

В.Яковлев

**Наладка и
техническое
обслуживание
узлов учета нефти**

Учебное пособие

**ВВЕДЕНИЕ
В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ**

ИПФ "ТУРБУЛЕНТ"
© Омск, 1996

Яковлев В.Н.

Наладка и техническое обслуживание узлов учета нефтя. Введение в специальность: Учебное пособие. -ИПФ "Турбулент", Омск: 1996.- 52 с.: ил.

- © Текст. В.Яковлев. 1996г.
- © Иллюстрации. П.Кияткин.
- © Оформление. Н.Василевич.

5. Взрывозащита	21
6. Вторичная аппаратура УУН (ВА УУН)	22
7. Образцовые средства измерений.	25
ГЛАВА 3 Метрологическое обеспечение учета нефти	27
1. Проверка турбинных преобразователей расхода	28
Принцип поверки ТПР по ТПУ	29
2. Проверка трубопоршневой установки.	30
Поверка ТПУ образцовым мерником	30
Поверка ТПУ по ТПУ	31
3. Проверка вторичной аппаратуры УУН	32
4. Контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей	33
Сличение рабочих ТПР по контрольному ТПР	33
Проверка плотномеров в рабочих условиях	34
ГЛАВА 4 Факторы, влияющие на достоверность учета	37
1. Факторы потока (К-фактор)	37
2. Технологические факторы	39
Влияние загрязнений (мехпримесей)	39
Влияние протечек запорной арматуры	40
ГЛАВА 5 Техническое обслуживание УУН	41
1. Понятие о техническом обслуживании	41
2. Виды работ по техническому обслуживанию	43
3. Руководящие документы, регламентирующие проведение работ по техническому обслуживанию	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	45
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	48

В.Яковлев

ВВЕДЕНИЕ

В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ

"Наладка и техническое обслуживание узлов учета нефти"

Учебное пособие

© ИПФ "ТУРБУЛЕНТ"

ОМСК

1996

Предисловие

В этом учебно-методическом пособии кратко изложены основы, необходимые для овладения специальностью «Наладка и техническое обслуживание узлов учета нефти» (НиТО УУН). Описана структура нефтяной отрасли и показана важность ведения учетно-расчетных операций с нефтью. Подробно рассказано об узлах учета нефти и метрологическом обеспечении средств измерения, а также факторах, влияющих на достоверность учета. Дано понятие о техническом обслуживании узлов учета нефти с указанием необходимой руководящей документации, в том числе по технике безопасности. Представлены термины, основные определения, формулы и иллюстрации.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	2
ГЛАВА 1 Учет нефти	3
1. Учетно - расчетные операции с нефтью.....	4
2. Методы измерения массы нефти при учетно-расчетных операциях.....	5
3. Автоматизированные узлы учета нефти.....	6
ГЛАВА 2 Узлы учета нефти.....	7
1. Состав и оборудование УУН.....	7
2. Измерительные линии.....	9
Механический фильтр.....	10
Турбинный преобразователь расхода.....	12
Рабочий диапазон расходов ТТР.....	13
Струевыпрямитель.....	13
Термометр.....	14
Датчик давления.....	14
Регулятор расхода.....	15
Регулятор давления.....	15
Задвижки.....	15
3. Узлы качества.....	16
Пробозаборное устройство.....	16
Плотномеры. Измерение массы.....	18
Вискозиметры.....	19
Автоматический пробоотборник.....	20
4. Искробезопасные барьеры.....	21

Учет нефти

Методика поверки - документ, утвержденный Госстандартом, регламентирующий проведение процедуры поверки.

Свидетельство о поверке - документ, утверждающий соответствие характеристик прибора, устройства с привнесенными в его паспорт; оформляется представителем Госстандарта по результатам поверки.

Взрывоопасная зона - место, в котором возможно накопление различных газов, их смесей в концентрациях, при которых возможен взрыв при наличии искры; на узлах учета нефти взрывоопасными являются: площадка, на которой расположены измерительные линии и помещения блоков качества.

Взрывобезопасная зона - место, в котором накопление газов и их смесей во взрывоопасных концентрациях исключено; к взрывобезопасным зонам относятся помещения, в которых располагается вторичная аппаратура узлов учета нефти.

Датчик - устройство, преобразующее физическое воздействие в электрический сигнал, состоит из чувствительного элемента и преобразователя.

Вторичная аппаратура (ВА) - электронные устройства, обрабатывающие сигналы с датчиков, проводящие вычисления с ними и выполняющие оперативное отображение и фиксацию, получаемой информации.

Нефть является жидким горючим продуктом - основным сырьем для производства различных топлив, масел и смазок и многого другого, без чего современное общество существовать не может.

Нефтяная отрасль состоит из специализированных предприятий, которые можно разделить на четыре функциональные группы:

- ♦ **нефтедобывающие предприятия** - добыча нефти и ее первичная подготовка (обезвоживание, обессоливание, дегазирование).
- ♦ **предприятия трубопроводного транспорта** - доставка нефти и нефтепродуктов потребителям.
- ♦ **нефтеперерабатывающие предприятия** - переработка нефти и получение конечных продуктов: бензина, керосина, мазута, различных масел и т.п.
- ♦ **вспомогательные предприятия** - оказание различного рода услуг предприятиям трех первых групп.

1. Учетно - расчетные операции с нефтью

Коммерческие учетно - расчетные операции с нефтью используются как на этапах продажи нефти нефтедобывающими предприятиями различным посредникам или предприятиям, осуществляющим их переработку, так и на этапах сдачи (не продажи!) нефти одним предприятием трубопроводного транспорта другому (ввиду большой протяженности магистральных трубопроводов различные их участки эксплуатируются различными предприятиями).

При купле - продаже в стоимость нефти включается стоимость ее доставки от продавца к покупателю. Стоимость доставки определяется тарифами на перекачку нефти, которые утверждаются правительством РФ. В тарифы на перекачку нефти входят, в частности, и затраты на эксплуатацию узлов учета нефти.

В учетно - расчетных операциях объектом учета является масса-нетто нефти, которая определяется как разность между массой-брутто нефти и массой балластов (воды, солей, мехпримесей).

Для определения массы-брутто нефти и формирования представительной пробы нефти с целью определения содержания балластов в ней обычно используются автоматизированные узлы учета нефти. Определение содержания балластов в сформированной пробе нефти осуществляется химическими лабораториями, входящими в состав приемно-сдаточных пунктов нефти.

Сличение - процедура проверки метрологических характеристик какого-либо устройства с использованием образцового средства измерения, в качестве которого используются, например, контрольный ТПР (сличение по контрольному ТПР) или ТПУ (сличение по ТПУ)

Автоматизированный узел учета нефти (ЗУН) - комплекс средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования, предназначенных для проведения учетно-расчетных операций между поставщиком и покупателем с соблюдением требований ГОСТа 26976-86 в части нормирования погрешности методов измерения массы.

Масса (кг, т) находится по формуле:

$$m = v \times g,$$

где v - объем (m^3); g - плотность ($кг/м^3$).

Погрешность ТПР - отклонение (в процентах) значения К-фактора ТПР, определенного при сличении, от определенного ранее при поверке. Вычисляется по формуле:

$$P = (Kс/Кп) * 100\%,$$

где $Kс$ - К-фактор ТПР, определенный при сличении; $Kп$ - К-фактор ТПР из свидетельства о госповерке.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Термины, понятия и определения по НИТО УУН

К-фактор ТПР (импульс-фактор ТПР, коэффициент преобразования ТПР) - количество импульсов, генерируемое ТПР при прохождении через него одного кубического метра жидкости (единица измерения - имп/м^3), обозначается К.

ТПР - турбинный преобразователь расхода (тахометрический расходомер, счетчик, турбинка)

ТПУ - трубопоршневая установка (прувер)

Расход - количество жидкости в куб.м (объемный расход), в тоннах (массовый расход), проходящей через ТПР за 1 час (единицы измерения: объемный- $\text{м}^3/\text{ч}$, массовый- т/ч , обозначение Q).

Поверка - процедура определения метрологических характеристик какого-либо устройства при помощи образцовых средств измерения.

Проверка - процедура сравнения метрологических характеристик какого-либо устройства с его же характеристиками, полученными при поверке.

Проочка - (запорной арматуры, задвижки, крана, вентилей) наличие струи жидкости при полностью закрытой запорной арматуре.

2. Методы измерения массы нефти при учетно-расчетных операциях

При измерении массы нефти используются различные методы, которые можно разделить на **прямые** и **косвенные**.

Прямые методы измерения массы - это методы, при которых используются весы, весовые дозаторы и массовые счетчики. Применение весов и весовых дозаторов на трубопроводах затруднительно, а вот использование массовых счетчиков, особенно вибрационных с использованием сил Кориолиса, весьма перспективно, правда, они пока несовершенны и распространены мало. Допустимая погрешность измерения массы-нетто прямыми методами составляет $\pm 0.5\%$.

Косвенные методы измерения массы делаются на два метода:

1. Гидростатический - измерение гидростатического давления столба нефти, находящейся в резервуаре, манометрическими приборами. Погрешность измерения массы-нетто составляет $\pm 0.5\%$.

2. Объемно-массовый - измерение объема и плотности нефти, который в свою очередь подразделяется на два метода:

♦ **динамический метод** - при помощи счетчиков или преобразователей расхода непосредственно на потоке. Погрешность измерения составляет $\pm 0.25\%$ при измерении массы-брутто и $\pm 0.35\%$ при измерении массы-нетто;

♦ **статический** - измерение массы нефти в градуированных емкостях (вертикальные

и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и т.п.) с помощью градуировочных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренным уровнем, метроштоком или металлической измерительной рулеткой, погрешность измерения массы-нетто составляет $\pm 0.5\%$.

Основным методом измерения массы при коммерческих учетно-расчетных операциях с нефтью на трубопроводах является **косвенный объемно-массовый динамический метод**. Он реализуется с помощью автоматизированных узлов учета нефти.

3. Автоматизированные узлы учета нефти

Автоматизированные узлы учета нефти - сложные технологические комплексы, осуществляющие измерение массы прокачиваемой через них нефти.

Обычно они содержат в своем составе:

- ♦ турбинные преобразователи расхода, измеряющие объем нефти;
- ♦ плотнометры, измеряющие плотность нефти;
- ♦ автоматические пробоотборники, формирующие представительную пробу нефти, используемую для определения содержания балластов в нефти.

Таким образом, узлы учета нефти содержат все те элементы, при помощи которых реализуется косвенный объемно - массовый динамический метод измерения массы.

Категории взрывоопасных смесей, газов и паров с воздухом

Категория смеси	Наименование смеси	БЭМЗ* мм
I	Рудный метан	Более 1.0
II	Пром. газ, пары нефти	-----
IIA	-----	Более 0.9
IIБ	-----	Более 0.5 до 0.9
IIС	-----	Менее 0.5

* БЭМЗ - безопасный экспериментальный зазор

Группы взрывоопасных смесей, газов и паров с воздухом по температуре самовоспламенения

Группа	Температура самовоспламенения смеси, С
T1	Выше 450
T2	Выше 300 до 450
T3*	Выше 200 до 300
T4	Выше 135 до 200
T5	Выше 100 до 135
T6	Выше 85 до 450

* T3 - температура самовоспламенения нефти

Степень взрывозащиты

2 - "Электрооборудование повышенной надежности против взрыва" - взрывозащитное электрооборудование в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном нормальном режиме работы.

1 - "Взрывобезопасное оборудование" - взрывозащитное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается, как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты.

0 - "Особо взрывобезопасное оборудование" - взрывозащитное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты.

Виды взрывозащиты

Ex - указывает на соответствие электрооборудования стандартам на взрывозащитное электрооборудование.

d - взрывонепроницаемая оболочка.

q - кварцевое заполнение оболочки

p - заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением или газом

i - искробезопасная электрическая цепь

e - защита вида "е" (дополнительные меры затрудняющие появление опасных нагаров).

q - кварцевое заполнение оболочки с токоведущими частями.

o - масляное заполнение оболочки с токоведущими частями.

s - специальный вид взрывозащиты, признанный достаточным.

Узлы учета нефти

ранспортровка нефти по трубопроводам - наиболее удобный способ доставки нефти от добытчиков к потребителям, от продавца к заказчику. Однако для совершения купли - продажи мало доставить нефть потребителю, надо еще измерить ее количество. Тут и проявляются роль и значение узлов учета нефти (далее УУН) в торговых операциях с нефтью.

Без них современные товарно - коммерческие операции с нефтью невозможны. Поэтому УУН располагаются там, где происходит переход нефти из одних рук в другие:

- ♦ между нефтедобывающей организацией и организацией, осуществляющей ее транспортировку по трубопроводу;
- ♦ между двумя организациями, осуществляющими транспортировку нефти по трубопроводу;
- ♦ между организацией трубопроводного транспорта и нефтеперерабатывающим предприятием.

1. Состав и оборудование УУН

УУН - комплексная система, в состав которой входят датчики расхода (обычно турбинные преобразователя расхода - ТПР), датчики плотности жидкости (плотномеры), датчики давления, датчики температуры, датчики вязкости (вискозиметры), устройства для отбора проб (пробоотборники) и вторичная аппаратура (ВА).

Функционально и территориально УУН можно разделить на 3 блока:

- ♦ блок измерительных линий (БИЛ);
- ♦ блок контроля качества (БКК);
- ♦ блок вторичной аппаратуры (БВА).

Блок измерительных линий состоит из собственно измерительных линий и запорной арматуры (задвижек и заслонок, обеспечивающих подключение и отключение измерительных линий и регулировку расхода через них). Выходными сигналами данного блока являются сигналы, пропорциональные объему расходу, давлению и температуре нефти в ТПР.

Блок контроля качества (узел качества) представляет из себя технологическую систему, обеспечивающую принудительную (при помощи насосов) циркуляцию нефти через приборы качества (плотномеры, вискозиметры, пробоотборники). Выходными сигналами этого блока являются сигналы, пропорциональные плотности, вязкости и температуре нефти в узле качества.

Блок измерительных линий и блок контроля качества относятся к зоне повышенной опасности, «взрывоопасной» зоне, поскольку через них протекает нефть и, следовательно, возможно скопление паров нефти, образующих с воздухом взрывоопасную смесь. Поэтому все оборудование, входящее в их состав, должно быть взрывобезопасного или взрывозащищенного исполнения.

Блок вторичной аппаратуры состоит из электронных устройств, обеспечивающих обработку сигналов, входящих из двух вышеназванных блоков, вычисление параметров потока перекачиваемой нефти, их

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Классификация взрывозащищенного электрооборудования

Нефть является жидким легко воспламеняемым продуктом. Смеси паров нефти с воздухом очень взрывоопасны, особенно при работе с электрооборудованием, где велика вероятность появления искры. Поэтому необходимо знать и соблюдать правила техники безопасности, изложенные в ГОСТ 12.1.011-78 (Общие требования по пожарной безопасности в ГОСТ 12.1.004-91). Особенно при работе с электрооборудованием нужно помнить, знать и понимать классификацию и маркировку взрывозащищенности на его крышках и корпусах. Принцип по которому производится классификация и маркировка взрывозащищенного электрооборудования изложен ниже (ГОСТ 12.2.020-76).

Пример маркировки:

2 Ex d IIA T3 , где

2 - степень взрывозащиты,

Ex, d - виды взрывозащиты,

IIA - категория взрывоопасной смеси,

T3 - группа взрывоопасной смеси по температуре самовоспламенения

2. «Руководство по организации и проведению обслуживания систем измерения количества нефти и трубопоршневых установок. Дополнение №1. Руководство по обслуживанию высокоточных измерительных линий поставки Японии.»
3. МИ-1974-89 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки по ТПУ.»
4. РД «Временная инструкция по определению массы нефти при учетно-расчетных операциях с применением узлов учета нефти».
5. «Инструкция оператора ЭВМ УУН типа Ничимен».
6. МИ-2302-94 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователь плотности поточный. Методика поверки».
7. Документация по технике безопасности:
 - ♦ «Правила по технике безопасности и санитарии при эксплуатации магистральных нефтепроводов»,
 - ♦ «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»,
 - ♦ «Правила по технике безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»,
 - ♦ «Правила безопасной эксплуатации сосудов под давлением».

оперативное отображение и фиксацию, а также управление некоторыми исполнительными устройствами. Вторичная аппаратура обычно находится в рабочих помещениях, называемых «операторными», и относится к «взрывобезопасной» зоне. Кабели, идущие от вторичной аппаратуры к датчикам или исполнительным устройствам блока измерительных линий и блока контроля качества, обычно проходят через специальные устройства - искробезопасные барьеры, предотвращающие появление искры во взрывоопасной зоне.

2. Измерительные линии

Назначение измерительных линий - измерение объемного расхода проходящей через них жидкости (нефти) (см. рис. 1).

Измерительная линия включает в себя механический фильтр, задерживающий посторонние механические примеси, секцию струевыпрямления - прямой участок трубы со специальным приспособлением, выпрямляющим поток нефти перед ТНР. Кроме того, на измерительной линии устанавливается небольшое углубление в виде «кармана» для размещения датчика температуры, вентиль для подключения датчика давления, а также специальная дренажная система, предназначенная для сброса давления в измерительной линии и слива нефти из нее. В состав измерительной линии может входить также автоматический регулятор расхода.

Ограничивается измерительная линия обычно тремя секциями задвижками: «входной», «выходной» и «контрольной» (см. рис. 1).

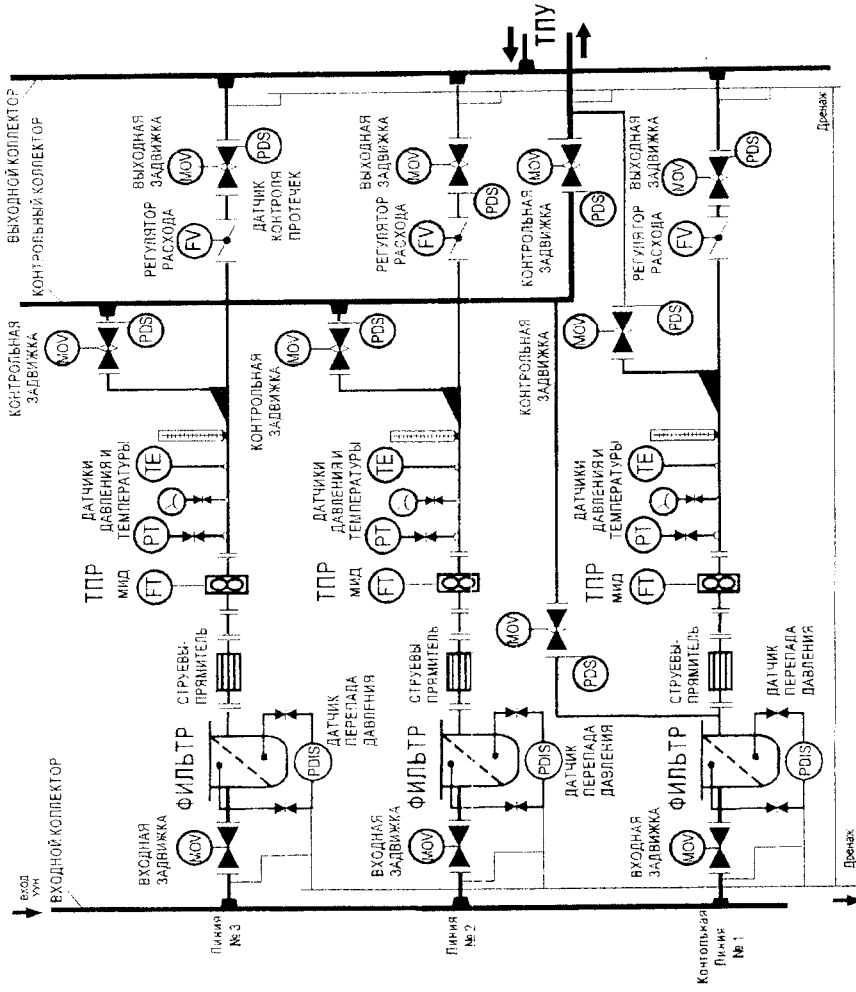


Рис. 1.

Механический фильтр

Первым и очень важным элементом измерительной линии является **механический фильтр**. Его эффективная работа является залогом достоверности учета. Конструктивно фильтр представляет собой емкость, разделенную металлической сеткой с ячейками от 3 миллиметров и выше. Сетка предназначена для предотвращения попадания посторонних частиц в ТПР.

2. Виды работ по техническому обслуживанию

Как сказано в руководящих документах: «К техническому обслуживанию УУН допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по технике безопасности. Техническое обслуживание УУН осуществляется бригадой наладчиков в соответствии с должностными инструкциями исполнителей и перечнем выполняемых ими работ.»

Перечень выполняемых работ распределен по следующим видам работ:

- ♦ поверки ТПР, плотномеров, ТПУ, ВА;
- ♦ сличения ТПР, плотномеров;
- ♦ ремонт и замена (монтаж, демонтаж) приборов: ВА, ТПР, датчиков давления и температуры, плотномеров, вискозиметров, пробоотборников, искробезопасных барьеров.

Все виды работ выполняются согласно графиков, представленных в руководящих документах по ТО-1, ТО-2, ТО-3, а также по обоюдной договоренности с представителями заказчика.

3. Руководящие документы, регламентирующие проведение работ по техническому обслуживанию

1. РД-39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок.»

Обычно фильтр оснащен датчиком перепада давления, который должен служить индикатором загрязнения фильтра (по мере загрязнения перепад давления на фильтре увеличивается). Отклонение значения перепада давления от обычного должно служить сигналом для вывода измерительной линии из работы и чистки фильтра.

Как правило, конструкция перепадометров такова, что они легко забиваются грязью, идущей с нефтью, и очень быстро перестают работать. Очистить их практически невозможно. Поэтому точно определить момент, когда необходимо очистить фильтр - извечная проблема технического обслуживания УУН. Но тому, кто его проводит, научиться решать ее необходимо, т.к. из практики технического обслуживания УУН известно случая, чтобы при загрязненных фильтрах погрешность преобразования расхода ТИР оставалась в пределах допустимой. Более того, попадание грязи в ТИР является самой распространенной причиной ухудшения его метрологических характеристик.

Впрочем, ценность даже работающего перепадометра невелика, поскольку по нему можно зарегистрировать загрязнение фильтра только тогда, когда в работе находится одна измерительная линия.

Подключение сразу нескольких измерительных линий ведет к тому, что при загрязнении фильтра на одной из них автоматически происходит перераспределение потока между работающими линиями, поэтому перепад давления измеряется мало. Почувствовать что-либо можно только тогда, когда загрязнятся фильтры всех измерительных линий.

дования с заменой или восстановлением всех его частей, включая базовые.

Основные задачи, решаемые системой технического обслуживания - это обеспечение бесперебойной работы оборудования, средств измерений, предупреждения преждевременного выхода из строя средств измерений, оборудования, сокращение затрат времени, повышение уровня организации работ и ответственности обслуживающего персонала (определенное из РД 39-10-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и порочных установок»). Не отрицая важность перечисленных задач, отметим, что на самом деле это не самое главное.

Главной задачей технического обслуживания является обеспечение достоверности учета нефти с погрешностью, не превышающей установленной соответствующими руководящими документами (по объему 0,15%, по массе - брутто 0,2% для высокоточного УУН и 0,25% для остальных).

Для успешного решения задачи технического обслуживания УУН и ПУ специалистам по ТО УУН необходимо вырабатывать в себе объемное видение, некий образ, в который вмещаются и технологические схемы, и электронные блоки, и датчики, и режимы перекачки, и динамика потока, и свойства нефти со всеми их особенностями, достоинствами и недостатками. Только тогда, когда специалист ТО УУН начнет видеть, чувствовать и мыслить в рамках такого обобщенного, всевмещающего образа, только тогда он начнет безошибочно проводить все работы по ТО УУН и определять причины сбоев и неисправностей, ведущих к нарушению достоверности учета.

Турбинный преобразователь расхода

Турбинный преобразователь расхода используется для измерения объемного расхода жидкости. Состоит из корпуса, турбинки (ротора), струенаправляющего обтекателя и магнитоиндукционного датчика (МИД). В измерительной линии ТПР обычно монтируется горизонтально.

Поток нефти, входящий в ТПР, струенаправляющим обтекателем направляется на турбинку, вызывая ее вращение. Чем больше расход, т.е. объем жидкости, проходящей через ТПР в единицу времени, тем выше скорость потока, тем быстрее вращается турбинка, таким образом, турбинка является датчиком скорости потока.

Вращение турбинки посредством МИДа преобразуется в последовательность электрических импульсов. Чем выше скорость вращения турбинки, тем выше частота следования электрических импульсов с МИДа, т.е. частота ТПР является параметром, пропорциональным объемному расходу жидкости, проходящих через ТПР.

Если знать количество электрических импульсов, формируемых МИДом ТПР при прохождении через ТПР одного кубического метра жидкости (число это называется **коэффициентом преобразования** или **К-фактором** ТПР), можно измерять расход жидкости в метрах кубических. Для этого достаточно делить частоту импульсов, генерируемых ТПР, на его К-фактор. Тогда на выходе делителя будут появляться импульсы при прохождении очередного кубического метра жидкости. Считая эти импульсы, мы считаем объем прошедшей через ТПР жидкости в кубических метрах.

Определение К-фактора ТПР осуществляется по специальным процедурам, называемым методиками поверки, и производится при помощи специального поверочного устройства - трубопоршневой установки (прувера).

Техническое обслуживание УУН

В руководящих документах, регламентирующих проведение технического обслуживания УУН (например, в РД 39-10-91), техническое обслуживание рассматривается как система технического обслуживания и ремонта УУН и поверочных установок, которая включает в себя:

- техническое обслуживание (ТО);
- метрологическое обеспечение (МО);
- капитальный ремонт (КР).

1. Понятие о техническом обслуживании

Техническое обслуживание рассматривается как комплекс операций по поддержанию работоспособности УУН и поверочных установок (ПУ) при использовании по назначению и нахождению в резерве, включая текущий и средний ремонты.

Метрологическое обеспечение - это комплекс операций, состоящий из периодической поверки (аттестации) средств измерений, входящих в состав УУН, и поверочных установок.

Капитальный ремонт - это комплекс операций, выполняемый для восстановления исправности, работоспособности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса средств измерений и оборудо-

Для того, чтобы уменьшить влияние загрязнения ТПР на достоверность учета, на УУН проводятся регулярные переключения ТПР (работающие ТПР выводятся из работы, а резервные «отдыхавшие» вводятся в работу).

При остановке налипшие на лопасти, загрязняющие частицы падают вниз, ТПР очищается. Кроме того, производится регулярный контроль К-факторов рабочих ТПР, путем проведения их сличения по контрольному ТПР и ТПУ.

На площадь поперечного сечения ТПР влияют также температура и давление жидкости, но их влияние так мало, что ими пренебрегают и в расчетах не учитывают.

Влияние протечек запорной арматуры

В отличие от влияния загрязнения ТПР влияние протечек запорной арматуры проявляется не в изменении К-фактора ТПР в процессе работы, а в неправоильном определении его в процессе поверки. Это происходит тогда, когда объемы жидкости, прошедшие за одно и тоже время через ТПР и ТПУ, различны. Либо часть жидкости, прошедшей через ТПР, не доходит до ТПУ, ответвляясь по пути к ней, либо на ТПУ наряду с жидкостью, прошедшей через ТПР, поступает еще и жидкость из какого-либо бокового ответвления трубопровода.

Количество комбинаций технологических режимов, при которых могут возникнуть те или иные виды протечек, зависит от сложности технологических схем, в состав которых включены УУН. При сложных схемах выявление протечек во время поверки представляет собой самостоятельную и очень простую задачу.

Рабочий диапазон расходов ТПР

Одной из характеристик ТПР является его **максимальная пропускная способность**, т.е. максимальный объемный расход, который не вызывает его разрушения. Максимальный расход зависит от диаметра ТПР (типоразмера ТПР). Например, для ТПР с внутренним диаметром 150 мм максимальный расход обычно составляет 550 м³/ч;

- ♦ для ТПР с внутренним диаметром 200 мм - 1100 м³/ч;
- ♦ для ТПР с внутренним диаметром 250 мм - 1900 м³/ч и т.д.

Обычно ТПР не работает на максимальном расходе. Диапазон расходов, в котором работает данный ТПР на данном УУН, называется «**рабочим диапазоном расходов**». Измеряется он в процентах от максимального расхода. Например, выражение «Рабочий диапазон ТПР 40-60 %» для ТПР с внутренним диаметром 250 мм означает что расход через него при обычных режимах работы УУН лежит в пределах от 760 м³/ч до 1140 м³/ч. (760 м³/ч составляет 40 % от максимального расхода 1900 м³/ч, а 1140 м³/ч составляет 60 % от максимального расхода, равного 1900 м³/ч).

Струевыпрямитель

Секция струевыпрямления в длину равняется приблизительно 10 диаметрам трубы и обычно включает в себя три части: смесительную камеру со стороны впуска (длиной 2-3 диаметра трубы), струевыпрямитель в сборе (от 2 до 3 диаметров трубы в длину) и конечную смесительную камеру непосредственно перед входом в ТПР (приблизительно 5 диаметров трубы в длину).

Струевыпрямитель в сборе представляет собой группу трубок (не менее 4-х), диаметр которых, по крайней мере, в 10 раз меньше их длины.

Термометр

Термометр предназначен для измерения температуры нефти в измерительной линии. Он устанавливается в карман для термометра.

Карман для термометра - это заваренная с одной стороны металлическая трубка, свариваемая в трубопровод перпендикулярно потоку жидкости. По длине она должна быть равна половине диаметра трубопровода.

В карман для термометра заливается машинное масло и вставляется термометр (стеклянный или на основе терморезистора). Поток жидкости обтекает металлический карман устанавливает температуру масла в нем равной температуре потока, таким образом, карман для термометра, отделяя термометр от потока жидкости, позволяет рационально решить задачу.

- ♦ измерения температуры потока;
- ♦ легкую замену термометра (без остановки потока и сброса давления);
- ♦ защиту термометра от повреждения потоком.

Датчик давления

Для измерения давления жидкости в трубопроводе используются специальные приборы, называемые **манометрами** или **датчиками давления**.

Для подключения манометров к трубопроводу используют специальные металлические трубки с вентилем, которые сварены в трубопровод. Вентиль служит для облегчения монтажа и демонтажа манометров. Когда манометр необходимо снять, вентиль закрывают. Когда манометр необходимо включить в работу, вентиль открывают.

Увеличение скорости потока увеличивает зону ВС, а увеличение вязкости жидкости увеличивает зону АВ. Таким образом, при одной и той же вязкости жидкости увеличение потока через ТПР будет приводить к уменьшению К-фактора. При одной и той же скорости потока жидкости через ТПР увеличение вязкости будет приводить к увеличению К-фактора ТПР.

2. Технологические факторы

Влияние загрязнений (мехпримесей)

Как отмечалось выше, К-фактор ТПР не является величиной постоянной. Он меняется при изменении: скорости потока (расхода) жидкости, вязкости жидкости. Кроме этого, К-фактор ТПР изменяют любые факторы, связанные с изменением площади поперечного сечения ТПР.

Это определяется тем, что в действительности ТПР является датчиком скорости потока, а не объемного расхода. Объемный расход получается умножением площади поперечного сечения ТПР на скорость потока жидкости, прошедшей через это сечение. Если изменить поперечное сечение ТПР, то при одном и том же объемном расходе скорость потока будет меняться, а значит будет меняться и К-фактор ТПР. Эта зависимость лежит в основе появления большой погрешности ТПР при его загрязнении. Загрязнение ТПР мелкими и крупными частицами различной природы и проихождения, налипание их на лопасти ТПР уменьшает площадь поперечного сечения ТПР, что приводит к возрастанию скорости потока. Таким образом, при прохождении 1 м³ жидкости через загрязненный ТПР последний генерирует больше импульсов, чем тогда, когда он был чистым. То есть показывает, что жидкости прошло больше, чем это есть на самом деле. Поскольку вторичная аппаратура считывает информацию с ТПР по прежним алгоритмам, появляется дополнительная погрешность учета.

Чем больше число Re , тем выше сопротивление трения. Имеется два вида потока жидкости, сопротивления трения в которых резко отличаются. Ламинарный поток (плавное, спокойное течение - малые значения Re) и турбулентный поток (бурное течение - большие значения Re).

Сопротивление трения скачкообразно возрастает при переходе от ламинарного потока к турбулентному. На практике лопасти турбины ТПР работают в режиме переходном от ламинарного к турбулентному. (См. рис. 5).

Как показано на рис. 5, на лопатках турбины АС соседствует два процесса, два течения - ламинарный участок АВ и турбулентный участок ВС. Сопротивления трения на участке АВ гораздо меньше, чем на участке ВС. Если участок АВ будет расти, суммарное сопротивление трения лопатки турбины будет уменьшаться, и К-фактор - увеличиваться. И наоборот, увеличение участка ВС будет приводить к увеличению сопротивления трения и, как результат, к уменьшению К-фактора ТПР.

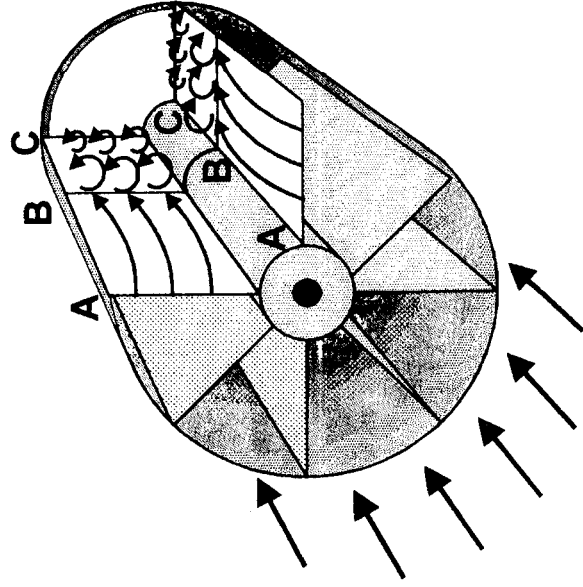


Рис. 5.

Регулятор расхода

Регулятор расхода - техническое устройство, предназначенное для автоматического поддержания одного и того же, заданного оператором объемного расхода жидкости через измерительную линию, независимо от изменения условий перекачки жидкости.

Конструктивное исполнение регуляторов расхода может быть различным, но принцип действия един. Регулирование расхода осуществляется путем большего или меньшего перекрытия поперечного сечения трубопровода измерительной линии.

Регулятор давления

На «приемных» узлах учета нефти, т.е. узлах, находящихся на концах трубопроводов (трубопровод начинается на выходе одной насосной станции и кончается на входе другой), устанавливаются регуляторы давления. Задача этих технических устройств - поддерживать давление на выходе узлов учета нефти не ниже некоторого допустимого уровня. Падение давления ниже этого уровня ведет к возникновению кавитации - потере достоверности учета и даже к разрушению ТПР.

Принцип действия регуляторов давления такой же, как и регуляторов расхода - перекрытие поперечного сечения трубопровода.

Задвижки

Задвижка (запорная арматура) - это техническое устройство, предназначенное для надежного перекрытия трубопровода.

Задвижки бывают разные: клиновые, шиберные, шаровые и др. Непременное условие: они должны быть снабжены устройствами для контроля отсутствия или наличия протечек. Идеальным является использование задвижек, в ко-

торых предусмотрена возможность дистанционного (автоматического) контроля протечек.

Это важно потому, что протечки через задвижки во время поверки ТПР приводят к неправильному определению К-фактора и, как следствие, к нарушению достоверности учета.

Поскольку периодичность поверки ТПР 1 раз в год, а через многие узлы учета за это время проходят десятки миллионов тонн нефти, то цена маленькой протечки очень велика. Изменение К-фактора ТПР всего на 0.1% приведет к тому, что кто-то недосчитается десятков тысяч тонн уже оплаченной нефти, а кто-то эти десятки тысяч получит совершенно бесплатно.

3. Узлы качества

Назначение узла качества - определение качественных параметров протекающей через УУН жидкости (нефти).

Обычно в состав узла качества входят: пробозаборное устройство, датчик плотности, датчик вязкости, автоматический пробоотборник и различное вспомогательное оборудование: насосы, ротаметр, реле расхода и т.д. (см. рис. 2).

Предполагается, что в состав узла качества должны также входить датчики содержания соли и влаги. Такие датчики выпускаются различными фирмами, хотя надежности в работе и особой надобности в их применении для учета нефти нет.

Пробозаборное устройство

Прежде, чем попасть в узел качества, нефть проходит через **пробозаборное устройство** (так называемый пятислотный пробоотборник). Конструкция его состоит из пяти

Факторы, влияющие на достоверность учета

сновополагающим в работе по определению количества нефти, является соблюдение **достоверности учета расхода**. Достоверность учета, в основном, зависит от правильности вычисления К-фактора (коэффициента преобразования) на который в свою очередь влияют различные физические и технологические факторы.

1. Факторы потока (К-фактор)

К-фактор ТПР, работающего в условиях отсутствия сопротивления трения между элементами ТПР и потоком жидкости, называется идеальным К-фактором. Значение идеального К-фактора ТПР определяется лишь механическими и конструктивными особенностями ТПР. Для каждого конкретного ТПР его значение постоянно.

Но в реальных условиях работы между вращающимися элементами ТПР и жидкостью существует сопротивление трения, которое уменьшает К-фактор ТПР. Уменьшение тем больше, чем больше сопротивление трения. Сопротивление трения зависит как от скорости потока жидкости, так и от свойств самой жидкости (вязкости и плотности).

Универсальной характеристикой потока является число Рейнольдса (математически определяется как отношение расхода жидкости к ее кинематической вязкости и обозначается через Re).

Само собой разумеется, что и пикнометр, и электронные весы, и термометры с манометрами, используемые в комплекте с пикнометром, должны иметь свидетельства о поверке. Однако их поверка вытекает в большую проблему т.к. на узлах учета нефти нет необходимого поверочного оборудования. Но, если весы и термометры еще можно поверить в территориальных органах Госстандарта, то для поверки пикнометра необходим специальный поверочный стенд, который в РФ имеется лишь в одном - двух специализированных НИИ.

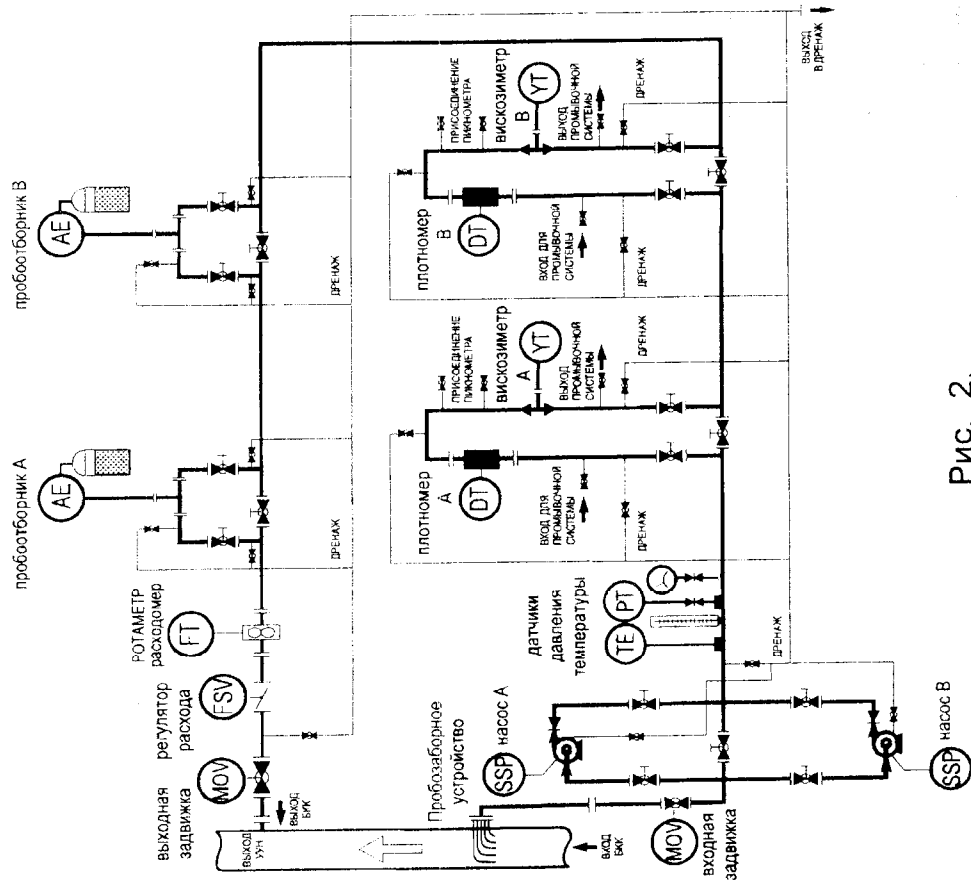


Рис. 2.

трубок различного диаметра, расположенных на разной высоте навстречу потоку нефти, и позволяет формировать в ответвлении, идущем через узел качества, поток, идентичный по своему качественному составу основному потоку нефти в трубопроводе.

Плотномеры. Измерение массы

При помощи ТИР можно определить объем, прошедшей через него жидкости, но для коммерческих операций купли-продажи нефти этого недостаточно, поскольку объемом купли - продажи является масса нефти. Но если одновременно с измерением объема нефти определять ее плотность, то вычисление массы становится рутинной задачей. Достаточно лишь значение объема умножить на значение плотности.

Для непрерывного определения плотности жидкости, проходящей через ТИР, используются специальные датчики - **датчики плотности (плотномеры)**.

В нефтяной промышленности наиболее распространенные получили вибрационные плотномеры (особенно плотномеры Solartop моделей 7830 и 7835).

Принцип действия их прост и изящен, хотя технология изготовления и математический аппарат обработки сигналов не прост. Трубка из специального сплава, через которую течет жидкость, помещается в цепь обратной связи самовозбуждающихся колебательных усилителей и служит резонатором в автоколебательной системе. Частота колебаний этого резонатора зависит от его массы. Чем больше масса, тем ниже частота колебаний, чем меньше масса тем выше частота колебаний.

Таким образом, частота колебаний плотномера зависит от плотности жидкости, протекающей через него. Отслеживая частоту плотномера, мы фактически отслеживаем плотность протекающей через него жидкости.

Электрические сигналы в виде частоты, поступающие с плотномера, обрабатываются по специальным алгоритмам, в результате чего получается значение плотности. Алгоритмы обработки, кроме собственно частоты колебаний, пред-

В узле качества УУН отбирается проба нефти объемом 0.7 - 0.9 литра и ареометром замеряется ее плотность. Одновременно записываются показания плотномера на вторичной аппаратуре, а также значения температуры и давления нефти в плотномере. Затем расчетным путем плотность нефти, замеренную ареометром, с учетом давления и температуры, приводят к условиям, существовавшим в плотномере и сравнивают полученное значение с тем, что было считано с ВА (показания плотномера). Считается нормальным, если разность значений плотностей не превышает 1.0 кг/м³.

Более сложной и длительной, но зато очень точной является проверка плотномера с помощью металлического пикнометра. Пикнометр - это емкость с калиброванным объемом и массой, которые известны с большой точностью. При проверке металлический пикнометр соединяется последовательно с плотномером. После того, как поток в них стабилизируется, пикнометр закрывается. Нефть, находящаяся в нем, отсекается от потока. Одновременно считывается значение плотности с ВА УУН. Затем пикнометр взвешивается на особо точных электронных весах. Разница между массой пустого пикнометра и заполненного нефтью является массой нефти. Деление массы нефти на объем пикнометра, дает плотность нефти. После приведения плотностей, вычисленной по пикнометру, к условиям, существовавшим в плотномере, производится сравнение полученного значения со значением плотномера, считанного с ВА. Разность показаний не должна превышать 0.36 кг/м³. В противном случае плотномер подлежит внеочередной проверке.

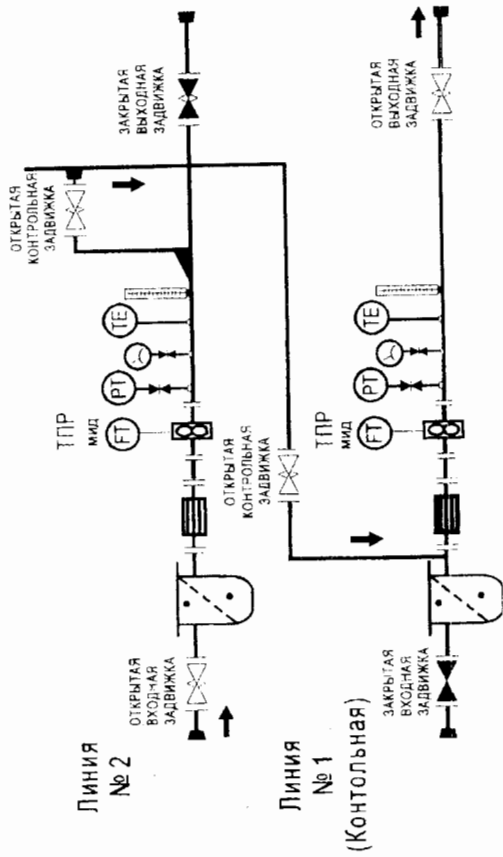


Рис. 3.

существует множество причин, которые могут вызвать ухудшение метрологических характеристик рабочего ТПР (изменение вязкости, загрязнение ТПР, попадание инородных тел, механические повреждения). Сличение рабочих ТПР по контрольному удобно в первую очередь своей оперативностью.

Проверка плотномеров в рабочих условиях

Проверка плотномеров в рабочих условиях производится двумя способами: при помощи ареометра и при помощи пикнометра.

Наиболее простой и быстрой, но не очень точной является проверка плотномеров с помощью погружного ареометра. Производится она следующим образом.

усматривают учет и таких параметров, как температура и давление потока жидкости в плотномере и разность давлений и температур в плотномере и ТПР. Для точного определения плотности такой учет необходим.

Например, при увеличении температуры происходит расширение трубки плотмера, значит в ней помещается больше жидкости. Следовательно, масса трубки увеличивается и хотя действительная плотность нефти не изменяется, плотномер покажет, что она увеличилась. Аналогичный процесс происходит и при увеличении давления жидкости в плотномере.

Необходимость учета разницы температур и давлений жидкости в плотномере и ТПР определяется тем, что нефть при повышении температуры расширяется (плотность ее падает), а при уменьшении сжимается, т.е. плотность ее растет. Аналогичный процесс только с противоположным знаком происходит при увеличении и уменьшении давления. По логике, этот факт неизменно вызывает удивление. Ведь нефть это жидкость, а жидкость по теории несжимаема! Но газы, растворенные в нефти сжимаются, а значит сжимается и нефть.

Вискозиметры

Вискозиметр - сложный прибор, предназначенный для измерения вязкости проходящей через узел качества нефти. Вязкость является одним из основных параметров нефти, влияющих на К-фактор ТПР, поэтому учет ее необходим.

В основе принципа действия вискозиметров «OMS», используемых в УУН типа «Ничимен», лежит зависимость скорости падения металлического шарика в нефти от ее вязкости. Чем выше вязкость, тем ниже скорость падения и наоборот. Правда, падение шарика заменено на его

скатывание по наклонной поверхности металлической трубки, в которой он находится.

В первый момент времени измерения, когда соленоидный клапан открывается, шарик находится в нижней части трубки. Но появившийся поток нефти поднимает его к верхнему концу трубки. После закрытия клапана поток нефти останавливается и шарик начинает скатываться по трубе вниз. Его спуск фиксируется специальными датчиками. Электронная схема обрабатывает сигналы от датчиков и вычисляет значение вязкости.

В основе действия вискозиметра типа 7812 фирмы «Солартрон» лежит зависимость частоты колебаний датчика специальной конструкции от вязкости жидкости, в которой он находится. Зависимость эта имеет сложный характер, но вторичный прибор типа 7945 фирмы «Солартрон» успешно справляется с задачей вычисления вязкости по частоте датчика. В эксплуатации вискозиметр типа 7812 гораздо проще и удобнее, чем вискозиметр типа «OMS».

Автоматический пробоотборник

Автоматический пробоотборник предназначен для формирования представительной (репрезентативной) пробы нефти (обычный объем три литра), т.е. пробы идентичной партии нефти, прошедшей через УУН за промежуток времени, в котором была сформирована проба.

Автоматические пробоотборники устроены таким образом, что при поступлении на них управляющего электрического импульса они забирают из трубопровода узла качества порцию (3-5 мл) нефти и сливают ее в емкость отбора проб. Емкости отбора проб опорожняются 2-3 раза в сутки (каждую смену) и анализируются в химической лаборатории с целью определения содержания балластов: воды, соли, мехпримесей, серы, а также плотности и вязкости.

Обычно такие приборы весьма громоздки и неудобны в применении. Всегда возникает масса проблем с их доставкой, соединением, согласованием, размещением, защитой от помех, заземлением и тому подобным. На решение всех этих проблем уходит больше времени, чем на собственно поверку.

4. Контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей

Сличение рабочих ТПР по контрольному ТПР

Сличением рабочих ТПР по контрольному ТПР называется процесс проверки метрологических характеристик ТПР в рабочих условиях, при котором в качестве образцового средства измерений используется контрольный ТПР.

Сличение проводится следующим образом.

При помощи задвижек «собирается» технологическая схема, в которой рабочий и контрольный ТПР включается последовательно, т.е. в любой момент времени через рабочий ТПР проходит такой же объем нефти, как и через контрольный (см. рис. 4). Таким образом, замерив объем нефти прошедший через контрольный и рабочий ТПР за некоторый промежуток времени, мы вправе ожидать что и контрольный и рабочий ТПР покажут одно и то же значение. По крайней мере, разница между показаниями не должна превышать $\pm 0,15\%$. Если разница больше, то говорят, что рабочий ТПР «не прошел» сличения, не годен к работе и необходимо принять меры по выяснению причин его непригодности.

Сличение рабочих ТПР по некоторому образцовому средству должно проводиться регулярно, поскольку

ТПУ, подсчитывается число импульсов от ТПР и с использованием определенного ранее К-фактора ТПР вычисляется объем, прошедшей через ТПР нефти, который равен объему калиброванного участка по верямой ТПУ. Этот процесс повторяют столько раз, сколько нужно для достоверного определения объема калиброванного участка ТПУ.

3. Проверка вторичной аппаратуры УУН

Проверка вторичной аппаратуры - это процедура определения погрешности обработки вторичной аппаратурой сигналов от первичных преобразователей и датчиков УУН.

Определение погрешности осуществляется для всех блоков вторичной аппаратуры, например, вычисляющих температуру и давление, плотность и вязкость, объем и массу как по отдельности, так и общую погрешность всех вычислений, производимых ВА.

Определение погрешности работы любого электронного блока основано на сравнении результатов обработки им входных сигналов с результатами обработки этих же входных сигналов образцовым прибором.

Однако сложность современных электронных блоков ВА все время растет, и приборов, которые можно использовать как образцовые, становится все меньше. Современные виды ВА, построенные на микропроцессорах при определении погрешности требуют точного задания входного сигнала и сравнения своих результатов с ожидаемыми значениями, вычисленными на ПЭВМ.

Большой недостаток современных методик поверки ВА - их громоздкость. Приходится имитировать более десяти входных сигналов, используя большое количество приборов поверенных с высокими метрологическими характеристиками.

Для того, чтобы проба нефти была репрезентативной (т.е. правильно представляла средние характеристики партии нефти, при прохождении которой она формировалась), порции нефти должны отбираться пропорционально расходу нефти. Т.е. если предполагается, что за смену через УУН должна пройти партия нефти 75000 тонн, а порций для заполнения емкости отбора проб нужно 750, то сигнал отбора порции нефти должен формироваться после прохождения через УУН $75000/750=100$ тонн нефти. За наблюдением такой процедуры отбора проб «следит» специальная компьютерная программа. Там, где компьютеров нет, а расход нефти через УУН относительно постоянен, управление отбором проб производится через равные промежутки времени, например 1 раз в минуту.

4. Искробезопасные барьеры

Искробезопасные барьеры - это устройства, предотвращающие возникновение искры в приборах и датчиках, расположенных во взрывоопасной зоне.

Искробезопасные барьеры обычно ставят в разрыв сигнальных кабелей между датчиком, расположенным во взрывоопасной зоне (в области измерительных линий или в узле качества), и его вторичным прибором, расположенным во взрывобезопасной зоне.

Искробезопасные барьеры должны препятствовать образованию искры, даже если на сигнальные кабели во взрывобезопасной зоне случайно попадает переменное напряжение 250 вольт.

5. Взрывозащита

Взрывозащита обеспечивается двумя основными способами. При помощи искробезопасных барьеров и при помощи взрывонепроницаемых оболочек, т.е. крепких (обычно металлических), герметично закры-

вающихся коробок корпусов, в которых располагаются электрические соединения и электронные блоки датчиков и приборов во взрывоопасной зоне (см. приложение 1). Прочность взрывонепроницаемых корпусов должна быть такой, чтобы взрыв газа внутри них не привел к их повреждению и нарушению их герметичности, т.е. локализовался внутри взрывобезопасного корпуса.

6. Вторичная аппаратура УУН

Вторичная аппаратура УУН предназначена для приема сигналов с датчиков УУН, их обработки, проведения различных вычислений, формирования сигналов управления некоторыми исполнительными устройствами и устройствами тревожной сигнализации, печати отчетов.

Видов ВА УУН много, они различны по своим функциональным возможностям и исполнению.

Наиболее старыми являются вторичные приборы типа Турбоквант ТQ-021, «Кор-мас» и LT3065 «Солартрон». (Разработаны в середине и второй половине 70-х годов). Они построены на ИС средней степени интеграции, имеют много элементов, но мало возможностей.

Самым примитивным является ТQ-021. Прибор, ориентированный на прием и обработку сигналов от одного ТПР. Входную частоту (сигнал от ТПР) делит на значение К-фактора (выставляется на дисковых переключателях) «своего» ТПР, формируя т.о. импульсы объема и запоминающая их электромеханическим счетчиком. Стрелочный индикатор прибора показывает мгновенное значение расхода в м³/ч.

Следует заметить, что прежде, чем проводить поверку ТПУ, необходимо поверить сам образцовый мерник. Его поверка (точное определение объема) производится путем взвешивания на электронных весах, которые также должны быть поверены перед этим. Поверка весов (определение погрешности) производится многократным взвешиванием грузов от 0 до 1000 кг, набираемых гириями массой 20 кг. Гиря также перед применением должны быть поверены на образцовых весах.

Подробно процедуры поверок описаны в соответствующих методиках. Отметим только, что все работы по ним требуют большого физического напряжения, поскольку никак не механизированы и не автоматизированы, даже многократное поднимание и опускание гири осуществляется вручную.

Поверка ТПУ по ТПУ

Поверка ТПУ по ТПУ процесс более динамичный, требующий меньших физических усилий со стороны обслуживающего персонала, но более сложный в понимании и более чувствительный к различным внешним влияниям, поскольку проводится фактически в рабочих условиях.

Поверочной жидкостью является нефть, идущая по трубопроводу, качественные параметры которой можно контролировать, но нельзя задавать. Суть поверки заключается в следующем.

Собирается технологическая схема из соединенных последовательно двух ТПУ, поверяемой и образцовой, и ТПР. После стабилизации расхода и других параметров потока запускается образцовая ТПУ, подсчитывается число импульсов от ТПР и вычисляется К-фактор ТПР. Затем запускается поверяемая

объема нефти, прошедшего через ТПР, необходимо еще учесть существовавшую разность температур и давлений нефти в ТПР и в ТПУ. В-общем, на первый взгляд, простая операция превращается в сложный процесс вычислений, а для успешного проведения поверки необходимо понимать и знать еще многое другое.

2. Поверка трубопоршневой установки

Задачей поверки ТПУ является, как можно более точное определение объема ее калиброванного участка.

Поверка ТПУ может проводиться двумя способами:

1. При помощи образцового мерника.
2. При помощи другой ТПУ более высокого класса.

Поверка ТПУ образцовым мерником

Принцип поверки прост. Поверочная жидкость (обычно вода) из калиброванного участка ТПУ вытесняется шаровым поршнем в емкость (образцовый мерник) с точно известным объемом.

Тонкость здесь заключается в том, что объем образцового мерника (1 м³) в десятки раз меньше, чем объем калиброванного участка ТПУ. Поэтому технологическая схема поверки ТПУ образцовым мерником должна обеспечивать вытеснение воды из калиброванного участка ТПУ порциями, чтобы не произошло переполнения мерника. Поскольку средств автоматического контроля и управления этим процессом нет, он длится непрерывно довольно продолжительное время (36 часов), а то и более. Все зависит от внимательности и слаженности действий персонала, проводящего поверку. Успокаивает только то, что поверка ТПУ проводится раз в два года.

ВА «Кор-Мас» и LT3065 «Солартрон» последнее, чем ТQ-021. Они уже ориентированы на прием и обработку сигналов от двух рабочих ТПР и плотномера, позволяют управлять цифropечатью, а «Кор-Мас» еще и пробоотборником. Они вычисляют массу-брутто нефти. Правда, алгоритмы вычисления у них еще весьма примитивны.

Более полно и последовательно требования к второй аппаратуре коммерческих узлов учета нефти были реализованы в ВА типа «Ничимен», разработанной по заказу МНП СССР фирмой «Ничимен» в 1986 году.

ВА УУН типа Ничимен состоит из двух металлических шкафов (приборного и шкафа ЭВМ), дисплея с клавиатурой и принтера. Все элементы ВА соединены между собой кабелями.

Приборный шкаф служит для:

- ♦ предварительной обработки сигналов, поступающих с датчиков УУН;
- ♦ индикации работы датчиков УУН;
- ♦ выбора одного из двух приборов качества в качестве ведущего, т.е. того, чьи показания используются при вычислении расхода;
- ♦ световой индикации отказов и сбоев оборудования УУН.

Приборный шкаф содержит:

- ♦ Электронный блок измерения периода сигналов плотномеров А и В.
- ♦ Электронные блоки вискозиметров А и В.

- ◆ Электронные блоки управления регуляторами расхода.
 - ◆ Блок усилителей формирователей и суммирующих счетчиков ТПР.
 - ◆ Панель аварийной световой индикации.
 - ◆ Панель переключателей выбора ведущего прибора и кнопок управления сигнализацией.
 - ◆ Блоки питания датчиков и искробезопасные барьеры.
- Шкаф ЭВМ служит для приема, обработки, занесения в память и корректировки данных, полученных с датчиков УУН, отображения параметров расхода на дисплее, печати отчетов на принтере и др.
- Шкаф ЭВМ состоит из:
- ◆ блока RCT240 (устройства сопряжения с датчиками и их вторичными приборами);
 - ◆ двух микроЭВМ А и В (типа LSI 11);
 - ◆ блока энергонезависимой памяти - 3У SOM;
 - ◆ блока питания от сети 220 вольт.

Прием сигналов от датчиков и их предварительную обработку осуществляет блок RCT.

Одна из микроЭВМ, являющаяся **ведущей**, принимает информацию от блока RCT и производит их дальнейшую обработку. В случае ее отказа в работу включается вторая микроЭВМ, являющаяся резервной. Информация о всех параметрах расхода хранится в 3У SOM.

Напряжение сети для питания шкафа ЭВМ подается через блок гарантированного питания, специального устройства с аккумуляторами, обеспечивающего бесперебойную подачу переменного напряжения 220 вольт на шкаф ЭВМ даже при его пропадании в сети переменного тока.

Принцип поверки ТПР по ТПУ

Собирается технологическая схема, в которой поворачиваемый ТПР и ТПУ включаются последовательно. После некоторой временной выдержки, «необходимой для стабилизации параметров потока, «запускается» шар. 4-х ходовой кран ТПУ поворачивается в положение, при котором поток жидкости выталкивает шар из приемной камеры и начинает толкать по трубе ТПУ. Диаметр шара больше диаметра трубы ТПУ на 1-3 %. Шар действует как поршень, толкая перед собой жидкость, потому и называется шаровым поршнем.

При входе в калиброванный участок ТПУ шаровой поршень вызывает срабатывание 1-го детектора ТПУ. Срабатывание 1-го детектора дает разрешение электронному блоку ТПУ на начало счета импульсов, идущих от ТПР. При выходе шара из калиброванного участка, срабатывает 2-й детектор. Сигнал от него останавливает счет импульсов от поверяемого ТПР.

Таким образом, при прохождении через ТПР объема жидкости, равного объему калиброванного участка ТПУ, ТПР генерирует некоторое количество импульсов, которое фиксируется электронным блоком ТПУ.

После деления полученного числа импульсов на объем нефти, прошедшей через ТПР или, что почти тоже самое, на объем калиброванного участка ТПУ, получается К-фактор ТПР.

Однако для точного определения объема калиброванного участка ТПУ недостаточно найти его значение в паспорте на ТПУ, необходимо еще учесть влияние на него температуры и давления нефти, находившейся в ТПУ, а для точного определения

Вообще-то, принципы поверки средств измерений УУН достаточно просты и ясны. Однако сами процедуры поверки являются делом непростым и весьма хлопотным. Недаром они регламентируются специальными методиками, тщательно разрабатываемыми специалистами из различных НИИ.

В данном пособии описываются лишь принципы, на которых основаны методики поверки различного оборудования, входящего в состав УУН.

1. Поверка турбинных преобразователей расхода

ТПР поверяется в рабочих условиях на месте его постоянной эксплуатации, но при поверке, обычно, создается специальная технологическая поверочная схема (см. рис. 3), основным элементом которой является трубопоршневая установка - образцовое средство измерений, предназначенное для поверки ТПР.

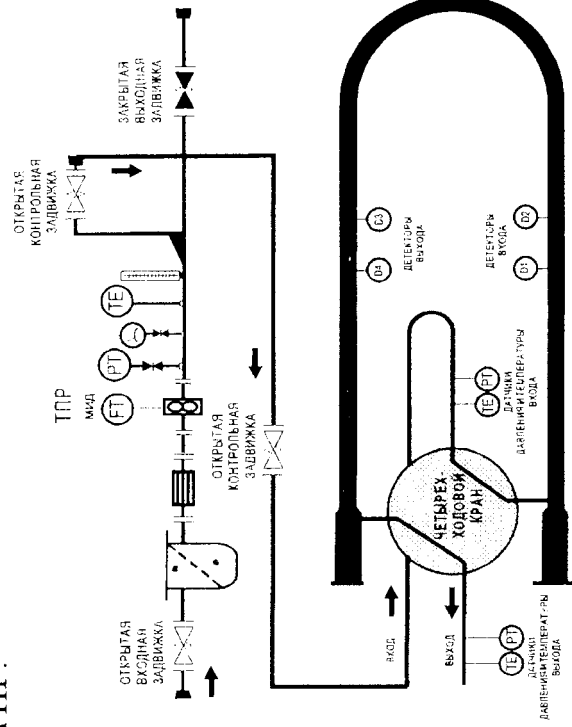


Рис. 3.

Более подробное описание вторичной аппаратуры УУН «Ничимен» можно найти в документации «Системная спецификация нефтеизмерительных станций». А/О SLOCON JSW. 1986 г.

7. Образцовые средства измерения

Трубопоршневая установка (ТПУ) является образцовым средством измерений, предназначенным для поверки (калибровки) ТПР измерительных линий УУН.

Процедуры поверки определяются специальными методиками поверки.

Суть поверки ТПР по ТПУ заключается в том, что через ТПР пропускается строго фиксированный объем жидкости и подсчитывается количество импульсов принятых при этом с ТПР. После деления количества импульсов на объем получается К-фактор ТПР.

Точное измерение объема жидкости, прошедшего через ТПР, и является главной функцией ТПУ.

ТПУ представляет собой сложное инженерное сооружение, обычно представляющее из себя изогнутый участок трубы, часть которой занимает калиброванный объем ТПУ (участок трубы с известным объемом), ограниченный специальными датчиками - детекторами ТПУ.

По трубе ТПУ передвигается шаровой поршень (шар из полиуретана, наполненный незамерзающей жидкостью).

Шар может перемещаться в обоих направлениях. Направление перемещения шара вперед или назад задается положением 4-х ходового крана.

В неработающей ТПУ шар находится в приемной камере - участке на конце трубы ТПУ, к которому возможен доступ через специальную быстро-съемную крышку. Доступ необходим для того, чтобы вытаскивать шар из ТПУ для его периодической ревизии или замены.

Кроме того, ТПУ снабжена датчиками давления и температуры, расположенными на входе и выходе ТПУ.

Метрологическое обеспечение учета нефти

Для того, чтобы разнообразные по составу применяемого оборудования и вычислительным алгоритмам, находящиеся на разных концах трубопровода и в разных климатических условиях узлы учета нефти могли использоваться при учетно-расчетных коммерческих операциях купли - продажи нефти, необходимо, чтобы требования к их метрологическим характеристикам и способы их определения были едиными, по крайней мере, на территории одного государства.

Для узлов учета нефти единообразие подходов и требований обеспечивается одобренными Госстандартом РФ методиками поверки, средств измерений, использующихся в составе УУН. К ним относятся методики поверки турбинных преобразователей расхода, вторичной аппаратуры УУН, образцовых средств измерений УУН и т.п.

Поверка производится в присутствии представителей региональных органов Госстандарта - госповерителей. По результатам поверки ими выписывается свидетельство о поверке.

Наличие свидетельства о поверке обязательно для любого средства измерения, использующегося на коммерческих узлах учета нефти.