

УДК 622.692.4:52

Трофимов В.В. Информационное обеспечение иерархических АСУ ТП магистрального нефтепровода / Под ред. п-ра техн. наук В.П.Тарасенко. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990. — (Обзор информ. Сер. "Транспорт и хранение нефти").

Обзор выполнен на основе ходяговора. Представляет собой обобщение результатов работ по созданию и внедрению иерархических АСУ ТП на магистральных нефтепроводах региона Сибири. Излагаются единые методы проектирования таких составляющих АСУ ТП, как функциональная структура, информационное и математическое обеспечения. Подробно рассматривается внутреннее информационное обеспечение для централизованного и децентрализованного вариантов построения АСУ ТП МН. Освещены методы построения сетей передачи данных как основы построения иерархических АСУ ТП МН, определение способа передачи информации в СПД и нахождение эффективной надежности СПД. Использование изложенных методов позволит сократить сроки и затраты на разработку АСУ ТП МН и повысить их эффективность.

Ил. 17, табл. 27, библиогр. 15 назв.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
(ВНИИОЭНГ)

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Серия. ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ

Обзорная информация

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ИЕРАРХИЧЕСКИХ АСУ ТП
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Москва 1990

ВВЕДЕНИЕ

Данный материал представляет собой обобщение результатов работ, проведенных под руководством автора специалистами японской фирмы ISW, сотрудниками отдела "Системы управления технологическими процессами" НИИ автоматики и электромеханики при Томском институте АСУ и радиоэлектроники и инженерами Гомельского пусконаладочного управления Миннефтепрома СССР по созданию и внедрению автоматизированной системы управления (АСУ) технологическими процессами (ТП) на магистральных нефтепроводах (МН) городов Омска, Томска, Красноярска и Ангарска, на резервуарном парке (РП) нефтеперекачивающей станции (НС) г. Анжеро-Судженска и на узлах контроля качества (КК) нефти, сдаваемой потребителю, в городах Омске, Ачинске и Ангарске.

Работа над созданием АСУ ТП разнородных объектов, увязанных в единый технологический цикл, позволила сформировать единые методы проектирования таких составляющих АСУ ТП, как функциональная структура, информационное и математическое обеспечения. Ниже приводится изложение этих методов и их применения на конкретных примерах. Сначала дадим несколько определений.

Автоматизированная система управления технологическими процессами — это человеко-машинная система, которая

в реальном масштабе времени обеспечивает автоматизированный сбор, обработку информации о технологическом процессе и управляет им в соответствии с выбранным критерием качества (критерием оптимальности).

Целью АСУ ТП является обеспечение более полной реализации потенциальных возможностей, заложенных в ТП, с одновременным улучшением эксплуатационных и технико-экономических показателей, условий труда и культуры производства.

Характерной чертой АСУ ТП является управление в реальном масштабе времени, т.е. в темпе протекания технологического процесса.

Для описания и сравнения между собой АСУ ТП МН будем использовать классификацию, основанную на критерии сложности (приложение). Исходя из этого критерия выбираем семь признаков (обозначим их буквами А...Ж), которые в зависимости от их содержания закодируем значениями 0...9. Если теперь буквы, обозначающие классификационные признаки, распределить в алфавитном порядке, а каждой букве присвоить код (см. приложение), то в результате получим кодовое обозначение анализируемой АСУ ТП МН.

В дальнейшем будем рассматривать АСУ ТП МН классов 31422ЕЖ (Е = 1, 2, 3; Ж = 4, 6). Эти коды означают, что разрабатывается АСУ ТП МН для уровня районного диспетчерского пункта непрерывным процессом с законченным технологическим циклом с контролем по 1600 технологических параметров. Система управления обладает средней информационной и слабой управляющей функциями, которые реализуются с помощью: централизованной (Е = 1), децентрализованной (Е = 2) или смешанной (Е = 3) структуры на мини- (Ж-4) или сетях (Ж-6) ЭВМ.

Выделение для рассмотрения такого круга структур АСУ ТП обусловлено существенной зависимостью информационного обеспечения от значения признака классификации Е, сложившимся набором функций, реализуемым в АСУ ТП МН, и производительностью существующих комплексов технических средств.

Под информационным обеспечением будем понимать совокупность методов и средств, описывающих процессы переработки с помощью АСУ ТП информации и определяющих способы и

формы отображения состояний объекта управления и хода ТП в виде документов и видеogramм, сигналов и данных.

Информационное обеспечение (ИО) состоит из внешнего и внутреннего. Внешнее ИО включает правила классификации и кодирования входной и выходной информации внутри АСУ ТП, нормативно-справочную информацию, описание оперативной информации, а также методические и инструктивные материалы.

Внутреннее ИО содержит описания информационных потоков, циркулирующих внутри АСУ ТП, и включает перечни входных сигналов и данных, описания промежуточных массивов информации, характеристики выходных сигналов и документов.

В данной работе подробно рассматривается внутреннее информационное обеспечение для централизованного и децентрализованного вариантов построения АСУ ТП МН. Дается характеристика информационных потоков, циркулирующих в децентрализованных АСУ ТП МН.

Так как основой построения децентрализованных АСУ ТП являются сети передачи данных (СПД), то в работе также рассмотрены методы: построения СПД, определения способа передачи информации в СПД и нахождения эффективной надежности СПД.

ИЕРАРХИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МН

Для управления магистральными нефтепроводами традиционно сложилась трехуровневая система управления, включающая в себя следующие уровни (рис.1):

местного диспетчерского пункта (МДП). На этом уровне решаются задачи управления процессами на магистральной нефтеперекачивающей станции (НС), включая процессы на подпорной насосной станции (ПНС); линейном участке (ЛУ) и промежуточных резервуарах (Р); узле контроля качества нефти (КК) и резервуарном парке (РП) головной НС;

районного диспетчерского пункта (РДП). Здесь решаются задачи управления режимами перекачки нефти по магистральному нефтепроводу с законченным технологическим циклом, такие, как поддержание режима, переход с режима на режим, пуск и остановка нефтепровода, контроль за прохождением партий нефти, запуск и сопровождение прохождения скребка, расчет объемов нефти в РП, баланс по МН и др.;

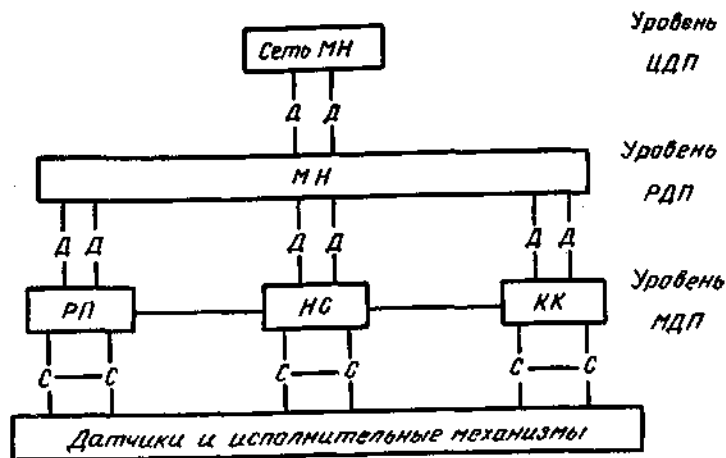


Рис.1. Структура системы управления МН:
Д - данные, С - сигналы

центрального диспетчерского пункта (ЦДП). На этом уровне решаются задачи управления и координации работы сети из магистральных нефтепроводов с законченным технологическим циклом и процесса сдачи нефти потребителям. Например, выбор и согласование режимов перекачки по отдельным нефтепроводам с законченным технологическим циклом, входящим в сеть МН, контроль за отгрузкой нефтепродукта на железной дороге и сдачей его на нефтеперерабатывающие заводы, приемом и наличием нефти в РП, откачкой в другие МН, баланс по сети из нефтепроводов и др.

В дальнейшем остановимся подробно на рассмотрении системы управления уровня РДП, так как ее подробный анализ позволит выявить все потоки информации, циркулирующей также и в системе управления сетью МН.

Рассмотрим три структуры системы управления МН - централизованную, децентрализованную и смешанную.

В централизованной структуре АСУ ТП МН вся информация о поведении МН передается на уровень РДП, где обрабатывается (контроль, отображение, регистрация, кодирование и т.п.) и на ее основе принимается решение об управлении МН, которое реализуется путем выдачи команд на исполнительные механизмы.

Реализация такой структуры управления осуществляется

с помощью специализированных систем сбора информации, называемых телемеханическими системами (ТМ-120, УВТК УП, "Утро-2", "Кор-Вол" и др.), и универсальных ЭВМ, на которые поступает эта информация и на которых осущ. выполняется ее обработка, отображение, регистрация и т.д.

Недостатками такой структуры управления являются сравнительно большое время реакции системы на любое изменение параметров объекта из-за последовательной обработки информации, поступающей от датчиков, низкая надежность, так как выход из строя центра системы (ЭВМ или устройства управления телемеханики) приводит к отказу всей системы, и сложность программного обеспечения, которое должно манипулировать в реальном масштабе времени со значениями более 1600 параметров. Все это приводит к понижению надежности как программного обеспечения, так и всей АСУ ТП МН в целом и создает трудности для дальнейшего ее развития.

От перечисленных выше недостатков избавлены АСУ ТП МН, использующие децентрализованные структуры. В таких системах вся предварительная обработка информации осуществляется на уровне МДП [1], как правило:

в АСУ НС, которая собирает и контролирует значения параметров работы оборудования, установленного на подпорной насосной станции, магистральной нефтеперекачивающей станции, линейном участке и промежуточных резервуарах;

АСУ ТП РП, которая контролирует работу резервуаров, задвижек, узлов приема, откачки и смешения нефти вспомогательной подпорной насосной станции;

АСУ КК, которая контролирует значения параметров (плотность, вязкость, температура, расход, содержание воды, солей, серы, механических примесей и др.) нефти, сдаваемой потребителю.

После предварительной обработки вся информация передается по каналам связи в ЭВМ, установленную в РДП. После анализа принятой информации в АСУ ТП МН осуществляется выработка и передача на уровень МДП управляющих воздействий, которые реализуются соответствующими АСУ ТП.

Достоинствами такой структуры управления являются: повышенная живучесть системы (при выходе из строя любой АСУ ТП происходит частичная потеря работоспособности системы); более высокое по сравнению с централизованной сис-

темой быстроедействие (осуществляется параллельная обработка информации).

Возможны комбинации выше рассмотренных структур в виде смешанных. Например, сочетание АСУ ТП РП и АСУ КК с централизованным сбором информации с помощью телемеханических систем с остального оборудования (НС, ПНС, ЛУ, Р). Такие структуры будем рассматривать как переходные. Анализ информационных потоков в децентрализованной, централизованной и смешанной структурах будет дан ниже, после того как будут рассмотрены состав сигналов, получаемых с помощью датчиков с объекта управления, и структуры данных, в которые преобразуются эти сигналы.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА

Функциональная структура АСУ ТП представляет собой реализуемый ею перечень функций (задач) и отражает их соподчиненность. Под функцией будем понимать круг действий АСУ ТП, направленных на достижение частной цели управления /2/.

Для выявления полного перечня функций и задач управления технологическим процессом перекачки разноразных нефтей по магистральным нефтепроводам рассмотрим Управление магистральными нефтепроводами (УМН) как объект управления /3/ и определим в нем место АСУ ТП МН /4/.

Построим иерархическую содержательную модель (ИСМ) объекта управления (ОУ) (рис.2). Здесь ОУ является производственная, социальная и природоохранная деятельность УМН. ИСМ ОУ включает три типа взаимосвязанных моделей: перспективного планирования, текущего планирования и оперативного управления. Построение ИСМ ОУ начинается с ИСМ первого типа, затем формируется ИСМ второго и третьего типов. Модель каждого типа состоит из иерархической совокупности, частных моделей, соответствующих иерархии подсистем ОУ. К основным подсистемам ОУ относятся блоки: производство, коллектив, природа /5/. В свою очередь производственная деятельность (производство) разделяется на подсистемы: основная деятельность (технологический процесс) и вспомогательное производство (ВП), которые подвергаются дальнейшей декомпозиции. Так, основным производством УМН является ТП поставки нефти по магистральному нефтепроводу.

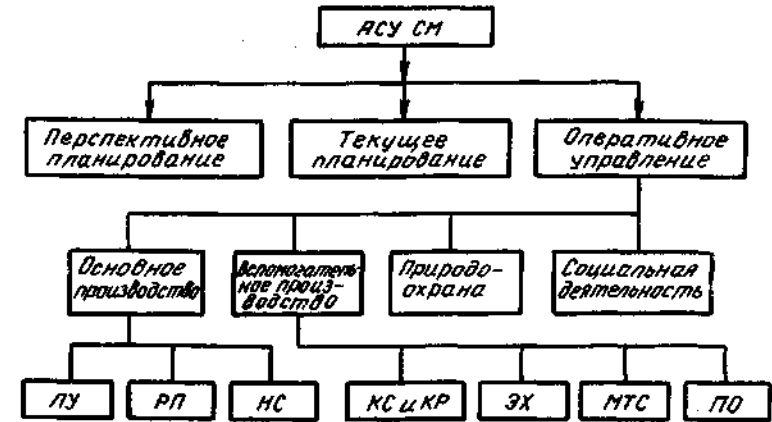


Рис.2. Содержательная модель УМН

Для построения модели ТП последовательно декомпозируется на подпроцессы. Сначала ТП разбивается на участки МН с законченным технологическим циклом. Для каждого участка далее выделяются подпроцессы в резервуарном парке (РП), на нефтеперекачивающей станции (НС) и на линейном участке нефтепровода (ЛУ). На следующем уровне описания в РП выделяются процессы: прием, хранение, подготовка и сдача нефти.

Вспомогательное производство УМН включает: производственное обслуживание (ПО), материально-техническое снабжение (МТС), энергетическое хозяйство (ЭХ), капитальное строительство и капитальный ремонт (КС и КР). МТС в свою очередь включает процессы получения и складирования, хранения, выдачи и транспортировки. Состав подсистем может быть получен с помощью оснований декомпозиций, предложенных в работе /6/.

Отдельная частная модель включает одну или несколько задач управления соответствующей подсистемой. Каждая задача представляет собой совокупность критериев, ограничений и методов решения. Задачи управления составляются на основе описания состояния подсистемы. Состояние подсистемы описывается с помощью четырех групп структурных элементов: конечных продуктов, предметов деятельности, средств

деятельности и кадров (исполнителей), а также их параметров и параметров, характеризующих процесс в целом /7/.

Для формирования задачи управления подсистемой ОУ из всей совокупности параметров состояния, описывающих данную подсистему, выделяются планируемые параметры, параметры, являющиеся критериями эффективности управления, и параметры, на которые накладываются ограничения. Каждая задача разбивается на три подзадачи по этапам управленческого цикла: объемное планирование, контроль и регулирование.

Для примера приведем задачу оперативного управления ТП, состоящую из трех подзадач /8/:

расчета оптимального плана работы МН на месяц по минимуму удельных затрат при ограничениях производительности приема и сдачи нефти, запасов нефти и объемов свободной емкости (объемное планирование);

разработки оптимальных режимов работы МН на сутки, минимизирующих затраты на перекачку, при ограничениях в виде плана поставок (календарное планирование);

контроля выполнения плана по перекачке нефти и принятия решений о регулирующих воздействиях (контроле и регулировании).

Для управления всеми видами деятельности УМН Центральной Сибири (УМН ЦС) составлено 185 взаимосвязанных задач. По каждой задаче, входящей в ИСМ ОУ, определяются функции системы управления: сбор информации, ее передача, регистрация, хранение, преобразование, отображение и т.д. Из всего множества функций системы управления выбираются функции, подлежащие автоматизации. Эти функции и образуют функциональную структуру АСУ.

Функциональная структура АСУ ТП МН, построенная выше-описанным способом, приведена на рис.3 и содержит 91 задачу.

Глобальной целью АСУ ТП МН является повышение эффективности управления процессом последовательной перекачки нефти, которое заключается в увеличении надежности функционирования объекта управления и в снижении себестоимости перекачиваемой нефти с сохранением ее качества при безусловном выполнении плановых заданий. Достижение этой цели невозможно без одновременного выполнения задач, которые объединены в следующие подсистемы.

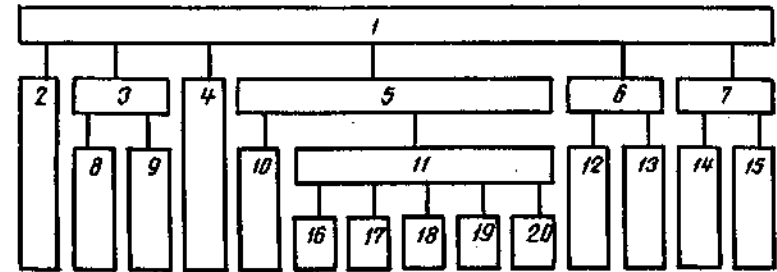


Рис.3. Функциональная структура АСУ ТП МН:

1 - глобальная цель; 2 - сбор, предварительная обработка и контроль входной информации; 3 - отображение и регистрация значений технологических параметров и показателей состояния оборудования; 4 - связь с внешними системами управления; 5 - вторичная обработка информации; 6 - автоматическое управление МН; 7 - выполнение функций обслуживания АСУ ТП; 8 - отображение состояния ТП и отклонений его характеристик от заданных; 9 - печать сводок о состоянии ТП; 10 - расчет технико-экономических показателей и подготовка файлов данных для передачи в другие системы; 11 - моделирование основных характеристик МН; 12 - формирование и выдача в ТМ команда для перехода МН с режима на режим; 13 - управление МН в аварийных ситуациях (удержание МН на заданной производительности и аварийная остановка); 14 - обеспечение надежности системы управления; 15 - хранение информации; 16 - идентификация параметров математических моделей; 17 - прогноз прохождения границ партий разносортных нефтей; 18 - расчет режимов перекачки малосернистых нефтей; 19 - расчет оптимальных режимов работы МН; 20 - расчет режимов работы участков МН и РП, минимизирующих потери разносортных нефтей

Подсистема предварительной обработки (ППО) информации обеспечивает: непрерывное, периодическое и по вызову измерение значений технологических параметров; обнаружение и сигнализацию отклонений значений технологических параметров и показателей состояния оборудования от установленных пределов; контроль и сигнализацию срабатывания блокировок и защит.

Подсистема отображения информации (СОИ) обеспечивает в реальном масштабе времени отображение на цветных графических дисплеях (ЦГД) и черно-белых алфавитно-цифровых, а также регистрацию на устройствах параллельной и последовательной печати в виде сводок значений параметров и их отклонений от заданных пределов.

Подсистема внешних связей (ПВС) обеспечивает обмен информацией с вышестоящими (АСУ ЦДП) и нижестоящими (АСУ РП и КК) системами.

Подсистема вторичной обработки (ПВО) обеспечивает все расчеты по цепочке: база данных – обработка информации – база данных. Здесь реализованы расчеты всех режимов работы МН, идентификация характеристик математических моделей, прогноз по математическим моделям характеристик ТП (в том числе и местоположение границы при прохождении партий нефти) и другие задачи.

Подсистема автоматического управления (ПАУ) реализует в программном режиме управления команды на перевод МН с режима на режим, остановку нефтепровода и удержание на заданном режиме.

Обеспечивающие подсистемы реализуют задачи: повышение надежности, управление базами данных, корректировка баз данных, редактирование видеogramм и форм документов, диалога между оператором и ЭВМ и др.

На основании перечисленных задач строится информационная модель системы управления. В этой модели входными и выходными продуктами согласно предложенной ИСМ являются потоки информации, а средствами деятельности – комплекс технических средств АСУ ТП МН. Увязывание входной и выходной информации происходит с помощью алгоритмов ее обработки, которые строятся на базе математических моделей МН в целом и его элементов.

СОСТАВ СИГНАЛОВ

Управление технологическими процессами магистрального нефтепровода происходит (рис.4) на основе информации, поступающей от датчиков (Д) и выдаваемой на исполнительные механизмы (ИМ).

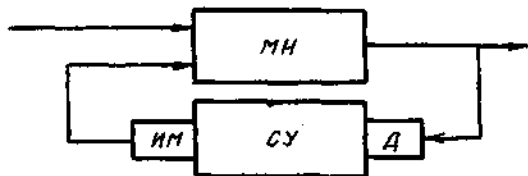


Рис.4. Состав технологического автоматизированного комплекса

Под датчиком будем понимать устройство, воспринимающее воздействие контролируемого объекта и преобразующее его в сигнал, а под исполнительным механизмом – все ус-

тройства, преобразующие входной сигнал в воздействие на контролируемый объект.

Под сигналом будем понимать материальный (физический) процесс, несущий информацию о параметрах технологического процесса и состоянии оборудования.

Все сигналы магистрального нефтепровода разбиваются на входные (относительно системы управления) и выходные (рис.5). Измерение параметров входного сигнала и сигнализация о его изменениях на расстоянии называются телеизмерением (ТИ) и телесигнализацией (ТС) соответственно, а управление магистральным нефтепроводом на расстоянии осуществляется с помощью выходных сигналов типа включить (выключить), называемых телеуправлением (ТУ), и типа выдачи значений уставок регуляторам и исполнительным механизмам, называемых телерегулированием (ТР).

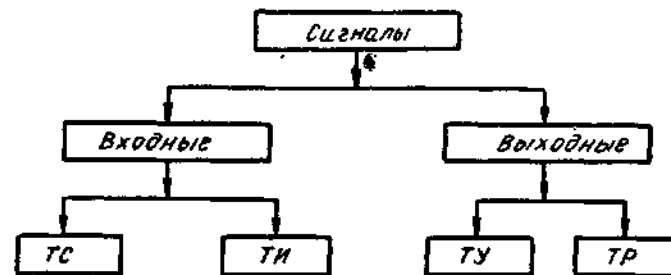


Рис.5. Состав сигналов

Сущность телеизмерения и телесигнализации заключается в преобразовании с помощью датчика измеряемой величины в сигнал и его последующей передаче по линии связи либо на индикатор, либо на регистратор, либо в ЭВМ, а телеуправления и телерегулирования – в преобразовании с помощью исполнительных механизмов (регуляторов) сигнала управления (регулирования) в воздействия на контролируемый объект.

На магистральном нефтепроводе используются датчики механических величин (вибрация, угловая скорость), электрических величин (сила тока, напряжение, мощность), энергетических величин (давление, температура, расход, уровень), физико-химических величин (вязкость, состав воздуха, содержание солей, воды и серы) и исполнительные механизмы: пневматические, гидравлические и электрические /9/.

Входные сигналы

Рассмотрим подробнее состав телесигналов (рис.6). Различают следующие сигналы:

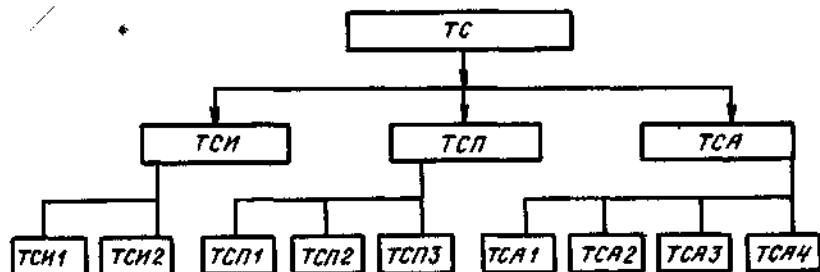


Рис.6. Состав теле сигналов

известительные, характеризующие состояние отдельных механизмов и систем, которые подразделяются на: ТСИ1 - неисправность оборудования (в ремонте, отключение собственной защитой, запрет запуска, неисправность вспомогательных систем, линейной телемеханики и др.) и ТСИ2 - состояние работающего оборудования (горячий резерв, включен (выключен) насосный агрегат, закрыта (открыта) задвижка, режим телемеханический (ручной) и др.);

предупредительные, сигнализирующие об отклонении от заданного режима работы, которые включают: ТСП1 - выход за допустимые границы значений технологических параметров (предельные давления на НС, возникновение волны пониженного давления, несоответствие заданным параметрам качества и др.); ТСП2 - срабатывание защит (неисправность в закрытом распределительном устройстве (ЗРУ), превышение максимума потребляемой мощности, блокировка автоматического ввода резерва (АВР) и др.); ТСП3 - сигнализация о завершении выполнения какой-либо технологической операции (прошел скребок, скребок запущен, сработал поочередный автоматический пуск и др.);

аварийные, сообщающие об аварийном состоянии оборудования, которые включают: ТСА1 - пожар, ТСА2 - загазованность, ТСА3 - затопление в помещениях, где установлено технологическое оборудование (НС, ПНС, операторная и др.), ТСА4 - аварийное (самопроизвольное) включение (от-

ключение) оборудования (отключение системы сглаживания волны давления, отключение вспомогательных систем, отключение системы автоматического регулирования по давлению, отключение насосного агрегата и всей НС, автоматическая разгрузка по частоте и др.).

Отличие между предупредительным и аварийным сигналом заключается в фиксации сигнализации, включаемой аварийным датчиком, которая снимается после выполнения противоаварийных мероприятий.

Телеизмерения текущие (ТИТ) включают (рис.7, 8) мгновенные значения быстроменяющихся параметров: механических величин (вибрация насосных агрегатов и угловая скорость вращения роторов); электрических (сила тока и потребляемое напряжение) и энергетических (давление и температура в заданных точках МН).

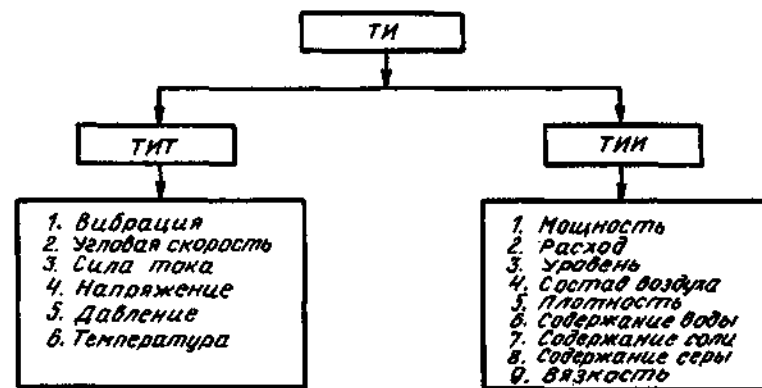


Рис.7. Состав телеизмерений

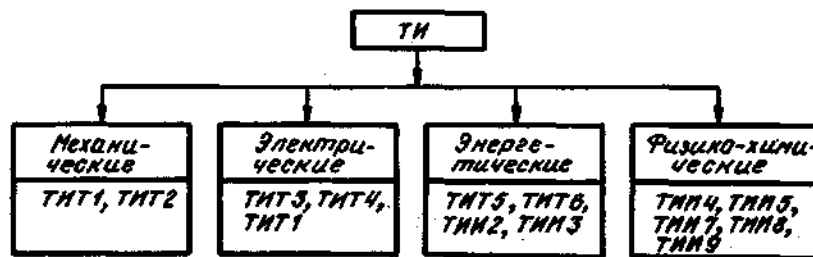


Рис.8. Классификация ТИ по типам датчиков

Телеизмерения интегральные (ТИИ) представляют собой медленно меняющиеся мгновенные значения либо значения нарастающим итогом следующих параметров: электрических величин – потребляемая мощность; энергетических – расход нефти в МН и ее уровень в РП; физико-химических – состав воздуха, плотность и вязкость нефти, содержание в ней воды, солей и серы.

В табл.1 приведено число входных сигналов, а в табл.2 – объем информации, соответствующий им, по каждой НС, ПНС, промежуточному РП и одному контрольному пункту линейного участка при условии, что значение каждого параметра ТИ кодируются 1 байтом, а ТС – 1 битом.

Таблица 1

Источник информации	Число сигналов, поступающих с оборудования МН							
	ТС (параметр)				ТИ (параметр)			Всего (параметры)
	ТСИ	ТСП	ТСА	Всего	ТИТ	ТИИ	Всего	
НС (4 НА)	60	8	10	78	22	1	23	101
ПНС (5 НА)	22	-	3	25	-	5	5	30
Р (2 резервуара)	21	-	2	23	-	4	4	27
ЛУ (10 КП)	60	10	-	70	30	-	30	100
Итого ...	163	18	15	196	52	10	62	258
Пример	686	90	60	836	260	23	283	1119
Среднее по НС	137	18	12	167	52	5	57	224

Таблица 2

Источник информации	Объем информации, поступающей с оборудования МН							
	ТС (байт)				ТИ (байт)			Всего (байт)
	ТСИ	ТСП	ТСА	Всего	ТИТ	ТИИ	Всего	
НС (4 НА)	8	1	1	10	22	1	23	33
ПНС (5 НА)	3	-	1	4	-	5	5	9
Р (2 резервуара)	3	-	1	4	-	4	4	8
ЛУ (10 КП)	8	1	-	9	30	-	30	39
Итого ...	22	2	3	27	52	10	62	89
Пример	92	10	9	111	260	23	286	397
Среднее по НС	17	2	2	21	52	5	57	79

Если в качестве примера взять нефтепровод, состоящий из пяти НС с четырьмя НА на каждой, двух ПНС с пятью НА на каждой, двух промежуточных РП и пяти ЛУ с десятью контрольными пунктами (КП) на каждом, то суммарное число сигналов, необходимых для контроля за состоянием МН, составит 1119, а объем информации, соответствующий им, – 397 байтов.

Выходные сигналы

Сигналы, подаваемые на объект для управления оборудованием, подразделяются на телеуправление (ТУ) и телерегулирование (ТР).

По своему действию телеуправление можно разделить на три типа: защита (ТУЗ), когда по сигналу реализуется определенная заранее последовательность действий, предупреждающая аварийную ситуацию; блокировка (ТУБ) – прекращение реализации последовательности команд из-за неправильных (ошибочных) переключений; программа (ТУП) – выполнение набора команд в строго заданной последовательности.

Сигналы телерегулирования представляют собой значения уставок для различных регуляторов. Для управления работой магистрального нефтепровода используются как статические, так и астатические регуляторы, реализующие П-, ПИ- и ПИД-законы регулирования.

Число сигналов управления, выдаваемых на одну НС, ПНС, промежуточный РП и один контрольный пункт линейного участка, а также объемы информации, соответствующие этим сигналам, при условии, что значение каждого параметра ТР кодируется 1 байтом, а ТУ – 1 битом, приведены в табл.3.

Таблица 3

Приемник информации	ТУ		ТР		Всего	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
НС (4 НА)	60	8	1	1	61	9
ПНС (5 НА)	10	1	-	-	10	1
Р (2 резервуара)	40	5	-	-	40	5
ЛУ (10 КП)	80	10	-	-	80	10
Итого ...	190	24	1	1	191	25
Пример	800	102	5	5	805	107
Среднее по НС	160	20	1	1	161	21

Число сигналов управления для нашего примера составит 805, а объем информации, соответствующий им, - 107 байтов.

Суммарное число входных и выходных сигналов для нашего примера составит 1924 или 504 байта.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВХОДНЫХ СИГНАЛОВ

Основными составляющими объемов информации, регулярно поступающих диспетчеру, являются: давление нефти (на входе, выходе нефтеперекачивающих станций и в контрольных точках линейного участка), потребление электроэнергии (каждым насосным агрегатом и всей НС в целом, в данный момент времени и нарастающим итогом) и расход нефти (по каждому участку и всему МН в целом в данный момент времени и нарастающим итогом).

Для анализа потоков информации, включающих перечисленные выше параметры, будем применять вероятностно-статистические методы, в том числе и метод гистограмм. В качестве критерия согласия теоретических и экспериментальных кривых будем применять критерий Пирсона.

Для обеспечения достоверности получаемых результатов необходимо правильно выбирать объемы обрабатываемых данных n . С этой целью воспользуемся таблицей больших чисел (табл.4).

Таблица 4

E	Значения вероятностей, P			
	0,85	0,90	0,95	0,999
0,05	207	270	384	1082
0,04	323	422	600	1691
0,03	575	751	1067	3007
0,02	1295	1691	2400	6767
0,01	5180	6764	9603	27069

Для определения необходимого объема выборки n нужно взять заданную вероятность P и допустимую ошибку E . Для расчетов зададимся $P = 0,95$, $E = 0,05$, тогда $n = 384$.

В качестве примера для анализа возьмем диспетчерские данные для магистрального нефтепровода Александровское -

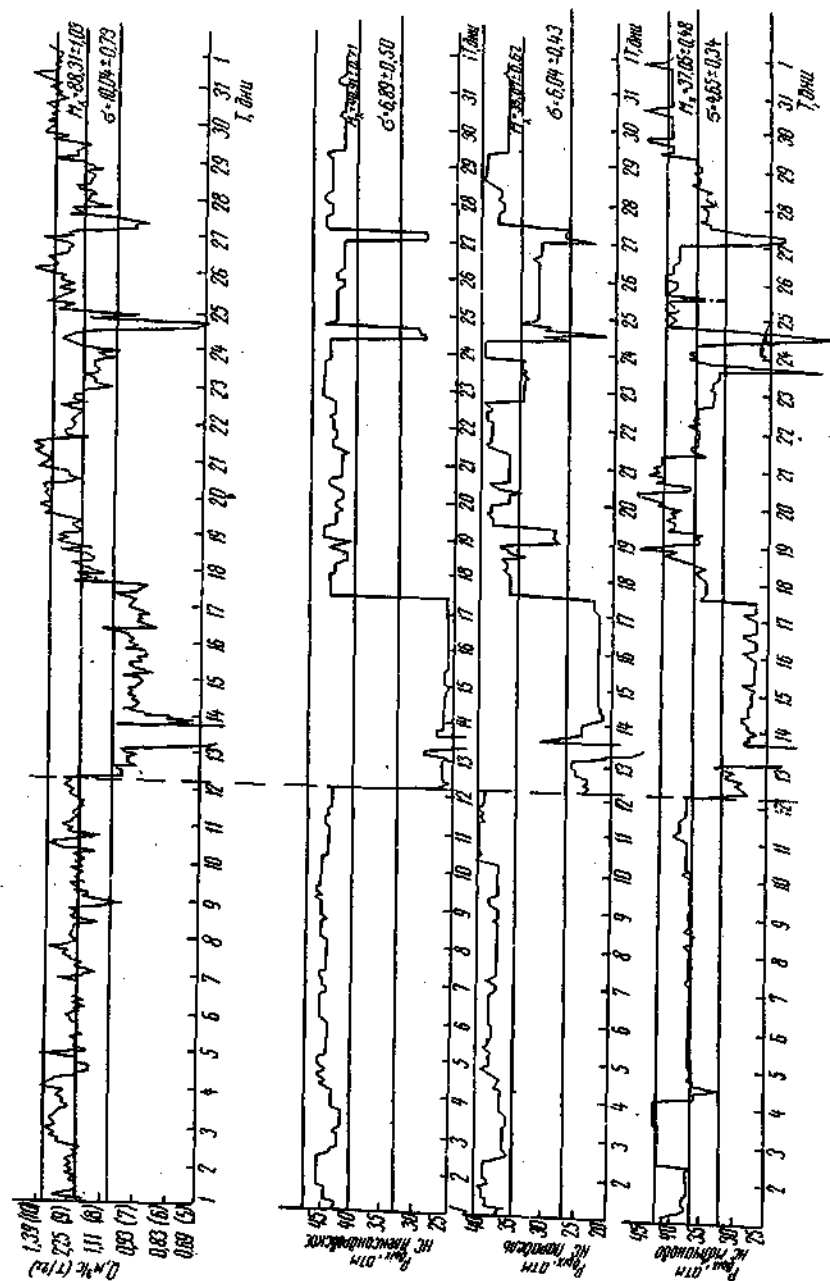


Рис.9. Результаты измерений давления и расхода на МН

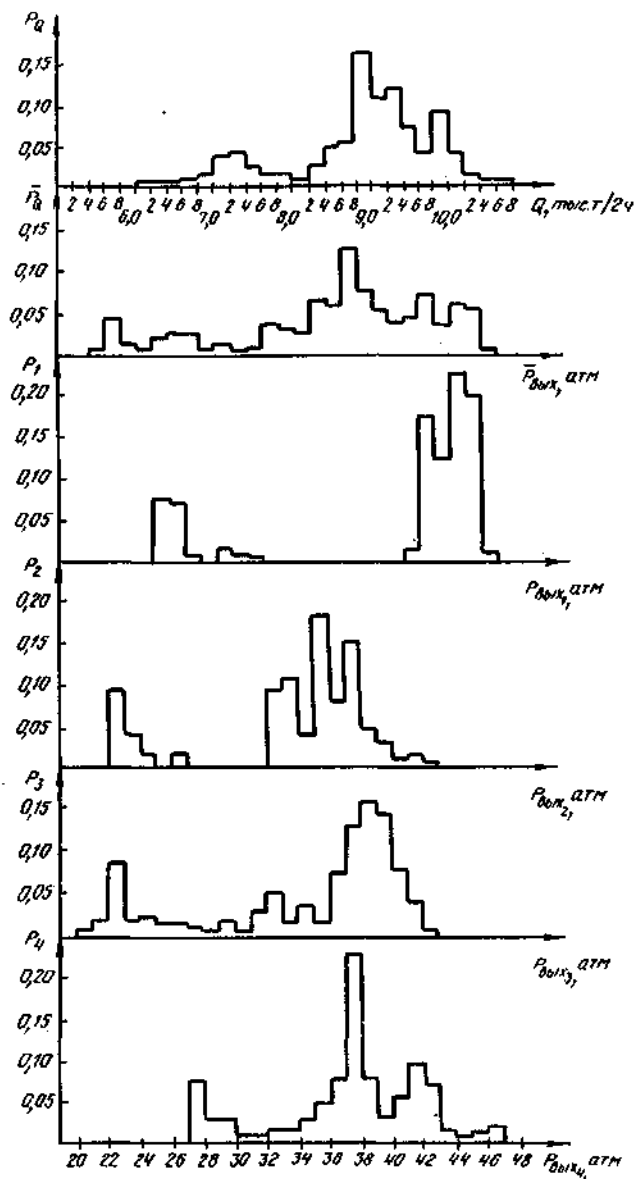


Рис.10. Гистограмма расхода и давления на выходе НС за месяц

Анжеро-Судженск за май месяц. Так как диспетчерские данные собираются через каждые 2 ч, то получаем за период с 1 мая по 1 июня $n = 12 \cdot 32 = 384$.

Магистральный нефтепровод состоит из четырех нефтеперекачивающих станций: Александрово (НС 1), Раскино (НС 2), Парабель (НС 3) и Молчаново (НС 4). Первая НС является головной и имеет подпорную насосную станцию и резервуарный парк. Нефть слается в резервуарный парк НС Анжерская. Давление (в атмосферах) за указанный выше промежуток времени измерялось с точностью 0,5 % на входе, в коллекторе и на выходе из каждой НС. Потребление электроэнергии (в амперах) каждым насосным агрегатом измерялось с точностью 1 %. Расход перекачиваемой нефти измерялся по уровню в резервуарном парке НС Анжерская с помощью рулетки. Результаты измерений расхода (Q) и давлений ($P_{\text{вых.}i}$) на выходе каждой НС приведены на рис.9. Гistogramмы этих процессов – на рис.10. Статистические характеристики (дисперсия D , математическое ожидание M , среднеквадратичное отклонение σ_x), приведены в табл.5. Доверительные интервалы считались для доверительной вероятности $\beta = 0,95$.

Таблица 5

x	$M[x]$	$D[x]$	σ_x
Q , тыс.т/2 ч	$8,8 \pm 0,1$	$1,0 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,1$
$P_{\text{вых.1}}$, атм	$36,7 \pm 0,5$	$26,4 \pm 3,8$	$5,1 \pm 0,4$
$P_{\text{вых.2}}$, атм	$40,9 \pm 0,7$	$47,5 \pm 6,9$	$6,9 \pm 0,5$
$P_{\text{вых.3}}$, атм	$33,5 \pm 0,6$	$29,8 \pm 4,3$	$5,5 \pm 0,4$
$P_{\text{вых.4}}$, атм	$35,1 \pm 0,6$	$36,5 \pm 5,3$	$6,0 \pm 0,4$
$P_{\text{вых.4}}$, атм	$37,1 \pm 0,5$	$21,6 \pm 3,2$	$4,7 \pm 0,3$

Рассматривая результаты измерений параметров Q и $P_{\text{вых.}i}$ (см.рис.9), видим, что 13-го числа нефтепровод стоял большую часть суток, а 24-го и 27-го числа наблюдалось резкое снижение производительности МН, вызванное снижением поставок нефти, кроме этого, на протяжении первой декады (1-е...12-е число) нефтепровод работал с небольшим изменением производительности. Гistogramмы Q , $P_{\text{вых.}i}$ и $P_{\text{вых.}i}$ за период с 1 по 12 мая приведены на рис.11, а их статистические характеристики сведены в табл.6.

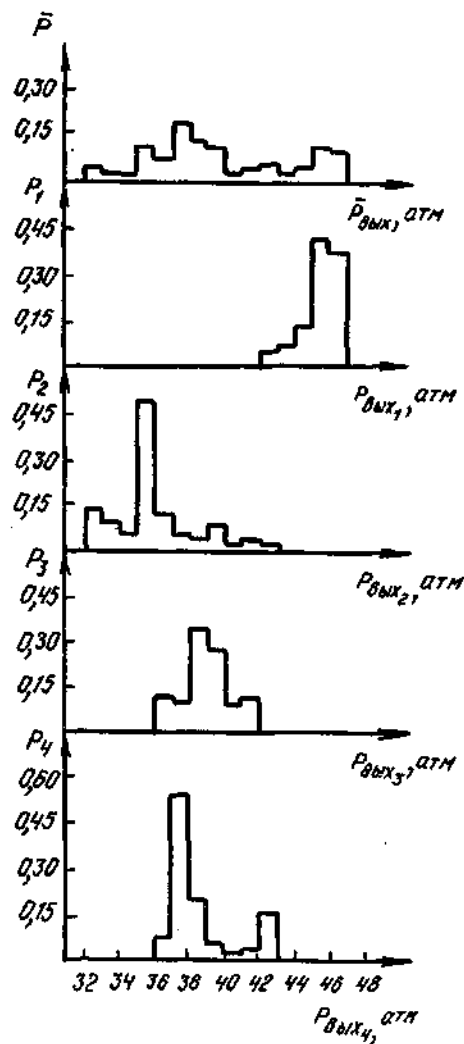


Рис.11. Гистограммы расхода и давлений за декаду

Для сопоставления между собой диапазоны изменений параметров Q и $P_{\text{вых}}$ разобьем на одинаковое число интервалов – 10. Построим гистограммы этих процессов (рис.12, табл.6 – последняя строка – $P'_{\text{вых}}$) и подсчитаем коэффици-

x	$M[x]$	$D[x]$	σ_x
Q , тыс.т/2 ч	$9,1 \pm 0,1$	$0,1 \pm 0,0$	$0,3 \pm 0,1$
$P_{\text{вых.}}$, атм	$39,8 \pm 0,7$	$15,5 \pm 3,6$	$3,9 \pm 0,5$
$P_{\text{вых.1.}}$, атм	$45,5 \pm 0,2$	$1,1 \pm 0,3$	$1,1 \pm 0,3$
$P_{\text{вых.2.}}$, атм	$35,8 \pm 0,4$	$4,6 \pm 1,1$	$2,2 \pm 0,6$
$P_{\text{вых.3.}}$, атм	$38,9 \pm 0,2$	$1,9 \pm 0,5$	$1,4 \pm 0,2$
$P_{\text{вых.4.}}$, атм	$38,6 \pm 0,8$	$24,0 \pm 5,9$	$5,0 \pm 0,6$
$P'_{\text{вых.}}$, атм	$38,7 \pm 0,7$	$14,0 \pm 3,6$	$3,7 \pm 0,5$

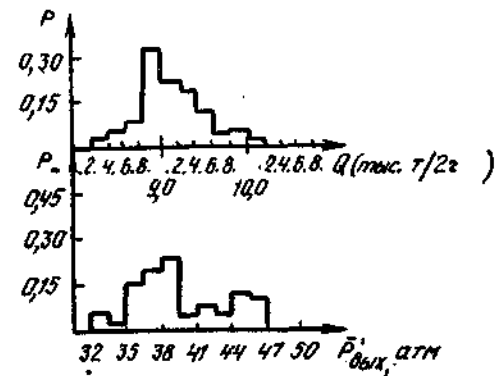


Рис.12. Сопоставимые гистограммы расхода и давлений

ент корреляции ρ : $\rho = 0,58$. Отсюда можно сделать вывод, что суммарное давление на выходе НС и значение расхода нефтепровода связаны между собой нелинейной зависимостью.

Анализ гистограмм (см.рис.10) показывает четко выраженные режимы работы каждой НС. Так, НС Александровская работала на четырех режимах, причем два из них близки друг к другу по давлениям. На НС Парабель можно выделить три режима работы, причем последний режим можно аппроксимировать кривой нормального распределения. Для этого осуществим следующую последовательность действий.

Выделим интервал аппроксимации размером 35...43 атм.

Подсчитаем математическое ожидание и дисперсию внутри этого интервала:

$$M[x] = 1/n \sum_{i=1}^n x_i; m_i = 38,68 \pm 0,14, \quad (1)$$

$$D[X] = 1/(n-1) \sum_{i=1}^N \chi_i^2 m_i = 1,38 \pm 0,1. \quad (2)$$

Построим теоретическую кривую $\Phi(z_i)$ с рассчитанными выше параметрами. Ее значения сведены в табл.7.

Таблица 7

Параметр	Номер интервала, К								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
z_i	-2,68	-1,95	-1,22	-0,49	0,23	0,96	1,69	2,41	3,14
$\Phi(z_i)$	0,00	0,03	0,11	0,31	0,59	0,83	0,95	0,99	0,999
P_i	0,02	0,09	0,20	0,28	0,24	0,12	0,04	0,01	-
P'_i	0,02	0,11	0,21	0,25	0,23	0,11	0,06	0,01	-
S_i	0,04	1,47	0,06	0,86	0,08	0,25	2,34	0,71	-

Здесь приняты следующие обозначения:

$$z_i = (\chi_i - M[\chi_i]) / \sigma_x; \quad S = \sum_{i=1}^N S_i = 5,81;$$

$$\Phi(z_i) = 1/\sqrt{2\pi} \int_{-\infty}^{z_i} e^{-t^2/2} dt;$$

$$P_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i).$$

Определим значение меры расхождения по χ^2 между теоретическими и экспериментальными данными:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N S_i = \sum_{i=1}^N (P'_i - P_i)^2 / P_i = 5,81. \quad (3)$$

Число степеней свободы $\nu = 8 - 3 = 5$.

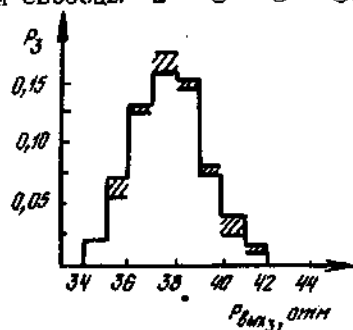


Рис.13. Гистограммы давлений НС № 3

По таблице для χ^2 -распределения при $\chi^2 = 5,81$ и $\nu = 5$ находим вероятность $P(\chi^2, \nu)$ того, что наша величина превышает $\chi^2 = 5,81$. $P(5,81; 5) = 0,35$. Эта ве-

личина больше 0,1 и малой не является. Поэтому гипотезу о том, что величина χ_i распределена по нормальному закону, можно считать правдоподобной. Результаты проведенных расчетов можно проиллюстрировать гистограммами, изображенными на рис.13. Расхождения между экспериментальными и теоретическим законами распределения заштрихованы.

СТРУКТУРЫ ДАННЫХ

Управление технологическими процессами в магистральном нефтепроводе с помощью АСУ ТП происходит на основе информации с объекта управления, представленной в виде данных (рис.14). Под данными здесь и далее будем понимать некоторые факты (в том числе и сигналы), представленные в формализованном виде, который позволяет обрабатывать их с помощью ЭВМ. К таким данным относится и информация, которой обменивается АСУ ТП МН с другими системами.

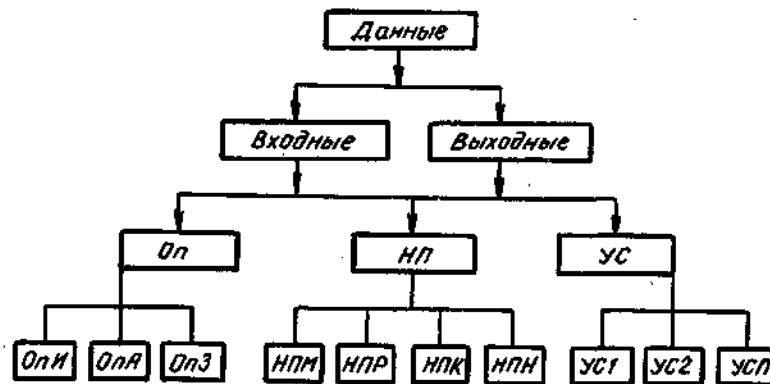


Рис.14. Классификация данных

Среди данных выделим (см.рис.14) оперативные (Оп), учетно-статистические (УС) и нормативно-плановые (НП). В свою очередь оперативные данные включают известительную (ОпИ), аварийную (ОпА) информацию и различные запросы (ОпЗ).

Учетно-статистические данные включают технико-экономические и технологические параметры работы МН за 2 ч (УС2) и 1 сут (УС1), а также паспорта (УСП), содержащие

все основные параметры перекачиваемых по МН и сдаваемых на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) партий нефти.

Нормативно-плановые данные включают плановые показатели работы МН (НПМ) РП (НПР), КК (НПК) и НС (НПН) на различные периоды времени.

Объемы информации и количество данных, циркулирующих между уровнями управления РДП и МДП, зависят от используемых структур АСУ ТП МН. Рассмотрим подробнее структуры данных для централизованной и децентрализованной структур АСУ ТП МН.

Централизованные АСУ ТП МН

Для большей наглядности и простоты рассуждений рассмотрим состав данных для централизованной АСУ ТП МН на конкретном примере, когда используется комплекс технических средств (КТС) в составе телемеханики ТМ-120 и ЭВМ СМ-2. В этом случае ТМ-120 является специализированным устройством, предназначенным для сбора и передачи в ЭВМ информации, поступающей с установленных на МН датчиков ТС и ТИ, и выдачи с помощью исполнительных механизмов и регуляторов на объект управляющих воздействий в виде команд ТУ и ТР.

В случае, когда отсутствуют по какой-либо причине датчики ТИИ либо необходимо ввести технико-экономические параметры (ТЭП), характеризующие работу оборудования, в ТМ-120 пользуются пультами ввода статистической информации (СИ). Записанная в пультах СИ информация хранится в цифровом виде и по запросу выдается в систему управления. В качестве такой информации могут быть записаны максимальные значения совмещенных активной и реактивной мощностей по НС в часы максимумов энергосистемы, результаты лабораторных химических анализов и др. Информация, записанная на пультах СИ, может содержать как оперативные данные (ОПИ), так и учетно-статистические (УС1, УС2).

Предварительная обработка с помощью телемеханики информации, поступающей от датчиков в виде сигналов, заключается в ее кодировании, хранении в своей буферной памяти и выдаче по телезапросу на верхний уровень для последующих обработки и ввода в ЭВМ.

Используя классификацию (см.рис.14), рассмотрим подробнее состав входных и выходных данных для централизованной структуры АСУ ТП МН.

Входные данные. Известительная информация оперативных данных (ОПИ), передаваемых с уровня МДП на уровень РДП, содержит параметры, характеризующие текущее состояние оборудования (ТСИ), значения телеизмерений интегральных (ТИИ) и текущих (ТИТ), статистическую информацию (СИ). Передается эта информация только по запросам из РДП.

Аварийная информация оперативных данных (ОПА) с уровня МДП содержит параметры, характеризующие аварийное и предаварийное состояния оборудования (ТСП и ТСА) и передается на верхний уровень сразу же после ее возникновения.

В отдельный блок выделим запросы, по которым в систему управления выдается накопленная информация. ОпЗ уровня МДП для ТМ-120 не предусмотрены, а запросы на информацию, поступающие с верхнего уровня (ЦДП), приведены в соответствующей строке табл.8.

Таблица 8

Источник информации	ОПИ		ОПА		ОпЗ		Оп	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
НС (4 НА)	108	355	18	8	-	-	128	363
ПНС (5 НА)	27	46	3	3	-	-	30	49
Р (2 резервуара)	25	40	2	2	-	-	27	42
ЛУ (10 КП)	90	131	10	10	-	-	100	141
Итого ...	250	572	33	23	-	-	283	395
Уровень								
МДП	1094	2602	150	100	-	-	1244	2702
ЦДП	-	-	-	-	55	64	55	64
Всего по РДП ...	1094	2602	150	100	55	64	1299	2766

В табл.8 приведен объем информации, содержащейся в оперативных данных, которые поступают на уровень РДП с оборудования МН (НС, ПНС, промежуточных резервуаров (Р) и каждого контрольного пункта линейного участка) и соответствуют передаваемым по телемеханике ТМ-120 сигналам. Избыточность информации по отношению к данным табл.1 и 2 обусловлена стремлением разработчика телемеханики повысить помехоустойчивость системы и унифицировать ее проектные решения. Так, для сбора 8 ТС с учетом отсутствующей информации, содержащей номер НС, тип дан-

ных, защиту циклическим кодом, необходимо 8 байтов, для 8 ТИИ - 38 байтов, для 16 ТИТ - 38 байтов, для 4 СИ - 38 байтов.

Для сравнения определим количество информации, содержащейся в сигналах, из которых формируются данные ОпИ', для передачи в РДП. Это количество информации можно подсчитать по формуле

$$\text{ОпИ}' = \text{ТСИ} + \text{ТИТ} + \text{ТИИ} + \text{СИ}$$

и по табл. 1 и 2. Так, для нашего примера количество информации, содержащееся в 1094 параметрах, составит 500 байт, а для передачи этих параметров по каналам с помощью телемеханики нужно 2602 байта.

Количество информации, содержащееся в сигналах, из которых формируются ОпА' для РДП, можно подсчитать по формуле

$$\text{ОпА}' = \text{ТСП} + \text{ТСА}.$$

Согласно табл. 2 это количество информации, содержащееся в 150 параметрах, равно 19 байтам, а для их передачи с помощью телемеханики необходимо 100 байтов.

Напомним, что для нашего примера суммарное число входных сигналов, необходимых для контроля за состоянием МН, составляет 1119, а объем информации, соответствующий им, составляет 397 байт. Если эти сигналы вместе с СИ данными передавать в районный диспетчерский пункт с помощью ТМ-120, то число контролируемых параметров возрастет до 1299, их информативность - до 552 байтов, а объем передаваемой информации возрастет в $2766/552 = 5,0$ раза.

Учетно-статистическая информация в рассматриваемом централизованном варианте построения АСУ ТП МН передается на уровень РДП по телефону, и малая ее часть параллельно вводится вручную в состав данных с пульта ЭВМ. Объем информации, вводимой вручную, небольшой по сравнению с остальными данными.

Нормативно-плановая информация, поступающая из ЦДП для РП, МН и КК, содержит для каждого объекта по 16 параметров объемом 13 байтов, а для их передачи на уровень РДП требуется 20 байтов (табл. 9).

Выходные данные. Основная часть выходных данных централизованной АСУ ТП МН передается на уровень ЦДП. Эти данные формируются в виде сводок за 2 ч (УС2) и 1 сут (УС1), паспор-

Таблица 9

Источник информации	Объемы НЛ информации, поступающей в РДП							
	НПМ		НПР		НПК		ИП	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
ЦДП	16	20	16	20	16	20	48	60

тов партий нефти (УСП), оперативной известительной (ОпИ) и аварийной (ОпА) информации. На уровень МДП передаются запросы (ОпЗ), известительная (ОпИ) и аварийная (ОпА) информации.

Известительная информация оперативных данных (ОпИ), передаваемых с уровня РДП на уровень МДП, содержит значения уставок регуляторам и исполнительным механизмам и команды на реализацию различных программ управления. Информация ОпИ с уровня РДП на уровень ЦДП передается по запросам из ЦДП и содержит параметры, характеризующие состояние основного оборудования (табл. 10).

Таблица 10

Приемник информации	Объемы Оп информации, поступающей из РДП							
	ОпИ		ОпА		ОпЗ		Оп	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
НС (4 НА)	1	6	60	360	2	8	63	374
ПНС (5 НА)	-	-	10	60	-	-	10	60
Р (4 резервуара)	-	-	40	240	-	-	40	240
ЛУ (10 КП)	-	-	80	480	-	-	80	480
Итого ...	1	6	190	1140	2	8	193	1154
Уровни:								
МДП	5	30	800	4880	10	40	815	4870
ЦДП	54	104	40	80	15	16	109	200
Всего по РДП ...	59	134	840	4880	25	56	924	5070

Аварийная информация оперативных данных (ОпА), передаваемая с уровня РДП на МДП, содержит команды на защитное управление (ТУЗ) и блокировку управления (ТУБ). А информация ОпА с уровня РДП на ЦДП передается по инициативе АСУ ТП МН и содержит параметры ТСА и ТСП, характеризующие пожар, загазованность, затопление на НС,

переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно при формировании партии нефти, превышение заданной уставки качества в текущей партии нефти и др.

Запросы информации (ОпЗ) направляются с уровня РДП на уровни ЦДП и МДП. ОпЗ, направляемые в ЦДП, содержат требования выдать планы работ по МН, РП и КК, а также планы перекачки нефти по МН, планы поставки нефти потребителям (нефтеперерабатывающим заводам, пунктам налива нефти в железнодорожные цистерны и т.д.). ОпЗ, направляемые на уровень МДП, содержат команды на опрос различной информации, в том числе ТИ, ТС, СИ.

Учетно-статистическая информация передается только с уровня РДП и ЦДП и содержит УС1, УС2, УСП информации (табл.11). Из двухчасовой сводки в УС2 информации присутствуют значения: о партиях нефти, находящихся в МН (содержание серы, объем, время начала и конца партии, температура, плотность и т.д.), о состоянии резервуарных парков (число свободных емкостей и наличие нефти по сортам и т.д.), о местоположении "головы" и "хвоста" партии и т.д. Из суточной сводки (УС1) – о реализации планов перекачки и поставки нефти за сутки и нарастающим итогом с начала месяца, о характеристиках поставленной потребителю нефти (содержание серы, объем, масса нетто, масса брутто, содержание соли и механических примесей и т.д.), о потреблении электроэнергии за заданный период. Из паспортов партий (УСП) – о номере партии, сорте, времени начала и окончания, об объеме, массе, содержании серы, содержании воды, плотности и механических примесях.

Таблица 11

Приемник информации	Объемы УС информации, передаваемой из РДП							
	УС2		УС1		УСП		УС	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
ЦДП	61	256	79	272	34	72	174	600

Учетно-статистическая и нормативно-плановая информация с уровня РДП на уровень МДП, а также НП информация с уровня РДП на уровень ЦДП, в рассматриваемом варианте построения АСУ ТП МН из-за сложности использо-

вания межмашинного канала связи передается по телефону. Поэтому при рассмотрении централизованной структуры АСУ ТП МН она не учитывается.

Обобщенные количественные характеристики входных и выходных данных, общее число параметров, которыми обменивается уровень РДП с уровнями МДП и ЦДП, и объемы информации, соответствующие этим параметрам при передаче по каналам связи в ТМ-120 и АСУ ЦДП, приведены в табл.12. Напомним, что избыточность информации при передаче так же, как и при приеме, обусловлена как требованиями, предъявляемыми к помехоустойчивости системы, так и унификацией ее проектных решений. Так, например, для передачи с уровня РДП на уровень МДП одного ТУ (емкостью 1 бит) необходимо 6 байтов, одного ТР (8 бит) – 6 байтов и одного ТЗ (8 бит) – 4 байта.

Таблица 12

Источник (приемник) информации	Входная		Выходная		Всего	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
НС (4 НА)	126	363	63	374	189	737
ПНС (5 НА)	30	49	10	60	40	109
Р (2 резервуара)	27	42	40	240	67	262
ЛУ (10 КП)	100	141	80	480	180	621
Итого ...	283	595	193	1154	476	1749
Уровни:						
МДП	1244	2702	815	4870	2059	7572
ЦДП	103	124	283	800	386	924
Всего по РДП ...	1347	2826	1098	5670	2445	8496

Общее число параметров, циркулирующих на уровне РДП, для нашего примера составляет 2445, а объем информации, соответствующий им, – 978 байтам. Если значения этих параметров передавать по межмашинным каналам связи с помощью телемеханики ТМ-120, то объем информации возрастает примерно в 8,7 раза и составит 8496 байтов.

Децентрализованные АСУ ТП МН

Для большей наглядности и возможности получить количественные оценки информационных потоков, циркулирующих в децентрализованной АСУ ТП МН, зададим ее структуру в следующем виде.

Вся информация, поступающая от датчиков на исполнительные механизмы резервуарного парка, обрабатывается с по-

мально телемеханической системы, например, типа "Кор-Вол" или "Утра-2", которая подсоединена к ЭВМ, установленной на ПС.

Информация, поступающая от датчиков на исполнительные механизмы, которые установлены на оборудовании НС, ПНС, ЛУ и КК, обрабатывается с помощью телемеханики, устройств сопряжены с объектом и ЭВМ и является техническим обеспечением АСУ НС. АСУ НС обменивается информацией с АСУ ТП МН по межмашинным каналам связи. Рассмотрим подробнее состав этой информации.

Использование принципа децентрализации требует перераспределения функций управления несколькими (в нашем случае между двумя - РДП и МДП) уровнями управления и приводит к распараллеливанию процесса обработки информации и изменению набора параметров, передаваемых в АСУ ТП МН.

Входные данные. Известительная информация оперативных данных (ОпИ) передается на уровень РДП только по запросу АСУ ТП МН и содержит параметры, которые характеризуют текущее состояние оборудования. Так, ОпИ об КК содержит все известные телесигналы (ТСИ), поступающие от технологического оборудования. ОпИ об РП содержит только 25 % всех ТСИ. ОпИ от АСУ НС содержит более половины всех ТСИ.

Аварийная информация (ОпА) передается в АСУ ТП МН сразу же после ее возникновения. ОпА об КК содержит все ТСП и ТСА, кроме сигналов о срабатывании защит, пожаре, загазованности и затоплении. ОпА об РП содержит все ТСА и ТСП, кроме сигналов ТСП2 о срабатывании защит. ОпА от АСУ НС содержит все ТСА и ТСП.

В АСУ ТП МН поступают запросы на выдачу информации на план поставки нефти потребителю (НПЗ, ж.д. и др.) и план откачки нефти из РП. От АСУ ЦДП поступают четыре типа запросов на выдачу: двухчасовой сводки за требуемый период в течение суток; суточной сводки за предыдущие или текущие сутки; паспорта партии по ее номеру; известительной информации о текущем состоянии оборудования.

Количественные характеристики оперативных данных, число параметров, передаваемых в АСУ ТП МН из АСУ НС, и объемы информации, соответствующие этим параметрам, приведены в табл. 13. Отдельными строками для нашего приме-

ра выделены объемы информации, поступающие с уровней МДП и ЦДП, и их сумма (всего по РДП). Сопоставляя данные последней строки для децентрализованного варианта с аналогичными данными (см. табл. 8) для централизованного варианта, видим, что суммарное число параметров для нашего примера уменьшилось в $1299/465 = 2,8$ раза, количество информации, соответствующее им, - в $552/123 = 4,5$ раза, а объем информации, необходимый для передачи этих параметров по каналам связи, уменьшился в $2766/919 = 3,0$ раза.

Таблица 13

Источник информации	Объемы Оп информации, передаваемой в РДП							
	ОпИ		ОпА		ОпЗ		Оп	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
АСУ НС	37	96	30	59	15	16	82	171
Уровень:								
МДП	185	480	150	295	75	80	410	855
ЦДП	-	-	-	-	55	64	55	64
Всего по РДП ...	185	480	150	295	130	144	465	919

Учетно-статистическая информация поступает в АСУ ТП МН только с уровня МДП. Сводки от АСУ НС за 2 ч наряду со служебной информацией (текущее время посылки, период, код, направление и др.) содержат усредненную за 2 ч информацию о количественных (объемы, масса нетто, масса брутто, по сортам нефтей, перекачанных по МН и хранящихся в РП) и качественных (сера, соли, вода, плотность, вязкость, температура, механические примеси) показателей работы оборудования.

Сводки за сутки, поступающие с уровня МДП, содержат ту же информацию, что и сводки за 2 ч, только с другим периодом накопления и без информации по РП. Дополнительно сюда помещается информация о потребляемой активной составляющей электроэнергии за сутки, в ночные часы и часы максимумов энергосистемы.

Паспорта партий, перекачиваемых по МН и сданных на НПЗ, содержат информацию о количественных (объем, масса нетто, масса брутто) и качественных (сера, соли и т.д.) параметрах нефти.

Количественные характеристики УС информации приведены в табл. 14.

Таблица 14

Источник информации	Объемы УС информации, передаваемой в РДП							
	УС2		УС1		УСП		УС	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
АСУ НС	32	70	21	44	34	72	87	186
Уровни:								
МДП	160	350	105	220	170	360	435	930
ЦДП	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по РДП ...	160	350	105	220	170	360	435	930

Напомним, что в централизованном варианте УС информация передавалась по телефону и в составе данных не рассматривалась. Поэтому при использовании децентрализованного варианта построения АСУ ТП МН общее число параметров для нашего примера уменьшается на 399 (30 %), количество информации, соответствующее им, - на 14 байтов (2 %), а объем информации для передачи по каналам связи - на 917 байтов (32 %).

Нормативно-плановая информация поступает в АСУ ТП МН только с уровня ЦДП и по составу совпадает с аналогичной информацией для централизованного варианта (см. табл.9).

Выходные данные. Количественные характеристики оперативной информации, передаваемой с уровня РДП, приведены в табл. 15.

Таблица 15

Приемник информации	Объемы Оп информации, передаваемой из РДП							
	Оп1		ОпА		ОпЗ		Оп	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
АСУ НС	-	-	15	24	55	64	70	88
Уровни:								
МДП	-	-	75	120	275	320	350	440
ЦДП	54	104	40	80	15	16	109	200
Всего по РДП	54	104	115	200	290	336	459	640

С этого уровня известительная информация о состоянии всего оборудования МН передается только по запросам из АСУ ЦДП. Аварийная информация передается в АСУ ЦДП по инициативе АСУ ТП МН и сигнализирует о пожаре, загазо-

ванности, затоплении НС и т.д., а в АСУ НС - о смене режима работы и переключении оборудования. Запросы, направляемые в ЦДП, содержат требования выпать в АСУ ТП МН планы работы на месяц по МН, ГП и КК (планы перекачки и поставок), а запросы, направляемые в АСУ НС, содержат требования на выдачу информации о работе за 2 ч, за сутки и о характеристиках партий нефти, содержащихся в паспортах партий.

Общее число параметров Оп информации для нашего примера составляет 459, количество информации, соответствующее им, - 237 байтов, а объем информации, необходимой для передачи по каналам связи, - 640 байтов.

Характеристики и объемы учетно-статистической информации для децентрализованного и централизованного вариантов построения АСУ ТП МН совпадают (см. табл.11).

Характеристики и объемы нормативно-плановой информации приведены в табл.16 и включают объемы плановых показателей, выдаваемых с уровня РДП для РП (НПР), КК (НПК) и НС (НПН). Эти показатели включают информацию о начальном периоде планирования, общем итоге откачки (сдача нефти в тысячах тонн нетто), в том числе планы по сортам, режимах работы оборудования.

Таблица 16

Приемник информации	Объемы НП информации, передаваемой из РДП							
	НПН		НПР		НПК		НП	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
АСУ НС	17	24	42	60	42	60	101	144
Уровни:								
МДП	85	120	42	60	42	60	169	240
ЦДП	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по РДП	85	120	42	60	42	60	169	240

Суммарное число параметров, которыми обменивается АСУ ТП МН с другими уровнями управления, приведено в табл.17.

Анализ объемов информации, приведенных в этой таблице, и сопоставление их с аналогичными объемами для централизованной структуры, приведенными в табл.12, показывают,

Таблица 17

Источник (приемник) информации	Объемы информации уровня РДП					
	Входные		Выходные		Всего	
	параметр	байт	параметр	байт	параметр	байт
АСУ НС	169	357	171	232	340	589
Уровни:						
МДП	843	1785	519	680	1364	2465
ЦДП	103	124	283	800	386	924
Всего по РДП ...	948	1909	802	1480	1750	3389

что в нашем примере применение децентрализованного варианта построения АСУ ТП МН приводит к уменьшению общего числа передаваемых параметров на 695 (28 %). Это происходит за счет уменьшения числа входных параметров на 399 (16 %) и выходных – на 296 (12 %), в то время как информативность их возрастает на 216 байтов (22 %), а объем информации, необходимой для передачи по межмашинным каналам связи, снижается на 5107 байтов (60 %).

Таким образом, использование в нашем примере децентрализованной структуры построения АСУ ТП МН вместо централизованной позволяет уменьшить число передаваемых в РДП параметров в 1,4 раза, сохранить их информативность и уменьшить объем передаваемой информации в 2,5 раза.

Это происходит за счет уменьшения в 1,5 раза числа параметров, увеличения в 1,4 раза их информативности и уменьшения в 3,1 раза объемов передаваемой информации между уровнями РДП и МДП при условии постоянства числа параметров и объемов информации, циркулирующей между уровнями ЦДП и РДП.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПОТОКИ

Потоки информации зависят от состояния технологического процесса. Процесс транспортировки нефти по МН может находиться в двух состояниях – статическом и динамическом (рис.15). Статическое состояние обусловлено тремя режимами перекачки нефти:

с минимальной производительностью (Q_{min}), которая

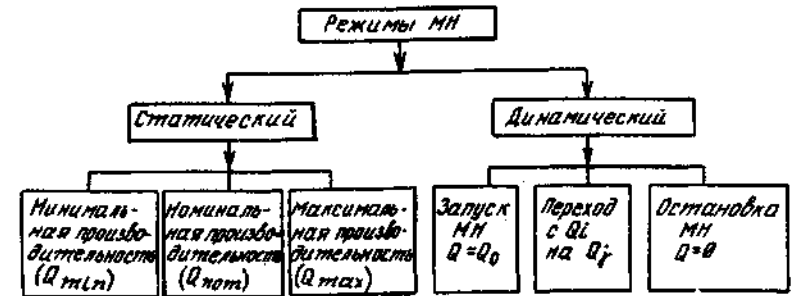


Рис.15. Классификация режимов работы МН

используется в случаях недопоставки нефти либо отсутствия свободных емкостей у потребителя;

с номинальной производительностью (Q_{nom}), которая характеризует нормальные (плановые) режимы работы;

с максимальной производительностью (Q_{max}), которая используется в критических (предаварийных) ситуациях.

Динамическое состояние характеризуется переходными процессами, возникающими при изменении режима работы МН. Различают следующие режимы: запуск МН на заданную производительность Q_0 , который сопровождается контролем давления в заданных точках и выдачей команд управления насосными агрегатами; переход с режима, характеризуемого одной производительностью (Q_i), на режим с другой производительностью (Q_j) (применяется также при внезапной остановке насосного агрегата или НС в целом); остановка МН ($Q=0$) – совокупность команд, позволяющих без аварии остановить МН.

Сами потоки информации содержат две составляющие (рис. 16): периодическую (детерминированную) и спорадическую (случайную). Соотношение между этими составляющими в информационных потоках зависит от режима работы технологического процесса. Так, в статическом режиме работы МН преобладает периодическая составляющая, в динамическом – доля спорадической увеличивается.

В свою очередь в периодической составляющей потоков информации можно выделить циклы движения, характеризующиеся своими постоянными времени (при условии постоянства скорости передачи по каналам связи). Так, поток информа-

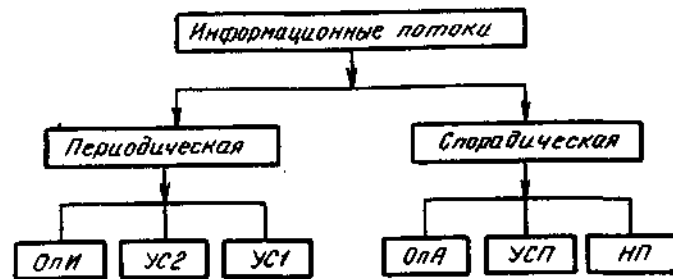


Рис.16. Состав информационных потоков

ции с малым циклом движения (Тц) включает значения данных, объединенных в группу ОпИ (здесь и далее количество информации, содержащееся в телезапросах сигналов и запросах данных, включено в запрашиваемую информацию). Поток информации с периодом 2 ч содержит значения данных УС2, а с периодом 1 сут – только значения данных УС1. В состав спорадической информации включены данные ОпА, УСП и НП.

Для проведения количественного анализа и сравнения потоков информации в централизованных и децентрализованных АСУ ТП МН воспользуемся примером, описанным выше. Примем скорость передачи информации по всем каналам одинаковой и равной 600 бод. Тогда сможем найти время, необходимое для передачи всей информации внутри каждого периода (табл.18, 19).

Таблица 18

Циклы	Объемы информации, циркулирующей внутри циклов в централизованной АСУ ТП МН								
	Входная			Выходная			Всего		
	параметр	байт	с	параметр	байт	с	параметр	байт	с
Тц	1104	2642	35,2	69	150	2,0	1173	2792	37,2
2 ч	-	-	-	76	272	3,6	76	272	3,6
1 сут	-	-	-	94	288	3,8	94	288	3,8
Спорадический	213	176	2,3	884	4968	66,2	1097	5144	68,6
Итого...	1317	2818	37,5	1123	5678	75,6	2440	8496	113,2

Так, минимальное время опроса датчиков, установленных на НС, Р, ЛУ, и КК, и формирование ОпИ данных уровня МДП для централизованного варианта составляет 37,2 с, а для децентрализованного – в 4,1 раза меньше. Передача

Циклы	Объемы информации, циркулирующей внутри циклов в децентрализованной АСУ ТП МН								
	Входная			Выходная			Всего		
	параметр	байт	с	параметр	байт	с	параметр	байт	с
Тц	235	560	7,5	64	120	1,6	299	680	9,1
2 ч	235	430	5,7	76	272	3,6	311	702	9,4
1 сут	180	300	4,0	94	288	3,8	274	588	7,8
Спорадический	458	811	10,8	408	608	8,1	866	1419	18,9
Итого...	1108	2101	28,0	642	1288	17,1	1750	3389	45,9

данных УС1 и УС2 при централизованном варианте в 2,6 раза меньше, чем при децентрализованном. Это связано с тем, что в децентрализованном варианте все сигналы обрабатываются в АСУ НС, а в АСУ ТП МН передаются только данные. Так, коэффициент ужатия информации в АСУ НС (см.табл.17) составляет по параметрам – 1,5; по количеству информации – 1,4; по объему передаваемой информации между уровнями РДП и МДП – 3,1. Следовательно, только треть информации, поступающей от объекта, передается в АСУ ТП МН.

Спорадическая информация в централизованном варианте построения АСУ ТП МН составляет 45 %, а в децентрализованном – 49 % от всего объема. Причем количество входной спорадической информации увеличилось в 2,2 раза, а количество выходной уменьшилось в 2,2 раза. Это произошло за счет передачи функций первичной обработки информации на нижний уровень АСУ НС.

Используя подход и результаты, изложенные в данном разделе, можно строить различные алгоритмы опроса информации, задавая определенные критерии, что приведет к перераспределению входных и выходных потоков информации внутри АСУ ТП МН.

СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Основой для построения иерархических АСУ ТП являются вычислительные сети или их частный случай – сети передачи данных (СПД). Информационные потоки, циркулирующие в иерархических АСУ ТП, предъявляют определенные требования к СПД по надежности и скорости передачи информации.

Поэтому при построении иерархических АСУ ТП необходимо уметь определять эти характеристики. Ниже приводятся методы выбора структуры СПД, нахождения ее эффективной надежности и определения способа передачи в ней информации.

Выбор структуры СПД

Задача построения сетей передачи данных решается на основе декомпозиционного подхода в следующей последовательности: формулирование цели для сети передачи данных; построение ее структуры, определение информационных потоков и требований к скорости передачи данных; выбор метода коммутации и способа передачи данных.

Цель формулируется следующим образом. Необходимо спроектировать проблемноориентированную, многоузловую, дуплексную сеть передачи данных, однородную по конструкции узлов и большой автономностью с ЭВМ. В качестве критерия выбирается минимум капитальных и эксплуатационных затрат. Ограничения накладываются на такие параметры сети, как время реакции, надежность, пропускная способность. В качестве необходимого условия выдвигается максимальное использование существующих телефонных каналов специальной сети связи Миннефтегазпрома СССР.

Для выявления формальной структуры сети представим ее в виде графа. С вершинами такого графа сопоставим узлы сети, в которых находятся УВК, а с ребрами — линии связи между УВК. Каждой дуге (i, j) исходного графа поставим в соответствие число $a(i, j)$, которое будет характеризовать ее относительный вес, пропорциональный ее длине. Примем, в случае отсутствия дуги в графе, число $a(i, j) = \infty$.

Определим длину пути как сумму длин отдельных дуг, составляющих этот путь.

Для любых двух вершин x и y графа Γ могут существовать несколько путей, соединяющих вершину x с вершиной y . Нам нужно найти такой взвешенный путь, который имеет минимально возможный вес.

Представим всю сеть в виде полного графа. Для решения сформулированной задачи воспользуемся алгоритмом Дейкстры /10/ поиска кратчайшего пути. Для этого запишем матрицу весовых коэффициентов $a(i, j)$, которая характеризует эксплуатационные затраты на капитальное строительство линий

связи между УВК, помещенных в вершины i и j графа Γ . Так как между некоторыми пунктами (центральными, районными или местными) могут уже существовать телефонные линии специальной связи, то на этих участках коэффициенты $a(i, j)$ будут принимать значения, пропорциональные только эксплуатационным затратам. На остальных участках, где потребуются строительство новых линий связи, коэффициенты будут на несколько порядков больше. Так как эксплуатационные расходы и капитальные затраты можно считать постоянными для любого участка линий связи одинаковой длины, то значения коэффициентов $a(i, j)$ будут пропорциональны длине линий связи:

$$a(i, j) = L_{i,j} (K_{ЭР} + K_{КЗ}); \quad (4)$$

где $L_{i,j}$ — длина линии связи между i -м и j -м пунктами связи;

$K_{ЭР}, K_{КЗ}$ — соответственно эксплуатационные расходы и капитальные затраты единицы длины линии связи.

Алгоритм Дейкстры работает следующим образом:

Шаг 1. Все вершины и дуги не окрашены. Каждой вершине в ходе выполнения алгоритма присваивается число $d(x)$, равное длине кратчайшего пути из S в X , включающего только окрашенные вершины.

Принять $d(S) = 0$ и $d(x) = \infty$ для любых $x \neq S$. Окрасить вершину S и принять $y = S$ (y — последняя из окрашенных вершин).

Шаг 2. Для каждой окрашенной вершины x пересчитать величину $d(x)$ следующим образом:

$$d(x) = \min \{ d(x), d(y) + a(x, y) \}. \quad (5)$$

Если $d(x) = \infty$ для всех окрашенных вершин x , то закончить процедуру алгоритма (в исходном графе отсутствуют пути из вершины S в неокрашенные вершины). В противном случае окрасить ту из вершин x , для которой величина $d(x)$ наименьшая, и дугу, ведущую в выбранную на данном шаге вершину (для этой вершины выполняются соотношения (5)). Принять $y = x$.

Шаг 3. Если $y = t$, то закончить процедуру (кратчайший путь из вершины S в вершину t найден), а в противном случае перейти к шагу 2.

Результат применения алгоритма Дейкстры может быть представлен также в виде графа, и мы получим структуру сети передачи данных, обеспечивающую минимум эксплуатационных расходов и капитальных затрат.

Определение способа передачи информации в СПД

Сети передачи данных по способам обмена информацией могут быть четырех типов /11/: многоходовые и одновходовые с маршрутизацией, многоканальные и циклические с селекцией информации (рис.17).

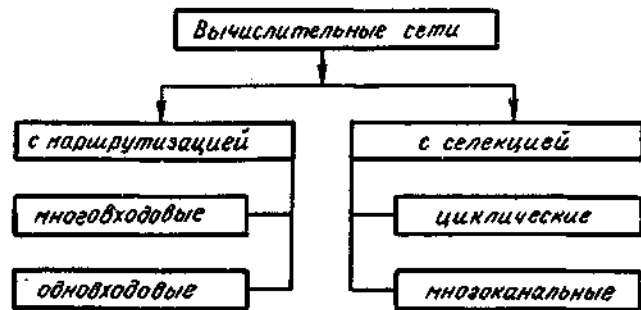


Рис.17. Способы обмена информацией в СПД

Для простоты определения способа передачи необходимо найти потоки информации, циркулирующей по сети передачи данных. Вся информация представлена в виде периодической, которая передается через равномерные (известные заранее) промежутки времени, и спорадической, которая передается через промежутки времени случайной длины и включает известительную, предупредительную и аварийную информацию.

Кроме того, необходимо учесть, что если сообщение представлено в виде алфавитно-цифрового текста и передача идет по знакам, а каждый знак кодируется двоичными разрядами (битами), то объем сообщения будет /11/:

$$V_S = K_4 \cdot K_3 \cdot K_2 \cdot K_1 \cdot m \cdot N_S, \quad (6)$$

где N_S - число знаков в представленном сообщении;
 K_1 - коэффициент, учитывающий необходимость передачи служебных сигналов ($1,02 < K_1 < 1,05$);

K_2 - коэффициент, учитывающий необходимость передачи дополнительных посылок для разделения знаков ($K_2 = 1,0$ при синхронной безынтервальной передаче, $K_2 = 1,5$ при передаче стартовым кодом);

K_3 - коэффициент избыточности при применении помехоустойчивого кодирования ($1,2 < K_3 < 1,6$);

K_4 - коэффициент, учитывающий повторные передачи и переспросы;

m - коэффициент размерности.

Примем значения этих коэффициентов следующими: $K_1 = 1,05$, $K_2 = 1,5$, $K_3 = 1,6$, $K_4 = 1,0$, $m = 8$, тогда $V_S = 20,16 N_S$.

Скорость передачи данных в сети ЭВМ определяется по необходимой реакции системы и по нагрузке. Под временем реакции системы следует понимать суммарное время передачи запроса, ожидания в очереди, решения задачи, передачи ответа или сообщения. Возьмем среднее по длине сообщение (двухчасовая сводка, передаваемая из РП в РДП) из 90 слов или 1440 битов. При времени решения задачи и времени ожидания в очереди, равных 1 с, получаем, что скорость передачи данных должна быть в пределах 300...700 бит/с. Считая поток в канале связи по максимуму, можно определить загрузку канала связи по формуле

$$I = Q_{\text{инн}} / C_3, \quad (7)$$

где $Q_{\text{инн}}$ - объем информации в час наибольшей нагрузки (коэффициент неравномерности поступления информации можно принять равным 1,5);

C_3 - эксплуатационная пропускная способность канала связи при заданной скорости 600...1200 бит/с и выбранной аппаратуре передачи данных.

Исходя из методов коммутации, пропускной способности и коэффициента использования канала связи, можно определить следующие три варианта построения сети передачи данных при скорости передачи данных 600...1200 бит/с: для многоузловой структуры СПД - методы кроссовой коммутации и коммутации сообщений, а для моноканальной структуры - методы селекции информации.

Дальнейшая детализация метода коммутации должна производиться на основе критерия минимума стоимости при выполнении ограничений на время реакции системы (не более 10 с), при заданных топологии первичной сети связи и коэффициенте надежности тракта передачи данных (более 0,97).

Вышерассмотренные три варианта построения СПД были рассмотрены для АСУ ТП последовательной перекачки (ПП) малосервисных нефтей, введенной в Управление транссибирскими магистральными нефтепроводами, и приведены в табл. 20. Сеть передачи данных для трехуровневой АСУ ТП ПП включает 11 УВК СМ-2. На верхнем уровне находится центральный диспетчерский пункт, на втором - четыре районных диспетчерских пункта, оснащенных АСУ ТП МН, на третьем - шесть местных диспетчерских пунктов с тремя АСУ ТП РП и тремя АСУ КК.

Таблица 20

Основная характеристика СПД	Вариант построения СПД			
	многоузловой с коммутацией каналов	многоузловой с коммутацией сообщений	моноканальный с селекцией информации	промежуточный
Общая протяженность каналов связи, км	14776	5412	5412	11692
Время реакции системы, с	До 5	До 10	До 10	До 30
Годовые ориентировочные затраты, тыс.руб.	2656	1391	1391	987
Коэффициент тракта передачи данных	0,998	0,980	0,998	0,998
Необходимость проведения НИРиОКР	Нет	Да	Да	Нет

Для сравнения трех рассматриваемых вариантов построения СПД для АСУ ТП ПП в последней колонке табл. 20 приведен промежуточный вариант, для которого СПД строится на двух нижних уровнях иерархии, а на верхний уровень информация поступает через носитель (перфолента, магнитная лента, магнитные диски) или по телефонной связи между диспетчерами. Тогда сеть распадается на четыре отдельные локальные подсети. Такие подсети могут быть и моноканальными, и многоузловыми.

В качестве годовых ориентировочных затрат приняты эксплуатационные расходы на каналы связи и капитальные затраты на аппаратуру передачи данных.

Анализ результатов, приведенных в табл. 20, и учет топологии и надежности работы телефонных каналов спецсвязи для СПД позволили выбрать многоузловую СПД с коммутацией сообщений, в которой осуществляется маршрутизация сообщений. Маршруты доставки в этих системах таковы, что блок информации, посланный абонентской системой отправителем, попадает только к той абонентской системе, которая является адресатом.

Эффективная надежность СПД

Обычные характеристики, описывающие надежность простых систем (среднее время безотказной работы, среднее время восстановления, коэффициент готовности и др.), не всегда применимы, так как они описывают простейшие случаи, когда отказ одного элемента приводит к отказу всей системы в целом.

Отличительными особенностями сети передачи данных являются многоканальность - каждый из каналов выполняет определенную функцию, частую по отношению ко всей системе, и многосвязность - передача информации между двумя узлами возможна по нескольким маршрутам. Благодаря этим особенностям СПД может находиться в нескольких работоспособных состояниях, так как выход из строя некоторых ее элементов приводит к неполному отказу всей системы и к частичному ухудшению качества ее функционирования. Другими словами, отказ элемента приводит к переводу системы из состояния полной работоспособности в состояние частичной работоспособности. Причем каждое такое состояние СПД может быть оценено с точки зрения его полезности.

Рассмотрим показатель, характеризующий число и полезность выполняемых системой функций по сравнению с ее предельными возможностями. Такой показатель называют эффективной надежностью - $R_{\text{э}} / 12$. Основная идея метода определения $R_{\text{э}}$ заключается в учете не только внутренних свойств самой системы, но и качества ее функционирования. Если примем n - номер состояния, в котором находится СПД, P_n - вероятность появления этого состояния, E_n - коэффици-

ент эффективности этого состояния, то эффективную надежность можно записать с помощью следующего соотношения /13, 14/:

$$P_{\exists} = \sum_{n=1}^{N^2} P_n E_n, \quad (8)$$

где N - число узлов в СПД.

Состояние СПД определяется числом работающих элементов в системе. Обозначим через ℓ - число работающих элементов системы, m - номер комбинации с ℓ элементами, тогда соотношение (8) переписывается следующим образом:

$$P_{\exists} = \sum_{\ell=0}^{N^2} \sum_{m=1}^{C_{N^2}^{\ell}} P_{\ell, m} E_{\ell, m}, \quad (9)$$

где $P_{\ell, m}$ - вероятность комбинации m с ℓ работающими элементами;

$E_{\ell, m}$ - коэффициент эффективности этой комбинации;

$C_{N^2}^{\ell}$ - числосочетание из N^2 по ℓ .

Конкретизируем значения $P_{\ell, m}$ и $E_{\ell, m}$. Для этого введем в рассмотрение матрицу вероятностей отказов элементов СПД $Q = \|q_{i,j}\|$ и матрицу весовых коэффициентов $C = \|c_{i,j}\|$. Эти матрицы характеризуют процесс выполнения элементами системы своих частных функций и показывают их важность относительно всей системы в целом. Отметим, что для весовых коэффициентов должно выполняться условие нормировки:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N c_{i,j} = 1.$$

Состояние СПД для комбинации (ℓ, m) будем описывать с помощью матрицы $A(\ell, m) = \|a_{i,j}(\ell, m)\|$, где $a_{i,j}(\ell, m) = 1$, если элемент (i, j) работает и $a_{i,j}(\ell, m) = 0$ - в противном случае.

С учетом принятых обозначений вероятность появления комбинации (ℓ, m) запишется с помощью следующего соотношения:

$$P_{\ell, m} = \prod_{i=1}^N \prod_{j=1}^N \{ [1 - q_{i,j}] a_{i,j}(\ell, m) + q_{i,j} [1 - a_{i,j}(\ell, m)] \}, \quad (10)$$

а коэффициент эффективности этой комбинации определяется следующим образом:

$$E_{\ell, m} = \sum_{w=1}^N \sum_{f=1}^N c_{w,f} v_{w,f}(\ell, m), \quad (11)$$

где матрица $v(\ell, m) = \|v_{w,f}\|$ аналогична матрице $A(\ell, m)$ и получается из нее путем пересчета

$$v_{i,j}(\ell, m) = F[a_{i,j}(\ell, m)], \quad (12)$$

где $F[a_{i,j}(\ell, m)]$ - алгоритм пересчета одних элементов матрицы состояний в другие.

С помощью матрицы $v(\ell, m)$ описываются различные варианты отказов элементов СПД. Рассмотрим несколько наиболее часто встречающихся случаев.

Случай 1. Выход из строя узла СПД не приводит к отказу функции передачи информации по каналам связи, соединяющим этот узел с другими, а приводит только к отказу функции обработки информации. Выход из строя одной из двух линий связи, образующих канал, не приводит к отказу всего канала. Для этого случая справедливо соотношение

$$v_{i,j}(\ell, m) = a_{i,j}(\ell, m). \quad (13)$$

Случай 2. Отказ узла не приводит к отказу функции передачи. Отказ линии приводит к отказу всего канала. Тогда соотношение (5) примет вид:

$$v_{i,j}(\ell, m) = a_{i,j}(\ell, m) a_{j,i}(\ell, m). \quad (14)$$

Случай 3. Отказ узла приводит к отказу функции передачи. Отказ одной линии не приводит к отказу канала. Тогда справедливо:

$$v_{i,j}(\ell, m) = a_{i,j}(\ell, m) a_{i,i}(\ell, m) a_{j,j}(\ell, m). \quad (15)$$

Случай 4. Отказ узла приводит к отказу функции передачи. Отказ одной линии приводит к отказу всего канала:

$$v_{i,j}(\ell, m) = a_{i,j}(\ell, m) a_{j,i}(\ell, m) a_{i,i}(\ell, m) a_{j,j}(\ell, m). \quad (16)$$

Подставим в (2) соотношения (3) и (4). Изменим порядок суммирования, раскроем скобки, приведем подобные. После упрощений получим:

$$P_{\exists} = \sum_{w=1}^N c_{w,w} [1 - q_{w,w}] + \sum_{w=1}^N \sum_{f=1}^N c_{w,f} \sum_{\ell=1}^{N^2} v_{w,f}(\ell, m) P_{\ell, m}. \quad (17)$$

В случае справедливости соотношения (13) формула (17) примет вид:

$$P_3 = \sum_{w=1}^N \sum_{f=1}^N c_{w,f} [1 - q_{w,f}] \quad (18)$$

Последнее соотношение позволяет очень просто подсчитать эффективную надежность СПД и характеризует максимальное значение P_3 потому, что соответствует первому случаю с полностью независимыми отказами. Соотношение (18) может использоваться как верхняя оценка для P_3 .

Проиллюстрируем вышесказанное с помощью примера расчета для сети с двумя узлами.

Для нахождения P_3 по формуле (17) необходимо найти все возможные значения матрицы $A(l, m)$, которая описывает полную группу событий. Воспользуемся следующим соотношением:

$$a_{i,j}(l, m) = \sum_{s=0}^l b_s(j + N(i-1), \gamma_s), \quad (19)$$

где $b_s(k, \gamma_s) = 1$, если $k = \gamma_s$;
 $b_s(k, \gamma_s) = 0$ - в противном случае;
 $\gamma_s = s, \dots, N^2 - l + s$; $\gamma_0 = 0$.

Значения m находят путем нумерации всех возможных состояний вектора $R(l) = \{\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_l\}$ размерности l при условии $\gamma_1 < \gamma_2 < \dots < \gamma_l$. Замена одной переменной m на вектор $R(l)$ приводит к замене в формуле (9) знака суммирования по одной переменной на суммирование по l переменным и соотношение (9) запишется в виде:

$$P_3 = \sum_{l=0}^{N^2} \sum_{\gamma_1=1}^{N^2-l+1} \sum_{\gamma_2=2}^{N^2-l+2} \dots \sum_{\gamma_l=l}^{N^2} P_{e, \gamma_1, \dots, \gamma_l} E_{e, \gamma_1, \dots, \gamma_l} \quad (20)$$

Эти соотношения удобны для практических расчетов и программирования.

Определим значения матриц Q и C в виде

$$Q = \begin{vmatrix} 0,02 & 0,05 \\ 0,05 & 0,02 \end{vmatrix} \quad C = \begin{vmatrix} 0,3 & 0,2 \\ 0,2 & 0,3 \end{vmatrix} \quad (21)$$

Тогда, воспользовавшись соотношениями (17)-(19), (21), получим значения P_3 для каждого из четырех случаев:

1. $P_3 = 0,588 + 0,380 = 0,968$;
2. $P_3 = 0,588 + 0,361 = 0,949$;
3. $P_3 = 0,588 + 0,365 = 0,953$;
4. $P_3 = 0,588 + 0,347 = 0,935$.

Анализ полученных значений для P_3 показывает, что эффективная надежность самая высокая для слабосвязанных систем, соответствующих случаю 1, т.е. таких, в которых выход из строя одного элемента не нарушает работу остальных элементов СПД.

Самое низкое значение P_3 в нашем примере соответствует случаю, когда элементы СПД сильно зависят друг от друга (см. случай 4) и выход из строя хотя бы одного элемента существенно сказывается на работе всей сети.

Увеличение эффективной надежности СПД на практике осуществляется с помощью повышения ее связности. Достигается это путем использования для передачи информации не одного, а нескольких маршрутов. Учет этого приема осуществляется путем усложнения соотношения (12), описывающего матрицу $B(l, m)$.

Таким образом, найденные соотношения являются обобщением известных формул для расчета эффективной надежности (P_3) сети передачи данных произвольной конфигурации, позволяют точно вычислять P_3 для сложных систем и сравнительно просто определять ее верхнюю оценку. Рассмотренный подход справедлив не только для анализа сети передачи данных, но и для анализа других технических систем аналогичной структуры.

Приложение

КЛАССИФИКАЦИЯ АСУ ТП МН

Известно большое число классификаций АСУ ТП по различным признакам. Эти признаки и методы классификации подробно описаны в /15/, здесь же приведем их с учетом особенностей АСУ ТП МН. При этом за основу классификации возьмем признак сложности, который в свою очередь можно характеризовать:

А - уровнем производства, охватываемым системой управления;

Б - типом технологического процесса;

В - числом измеряемых и контролируемых технологических параметров;

Г - уровнем предоставляемых оператору информационных услуг;

Д - степенью реализации функций управления;
 Е - структурной сложностью АСУ ТП МН;
 Ж - типом вычислительной техники, используемой в АСУ ТП МН.

Классификация АСУ ТП МН по уровню производства, охватываемого системой управления, дана в табл. 1 приложения.

Таблица 1

Код	Класс АСУ ТП МН	Краткая характеристика ТП
1	Системы управления агрегатами (локальные автономные подсистемы)	Агрегаты, аппараты, отдельные установки (насосные агрегаты, проселирующие заслонки, приборы контроля качества нефти и др.)
2	Системы управления установками (локальные автономные системы)	Группы связанных агрегатов, установок (нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки, системы контроля качества нефти и др.)
3	Автоматизированные системы управления технологическими процессами	Технологические процессы (МН с законченным технологическим циклом, районный диспетчерский пункт)
4	Интегрированные АСУ (подсистема оперативного управления)	Сеть МН в рамках одного УМН (центральный диспетчерский пункт)
5	Отраслевая АСУ (автоматизированная система оперативного управления грузопотоками)	Сеть МН в рамках региона, нескольких УМН (объединенный диспетчерский пункт)

К системам управления агрегатами относятся системы, решающие задачи автоматизации отдельных аппаратов МН (локальные системы).

К системам управления установками относятся системы управления группой связанных агрегатов, установок. Например, сюда относятся АСУ ТП нефтеперекачивающей станции или резервуарного парка. Целью таких систем управления является улучшение качества работы МН и увеличение его пропускной способности за счет оптимизации работы групп установок или агрегатов.

К уровню АСУ ТП относятся системы управления магистральными нефтепроводами с законченным технологическим циклом и, как правило, работающие в режиме из на-

соса в насос. Целью такой системы является оптимальное управление работой МН исходя из критерия минимумов затрат электроэнергии, переключений оборудования и т.д.

К уровню интегрированных относятся системы управления, представляющие собой комбинации АСУ ТП предыдущих типов и объединенные, как правило, по территориальному признаку. На практике это - системы диспетчерского управления на уровне одного Управления магистральными нефтепроводами. Одной из целей таких систем является координация работы сети МН, подчиняющейся УМН.

К уровню отраслевых относятся системы управления магистральными нефтепроводами в рамках региона, объединяющего несколько УМН. Целью таких систем являются координация работы МН, входящих в сеть, и оптимизация режимов работы сети по выбранным критериям.

Классификация АСУ ТП МН по типу технологического процесса приведена в табл. 2 приложения. Для нефтепроводного транспорта нефти характерны в основном непрерывные технологические процессы. Исключение составляют технологические процессы, связанные с запуском (пропуском) скребка.

Таблица 2

Код	Класс АСУ ТП	Характер ТП
1	АСУ непрерывным ТП	Непрерывный, с длительным поддержанием режимов перекачки по МН
2	АСУ непрерывно-дискретным ТП	Сочетание непрерывных и прерывистых режимов работы МН
3	АСУ дискретным ТП	Прерывистый, с незначительной для управления длительностью отдельных этапов перекачки нефти

По числу измеряемых и контролируемых технологических параметров классификация АСУ ТП МН приведена в табл. 3 приложения. Для АСУ ТП МН характерны значения числа параметров свыше 1200.

По уровню предоставляемых информационных услуг классификация АСУ ТП МН приведена в табл. 4 приложения. АСУ ТП МН в настоящее время в основном относятся к 2-3-му классу. В некоторых системах управления реализу-

Таблица 3

Код	Число параметров	Условная информационная емкость
1	10...40	Наименьшая
2	41...200	Малая
3	201...600	Средняя
4	601...1600	Повышенная
5	Свыше 1600	Большая

Таблица 4

Код	Уровень информационных услуг	Характеристика информационных услуг
1	Слабый	Автоматический сбор, обработка, хранение, отображение и регистрация текущих параметров ТП в МН
2	Средний	Плюс вторичная обработка информации для вычисления неизменяемых текущих параметров и технико-экономических показателей
3	Высокий	Плюс идентификация параметров математических моделей и расчеты по ним
4	Очень высокий	Плюс расчет оптимальных режимов работы МН

ются функции расчета оптимальных режимов работы, но, как правило, не в реальном масштабе времени. В большинстве случаев эти задачи решаются на более мощных ЭВМ, используемых в АСУ ТП.

Классификация АСУ ТП МН по степени реализации функции управления приведена в табл. 5 приложения. Принято /15/ в АСУ ТП МН выделять следующие основные режимы работы: ручной – система выдает сведения о поведении технологического процесса с помощью средств отображения информации (щит оператора, дисплей и т.п.), а принятие решений по управлению осуществляет человек; информационно-советующий – оперативный персонал, кроме информации о состоянии ТП от средств АСУ ТП МН, получает и рекомендации по его управлению; комбинированный – управление ТП осуществляет УВК, а оператор контролирует его работу и

Таблица 5

Код	Степень реализации функций управления	Характеристика функции управления
1	Очень слабая	Ручной режим
2	Слабая	Информационно-советующий режим
3	Средняя	Комбинированный режим
4	Сильная	Режим непосредственного цифрового управления (НЦУ)
5	Очень сильная	Адаптивное оптимальное управление всеми режимами МН, включая аварийные

при необходимости вмешивается (корректирует задания, переводит управление на один из вышеописанных режимов); непосредственного цифрового управления (НЦУ) – УВК осуществляет автоматическое управление ТП в реальном масштабе времени; адаптивного и оптимального управления, которое осуществляется исходя из некоторых критериев качества (минимум затрат электроэнергии или минимум переключений оборудования и т.д.) и включает в себя также и аварийные режимы.

Существующие АСУ ТП МН в основном относятся к 2–3–му классу. Как правило, в этих системах управления МН реализуются режимы стабилизации и автоматического перехода с режима на режим.

Классификация АСУ ТП МН по структурной сложности приведена в табл. 6 приложения. К первому классу относятся системы управления, в которых все функции выполняются централизованно с помощью одной или нескольких ЭВМ, находящихся на одном пункте управления. Главными недостатками такого построения АСУ ТП МН являются ее малая надежность, так как выход из строя одной ЭВМ приводит к полному отказу всей системы, и большая ее сложность, так как в силу необходимости всю информацию приходится передавать в центр и там ее обрабатывать.

К второму классу относятся децентрализованные системы управления, состоящие из нескольких мини- и микроЭВМ, объединяемых в многоуровневую сеть. Основными преимуществами таких систем управления являются их высокая надежность, сравнительная простота их организации, эксплуатации и развития, а также относительно невысокая стоимость

Таблица 6

Код	Класс АСУ ТП	Характеристика структуры
1	Централизованные	УВК состоит из одной или нескольких ЭВМ, структура - одноуровневая
2	Распределенные	УВК состоит из сетей мини- и микроЭВМ, структура - иерархическая; многоуровневая
3	Смешанные	То же

К третьему классу относятся системы управления смешанного типа, структура которых содержит элементы систем как первого, так и второго классов.

Классификация АСУ ТП МН по типу используемой вычислительной техники приведена в табл. 7 приложения. В настоящее время для построения АСУ ТП МН используются системы всех типов.

Таблица 7

Код	Тип вычислительной техники	Характеристика УВК
1	Элементарный	Программно-логический автомат на базе микропроцессорных наборов
2	Простейший	Специализированная ЦВМ
3	Простой	МикроЭВМ (Э-60, СМ-1634, ДВК)
4	Средний	Мини-ЭВМ (СМ-2; СМ-4 и др.)
5	Сложный	Супермини-ЭВМ (СМ-1210, СМ-1420)
6	Очень сложный	Вычислительные сети и сети передачи данных

Если теперь буквы, обозначающие классификационные признаки, выстроить по алфавиту, а каждой букве присвоить код согласно таблицам, то в результате получим кодовое обозначение разрабатываемой АСУ ТП-МН. Например, код 3144314 означает, что разрабатывается АСУ уровня РДП (код 3) непрерывным технологическим процессом (код 1) с контролем до 1600 технологических параметров (код 4). Система управления обладает очень сильно развитой (код 4) информационной (вплоть до расчета оптимальных режимов работы МН) и средней (код 3) управляющей (оптимальное управление в установившемся режиме) функциями, которые реализуются с помощью централизованной структуры (код 1) на мини-ЭВМ (код 4).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Автоматизированная система управления технологическими процессами магистрального нефтепровода - это сложная иерархическая человеко-машинная система, которая предназначена для обработки потоков информации, поступающих с технологического процесса и управления МН в соответствии с выбранными критериями оптимальности.

Выше был подробно описан формализованный метод построения функциональной структуры и информационного обеспечения, основанный на системном подходе к проектированию сложных систем, который заключается в следующем. На первом этапе проводится анализ МН как объекта управления и строится его содержательная модель. На базе этой модели строится дерево целей всей системы управления МН и формируется функциональная структура АСУ ТП. Используя предложенную классификацию АСУ ТП МН, определяется место разрабатываемой системы управления среди других.

Далее, используя предложенные в работе классификации сигналов и данных и основываясь на функциональной структуре, определяются состав и характеристики телесигналов, телеизмерений, телеуправлений и телерегуляций, которыми обменивается система управления с МН. Исходя из их характеристик вычисляются параметры потоков информации, циркулирующей как внутри АСУ ТП МН, так и вне ее. Затем, используя характеристики потоков информации, структуру каналов связи, синтезируется структура системы передачи данных как основа для построения иерархической АСУ ТП МН. Затем осуществляется выбор способа передачи данных и определяется эффективная надежность построенной СПД. В случае неудовлетворительной надежности определяются ее причины и возвращаются на один из предыдущих этапов.

В результате действия предложенного алгоритма получим информационное обеспечение и структуру СПД с заданными свойствами.

Данный подход был опробован при построении целого ряда АСУ ТП непрерывными технологическими процессами, в том числе и при разработке АСУ ТП для четырех магистральных нефтепроводов региона Сибири.

Применение этого подхода при создании информационного

обеспечения совместно с нисходящим проектированием программного обеспечения позволило создать в сравнительно короткие сроки высокоэффективные, легко перестраиваемые под конкретный объект автоматизированные системы управления. Так, использование трех АСУ ТП МН в составе АСУ ТП последовательной перекачки малосернистых нефтей, внедренной в Управлении транссибирскими магистральными нефтепроводами, позволило получить реальный годовой экономический эффект около 2 млн руб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галок В.Х. Перевод насосных станций магистральных нефтепроводов на работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала. - М., 1988. - 64 с. - (Обзор информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Транспорт и хранение нефти"; Вып.15).
2. Стефани Е.П. Основы построения АСУ ТП. - М.: Энергоиздат, 1982. - 352 с.
3. Горюхов В.Г. Методологический анализ системотехники. - М.: Радио и связь, 1982. - 158 с.
4. Силич В.А., Трофимов В.В. Формирование структуры организационно-технологических АСУ УМН // РНТС. Сер. "Нефтепромышленное дело и транспорт нефти". - М.: ВНИИОЭНГ, 1985.-Вып.1. - С.60-64.
5. Силич В.А. Содержательные модели систем и их использование при проектировании АСУ. - Томск: Изд.Томск. ун-та, 1984. - 114 с.
6. Перегудов Ф.И. Основы системного проектирования АСУ организационными комплексами. - Томск: Изд. Томск.ун-та, 1984. - 176 с.
7. Зубрилин А.С., Силич В.А., Трофимов В.В. Построение модели технологического процесса поставки нефти по нефтепроводу и формирование целей управления // Автоматизированное управление магистральным нефтепроводом Центральной Сибири - Томск: Изд.Томск. ун-та, 1981. - С.41-57.
8. Тарасенко В.П., Трофимов В.В., Шолухов В.И. АСУ ТП магистрального нефтепровода Центральной Сибири // Автоматизированное управление магистральным нефтепроводом Центральной Сибири - Томск: Изд.Томск. ун-та, 1981. - С.8-28.

9. Панарин В.В., Зайцев Л.А. Автоматизированные системы управления в трубопроводном транспорте нефти. - М.: Недра, 1986. - 256 с.

10. Питерсон Дж. Теория сетей Петри и моделирование систем. - М.: Мир, 1984. - 263 с.

11. Павлов С.Н., Трофимов В.В. Сеть передачи данных для АСУ ТП последовательной перекачки малосернистых нефтей // Экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности". - 1984.-Вып.10. - С.18-22.

12. Трофимов В.В. Эффективная надежность сетей ПЭВМ//Тр. международного симпозиума ИНФО-89. - Минск, 1989. - С.129-135.

13. Атовмян И.О. и др. Надежность автоматизированных систем управления / Под ред. М.А.Хетагурова. - М.: Высшая школа, 1979. - 287 с.

14. Райншке К., Ушаков И.А. Оценка надежности систем с использованием графов/Под ред. И.А.Ушакова. - М.: Радио и связь, 1988. - 203 с.

15. Общепромышленные руководящие методические материалы по созданию АСУ ТП. - М.: Финансы и статистика, 1982. - 128 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
Иерархические системы управления МН	3
Функциональная структура	6
Состав сигналов	10
Статистический анализ входных сигналов	16
Структуры данных	23
Информационные потоки	34
Сети передачи данных	37
Приложение. Классификация АСУ ТП МН.....	53
Заключение	46
Литература	54

Трофимов Валерий Владимирович

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЕРАРХИЧЕСКИХ
АСУ ТП МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА. - М.:
ВНИИОЭНГ, 1990.

Ведущий редактор Т.В.Зарембо
Технический редактор В.Э.Исаева
Корректор Т.М.Булычева

Подп. в печать 29.11.89. Т-18400. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Офсетная печать. Усл.печ.л. 3,25.
Усл.кр.-отт. 3,60. Уч.-изд.л. 2,94. Тираж 1530 экз.
Заказ №236 Цена 59 к. ВНИИОЭНГ № 2791.
117420 Москва, ул.Наметкина, 14, корп.Б, ВНИИОЭНГ.
Тел.ред. 332-00-25.

ОХО Миннефтегазпрома
113035 Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1.