметь соответствующую квалификацию, быть обучен безопасным методам и приемам работы на взрывопожароопасных объектах, иметь допуск к самостоятельной работе после обучения, пройти стажировку и сдать экзамены на знание должностных инструкций, НД и инструкций по учету нефти, знание основной и резервной схемы приема-сдачи нефти, технологических трубопроводов и узлов переключений.

14.4 В целях обеспечения ответственности за полноту выполняемых операций, ответственности за квалификацию персонала и выполнения должностных обязанностей должен быть назначен начальник ПСП (инженер ПСП).

14.5 Для выполнения контрольных функций принимающая или сдающая сторона направляет на ПСП оперативно-технологический персонал и уполномоченный персонал для совместного ведения учетных операций. Персонал должен иметь соответствующую квалификацию, допуск к самостоятельной работе и быть обучен безопасным методам и приемам работы на взрывопожароопасных объектах.

15 ВЗАИМООТНОШЕНИЯ СТОРОН

15.1 Взаимоотношения сторон при эксплуатации ПСП оговаривают в Инструкции (Регламенте) по взаимоотношениям и договорах между принимающей и сдающей сторонами.

15.2 Операции по приему-сдаче нефти проводят совместно принимающей и сдающей сторонами.

Ответственность за своевременное и правильное оформление приемо-сдаточных документов несёт владелец ПСП.

15.3 Представителям сдающей и принимающей сторон необходимо иметь надлежащим образом оформленные доверенности на подписание товарно-сопроводительных документов.

15.4 Для проведения операций приема-сдачи на ПСП другого предприятия грузоотправитель заключает соглашение с владельцем ПСП и принимающей стороной об обязательствах и условиях ведения учетных операций.

15.5 Регламентные работы (проверка пломбировки СИ, пломбирование запорной арматуры, отбор проб, снятие показаний) проводит персонал принимающей и сдающей сторон совместно.

15.6 При необходимости перехода на резервную схему учета представители предприятий сдающей и принимающей сторон в течение часа сообщают о принятом решении в вышестоящие организации и в организацию, осуществляющую техническое обслуживание СИКН.

Порядок действий при переходе на резервную схему учета должен соответствовать РД 153-39.4-042.

15.7 При отказе основной и резервной схем учет нефти осуществляют способом, регламентированным соглашением сторон.

15.8 В целях предупреждения недостоверности учета нефти принимающая и сдающая стороны создают совместные комиссии, действующие в течение года по согласованному графику.

Рекомендуемый состав комиссии - по одному специалисту с каждой стороны:

- руководитель (ведущий инженер) товарно-транспортной службы;
- инженер службы качества;
- инженер-метролог;
- представители других служб (при необходимости).

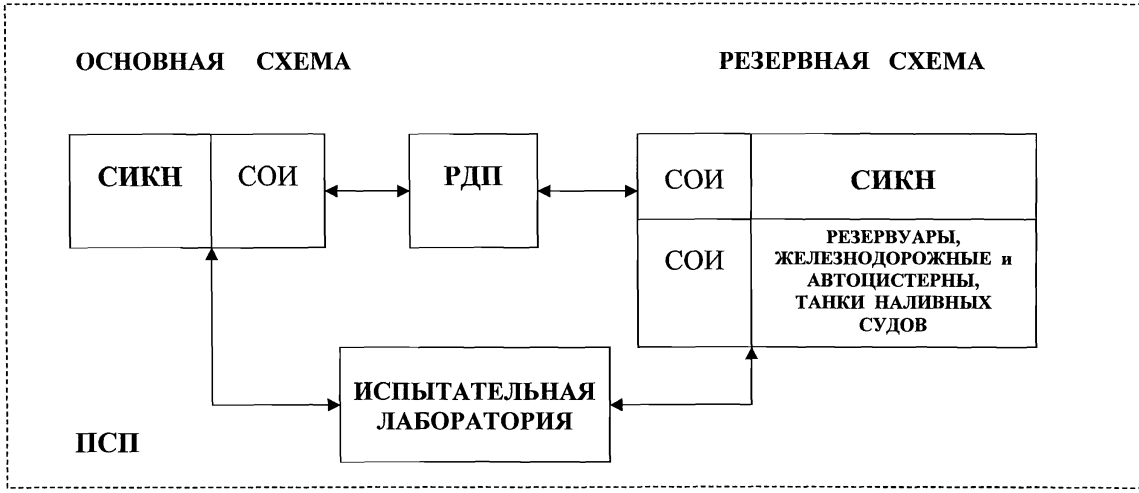
В работе комиссии могут принимать участие представители вышестоящих организаций и представители организаций Госстандарта России.

Результаты совместной работы отражают в общем акте.

15.9 Мероприятия по устранению нарушений разрабатывает владелец ПСП в течение указанного в акте срока и согласовывает их с противоположной стороной.

15.10 Перед началом работы комиссия проверяет выполнение и устранение замечаний предыдущих проверок.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Типовая структурная схема ПСП



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Рекомендации по разработке Положения о ПСП

ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ

Положение о ПСП оформляют в соответствии с требованиями к оформлению организационно-распорядительных документов.

Первый лист оформляют на общем бланке предприятия с указанием полного наименования и организационно-правовой формы. Титульный лист не оформляют.

Положение подписывает начальник ПСП и утверждает вышестоящий руководитель.

Положение согласовывают:

- с кадровой службой предприятия;
- с юридическим отделом;
- со структурными подразделениями предприятия, с которыми ПСП осуществляет административное и оперативное взаимодействие.

СТРУКТУРА ПОЛОЖЕНИЯ

Текстовая часть Положения состоит из следующих разделов:

- Общие положения
- Основные функции
- Права и ответственность
- Связи с отделами и службами головного предприятия (или Информация и документация)
- Контроль, проверка и ревизия деятельности.

СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ

1. Общие положения

В разделе отражают следующую информацию:

- полное название ПСП в соответствии с организационной структурой предприятия, в состав которого входит ПСП; в скобках приводят сокращенное наименование;
- место в системе управления (например, «ПСП является самостоятельным структурным подразделением предприятия» или «ПСП является структурным подразделением в составе …»);
- основные задачи;
- в чьем непосредственном подчинении находится ПСП, кто возглавляет (полное название должности);
- порядок назначения на должность руководителя ПСП и освобождения от должности (чьим приказом, по чьему представлению, по согласованию с каким органом управления);
- внутренняя структура ПСП (перечень подразделений, входящих в состав ПСП, с указанием штатных единиц);

- кто утверждает структуру и штаты;

- НД, которыми ПСП руководствуется в своей деятельности (например, «В своей деятельности ПСП руководствуется: действующим законодательством, государственными стандартами, нормативными документами отрасли, документами органов управления предприятием, действующими нормативными и технологическими документами предприятия, производственными инструкциями, правилами внутреннего трудового распорядка и настоящим положением»).

2. Основные функции

Раздел содержит перечисление функций (работ), необходимых для выполнения основной задачи.

3. Права и ответственность

В разделе соблюдают следующую последовательность изложения текста:

- права, необходимые для выполнения функций ПСП;

- права начальника;

- права других должностных лиц (например, операторов, инженеров по учету, лаборантов химического анализа).

ПСП могут быть предоставлены права:

- принимать решения о переключении с основной схемы учета на резервную по соглашению сторон;

- получать информацию, необходимую для выполнения основных функций;

- требовать выполнения определенных действий (например, принятия мер по предупреждению отказов оборудования, нарушений технологии, достоверности учета и т.д.);

- контролировать соблюдение трудового законодательства, охрану труда, пожарную безопасность, промышленную санитарию и т.д.).

Руководитель ПСП может получить право:

- распределять и организовывать работу;

- участвовать в установленном порядке в решении вопросов о подборе кадров, приеме, перемещении и увольнении работников;

- представлять их к поощрению и взысканию;

- вносить предложения по изменению структуры и штатов ПСП и совершенствованию его работы.

Сотрудники ПСП имеют право на:

- комфортные условия труда;

- условия для развития и поддержания своей профессиональной квалификации.

В Положении устанавливают ответственность ПСП за:

- качественное и своевременное выполнение главной задачи и основных функций;

- систематизацию и обеспечение сохранности документации;

- полноту, достоверность и своевременность представляемой ПСП информации;
- сохранение сведений, представляющих коммерческую тайну;
- правильность осуществления мероприятий, направленных на решение конкретных вопросов деятельности ПСП;
- рациональную организацию труда, правильность применения положений тех или иных нормативных и технологических документов;
- соблюдение установленных правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности, трудовую и технологическую дисциплину и др.

Всю полноту ответственности за качество и своевременность выполнения возложенных на ПСП задач и функций несет его руководитель, степень ответственности сотрудников подразделений устанавливают в должностных инструкциях.

4. Связи с отделами и службами головного предприятия

Раздел содержит перечень основных вопросов, по которым осуществляют взаимодействие подразделений ПСП для выполнения основных задач, и перечисление внешних организаций (предприятий), взаимодействие с которыми ПСП осуществляет при выполнении основных задач и функций.

Текст данного раздела может быть представлен в виде таблицы или матрицы.

Пример: Взаимодействие ПСП, являющегося структурным подразделением линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) N-го РНУ, с отделами и службами РНУ может быть отражено следующим образом:

Наименование информации (документ, сведения)	От кого (кому)	Периодичность получения (предоставления)
Информация, получаемая ПСП		
Технологическая схема ЛПДС	ОЭН	1 раз в 3 года и при внесении изменений
Карты технологических режимов МН	ТТО РНУ	1 раз в год, а также при внесении изменений
Технологическая карта уставок	ТТО РНУ	1 раз в год
Технологическая карта резервуаров. Сведения о техническом состоянии и полезной емкости резервуаров по состоянию на 20-е число каждого месяца	ОЭН	ежемесячно
Реестры расчетных режимов работы нефтепроводов.	ТТО РНУ	1 раз в год и при внесении изменений.

Плановые технологические режимы работы	ТТО РНУ	До 26 числа каждого месяца
Нормативно-технологические параметры работы МН и НПС	ОЭН	1раз в квартал
Градуировочные таблицы резервуаров, емкостей утечек	ОЭН, служба метрологии	При вводе новых объектов и пересчетах
Задания по маршрутным поручениям на сдачу, прием нефти	ТТО РНУ	Ежедневно
Планы возможных ликвидаций аварий на объектах	ОЭН	Ежегодно
Нормативная документация	Служба метрологии	По мере поступления и по запросу
Информация, выдаваемая ПСП		
Оперативные данные о приеме-сдаче нефти	ТТО РНУ	Ежедневно
Сведения о наличии свободной емкости резервуарного парка	ТТО РНУ	Ежедневно
Сведения о расходе нефти на собственные нужды и отпуске на сторону	ТТО РНУ	Ежемесячно 1-го числа
Акты приема-сдачи нефти с приложением паспортов качества, отчеты о результатах инвентаризации по резервуарам и технологическим трубопроводам, сведения о сдаче нефти по классам, типам, группам и видам	ТТО РНУ	Оперативно 1-го числа каждого месяца

Одним из обязательных пунктов в данном разделе является указание, что ПСП использует программные средства и базы данных (перечисляют) в соответствии с внутренними НД предприятия о порядке управления доступом к ресурсам корпоративной информационной системы.

5. Контроль, проверка и ревизия деятельности

В разделе устанавливают действующую систему или порядок внутреннего контроля и проверки деятельности, в т. ч. контроль за соблюдением технологии, а также

кто, какое направление деятельности, в какие сроки и с какой периодичностью имеет право проверять.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Указывают наименование, расположение, назначение и дату организации ПСП.

СОСТАВ ПСП

Дают краткую характеристику приемо-сдаточного пункта:

- перечисляют направления перекачки нефти, указывают, по каким нефтепроводам и на какие предприятия осуществляют прием-сдачу нефти;
- перечисляют основную и резервную схемы учета, которые применяют на ПСП, указывают методы определения количества и показателей качества нефти.

Приводят показатели физико-химических свойств нефти (по форме таблицы 1).

Таблица 1 – Показатели физико-химических свойств _____ нефти

Наименование показателя	Единица величины	Значение показателя min - max
Массовая доля серы	%	
Плотность нефти при стандартной t	кг/м^3	
Температура нефти	^{0}C	
Массовая доля воды	%	
Концентрация хлористых солей	мг/дм^3	
Давление насыщенных паров	мм. рт. ст.	
Массовая доля мех. примесей	%	
Кинематическая вязкость при температуре сдаваемой нефти	сСт	
Массовая доля парафина	%	
Выход фракций до значения температуры: 200 ^{0}C, 300 ^{0}C, 350 ^{0}C;	%	
Массовая доля сероводорода	млн. $^{-1}$	
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов, в сумме	млн. $^{-1}$	

ОСНОВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Приводят общую характеристику основной схемы учета.

Приводят параметры СИКН:

Расход нефти через СИКН, м^3/час (т/ч):

- минимальный;

- максимальный.

Давление нефти, МПа:

- рабочее;
- минимально допускаемое;
- максимально допускаемое.

Перечисляют основные режимы работы СИКН.

Указывают максимальную производительность ПР.

Перечисляют состав СИКН.

Дают характеристику технологической части СИКН:

- приводят состав измерительных линий;
- указывают расположение фильтров (блока фильтров);
- приводят состав блока измерений показателей качества нефти;
- дают краткое описание поверочного устройства, указывают способ проведения его поверки.

РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Указывают назначение резервуарного парка, метод измерений массы нефти.

Тип, номинальную вместимость резервуаров приводят в таблице.

Отдельно указывают группу резервуаров, допущенных к проведению коммерческих операций.

Перечисляют установленное оборудование и СИ, применяемые при проведении учетных операций.

№ резервуара	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м³

АККРЕДИТОВАННАЯ ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ (АНАЛИТИЧЕСКАЯ) ЛАБОРАТОРИЯ

Указывают соответствие лаборатории требованиям Системы аккредитации аналитических лабораторий (центров), наличие аккредитации на техническую компетентность и регистрации в Государственном реестре.

Перечисляют способы и периодичность отбора проб, методы анализа параметров качества нефти.

СОСТАВИЛ:
НАЧАЛЬНИК ПСП

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Рекомендации по разработке паспорта ПСП

Паспорт содержит титульный лист, лист содержания и состоит из следующих разделов:

- Общие сведения
- Состав ПСП
- Основная схема учета
- Резервная схема учета
- Аккредитованная испытательная (аналитическая) лаборатория.

Форма выполнения титульного листа показана на рисунке 1.

(наименование предприятия-владельца)

Гриф утверждения

ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЙ ПУНКТ

(наименование ПСП)

ПАСПОРТ

(наименование населенного пункта, вблизи которого находится ПСП)

Рисунок 1 – Форма титульного листа

Ниже приведены указания по содержанию разделов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Перечень документов для разработки комплекта документации ПСП

Основополагающие документы:

- Федеральный Закон «О техническом регулировании», 2002 г.
- Закон РФ «Об обеспечении единства измерений», 1993 г.
- Закон РФ «Об энергосбережении», 1996г.
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»,1997 г.
- Федеральный закон «Об основах охраны труда в РФ», 1999 г.
- «Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте» (СОРОТ) ОАО «АК «Транснефть», 2000г.
- Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, РД-153-39.4-056-00.
- Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, 1989г.
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, РД 08-200-98.
- Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть», ВППБ 01-05-99.
- Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93.
- Правила эксплуатации электроустановок потребителей, 2001 г.
- Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, 2001 г.
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 1998 г.
- Правила внутреннего трудового распорядка.

Нормативные документы, методики поверки:

- ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений
- ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки
- ГОСТ 8.400-80 ГСИ. Мерники металлические образцовые. Методы и средства поверки
- ГОСТ 8.417-2002 ГСИ. Единицы величин
- ГОСТ 8.430-88 ГСИ. Обозначения единиц физических величин для печатающих устройств с ограниченным набором знаков
- ГОСТ Р 8.568-97 ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения
- ГОСТ Р 8.569-98 ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки
- ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки
- ГОСТ Р 8.599- 2003 ГСИ. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы

• ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости
• ГОСТ 1437-75 Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы
• ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
• ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров
• ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава
• ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды
• ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
• *ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности*
• ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей
• ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина
• ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания
• ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
• ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений
• ГОСТ Р 8.580-2001 ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов
• ГОСТ Р 8.595-2002 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
• ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил и этилмеркаптанов
• ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром
• ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
• ГОСТ Р 51947-2002 Нефть нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсной рентгено-флуоресцентной спектрометрии
• ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий
• РМГ 29-99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения
• МИ1001-99 ГСИ Определение поправочного коэффициента на полную вместимость нефтеналивных танков судов при измерении объема нефти. Методика расчета
• МИ 1317-86 ГСИ. Результаты измерений и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле параметров
• МИ 1498-87 ГСИ. Влагомеры нефти диэлькометрические. Методика поверки
• МИ 1971-95 ГСИ. Установки поверочные на базе весов ОГВ. Методика поверки
• МИ 1972-95 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методы поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников
• МИ 1973-95 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1 -го разряда с компаратором
• МИ 1974-95 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки

• МИ 2035-95 ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных, суммирующие и вторичные приборы счетчиков всех типов, входящих в состав учета нефти. Методика поверки
• МИ 2091-90 ГСИ. Измерения физических величин. Общие требования
• МИ 2105-90 ГСИ. Уровнемеры системы «КОР-ВОЛ». Методика поверки
• МИ 2153-2001 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях
• МИ 2315-94 ГСИ. Вычислитель плотности модели 7945 фирмы «SOLARTRON» (Англия). Методика поверки
• МИ 2326-95 ГСИ. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы "Шлюмберже". Методика поверки
• МИ 2336-2002 ГСИ. Показатели точности, правильности, прецизионности методик химического анализа. Методы оценки
• МИ 2389-97 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные и камерные фирмы "Smith Meter Inc." (США) моделей K2D и M16-S. Методика поверки
• МИ 2391-97 ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы "Solartron Transducers". Методика поверки
• МИ 2396-97 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки
• МИ 2415-97 ГСИ. Качество нефти. Нормируемые метрологические характеристики анализаторов и нормы погрешности измерений показателей
• МИ 2418-97 ГСИ. Классификация и применение технических средств испытаний нефти и нефтепродуктов
• МИ 2463-98 ГСИ. Массомеры «Micro Motion» фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности
• МИ 2470-2000 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER – ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки
• МИ 2543-99 ГСИ. Цистерны железнодорожные. Методика поверки объемным методом
• МИ 2579-2000 ГСИ. Резервуары (танки) речных и морских наливных судов. Методика поверки объемным методом
• МИ 2587-2000 ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки
• МИ 2591-2000 ГСИ. Плотномеры поточные фирмы «Solartron elektric group Ltd». Методика поверки
• МИ 2615-2000 ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы «THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD» (Великобритания). Методика градуировки
• МИ 2617-2000 ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Даниел». Методика поверки
• МИ 2618-2000 ГСИ. Суммирующий блок TG 5001. Методика поверки

• МИ 2619-2000 ГСИ. Суммирующий блок TG 5000. Методика поверки
• МИ 2620-2000 ГСИ. Центральный блок обработки информации "7915 Flow computer". Методика поверки
• МИ 2621-2000 ГСИ. Электронный блок компакт- прувера типа «BROOKS COMPACT PROVER» фирмы «BROOKS INSTRUMENT» (США)
• МИ 2622-2000 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «BROOKS COMPACT PROVER» фирмы «BROOKS INSTRUMENT» (США) с компаратором
• МИ 2632-2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета
• МИ 2637-2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов при 20°С. Таблица пересчета
• МИ 2644-2001 ГСИ. Денсиметры SARASOTA модификации FD 950 и FD 960 фирмы «Onix Measurement Limited» (Великобритания)
• МИ 2723-2002 ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «OCTOPUS». (ОКТОПУС). Методика поверки
• МИ 2742-2002 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые MICRO MOTION, фирмы FISHER ROSEMOUNT. Методика поверки поверочной установкой «ВСР-М» с измерительно-вычислительным контроллером «OMNI- 3000 PPC»
• МИ 2773-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти
• МИ 2775-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе
• МИ 2816-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации
• МИ 2825-2003 ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию
• ГСИ. Вычислитель расхода «OMNI». Методика поверки
• ГСИ. Вторичный прибор MRT 97 счетчика жидкости турбинного. Методика поверки.
• Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки
• РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
• РД 39-109-91 Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок
• РД 50-156-79 Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 $м^3$ геометрическим методом
• РД 50-674-88. Метрологическое обеспечение количественного химического анализа. Основные положения
• РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти

• РД-153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
• Инструкция по учету нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», зарегистрирована ФГУП ВНИИМ 27.08.2001, регистрационный код ФР.1.28.2001.00274
• Положение о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов, утвержденное Минтопэнерго РФ 5 октября 1995 г.
• Документы, разработанные на предприятии.

Документы, наличие которых на ПСП обязательно:

С применением СИКН:

• Положение о ПСП
• Паспорт ПСП
• Утвержденные основная и резервная схемы учета нефти
• Акты приема-сдачи и паспорта качества (по одному экземпляру)
• Журнал учета приемо-сдаточных актов
• Доверенности на лиц, оформляющих приемо-сдаточные документы
• Приказы и распоряжения руководства организации об оформлении приемо-сдаточных документов
• Акт ввода СИКН в промышленную эксплуатацию
• Копия экспертного заключения метрологической экспертизы проекта СИКН
• Копии графиков поверки СИ
• Графики контроля метрологических характеристик
• Графики проведения технического обслуживания и ремонта
• Формуляры и (или) паспорта на СИКН и СИ
• Паспорт пробозаборного устройства
• Свидетельства о поверке СИ
• Протоколы поверки ПР, ПП, СОИ, ПУ
• НД на методику выполнения измерений массы нефти (аттестованная ГНМЦ Госстандарта России)
• Журналы контроля метрологических характеристик средств измерений СИКН
• Журнал технического обслуживания
• Журнал регистрации показаний СИКН
• Журнал записи результатов испытаний
• Журнал записи проведения испытаний
• Журнал учета установки и снятия пломб
• Журнал регистрации телефонограмм
• Журнал проверки состояния условий труда
• Журнал проверки противогазов
• Акты об отказах технологического оборудования, СИ

- Акты отключения СИ и СИКН
- Технологические схемы СИКН, трубопроводов НПС, узлов переключения ПУ
- Инструкции по эксплуатации СИКН
- Эксплуатационная документация на СОИ («Руководство пользователя», «Руководство администратора»)
- Планы ликвидации аварийных ситуаций
- Должностные инструкции персонала
- Инструкции по ТБ и ПБ

С применением резервуаров:

- Положение о ПСП
- Паспорт ПСП
- Утвержденные основная и резервная схемы учета нефти
- Акты приема-сдачи и паспорта качества (по одному экземпляру)
- Журнал учета приемо-сдаточных актов
- Доверенности на лиц, оформляющих приемо-сдаточные документы
- Приказы и распоряжения руководства организации об оформлении приемо-сдаточных документов
- Экземпляр проектной и исполнительной документации.
- Графики поверки СИ
- Графики контроля метрологических характеристик
- Графики проведения технического обслуживания и ремонта
- Формуляры и (или) паспорта на СИ
- Паспорт пробозаборного устройства
- Свидетельства о поверке СИ
- Градуировочные таблицы на резервуары
- НД на методику выполнения измерений массы нефти (аттестованная ГНМЦ Госстандарта России)
- Журналы контроля метрологических характеристик средств измерений
- Журнал технического обслуживания
- Журнал регистрации результатов измерений
- Журнал записи результатов испытаний нефти
- Журнал записи проведения испытаний нефти
- Журнал учета установки и снятия пломб
- Журнал регистрации телефонограмм
- Журнал проверки состояния условий труда
- Журнал проверки противогазов
- Акты об отказах технологического оборудования, СИ
- Акты отключений СИ
- Акты измерений базовых высот

- Технологические схемы трубопроводов НПС, наливных эстакад, узлов переключения
- Технологические карты по эксплуатации резервуаров
- Планы ликвидации аварийных ситуаций
- Должностные инструкции персонала
- Инструкции по ТБ и ПБ

gost.e-ecolog.ru