УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЗЕРВНОЙ СХЕМЫ УЧЕТА НА СИКН №124 НПС «КАЛЕЙКИНО-3»

IMPROVEMENT OF THE BACKUP SCHEME OF ACCOUNTING AT SIKN No. 124 OPS "KALEIKINO-3"

УДК 608.2

Тахаутдинова Эльвира Зинуровна, Студент магистратуры, 3 курс, факультет «Трубопроводный транспорт углеводородов», Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

Tahautdinova Elvira Zinurovna, elvira-salimova-2015@mail.ru

Аннотация: В данной статье описана принципиальная работа системы измерения количества и показателей качества нефти, а так же работа резервной схемы учета, случаи перехода из основной схемы учета в резервную схему учета. Рассмотрены методы измерения нефти и нефтепродуктов. Определен принцип перехода на резервную схему учета на НПС «Калейкино-3» СИКН №124. Выявлены основные недостатки резервной схемы учета на НПС «Калейкино-3». Для решения данной проблемы предложено установить контрольно-резервную измерительную линию.

Annotation: This article describes the principal work lease automatic custody transfer unit and redundant circuit of oil metering. Cases of switching from the basic circuitry of oil metering to the redundant circuit of oil metering. Disadvantages of the redundant circuit of oil metering, ways to eliminate them. Oil measurement methods have been reviewed. The principle of transition to redundant circuit of oil metering to oil pumping station «Kaleikino-3» was determined. Major

disadvantages were identified of redundant circuit of oil metering on oil pumping station «Kaleikino-3».

Ключевые слова: приемо-сдаточный пункт, система измерения количества и качества нефти, резервная схема учета, резервуарный парк, нефтеперекачивающая станция.

Key words: oil delivery and acceptance point, lease automatic custody transfer unit, redundant circuit of oil metering, storage facilities, oil pumping station

Основной целью для транспортировки нефти является коммерческий учет нефти. Наиболее эффективным методом учета расхода в настоящее время считается применение специальных приборов учета, получивших название «расходомеры» (счетчики). Расходомер – это прибор, состоящее из нескольких частей, измеряющих расход вещества (жидкости, газа или пара) [2]. Их использование позволяет осуществлять учет расхода коммерческой нефти.

Приемосдаточный пункт нефти (ПСП) - это сложный комплекс, на котором инженеры по учетным операциям на основе измерений с помощью (СИКН) определяют количество товарной нефти без балласта, передаваемой от одной стороны к другой. В зависимости от целей, условно различают оперативный и коммерческий учет нефти и нефтепродуктов. При оперативном учете предприятие само устанавливает методы, технические средства и требования к точности измерений, а при коммерческом учете руководствуются стандартами, другими нормативными документами, принятыми в установленном порядке, и соглашениями сторон.

В учете нефти и нефтепродуктов могут использоваться различные варианты средств измерений, также может быть отличная степень автоматизации измерений, но структура учета нефти, их технологическая схема, алгоритм работы и количество измерений в основном похожи. Технологическая схема система измерения количества и качества нефти на каждом объекте учета нефти имеет свою специфику, но она во всех случаях

содержит следующие основные блоки (узлы): измерительные линии, регулирование расхода и давления, фильтров, контроля качества нефти или нефтепродуктов, а также систему обработку информации, поверочную установку[1].

Для учета нефти и нефтепродуктов используется два основных метода измерения: статические измерения и динамические измерения [3].

Различия между измерениями приведены в таблице №1

Таблица №1 Методы измерения**.**

Динамические измерения	Статические измерения
- количество продукта наливают в емкость (резервуар, мерник, цистерну и т.д.), предназначенную для хранения, транспортировки или специально для учета продукта; - определяют известным методом количество продукта (например, объемно-массовым методом, непосредственным взвешиванием и т.д.); - отбирают пробу продукта; - по результатам измерений вычисляют объем или массу продукта и по пробе определяют параметры качества.	- заполнение резервуара продуктом; - подготовка резервуара к учетным операциям (отстой, слив “подтоварной воды”); - проведение учетных операций; - откачка продукта из резервуара; - подготовка резервуара к приему продукта (измерение остатка и т.д.).

Для учета продуктов на магистральных трубопроводах при непрерывной перекачке больших объемов необходимо большое количество резервуаров, которые поочередно используются для проведения указанных операций. Кроме того, эти операции трудно поддаются автоматизации и для их выполнения требуется большое количество обслуживающего персонала.

Переход на РСУ может быть как плановым, так и внеплановым. Рассмотрим ряд причин перехода из основной схемы учета в резервную:

Плановая:

1) реконструкция СИКН (основной схемы учета нефти);

2) проведение работ по метрологическому и техническому обслуживанию, требующих остановку СИКН по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон (ТО-3 ИВК, ТО-3 ПР, ревизия пробозаборного устройства);

3) заполнение нефтью из РП участков ЛЧ МН после производства плановых работ, если расход нефти через ПР рабочей ИЛ ниже минимально-допустимого предела согласно свидетельству о поверке ПР.

Внеплановая:

1) работа ПР (СИКН) в неаттестованном диапазоне измерений;

2) одновременный отказ на рабочей и резервной ИЛ или нескольких рабочих ИЛ ПР или следующего оборудования: фильтров, струевыпрямителей, если расход через одну исправную ИЛ из оставшихся превышает допустимые пределы рабочего диапазона ПР согласно свидетельству о его поверке;

3) избыточное давление нефти после ПР ниже значения, установленного в инструкции по эксплуатации СИКН и невозможности установления нормируемого значения;

4) отключения электроэнергии более чем на 2 часа или при отказе ИБП;

5) наличие утечек нефти через запорную арматуру байпасного трубопровода СИКН;

6) отказ СОИ;

7) чрезвычайные ситуации, при которых эксплуатация СИКН невозможна.

В короткие сроки от момента отказа до перехода на РСУ, количество перекаченной нефти определяют расчетным путем. Параметры потока (давление Р, температура Т, плотность нефти ρ) принимают равными средним значениям за последний отчетный период, значение расхода нефти принимают равным зафиксированному значению за последние два часа при

неизменном режиме перекачки, и оформляют Акт, составленный комиссионно [6].

Недостатками РСУ являются:

- для подготовки резервуара к резервной схеме учета требуется его отстой в течение двух часов;

- некорректность показаний уровнемера, необходимость ручного замера рулеткой;

- пределы допускаемой погрешности измерений РСУ составляет ±0,5%;

- увеличение времени по составлению акта приема-сдачи нефти;

- увеличение трудоемкости в процессе замера при РСУ.

Для решений недостатков при резервной схеме учета:

1) применение накладных расходомеров;

2) монтаж резервной измерительной линий.

РСУ нефти СИКН №124, реализует косвенный метод статических измерений массы. В отдельных случаях, по согласованию сдающей и принимающей сторон допускается вести учет по средней производительности СИКН №124 за последние 4 часа при неизменном режиме перекачки нефти. Диспетчер ТТО за 4 часа до перехода на РСУ (если о переходе известно заранее) направляет факсограмму оператору РП о необходимости подготовки РСУ. Оператор товарный РП после получения факсограммы от диспетчера ТТО о переходе на РСУ, осуществляется переход на РСУ в следующем порядке[4]:

- по согласованию с диспетчером ТТО определяет резервуар, с которого будет осуществляться сдача нефти;
- производит подготовку средств измерений к выполнению измерений в соответствии с требованиями технической документации на СИ;
- проверяет исправность пробоотборника и емкости для объединенной пробы;
- производит двухчасовое отстаивание нефти и замер уровня подтоварной воды в резервуаре;

- производит сброс подтоварной воды;
- производит отбор точечной пробы нефти с резервуара согласно ГОСТ 2517 [5];
- на время учета нефти по РСУ обеспечивает исключение смешения потоков нефти резервуаров, участвующих в РСУ от остальных резервуаров.

Инженерно-технический персонал рассчитывает значение уровней соответствующих условиям утвержденной методике измерений на РСУ. При отсутствии достаточной товарной (свободной) емкости в РП НПС «Калейкино» значения уровней определяют по согласованию со сдающей и принимающей сторонами.

Перекачка нефти с разным содержанием серы, из нескольких подготовленных резервуаров после двухчасового отстоя и дренирования подтоварной воды, производится в соответствии с инструкцией по компаундированию нефти на НПС «Калейкино». Порядок подключения резервуаров на раздельный прием/сдачу определяет диспетчер ТТО в зависимости от наличия нефти в РП, количества принимающей нефти, и прочих технологических условий. Нефть с резервуара РП «Калейкино-3», РП «Калейкино-1» поступает через камеру ФГУ на вход подпорной насосной НПС «Калейкино-3». Смесь нефтей с выхода подпорной насосной через байпасные задвижки поступает в основную нефтенасосную, откуда поступает в магистральный нефтепровод МН «Альметьевск-Горький-3» DN 1000 мм[4].

Предлагается модернизация резервной схемы учета косвенным методом динамических измерений во время поверки ТПР. Для этого необходимо осуществить монтаж контрольно-резервной измерительной линий путем изменения обвязки в технологической схеме на НПС Калейкино-3. Выполнить подбор преобразователя расхода для резервной измерительной линий и провести гидравлический расчет трубопроводов для различных условий работы. После изменения резервной схемы учета уменьшится допускаемая погрешность при переходе на РСУ. Снизится нагрузка на РП НПС «Калейкино» (не будет необходимости подготавливать резервуары для

РСУ во время проведения поверки ТПР и при отказах), что обеспечит оптимальную работу всей НПС.

Литература:

1. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке.- М.: ООО «Недра-Бизнес-Центр», 2002.-417с. Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Ханов Н.И., Золотухин Е.А., Немиров М.С., Фатхутдинов Т.А.
2. ГОСТ 15528-86 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения (с Изм.N 1) М.: ГСС СССР – 96с.
3. ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
4. И-17.060.00-ТПК-034-19 Инструкция по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти №124 ПСП НПС «Калейкино» - 152с.
5. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М.:ФГУП ВНИИР – 76 с.
6. Р 50.2.040-2004 Рекомендации по метрологии. ГСОЕИ. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения (с изм. N 1)

Literature:

a. Utility metering system petroleum and petroleum producst during production and transportation LLC «Nedra-Business-Center», 2002-417 p. Fathutdinov A.S., Slepayn M.A.., Hanov N.I., Zolotyhin E.A., Nemirov M.S., Fathutdinov T.A.
2. State system for ensuring the uniformity of measurements 15528-86 Instruments for measuring flowrate, volume or mass of flowing fluid and gas. Terms and definitions

3. State system for ensuring the uniformity of measurements 8.595-2004 Mass of petroleum and petroleum products. General requirements for procedures of measurements
4. I-17.060.00-ТПК-034-19 Operating instructions for oil quantity and quality measurement systems №124 oil pump station «Kaleikino»
5. State system for ensuring the uniformity of measurements 2517-2012 Petroleum and petroleum products. Methods of sampling -76 p.
6. R 50.2.040-2004 Metrological support of oil accounting during its transportation through the system of main oil pipelines.