UFA STATE PETROLEUM TECHNOLOGICAL UNIVERSITY

Sergei Kutukov

ANALYTICAL ENGINEERING FOR OIL PIPELINING

INFORMATION & ANALYTICAL FACILITIES IN TRUNK PIPELINE CONTROL SYSTEMS

CHAPTER 1 : ANALYSIS OF PIPELINE ENERGY CONSUMPTION
CHAPTER 2 : STATE OF THE ART ANALYTICAL AND INFORMATION FACILITIES FOR OIL PIPELINING CONTROL SYSTEM
CHAPTER 3 : GEOGRAPHICAL INFORMATION TECHNOLOGY
CHAPTER 4 : ADVANTAGES OF CONTROL SYSTEM INTEGRATION BASED ON GIS
CHAPTER 5 : PATH OF ELABORATION FOR OIL PIPELINING CONTROL SYSTEM

Copyright © 2002 Ufa State Petroleum Technological University. All rights reserved.
No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means: electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior permission of the publisher.

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кутуков С.Е.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Издательство СИП РИА

Москва, 2002

УДК 622.692.4.052
К-95

Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. - М.:СИП РИА, 2002.-324с.

ISBN 5-89354-150-2

Рассмотрены современные программные и технические средства, применяемые в управлении магистральными нефте- и продуктопроводами. Особое внимание уделено методологическим основам, перспективам и возможностям, как традиционно используемым интеллектуальным продуктам, так и вновь создаваемым, прошедшим лишь апробацию на объектах магистрального транспорта нефти АК «Транснефть». На основе результатов энергоаудита объектов магистральных трубопроводов показаны возможности снижения энергопотребления процесса перекачки за счёт повышения эффективности управления транспортом нефти.

Для инженерно-технических и научных работников, занятых вопросами проектирования и эксплуатации трубопроводов, а также может быть полезна студентам и аспирантам нефтяных специальностей.

Табл. 28, ил. 58, список лит. - 143 назв.

Рецензенты: Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР)

Институт по проектированию МНП «Гипротрубопровод»

© Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2002

Содержание

		с.
Предисловие		7
Введение		9
Глава 1.	Анализ энергопотребления объектов магистральных трубопроводов	17
1.1.	Задачи и методы контроля энергопотребления	17
1.2.	Методика сведения баланса энергопотребления на эксплуатационном участке МНП	21
1.2.1	Исходные данные для расчетов	21
1.2.2	Методология анализа составляющих баланса энергопотребления	22
1.2.3	Определение потерь электроэнергии в трансформаторах	23
1.2.4	Оценка потерь электроэнергии в синхронных электродвигателях	24
1.2.5	Оценка фактического КПД насосного оборудования	25
1.2.6	Гидравлическая составляющая энергетического баланса	26
1.2.7	Сведение баланса энергопотребления НПС по факту	28
1.3.	Результаты мониторинга технологических режимов магистральных трубопроводов	30
Глава 2.	Современные информационно-аналитические средства системы управления магистральных нефтепроводов	41
2.1.	Автоматизированная система контроля и исполнения договоров (АСКИД)	43
2.2.	Финансово-бухгалтерские системы «АСУ-Бюджет» и «Галактика»	57
2.3.	Система управления и контроля технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов (СКУТОР)	63
2.4.	Информационно- аналитическая система «Эксперт»	73
2.5.	Система диспетчерского контроля и управления (СДКУ)	78
2.6.	Основные функции подсистемы Оперативного диспетчерского контроля и управления (ОДКУ)	83
2.7.	Расчетно-аналитическая и информационно справочная подсистема (РАИС)	87
Глава 3.	Геоинформационные технологии	94
3.1.	Основы функционирования Геионформационных систем	95
3.2.	Использование космической информации для уточнения электронной карты и модели окрестностей трубопровода	99

Глава 4. Преимущества интеграции ЕАСУ на основе ГИС 102

4.1 Охрана окружающей среды и промышленная безопасность 103

4.2 Проблемы расчета истечения нефти из аварийных отверстий при повреждении нефтепровода. 109

4.3 Техническое обслуживание и ремонт магистральных трубопроводов 121

4.4 Информационно – аналитическая система обнаружения утечек из магистрального трубопровода (СОУ) 123

Глава 5. Пути совершенствования системы управления трубопроводного транспорта. 128

5.1. SCADA как аппаратное обеспечение информационно-аналитических систем магистральных трубопроводов 128

5.2. Современные аналитические средства контроля безопасности и надежности производственных объектов ТЭК 137

5.3. Перспективы системы автоматического управления магистральных нефтепроводов. 149

Заключение 154

Список использованных источников 157

Приложения

1. Методика расчёта потерь электроэнергии в синхронных электродвигателях 166
2. Возможности пакета прикладных программ «Энергопотребление»

Предисловие

С момента своего рождения в 1865 г. (Standard Oil, США) и до сегодняшнего дня при всех неоднозначных тенденциях своего развития магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов был и остается

- самым высокопроизводительным видом транспорта для массовых грузов. В США, например, свыше 25% транспортируемых грузов внутри страны перемещаются по трубопроводам. В сфере обслуживания магистрального транспорта занято 20 тыс. человек, что составляет 0,7% всех работников, занятых на транспорте. Тем самым достигается производительность труда более чем в 30 раз выше, чем на других видах транспорта [91];
- самым надежным и безопасным видом транспорта. Из материалов Национального совета по безопасности США следует, что, например, в 1992 г. на железнодорожных дорогах была 691 авария, при морских перевозках – 993 аварии, при авиационных перевозках – 1013 аварий и на автомобильных дорогах – 39200, в то время как на магистральных трубопроводах было зафиксировано 20 отказов [116];
- самым рациональным и эффективным видом транспорта. Специалисты подсчитали, что для перемещения нефти на расстояние 1000 км автомобильный транспорт расходует энергию эквивалентную 32% перевозимого продукта, железнодорожный – 14%, водный 4%, а трубопроводный – всего 0,01% [91].

Однако вопрос повышения эффективности эксплуатации магистральных трубопроводов остается одним из самых злободневных. В абсолютном исчислении затраты энергии на транспорт нефти и нефтепродуктов огромны. Даже в период экономического кризиса в России и снижения добычи нефти вдвое в 1996 г. АК «Транснефть» израсходовала 5037 млн. кВт·ч [4].

В современных экономических условиях, когда основным бюджетообразующим направлением является экспорт сырья и энергоносителей, по новому оценивается роль магистрального транспорта нефти и газа в перспективах развития России. Конкурентоспособность отечественных нефтяных компаний во многом зависит от затрат на транспортировку углеводородного сырья с районов его добычи до мест переработки или потребления. Грядущее повышение тарифов РАО ЕЭС на электроэнергию ставит АК «Транснефть» перед непростой задачей снижения затрат на транспорт нефти, одним из приоритетных путей решения которой является повышение эффективности магистрального транспорта. На основе результатов энергоаудита объектов магистральных трубопроводов показаны возможности снижения энергопотребления. Разработка и последующее внедрение современных информационно-аналитических и аппаратных средств в систему управления магистральными трубопроводами способно радикально повысить их надежность, безаварийность и эффективность.

За рубежом разработка систем управления нефте- и продуктопроводами является одним из приоритетных направлений. Ежегодно вкладываются значительные средства, появляются новые совершенные продукты. Широкое распространение получили технологии диспетчерского управления и сбора данных (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition), включаемые во все современные проекты магистральных трубопроводов. К сожалению, отечественные разработки в этой области имеют весьма ограниченное применение, как из-за хронического дефицита должного аппаратного обеспечения, так и благодаря монопольной политике планирования НИОКР АК «Транснефть». Тем не менее, целью данного издания является ознакомить читателя с методологическими основами, перспективами и возможностями, как

традиционно используемым интеллектуальным продуктам отечественных разработчиков, так и вновь создаваемым, прошедшим лишь апробацию на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов.

Материалы, приведенные в данной монографии, в основном базируются на разработках совместной лаборатории «Информационные технологии в добыче, транспорте и переработке нефти» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Института проблем транспорта энергоресурсов и института «ЮганскНИПИнефть», а также научно-исследовательского института безопасности жизнедеятельности МЧС РБ. Кроме того, здесь широко использованы последние достижения в данной области, полученные коллективами предприятий и научными школами Москвы, Томска, Санкт-Петербурга, Ухты, Перми, Тюмени, Новосибирска и Уфы.

Автор приносит благодарность сотрудникам Уфимского государственного нефтяного технического университета проф. Р.Н.Бахтизину, А.М.Шаммазову, Г.Х.Самигуллину, Г.К.Аязяну и В.А.Шабанову за помощь в проведении исследований, результатом которых стала эта монография, а так же проф. С.В.Павлову – зам.директора НИИБЖД МЧС РБ за предоставленные материалы по Геоиформационным системам.

Автор будет признателен всем, кто сочтет необходимым прислать свои отзывы и замечания по содержанию книги.

Уфа, май 2002 г.

ВВЕДЕНИЕ

Магистральный транспорт прошел значительный путь эволюции от его теоретического обоснования в 1863 году Дмитрием Ивановичем Менделеевым, который первым предложил идею использования трубопровода при перекачке нефти и нефтепродуктов, объяснил принципы строительства трубопровода и представил убедительные аргументы в пользу данного вида транспорта до образования огромных корпораций «Главтрансснефть» и ExxonMobil Corp., от проекта В.Г.Шухова 1878 г. «Балаханское месторождение - НПЗ Баку», протяженностью всего 12 км и диаметром 75 мм до таких гигантов как система МНП «Дружба-I,II» (5500 и 4500 км, ∅ 529…1200 мм), Трансаравийский-I,II МНП (1200 и 1210 км, ∅ 787…1200 мм), Трансаляскинский МНП (1280 км, ∅ 1200 мм.).

Зарождение системы магистральных трубопроводов неразрывно связано с историей открытия и разработки месторождений нефти и газа. На рубеже XIX-XX вв. разработка месторождений Кавказа и Закавказья потребовала сооружения Баку-Батуми (1896-1906 гг.), протяженностью 833 км и диаметром 200 мм для перекачки 900 тысяч тонн керосина в год; Махачкала-Грозный (1913-1914 гг.), протяженностью 162 км и диаметром 200 мм для перекачки 700 тыс. тонн нефти в год. Ключевой датой в истории развития трубопроводной системы Советской России считается 17 марта 1920 года. После окончания Гражданской войны была проведена реконструкция трубопроводов, построены новые магистрали на Кавказе, введены в эксплуатацию нефтепроводы Эмба – Саратов, Сабунчи - Баку, Хадыженск - Туапсе, Махачкала – Грозный, Баку-Батуми (834 км, ∅ 250 мм, 13 НПС), Грозный – Туапсе, Гурьев-Орск (709 км, ∅ 300 мм) [36]. Рождение такого феномена, как система магистральных нефте- и продуктопроводов СССР стало возможным только в советской экономике с возможностью концентрации огромных ресурсов для ее сооружения.

Дальнейшие успехи в развитии трубопроводного транспорта в России были связаны с освоением месторождений Башкирии, Татарстана и Самары. В 1936 году был построен первый подземный нефтепровод Ишимбай - Уфа, протяженностью 168 км и диаметром 300 мм для перекачки нефти из первых скважин "второго Баку" на Уфимский НПЗ. До Второй мировой войны общая протяженность системы магистральных трубопроводов СССР составляла 4100 км, 70% которых применялись для перекачки сырой нефти. В конце 40-х годов по мере освоения нефтяных месторождений Башкирии, Татарстана, Самары, Перми и Оренбурга, а также месторождений Северного Кавказа началось активное строительство магистральных нефтепроводов.

Начало 50-х годов считается периодом интенсивной добычи нефти в Волго-Уральском районе. Для перекачки сырой нефти были построены нефтепроводы: Туймазы - Уфа-2 и 3, Бавлы - Куйбышев-1 и 2, Туймазы - Омск, Ромашкино - Куйбышев, Шкапово - Ишимбай, Куйбышев - Саратов, Субханкулово - Азнакаево - Альметьевск, Муханово - Куйбышев, Омск - Татарск, Ишимбай - Орск и др. Развитие новых нефтяных месторождений и рост производства явились предпосылками для создания принципиально новых методов для перекачки нефти и нефтепродуктов, а также современного оборудования. Отличительными чертами того периода можно считать применение новых систем телемеханики и связи. Таким образом, до 60-х годов основное развитие получали объекты магистрального транспорта в главных районах добычи нефти - Закавказья и Урало-Поволжья. С конца 60-х годов создается система транзитных магистральных трубопроводов, первым из которых был нефтепровод Туймазы-Омск-Новосибирск. Разработка месторождений Западной Сибири стала началом расширения сети магистральных трубопроводов. С перемещением добычи

нефти в Западную Сибирь происходит все большее географическое разграничение в размещении добычи и переработки нефти. Ориентация внешней торговли на продажу энергоресурсов требовала развития транспортных средств, обеспечивающих доставку углеводородного сырья с месторождений к западной границе.

Появились трубопроводы большой протяженности и больших диаметров. В тот период было построено 40 нефтепроводов диаметрами до 1000 мм: Туймазы - Омск-2 и 3, Горький - Рязань-1, Калтасы - Языково - Ишимбай, Альметьевск - Куйбышев-1 и 2, Альметьевск - Горький-2 и 3, Тихорецк - Туапсе, Малгобек - Тихорецкая, Ярославль - Кириши, Узень - Гурьев и др. Первыми крупными нефтепроводами, обеспечивающими транспорт нефти из Западной Сибири, становятся нефтепроводы: Усть-Балык - Омск, Александровское - Анжеро-Судженск, протяженностью свыше 1000 км каждый. В 1964 году был сдан в эксплуатацию магистральный трубопровод "Дружба", общей протяженностью 4665 км (из них 3004 км по России) и диаметром 1200 мм, по которому нефть Татарии и Поволжья стала поступать в Чехословакию, Польшу, Венгрию и Восточную Германию. В этот же период возникает проблема оперативного управления, повышения эффективности эксплуатации и капитального ремонта трубопроводов, введенных в эксплуатацию в послевоенное время. В начале 60-х годов суммарный объем ремонтных работ на трубопроводах составил всего 30 км в год. Отличительным признаком начала 70-х годов стали высокие темпы строительства нефтепроводов. Строятся сверхдальние транзитные магистральные нефтепроводы диаметрами 1000 и 1200 мм. В этот период было проложено более 3500 км современных подземных трубопроводов диаметрами 720, 1220 мм. Их доля составила 70% от общей протяженности системы магистральных трубопроводов, а грузооборот - 85% суммарного грузооборота. Контроль над всеми магистральными трубопроводами как находящимися в эксплуатации, так и на стадии строительства осуществляло Министерство нефтяной промышленности СССР.

Даже после раздела трубопроводов при распаде СССР система нефтепродуктопроводов России остается одной из самых протяженных (рисунок.1 и рисунок 2). Административно система магистральных трубопровода управляется тремя государственными компаниями АК «Транснефть», РАО Газпром, АК «Транснефтепродукт».

Сегодня АК "Транснефть" – это 11 региональных управления, 46’800 км трубопроводов, 395 насосных станций, 868 резервуаров общей ёмкостью 12.7 млн.м^3, сервисные и специализированные предприятия (рисунок 3). Магистральные нефтепроводы акционерной компании обеспечивают транспорт 99,5% добываемой в России нефти (301,1 млн.т нефти и газового конденсата с месторождений России, Казахстана и Узбекистана [8]), из них 56% объема перекачивается за пределы России на экспорт.

Несколько скромнее показатели АК «Транснефепродукт» - 20’020 км трубопроводов, 100 насосных станций, 10 пунктов перевалки на железной дороге, 267 нефтебаз, резервуарный парк 4.8 млн.м^3, 15 НПЗ (рисунок 4). Существующая система магистральных продуктопроводов РФ построена в основном в 50-60-е годы. Износ основных фондов составляет 63%, линейной части – 68% [27].

Однако, есть и другая сторона трубопроводного спурта. СССР – лидер по производству стальных труб с 1960 г., что не исключало массовые их закупки за рубежом – Mannesmann Line Pipe GmbH (Германия), Nippon Steel Corp., Kawasaki Steel Corp. (Япония) и др. В то время, как с 1980 г. потребление стальных труб стало сокращаться практически во всех развитых странах мира, в СССР потребление их достигло 24 млн.т. в 1990 г. Это больше, чем потреблялось в США, Японии, Германии, Англии, Италии и Франции вместе взятых [94].



Рисунок 1 – Магистральные нефтепроводы АК «Транснефть»



Рисунок 2 – Магистральные нефтепродуктопроводы АК «Транснефепродукт»

Функции:

- Управление централизованными средствами
- Управление перекачками
- Контроль технологической дисциплины
- Управление нештатными ситуациями
- Учет ресурсов нефти

Акционерная компания «Транснефть»

Образована по Указу Президента РФ от 17.11.92 № 1403
Постановлению Совета Министров РФ от 14.08.93 № 810

47’900 км трубопроводов
860 мм средний диаметр
395 насосных станций
868 резервуаров
12.7 млн.м^3

Региональные управления магистральными трубопроводами

- “Верхневолжскнефтепровод” г. Нижний Новгород
- ОАО “МН “Дружба” г. Брянск
- ОАО “Приволжскнефтепровод” г. Самара
- ООО “Балтнефтепровод” г. Приморск
- ОАО “Центрсибнефтепровод” г. Томск
- ОАО “Севрные МН” г. Ухта
- ОАО “Северо-Западные МН” г. Бугульма
- ОАО “Транссибнефть” г. Омск
- ОАО “Черномортранснефть” г. Новороссийск
- ОАО “Сибнефтепровод” г. Тюмень
- ОАО “Уралсибнефтепровод” г. Уфа

Сервисные подразделения

- Институт по проектированию МНП «Гипротрубопровод»
- Центр технической диагностики «Диаскан»
- «Стройнефть»
- ЗАО Страховая компания «Транснефть»
- «Связьнефть»
- Специализированное управление «Подводтрубопровод строй»
- ЗАО “Центр метрологического обеспечения”

Функции:
- Единая стратегия инвестирования и развития инфраструктуры МНПП
- Координация транспортировкой продуктов по МНПП
- Поставка нефтепродуктов потребителям, в т.ч. на экспорт
- Координация для уменьшения транспортных расходов

Акционерная компания «Транснефтепродукт»

Образована постановлением
Совета Министров РФ от 30.08.93 № 871

20’020 км трубопроводов
351 мм средний диаметр
100 насосных станций
10 п. перевалки на ж/д
267 нефтебаз
4.8 млн.м^3
15 НПЗ

Региональные производственные предприятия

- Мостранснефтепродукт, г. Москва
- Петербургтранснефтепродукт, г. С.Петербург
- Юго-Запад Транснефтепродукт, г. Самара
- Рязаньтранснефтепродукт, г. Рязань
- Сибтранснефтепродукт, г. Омск
- Уралтранснефтепродукт, г. Уфа
- Северо-Кавказский Транснефтепродукт, г. Армавир
- Средне-Волжский Транснефтепродукт, г. Казань

Сервисные подразделения

- Институт «Нефтепродуктпроект», г. Волгоград
- Предприятие производственной связи «Телекомнефтепродукт»
- Специализированное предприятие «Подводспецтранснефтепродукт»

С началом перестройки экономики и распадом СССР производство труб и металла для них резко сократилось. Большинство производственных мощностей оказалось за пределами России. В новых экономических условиях производителям выгоднее стало экспортировать, чем изготавливать трубы большого диаметра. Ветшающие трубопроводы требуют все больших средств для их реновации. Сегодня, по оценке экспертов, потребность в трубах для ремонта всех систем (более 200 тыс.км магистральных, 350 тыс.км. промысловых трубопроводов, 502 тыс.км водопроводов, а включая и внутризаводские, коммунальные и пр. - около 2 млн.км наружных и 15 млн.км – внутренних [92]) составляет 13…15 млн.т/год [93]. Новые проекты сооружения магистральных трубопроводов – Каспийский трубопроводный консорциум: «Карачиганак-Жоножол–Новороссийск» (1580 км, ∅ 1020 мм) и первой очереди Балтийской трубопроводной системы (БТС): Торжок – Приморск – Котка - Порвоо (Финляндия)» (∅ 720 мм) увеличивают спрос на трубы. Отечественная промышленность удовлетворить растущие потребности уже не в состоянии. Однако, платежеспособный спрос многим скромнее. Система магистральных нефтепроводов является естественной монополией и находится в государственной собственности и полностью контролируется государством. Контроль осуществляется посредством установления цен (тарифов) на транспортные услуги, распределением прав доступа к экспортным нефтепроводам, согласования инвестиций в нефтепроводный транспорт, также влияющих на тарифы. С 11 января 2001 г. действует двухставочный тариф, установленный Федеральной энергетической комиссией РФ. Первая ставка за перекачку нефти – 2,16…6,56 руб./100 т·км. Вторая ставка за услуги «Транснефти» по диспетчеризации поставок на НПЗ России и СНГ – 0,0062…0,1319 руб./100 т·км. В то время как самая оптимистичная оценка экспертов Германии (Technical University of Karlsruhe) и Австрии (Mining University of Leoben) себестоимости перекачки нефти по трубопроводам колеблется в пределах 4…13 USD/1000 т·км [134]. Сравнивая средства, направляемые на капитальный ремонт и реконструкцию (АК «Транснефть» ~ 40% [7], MOL ~ 30% выручки от реализации услуг [134]) можно отметить разницу почти на порядок – 0,031…0,085 и 0,12…0,39 USD/100 т·км.

По данным официальных отчетов основные технические показатели АК «Транснефть», а так же темпы замены и частичного восстановления аварийных участков трубопроводов сведены в таблицу 1 [3-7,47,48].

Таблица 1

Темпы восстановления изношенных участков трубопроводов
АК «Транснефть»

Показатель	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
1	2	3	4	5	6	7
Протяженность, тыс.км	49.6	48.5	47.2	46.8	46.7	47,9
Грузооборот, млрд.т/км			654	669	681	716
Капитальный ремонт, км	682	1261	1401	1230	1513	-*
Реконструкция и ввод в эксплуатацию, км	160	244.8	396	292	-*	-*
К общей длине, %	0.32	0.50	0.84	0.62	-	-

Примечание: * - нет сведений в официальных источниках

В результате, при ежегодной потребности АК «Транснефть» в замене 2500…7500 км трубопроводов· реновируется не более 1500 км/год [47,48], что составляет чуть больше 3% протяженности, причем лишь треть из них - с заменой труб. При таких темпах реконструкции старение системы магистральных трубопроводов неизбежно.

Срок службы более двух третей нефтепроводов превышает 20 лет (рисунок 5) [139], именно после этого срока неизбежные циклические нагрузки в процессе перекачки начинают оказывать отрицательное воздействие на металл стенки трубы.

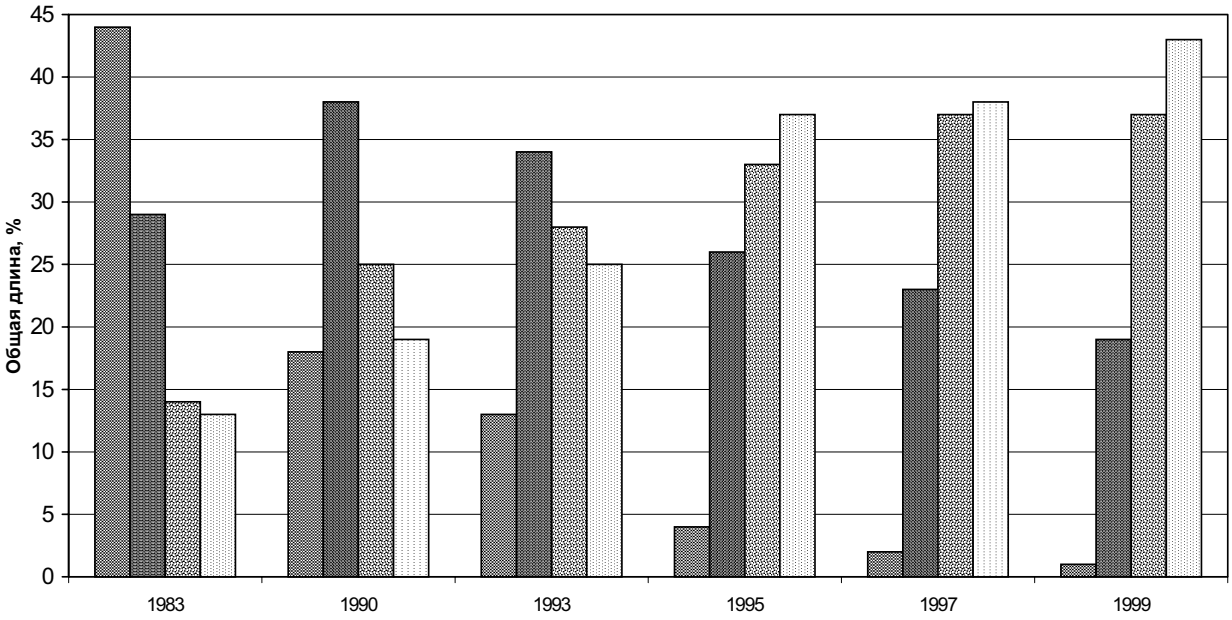


Рисунок 5 - Срок эксплуатации трубопроводов

- менее 10 лет;
- от 10 до 20 лет;
- от 20 до 30 лет;
- более 30 лет

Более 70% общей протяженности системы магистральных трубопроводов, обеспечивающие 85% грузооборота, приходится на транзитные магистральные трубопроводы, выполняющие экспортные поставки, которые в основном были сооружены в период 1960…90 гг. На реконструкцию этой системы с заменой изношенных труб в современных экономических условиях потребуется не меньший срок.

Низкий уровень аварийности 0.06 аварий/1000 км/год в настоящее время объясняется как успехами внутритрубной диагностики, проводимой ОАО Центром Технической Диагностики «Диаскан», разработкой современных методик оценки остаточного ресурса и капитального ремонта [23,89,90], так и снижением загрузки системы в целом.

Средняя загрузка трубопроводов составляет 45%. В то время как экспортные направления загружены на 70…80%, часть региональных трубопроводов вообще эксплуатируется периодически. Однако, с возрастом трубопроводов неизбежно снижение допустимых рабочих давлений. Оценка, произведенная для магистрального трубопровода Нижневартовск – Курган – Куйбышев (НКК) протяженностью 2150 км, ∅ 1220 мм, введенном в эксплуатацию в 1976 году [47] приведена в таблице 2.

Таблица 2

Оценка допустимых рабочих давлений для участка Юргамыш-Ленинск нефтепровода Нижневартовск – Курган – Куйбышев

Участок	Юргамыш - Мишкино		Медведская -Канаши		Еткуль - Травники	
		Мишкино - Медведская		Канаши - Еткуль		
НПС	Юргамыш	Мишкмно	Медведская	Канаши	Еткуль	Травники
Проект, МПа	3.4	4.0	4.1	4.2	4.1	3.6
Оценка, МПа	2.8	3.1	3.5	3.6	2.8	3.3
Снижение Р, %	17.6	22.5	14.6	14.3	31.7	8.3
Снижение Q, %	10-12	12-14	7-10	7-10	17-20	4-7

Т.е. даже после устранения «опасных» дефектов, а по действующему РД 153-39-030-98 «Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики» [89] к категории «опасные» по расчетам на прочность относятся те дефекты, разрушающая нагрузка для которых составляет не более 65% от бездефектной трубы, пропускная способность участка трубопровода НКК снижена более чем на 17…20 %. При этом, лимитирующим участком стал «Еткуль-Травники». И чем больше срок эксплуатации трубопровода, тем значительнее снижение его пропускной способности.

В исторически сложившихся условиях система магистральных трубопроводов России в ближайшие 20…30 лет неизбежно будет эксплуатироваться в недогруженных режимах. Вопрос о безопасной и эффективной эксплуатации изношенных недогруженных трубопроводов не потеряет своей актуальности до завершения реконструкции системы с заменой труб. Основным источником финансирования модернизации является выручка за перекачку нефти. Повышение тарифов на электроэнергию неизбежно приведет к пересмотру ценовой политики АК «Транснефть». Однако, повышение тарифов на перекачку приведет к росту себестоимости нефти, что, безусловно, снизит конкурентоспособность Российских нефтяных компаний на международном рынке. Поэтому любое повышение тарифов жестко отслеживается антимонопольным комитетом. Единственным путем увеличения объемов финансирования на реновацию, техническое обслуживание и ремонт остается изменение структуры расходов, включенных в себестоимость транспорта нефти. Основной статьей в эксплуатационных расходах является оплата электроэнергии. Описанию возможностей экономии энергоресурсов за счёт повышения эффективности и оперативности управления технологическим процессом перекачки нефти посвящена данная монография.

Глава 1. АНАЛИЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Вопрос повышения эффективности эксплуатации магистральных трубопроводов был и остается одним из самых злободневных. В абсолютном исчислении затраты энергии на транспорт нефти и нефтепродуктов огромны. Даже в период экономического кризиса в России и снижения добычи нефти вдвое в 1996 г. АК «Транснефть» израсходовала 5037 млн. кВт·ч [4]. Разработкой технологических приемов снижения энергопотребления занимались все авторитетные ученые: В.Г.Шухов [125], Л.С.Лейбензон [45] обосновали технологические схемы перекачки с подключенными резервуарами и «из насоса в насос»; трудами Черникина В.И. [119], Яблонского В.С. [111], Тугунова П.И. [107], Новоселова В.Ф. [109], Абрамзона Л.С. [1] обоснована «горячая» перекачка высоковязких нефтей; применение спектра физико-химических методов воздействия для снижения вязкости и предотвращения парафиноотложений в трубах можно найти в работах Чарного И.А. [118], Губина В.Е., Степанюгина В.Н., Целиковского О.И. [19], Скрипникова Ю.В., Сазонова О.В. [99] и др. Гидро- и пневмотранспорт, циклическая перекачка и перекачка с разбавителями, контейнерный транспорт… - далеко не полный перечень технологических приёмов повышения эффективности магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов. По-видимому, принципиальных изменений в технологических схемах магистрального транспорта углеводородного сырья в ближайшее время не ожидается. Установившиеся режимы эксплуатации магистральных трубопроводов в основном хорошо изучены и проверены практикой.

1.1. Задачи и методы контроля энергопотребления

Существующая нормативно - методическая база оценки эксплуатационных параметров магистральных нефтепроводов была разработана более 15…20 лет назад на уровне требований и возможностей того времени, в иных экономических условиях эксплуатации трубопроводных систем. Традиционной последовательностью внедрения новой технологии считается: теоретическое обоснование, подтверждение в лабораторных условиях и применение в опытно-промышленных масштабах. Оценка эффективности того или иного новшества делается на основе сопоставления экономических параметров объекта до и после внедрения за отчетный период времени. Для протяженных систем, таких как эксплуатационный участок магистрального трубопровода – это квартал или год. Таким образом, для краткосрочных технологических воздействий (единичный пропуск скребка, промывка, фрагментарное использование реагентов или методов физического воздействия) по существующей методике оценить эффективность весьма не просто. Неустановившиеся режимы эксплуатации вообще выпадают из рассмотрения, так как характерное время процесса колеблется от секунд до нескольких суток. Необходимо так же отметить принципиальную невозможность получения точных количественных оценок технического состояния объекта по методикам ручного счета, оперируя с осредненными значениями технологических и конструктивных параметров трубопровода, а так же топографических, геологических и климатических условий окружающей трубу среды. Принимая во внимание количество входных непрерывно изменяющиеся параметров, вызывает сомнение сама возможность сбора и обработки этой информации силами инженерно-технических служб.

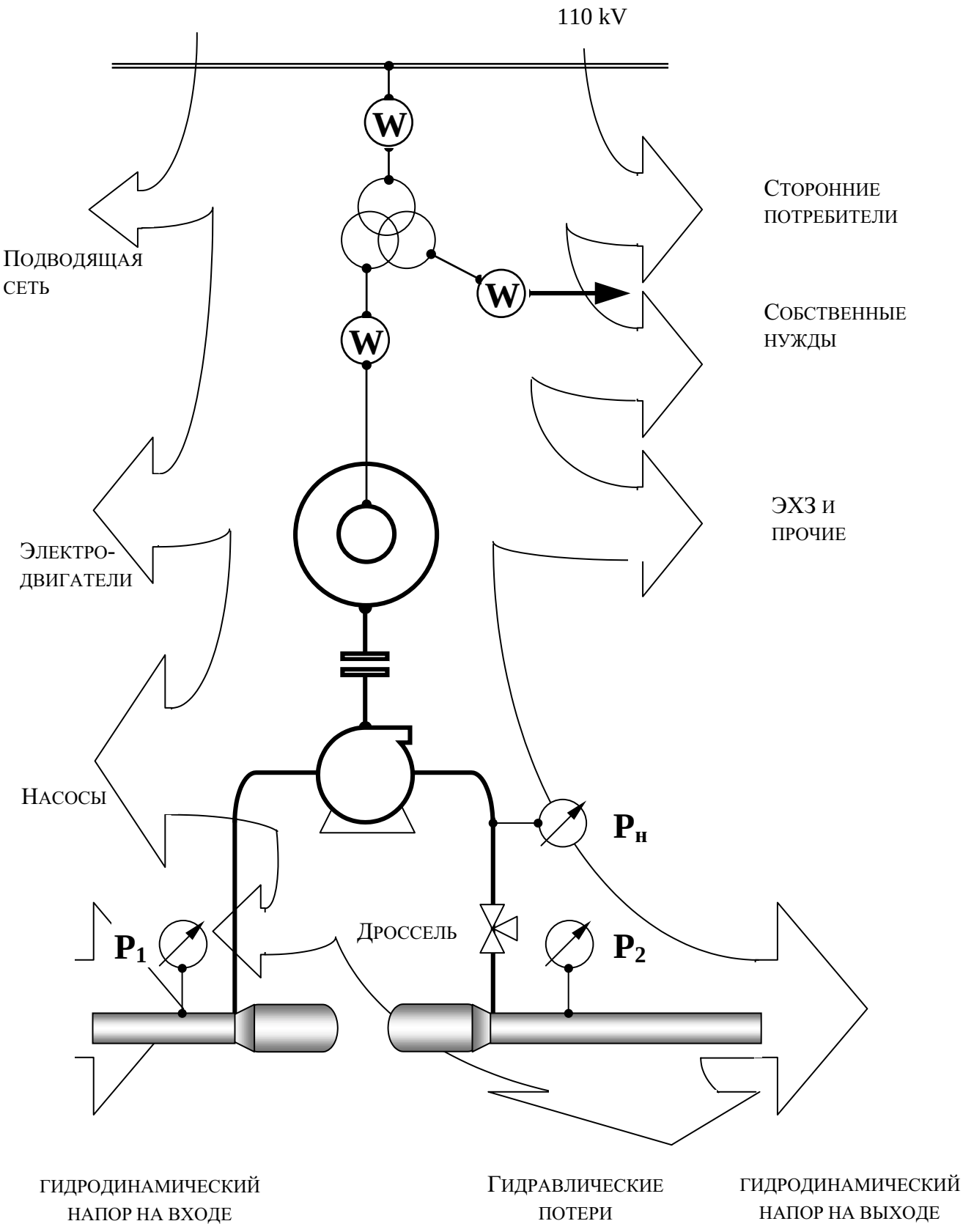


Рисунок 6 – Энергопотребление НПС с напорным участком трубопровода

Развитие и повсеместное расширение области применения информационных технологий, АСУ и телемеханики в мониторинге магистральных трубопроводов поставило на повестку дня практическое использование адаптационных технологических моделей трубопроводных систем. Одним из приложений моделирования является энергоаудит.

В свете устойчивой тенденции к росту цен на энергоносители и, особенно, тарифов на электроэнергию весьма актуален вопрос об экономии энергоресурсов. В магистральном транспорте нефти доля электроэнергии в себестоимости магистрального транспорта нефти составляет 35% [134] и эта доля будет расти, если не предпринимать усилий к сокращению энергопотребления.

С точки зрения энергоснабжения и потребления схематично участок между НПС с преобразованием электроэнергии в механическую в двигателях, а механическую в гидродинамическую в насосах можно подразделить (рисунок 6) на:

1. Электрооборудование:
   - подводящие высоковольтные ЛЭП,
   - трансформаторные подстанции,
   - подключение сторонних потребителей,
   - двигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов;
2. Насосные агрегаты:
   - магистральные,
   - подпорные;
3. Обвязка НПС:
   - технологические трубопроводы,
   - резервуары,
   - фильтры,
   - регуляторы давления,
   - узлы учёта,
   - механизмы КИП и А;
4. Линейная часть магистрального трубопровода.

Известные разработки, как правило, анализируют какое-либо одно звено цепочки энергопотребления. Разработка ИПТЭР - «Комплекс по определению КПД насосных агрегатов» [76] представляет алгоритм статистической обработки данных мониторинга насосного агрегата в значениях параметров давления на всасывании и нагнетании $P_{вс}$; $P_{н}$, потребляемой мощности N, частоты вращения вала n.

Сравнение энергетических показателей предлагается производить с паспортными значениями КПД. Мгновенная подача определяется по кривой мощности с восстановленной характеристики насосного агрегата. Многолетний опыт специалистов Института проблем транспорта энергоресурсов в деле эксплуатации насосных агрегатов магистральных нефтепродуктопроводов показывает правомерность такого подхода в рамках возможностей традиционных систем КИП и А действующих НПС. И хотя недостатки данного метода очевидны:

- в стандартной комплектации КИП НПС отсутствуют приборы для мониторинга потребляемой мощности N отдельного агрегата и частоты вращения вала n;

- не оборудованы манометрами всасывающий и нагнетательный патрубки каждого агрегата;

- погрешность расчета потребляемой мощности в основном определяется погрешностью определения мгновенного расхода, который в свою очередь предложено определять по кривой мощности;

- остальные звенья цепочки энергопотребления не рассматриваются, а их КПД принимается постоянным;

предложенный Комплекс может решить проблему мониторинга КПД магистральных насосных агрегатов НПС при условии доукомплектования систем автоматизации и телемеханики соответствующим оборудованием без полномасштабного внедрения системы SCADA на эксплуатационном участке.

Более комплексным подходом отличается «Методика оценки эффективности использования электроэнергии на перекачку нефти», разработанная Институтом Механики РАН [74]. В методике обозначены все основные составляющие энергозатрат на транспорт нефти, увязанные с реальной возможностью замеров технологических параметров существующей системой КИП. Впервые предложено совместно с насосно-силовым оборудованием анализировать напорный участок магистрального трубопровода. Однако, в разработке отсутствует методика определения КПД электрооборудования НПС и его значение принимают постоянным, не зависящим от нагрузки агрегатов. КПД насосных агрегатов определяется по паспортным характеристикам, а все и изменения пропускной способности МНП, вызванные осложнениями технологических режимов, оговорены, так называемым, «режимным коэффициентом»:

$$k_{\text{ðåæ}} = \frac{W^{p}}{W^{\hat{o}} \cdot k_{\hat{E}\ddot{I}l} \cdot k_{\text{ïð}}}, \qquad (1)$$

где W^{p} – энергозатраты, рассчитанные по уравнениям классической гидравлики:

W^{ϕ} – фактическое энергопотребление;

k_{KIIl} – обобщенный КПД насосно-силового оборудования;

$k_{пр}$ – коэффициент проектных решений.

Анализ ведется по изменению «режимного коэффициента» по календарным периодам. Считается, что чем больше этот коэффициент, тем эффективнее используется энергия. Однако, явно не прослеживается связь этого коэффициента с выполненной работой по транспорту нефти, что приводит к парадоксальному выводу: чем меньше работал трубопровод, тем ниже фактическое энергопотребление W^{ϕ}, а, следовательно, и выше режимный коэффициент $k_{реж}$. Большое число подобных коэффициентов в расчетах и отсутствие прямых указаний на причины снижения КПД или путей его повышения снижают эффективность использования этого интеллектуального продукта в практике эксплуатации МНП. На современном уровне развития аналитического аппарата применение разработок по энергоаудиту без возможности идентификации причин снижения эффективности системы практической ценности не имеет.

Целью разработки аппарата энергоаудита является техническое и экономическое обоснование норм расхода электроэнергии в целях наиболее эффективного использования энергоресурсов и осуществления режима экономии в магистральном транспорте нефти.

Основными задачами являются:

- Разработка методологии сведения баланса энергопотребления и анализа его составляющих в сопоставлении расчетных (каталожных) и фактических параметров эксплуатации МНП;
- Идентификация осложнений и отклонений технологических режимов от регламентируемых;
- Предикативная оценка эффективности мероприятий экономии энергоресурсов в каждом звене технологической цепочки.

Методика анализа энергозатрат на перекачку нефти, отвечающая современным требованиям и реализованная в Пакете Прикладных Программ «Энергопотребление» была разработана и внедрена в ОАО «Приволжскнефтепровод» [75]. Разработанная Методика включает анализ всех составляющих технологической цепочки магистрального транспорта нефти с точки зрения энергопотребления.

Критерием эффективности выбран минимум затрат на энергию (руб.) при выполнении транспортной работы, отнесенной к единице грузооборота транспортируемой жидкости (т.·км).

Возможности по дискретизации энергетической цепочки определяются точками замера технологических параметров НПС, оборудованных приборами КИП (рисунок 6):

- электросчетчик в точке подключения НПС к высоковольтной линии - W;
- электросчетчик на шине подключения насосов- $W_н$;
- электросчетчик на шине подключения сторонних потребителей - W_0;
- манометр на всасывающей линии НПС – P_1;
- манометр до регулятора давления – $P_н$;
- манометр после регулятора давления – P_2.

1.2. Методика сведения баланса энергопотребления на эксплуатационном участке МНП

1.2.1 Исходные данные для расчетов

Всю исходную информацию можно условно подразделить на *системную* (неизменную в пределах анализируемого периода времени):

- Конструктивные особенности участка МНП и обвязок НПС;
- Комплектность и характеристика основного оборудования;
- Профиль трассы, высотные отметки НПС и резервуарных парков;
- Полезная емкость резервуаров НПС;
- Уставки регуляторов и допустимые пределы технологических параметров;
- Тарифы на электроэнергию

и динамическую (изменяющуюся во времени):

- Текущие технологические параметры эксплуатации МНП (P,Q,T);
- Свойства партий перекачиваемых нефтей;
- Текущее состояние (отк./закр.) регулирующей и линейной арматуры как на ветвлениях системы МНП, так и в обвязке НПС;
- Уровни взлива нефти в резервуарах НПС;
- Фактические данные энергопотребления.

Источниками системной (неизменной в пределах анализируемого периода времени) информации в пунктах:

- *Конструктивные особенности* участка МНП и обвязок НПС

(протяженность, диаметр, расположение местных сопротивлений, вантузов, задвижек и замерных пунктов на трассе и в обвязке)

- *Комплектность основного оборудования*

(магистральные, подпорные и вспомогательные насосные агрегаты, электродвигатели, преобразователи, подводящие линии электропередачи, регуляторы, счетчики, фильтры, резервуары и пр.)

Источниками информации являются комплекты проектной, исполнительской и эксплуатационной документации Отдела Эксплуатации ОАО ПМН, а так же частично – База Данных системы СКУТОР.

- *Характеристика основного оборудования* –

заводские каталоги магистральных и подпорных насосов, электродвигателей, регуляторов, счетчиков; тарировочные таблицы резервуаров. Для нестандартного оборудования (компенсаторы ударной волны, фильтров НПС и др.) такие данные недоступны.

- *Профиль трассы,* высотные отметки НПС и резервуарных парков -

могут быть почерпнуты в комплектах исполнительской документации Отдела Капитального Строительства и Отдела Эксплуатации ОАО ПМН, Базе Данных систем АСКИД и СКУТОР.

- *Полезная емкость резервуаров НПС,* у*ставки регуляторов*

и допустимые пределы технологических параметров отражены в регламентах эксплуатации участков магистральных трубопроводов (комплекты эксплуатационной документации Отдела Эксплуатации ОАО ПМН, а также частично в системах АСКИД и СКУТОР).

- *Тарифы на электроэнергию* – сведения отдела Главного энергетика и системы «Эксперт» АСУ.

Сбор исходных данных в существующих системах АСУ МНП сопряжен с рядом трудностей в связи с отсутствием единой системы сбора и хранения информации, а так же утвержденного протокола ее передачи.

В целях согласования данных из разных источников сбор *динамической* (изменяющейся во времени) информации целесообразно производить по лимитирующему формату выборки диспетчерских данных – двухчасовой производительности участка МНП и данных по давлениям на НПС и уровням взливов резервуаров на конец двухчасовых периодов.

- *Текущие технологические параметры* эксплуатации МНП (P,Q,T)

доступны на диспетчерских листах и системе СДКУ, АСУ;

- *Свойства* и объемы партий перекачиваемых *нефтей* – информация Лаборатории Качества;
- *Текущее состояние* (отк./закр.) регулирующей и линейной арматуры как на ветвлениях системы МНП, так и в обвязке НПС - данные архива АСУ;
- Уровни *взлива* нефти *в резервуарах НПС* – данные СДКУ и диспетчерских листов;
- Фактические данные *энергопотребления* – ежедневные записи в журналах энергопотребления на ЛПДС и ежемесячные сводки в отделе Главного энергетика.

Данные по температурному распределению по длине трубопроводов не собираются и не архивируются, хотя датчики температуры на линейных замерных пунктах есть.

1.2.2. Методология анализа составляющих баланса энергопотребления

Методологической основой анализа составляющих баланса энергопотребления является сопоставление расчетных (каталожных) и фактических эксплуатационных параметров основного оборудования и технологических режимов МНП. Использование заводских каталожных характеристик основного оборудования привносит ощутимую погрешность в анализ энергопотребления. Однако, в практике эксплуатации магистральных трубопроводов периодическая поверка и регистрация индивидуальных характеристик насосного оборудования НПС не применяется.

По аналогии с исходной информацией сделано обобщение энергопотерь по двум категориям:

1. *Системную составляющую потерь,* которая характеризует потребление энергии установленным оборудованием в оптимальном режиме его эксплуатации и может быть изменена только сменой собственно оборудования;
2. *Динамическую составляющую потерь*, которая возникает за счет отклонений режимов эксплуатации от оптимального или во время нестационарного (неустановившегося) режима движения в трубопроводе.

Эти потери можно минимизировать, улучшая регламент эксплуатации системы без замены основного оборудования.

Нестандартное оборудование (фильтры, компенсаторы и др.) учесть не представляется возможным из-за отсутствия каких-либо характеристик. Состояние технологических трубопроводов, обвязок насосных агрегатов и оборудования насосных станций ждет своих исследований.

1.2.3. Определение потерь электроэнергии в трансформаторах

Анализируемым объектом является узел подключения НПС к электросети. Хотя в общем балансе энергопотребления НПС потери на трансформаторах и ЛЭП не являются решающими и составляют 1...2 %, однако в абсолютных числах эта величина ощутимая 2…3 тыс. кВт·ч/сут. Эта составляющая потерь также зависит от нагрузки, технического состояния и комплектности установленного оборудования. Характерной особенностью всех НПС является огромный запас по установленным мощностям. Так, например, на НПС "Самара–2" установлены 2 трехфазных трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110, номинальной мощностью 40 тыс.кВт каждый при потребности по насосному агрегату 4000…4500 кВт и столько же по другим статьям потребления, т.е. коэффициент загрузки 10…15%.

В предложенной методике расчет потерь электроэнергии предложено проводить по методу характерных суток [25], адаптированной под задачи энергоаудита объектов магистрального транспорта нефти. Зависимость коэффициента полезного действия трансформаторов от коэффициента его загрузки дана в таблице 3.

Таблица 3

Нагрузочная характеристика трансформатора ТДТН-40000/110

Загрузка трансформатора	Нагрузочные потери	Постоянные потери	Суммарные потери	КПД
40 000	200,0	39	239,0	99,41
36 000	162,0	39	201,0	99,44
32 000	128,0	39	167,0	99,48
28 000	98,0	39	137,0	99,51
24 000	72,0	39	111,0	99,54
20 000	50,0	39	89,0	99,56
16 000	32,0	39	71,0	99,56
12 000	18,0	39	57,0	99,53
8 000	8,0	39	47,0	99,42
6 000	4,5	39	43,5	99,28
4 000	2,0	39	41,0	98,99
2 000	0,5	39	39,5	98,06

Для данного типа трансформатора системная составляющая потерь определена каталожной величиной 0,5%. В процессе эксплуатации НПС динамическую составляющую потерь определяем разницей между потерями при фактической нагрузке (10…15%) и оптимальном режиме (рисунок 7).

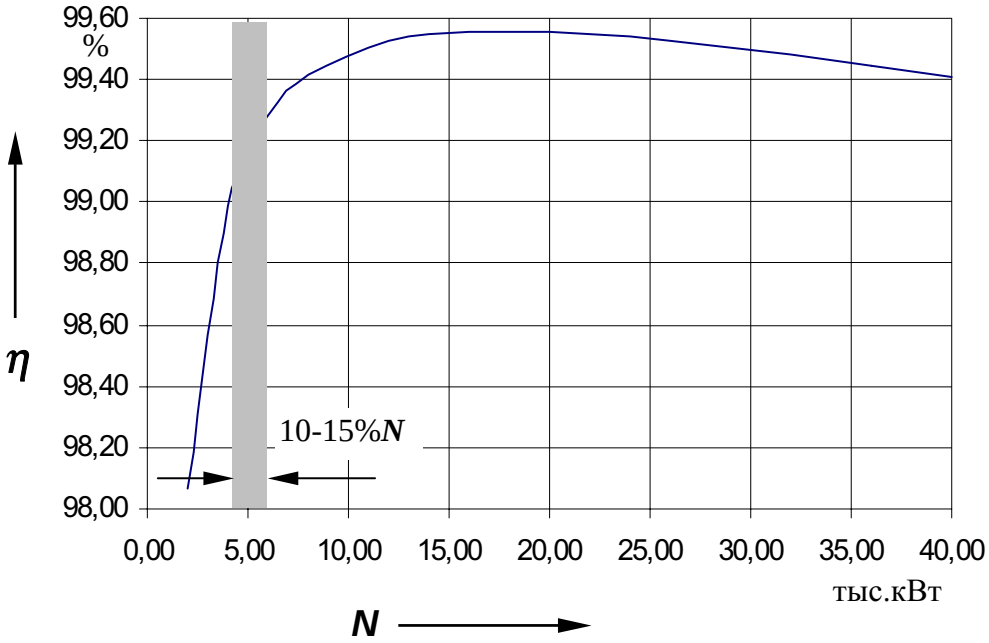


Рисунок 7 – Характеристика трансформатора ТДТН-40000/110

Очевидно, самым простым способом повышения эффективности эксплуатации НПС «Самара-2» является переключение всей нагрузки на один трансформатор, что повысит его КПД на 0,3 % и даст по НПС «Самара-2» экономию 130 тыс.кВт·ч/год.

1.2.4. Оценка потерь электроэнергии в синхронных электродвигателях

Потери электроэнергии в синхронных двигателях можно разделить на несколько составляющих. Системная составляющая потерь для двигателей, например, СТД-6300-2 и СТД-8000-2 Лысьвенского турбогенераторного завода определяется по каталогам 2,3…2,4%. А основная часть динамической составляющей обусловлена недогрузками в фактическом режиме эксплуатации. Кроме того, непосредственно при пуске синхронного двигателей СТД-6300-2 и СТД-8000-2 теряется 30…35 кВт·ч энергии [75]. Уточнение величины потерь электроэнергии при пусках, возможно при снятии индивидуальной характеристики агрегатов. Этот вид потерь в балансе энергопотребления будет отнесен в статью «ЭХЗ и прочие».

В анализе энергопотребления на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам использована методика расчета потерь активной мощности в синхронном двигателе по его каталожным данным [103], адаптированная к технологическим задачам магистрального транспорта нефти кафедрой Электротехники УГНТУ (приложение 1). В качестве примера в таблице 4 приведена нагрузочная характеристика синхронного электродвигателя СТД-8000-2, как элемента типовой комплектации насосных агрегатов НПС магистральных нефтепроводов большой производительности (до 12500 м^3/час).

Таблица 4

Нагрузочная характеристика СТД-8000-2

P, кВт	800	1600	2400	3200	4000	4800	5600	6400	7200	8000
$\Delta P_{ак}$, кВт	83.7	85.7	89.0	93.6	99.5	106.7	115.3	125.1	136.3	148.8
$\Delta P_{ак}$,%	10.24	5.24	3.63	2.86	2.43	2.18	2.01	1.91	1.85	1.82
КПД	0.892	0.942	0.958	0.966	0.970	0.972	0.974	0.975	0.976	0.976

Для данного типа двигателя системная составляющая потерь определена каталожной величиной 2,4%. В фактическом режиме эксплуатации НПС динамическую составляющую потерь определяем разницей между потерями при нагрузке фактической и в оптимальном режиме (0,4…1,0%).

1.2.5. Оценка фактического КПД насосного оборудования

В отсутствие фактических (индивидуальных) характеристик оценку эффективности эксплуатации насосного оборудования предложено производить в сопоставлении каталожных значений фактическому энергопотреблению и диспетчерским данным по производительности и давлениям на входе и выходе НПС.

По каталожным характеристикам включенных насосов (магистральных и подпорных) строится рабочая характеристика НПС в целом.

Фактические данные по напору оцениваются по диспетчерским данным:

$$H = (P_н - P_1)/\rho g, \qquad (2)$$

где $P_н$ – давление нагнетания НПС (рисунок 6), [Па];
P_1 – давление на всасывании насосов, [Па].

Полезная работа насосных агрегатов вычисляется по формуле:

$$W_{гидр} = \Sigma(P_2 - P_1)\cdot Q_i\cdot\tau\,, \qquad (3)$$

где Q – секундная производительность насосов, [$м^3$/с].

Фактическое потребление электроэнергии $W_{нпс}$ берется по суточным значениям из журнала учета НПС за вычетом потерь в подводящей сети, трансформаторах и электродвигателях, а так же потребления на ЭХЗ и прочие режимные мероприятия. Коэффициент полезного действия насосных агрегатов исчисляется отношением:

$$\eta_{нс} = W_{гидр}/(W_{нпс} - W_{сеть} - W_{дв} - W_{ЭХЗ}) \qquad (4)$$

где $W_{сеть}$ - потери в подводящей сети и трансформаторах;
$W_{дв}$ - потери в двигателях;
$W_{ЭХЗ}$ – расход эл.энергии в ЭХЗ и других технологических системах НПС.

Сравнение рассчитанных и каталожных параметров рабочих характеристик НПС показывает относительное снижение показателей работы насосных агрегатов. Системную составляющую потерь на насосах определяем, беря показатель мощности и КПД с каталожной характеристики:

$$W^{\Sigma}_{sys} = \Sigma N_i\cdot\tau\cdot(1-\eta_{нсi}), \qquad (5)$$

где N_i – каталожное значение мощности на производительности Q_i.

Компенсируя отсутствие данных потребления электроэнергии отдельно магистральными и подпорными насосами, общие энергопотери делим пропорционально отношению развиваемого напора H_i на КПД насоса η_i при фактической производительности:

$$W_{\text{ïîä}} = W_{sys}^{\Sigma} \cdot \frac{\sum \frac{H_i^{\text{ïîä}}}{\eta_i^{\text{ïîä}}}}{\sum\left(\frac{H_i^{\text{ÍÌ}}}{\eta_i^{\text{ÍÌ}}} + \frac{H_i^{\text{ïîä}}}{\eta_i^{\text{ïîä}}}\right)}, \quad (6)$$

$$W_{\text{ÍÌ}} = W_{sys}^{\Sigma} \cdot \frac{\sum \frac{H_i^{\text{ÍÌ}}}{\eta_i^{\text{ÍÌ}}}}{\sum\left(\frac{H_i^{\text{ÍÌ}}}{\eta_i^{\text{ÍÌ}}} + \frac{H_i^{\text{ïîä}}}{\eta_i^{\text{ïîä}}}\right)} \quad (7)$$

где *НМ* – индекс параметров магистральных насосов;

под – индекс параметров подпорных насосов.

Разница фактического энергопотребления и каталожного дает динамическую составляющую:

$$\Delta W_{дин} = W_{нпс} - W^{\Sigma}_{sys} \quad (8)$$

Анализ причин снижения КПД подробно приведен в работах Колпакова Л.Г.[30], Гумерова А.Г. и Бажайкина С.Г. [21], но выходят за рамки данной методики. Разработка конкретных мероприятий в этом направлении требует знания индивидуальных характеристик каждого насосного агрегата и предполагает применение процедуры параметрического диагностирования.

В мировой практике проблема оптимизации работы насосных станций и экономии электроэнергии также существует вследствие истощения месторождений. Вследствие большей развитости рынка, технического оснащения в США и Европе удается более оперативно реагировать на возможные ухудшения показателей эксплуатации насосных станций. Широко развита тщательная обработка проточной части насосов, применяются регулируемые муфты, разрабатываются различные варианты регулируемого электропривода. На Ближнем Востоке применяется газотурбинный привод.

1.2.6. Гидравлическая составляющая энергетического баланса

Анализируемым объектом является участок трубопровода между насосными станциями. Сбросы (подкачки) в подключенные резервуары на НПС рассматриваются как резерв аккумулирующей способности участка трубопровода.

Для определения работы сил трения на транспорт нефти (системной составляющей) рассчитаем потери на трение $h_{1\text{-}2}$ на участке трубопровода между двумя НПС по классической методике гидравлического расчета трубопроводов [110]:

$$h = \sum_n \lambda \cdot \frac{l_n - l_n^c}{D_n} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} + \sum_m \zeta \frac{\vartheta^2}{2g} + \sum_k l_k^c \sin\alpha_k, \quad (9)$$

где l_n, D_n – длина и диаметр n-ого участка трубопровода, [м];

l^c_k – длина самотечных участков, [м];

ζ - коэффициенты местных сопротивлений;

λ - коэффициент гидравлических сопротивлений (Дарси);

α_k – уклон самотечного участка;

n – количество участков трубопровода с различной геометрией;

m – количество местных сопротивлений;

k – число самотечных участков.

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ вычисляется по классической методике:

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}, \qquad \text{для Re} < 2320;$$
$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg\left(\frac{k_э}{3{,}7D} + \frac{2{,}51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}} \right), \qquad \text{для Re} > 2320. \tag{10}$$

где $k_э$ – коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности трубы;

$\mathrm{Re} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu}$ - параметр Рейнольдса.

Самотечные участки определяются наложением линии пьезометрических уклонов и профиля трассы участка трубопровода [106].

Для оценки амплитуды динамической составляющей давления по упрощенной схеме рассчитаем инерционный напор, возникающий за счет изменения производительности трубопровода, зафиксированной в двух последовательных записях диспетчерского листа:

$$h_{in} = 4(Q_i - Q_{i-1}) \cdot L/(\pi \cdot g \cdot D^2 \cdot \tau), \tag{11}$$

где i, i-1 – индексы записей в диспетчерском листе;

$\tau = 2 \cdot L/a$ – фаза гидроудара, [с];

L – длина эксплуатационного участка трубопровода, [м];

a = 1100 м/с – скорость звука в нефти.

Таким образом, расчетный потребный напор лежит в диапазоне значений

$$H_i = h_i \pm h_{in}, \tag{12}$$

Системная составляющая потерь на участке трубопровода между НПС (работа сил трения на транспорт нефти) оценивается выражением:

$$W_p = \Sigma \rho \cdot g \cdot Q_i \cdot H_i, \tag{13}$$

где Σ - сумма расчетных интервалов по лимитирующему формату выборки диспетчерских данных – двухчасовой производительности участка МНП.

Фактические потери можно оценить по диспетчерским данным. Рассмотрим баланс энергии на участке трубопровода между двумя НПС:

$$Z_k + \frac{P_{2,k}}{\rho g} + \alpha \frac{\vartheta_k^2}{2g} = Z_{k+1} + \frac{P_{1,k+1}}{\rho g} + \alpha \frac{\vartheta_{k+1}^2}{2g} + h_{k-k+1}, \tag{14}$$

где Z – высотные отметки НПС, [м];

$\frac{P}{\rho g}$ - пьезометрические напоры, [м];

ϑ - скорость продукта в трубе, [м/с];

k – индекс НПС.

Скоростной напор в цилиндрической трубе остается неизменным, а в реальном трубопроводе не меняется с точностью до процента от гидродинамического напора, поэтому его можно сократить в обеих частях уравнения Бернулли:

$$hk-k_{+1} = Z_k - Z_{k+1} + \frac{P_{2,k} - P_{1,k+1}}{\rho g}, \qquad (15)$$

где $P_{2,k}$ – давление нагнетания после регулятора давления на $НПС_k$;

$P_{1,k+1}$ – давление на всасывании $НПС_{k+1}$.

Предполагая режим эксплуатации участка МНП за рассматриваемый двухчасовой период близким к установившемуся, по осредненным диспетчерским данным оцениваем энергозатраты на жидкостное трение:

$$W_{mp} = \Sigma\rho \cdot g \cdot Q_i \cdot h_{i,(k-k+1)}. \qquad (16)$$

Отношение расчетных и фактических энергозатрат зависит только от соотношения соответственных гидравлических потерь, т.к. плотность нефти и производительность и в том и в другом случае берутся из диспетчерских данных:

$$\eta_{\text{ãèäð}} = \frac{W_p}{W_{\text{òð}}} = \frac{\sum \rho_i \cdot Q_i \cdot H_i}{\sum \rho_i \cdot Q_i \cdot h^{\text{ôàêò}}_{i,(k-k+1)}} \cdot 100\%. \qquad (17)$$

Балансовое значение гидравлической составляющей отличается от фактических энергозатрат на величину, обусловленную разностью гидродинамических напоров потока нефти на всасывающих линий $НПС_k$ и $НПС_{k+1}$:

$$\Delta W = \sum_i \rho_i \cdot g \cdot \left(Z_{k+1} - Z_k + \frac{P1,k+1 - P1,k}{\rho g} \right) \cdot Q_i = , \qquad (18)$$

$$= \left(Z_{k+1} - Z_k\right) \cdot \sum_i \rho_i \cdot g \cdot Q_i + \sum_i \left(P1,k+1 - P1,k\right) \cdot Q_i$$

Потери, обусловленные дросселированием на регуляторе давления, отражаются в балансе составляющей:

$$W_{\text{äð}} = \sum_i \left(P_{\text{í},k} - P_{2,k}\right) \cdot Q_i \qquad (19)$$

Таким образом, потребление электроэнергии на транспорт нефти по диспетчерским данным вычисляется как разность:

$$W_{факт} = W_{тр} + W_{др} + \Delta W. \qquad (20)$$

1.2.7. Сведение баланса энергопотребления НПС по факту

Для анализа энергопотребления отдельных НПС, эксплуатационных участков МНП, РНУ и Регионального управления в целом за заданный период времени (сутки и более), который определяется поставленной задачей, предложено сводить баланс объекта по всем составляющим потребления электрической и механической энергий. Вариант документирования и отображения на бумажном носителе такого баланса приведен в таблице 5.

Таблица 5

Баланс энергопотребления НПС (эксплуатационного участка МНП, РНУ или Регионального управления)

№	Наименование	Источник
[1]	**Суточное потребление**	Журналы энергопотребления НПС
[2]	Сторонние потребители	Журналы энергопотребления НПС
[3]	Собственные нужды	Журналы энергопотребления НПС
[4]	Потери в подводящей сети Системная составляющая: - активное потребление - реактивное потребление Динамическая составляющая	Метод характерных суток
[5]	Технологические нужды	Журналы энергопотребления НПС
[6]	**Транспорт нефти**	Сумма граф [7]+[8]+[9]+[10]
[7]	ЭХЗ	Журналы энергопотребления НПС
[8]	Потери в электродвигателях Магистральных насосов: - системная составляющая - динамическая составляющая Подпорных насосов: - системная составляющая - динамическая составляющая	Методика расчета потерь активной мощности в синхронном двигателе [См.приложение 1]
[9]	Потери в насосах - системная составляющая - динамическая составляющая Магистральные Подпорные	Формула (1.5…1.8)
[10]	**Затраты в линейной части**	Формула (1.20)
[11]	Потери на регуляторе	Формула (1.19)
[12]	**Разность гидродинамических напоров**	Формула (1.18)
[13]	Гидравлические потери (Факт)	Формула (1.16)
[14]	Гидравлические потери (расчет)	Формула (1.13)
[15]	Сверхнормативные потери	Разница граф [13] - [14]
[16]	**Прочие потери**	[1] – [2] - [3] - [6]]

Примечания:

1. Единицей измерения всех параметров таблицы является кВт·ч. Все расчетные величины пересчитаны с учетом коэффициента: 1 кВт·ч = $3{,}6 \cdot 10^6$ Дж.

2. Графа [16] показывает дисбаланс в полученной (из сети и с потоком нефти) и потребленной энергиях.

Апробация Методики анализа энергопотребления на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам и программного продукта «Энергопотребление» проведена на МНП «Куйбышев-Лисичанск» ∅1220 мм и «Куйбышев-Тихорецк» ∅720 мм на участке «Куйбышев – Красноармейск», что дало принципиально новые возможности для анализа затрат электроэнергии на перекачку нефти и разработки конкретных энергосберегающих мероприятий.

В отсутствие полностью автоматизированной системы SCADA, особенно в области учета энергопотребления каждым агрегатом и объемов перекаченной нефти на НПС аналитический пакет прикладных программ «Энергопотребление» использовался в режиме функционирования периодически «по запросу» по мере сбора необходимых данных в Базе Данных. Некоторые возможности пакета прикладных программ «Энергопотребление» приведены в приложении 2.

1.3. Результаты мониторинга технологических режимов магистральных нефтепроводов

Методология энергоаудита объектов магистрального транспорта нефти, реализованная в пакете прикладных программ «Энергопотребление» прошла апробацию на магистральных нефтепроводах «Куйбышев-Лисичанск» (введен в эксплуатацию в 1977 г.) и «Куйбышев-Тихорецк» (1974 г.) на участке «Самара-Красноармейск», которые были проложены подземно в одном коридоре и обслуживают экспортное направление – Черноморские нефтеналивные терминалы: нефтебазы «Грушовая» и «Шесхарис». Поставка нефти в основном осуществляется из резервуарного парка СНН «Самара», где она доводится до стандартных экспортных кондиций бренда «Ural» (экспортная нефть в соответствии с ТУ 39-1623-93 [67]). Характерные сезонные изменения температуры и свойств перекачиваемой нефти на ЛПДС «Самара» по данным лаборатории качества ОАО ПМН показаны на рисунке 8.

База смешения ССН «Самара», смешивая разносортные нефти, усредняет их реологические показатели, в результате чего можно говорить о большей корреляции свойств с температурой, нежели с морфологией конкретной партии. Температура определяется тепловым режимом почвенного слоя грунта и его теплофизическими свойствами. Поэтому на рисунке отчетливо видно смешение экстремальных точек на температурной кривой: максимальной она становится в августе-сентябре, а минимальной – марте-апреле.

Эксплуатационный участок «Самара-Красноармейск» снабжен резервуарными парками, состоящими из двух групп по 2 резервуара: с плавающими крышами РВСПК-50000: на ЛПДС «Самара» - полезной ёмкости 2 х 24757м^3 и НПС «Красноармейск» - 2 х 31879м^3. Подготовка нефти к перекачке ведется ССН в резервуарном парке полезной ёмкостью 150862 м^3. Трасса пролегает по равнинной густонаселенной местности в умеренной климатической зоне и имеет протяженность 452,3 км, обслуживается Самарским и Саратовским РНУ.

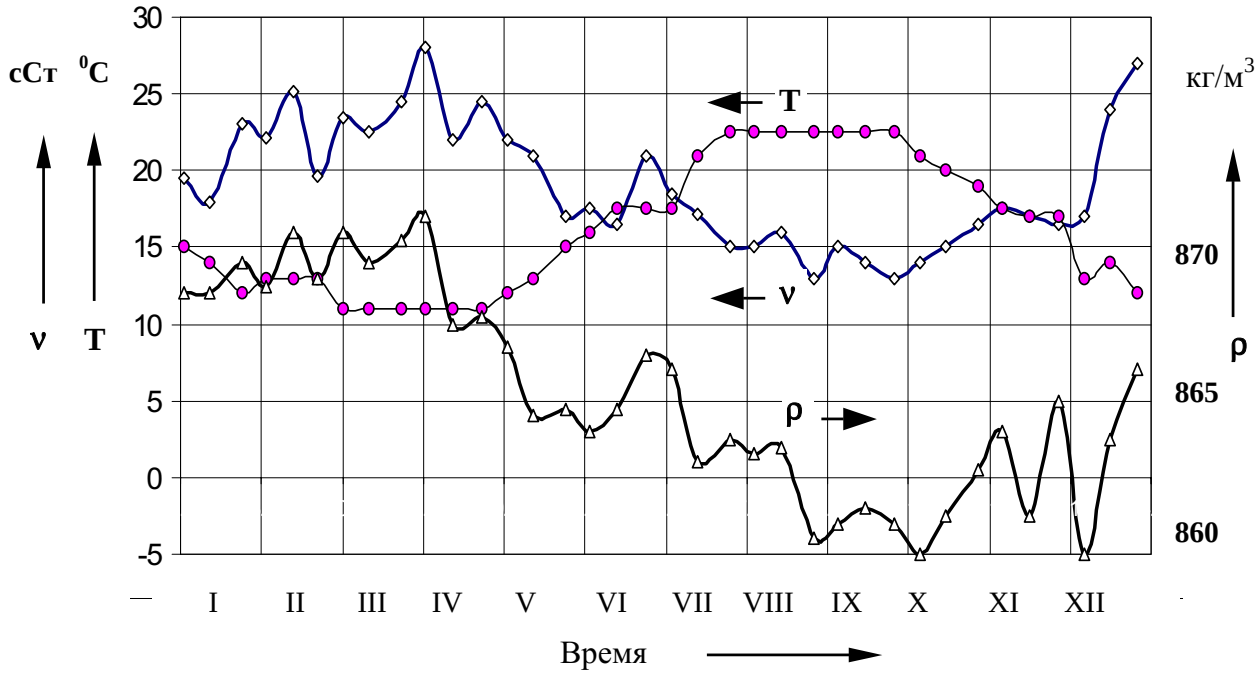


Рисунок 8 – Сезонные изменения температуры, вязкости и плотности нефти

На эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» МНП «Куйбышев-Лисичанск» ∅ 1220 мм перекачка ведется шестью НПС, каждая из которых оборудована 4 магистральными насосными агрегатами НМ 10000-210 Сумского завода с приводом от электродвигателей СТД 8000-2 Лысьвенского турбогенераторного завода. Кроме того, на открытых производственных площадках ЛПДС «Самара» установлены 4 подпорных агрегата типа «Вартингтон» итальянского производства с электроприводом «Шорх-Верке»-KR 7032H, мощностью 2000 кВт, частотой вращения роторов 1000 об/мин германского производства. В нормах технологических режимов определены параметры перекачки с одновременной работой не более чем по одному насосу на НПС, что обеспечивает плановую производительность 4330…6880 м^3/час (36,4…57,8 млн.т/год).

На эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» МНП «Куйбышев-Тихорецк» ∅820…1020 мм перекачка ведется пятью НПС, каждая из которых оборудована 4 магистральными насосными агрегатами НМ 3600-230 Сумского завода с приводом от электродвигателей СТД 2500-2 Лысьвенского турбогенераторного завода. В 1995 году 170,3 км трубопровода были переуложены трубами ∅1020 мм, что позволило повысить пропускную способность с 20,7 до 21,7 млн.т/год. Резервуарный парк НПС «Самара-1» состоит из четырех резервуаров РВС-20000 с полезной ёмкостью 57342 м^3. Подготовка нефти к перекачке ведется ССН в резервуарном парке полезной ёмкостью 134930 м^3. Площадочные сооружения обоих трубопроводов совмещены.

Основные характеристики насосных станций и участков трубопроводов между ними на эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» даны в таблице 6.

Таблица 6

Основные характеристики насосных станций и участков трубопроводов между ними на эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск»

НПС	МНП «Куйбышев-Лисичанск»				МНП «Куйбышев-Тихорецк»			
	Марка насосов	Кол-во	Длина, км	Диам. мм	Марка насосов	Кол-во	Длина, км	Диам. мм
Самара	НМ-10000-210	4			НМ-3600-230	4		
			67,715	1,1856			47,392	0,800
Любецкая	НМ-10000-210	3			-	-		
			75,547	1,1918			90,108	0,996
Совхозная	НМ-10000-210	4			НМ-3600-230	4		
			87,749	1,1930			86,775	0,800
Грачи	НМ-10000-210	4			НМ-3600-230	4		
			104,31	1,1927			103,344	0,800
Бородаевка	НМ-10000-210	4			НМ-3600-230	4		
			71,560	1,8950			6,264 65,180	0,978 0,800
Терновка	НМ-10000-210	4			НМ-3600-230	4		
			52,098	1,1702			46,792 3,300	0,800 0,988
Красноармейск								

На основе исполнительской документации Отдела Капитального Строительства и Отдела Эксплуатации ОАО ПМН, регламентов и технических паспортов МНП, систем АСКИД и СКУТОР составлена База Данных Системной информации ППП «Энергопотребление», в которой представлены: конструктивные особенности участка МНП и обвязок НПС (протяженность, диаметр, расположение местных сопротивлений, вантузов, задвижек и замерных пунктов на трассе и в обвязке); комплектность основного оборудования (магистральные, подпорные и вспомогательные насосные агрегаты, электродвигатели, преобразователи, подводящие линии электропередачи, регуляторы, счетчики, фильтры, резервуары и пр.); характеристика основного оборудования (заводские каталоги магистральных и подпорных насосов, электродвигателей); профили трасс, высотные отметки НПС и резервуарных парков. Дискретность разбиения трассы для аппроксимации профиля не менее 0,5 км. Всего - 693,63 кБ информации.

Динамическая База данных включает выборку диспетчерских данных в двухчасовом формате, журналов энергопотребления на НПС (ежесуточные данные) и данные АСУ по 10 минутной выборке за период с 01.01.2000 по 26 сентября 2001 г.. Всего 5905,5 тыс.единиц информации, что составляет объем 17,92 МБ.

Перечисление аналитических возможностей ППП «Энергопотребление», базирующиеся на столь представительной выборке фактических данных эксплуатационных режимов двух магистральных трубопроводов, обслуживающих

экспортное направление, выходят за рамки настоящей работы. Однако, рассмотрим основные результаты проделанной работы, необходимые для обоснования актуальности решаемой в диссертации задачи.

Одним из ключевых средств является баланс энергопотребления как отдельных НПС, так и эксплуатационного участка магистрального нефтепровода в целом. Суточный баланс энергопотребления головной НПС «Самара-2» на МНП «Куйбышев-Лисичанск» (Север) представлен в таблице 7.

Таблица 7.

Потребление электроэнергии на НПС Самара-2 в фактическом режиме эксплуатации МНП «Куйбышев-Лисичанск» (Север) 10 января 2001

Потребитель	Энергозатраты, кВт·ч		Общая
Суточное потребление	**142780**		**80,7%**
Сторонние потребители	-		-
Собственные нужды	35685		20,2%
Подводящая сеть: Основная – 1793 - активная 936 - реактивная 857 Динамическая – 40	1833		1,0%
Технологические нужды	33857		19,1%
Транспорт нефти	**105515**	**105515**	**59,7%**
Электродвигатели		5929	3,4%
СТД-8000		4116	
Основная – 3235 Динамическая – 881			
KR 7032H-DH06		1814	
Основная – 1088 Динамическая – 725			
Насосы		39635	22,4%
НМ 1000-210		25874	
Вортингтон 5000 -180		13779	
Основная – 27754 Динамическая – 11900			
Энергозатраты в линейной части		**59951** **100%**	**33,9%**
Потери на регуляторе		0 -	-
Разность гидродинамических напоров		34110 56,9%	19,3%
Гидравлические потери (Факт)		27402 45,7%	15,5%
Гидравлические потери (расчет)		19575 32,7%	11,1%

Продолжение таблицы 7.

Сверхнормативные	7827	13,1%	4,4%
Объем перекачки – **108484 м^3**			

В балансе учтён факт поступления энергии с потоком нефти по трубопроводу на промежуточных и головной НПС, поэтому в графе «Суточное потребление» дано значение, оценивающееся величиной отличной от 100%. Общее потребление энергии (как электрической, так и гидравлической) можно подсчитать разностью граф «Суточное потребление» и «Разность гидродинамических напоров». Дисбаланс поступления и потребления энергетических ресурсов на отдельных НПС МНП «Самара-Лисичанск» редко превышает 10% и объясняется некорректностью отдельных данных. Среднеквадратичная ошибка составляет 4,7%. Для энергетического баланса эксплуатационного участка МНП «Самара-Тихорецк» максимальная ошибка составляет 10,7 %, среднеквадратичная – 2,8%.

Значительно повысить точность расчетов и корректность данных для составления подобного баланса можно, внедрив автоматизированную систему Диспетчерского управления и сбора данных (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition), которая в современных условиях является наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами в жизненно важных и критических с точки зрения безопасности и надежности областях.

Рассмотрение подобного баланса энергопотребления дает четкое представление какой эффект можно ожидать от тех или иных мероприятий. Например, вложение средств в мероприятия по системе энергоснабжения даст не более 2% от общего потребления электроэнергии, а в насосы – до 15%. Сравнение каталожных и фактических параметров работы 4-го насосного агрегата марки НМ 10000-201 НПС «Самара-2» в суточном цикле его эксплуатации приведены на рисунке 9.

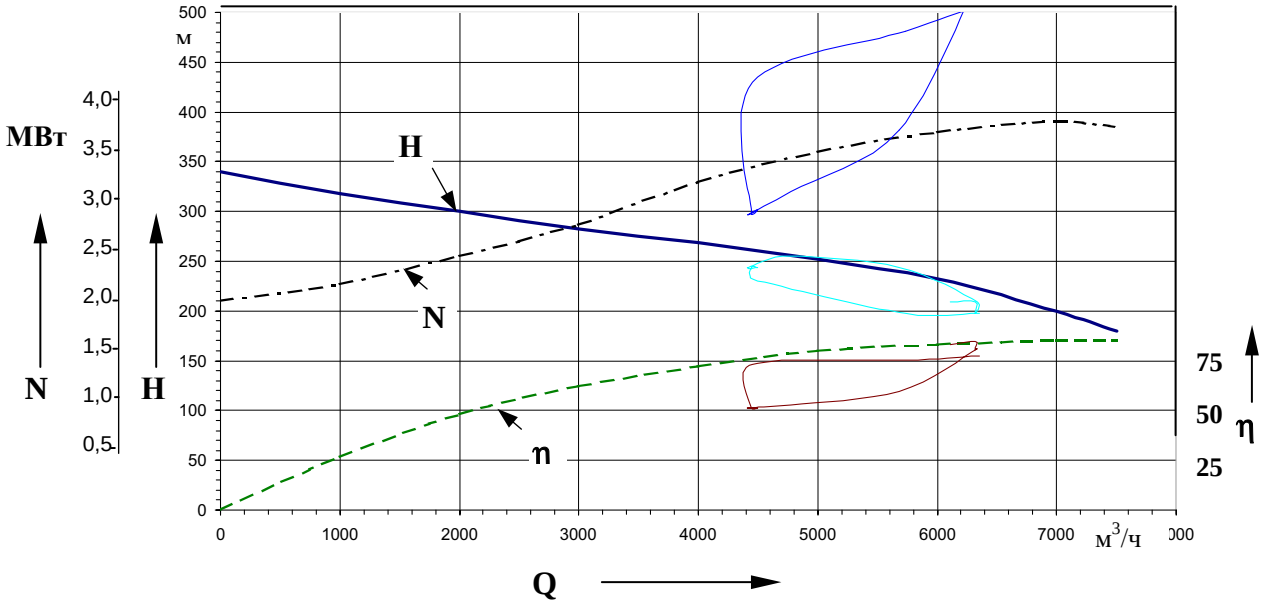


Рисунок 9 – Каталожная характеристика и фактические параметры эксплуатации насоса НМ 10000-201 НПС «Самара-2» за 14 сентября 2000 г.

Выделенные области под соответствующими графиками показывают снижение рабочего давления, превышение потребляемой мощности и снижение КПД насосного агрегата в суточном цикле его эксплуатации.

Для идентификации причин снижения эксплуатационных параметров насосных агрегатов в настоящее время разработаны и широко применяются функциональная, параметрическая, вибро- и виброакустическая диагностика [16,104]. Исследования причин снижения КПД магистральных насосов и методов его повышения выполнены, в частности, коллективом института ИПТЭР и кафедры "Гидравлика и гидромашины" УГНТУ [21,30,32]. Достаточно широкий диапазон флуктуаций фиксируемых значений параметров вызван инерционными процессами в потоке перекачиваемой нефти.

Наибольший экономический эффект можно получить устранив причины сверхнормативных потерь на линейной части участков МНП – 10…19%. Разница между фактическими и расчетными энергозатратами на линейной части МНП приведена в графе «Сверхнормативные потери» и, например, для баланса приведенного в таблице 7 оценивается величиной:

$$\frac{W^{\hat{o}} - W^{p}}{W^{p}} = \frac{27402 - 19575}{19575} = 40\%.$$

Сравнение фактического, регламентированного и расчетного энергопотребления дает представление о возможности экономии энергоресурсов. Условием переключения с одного регламентированного режима на другой является исчерпание аккумулирующей возможности резервуарных парков на головных насосных станциях, посчитанной по разности между действительным и регламентированным расходами. Регламенты эксплуатации МНП «Самара-Лисичанск» и «Самара-Тихорецк» приведены в приложении 2. На рисунке 10 сплошной линией нанесен тренд двухчасовой производительности за январь 2001 г. Заштрихованная область – регламентированная производительность МНП.

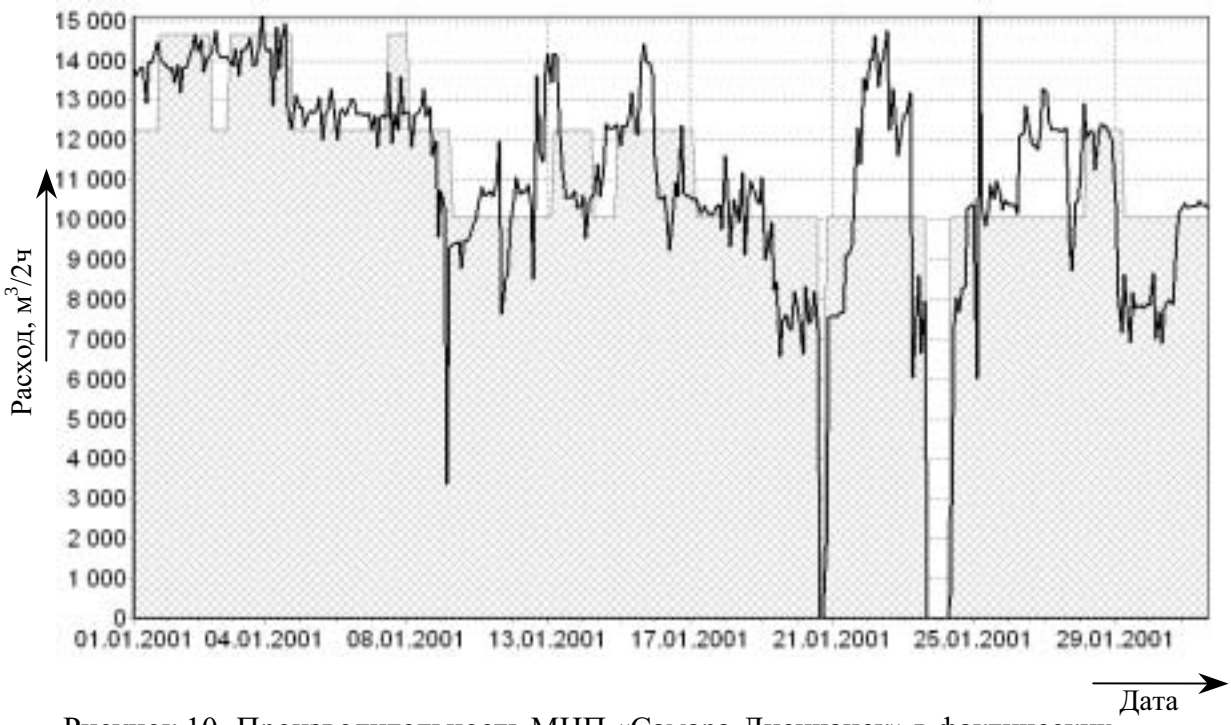


Рисунок 10- Производительность МНП «Самара-Лисичанск» в фактических, регламентированных и расчетных значениях.

Для оценки регламентированного энергопотребления (рисунок 11) просуммированы энергопотребление всех насосных агрегатов, заданных в соответствующих регламентах, а так же подпорных насосов на регламентированной производительности участка МНП. Расчетные значения энергопотребления получены суммированием системных составляющих потерь в насосах, электродвигателях, подводящей сети и расчетных значений потерь в линейной части МНП.

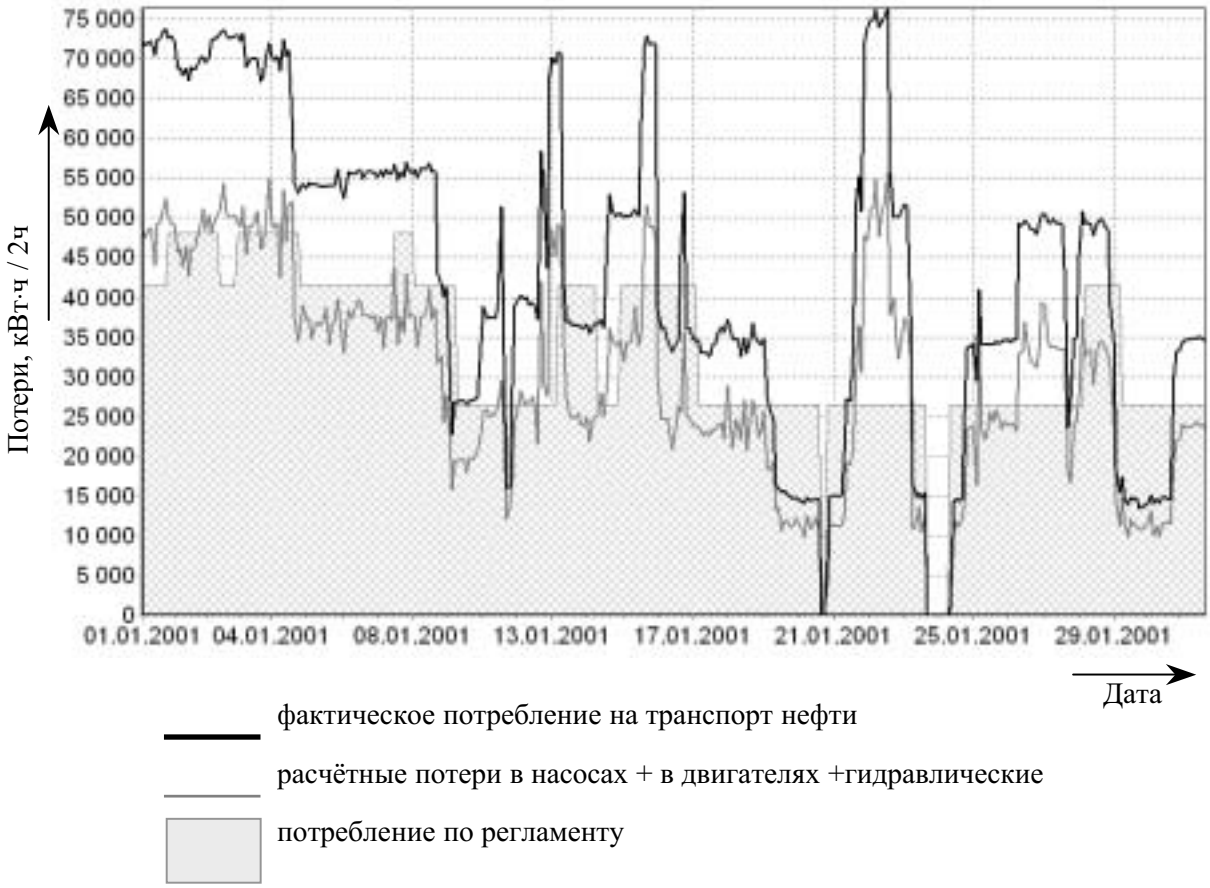


Рисунок 11- Сравнение энергопотребления МНП «Самара-Лисичанск» в фактических, регламентированных и расчетных значениях.

Тренды по энергопотреблению приведены в приложении 2. Пример результата сопоставления значений энергопотребления по приведенным категориям дан в таблицах 8 и 9.

Таблица 8.

Сравнение фактического, регламентированного и расчетного энергопотребления на участке МНП «Самара-Лисичанск»

Период эксплуатации	Факт, кВт·ч	Регламент, кВт·ч	Расчет, кВт·ч	Перекачено, $м^3$
1	2	3	4	5
Октябрь 2000 г.	15087605	11072240	10439308	3863165
Ноябрь 2000 г.	18177255	13461000	12270298	4171738

Продолжение таблицы 8.

1	2	3	4	5
Декабрь 2000 г.	15020571	11795260	10206527	3775731
Январь 2001 г.	15954424	12364360	10998840	4065211
Февраль 2001 г.	12991319	11580100	9104478	3518034
Итого за 5 месяцев	77231174	60272960	53019451	19393879
Возможности экономии энергоресурсов за 10.2000 – 02.2001	31,3%	12,0%	Оптимум	

Таблица 9.

Сравнение фактического, регламентированного и расчетного энергопотребления на участке МНП «Самара-Тихорецк»

Период эксплуатации	Факт, кВт·ч	Регламент, кВт·ч	Расчет, кВт·ч	Перекачено, $м^3$
Октябрь 2000 г.	5494394	5247054	3700583	1750291
Ноябрь 2000 г.	4652190	4706716	3100967	1510119
Декабрь 2000 г.	4675267	4310562	3177128	1536736
Январь 2001 г.	6126492	5438118	4196763	1777265
Февраль 2001 г.	4872231	4494292	3330365	1479699
Итого за 5 месяцев	25820574	24196742	17505806	8054110
Возможности экономии энергоресурсов за 10.2000 – 02.2001	32,2%	27,6%	Оптимум	

Для достижения регламентированного энергопотребления необходимо внедрить автоматизированную систему Диспетчерского управления и сбора данных (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition) и предусмотреть на промежуточных насосных станциях средства удаления воды и газа из потока перекачиваемой нефти, например, совершенствуя систему фильтров НПС, что повысить пропускную способность участка трубопровода.

Достижение расчетных значений энергопотребления возможно лишь внедрением гибкой системы управления, основанной на адаптивных алгоритмах и системе функциональной диагностики осложнений технологических режимов эксплуатационного участка магистрального трубопровода. Синтез производственной программы транспортной сети на ‘Soft Computing’ алгоритмах поиска оптимальных решений [82], многостадийный перебор возможностей поставок по методу комбинированных эвристик позволит предложить оптимальный график загрузки

эксплуатационного участка МНП с учетом всех его технических возможностей (резервуаров, перемычек трубопроводов, резервов силового оборудования и пр.). Критериев оптимальности (эффективности) может быть несколько, меняющихся в различные периоды эксплуатации.

Анализ энергопотребления МНП «Самара-Лисичанск» и «Самара-Тихорецк» в периоды их очистки поршнями доказал наличие подвижных скоплений при любом режиме их эксплуатации.

Сравнение же показателей энергопотребления на этом же участке за несколько предшествующих суток с аналогичным периодом после пропуска очистного устройства дает более обоснованную оценку.

На рисунке 12 приведена динамика изменения энергопотребления в период времени, включающий очистку участка трубопровода.

Затемнёнными прямоугольными областями выделены периоды времени прохождения скребков по участку трубопровода.

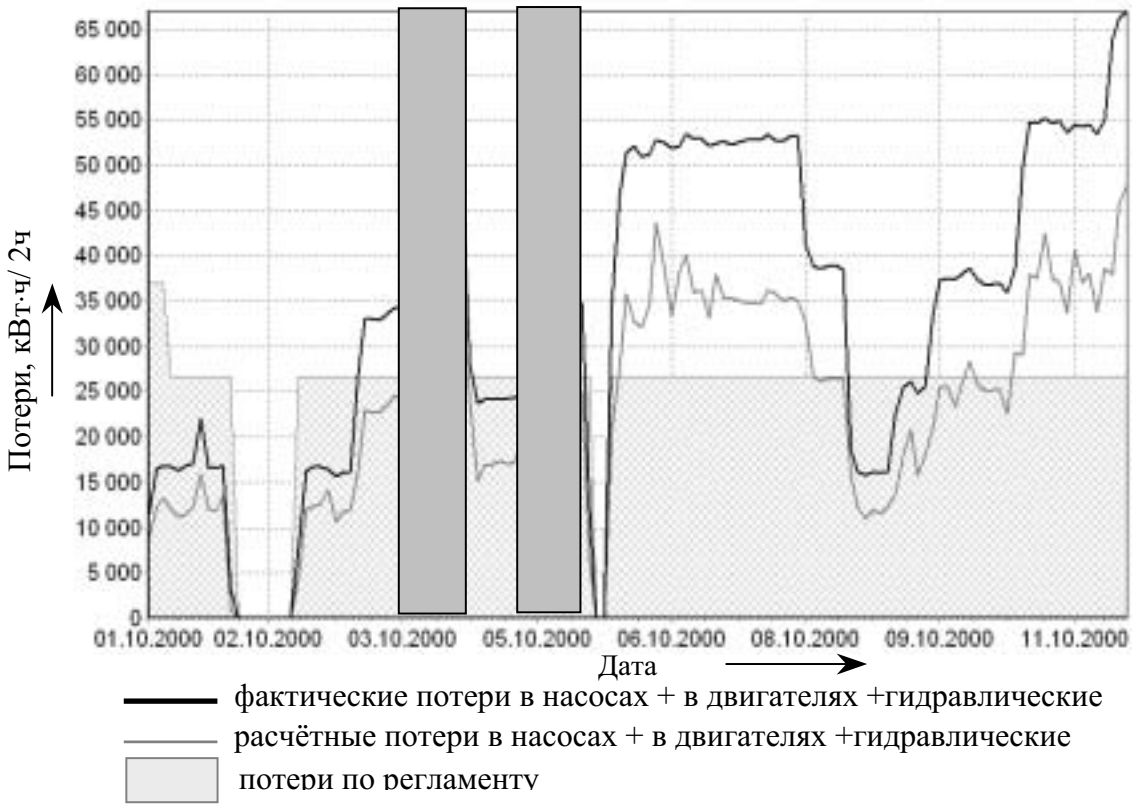


Рисунок 12 – Динамика изменения энергопотребления в период очистки МНП «Самара-Лисичанск» на участке НПС «Совхозная» – НПС «Грачи»

Сравнение показателей энергопотребления и технологических параметров на этом же участке за несколько предшествующих суток с аналогичным периодом после пропуска очистного устройства может дать ответ о генезисе феномена, а так же обоснованную его количественную оценку.

Очевидно, что по мере прохождения очистного устройства энергозатраты растут, что объясняется, по-видимому, присутствием в полости трубопровода самого скребка и грязью, которую он с собой выносит. Однако, в следующем цикле, после остановки 05.10.2000 энергопотребление также возрастает и остается на достаточно высоком уровне в течение нескольких дней, что можно объяснить концентрацией

газовоздушных и водных скоплений в отдельных участках трубопровода. Гидравлические потери остаются повышенными до тех пор, пока эти скопления не будут размыты по трассе, хотя разумнее было бы их своевременно удалять. Вывод об эффективности очистки легче всего сделать по балансу энергопотребления.

Таблица 10.

Энергопотребление МНП «Самара-Лисичанск» на участке НПС «Совхозная» – НПС «Грачи»

Дата	Объем перекачки, $м^3$	Энергопотребление на линейной части, кВт·ч		Отношение Факт/расчет
		факт	расчет	
	Скребок I			
01.10.2000 – 03.10.2000	229 224	571 321	407 071	1,40
04.10.2000 – 05.10. 2000	244 846	745 499	521 353	1,43
	Скребок II			
07.10.2000 – 12.10.2000	852 588	3 432 885	2 366 419	1,45
15.10.2000 – 20.10.2000	869 544	3 717 697	2 600 326	1,43

Таблица 11.

Энергопотребление МНП «Самара-Тихорецк» на участке НПС «Совхозная» – НПС «Грачи»

Дата	Объем перекачки	Энергопотребление на линейной части		Отношение Факт/расчет %
		Факт	расчет	
01.09.2001 – 04.09.2001	340 335	1 256 225	904 547	138,9
10.09.2001 – 14.09. 2001	274 604	815 516	559 923	145,6

Затраты гидравлической энергии по факту (по показаниям манометров по трассе) по отношению к расчетным значениям увеличивается в первые сутки - двое после пропуска скребка. При анализе шести суток – вывод противоположный. Рассматривая аналогичную ситуацию при пропуске скребка на МНП «Самара-Тихорецк» с 05.09.2001 по 10.09.2001 г. получим тот же результат.

Приходим к парадоксальному выводу из приведенного примера: сопоставление двух периодов (до и после поршневания) с аналогичной производительностью показывает увеличение гидравлических сопротивлений сразу после пропуска очистного устройства. Единственным разумным объяснением подобному феномену является

наличие подвижных газовоздушных и водных скоплений, которые при прохождении скребка концентрируются в отдельных участках трубопровода, снижая его пропускную способность. В последующие периоды эксплуатации такие скопления размываются, распределяясь по всему перегону между НПС.

Подтверждением данного предположения могут служить фиксируемые в диспетчерских листах факты выноса скребками воды, мягких смоло-парафиновых отложений и грата, которые в среднем составляют 100…250 $м^3$ при каждой зачистке участков трубопроводов между смежными камерами приёма-пуска скребка.

Для достижения расчетных (оптимальных) значений энергопортебления необходимо кардинально совершенствовать систему управления МНП.

Глава 2. СОВРЕМЕННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В свете современных требований развития отрасли любая корпоративная система управления предприятием должна учитывать:

- существующую организационную и функциональную структуру;
- единую согласованную систему функций, сформулированную по принципам целевого управления;
- возможности современных информационных технологий;
- блочный принцип построения функциональных подсистем;
- поэтапное внедрение новых подсистем;

а так же решать четыре класса задач:

1. Технологические (планирование, управление и контроль транспорта нефти по системе магистральных нефтепроводов);
2. Технического обслуживания (техническое обслуживание, ремонт объектов и сооружений МНП, обеспечение материально-техническими ресурсами);
3. Охраны окружающей среды, промышленной безопасности, страхования и безопасности объектов;
4. Финансово-экономические (контроль и учёт поступлений тарифной выручки, бухгалтерский учет и отчетность).

Для их решения в АК "Транснефть" разработаны функционально ориентированные комплексы программ, позволяющие производить обработку информации как в отдельных ОАО магистральных нефтепроводов (и их предприятий), так и в АК «Транснефть» в целом. Все организационные элементы АК «Транснефть» находятся друг от друга на значительных расстояниях и могут общаться друг с другом только посредством единой системы связи. Поэтому все информационные системы ЕАСУ строятся на базе единого комплекса технических средств, но при этом каждая информационная система в логическом плане автономна, имеет свою сквозную систему кодирования и представления данных и единый механизм межуровневого и внутриуровневого доступа к этим данным. На рисунке 13 представлены основные составляющие Системы управления, их функции и распределение выполнения этих функций по подразделениям в Региональном управлении АК:

ПК «Галактика» - разрабатываемая для АК «Транснефть» корпоративная система управления для решения планово-финансового блока задач (АСУ – Бюджет), а так же для автоматизации документооборота и делопроизводства.

АСКИД – действующая система формирования и обработки исполнительской документации.

ППП «Эксперт» - продукт Центра технической диагностики «Диаскан», представляющий собой базу данных результатов обследований внутритрубными дефектоскопами и акустико-эмиссионными методами.

СКУТОР – система контроля и управления технического обслуживания и ремонта МНП является информационно-справочной системой по основным техническим объектам магистральных нефтепроводов.

СДКУ - система диспетчерского контроля и управления состоит из подсистем оперативного диспетчерского контроля (ОДКУ) и расчетно-аналитической и справочной системы (РАИС). Основой подсистемы ОДКУ являются диспетчерские листы со сводкой информации в двухчасовом формате выборки. Подсистема РАИС подключается эпизодически по мере ввода необходимых исходных данных в ПЭВМ вручную.

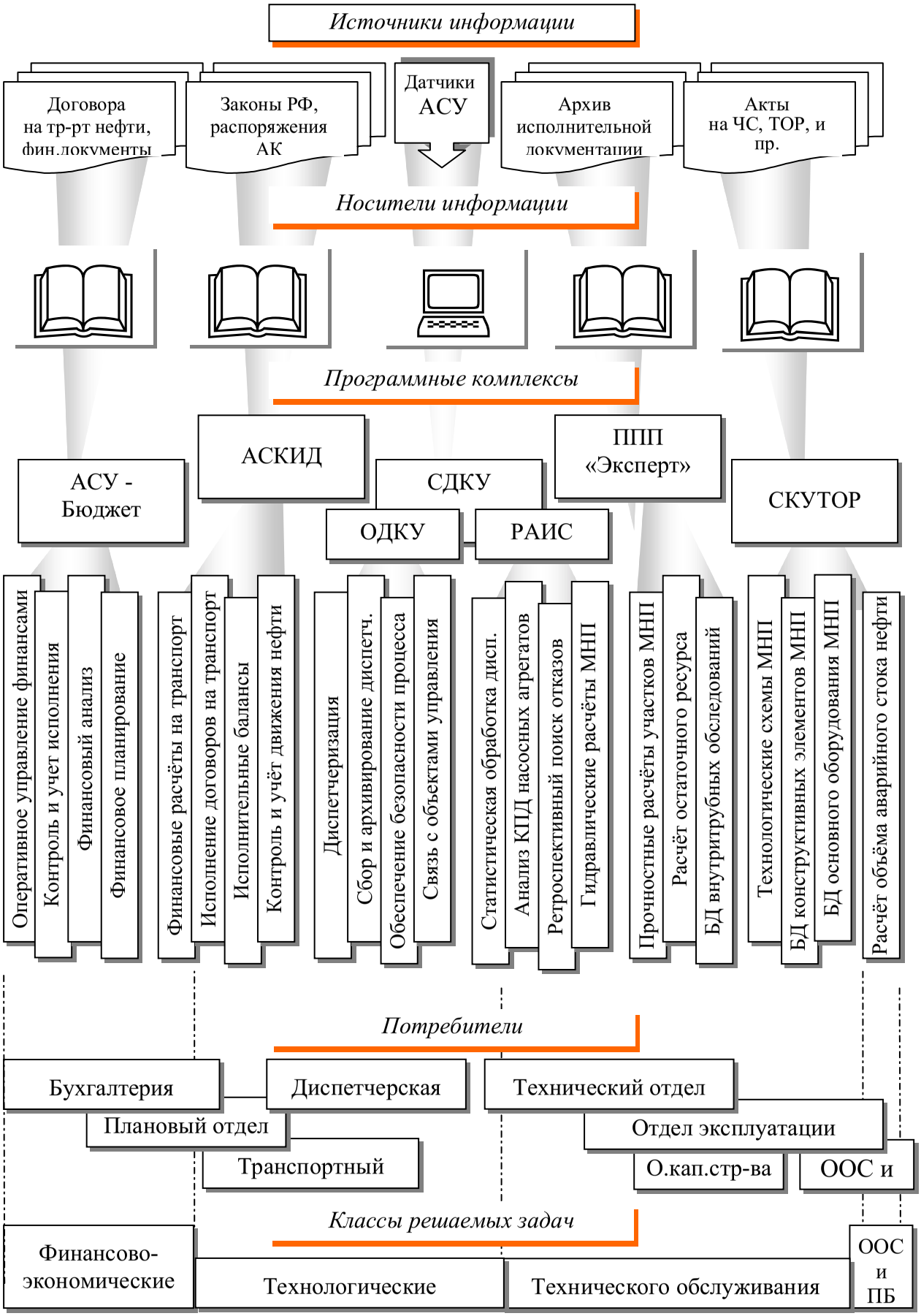


Рисунок 13 - Компоненты Системы Управления МНП

Существующие системы ориентированы в основном на обработку текстов, документов, табличных и числовых данных. Специфика современной системы управления трубопроводного транспорта заключается в её разобщенности, как по каналам получения, так и по методам и средствам её обработки. Каждый программный пакет работает автономно, имеет собственный формат входной информации, которая собирается из источников выполненных в основном на бумажных носителях. Только система ОДКУ функционирует в режиме реального времени, остальные – эпизодически по запросу.

Хотя в большинстве программных пакетах используется одна и та же информация, каждый из них использует собственную базу данных, поэтому трудозатраты (и ошибки) возрастают многократно при их формировании и внесении изменений. Подобные трудности возникают при использовании пакетов - интерфейс и сервисные задачи имеют индивидуальную разработку, что исключает их применение без адаптации в других ППП, а внесение изменений и дополнений, как в БД, так и в ППП требует присутствие разработчиков, что затрудняет их тиражирование и распространение.

Необходимо и целесообразно соблюдение единых требований к построению информационного и программного обеспечения информационных систем, составляющих ЕАСУ. Имеются два способа реализации этого требования. Первый состоит в том, что определяются единые принципы построения программного и информационного обеспечении систем ЕАСУ и на их основе формируются ограничения. От разработчиков каждой информационной системы требуют соблюдения этих ограничений. Практически невозможно выдержать единые требования, когда у информационных систем различные разработчики. Но возможен и другой путь безболезненного и эффективного выполнения этого требования, состоящий в том, что создается и передается в руки разработчиков компонентов ЕАСУ единое универсальное инструментальное средство.

Рассмотрим особенности каждого компонента системы управления магистральных трубопроводов, обусловленную как спецификой выполняемых функций, так и истории её создания.

2.1. Автоматизированная система контроля и исполнения договоров (АСКИД)

Одной из первых функциональных компонентов системы управления магистральными трубопроводами стала Автоматизированная система контроля и исполнения договоров (АСКИД), работы, по созданию которой были начаты в ноябре 1991 г. в связи с переходом отрасли на тарифную систему оказания транспортных услуг по поставкам нефти.

Разработчик системы - ТОО "НовИнТех" (г. Томск), главный конструктор АСКИД - Б.И.Мисевичус [65].

Автоматизированная система планирования и контроля исполнения договоров по перекачке нефти (АСКИД) призвана обеспечить своевременное и точное исполнение договоров на оказание транспортных услуг по магистральным трубопроводам, а так же по ответственному хранению нефти в резервуарных парках на основе компьютерных технологий и взять на себя функции [67]:

- оперативного и достоверного планирования транспорта и ответственного хранения нефти с конкретизацией по нефтепроводам, а также по отдельным договорам, владельцам, грузоотправителям и грузополучателям партий нефти;

• оперативного и достоверного проведения учётных операций по хранению и движению нефти;

• достоверного и своевременного планирования, контроля и учёта денежных расчётов за транспортные услуги по договорам.

Технической базой АСКИД является инициированная вычислительная сеть персональных ЭВМ типа IBM PC Акционерной компании «Транснефть», работающая под управлением сетевой операционной системы NetWare фирмы Novell (США) и клиентской операционной системы Windows™ фирмы Microsoft (США). Телекоммуникационная сеть передачи данных построена на базе LAN-WAN и WAN-WAN маршрутизаторов L2L фирмы Bay Newport (США), цифровых спутниковых (64…128 Кб/с), аналоговых выделенных телефонных (19,2 Кб/с) каналах связи и сети коммуникации пакетов X.25 на базе оборудования АСХ-40 фирмы Alcatel (Бельгия). Для работы всей интерсети используются ведомственные выделенные аналоговые каналы связи ОАО «Связьтранснефть» и модемное оборудование ZyXel. Скорость передачи поддерживается в пределах 9600...19200 бит/с [66]. А такие узлы связи, как Томск, Омск, Тюмень, Бугульма, Брянск, Тихорецк, Уфа переведены на спутниковые каналы связи и IP протокол передачи данных.

АСКИД в целом задумана как многоуровневая иерархическая система, повторяющая иерархическую организационную структуру АК "Транснефть".

АСКИД уровня центрального органа управления АК «Транснефть» реализуется на файловом сервере и рабочих станциях локальной вычислительной сети (ЛВС) в Москве. АСКИД каждого Регионального управления магистральных нефтепроводов (ОАО МНП) реализуется на файловом сервере и рабочих станциях его ЛВС, а первая очередь АСКИД — на удаленных рабочих станциях Московской ЛВС, установленных в каждом ОАО МНП. АСКИД уровня районного нефтепроводного управления (РНУ) - на рабочих станциях ЛВС этих РНУ или на удаленных рабочих станциях ЛВС ОАО МНП. АСКИД уровня приемосдаточного пункта (ПСП) реализуется на удаленной рабочей станции РНУ или ОАО МНП. В целом в АСКИД уровня АК, ОАО МНП, РНУ и ПСП организовано более 230 рабочих мест, в том числе 40 — на уровне АК "Транснефть" [95].

В АСКИД четко выделяются два типа существенно различающихся схем планирования контроля исполнения договоров: схема АК «Транснефть» и схемы ОАО МНП.

В центральном органе управления АК «Транснефть» принята следующая схема планирования и контроля исполнения транспортных услуг по перекачке нефти [65]:

• Центральный орган управления АК "Транснефть" заключает годовые договоры на оказание транспортных услуг по перекачке нефти. В качестве приложения к каждому договору формируется перечень возможных маршрутов перекачки. Оформленные договоры с приложениями к ним рассылаются исполнителям (ОАО МНП). В свою очередь, любое ОАО МНП может заключать "местные" договоры на перекачку нефти по локальным маршрутам, т.е. по таким маршрутам, которые начинаются и заканчиваются в пределах этого ОАО МНП, а также договоры на ответственное хранение нефти в своих резервуарных парках.

• Центральный орган управления АК 'Транснефть" принимает и рассматривает заявки от владельцев нефти и нефтедобывающих компаний на оказание им транспортных услуг по перекачке нефти свободной реализации, определяет будущие маршруты перекачки этой нефти оформляет документы на предоплату транспортных услуг исполнителям.

• На основе этих заявок и планов поставок нефти на госнужды центральный орган управления АК "Транснефть" формирует месячный график оказания

транспортных услуг (график перекачки по маршрутам) и доводит его до сведения исполнителей, нефтедобытчиков и получателей нефти. По ряду причин в течение месяца этот график многократно корректируется и дополняется. Перекачку нефти свободной реализации, включенную в график, ОАО МНП осуществляют только после получения маршрутной телеграммы от центрального органа управления компанией. Такая телеграмма составляется после того, как владелец осуществит предоплату заявленной ранее перекачки нефти свободной реализации. В процессе составления маршрутной телеграммы может быть уточнен или дополнен сформированный ранее график перекачки по маршрутам.

• В ОАО МНП этот график дополняется маршрутами перекачки в соответствии с "местными" договорами и на его основе формируется план загрузки магистральных нефтепроводов.

• На уровне АК "Транснефть" принята многоэтапная процедура учета перекачки нефти. Во-первых, как и прежде, ведется ежесуточный учет валовых показателей перекачки: прием от нефтегазодабывающих компаний, сдача получателям, прием-передача между ОАО МНП и наличие нефти в резервуарных парках ОАО МНП. Во-вторых, ведется ежесуточный учет поставок партий нефти на экспорт, а в перспективе будет осуществляться ежесуточный учет поставок партий нефти свободной реализации на нефтеперерабатывающие предприятия. В-третьих, по окончании месяца рассчитываются объемы выполненных транспортных услуг по каждому производителю нефти, т.е. объемы приема, сдачи, потерь при транспортировке и наличия в резервуарных парках нефти по каждому маршруту для каждого исполнителя (ОАО МНП). Исходные данные для этих расчетов берутся из месячных отчетов ОАО МНП, которые формируются на основе: графика транспорта нефти по маршрутам, маршрутных телеграмм, валовых показателей перекачки, актов приема нефти от нефтедобытчиков и сдачи нефти получателям. Основная сложность формирования отчетов состоит в том, что названные исходные данные не всегда стыкуются между собой, поэтому эти отчеты считаются предварительными. Далее отчеты ОАО МНП выверяются на согласованность данных по смежным (транзитным) приемосдаточным пунктам (общий объем нефти и состав партий нефти). После этого выполняются две взаимосвязанные процедуры — окончательное распределение по производителям нефти, сданной конечным получателям, и "проводка" этих объемов по маршрутам перекачки. Здесь необходимо напомнить, что вся нефть перекачивается десятью исполнителями по единой системе гидравлически связанных магистральных нефтепроводов, и АК "Транснефть" ежемесячно оказывает не одну сотню транспортных услуг.

• Работа заканчивается расчетом объемов выполненных транспортных услуг - для ОАО МНП оформления актов выполненных объемов услуг и проведения окончательных финансовых расчётов с организациями-добытчиками нефти или её владельцами.

На уровне ОАО МНП работы по планированию транспорта нефти по маршрутам осуществляются по пятиступенчатой схеме [65]:

• На первом этапе принимается из АК «Транснефть» график перекачки нефти по маршрутам ОАО МНП (программа ASK3), данные которого интерпретируются следующим образом: планы по перекачке нефти по госзаказу подлежат исполнению при наличии нефти; остальные планы должны исполняться в соответствии с полученными из АК маршрутными телеграммами.

• На втором этапе этот график дополняется поставками партий нефти, осуществляемыми согласно местным договорам.

• На третьем этапе по данным дополненного графика формируется валовой план перекачки нефти по физическим нефтепроводам ОАО МНП (программа OPER3), которая передается в РНУ и на физические ПСП.

• На четвертом этапе принимаются из АК «Транснефть» маршрутные телеграммы, которые фиксируются на базе данных MARTG АСКИД уровня ОАО МНП.

• На пятом этапе формируются местные маршрутные телеграммы, которые рассылаются в РНУ и на физические ПСП. Акты приёма-сдачи партий нефти оформляются на ПСП или РНУ по получению местных маршрутных телеграмм.

Различия между схемами заключается не только в составе функциональных задач, но и в степени детализации обрабатываемых данных. В схеме АК «Транснефть» планирование и контроль выполнения транспортных услуг осуществляются с детализацией до состава логических объектов договора, таких как: грузоотправитель, грузополучатель, владелец нефти; исполнитель транспортной услуги (ОАО МНП в целом); логический приемосдаточный пункт (ПСП); логический маршрут перекачки нефти, связывающий такие ПСП. В этих терминах ведется информационный обмен между центральным органом управление АК «Транснефть», ОАО МНП, заказчиками транспортных услуг и другими внешними организациями, участвующими в нефтеснабжении. В схемах уровня ОАО МНП осуществляется переход от планов и заданий, составленных в терминах логических объектов, к планам и заданиям в терминах физических объектов этих ОАО МНП (узел учета нефти, физический нефтепровод и др.). Учет перекачки нефти ведется, в основном, в терминах таких физических объектов, а полученные результаты пересчитываются в термины логических объектов. При этом информационный обмен ОАО МНП с теми нефтедобывающими организациями, непосредственно у которых принимается нефть, осуществляется как в терминах логических, так и в терминах физических объектов.

Программное обеспечение АСКИД создается посредством инструментальной системы ЭКАР, являющейся базовым инструментом при разработке и эксплуатации АСУ. Основное требование этой инструментальной системы к разработчику - представить создаваемую систему, в данном случае АСКИД, в виде совокупности блоков электронных картотек и функциональных задач, обрабатывающих эти картотеки. При проектировании структуры и состава блоков электронных картотек (баз данных АСКИД) соблюдаются два основных требования:

• каждая единица данных должна быть в системе в единственном числе, т. е. пользователь один раз вводит или корректирует код, наименование или значение какой-либо информации и этого достаточно для всей АСКИД;

• в АСКИД существует единое информационное пространство с четко оговоренными правилами коллективного доступа к данным. Суть этих правил заключается в том, что вводить и править конкретные данные может только определенный пользователь или, в крайнем случае, строго ограниченное число пользователей. А считывать данные могут все пользователи системы (в пределах своих прав доступа), реализуется это посредством системы внутренних паролей, где к личному паролю пользователя АСКИД "привязывается" режим доступа к базам данных и доступ к пользовательским задачам.

При проектировании прикладного программного обеспечения, которое реализуется стандартными средствами FoxPro, с использованием библиотеки подпрограмм системы ЭКАР выполняются следующие требования:

• программные задачи могут взаимодействовать только с системой ЭКАР и базами данных АСКИД, взаимодействие с другими прикладными программными

задачами АСКИД производится только через базы данных. Это позволяет развивать и модернизировать прикладные задачи независимо друг от друга;

• программные задачи должны отвечать стандартным требованиям программирования, т.е. иметь согласованный интерфейс, быть надежными и иметь достаточный набор подсказок и блокировок о неверных действиях пользователя.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ состоит из команд управления работой АСКИД, входных данных, баз данных, выходных данных и служебных сообщений.

Команды управления работой АСКИД обеспечивают задание режимов работы системы, запуск ее функциональных задач и задание режимов работы этих задач. Все команды управления задаются либо нажатием определенных функциональных клавиш, либо в режиме меню.

В АСКИД имеется шесть базовых режимов работы: корректировка, поиск, статистика, задачи, обслуживание и создание.

Режим "СОЗДАНИЕ" используется разработчиками АСКИД в основном для создания и описания новых баз данных системы, а также для корректировки или дополнения уже существующих.

Режим "ОБСЛУЖИВАНИЕ" используется теми программистами, которые обеспечивают сопровождение информационного и программного обеспечения АСКИД. В этом режиме собраны системные задачи: по ведению баз данных и кодификаторов системы, по ведению пользовательских задач, по установке паролей и режимов доступа пользователей к данным и пользовательским задачам и др.

Режим "ЗАДАЧИ" является основным для пользователя АСКИД, так как в нем вызываются практически все пользовательские задачи АСКИД. Эти задачи объединяются в подсистемы по функциональному признаку или по индивидуальным заказам одного или группы пользователей.

Режим "КОРРЕКТИРОВКА" включает системные задачи корректировки данных в электронных картотеках баз данных АСКИД.

Режим "ПОИСК" содержит системные задачи поиска и просмотра или печати одной или группы электронных картотек любой базы данных АСКИД, а также задачи формирования произвольных справок в форме таблиц задаваемой структуры по любой базе данных системы.

Режим "СТАТИСТИКА" предназначен для подключения к системе задач формирования статистической отчетности, предусмотренных в инструментальной системе.

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ АСКИД вводятся с клавиатуры пользователями системы. Ввод осуществляется в экранном режиме после вызова определенных пользовательских или системных задач ввода или корректировки данных. Все входные данные проходят синтаксический контроль. Кроме того, там, где это возможно, пользовательские программы обеспечивают смысловой контроль вводимых данных на совместимость и непротиворечивость.

ВЫХОДНЫЕ ДАННЫЕ АСКИД формируются пользовательскими и системными программами. Все выходные данные оформлены в определенном виде (таблицы, сводки, текстовые документы) и могут по указанию пользователя выдаваться на экран, распечатываться на принтере или помещаться в файл. Система может выдавать несколько десятков различных форм данных. И это та часть АСКИД, которая наиболее подвержена изменениям.

СЛУЖЕБНЫЕ СООБЩЕНИЯ формируются: оболочкой АСКИД, системными задачами, вызываемыми программистами или пользователями, и прикладными задачами. Все служебные сообщения выделяются красные цветом и имеют справочный

или диагностический характер. Сообщения, ориентированные на пользователя (к ним в частности относятся все сообщения, формируемые прикладными задачами АСКИД), выдаются на экран рабочей станции в расшифрованном виде (например, "неверно задана дата" или "в кодификаторе отсутствует указанный код! Повторите ввод"). Прочие служебные сообщения содержат код ошибки. Расшифровка кодов всех ошибок дана в описании системы.

Базы данных АСКИД

Число баз данных и структура электронных картотек, составляющих эти базы данных, изменяются по мере развития АСКИД. Число баз данных возрастает, а их структура усложняется. Каждая база данных объединяет однотипные электронные картотеки и оформлена в стандарте FoxPro [65].

• База кодификаторов логических объектов АСКИД (DIC) содержит однотипные электронные картотеки, описывающие все логические объекты АСКИД уровня АК «Транснефть», сгруппированные в кодификаторы. Такая электронная картотека содержит код кодификатора, уникальный код самого объекта внутри кодификатора, наименование объекта и ряд служебных признаков, описывающих исполнителей транспортных услуг, отправителей, владельцев и получателей транспортируемой нефти; категории и типы поставок нефти, приемосдаточные пункты нефтепроводной системы и служебную информацию АСКИД.

• База данных ADRES является справочником организаций, включенных в кодификаторы исполнителей транспортных услуг, а также в кодификаторы отправителей, владельцев и получателей нефти. Электронная картотека этой базы данных, помимо кода в полного наименования организации, содержит: полный титул и фамилию руководителя, почтовый и телеграфный адреса, банковские реквизиты, телефоны, факс и другие справочные данные этих организаций, а также служебную информацию АСКИД.

• База данных SPRV является справочником маршрутов перекачки нефти по системе нефтепроводов АК «Транснефть». Эта база данных состоит из электронных карточек, каждая из которых описывает один маршрут перекачки нефти между двумя приемосдаточными пунктами. В карточке фиксируются: тип, код и наименование маршрута; коды приемосдаточных пунктов или контрольных точек, ограничивающих маршрут; тариф перекачки нефти по маршруту; норма потерь от естественной убыли при перекачке нефти по этому маршруту; его протяженность и служебные признаки. В справочнике различаются три типа маршрутов: тарифный участок ОАО МНП, маршрутный участок ОАО МНП, внешний маршрут ОАО МНП. Тарифный участок — элементарный участок магистрального нефтепровода одного ОАО МНП, имеющий одинаковые транспортные характеристики. Границей участка является либо ПСП, либо точка разветвления нефтепровода, либо административная граница. Маршрутный участок ОАО МНП — маршрут перекачки нефти между двумя ПСП, граничными для этого ОАО МНП. Маршрутный участок состоит из одного или нескольких последовательно соединенных тарифных участков. Электронная карточка, описывающая маршрутный участок, содержит список кодов составляющих его тарифных участков. Необходимо отметить, что в АСКИД уровня АК «Транснефть» полагается, что ОАО МНП принимает всю нефть нефтедобытчика в одном логическом ПСП, т.е. все маршруты перекачки этого нефтедобытчика начинаются в одном ПСП. Внешний маршрут ОАО МНП — часть маршрута перекачки нефти от выходного транзитного ПСП этого ОАО МНП до пункта назначения. Внешний маршрут состоит из одного или нескольких маршрутных участков, соединенных последовательно. Полный маршрут перекачки нефти от нефтедобытчика до получателя составляется из

маршрутного участка того ОАО МНП, которое принимает его нефть, и внешнего маршрута этого ОАО МНП.

• База данных CONTR хранит описания договоров на оказание транспортных услуг, заключаемых или уже заключенных АК «Транснефть». В этой базе данных каждый договор представлен электронной карточкой, содержащей его формальные характеристики: код, дату составления, период действия, код заказчика транспортных услуг, ориентировочный объем поставки, служебные признаки. Кроме того, в виде приложения к каждой такой карточке в базе данных хранится полный текст договора. Каждый договор имеет приложения двух типов. Приложения первого типа хранятся в базе данных CONTRMG1 и содержат перечень маршрутов, по которым разрешена перекачка нефти согласно этому договору. Каждый маршрут из этого перечня оформляется в виде отдельной электронной карточки, в которой проставлены коды отправителя и получателя нефти, код маршрута, разрешенные тип и категория поставки, дата утверждения приложения и примечание с особыми условиями по тарифу (если есть необходимость). Приложением второго типа является переписка по этому договору. Каждое письмо оформляется в виде электронной карточки, содержащей исходящий номер и дату письма, коды адресата и отправителя и текст письма. Все эти карточки хранятся в базе данных CONTRMG2.

• База данных LIMIT объединяет ограничения на перекачку нефти в контрольных точках нефтепроводной сети АК «Транснефть». Контрольными точками считаются логические ПСП. В АСКИД различаются следующие типы ограничений: максимально возможный месячный объем отгрузки нефти для нефтедобытчика; месячная квота грузоотправителя или владельца нефти; максимально возможный для получателя месячный объем приема нефти; максимальная месячная пропускная способность транзитного ПСП по направлению перекачки. Описание каждого ограничения, кроме идентифицирующих его кодов, содержит следующие характеристики: плановый объем ограничения; текущие значения суммарной выборки по ограничению согласно заявкам на транспорт нефти, графику транспорта нефти по маршрутам и факту перекачки нефти.

• База данных заказов на перекачку нефти свободной реализации ORDER содержит электронные карточки, в каждой из которых фиксируются данные по отдельной партии нефти, предъявленной АК «Транснефть» ее владельцем для перекачки в течение месяца. В такой карточке могут быть зафиксированы следующие показатели заказа: номер и дата принятия заказа; номер договора, категория, тип и объем поставки; владелец, отправитель и получатель партии нефти; планируемое время осуществления перекачки; экспортер, лицензия, квота, декларация и др., если поставка экспортная; маршрут перекачки; объем перекачки, тариф, тарифная выручка по каждому ОАО МНП по маршруту перекачки; текст задания на предоплату и текст маршрутной телеграммы исполнителям перекачки по маршруту; номер платежного поручения, сумма предоплаты и дата ее выполнения.

• База данных ZAJAV содержит заявки ОАО МНП на внесение изменений и дополнений в график перекачки по маршрутам. Каждая электронная карточка этой базы данных фиксирует: код и дату составления заявки; фамилию составителя заявки; категорию, тип, объем и дату поставки; владельца, отправителя и получателя нефти; начальный и конечный ПСП маршрута перекачки; текстовое примечание; служебные параметры. Заявки формируются в ОАО МНП и передаются в АК «Транснефть» для включения их в график перекачки следующих месяцев или для изменения, дополнения графика текущего месяца.

• Базы данных OPER1 и OPER2 содержат соответственно ежесуточные данные о валовых показателях перекачки нефти по нефтепроводам АК «Транснефть» за

истекшие сутки и за все сутки текущего месяца. Структура карточек в обеих базах данных одинакова. Каждая карточка содержит данные по одной операции с нефтью отдельного ОАО МНП. Таких операций четыре: прием нефти на ПСП, сдача нефти на ПСП, наличие нефти в резервуарном парке, наличие свободной емкости в резервуарном парке. Помимо кодов, идентифицирующих ОАО МНП, операцию, ПСП или РП, в карточке могут фиксироваться: дата, плановое и фактическое количество нефти нетто за сутки и с нарастанием с начала месяца и фактическое количество нефти брутто за сутки и нарастанием с начала месяца.

• Базы данных PART1 и PART2 содержат информацию о партиях нефти, перекачанных каждым ОАО МНП. В базе данных PART1 хранится информация за текущий месяц, а вPART2 — за весь текущий год. Структура карточек в обеих базах одинакова. В карточке могут быть зафиксированы следующие показатели по перекачанной партии нефти: исполнитель (ОАО МНП); номер договора, категория, тип и фактический объем поставки; владелец, отправитель и получатель партии нефти; номер акта и дата осуществления поставки (перекачки); экспортер, лицензия, квота, декларация и другие данные, если поставка экспортная; служебные параметры.

• В базе данных ASK3 представлены месячные графики перекачки партий нефти по маршрутам, в базе ASK1 — предварительные месячные фактические данные перекачки партий нефти по маршрутам, и в базе ASK2 — окончательные месячные фактические данные. Структура карточек в этих базах данных одинакова. Каждая карточка содержит данные по одной операции с отдельной партией нефти в одном ОАО МНП. Таких операций шесть: прием партии нефти на ПСП, сдача партии нефти на ПСП, изменение наличия нефти конкретной партии в резервуарном парке ОАО МНП, потери от естественной убыли, аварийные потери и небаланс по партии нефти, перекачанной по маршрутному участку ОАО МНП. Помимо кодов, идентифицирующих ОАО МНП, операцию, дату поставки и партию нефти, в карточке фиксируются плановое и фактическое количество нефти нетто по операции, а также код маршрута перекачки и некоторые служебные признаки.

Движение данных в АСКИД схематически представлено на рисунке 14. Можно выделить межуровневое и внутриуровневое движения данных. Первое осуществляется в основном между одноименными базами данных уровня АК «Транснефть» и уровня ОАО МНП, а второе — между разноименными базами данных одного уровня. Краткая смысловая характеристика движения данных в АСКИД следующая.

Кодификаторы АСКИД DIC и справочник маршрутов SPRV формируются и корректируются только на уровне АК «Транснефть» (в Москве). Скорректированные кодификаторы и справочник маршрутов стандартными сетевыми средствами пересылаются в АСКИД уровня ОАО МНП для использования. Договоры и приложения к ним также формируются в Москве и в форме текстовых файлов пересылаются в соответствующие региональные управления.

График транспорта нефти по маршрутам ASK3 формируется и корректируется в Москве, при этом используются данные из следующих источников: базы данных заказов на перекачку нефти свободной реализации, базы данных заявок ОАО МНП, приложения к договорам с соглашениями о маршрутах перекачки и описания маршрутов из маршрутного справочника. Сформированный и скорректированный график по сети передается во все ОАО МНП, где он анализируется и дополняется планами перекачки по местным поставкам. Эти дополнения графика, а также замечания и предложения по присланному из Москвы графику, оформляются в ОАО МНП в виде электронных карточек базы данных ZAJAV и по сети отсылаются в Москву. Там они используются как исходные данные при последующей корректировке графика по маршрутам.

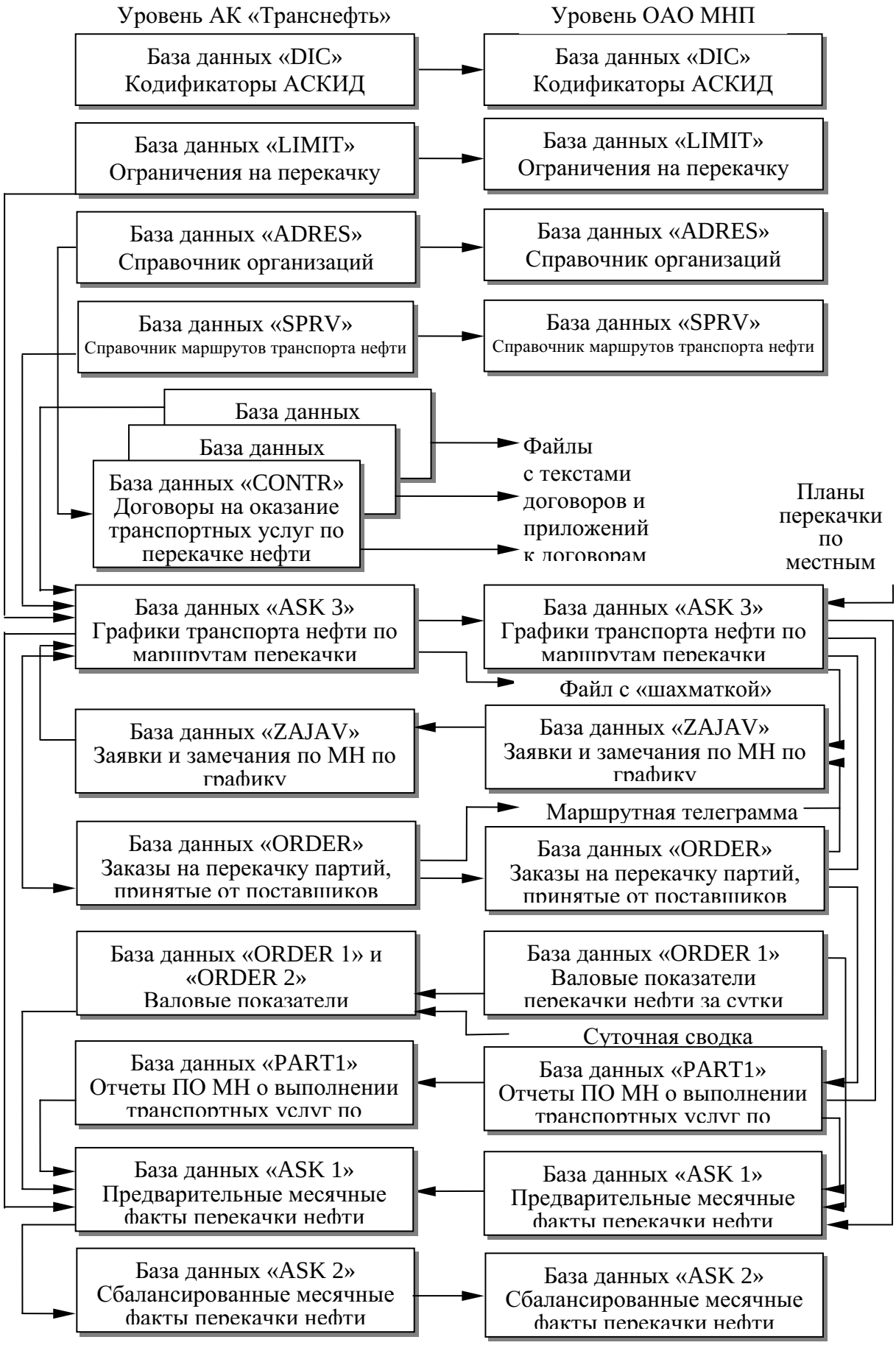


Рисунок 14 – Схема движения данных АСКИД внутри и между уровнями ОАО МНП и АК «Транснефть»

База заказов на перекачку нефти свободной реализации ORDER формируется в Москве. По оформленному заказу составляются задание на предоплату транспортных услуг и маршрутная телеграмма исполнителям о перекачке оплаченной партии нефти. Совместно с маршрутной телеграммой в ОАО МНП по сети пересылаются соответствующие элементы базы данных. Маршрутная телеграмма рассматривается в ОАО МНП как подтверждение полученного графика по маршрутам в части перекачки партии нефти свободной реализации.

База отчетов о выполненных транспортных услугах PART1 формируется в ОАО МНП по мере оформления документов о перекачке этой партии (приемосдаточных актов). Первым отчет - по конкретной партии нефти формирует ОАО МНП, которое сдает ее конечному получателю. При формировании отчета используются данные из графика по маршрутам и заказов на перекачку (маршрутных телеграмм). Сформированные отчеты ежесуточно пересылаются в Москву, где они накапливаются в базах данных PART1 и рассылаются в те ОАО МНП, которые участвуют в транспортировке этих партий нефти (для ускорения процесса оформления документации о выполненных услугах). Кроме того, в каждом ОАО МНП ежесуточно формируется отчет о валовых показателях (в электронной форме или совокупности элементов базы данных OPER1) и по сети пересылается в Москву. Здесь по ним формируются карточки сводного отчета по валовым показателям за сутки (база данных OPER1) и за период (база данных OPER2).

По истечении месяца ОАО МНП формируют предварительный месячный отчет о выполнении перекачки нефти по договорам (база данных ASK1), при этом используются данные о валовых показателях перекачки, график транспорта нефти по маршрутам, маршрутные телеграммы и данные о выполненных и оформленных в течение месяца транспортных услугах. Сформированные отчеты сетевыми средствами пересылаются в Москву, где на их основе формируются сводные месячные данные ASK1. Далее они выверяются, и каждая партия нефти просчитывается по всему маршруту ее перекачки. Пересчитанные данные помещаются в базу данных ASK2 и рассылаются в ОАО МНП для оформления документов о выполненных транспортных услугах по договорам. При нормальном поступлении в Москву отчетов ОАО МНП о валовых показателях перекачки и отчетов о перекачанных партиях нефти можно отказаться от формирования предварительных месячных отчетов ASK1 на уровне ОАО МНП. В этом случае сводный отчет ASK1 будет формироваться в Москве на основе проверенной на взаимное соответствие информации, накопленной к концу месяца в базах данных OPER2, PARTI, ORDER и ASK3.

Прикладные задачи АСКИД

АСКИД АК «Транснефть» имеет базовый состав прикладных задач. Из этих задач комплектуются пользовательские подсистемы. Конкретный состав подсистем и входящих в них прикладных задач устанавливает администратор АСКИД по заявке конкретных пользователей. Для этого в АСКИД имеется специальная группа системных задач. Возможность беспрепятственно группировать прикладные задачи обеспечивается тем, что напрямую между собой прикладные задачи не взаимодействуют. Каждая прикладная задача взаимодействует только с оболочкой системы и с системой управления базами данных АСКИД. Таким образом, каждый пользователь (группа пользователей) АСКИД может иметь на своей рабочей станции состав и структуру прикладных задач, ориентированных на его технологию работы с данными. Ниже рассмотрены типовые процедуры использования этих прикладных задач.

В АСКИД АК «Транснефть» в функциональном плане можно выделить одиннадцать подсистем: кодификаторов, маршрутов, организаций, договоров, ограничений на перекачку, заказов на транспортные услуги, графиков перекачки по маршрутам, заявок ОАО МНП, валовых показателей перекачки нефти, учета поставок партий нефти, месячных фактов перекачки нефти по маршрутам [65].

• Подсистема кодификаторов содержит группу системных задач, взаимодействующих с базой данных DIC и обеспечивающих создание новых кодификаторов, заполнение и корректировку состава любого кодификатора, просмотр с экрана и распечатку любого кодификатора и рассылку кодификаторов в ОАО МНП. Доступ к задачам подсистемы имеют только специалисты отдела информатики и вычислительной техники АК «Транснефть». Все заявки на пополнение или корректировку кодификаторов пользователи АСКИД подают в этот отдел. Здесь определяются корректность заявки, возможность ее исполнения и порядок рассылки в ОАО МНП откорректированных кодификаторов. На уровне ОАО МНП эта подсистема содержит задачи просмотра и распечатки кодификаторов.

• Подсистема маршрутов уровня АК «Транснефть» объединяет группу прикладных и системных задач АСКИД, работающих со справочником маршрутов SPRV и обеспечивающих заполнение, корректировку и распечатку содержания этой базы данных, а также рассылку ее в ОАО МНП. Заполнение и корректировку справочника маршрутов проводят специалисты отдела информатики и вычислительной техники АК «Транснефть». Все заявки на корректировку этого справочника пользователи АСКИД подают в этот отдел. Просмотр и распечатка справочника маршрутов доступны пользователям АСКИД. На уровне ОАО МНП подсистема включает задачи просмотра и распечатки справочника маршрутов, переданного из Москвы.

• Подсистема организаций на уровне АК «Транснефть» содержит группу прикладных и системных задач АСКИД, работающих со справочником организаций ADRES и обеспечивающих заполнение, корректировку и распечатку справочника, а также рассылку его в ОАО МНП. Заполнение и корректировку справочника осуществляют специалисты договорно-коммерческого отдела и отдела информатики и вычислительной техники АК «Транснефть». Все заявки на корректировку этого справочника пользователи АСКИД подают в эти отделы. Просмотр и распечатка справочника организаций доступны пользователям АСКИД. На уровне ОАО МНП подсистема включает задачи просмотра и распечатки справочника организаций, переданного из Москвы.

• Подсистема договоров на уровне АК «Транснефть» объединяет прикладные задачи, обеспечивающие формирование, корректировку, просмотр, печать и рассылку в ОАО МНП договоров на оказание транспортных услуг (база данных CONTR), приложений к этим договорам с соглашениями о разрешенных маршрутах перекачки (база данных CONTRMG1) и переписки по этим договорам (база данных CONTRMG2). При формировании самих договоров и писем прикладные задачи выбирают информацию из справочника организаций (полное наименование организации, ее руководитель, почтовые и банковские реквизиты), а при формировании и корректировке соглашений о маршрутах - перечень и характеристики возможных маршрутов из справочника маршрутов. Тексты договоров автоматически формируются на основе типовых макетов с последующим редактированием. Подсистема имеет прикладные задачи, обеспечивающие формирование, корректировку, просмотр и распечатку макетов договоров. Число макетов практически не ограничено. Договоры оформляются с нефтедобывающими предприятиями и государственным экспортером нефти, как правило, на весь календарный год. Основными пользователями задач

подсистемы являются специалисты договорно-коммерческого отдела АК «Транснефть». Они формируют и ведут договоры и переписку по ним. Приложения к договорам с перечнем разрешенных маршрутов перекачки формируют специалисты отдела маршрутизации, графиков и качества нефти АК «Транснефть». Рассылку по ОАО МНП договоров и приложений к ним, выполняют специалисты отдела информатики и вычислительной техники. На уровне ОАО МНП эта подсистема содержит, как минимум, задачи просмотра и печати договоров, приложений и писем, присланных из Москвы, и, как максимум, тот же состав задач, что и в подсистеме уровня АК «Транснефть», только с запретом на корректировку данных, присланных из Москвы. На уровне ОАО МНП задачи подсистемы используются для формирования и ведения местных договоров.

• Подсистема ограничений на перекачку нефти содержит задачи, обеспечивающие формирование, корректировку, просмотр и печать информации из базы данных LIMIT. Ограничения на перекачку обновляются ежемесячно. Формируют и корректируют ограничения специалисты отдела маршрутизации, графиков и качества нефти АК «Транснефть». В ОАО МНП ежемесячно посылаются сводки ограничений на перекачку, где их могут просматривать с экрана и распечатывать.

• Подсистема заказов на транспортные услуги по перекачке нефти свободной реализации существует только на уровне АК «Транснефть». Она содержит задачи, обеспечивающие: заполнение и фиксирование в базе данных ORDER описания принадлежащей владельцу и предъявленной к перекачке партии нефти; выбор маршрута перекачки; формирование задания на предоплату транспортных услуг; фиксирование в базе данных предоплаты этих услуг; составление маршрутной телеграммы грузоотправителю этой партии нефти и тем ОАО МНП, которые должны выполнить ее перекачку. В процессе работы задачи подсистемы обращаются к базам данных договоров (номер и характеристики договора, разрешенные маршруты перекачки), к справочнику маршрутов (описание маршрута перекачки), к базе данных ограничений на перекачку (пропускная способность и загрузка по маршруту перекачки), к справочнику организаций (банковские реквизиты, телеграфный адрес и др.), к графику по маршрутам (наличие партии в графике и соответствие объема и маршрута в графике и маршрутной телеграмме). Основными пользователями задач подсистемы являются специалисты договорно-коммерческого отдела АК «Транснефть». Кроме них с этими задачами могут работать специалисты отдела экономических разработок и финансирования (при формировании и редактировании заданий на предоплату) и специалисты отдела маршрутизации, графиков и качества нефти (при согласовании маршрутов перекачки партий нефти).

• Подсистема графиков перекачки нефти по маршрутам на уровне АК «Транснефть» объединяет прикладные задачи, обеспечивающие подготовку, корректировку и передачу в ОАО МНП, отправителям и получателям нефти месячных планов оказания транспортных услуг по договорам (база данных ASK3). Исходными данными для автоматизированного формирования графика по маршрутам являются: планы экспортных поставок нефти на государственные нужды и государственной поддержки поставок на переработку, сформированные в Минтопэнерго РФ; заказы на перекачку от владельцев нефти свободной реализации (база данных ORDER); заявки на перекачку, поступившие от ОАО МНП; приложения к договорам с разрешенными маршрутами перекачки (база данных CONTRMG1); технологические ограничения на объемы перекачки нефти в контрольных точках нефтепроводной системы (база данных LIMIT). В этот график, как правило, включаются все принятые АК «Транснефть» заказы на перекачку нефти свободной реализации. График составляют специалисты отдела маршрутизации, графиков и качества нефти. Данные графика автоматически

проверяются на наличие формальных ошибок (разрыв маршрутов и др.) и по ним посредством специальных прикладных задач составляются телеграммы отправителям и получателям нефти, в которых указываются объемы и структура поставок нефти, включенных в график перекачки по маршрутам. Далее специалисты отдела информатики и вычислительной техники обеспечивают выборку данных по каждому ОАО МНП и рассылку их средствами сети. В течение месяца график многократно корректируется. Основные причины корректировки — изменение планов государственных поставок, поступление новых или корректировка уже принятых заказов на перекачку нефти свободной реализации и текущие заявки ОАО МНП на дополнение или корректировку графика. На уровне ОАО МНП подсистема включает задачи, обеспечивающие прием графика из Москвы, дополнение его планами местных поставок, просмотр с экрана и печать в форме сводок.

• Подсистема заявок на уровне ОАО МНП обеспечивает формирование, редактирование, просмотр, печать и передачу на уровень АК «Транснефть» базы данных ZAJAV. В ОАО МНП такие заявки составляются, в основном, в двух ситуациях:

- в процессе дополнения графика центрального органа управления АК планами перекачки по местным договорам;

- когда ОАО МНП предлагает скорректировать график по маршрутам, присланный из Москвы.

Заявки передаются на уровень АК «Транснефть» по мере их составления. На уровне АК «Транснефть» подсистема имеет задачи включения в общую базу данных ZAJAV новых заявок, присланных из ОАО МНП, просмотра и печати заявок. Заявки используются специалистами отдела маршрутизации, графиков и качества нефти как исходные данные при корректировке графика по маршрутам.

• Подсистема валовых показателей перекачки нефти на уровне ОАО МНП имеет задачи, работающие с базой данных OPER1 и обеспечивающие: экранный режим формирования суточного отчета ОАО МНП по валовым показателям приема и сдачи нефти, а также наличия нефти и свободных емкостей в резервуарных парках; просмотр этих данных и печать сводок по ним; пересылку суточных отчетов на уровень АК. На уровне АК «Транснефть» подсистема имеет задачи формирования сводной суточной базы данных OPER1 с валовыми показателями перекачки нефти по системе нефтепроводов компании, просмотра этих данных с экрана, формирования и печати суточных сводок, переноса информации из суточной базы данных OPER1 в месячную базу данных OPER2, формирования сводок валовых показателей перекачки за интервал. ОАО МНП имеют возможность формировать суточные отчеты средствами АСКИД или своими средствами в электронном формате или OPER1. На уровне АК «Транснефть» пользователями задач подсистемы являются специалисты отдела оперативной информации.

• Подсистема учета поставок партий нефти на уровне ОАО МНП имеет задачи, работающие с базами данных PART и обеспечивающие экранный режим формирования и корректировки данных о перекачанных и оформленных актами приема-сдачи партиях нефти, просмотр этих данных и печать сводок по ним, пересылку этих данных на уровень АК «Транснефть». Данные по экспортным поставкам нефти и поставкам нефти свободной реализации формируются конечными ОАО МНП ежедневно. Остальные ОАО МНП формируют эти данные по мере оформления документов в соответствии с регламентом, принятым в АК «Транснефть». Основой для формирования данных в ОАО МНП являются переданные из АК «Транснефть» маршрутные телеграммы, а точнее данные из базы данных ORDER, описывающие эти маршрутные телеграммы. На уровне АК подсистема имеет задачи, обеспечивающие:

формирование из данных, переданных из ОАО МНП, сводной базы данных учета поставок PART1; сопоставление этих данных с маршрутными телеграммами, переданными в ОАО МНП (база данных ORDER); просмотр этих данных, составление и печать сводок по ним; рассылку данных в те ОАО МНП, которые участвуют в перекачке соответствующих партий нефти. На уровне АК «Транснефть» пользователями задач подсистемы являются специалисты отдела оперативной информации.

• Подсистема месячных фактов перекачки нефти по маршрутам работает с базами данных ASK1 и ASK2. На уровне ОАО МНП она содержит задачи, позволяющие в автоматизированном режиме формировать и корректировать месячные отчеты ASK1 с предварительными данными перекачки всех партий нефти по маршрутам ОАО МНП. Исходными данными для отчета являются валовые показатели перекачки, график транспорта нефти по маршрутам, полученные из АК «Транснефть» маршрутные телеграммы и данные о выполненных транспортных услугах. Данные отчета являются предварительными, потому что перечисленные исходные данные не позволяют на уровне ОАО МНП произвести точное распределение по партиям всей перекачанной в течение месяца нефти. Помимо задач подготовки отчета на уровне ОАО МНП подсистема содержит задачи, обеспечивающие: передачу данных из ASK1 на уровень АК «Транснефть»; прием из АК «Транснефть» выверенных данных и занесение их в базу данных ASK2; просмотр данных, формирование и печать сводок по всем данным подсистемы. На уровне АК «Транснефть» подсистема имеет комплекс задач, который обеспечивает: сбор отчетов ОАО МНП в общую базу данных ASK1; логическую проверку сводного отчета на совпадение общих объемов сдачи и приема нефти на смежных ПСЦ на целостность маршрутов перекачки; автоматическую балансировку партий нефти по сквозным маршрутам перекачки на основе данных, представленных конечными на маршруте ОАО МНП; перераспределение по партиям объемов нефти, сданных на конечных или принятых на начальных на маршруте ПСП с последующим перерасчетом объемов по сквозным маршрутам перекачки; рассылку в ОАО МНП пересчитанных объемов выполнения транспортных услуг по договорам; формирование и печать различных сводок по данным ASK1 и ASK2. На уровне АК «Транснефть» основными пользователями задач подсистемы являются специалисты отдела учета и балансировок, которые должны выполнять проверку отчетов ОАО МНП и расчет сбалансированных по маршрутам данных.

С декабря 1991 г., когда были начаты работы по созданию, АСКИД эволюционировала от локального узко специализированного программного продукта для обеспечения контроля исполнения договоров на оказание транспортных услуг до автоматизированной распределённой системы, осуществляющую функции планирования и учета транспорта нефти по маршрутам нефтепроводной сети АК «Транснефть», включая некоторые функции финансового планирования и учета оплаты транспортных услуг. За два года была полностью создана техническая база АСКИД; закуплены, смонтированы и запущены в работу локальные вычислительные сети персональных ЭВМ в АК «Транснефть» и ОАО МНП, включая и ОАО МНП Казахстана, Украины, Азербайджана; подготовлены каналы связи. Все локальные вычислительные сети объединены в единую интегрированную вычислительную сеть АК «Транснефть». Продолжаются работы по подключению к вычислительной сети заказчиков АК «Транснефть» - нефтедобывающих компаний и крупных поставщиков нефти. Не менее важным является этап повсеместного внедрения элементов системы АСКИД на уровне РНУ и ПСП. Проведен комплекс организационных мероприятий, повышающий робастность системы. Выявлены и устранены причины низкого качества графиков по маршрутам (содержательные ошибки), несоответствия маршрутов графика

с маршрутами, указанными в маршрутных телеграммах и, как следствие, большого количества ошибок в декадных и месячных отчетах ОАО МНП по факту выполнения транспортных услуг[65, 67].

Таким образом, в составе АСКИД разработаны, внедрены и успешно эксплуатируются следующие группы функций управления транспортом нефти:

• формирование договоров на оказание транспортных услуг и приложений к ним;

• ведение справочника маршрутов транспорта партий нефти, включающих транспортные потери нефти и тарифы на транспортные услуги;

• обработка заказов на транспортные услуги и выдача заданий на платежи за услуги транспорта партий нефти;

• формирование и рассылка маршрутных поручений на транспорт партий нефти по маршруту;

• формирование и внесение текущих изменений в график транспорта партий нефти по маршрутам с выделением оформленных заказов и выпущенных маршрутных поручений и вводом переходящих партий;

•контроль соблюдения ограничений по ресурсам производителей и загрузке нефтепроводов при оформлении заказов на транспортные услуги и формировании маршрутных поручений;

•контроль объемов перекачки нефти по контрольным точкам и по пунктам сдачи;

• формирование 10-дневных и месячных балансов транспорта партий нефти в разрезе прием/сдача, производитель, владелец, получатель;

• составление в ОАО МНП финансовых сальдо по выполненным объемам услуг и поступившим финансовым средствам на расчетный счет ОАО МНП от заказчиков;

• формирование различных сводок, графиков и другой отчетности;

• сбор и обработка данных по банку качества нефти (БКН);

• расчета фактического грузооборота по ОАО МНП и АК "Транснефть" в целом;

• формирования исполнительного баланса нефти по производителям.

В АСКИД в настоящее время функционирует суммарно по вертикали (АК, ОАО МНП, РНУ, ПСП) около 250 рабочих станций, обслуживается 120 договоров по услугам транспорта нефти. В среднем за месяц через систему проводится от 800 до 1200 партий нефти [35].

Дальнейшее развитие АСКИД АК «Транснефть» планируется в двух направлениях: повышения надежности и комфортности работы описанных подсистем АСКИД и интеграция её в корпоративную ERP систему «Галактика», принятую на вооружение АК «Транснефть».

2.2. Финансово-бухгалтерские системы «АСУ-Бюджет» и «Галактика»

В программе работ 1996г по созданию и развитию функциональных подсистем управления в разделе "Финансы и бухгалтерский учет" были предусмотрены работы по отдельным фрагментам, которые касались в основном бухгалтерского учета, хотя ещё не было окончательно сформировавшихся представлений о структуре функций и идеологии построения этой подсистемы. В соответствии с этой программой было проанализировано состояние автоматизации бухгалтерских и экономических задач в четырех АО («МН Центральной Сибири», «Транссибнефть», «Сибнефтепровод», «Черномортранснефть»). Было признано, что к специфическим условиям

хозяйствования Компании «Транснефть» не подходит ни один из таких программных комплексов, как SAP R/3, BAAN, Oracle Applications, Hyperion SoftWare, система «БОСС» компании «АйТи», Platinum SQL «ЭпикРус», J.D. Edwards One-World. Задачу адаптироваться к специфическим условиям жизнедеятельности АК «Транснефть» и ее дочерних обществ без больших финансовых и временных затрат взяла на себя корпорация «Галактика».

Работы по созданию подсистемы АСУ «Бюджет» были начаты в 1997 г. и затрагивали параллельно два направления: практическое внедрение готовых модулей программного комплекса «Галактика» (ПК «Галатика») на объектах ОАО «Урало-сибирского магистрального нефтепровода» (ОАО «УралСиб», Уфа) и разработку концепции этой подсистемы как вертикального (корпоративного) приложения [34].

Работы были поручены корпорации «Галактика». Президент корпорации – Н.А.Красилов [39].

Мода 1990-х годов на внедрение корпоративных информационных систем (КИС) привела к пониманию того факта, что любая автоматизированная система является всего лишь инструментом, эффективность которого зависит от качества управления компанией и жесткого подчинения внедряемых компьютерных технологий целям и задачам бизнеса. Сегодня практически все крупнейшие мировые нефтегазовые компании либо внедрили, либо завершают процесс внедрения ERP-систем (Enterprise Resource Planning). Российские предприятия ТЭК также определились со своим выбором. Отраслевым стандартом де-факто остается SAP R/3. Однако, некоторые российские сверхгиганты ТЭК, имея специфичные черты в методах управления, выбрали ПК «Галактика», проекты которой в России составляют основную конкуренцию мировым лидерам. Таким образом, расклад в отраслевом секторе российского ERP-рынка специфичен и сильно отличается от мирового.

Полноценная КИС-система имеет целый ряд достоинств. Прежде всего, это позволяет поэтапно систематизировать «вращающуюся» в компании информацию, относящуюся ко всем происходящим бизнес-процессам. Автоматизированная обработка собранной информации и предоставление ее в уже подготовленном для решения той или иной задачи виде максимально облегчает проведение учета, составление отчетности, принятие управляющих решений на любом уровне. Создание единого информационного пространства компании, включающего и территориально удаленные подразделения (наиболее характерные для нефтегазовой отрасли), делают компанию «прозрачной» для топ-менеджмента. Достаточно полно реализовать вышеперечисленные преимущества не смогла еще ни одно из российских предприятий ТЭК. Расплатой за возможность решения таких масштабных задач неизбежно становятся годы кропотливой работы по внедрению систем.

Система является только инструментом, эффективность которого зависит от правильности выбора, грамотности внедрения и, самое главное, от последующей культуры работы с системой. Ее работа должна быть жестко подчинена целям и задачам компании на всех уровнях правления. Каждый пользователь системы должен оперативно получать из системы именно ту информацию, которая необходима для решения стоящих перед ним управленческих задач.

Корпорация «Галактика» стабильно лидирует среди отечественных производителей КИС, занимая свыше 40% рынка российского ПО. За 15 лет работы на рынке «Галактика» стала единственной российской компанией, сумевшей разработать полноценную ERP-систему для крупного бизнеса, конкурирующую даже с SAP R/3. Система «Галактика» насчитывает около 4500 корпоративных клиентов.

Специалисты корпорации «Галактика» долгое время изучали деятельность предприятий нефтегазового комплекса, прекрасно разбираются в проблемах, стоящих

перед отраслью, и предлагают их комплексное решение. За три последних года комплексная информационная система автоматизации деятельности предприятия «Галактика» была установлена почти на 40 предприятиях нефтегазовой отрасли. Среди них нефтяная компания «Юкос», ОАО "Мострансгаз", ОАО "Оренбурггазпром", объединение «Моснефтепродукт», ОАО «Газком», АООТ «Надыммежрайгаз», «Оренбурггазпром» и другие компании и организации.

Две российских нефтедобывающих компании — «ЮКОС» и «СИДАНКО» — одни из первых сделали свой выбор в пользу этой системы. Наиболее масштабный отраслевой проект реализован в «ЮКОСе». Приступив к внедрению системы в конце 1996 года, сегодня компания ведет в ПК «Галактика» бухгалтерский учет, работают модули финансового учета, материального учета, учета работы с поставщиками и покупателями. Реализован и оперативный учет операций с нефтью и нефтепродуктами, в том числе экспортных поставок. Сегодня проект развивается в дочерних компаниях, в частности, принято решение о тиражировании «Галактики» на нефтеперерабатывающих заводах «ЮКОСа». Другим показательным проектом является работа корпорации «Галактики» в «СИДАНКО». Результатом совместной деятельности с 1999 г., когда был заключён договор между корпорацией «Галактика» и нефтяной компанией стала актуализация процесса принятия решений. Любой документ компании появляется в «Галактике», т.е. с ее помощью можно проследить ход всех бизнес-процессов. Совместными усилиями партнеры добились получения ежедневного материального баланса. В рамках этого проекта были сделаны специальные разработки в ПК «Галактика» по договорной деятельности, по управлению векселями и кредитами. Сейчас идёт тиражирование и адаптация проекта в дочерних компаниях «СИДАНКО», в частности, на Саратовском НПЗ.

Таким образом, на момент заключения договора с АК «Транснефть» программные продукты корпорации «Галактика» уже завоевали признание на российском рынке интеллектуальных продуктов. В процессе внедрения системы на объектах магистрального транспорта нефти поддержка отраслевой специфики непрерывно совершенствуется, прежде всего, за счет включения в нее все большего числа функций технологической поддержки производства. Всего за время совместной работы АК «Транснефть» и корпорации «Галактика» в системе было реализовано более тысячи разных предложений по учету отраслевой специфики трубопроводного транспорта. Разработано и эксплуатируется более 50 специализированных отчетных форм. Указанное, впрочем, не означает, что вся внутрифирменная специфика акционерной компании перенесена в ПК «Галактика». Совместная работа позволила интегрировать с ней ранее существовавшие наработки различных подразделений компании. Используя систему "Галактика" для учета экспорта нефти и нефтепродуктов, можно вести учет одновременно по отгрузке и по оплате, автоматически разносить спецификации и проводки по нефтепродуктам (облагаемым или необлагаемым налогом на горюче-смазочные материалы), автоматически списывать затраты по каждой таможенной декларации. Система позволяет вести учет экспорта не только в дальнее зарубежье, но и в страны СНГ, где есть валютный НДС. Данная схема разрабатывалась для того, чтобы максимально упростить учет, с одной стороны понимая о сложности и запутанности российского законодательства, связанного с экспортом нефти и нефтепродуктов), а с другой — делая удобным контроль.

ПК «Галактика» использует уже имеющиеся в АК «Транснефть» аппаратные средства связи, автоматики и телемеханики. Одним из важных достоинств системы «Галактика» является реальная мультиплатформенность. Система может функционировать либо с использованием менеджера записей bTrieve, либо совместно с MS SQL-сервер, либо совместно с СУБД Oracle. При этом прикладные решения не зависят от типа используемой СУБД. В результате и в центральном офисе, и в региональных представительствах может применяться одна и та же информационная

технология. Например, в головную компанию может быть установлен вариант системы с применением СУБД Oracle, а в дочернюю - только обслуживаемый и менее дорогой вариант, использующий bTrieve. В компании «Транснефть» система работает под управлением Windows NT на платформе MS SQL-сервера.

Для повышения эффективности работы используется технология двух серверов: один сервер обслуживает процедуры ввода первичной информации, а второй - процесс формирования отчетов. В настоящее время ведутся работы, чтобы система работала в режиме online со всеми региональными управлениями.

Другой, не менее важной отличительной чертой ПК «Галактика» является высокий уровень функциональности, хорошо отлаженный для решения базовых задач в низовом звене организационно-экономического управления. Сразу после установки системы можно нормально работать: выписывать платежные поручения, делать бухгалтерские проводки, учитывать накладные и первичные документы, причем без длительного периода настройки и адаптации, в полном соответствии с текущим Законодательством. При этом в процессе эксплуатации не требуется никакой особой поддержки. С другой стороны, система "Галактика" имеет огромное число настроек, поддерживает много уровней аналитики, сложные системы взаимозачетов и т. д. Система "Галактика" быстро развивается и обеспечивает высокую степень адаптивности, что особенно важно в современных российских условиях. За счет этого ее можно быстро подстраивать под вновь изменившуюся обстановку. Большинство западных систем данным свойством не обладают. Возможно, это объясняется тем, что западный бизнес менее динамичен, чем наш. Западные системы изначально более статичны, чем российские и будучи настроенными на определенную, достаточно устоявшуюся технологию ведения бизнес-процессов с большим трудом поддаются перенастройке. В российских условиях это очень опасно. Ошибка в настройке подобной системы, например, выбор некорректного технологического маршрута прохождения документа или отчета может привести к существенному искажению информации.

И, наконец, важно, насколько система открыта и сопрягаема с другими системами. В АК «Транснефть» с системой "Галактика" сопрягается порядка 10 сторонних систем, передавая в нее информацию, что позволяет ставить систему "Галактика" не везде, а только в части предприятий компании. При этом дочерние предприятия могут работать на других системах, что обеспечивает необходимую гибкость общекорпоративной информационной технологии. Для российских предприятий ТЭК отмеченное очень важно, поскольку до сих пор не везде имеется понимание важности информационных технологий, да и квалификация персонала далеко не одинакова. Вследствие этого не всегда есть возможность установить даже очень хорошую систему на всех предприятиях компании.

Система «Галактика» имеет компонентную структуру, каждый клиент может выбрать именно ту конфигурацию, которая максимально соответствует его задачам и возможностям. Для предприятий массового рынка важны средства автоматизации производства, снабжения, сбыта, бухгалтерского учета.

На сегодняшний день система "Галактика" включает не только большое число модулей общего назначения, позволяющих автоматизировать важнейшие задачи бухгалтерского и оперативно-технического учета, но и в значительной степени поддерживает ту специфику, которая характерна только для предприятий нефтяной отрасли. В частности, система обеспечивают составление товарных балансов, учет нефтяных акцизов, позволяет решать задачи, связанные с транспортировкой

нефтепродуктов и спецификой учета отгрузки/реализации нефтяных компаний. В полной мере поддерживается возможность групповой работы в системе и функции консолидации данных отдельных предприятий компании для составления сводной отчетности.

Таким образом, на сегодняшний день в финансово-бухгалтерской области совместными усилиями АК «Транснефть» и корпорации «Галактика» решены следующие задачи:

• разработка и внедрение в практику для всех отделов служб Компании единого терминологического и аксиоматического словаря;

• анализ функционального наполнения деятельности служб и отделов Компании и сопровождающего ее документооборота;

• формирование технического задания на подсистему АСУ-Бюджет»;

• реализация функций формирования и согласования бизнес-планов ОАО МНП, в том числе у его подразделов по направлениям деятельности;

• внедрение в эксплуатацию апробированного в ОАО «УралСиб» пакета "Галактика" в трех ОАО МНП;

• отработка основных функций АСУ-"Бюджет" на базе нескольких ОАО МНП и АК «Транснефть»;

• разработка интерфейсов ввода/вывода данных из/в другие эксплуатируемые в ОАО бухгалтерские системы.

Проектом концепции создания вертикально интегрированной системы управления Компании «Транснефть» в АСУ «Бюджет» предусмотрено автоматизировать такие вертикально-горизонтальные функции управления как:

• планирование ресурсов корпорации;

• календарное планирование финансово-хозяйственной деятельности;

• контроль хода выполнения работ по реконструкции, капитальному ремонту и техническому перевооружению системы магистральных нефтепроводов;

• консолидация бухгалтерской отчетности;

• анализ финансово-хозяйственной деятельности дочерних обществ и компании в целом;

• переход на единый программный комплекс расчета заработной платы;

• управление кадрами;

• переход на единый программный комплекс бухгалтерского и складского учетов;

• связь с финансовой подсистемой АСКИД и существующими системами бухгалтерского учета и отчетности.

Схема учета экспорта нефти и нефтепродуктов ПК «Галактика» разрабатывалась для крупных предприятий с большим объемом информации (некоторым из них приходится обрабатывать около 2000 государственных таможенных деклараций в месяц). Чтобы эти массивные базы данных включились в нужную схему, необходим мощный автоматизированный интерфейс, т.е. средство для «закачки» данных в «Галактику» из Exel, Access, систем распознавания текста. Такое средство — API-интерфейс — сейчас активно разрабатывается специалистами корпорации «Галактика». Небольшие предприятия, у которых объемы информации невелики, вполне могут использовать эту схему и сейчас. Единственным недостатком будет то, что данные в систему «Галактика» нужно заносить вручную. Но при небольших объемах информации эта операция не займет много времени и сил.

Немаловажно и то, что система "Галактика" является существенно менее дорогой по сравнению с западными аналогами. Приобретение и настройка крупной

западной системы (R/3, Baan, Oracle Financial и др.) выливаются в очень существенные затраты. Речь идет о нескольких миллионах или даже десятков миллионов долларов. В результате пользователь попадает в прямую зависимость от собственных инвестиций в информационную технологию, а, следовательно, и от поставщика внедренных решений. При этом есть риск того, что один раз внедренная и настроенная информационная технология не позволит в последующем изменить бизнес-процессы так, как это хотелось бы пользователю, а ее перенастройка потребует затрат, сопоставимых с первоначальным внедрением. Достаточно сказать, что стоимость дня работы одного консультанта западной фирмы стоит 1000 долл. США и более.

Альтернативные решения проблем корпоративного управления предлагают такие западные компании как BAAN, Oracle, Hyperion SoftWare, «АйТи», Platinum SQL, J.D. Edwards One-World. Лидером же среди западных корпоративных информационных систем в мире традиционно остается система SAP R/3. Появившись на российском рынке еще в 1992 году, SAP R/3 к настоящему моменту насчитывает 200 инсталляций в СНГ, среди них 150 — в промышленной эксплуатации. Эту систему внедряют почти все крупнейшие российские нефтяные компании — «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ», ТИК, «Славнефть», «Татнефть», «Сибнефть», «Роснефть», «Башнефть», а также «Газпром». Крупные проекты SAP реализует и в сфере нефтепереработки и нефтехимии. В частности, SAP R/3 функционирует на предприятиях «Ярославнефтеоргсинтез», «Пермнефтеоргсинтез», «Салаватнефтеоргсинтез», «Воронежсинтезкаучук», на Омском и Хабаровском НПЗ. Реализуется проект на ОАО «Нижнекамскнефтехим». Система поддерживает высокий уровень интеграции, позволяющий объединить все информационные уровни компании, — от АСУ ТП до IT-решений, используемых топ-менеджментом компании для отработки стратегии развития. С ее помощью прослеживается вся цепочка формирования стоимости строящихся объектов — от заявок на материалы и оборудование до момента пуска объекта. В системе осуществляется оперативный учет и контроль платежей (модули «Финансы» и «Контроль и регулирование бюджета»). Опытную эксплуатацию проходит система управления сбытом нефтепродуктов. Значительная модернизация осуществляется и в области материально-технического снабжения — уже полностью подготовлена технология организации внешнего интерфейса системы для закупок оборудования и материалов с помощью электронных тендеров. В перспективе — создание электронной торговой Интернет-площадки.

Следует отметить, что для эффективного функционирования в компании, например, системы электронной коммерции типа B2B необходимо, чтобы в ней сначала нормально заработала ERP-система. Информация на обоих концах B2B не должна «останавливаться» и переноситься сотрудниками вручную на бумагу. Только интеграция ERP и B2B решений способна обеспечить нормальное качество и скорость передачи данных из одной системы в другую и последующую эффективную обработку информации.

В направлении создания Интернет-решений для нефтегазовой отрасли движутся сегодня все крупные разработчики ERP-систем. А все российские предприятия ТЭК, со своей стороны, уже начали апробацию таких решений. Так, уже работают Интернет-площадки для торговли нефтегазовым оборудованием и материалами, в недалекой перспективе — организация виртуальных площадок для торговли нефтью и нефтепродуктами.

Наиболее продвинутым решением в области Интернет технологий является платформа mySAP.com компании SAP. Она выступает в роли универсального инструмента ведения электронного бизнеса для предприятия любой отрасли и масштаба, сочетая в себе накопленный SAP опыт создания «традиционных» систем

(ERP, CRM, SCM...) с Интернет-решениями. Эти решения уже реально внедряются нефтяниками. Например, в конце февраля 2002 года, одновременно с объявлением о завершении первого этапа работ по внедрению SAP R/3 в «Татнефтеснабе» (ОАО «Татнефть»), компании SAP и Sterling Group заявили о подписании договора на внедрение в «Татнефти» платформы mySAP.com (на 1000 рабочих мест). Автоматизированные рабочие места уже действуют в «Татнефти», позволяя контролировать бюджет и платежи. Ближайшим этапом, завершить который планируется в конце 2002 года, станет создание 150-ти рабочих мест mySAP.com в «Татнефтеснабе».

Другим интересным решением является система «Инмарсис» (разработка НЦИТ «Интертех»), представляющая собой электронную торговую площадку для реализации нефтегазового оборудования. Контрольные тендеры в системе, запущенной в эксплуатацию в мае 2000 года, уже провели практически все крупнейшие нефтяные компании — «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сургутнефтегаз», ТНК, «Сибнефть», «Роснефть», «Славнефть», «Татнефть», «Башнефть», а также РАО «Газпром». По некоторым из них уже произведены закупки оборудования. И не случайно в сентябре 2001 г обе компании — SAP и НЦИТ «Интертех» — объявили о начале реализации совместного проекта по интеграции mySAP.com и системы «Инмарсис». Это позволит нефтегазовым компаниям подключать службы материально-технического снабжения, использующие решение для электронных закупок mySAP E-Procurement, к системе «Инмарсис». В самой системе «Инмарсис» находится и постоянно обновляется информация о поставщиках оборудования и материалов для нефтегазового сектора, включая их прайс-листы на продукцию. Данное решение призвано обеспечить прямое взаимодействие «поставщик-снабженец» on-line.

Мировая практика современных информационных технологий свидетельствует, что эти технологии и создаваемые на их базе системы не могут существовать по принуждению, и как бы жестко административно, финансово и т.п. не была регламентирована такая система, при первой же возможности она стремится выйти из подчинения и распасться. При этом сбой и неповиновение может произойти по самой прозаичной, элементарной причине, на которую сверху повлиять практически невозможно, но его последствия будут дестабилизировать (блокировать на информационном уровне) всю систему [121].

2.3 Система управления и контроля технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов (СКУТОР)

Для обеспечения надежности, экологической безопасности и снижения аварийности магистральных нефтепроводов в 1996 г. были начаты работы по созданию информационно-аналитической системы для определения технического состояния нефтепроводов, объемов времени и затрат для поддержания их работоспособности, а так же объемов капитального ремонта на основе технической диагностики.

Создаваемый интеллектуальный продукт, получивший название – «Автоматизированная система контроля и управления техническим состоянием и ремонтом объектов и сооружений магистральных нефтепроводов – СКУТОР» [35, 48,120], был задуман в виде системы с развитыми средствами сбора и обработки данных для всех уровней управления на основе интегрированной трехуровневой вычислительной сети - Интерсети.

Главный конструктор СКУТОР - директор ЗАО «НЕФТЕГАЗСИСТЕМА» В.А.Нащубский [121].

Основными целями создаваемой системы являются:

•мониторинг и прогнозирование технического состояния трубопровода в целом и его элементов;

• мониторинг ресурса трубопровода и резервуарных парков;

• планирование и контроль выполнения текущего, среднего и капитального ремонтов.

Фактической базой для реализации СКУТОР является:

• исполнительная документация,

• заводские каталоги и технические паспорта оборудования,

• ретроспективный статистический материал,

• опыт эксплуатации, накопленный в АК «Транснефть»,

•результаты инструментальных и внутритрубных инспекций, выполненных ЦТД «Диаскан».

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА:

Информационно-аналитическая система призвана обеспечить единое информационное пространство для своевременной и скоординированной поддержки принятия управленческих решений на рабочих местах технических специалистов и ремонтного персонала структурных подразделений районных нефтепроводных управлений (РНУ), акционерных обществ (ОАО), акционерной компании (АК).

Функциональная структура СКУТОР рассматривается как система поддержки принятия управляющих решений на каждом из уровней управления (рисунок 15). Она включает реализацию последовательности следующих этапов:

• ввод данных;

• анализ данных;

• обработка данных;

• разработка и выбор оптимальных планов;

• контроль за исполнением.

Структура СКУТОР и средства программной реализации однотипны для всех уровней управления и отличаются только степенью детализации, исходя из конкретных задач, решаемых на этих уровнях.

Архитектура СКУТОР для уровней РНУ-АО-АК (рисунок 16) включает:

• программные средства визуализации данных (SLIDER);

• автоматизированные рабочие места пользователей (АРМ);

• средства СКУТОР по линейной части нефтепровода;

• средства СКУТОР по ЭХЗ;

• Базы Данных.

Средства СКУТОР по базам данных включают разделы:

• диагностика,

• дефекты,

• производительность нефтепроводов,

• сведения об авариях на нефтепроводах и резервуарах,

• сведения о капитальном ремонте,

• технические характеристики магистральных нефтепроводов,

• сведения о запорной арматуре,

• технические характеристики резервуаров и объемы полезной емкости,

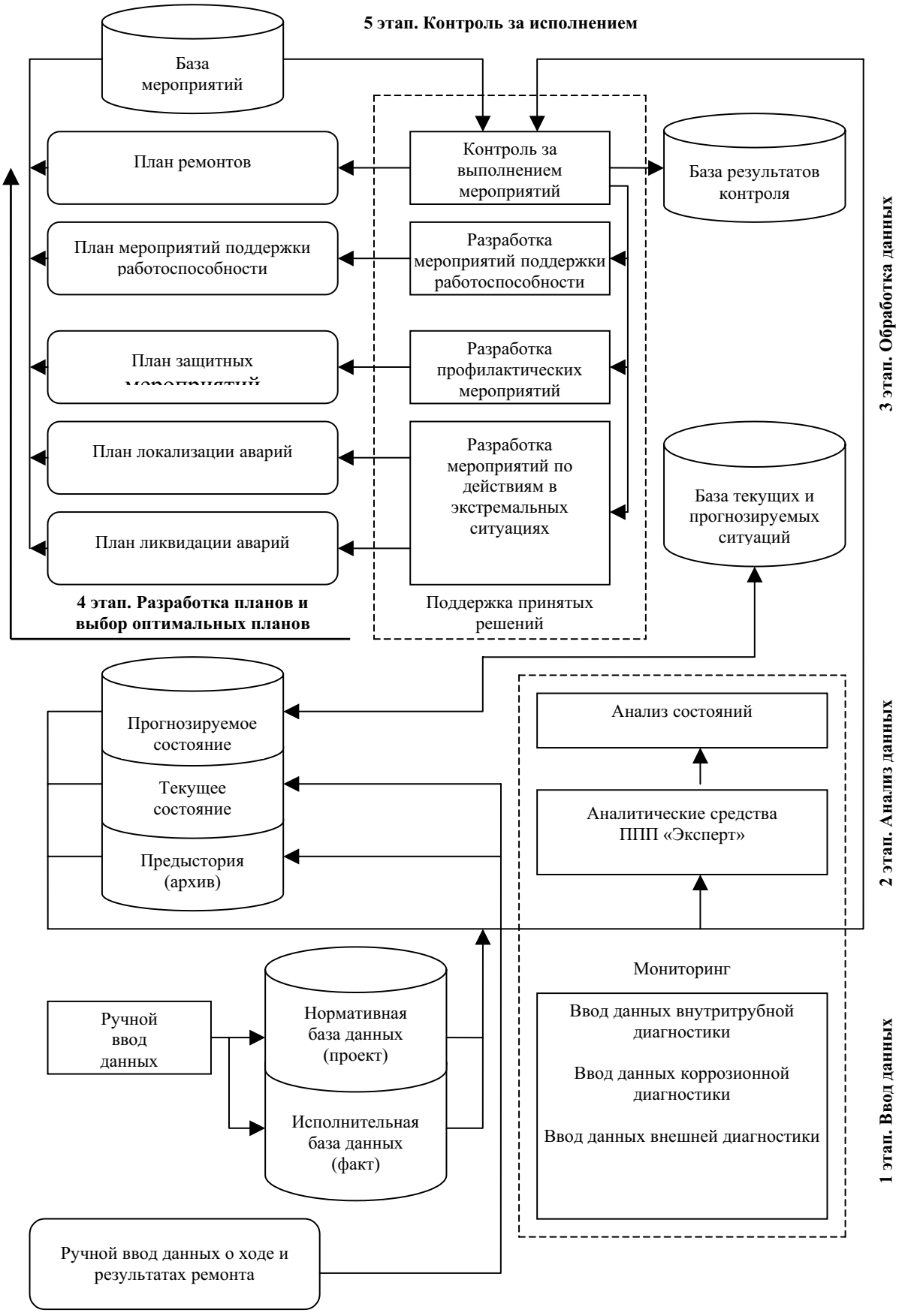


Рисунок 15 - Функциональная структура СКУТОР

• характеристики подводных переходов,
• узлов учета, электрохимзащиты,
• номенклатура продукции (выпускаемой ЦБПО),
• технические характеристики основного оборудования НПС,
• разделы баз данных РИСТОН и ДЕФЕКТ;

Средства СКУТОР по формам представления информации включают:

• схемы грузопотоков с пропускными способностями с учетом ограничений при плановых остановках и прочностных характеристик дефектов,
• схемы диагностированных нефтепроводов,
• схемы нефтепроводов с обнаруженными и устраненными дефектами,
• профили нефтепроводов,
• схемы капитального ремонта,
• схемы нефтепроводов,
• схемы расположения запорной арматуры,
• схемы расположения резервуаров,
• схемы узлов учета,
• чертежи оборудования.

Учитывая трехуровневую структуру системы управления РНУ-АО-АК предлагается следующее распределение функций по уровням.

Уровень РНУ:

На этом уровне СКУТОР обеспечивает:

• ведение базы данных (паспортные характеристики) имеющегося в эксплуатации оборудования НПС, РП, ЛЧ;

• ведение базы данных и оперативный доступ к географической информации (картография, аэрофотосъемка, съемка трубопровода);

• формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных отказов и аварий;

• хранение в электронном виде документации по технологии производства и ремонта;

• составление графика, документирование процесса проведения и результатов планово-предупредительных ремонтов (ППР);

• поиск и отображение различного рода справочных материалов, в том числе графических, паспортных и т.п. и оценка соответствия технических характеристик оборудования для решения поставленных задач;

• автоматизацию оперативной (телефонограммы, факсы, E-mail) и административно - распорядительной (приказы, распоряжения, инструкции) деятельности, необходимой для координации действия оперативного, ремонтного и инженерно-технического персонала для всех структурных единиц.

СКУТОР обеспечивает посредством введения информации в базы данных решение следующих задач с помощью средств АРМ:

• разработка проектов планов и контроль их выполнения после утверждения в АО;

• план подготовки и обеспечения диагностических и инспекционных обследований по всем типам оборудования и сооружений;

• определение пропускной способности нефтепроводов, исходя из технического состояния, разработка и контроль исполнения мероприятий по ее поддержанию;

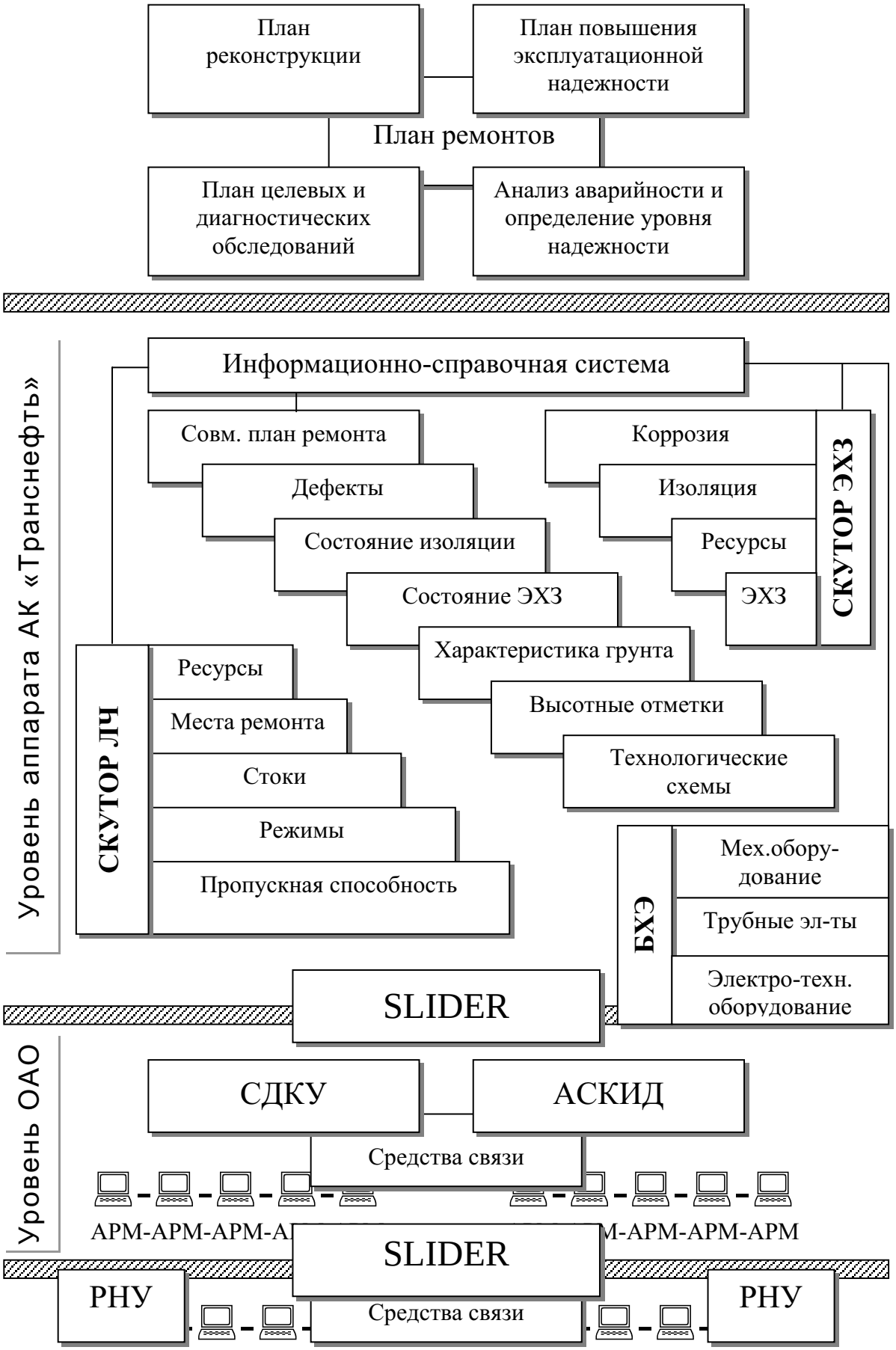


Рисунок 16 – Архитектура СКУТОР

• разработка и контроль исполнения планов текущего, среднего и капитального ремонтов технологического оборудования;

• решение технологических задач.

Уровень ОАО:

На этом уровне средствами СКУТОР должна осуществляться обработка и систематизация данных уровня РНУ с целью формирования планов с учетом их финансовой сбалансированности и минимизации затрат на их реализацию, оценке достаточности и эффективности, подготовка и формирование отчетных документов в целом по ОАО и передача на исполнение указаний с уровня АК. При этом СКУТОР должна обеспечивать на основе введенных данных на уровне РНУ и ОАО:

• определение технического состояния нефтепровода и его отдельных участков;

• выявление и ранжирование участков нефтепровода с наибольшей вероятностью возникновения повреждений и степенью опасности для окружающей среды;

• оценку степени риска эксплуатации нефтепроводов обеспечения надежности работы транспортной системы и исключения возможных финансовых потерь;

• аттестацию трубопроводов (участков) на основе прогноза степени опасности и технического состояния;

• план локализации и ликвидации аварий;

• обобщенное схематическое изображение сети трубопровода с нанесенными на нее основными объектами, обеспечивающими транспорт нефти (нефтепровода, НПС, РП);

• получение паспортных данных по объектам, соответствующим элементам схемы, величины полезной емкости резервуарных парков, а также текущей пропускной способности нефтепровода с учетом их технического состояния;

• доступ к данным уровня РНУ;

• ведение баз данных дефектов (обнаруженных и устраненных);

• графическую интерпретацию баз данных ДЕФЕКТ, получаемых на основе данных внутритрубной дефектоскопии аппаратами «Ультраскан»;

• контрольное, выборочное или систематическое решение комплексов функциональных задач (оценки коррозионного состояния магистрального нефтепровода, стоков нефти, прогнозирование последствий аварий на подводных нефтепроводах с использованием математических моделей и т.д.);

• поддержку взаимодействия с информационной системой АК;

• подготовку и оформление отчетной документации.

Уровень АК

На этом уровне осуществляется интегрированная обработка и систематизация данных и отчетов, поступающих с уровня ОАО с целью:

• определения пропускной способности, исходя из технического состояния трубопроводов по основным направлениям;

• выработки согласованного плана ремонтов, диагностических и инспекционных обследований;

• анализа аварийности и определения уровня надежности;

• выработки плана повышения эксплуатационной надежности;

• выработки плана капремонта и реконструкции;

• контроль за его выполнением.

СКУТОР должна обеспечивать:

• оценку эффективности планируемых мероприятий по критериям:

- поддержание пропускной способности нефтепроводов,
- использование полезной емкости резервуарных парков,
- снижение аварийности и отказов оборудования,
- обоснование экономичных и безопасных режимов перекачки,
- оптимизация затрат на их реализацию,
- а также реализации всех функций, действующих на уровне ОАО МНП;

• выделение приоритетных направлений при разработке программ по повышению надежности нефтепроводов и снижению степени риска возникновения аварий;

• выявление главных факторов, которые приводят к росту степени опасности технического состояния трубопроводов (участков);

• принятие решений по частоте проведения внутритрубных инспекций (периодичности диагностирования).

По ряду объективных и субъективных причин к 2002 г. далеко не все предусмотренные функции СКУТОР реализованы. В ОАО "Верхневолжские МНП" и "Урало-Сибирские МНП" отработана лишь информационная часть задач системы СКУТОР [48]:

1. Графическая интерпретация баз данных ДЕФЕКТ на примерах обработки обследований ЦТД;

2. Представление базы данных РИСТОН в структурах баз данных СКУТОР;

3. Информационное и программное обеспечение АРМ по следующим объектам:

• магистральные нефтепроводы, их названия и диаметры;

• НПС, их названия, километр по трассе;

• перемычки, лупинги, резервные и обводные нитки;

• резервуарные парки, типы, объемы и число резервуаров;

• узлы учета нефти;

• пункты сдачи нефти потребителям и их названия;

• основные пересечения с возможностью выхода со схем на базы данных конструктивных элементов и установленного оборудования;

• аварийные службы регионов (телефонные справочники и карты-схемы регионов).

4. База данных и интерфейс «Технологические схемы нефтепроводов» с указанием:

• нефтепроводов, их названий и диаметров;

• НПС, их названий и километража;

• перемычек, лупингов, резервных и обводных ниток, их названий (при наличии) и километража;

• линейных задвижек, их технологических номеров, километража и вида привода;

• задвижек, входящих в состав обвязки линейных сооружений и площадок, их технологических номеров и вида привода;

• элементов подключения НПС и камер пуска-приема очистных устройств;

• отдельно стоящих вантузов, их технологических номеров, километража и диаметра;

• манометров, сигнализаторов и вантузов, входящих в состав технологических узлов;

• основных пересечений и возможностью выхода на базы данных конструктивных элементов, установленного оборудования и обзорных карт-схем.

5. Профили трасс по рабочим материалам ОАО и РНУ с указанием:

• высотных отметок и глубин заложения труб в Балтийской системе высот;

• переходов и пересечений, их названий и километража;

• линейных задвижек, их номеров и километража;

• вантузов;

• КИКов;

• перемычек, лупингов, резервных и обводных ниток, их названий (при наличии) и километража;

• СКЗ и СДЗ;

• километровых столбов;

• границ землепользования.

В настоящее время в АК «Транснефть» функционирует I очередь СКУТОР (140 рабочих мест, в том числе 20 в АК «Транснефть») [121].

Заполненный объем базы данных уровня АК составляет более 1500 Мб графической информации (46,8 тыс. км трасс МНП, технологические схемы, профили, ситуационные планы) и 50 Мб (200 тыс. записей) алфавитно-цифровой информации. Подсистема оперативного сбора информации содержит 50 обобщенных отчетных документов уровня АК (188 машинописных листов), формируемых из отчетных форм, поступающих из ОАО (1151 машинописный лист). Периодичность сбора и обновления информации отражена в таблице12:

Таблица 12

Заказчик	Периодичность сбора		
	декада кол./объем	месяц кол./объем	квартал кол./объем
Отдел эксплуатации (ОЭ)		7	
Производственный отдел (ПО)	5	12	
Служба главного механика (Сл.ГМ)		6	2
Служба главного энергетика (Сл.ГЭ)		6	11

Опыт эксплуатации I очереди СКУТОР позволил проанализировать принятые решения, сделать определенные выводы и скорректировать программу работ в целях повышения эффективности освоения и использования системы.

К положительным результатам следует отнести то, что в основных производственных подразделениях (ОЭ, ДО, ПО, Сл.ГМ, Сл.ГЭ) на всех трех уровнях (РНУ-ОАО-АК), где для производства ремонтов используется большой объем неформализованной технической документации (картография, геодезия, технологические схемы, результаты инспекций, паспорта, сертификаты и т.д.) и где до настоящего времени информационные технологии отсутствовали, а средства вычислительной техники использовали бессистемно в зависимости от вкусов и подготовленности того или иного специалиста, усилиями технических руководителей этих служб и главных инженеров ОАО в 1997 г. создана реальная технологическая, информационная, программная и организационная платформа для системного решения задач контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом нефтепроводов в том числе:

• определены объемы необходимой технической и оперативной информации, регламент ее сбора и формы представления;

• специалистами ОЭ, ПО, ОГЭ, ОГМ освоена подсистема оперативного сбора информации и формирования отчетных документов;

• проведено обучение администраторов и пользователей системы для всех трех уровней;

• уточнены расчетно-аналитические функции анализа;

С уровня АК стала доступна исполнительная документация по объектам:

• технологические схемы, профили, ситуационные планы, чертежи конструктивных элементов, паспорта НПС и оборудования, оперативные сводки, планы и отчеты (см. таблицу), схемы грузопотоков. Планируется расширить информационную базу системы в части: технологических схем НПС, РП; паспортов подводных переходов, узлов учета, ЭХЗ и другие, а также приступить к решению расчетно-аналитических задач анализа.

В настоящее время для СКУТОР уровня РНУ создан комплекс программ, обеспечивающий все информационные потребности этого уровня, которые по объему баз данных значительно выше потребностей уровня ОАО и АК и для одного РНУ составляет 350 Мб графической информации и 25 Мб (50 тыс. записей) алфавитно-цифровой, практически такой же объем, как и для уровня АК.

На этом уровне СКУТОР обеспечивает:

• ведение базы данных имеющегося в эксплуатации документируемого оборудования, технологических и электрических схем НПС, РП, ЛЧ;

• ведение базы данных и оперативный доступ к географической информации (картография, аэрофотосъемка, тепловизорная съемка трубопровода) с указанием подъездных путей и схем ликвидации аварий;

• хранение в электронном виде документации по технологии производства и ремонта;

• поиск и отображение различного рода справочных материалов, в том числе графических;

• автоматизацию оперативной (телефонограммы, факсограммы) и административно-распорядительной (приказы, распоряжения, инструкции) деятельности, необходимой для координации действий оперативного и инженерно-технического персонала для всех структурных единиц;

• многокритериальный запрос неформализованного типа и его документирование в виде ведомости (таблицы);

• ведение сменного мультимедийного журнала оперативных сообщений диспетчера, включающего сканерные изображения, аудиоинформацию, факсовые сообщения и т.д.;

• учет ремонтных работ на трубопроводе, включающий мультимедийные журналы входящих и исходящих сообщений, журнал контроля выполнения работ, журнал согласований и решений;

• автоматическую генерацию исходящих факсовых сообщений на основе запроса на проведение работ и собранных согласований.

Разработан и внедряется ряд технологических задач:

• расчет стока нефти при ремонтных работах;

• расчет динамики стока нефти при авариях на трубопроводе;

• растекание нефти по рельефу.

Предполагается выполнить работы по развитию функциональных возможностей СКУТОР уровня ОАО путем слияния баз данных и функций уровня РНУ и АК.

Следует отметить, что уровень оснащенности и внедрения информационных технологий в РНУ различен даже в пределах одного ОАО, а внедрение СКУТОР уровня АК требует одновременной готовности всех низовых звеньев. В то же время, уровень

оснащенности и подготовленности персонала в ОАО примерно равнозначен, что позволило на первом этапе в целях ускорения получения практических результатов, начать внедрение системы СКУТОР централизованно для уровней ОАО и АК, поручив ее развитие для уровней РНУ непосредственно ОАО в соответствии с рекомендованными техническими решениями.

Таким образом, в настоящее время в реализации СКУТОР сложился перекос приоритетности удовлетворения информационных потребностей уровня АК по сравнению с уровнем ОАО и РНУ, при максимальной загрузке последних сбором и подготовкой информации и справедливом их неудовлетворении результатами внедрения I очереди СКУТОР для их уровня.

Из-за большого объема неформализованных данных (геодезия, картография, исполнительные чертежи, паспорта, сертификаты, результаты инспекций, эксплуатационные журналы, оперативная и другая информация, административная документация) и отсутствия опыта создания подобных систем на пространстве СНГ в создании и наполнении баз данных возникли объективные трудности, что сдерживает решение расчетно-аналитических и функциональных задач анализа и управления.

Не вызывает сомнений и не требует доказательств тот факт, что информационные системы, претендующие на универсальность и долговечность, должны основываться на единой информационной базе, описывающей объект управления. Именно в отсутствии единства в определении и использовании данных следует искать причину всех неудач, попыток комплексной автоматизации не вполне формализованных задач, некоторые из которых приведены выше. Поэтому первым основополагающим требованием к системе является создание единого информационного пространства.

Для функционирования многоуровневой информационной системы, прежде всего, необходимо обеспечить сбор и использование информации на низших уровнях таким образом, чтобы поставщики информации являлись полноправными пользователями системы и могли удовлетворить свои профессиональные (служебные) потребности путем использования создаваемой системы.

Анализируя результаты внедрения I очереди СКУТОР сквозь призму реальных структурных взаимоотношений, распределение функций управления по уровням существующей системы, норм и правил эксплуатации, подготовленности кадров и других фактически сложившихся ограничений с учетом опыта создания информационных технологий за рубежом в целях улучшения качества, полноты и достоверности информационного пространства и эффективности использования системы на всех уровнях, следует признать, что необходима последовательность развития функциональных возможностей СКУТОР. Техническим службам АК «Транснефть» и разработчикам СКУТОР (ЗАО «Нефтегазсистема») необходимо [121]:

• на базе ОАО «Сибнефтепровод» разработать программы и организовать сквозное обучение пользователей (РНУ-АО-АК) по функциональным направлениям (отделы эксплуатации, электрики, механики);

• регламентировать структуру баз данных, порядок их заполнения и ответственности за достоверность и своевременность их обновления;

• ускорить работы по развитию функциональных возможностей СКУТОР уровня ОАО на базе ОАО «Сибнефтепровод», ОАО «УСМН» и ОАО «Дружба»;

• расширить фронт и ускорить темпы внедрения СКУТОР уровня РНУ по имеющимся техническим решениям в остальных ОАО;

• учитывая результативность эксплуатации подсистемы оперативного сбора информации и формирования отчетных документов сконцентрировать усилия на

развитии функциональных возможностей системы, повышении достоверности получаемой информации и решении расчетно-аналитических задач анализа;

• в целях получения качественных результатов решения расчетно-аналитических задач их разработку и внедрение необходимо начинать с нижнего уровня и вести в последовательности РНУ - ОАО - АК.

Решение этих задач, учитывая комплексный подход АК «Транснефть» к вопросам обеспечения надежности, экологической безопасности и гарантированной транспортировки нефти производителей, создает экономически выгодные условия эффективного функционирования нефтяного комплекса России, как в существующей системе магистральных нефтепроводов, так и при ее развитии.

2.4 Информационно- аналитическая система «Эксперт»

Пробелы СКУТОР в аналитической составляющей по уровню надежности, остаточному ресурсу и допустимым пределам эксплуатационных параметров линейной части магистральных трубопроводов восполняет Пакет Прикладных Программ «Эксперт», который изначально задумывался как составляющая СКУТОРа, призванный лишь формировать и обновлять банк данных «Дефект». Работами коллектива Центра технической диагностики «Диаскан» ППП «Эксперт» значительно расширил рамки своего приложения за счёт разработки целого комплекса аналитических программ по проблемам прочности и остаточного ресурса участков магистральных нефтепроводов.

Анализ и оценка технического состояния магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики является, в рамках единой технической политики АК «Транснефть», одной из основных задач ОАО ЦТД «Диаскан». Залог успешного и последовательного выполнения этой задачи - постоянное накопление, систематизация, обработка и анализ результатов диагностического обследования, а также проводимых региональными управлениями (ОАО МНП) ремонтных работ.

С этой целью в конце 1997 г. во всех ОАО МНП началось внедрение и эксплуатация информационно-аналитической системы «Эксперт» [38].

Разработчиком системы является Центр технической диагностики «Диаскан».

В настоящее время сформировались основные направления, в которых используется система «Эксперт», а именно [37, 38]:

• решение нестандартных задач при анализе результатов внутритрубной диагностики (поиск и выборка информации по интересующим заказчика дефектам, трубам, составление нестандартных отчетов и т.д.);

• учет и анализ устранения отдельных дефектов и капитального ремонта нефтепроводов в целом;

• формирование банка данных «Дефект».

Система выполнена для работы в среде Windows™, а все материалы отчёта и исходные данные по трубопроводам храняться в базе данных формата DBF.

Основные функции системы [37]:

• предоставление информации об объектах исследований. Объектом анализа рассматриваются дефекты, точки-ориентиры, отдельные трубы, участок МНП, задвижки и пр.;

• расчёт дефектов на прочность в режиме динамического изменения условий эксплуатации и ввода исходных данных;

• составление отчёта.

Гарантией работоспособности системы является ее практическое использование поставщиками информации. Следовательно, технология и последовательность создания и использования системы должны быть направлены на практическое удовлетворение реальных потребностей (функций) поставщиков (РНУ, АО) и потребителей (РНУ, АО, АК) информации. Интересы поставщиков информации должны быть первоочередными.

Изначально система ориентирована на конечного пользователя, т. е. на персонал ОАО МНП и РНУ, а основной ее функцией является решение нестандартных задач, возникающих при анализе результатов внутритрубной диагностики. Их решение обеспечивается за счет гибких механизмов получения и предоставления информации (всевозможных фильтров и графиков), выбор которых может проводить сам пользователь.

За период функционирования благодаря тесному сотрудничеству ОАО ЦТД «Диаскан» с ОАО МНП, система «Эксперт» претерпела значительные изменения (в основном механизмы получения и предоставления информации). Так, был значительно усовершенствован инструмент поиска и выборки необходимой информации по дефектам и трубам, усовершенствованы графики распределения дефектов по дистанции, на которых возможно отображение информации о капитальном ремонте нефтепровода с указанием планируемой и фактической даты ремонта, а также расположения дефектов на местности (профиле нефтепровода).

Пока это направление развития системы остается приоритетным с целью дать возможность заказчику использовать результаты диагностического обследования для эффективного выборочного ремонта дефектных участков.

Тесное сотрудничество с ОАО МНП и дальнейшее развитие системы «Эксперт» направлено прежде всего на формирование в системе АК «Транснефть» единого банка данных «Дефект», который позволит осуществить мониторинг фактического состояния нефтепроводов и станет одним из звеньев в реализации системного подхода к определению объемов капитального ремонта на основе результатов внутритрубной инспекции.

Банк данных «Дефект» призван стать составной частью системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом нефтепроводов (СКУТОР), которая в настоящее время активно внедряется в акционерных обществах АК «Транснефть». Работа по формированию банка данных «Дефект» является поэтапной и требует слаженных действий и обратной связи как со стороны ОАО «Центр технической диагностики», так и остальных акционерных обществ.

С формированием такого банка данных появилась возможность анализа фактического состояния нефтепроводов АК «Транснефть», определения количественного и качественного состава обнаруженных дефектов, планирования ремонтов различными методами, в том числе с применением композитно-муфтовой технологии.

На текущий момент наиболее важным является первый этап формирования банка данных - накопление, систематизация и анализ данных первичного обследования нефтепроводов и устранения дефектов. Схема взаимодействия ОАО ЦТД «Диаскан» и ОАО МНП показана на рисунке 17.

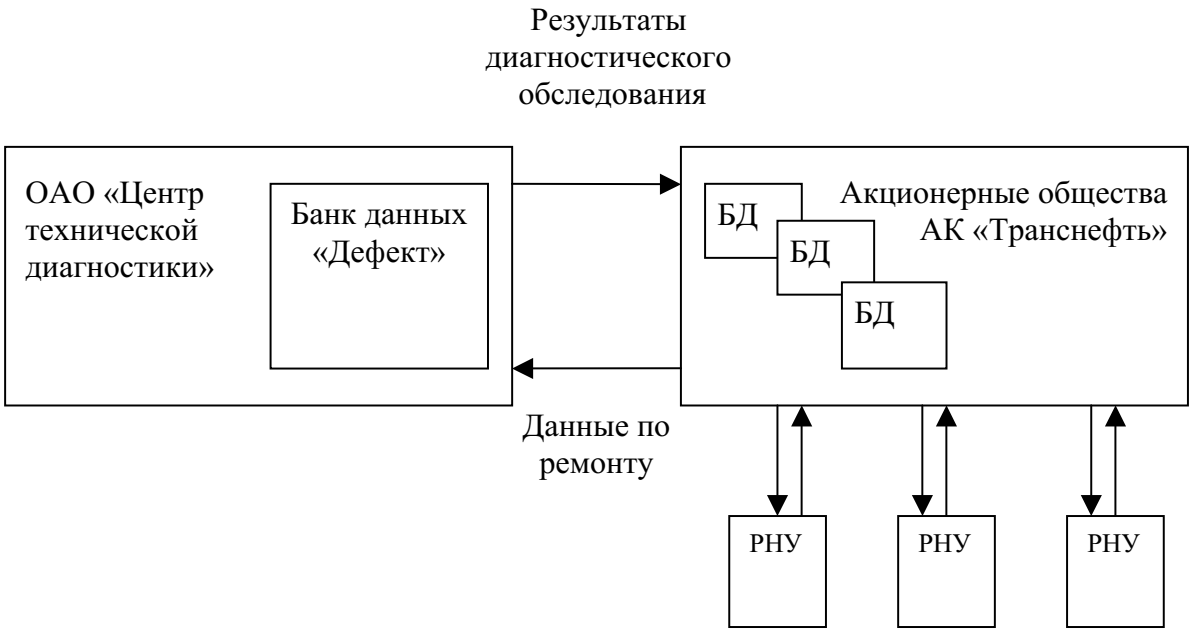


Рисунок 17 – Схема формирования банка данных «Дефект»

Результаты диагностического обследования предоставляются заказчику в виде базы данных (БД). Информация об устранении дефектов и о капитальном ремонте нефтепровода заносится в базы данных «Дефект» с помощью системы «Эксперт» в акционерных обществах и передается в ОАО ЦТД «Диаскан» для последующей обработки. Достоверность вносимой информации о ремонте крайне важна для анализа фактического состояния нефтепроводов, а также для подготовки и проведения повторных диагностических инспекций. По тем же причинам не менее важна и оперативность занесения информации о ремонте, а также периодичность (1-2 раза в месяц) предоставления в Центр технической диагностики такой информации.

Остальные этапы формирования банка данных «Дефект» схожи с первым и выполняются по мере проведения повторных инспекций трубопроводов. На этих этапах, помимо задач первого этапа, возможен анализ и прогноз развития дефектов, оценка остаточного ресурса нефтепровода, а также контроль за выполнением ремонтов дефектных участков.

Недостатком такой схемы взаимодействия является отсутствие оперативного доступа к банку данных со стороны заказчика на уровне РНУ и ОАО МНП. Много времени тратится на пересылку и обновление данных как внутри акционерных обществ, так и между ними и Центром технической диагностики.

Поэтому сегодня назрела необходимость дальнейшей интеграции банка данных «Дефект» в систему СКУТОР, которая создана для решения стратегических задач АК «Транснефть.». Архитектура системы СКУТОР предусматривает использование в своем составе баз данных «Дефект» и поэтому было бы целесообразнее, чтобы банк дефектов находился под управлением системы СКУТОР. В этом случае схема взаимодействия могла бы выглядеть следующим образом (рисунок 18).

Это обеспечит централизованный доступ к базам данных на уровне ОАО МНП, РНУ, централизованное ведение баз данных дефектов (обнаруженных и устраненных), а также их графическое представление. При этом должны быть определены права доступа и соблюдены интересы всех взаимодействующих сторон. Возможны и другие решения этого вопроса.

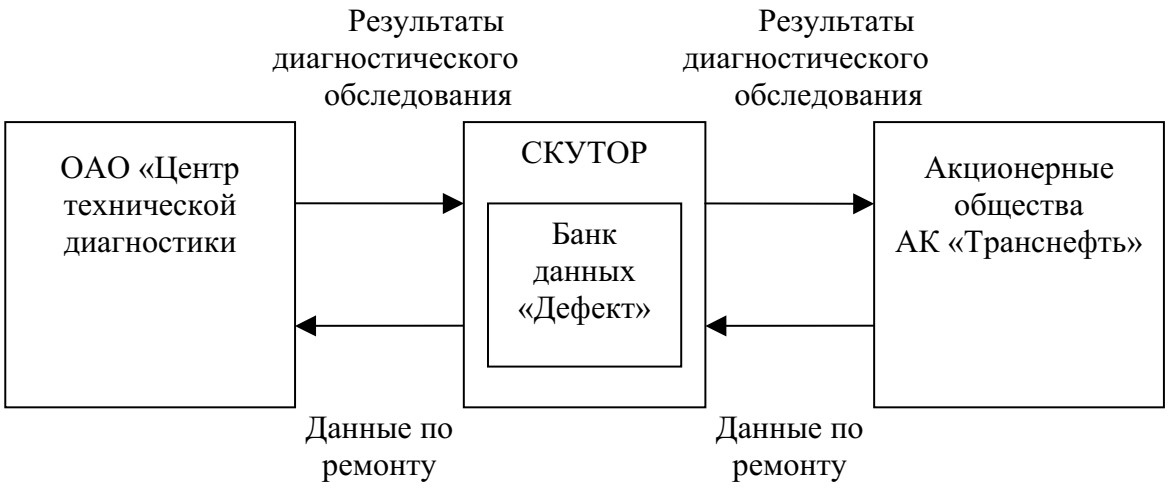


Рисунок 18 – Схема формирования банка данных «Дефект» с использованием системы СКУТОР

ПОЛУЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ ОБ ОБЪЕКТАХ ИССЛЕДОВАНИЯ

Система "Эксперт" обеспечивает гибкие механизмы получения и предоставления необходимой информации. С помощью несложных манипуляций с данными можно получить информацию о любом объекте (объектах). Информация может быть представлена в табличном, графическом или текстовом виде, удобном для пользователя. Состав и вид выводимой информации может задаваться самим пользователем. В системе существует возможность выборки и анализа объектов по определенному признаку или группе признаков. Например, выбор дефектов по остаточной толщине стенки трубы, что может служить критерием степени его опасности , или по допустимому рабочему давлению, которое также хранится в базе данных. Возможен вывод на экран, печатающее устройство или файл полной информации о любом дефекте с привязкой его к местности (точкам-ориентирам) и сварным стыкам. К тому же, пользователь имеет возможность хранить в базе данных свою специфическую информацию, такую как примечания, комментарии, иллюстрации и т.п.

РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ

Обычно расчет дефектов на прочность проводится специалистами АО "Центр технической диагностики". Исходными данными для расчета служит информация об условиях эксплуатации трубопровода (дата строительства, категории участков и т.д.), а также характеристики материала труб. Все эти данные могут быть введены в систему, после чего пользователь может провести такой расчет самостоятельно по любому количеству дефектов.

Результаты расчета можно использовать для оценки опасности дефектов, как это будет показано далее. Возможно изменение (подбор) исходных данных с тем, чтобы оценить влияние какого-либо параметра на конечный результат.

Графическое представление информации

В системе "Эксперт" реализован набор графиков, облегчающих анализ данных. Примерами могут служить графики распределения дефектов по дистанции с учетом их параметров, таких как остаточная толщина стенки, угловое положение на трубе и др. Основным графиком является распределение допустимого рабочего давления по дистанции. Этот график позволяет легко обнаружить "опасные" дефекты (обычно выделяются красным цветом), а также оценить их опасность для любого режима перекачки, заданного пользователем. Для этого данные по режимам перекачки и профиль трубопровода должны быть предварительно определены в базе данных.

Для режимов перекачки указываются все НПС, их размещение на трубопроводе, а также давление на приеме и нагнетании. Профиль трубопровода может быть введен в полуавтоматическом режиме. С учетом этих данных системой рассчитывается и выводится на графике дополнительная кривая распределения давления по трассе. Наложение этой кривой на основной график позволяет определить дефекты, для которых допустимое рабочее давление меньше давления в зоне дефекта при заданном режиме перекачки (лежат ниже кривой). Кроме того, система имеет большие возможности по оформлению графиков. При этом любой график может быть оформлен пользователем и выведен на печать.

Составление отчетов

В системе реализован подход к составлению отчетов по шаблону. Шаблон описывает состав и вид отчета, который задается пользователем. Это означает, что пользователь сам может составить отчет по дефектам, трубам, точкам-ориентирам в пределах тех данных, которыми он располагает. Шаблоны отчетов хранятся в отдельном файле и по мере необходимости могут быть изменены, удалены или вновь определены. Сами отчеты сохраняются в текстовых файлах в виде таблицы.

Для удобства работы с отчетами в последних версиях системы «Эксперт» есть возможность создания отчетов в формате *EXCEL*. Постоянно расширяются возможности системы и в плане учета устранения дефектов. В настоящее время в системе «Эксперт» реализован раздельный учет устранения дефектов и капитального ремонта нефтепроводов методами замены участков и замены изоляции.

Дополнительно пользователь имеет возможность создания сертификатов на любой дефект, включая неопасные особенности, с привязкой его к местности (точкам-ориентирам) и сварным стыкам.

Интерпретация данных из базы данных ДЕФЕКТ позволяет представить пользователям:

- классификацию дефектов;
- графическое представление распределения различных видов дефектов по участку пропуска внутритрубного снаряда;
- графическое представление состояния выбираемого пользователем участка нефтепровода по данным пропуска;
- отбор дефектов по задаваемым пользователем критериям;
- определение допустимых режимов перекачки с учетом отремонтированных дефектов;
- подготовку актов на обследование и устранение дефектов;
- определение очередности ремонта с учетом отремонтированных дефектов;
- определение методов ремонта и раскладки ремонтных конструкций по трассе с учетом реального хода ремонта дефектов;
- определение участков ремонта изоляции;

• привязка к раскладке труб (по данным пропуска) по фактически замеренным геометрическим параметрам трубных секций (катушек) при вскрытии нефтепровода.

Сфера приложения ППП «Эксперт» неуклонно расширяется. На сегодняшний день кроме чисто информационной поддержки СКУТОРа система «Эксперт» в своей узко специализированной области претендует занять пустующую нишу аналитических средств, выполняющих диагностическую и прогностическую функции, а так же предоставить специфическое информационное обеспечение для расследования причин возникновения аварийных ситуаций на линейной части магистральных нефтепроводов.

2.5 Система диспетчерского контроля и управления (СДКУ)

Традиционным решением для управления магистральных трубопроводов является диспетчеризация. Однако, современные технические и программные средства радикально изменили возможности и методологические подходы к решению задач оперативного управления процессом перекачки.

Незадолго до принятия концепции построения единой автоматизированной системы управления АК «Транснефть» была предпринята попытка замены программно-технических средств устаревших АСУ ТП, целью которой были полная диспетчеризация требующих дистанционного контроля и управления объектов нефтепроводов, повышение надежности и качества эксплуатации оборудования за счет практического внедрения новых технических средств и наполнения систем новыми функциями и задачами, замена морально и физически устаревших УВК СМ-2М, РМОТ, систем ТМ-120-1, ТМ-120-2, ИИСЭ1-48. [70]

В соответствии с принятой на 1991-1995 гг. программой технического перевооружения АСУ ТП решение задачи по выбору программно-технических средств велось по нескольким направлениям:

• изучение рынка отечественных ПТК по материалам, опубликованным в специальных журналах;

• использование результатов двухлетних переговоров с инофирмами по системам для продуктопроводов ШФЛУ;

• рассмотрение опыта реального внедрения систем.

Отечественные телемеханические комплексы Микро ДАТ, УВТК-УН, УВТК-120 имели, как правило, специализированное применение на предприятиях промышленности. В 1992 г. были начаты работы по техническому перевооружению на объектах, входящих в зону РДП «Сургут»; в октябре 1996 г. СДКУ принята в промышленную эксплуатацию. В декабре 1994 г. были закончены работы по СДКУ «Тюмень», в декабре 1995 г. введена СДКУ «Ишим». К настоящему времени техническое перевооружение произведено практически на всех экспортных направлениях. В зависимости от величины объекта, состояния линейного технологического оборудования, объектов электроснабжения и средств связи, а также из-за других объективных и субъективных причин период работ по техническому перевооружению занимает от 1,5 до 4-х лет по каждой системе [70].

Работы по переводу системы диспетчерского конроля и управления на новую методологическую базу начаты в 1996 г. ЗАО "ЭлеСи" (г.Томск). Главный конструктор СДКУ — директор ЗАО "ЭлеСи" С.В. Чириков [66].

Целью создания СДКУ является [129]:

• оперативное управление грузопотоками в соответствии с графиком транспорта партий нефти по маршрутам перекачки;

• выполнения обязательств по договорам на оказание Транспортных услуг по перекачке партий нефти;

• обеспечение безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Достижение поставленных целей осуществляется посредством:

• автоматического контроля, учёта и сигнализации изменений в работе оборудования и протекании технологического процесса, в том числе выявления и мониторинга нештатных ситуаций;

• автоматизированного планирования объемов перекачки с учетом ограничений по ресурсам нефти, имеющихся и прогнозируемых заказов на оказание транспортных услуг, текущих и планируемых мощностей сети МНП;

• автоматизированного расчета допустимых и оптимальных режимов работы технологического оборудования МНП с учетом текущего и планируемого состояния этого оборудования и ресурсов нефти;

• дистанционного управления работой технологического оборудования МНП.

• автоматического формирования отчетов и справок по транспорту нефти, работе технологического оборудования МНП, протеканию технологических процессов транспорта нефти, работе программно-технического комплекса СДКУ.

Объектами автоматизации для СДКУ являются:

• центральный диспетчерский пункт системы МНП АК "Транснефть" (ЦДП) г. Москва;

• *территориальные диспетчерские пункты* управления магистральными нефтепроводами ОАО МНП *(ТДП)* в городах Тюмень, Омск, Томск, Уфа, Бугульма, Самара, Нижний Новгород, Тихорецк, Новороссийск, Брянск, Ухта;

• более 20 *районных диспетчерских пунктов (РДП)* участков нефтепроводов ОАО МНП;

• отдельные *местные диспетчерские пункты* крупных узлов сети магистральных нефтепроводов (*МДП*), которые в некоторых случаях могут быть включены в систему;

• *нефтеперекачивающие станции (НПС), резервуарные парки (РП), узлы учета нефти (УУН),* оснащенные системами управления;

• телемеханизированные узлы задвижек и станции катодной защиты линейной части МНП;

• системы контроля герметичности особо опасных участков МНП.

СДКУ АК "Транснефть", совместно с системами контроля и управления объектного уровня, в общем случае, представляет собой четырехуровневую иерархическую распределенную систему управления:

• объектный уровень включает системы управления НПС, РП, УУН; телемеханические комплексы узлов задвижек линейной части и СКЗ; системы контроля герметичности особо опасных участков МНП;

• на уровне РНУ создаются СДКУ РДП;

• на уровне всех ОАО МНП создаются СДКУ ТДП;

• на уровне АК "Транснефть" создается СДКУ ЦДП.

В систему диспетчерского контроля и управления АК "Транснефть" входят:

• подсистема оперативного диспетчерского контроля и управления технологическими процессами (далее ОДКУ);

• расчетно-аналитическая и информационно-справочная подсистема (далее РАИС).

Подсистемы оперативного диспетчерского контроля и управления построены на базе SCADA пакета *Genesis for Windows™* фирмы *Iconics*. В состав ОДКУ входят следующие компоненты:

• драйверы или OPC серверы для опроса средств локальной автоматики и телемеханики;

• пакет программ формирования объектно-ориентированных динамических графических мнемосхем состояния технологических процессов реального масштаба времени;

• пакет программ отображения, регистрации и печати событий и аварий объектов автоматизации;

• пакет программ формирования трендов значений контролируемых технологических параметров в реальном масштабе времени и архивацию этих трендов;

• пакет программ оперативной системы контроля утечек на нефтепроводе.

Расчетно-аналитическая и информационно-справочная (РАИС) подсистема базируется на SQL-технологии и состоит из следующих комплексов задач:

• оперативный учет нефти;

• оперативный расчет режимов работы нефтепровода;

• учетно-расчетные операции и ведение отчетов;

• оперативно-справочные задачи.

Обобщенная функциональная структура СДКУ любого уровня (ЦДП, ТДП, РНУ) показана на рисунке 19.



Рисунок 19 – Функциональная структура СДКУ

В соответствии с концепцией ЕАСУ и структурой Интерсети АК "Транснефть" СДКУ использует следующие основополагающие элементы коммуникаций и связи:

• сети коммутации пакетов X.25 (СКП X.25);

• локальные вычислительные сети (ЛВС);

• серверы ввода/вывода;

• серверы баз данных;

На уровне ЛВС-ЛВС используются стандартные протоколы, маршрутизаторы, коммутаторы-концентраторы протокола X.25.

Локальные вычислительные сети, объединяющие ПЭВМ, установлены на каждом уровне управления (РНУ, ОАО МНП, АК "Транснефть"). Обмен информацией

между ПЭВМ и ЛВС осуществляется по интерфейсам и протоколам в соответствии со стандартами, принятыми в Интерсети АК «Транснефть».

Для обеспечения независимости СДКУ от систем локальной автоматики, систем управления и систем телемеханики линейной части МН, установленных на объектах нефтепровода, последние должны подключаться к ЛВС через серверы ввода/вывода. Серверы ввода/вывода являются узлом ЛВС и обеспечивают сбор и предварительную обработку технологической информации в реальном масштабе времени.

Серверы ввода/вывода обеспечивают прием информации по различным протоколам, с поэтапным переходом от протокола телемеханики ТМ 120 к протоколу, соответствующему ГОСТ Р-МЭК-870-5. В отдельных случаях допускается использование протоколов *Modbus Plus, Modbus RTU.*

Таким образом, в СДКУ выполняется переход к протоколам, обеспечивающим такие функции, как синхронизация абсолютного времени, передача массивов данных, загрузка в удаленные устройства изменяемых параметров и уставок.

Серверы баз данных SQL-технологии обеспечивают клиент-серверный режим функционирования комплексов задач, составляющих подсистемы РАИС СДКУ на уровнях АК "Транснефть", ОАО МНП и РНУ, и автоматический межуровневый обмен данными. Реализация концепции реконструкции систем связи позволит в полной мере использовать все возможности указанных протоколов.

Организация СДКУ всех уровней поддерживает поэтапное развитие системы с включением в состав системы новых функций. При необходимости обеспечивается перевод задач и функций уровня РНУ на уровень ОАО МНП.

В 1997 г. были закончены работы и внедрению базового комплекта СДКУ. За 1,5 года в опытную и опытно-промышленную эксплуатацию было введено 32 диспетчерские системы уровня РНУ, ОАО МНП и АК «Транснефть». К введенным системам были подключены как уже существующие системы телемеханики типа ТМ-120, так и новые на базе программируемого логического контроллера Элси-Т и протокола передачи данных, соответствующего рекомендациям Р-МЭК-870.5.

Таблица 13.

Системные интеграторы, внедряющие системы управления на объектах МНП [70].

Системы	Количество сигналов	Ориент. ст-сть одного сигнала, USD	Системный интегратор	Изготовитель аппаратных средств
СДКУ «Сургут»	12668	119	ЗАО «Реал Тайм», Москва	АО «Измеритель», Новополоцк
СДКУ «Ишим»	1425	133	ЗАО «ИТЭС», Тюмень	АО «Измеритель», Новополоцк
СДКУ «Ноябрьск»	1320	118	ЗАО «ЭлеСИ», Томск	АОЗТ «ЭлеСИ», Томск
СДКУ «Нижневартовск»	9006*	216**	ТОО «Вира Инвест», Москва	*Motorola,* Израиль, Германия
СДКУ «Урай»	12202*	189	КТИ ВТ СО РАН, Новосибирск	*Octagon Sistems,* США

Примечание:

* - суммарное количество сигналов по технологии и электроснабжению;

** - в стоимости учтены средства УКВ-радиосвязи, поставляемые комплектно.

К 22 СДКУ уровня РНУ подключено через выделенные телефонные каналы связи более 2000 терминалов и локальных систем управления (СУ). Суммарно по всем трем уровням СДКУ принимает и обрабатывает 180 тыс. сигналов, обеспечивая на более чем 1000 экранах отображение технологических объектов в сети МНП (нефтеперекачивающих станций (НПС), линейной части, резервуарных парков, узлов учета). Инструментальные средства СДКУ обеспечивают развитие и модернизацию системы на всех уровнях в процессе ее эксплуатации специалистами ОАО МНП и АК «Транснефть».

Информационная безопасность в СДКУ.

В соответствии с вышеназванными назначением и функциями системы требования к информационной безопасности должны выполняться на всех уровнях СДКУ как аппаратными, так и программными средствами.

Информационная безопасность системы обеспечивается через защиту информации от несанкционированного доступа.

Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается на всех уровнях СДКУ следующим образом:

- доступ к информации СДКУ обеспечивается в соответствии (должностными инструкциями и правами пользователей;
- вход в систему осуществляется по паролям. Каждый диспетчер пользуется индивидуальным паролем Специалисты РНУ, ОАО МНП и АК "Транснефть", пользующиеся информацией системы, имеют индивидуальные или групповые пароли.
- оперативные и исторические журналы, архивы, а также тренды аналоговых параметров в системе защищаются от удалений и исправлений системными и специальными программными средствами.

Защита информации от искажений и пропаданий обеспечивается аппаратными и программными средствами на всех уровнях СДКУ (включая контроллеры на объектах управления).

Режимы функционирования системы

Диспетчеризация процесса перекачки нефти осуществляется круглосуточно и непрерывно. В дежурном (штатном) режиме на уровне РДП (РНУ) подсистема ОДКУ обеспечивает контроль в реальном масштабе времени и учет изменений всех контролируемых системой параметров. На уровне ТДП (ОАО МНП) и уровне ЦДП (АК «Транснефть») подсистема ОДКУ обеспечивает контроль в реальном масштабе времени за ходом технологического процесса в контрольных точках сети магистральных нефтепроводов.

Для контроля и анализа нештатных ситуаций обеспечивается возможность получения на уровне ТДП и уровне ЦДП информации о состоянии технологического оборудования по участкам МН, просмотр трендов значений технологических параметров и журналов событий с уровня РНУ, а также вызов видеограмм с текущими значениями отображаемых на них контролируемых параметров.

Задача оперативного контроля утечек выполняется непрерывно. Учетно-расчетные задачи подсистем РАИС должны функционировать с периодичностью в два часа, смена, сутки и по запросам.

2.6. Основные функции подсистемы Оперативного диспетчерского контроля и управления (ОДКУ)

Отображение и регистрация

Технологическое оборудование МНП и его состояние отображается на экранах мониторов в виде объектно-ориентированных динамических графических технологических мнемо-схем. Возможно отображение на экране монитора одновременно нескольких технологических схем. Выбор контролируемой технологической схемы осуществляется диспетчером при помощи графического и «всплывающего» меню. Меню обеспечивает иерархический выбор технологической схемы: ОАО - РНУ - участок. Мнемосхемы средств локальной автоматики и каналов связи объектного уровня отображаются на экране компьютера. Обеспечивается просмотр аналоговых значений в виде графиков (тренды) [129].

Формирование журналов событий и аварий

Подсистема автоматически формирует следующие журналы:

- технологических событий;
- технологических аварий;
- событий в системе контроля и управления объектного уровня;
- аварий в системе контроля и управления объектного уровня.

Все сигналы аварии регистрируются диспетчером, обеспечивается автоматическая световая и звуковая сигнализация аварий и аварийных режимов.

Контроль технологических параметров

Выполняется контроль максимальных и минимальных нагрузок и напора (давления) по двум уровням:

- предельно-допустимому и предельному. При достижении заданных уровней;
- формируется предупредительный и аварийные сигналы с записью в журнал;
- сигналы квитируются диспетчером;
- на экран монитора выводится сообщение с указанием параметра и его текущего и допустимого значений;
- значение параметра отображается на экране монитора желтым (оранжевым) или красным цветом соответственно.

Выполняется контроль достоверности измеряемых параметров на диапазон допустимых значений. При несоответствии параметра диапазону допустимых значений [129]:

- формируется сигнал аварии с записью в журнал;
- сигнал аварии квитируется диспетчером;
- на экран монитора выводится сообщение с указанием параметра и его текущего и допустимого значений;
- сообщение об аварии квитируется диспетчером.

Обеспечивается прием информации из систем контроля герметичности особо опасных участков нефтепровода. При наличии сигнала утечки:

- формируется сигнал аварии с записью в журнал;
- на экран монитора выводится сообщение с указанием места утечки или участка МНП, на котором обнаружена утечка;
- формируется световой (цветовой) и звуковой сигнал аварии;
- сообщение об аварии квитируется диспетчером.

Кроме того, выполняется контроль:

• прохождения очистного устройства, калибра и диагностического снаряда;
• состояния средств локальной автоматики и каналов связи;
• свободной емкости и наличия нефти в резервуарном парке, при этом выводятся значения в табличном виде (по запросам - в графическом).
• положения запорной аппаратуры с цветовым отображением ее состояния.

При выполнении команд управления обеспечивается:
• контроль времени выполнения команды по изменению состояния технологического оборудования;
• формирование события с записью в журнал событий.

Управление технологическими объектами

Команды управления выдаются с компьютера диспетчера при помощи клавиатуры и манипулятора «мышь» или «Trackball». При этом обеспечивается привилегированный доступ в подтверждение на формирование команды. При выполнении команды обеспечивается контроль ее выполнения по квитанции, кроме того каждая команда фиксируется в журнале событий с идентификацией диспетчера.

Диагностика технических средств СДКУ

В процессе работы на основе информации, принятой от СУ объектного уровня и телемеханических комплексов линейной части МН, осуществляется контроль работоспособности технических средств.

Архивирование данных

На сервере баз данных СДКУ ведутся следующие архивы журналов:
• технологических событий и аварий;
• событий и аварий средств локальной автоматики;
• исторические тренды аналоговых параметров.

В течение неограниченного времени на сервере баз данных СДКУ сохраняются параметры инициализации и работы СДКУ, параметры и уставки средств локальной автоматики объектного уровня (при необходимости).

Ввод - вывод данных

Серверы ввода/вывода обеспечивают опрос средств телемеханики объектного уровня по различным протоколам, с поэтапным переходом от протокола телемеханики ТМ 120 к протоколу, соответствующему ГОСТ Р МЭК 870-5. В отдельных случаях допускается использование протоколов Modbus Plus, Modbus RTU. Обмен информацией между уровнями СДКУ осуществляется средствами Интерсети АК «Транснефть». В СДКУ обеспечивается в диалоговом режиме ввод с клавиатуры необходимых данных, параметров и конфигурации системы.

Распределение функций системы ОДКУ по уровням

Основные принципы распределения функций:
• Функции отображения состояния технологического оборудования в реальном масштабе времени по участкам МНП выполняются на уровне РНУ, по запросам - на уровне ОАО МНП и на уровне АК «Транснефть».
• Функции отображения состояния технологического оборудования в реальном масштабе времени в контрольных точках МН выполняются на уровне ОАО МНП и уровне АК «Транснефть». (Контрольная точка в системе магистральных нефтепроводов

-это точка, по текущей информации с которой осуществляется эффективный и безопасный контроль и управление работой нефтепровода и (или) выполнение транспортных услуг).

• Функции контроля в реальном масштабе времени по участкам МНП выполняются на уровне РНУ, по контрольным точкам - на уровне ОАО МНП и уровне АК «Транснефть»

• Оперативные и исторические тренды аналоговых параметров по участкам МН ведутся на уровне РНУ, по контрольным точкам - на уровне ОАО МНП и уровне АК «Транснефть».

• Просмотр и печать исторических трендов и журналов событий уровня РНУ обеспечивается по запросам на уровне ОАО МНП и уровне АК «Транснефть».

• Функции управления технологическим оборудованием выполняются диспетчером РНУ.

Распределение, выполнения функций системы ОДКУ по уровням приведено в таблице 14.

Таблица 14.

Наименование функции	Объем данных	РДП	ТДП	ЦДП
1. Функции отображения				
1.1. Мнемосхемы текущего состояния технологического оборудования в реальном масштабе времени	По участкам	+	(+)	(+)
	В контр. точках	-	++	++
1.2. Мнемосхемы состояния средств локальной автоматики и каналов связи объектного уровня	По объектам МН	+	(+)	(+)
1.3. События и аварии в реальном масштабе времени	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
1.4. Сигналы СКУН	По участкам	+	+	+
1.5. Оперативные тренды мощности, расхода и напора за текущие 2 ч	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	++	++
1.6. Исторические тренды мощности, расхода и напора за период до месяца	По участкам	+	(++)	(++)
	В контр. точках	-	++	++
1.7. Журналы событий и аварий за период до месяца	По участкам	+	(+)	(+)
	В контр. точках	-	+	+
1.8. Оперативно-справочная информация		+	+	+
2. Функции контроля				
2.1. Максимальные значения аналоговых параметров	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
2.2. Достоверность измеряемых аналоговых параметров	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
2.3. Прохождение очистного устройства (ОУ)	По участкам	+	-	-
2.4. Состояние средств телемеханики и каналов связи		+	-	-
2.5. Свободная емкость и наличие нефти в РП		+	+	+
2.6. Положение запорной аппаратуры	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	-
2.7. Режим работы НПС	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
2.8. Выполнение команд управления	По участкам	+	-	-

2.9. Наличие питания средств локальных автоматики		+	-	-

Продолжение таблицы 14.

Наименование функции	Объем данных	РДП	ТДП	ЦДП
3. Функции управления				
3.1. Магистральными насосными агрегатами	По участкам	+	-	-
3.2. Подпорными насосными агрегатами		+	-	-
3.3. Задвижками НПО		+	-	-
3.4. Задвижками ЛУ		+	-	-
3.5. Сбросом сигнала датчика ОУ		+	-	-
4. Функции регистрации				
4.1. Оперативные тренды	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
4.2. Исторические тренды	По участкам	+	(+)	(+)
	В контр. точках	-	+	+
4.3. Журналы событий	По участкам	+	(+)	(+)
	В контр. точках	-	+	+
5. Функции диагностики				
5.1. Диагностика работоспособности средств локальной автоматики	Состояние СЛА	+	-	-
5.2. Диагностика работоспособности каналов связи	Состояние каналов	+	-	-
6. Функции архивирования				
6.1. Журналы событий за период до месяца	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
6.2. Тренды за период до месяца	По участкам	+	-	-
	В контр. точках	-	+	+
6.3. Параметры инициализации СЛА	Параметры СЛА	+	-	-
6.4. Параметры инициализации системы ОДКУ	Параметры ОДКУ	+	+	+
7. Функции ввода-вывода				
7.1. Опрос технологических параметров объектного уровня (НПС,УУН,РП, ЛУ)	Данные объектного уровня	+	-	-
7.2. Передача информации в СДКУ верхнего уровня	По участкам и контрольным точкам	+	+	-
7.3. Прием информации из СДКУ нижнего уровня		-	+	+
7.4. Ввод с клавиатуры дополнительных технологических параметров	Дополнительные параметры	+	-	-
8. Функции параметрирования				
8.1. Задание параметров работы системы, развитие и модификация системы	Параметры, уставки	+	+	+

Продолжение таблицы 14.

Наименование функции	Объем данных	РДП	ТДП	ЦДП
9. Функции защиты информации				
9.1. Обеспечение прав доступа к информации	Пароли	+	+	+
9.2. Защита журналов событий и трендов от удалений и исправлений		+	+	+
9.3. Защита информации при аварийном отключении электроэнергии		+	+	+

Примечание. + - функция выполняется;

\- - функция не выполняется;

++ - - отображение информации на экранах мониторов и ситуационном экране;

(+) - Выполнение функции по запросу.

2.7. Расчетно-аналитическая и информационно справочная подсистема (РАИС)

РАИС разработана и эксплуатируется в ОАО «СМН» с января 1996 г. В подсистеме РАИС в ОАО «СМН» реализованы не все задачи. Причина в том, что не решена проблема обеспечения процесса перекачки нефти системами учета (отсутствие узлов учета нефти и стыковки системы учета нефти в парках с СДКУ, частичная (только по 5 НПС) система учета электроэнергии и отсутствие стыковки ее с СДКУ).[115]

В настоящее время совместно с ТОО «НовИнТех» (г. Томск, главный конструктор - Б.И.Мисевичус [65]) начаты работы по переводу РАИС на *SQL*-технологию.

Задачи РАИС ежедневного цикла

В этом цикле персонал ЦДС проводит работы по вводу и преобразованию исходных данных из ОДКУ, проверку исходных данных, формирование суточных сводок.

В настоящее время реализованы следующие задачи ежедневного цикла [115]:

- формирование файлов двухчасовок (заполнение, просмотр базы);
- формирование файла переключений агрегатов за сутки ;
- комментирование причин переключений (отказов) насосных агрегатов;
- поиск переключений (отказов) по запросу;
- расчет наработки насосных агрегатов за сутки;
- расчет перекачки нефти по каждому нефтепроводу по двухчасовкам и за сутки .

По итогам дня генератор отчетов ОДКУ автоматически формирует символьные файлы двухчасовок в виде документов табличной формы. Формирование каждой

следующей двухчасовки фактически только добавляет по одной строке в соответствующей таблице.

Эти сводки в объеме трех страниц подшиваются в диспетчерские журналы и одновременно используются в качестве исходной информации для РАИС.

Кроме того, по итогам дня формируется файл оперативных сообщений (событий), в котором фиксируются все события на нефтепроводе. Каждое событие однозначно определяется следующими параметрами (полями):
дата, время, код НПС, событие (по активной мощности, включение агрегата, отключение агрегата), тип агрегата (МА или ПА), номер агрегата. Вся эта информация имеется в символьном файле оперативных сообщений за сутки.

Сводки двухчасовок за сутки (по давлению и состоянию оборудования, по мгновенной мощности насосных агрегатов, по температуре перекачиваемой нефти) «заносятся» в соответствующие базы по числу нефтепроводов. Реализована возможность просмотра и при необходимости редактирования базы двухчасовок за любой день года.

Задачи РАИС ежемесячного и годового циклов

По итогам работы за месяц и год в РАИС проводятся следующие расчеты [115]:

- наработки насосных агрегатов;
- карты стационарных режимов нефтепроводов за месяц;
- нестационарных режимов;
- обобщенной карты стационарных режимов;
- параметров участков нефтепровода;
- КПД насосных агрегатов;
- отчета «Пуски и остановки насосных агрегатов»;
- отчета «Анализ переключений (отказов) насосных агрегатов»;
- отчета «Анализ готовности НПС к телеуправлению».

Основной состав функций и их распределение по уровням СДКУ представлены в таблице 15.

Таблица 15.

Наименование функции	Объем данных	РДП	ТДП	ЦДП
Функции оперативного учета нефти				
1. Формирование двухчасовых отчетов	Каждые 2 часа	+	+	+
2. Корректировка и ручной ввод данных по учету нефти		+	+	+
3. Подсчет приема нефти по двухчасовкам с начала суток по всем ПСП		+	+	+
4. Подсчет отгрузки нефти по двухчасовкам с начала суток на всех ПСП		+	+	+
5. Подсчет перекачки нефти по двухчасовкам с начала суток по всем участкам нефтепровода		+	+	+
6. Подготовка суточного диспетчерского графика по транспорту нефти	Каждые сутки	-	+	-
7. Подготовка суточной сводки по оперативному учету нефти		-	+	-
8. Подготовка сводки по суточному балансу приема, наличия и поставке нефти		+	-	-

9. Подготовка оперативной сводки по нефти в ЦДП		-	+	-

Продолжение таблицы 15.

Наименование функции	Объем данных	РДП	ТДП	ЦДП
Функции оперативного учета электроэнергии				
1. Подсчет расхода эл.энергии по каждой НПС (за сутки, нарастающий за месяц)	Каждые 2 ч и сутки	+	+	-
2. Подсчет расхода эл.энергии по каждому участку нефтепровода (за сутки, нарастающий за месяц)		+	+	-
3. Корректировка и ручной ввод данных по учету эл. энергии за прошедшую двухчасовку		+	-	-
4. Оперативный суточный баланс эл.энергии по участкам и нефтепроводу в целом	Каждые сутки	+	+	-
5. Подготовка суточной сводки по расходу электроэнергии		-	+	-
Функции оптимизация технологического процесса				
1. Расчет эффективных и эквивалентных диаметров МН	По требованию	-	+	+
2. Оперативный расчет режимов работы		-	+	-
3. Расчет КПД насосных агрегатов, ЛЧ и МН в целом		-	+	-
4. Расчет потерь напора на линейных участках		+	+	-
5. Расчет графика прохождения скребка		-	+	
6. Расчет графика работы нефтепровода по заданному плану перекачки		-	+	
Оперативно-справочные функции				
1. КПД основных насосных агрегатов, ЛЧ и МН в целом	По требованию	+	+	-
2. Текущая наработка агрегатов и типы роторов		+	+	-
3. Переключения оборудования		+	+	-
4. Статистика отказов телемеханики		+	+	-
5. Статистика отключения электроэнергии		+	-	-
6. Статистика по качеству работы каналов связи		+	-	-
7. Справочники по топологии нефтепровода		+	+	+
8. Краткие инструкции по эксплуатации		+	+	+
9. Телефонные справочники		+	+	+

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СДКУ

Объем контролируемых параметров по объектам автоматизации и распределение их по уровням диспетчерского управления приведен в таблице 16.

Таблица 16..

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	РДП	ТДП	ЦДП
НПС			
1.1. Давление на входе и выходе НПС	+	КТ	КТ
1.2. Давление на входе и выходе ПНС	+	КТ	(+)
1.3. Давление после МНА (ПНА)	+	(+)	(+)
1.4. Давление на входе камеры регулирования	+	(+)	М
1.4. Давление на выходе камеры регулирования	+	(+)	М
1.5. Давление на входе и выходе узла подключения НПС	+	(+)	(+)
1.6. Падение давления на фильтрах	+	(+)	(+)
1.7. Расход на выходе НПС (ПНС)	+	(+)	М
1.8. Активная и реактивная мощность на вводах НПС (ПНС)	+	(+)	W
1.9. Активная и реактивная мощность МНА, ПНА	+	(+)	(+)
1.10. Ток МНА, ПНА	+	(+)	(+)
1.11. Вибрация МНА	+	(+)	(+)
1.12. Сигналы состояния НПС (ПНС) (работа, отключена, авария)	+	КТ	КТ
1.13. Сигналы состояния МНА, ПНА (включен, отключен)	+	КТ	W
1.14. Режим управления МНА, ПНА (местный, дистанционный)	+	КТ	М
1.15. Состояние задвижек НПС (ПНС)	+	М	(+)
1.16. Сигнал контроля прохождения ОУ	+	(+)	(+)
1.17. Авария НПС, ПНС (суммарный сигнал)	+	КТ	КТ
1.18. Аварийные сигналы НПС (ПНС)	+	+	(+)
1.19. Аварийные сигналы МНА, ПНА	+	(+)	М
1.20. Аварийные сигналы вспомогательных систем	+	М	(+)
1.21. Аварийные сигналы энергосистемы	+	М	М
1.22. Аварийные сигналы маслосистемы	+	(+)	(+)
1.23. Аварийные сигналы средств пожаротушения	+	М	(+)
1.24. Аварийный сигнал «Затопление насосной»	+	М	М
1.25. Аварийные сигналы контроля загазованности	+	(+)	(+)
1.26. Аварийные сигналы регулятора давления	+	(+)	(+)
1.27. Аварийные сигналы по работе автоматики	+	М	($^{+}$)
2. Узлы учета нефти			
2.1. Расход через УУН	+	(+)	(+)
2.2. Расход через пункт приема-сдачи нефти	+	(+)	(+)
2.3. Расход на входе РП	+	(+)	(+)
2.4. Температура нефти	+	(+)	(+)
2.5. Плотность нефти	+	(+)	М
2.6. Вязкость нефти	+	М	(+)
2.7. Количество принятой и отгруженной нефти	+	+	+

Продолжение таблицы 16.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	РДП	ТДП	ЦДП
3. Линейные узлы			
3.1. Давление в контролируемых точках	+	+	+
3.2. Потенциал катодной защиты	+	W	(+)
3.3. Аварийные сигнал, в том числе По СКУН	+	(+)	(+)
3.4. Информация по утечке на нефтепроводе	+	+	+
3.5. Сигналы по состоянию задвижек	+	M	(+)
3.6. Сигналы по контролю прохождения ОУ	+	(+)	(+)
4. Резервуарные парки			
4.1. Масса нефти брутто в резервуарах (в т.ч. по сортам)	+	-	-
4.2. Масса нефти нетто в резервуарах (в т.ч. по сортам)	+	+	+
4.3. Свободный объем в РП	+	+	+
4.4. Количество принятой и отгруженной нефти	+	+	+
5. Системы локальной автоматики и каналы связи			
5.1. Отказы с точностью до подсистемы	+	M	-
5.2. Отказы с точностью до группы параметров	+	(+)	-

Примечание: + - функция выполняется автоматически;
(+) - функция выполняется по запросу.

Структура и способы организации данных в системе ОДКУ соответствуют структуре и способам организации данных системы *Genesis for Windows.* При обмене информацией между системой ОДКУ и *Windows™* - приложениями СДКУ структура и способы организации данных соответствуют требованиям DDE-интерфейса ОС *Windows™.* В СДКУ могут применяться типы данных в соответствии с типами данных протокола, разработанного на основании МЭК 870-5.

Сервер ввода/вывода уровня РНУ обеспечивает прием технологической информации из систем локальной автоматики объектного уровня в реальном масштабе времени по телемеханическим протоколам. Из сервера ввода/вывода информация передается:

• сетевыми средствами Genesis *for Windows™* в реальном масштабе на графические рабочие станции СДКУ уровня РНУ;

• сетевыми средствами Genesis *for Windows™* на уровень АК "Транснефть" и уровень ОАО МНП по запросам;

• сетевыми средствами *Genesis for Windows™* информация по контрольным точкам на уровень ОАО МНП;

• в РАИС подсистему по DDE-интерфейсу операционной системы *Windows™;*

• на файл-сервер сети уровня РНУ в виде файлов.

Подсистема ОДКУ в рамках одной локальной сети поддерживает связь со смежными системами (СКУТОР и АСКИД) по DDE-интерфейсу ОС *Windows™.* Расчетно-аналитические и информационно-справочные комплексы задач взаимодействуют друг с другом и с другими системами ЕАСУ через сервер баз данных SQL-технологии.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМЫ

Аппаратной платформой построения СДКУ являются компьютеры IBM PC совместимой архитектуры. СДКУ каждого уровня базируются на локальных вычислительных сетях своих организаций. В СДКУ уровня ОАО МНП и РНУ возможна установка ситуационных экранов. Схема их включения в состав комплекса технических средств точно такая же, как и для СДКУ уровня АК "Транснефть".

По СДКУ в 1997 г. были закончены работы по созданию и внедрению скелета этой системы. За 1,5 года были введены в опытную и опытно-промышленную эксплуатацию 32 диспетчерские системы уровня РНУ, ОАО МНП и АК «Транснефть». Как уже отмечалось выше СДКУ построена на базе инструментальных средств *SCADA*. К этим системам были подключены как существующие системы телемеханики типа ТМ-120, так и вновь вводимые на базе программируемого логического контроллера (ПЛК) Элси-Т и протокола передачи данных, соответствующего рекомендациям Р-МЭК-870.5. [35].

Суммарно по трем уровням создания СДКУ принимает и обрабатывает 180 тыс. сигналов, отображение которых обеспечивается более чем на 1000 экранов (видеосхем). Создание единой СДКУ в АК «Транснефть» позволит эффективно проводить реконструкцию низовых систем автоматизации, таких как автоматика НПС, резервуарных парков, вторичной аппаратуры УУН, внедрение систем обнаружения утечек (СОУ), используя для этого единые технические решения, суммируя опыт и практический навык специалистов Компании.

Эффективность такого подхода наглядно показывают результаты работы по реконструкции и развитию системы линейной телемеханики, проведенной АК «Транснефть» в 1997 г. Благодаря этой работе в течение года был организован выпуск 430 КП телемеханики, реконструировано 360 существующих КП и вновь построено 115 КП.

В перспективе по СДКУ планируется сделать следующее:

• повышение надежности и быстродействия межуровневого обмена информацией в системе;

• подключение к системе информации от систем автоматики РП и УУН;

• продолжение работ по реконструкции и развитию систем линейной телемеханики, создание систем обнаружения утечек в первую очередь на водных переходах, а в последующем глобальных СОУ по балансовому методу (предполагается использовать для этих целей ультразвуковые расходомеры);

• реконструкция систем автоматизации НПС, РП и УУН;

• расширение функциональных возможностей системы, в том числе за счет оптимизации количества обрабатываемой и предоставляемой диспетчерскому персоналу информации.

Создание единой СДКУ в АК «Транснефть» позволило более эффективно проводить реконструкцию низовых систем автоматизации, таких как СУ НПС, СУ резервуарных парков информационно-измерительных систем учета нефти, внедрение систем обнаружения утечек. Для этого используются единые технические решения, суммируется опыт и практический навык специалистов всей компании.

В 1998 г. компания «Транснефть» представила одну из функциональных подсистем ЕАСУ - СДКУ - для участия в конкурсе Windows World Open. Этот ежегодный конкурс, проводимый компаниями Microsoft, ZDnet, ComputerWorld в восьмой раз, призван оценить наиболее передовые решения в области информационных технологий, разработанных конечными пользователями для использования в корпоративных информационных системах. Конкурс проводился

среди 150 компаний-заявителей по девяти номинациям. Проект АК «Транснефть» вместе с проектами компаний Chevron Production Co. и TVA Co. был отобран для участия в финале по номинации «Энергетика». Финал проходил в Чикаго (США).

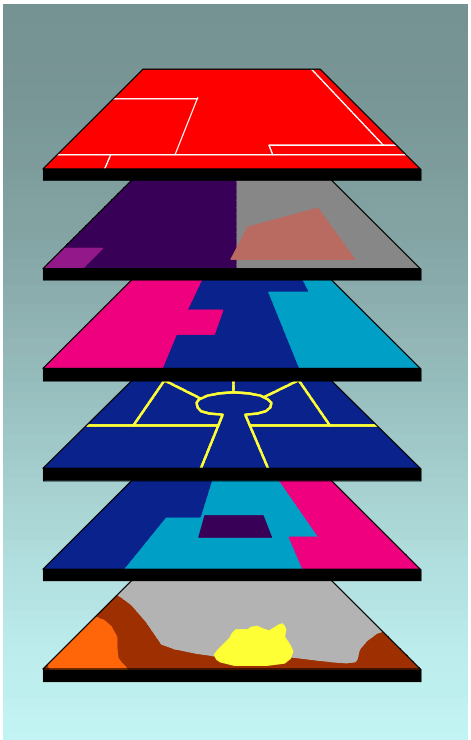
Проект АК «Транснефть» был назван победителем в своей номинации. Особенно поразил членов жюри тот факт, что в Чикаго в режиме реального времени с помощью СДКУ была продемонстрирована работа сети МНП, находящейся в России. Обмен информацией с сервером ввода-вывода СДКУ был организован через Internet силами дочернего предприятия – ОАО «Связьтранснефть» [96].

Логика развития разрозненных функционально ориентированных составляющих информационного обеспечения Системы управления МНП приводит к их интеграции на единой методологической, аппаратной и программной основе, поддерживающий принцип построения базы данных с привязкой всей атрибутивной информации каждого объекта к его географическому положению на электронных картах местности. Только на основе ГИС-технологий возможно построение эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI – Human-Machine Interface), т.е. интерфейса, ориентированного на пользователя для такой географически протяженной (распределенной) системы, каким является магистральный трубопровод. Внедрение нового подхода в NASA (США) подтвердили его эффективность, сократив процедурные ошибки и сведя к нулю ошибки операторов. В новейших разработках мировых лидеров систем управления МНП Enbridge Pipeline Inc. и Icon Inc. прослеживается явная тенденция к разработке специализированного аналитического аппарата и оптимизации HMI-интерфейса систем диспетчерского управления и сбора данных с широким использованием ГИС-технологий.

Глава 3. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Географической информационной системой или геоинформационной системой (ГИС) называют компьютерную систему, предназначенную для сбора, передачи, хранения, обработки и представления конечному пользователю территориально (или пространственно) привязанных данных. Она содержит пространственно-ориентированные данные в виде цифровых электронных карт различных масштабов и тематической нагрузки, а также средства их обработки и представления. В основу ГИС - технологий положена идея совместной компьютерной обработки картографического материала в виде электронных карт и атрибутивной информации, характеризующей объекты этих карт, в нашем случае объекты магистрального трубопровода.

Таким образом, основной отличительной особенностью ГИС от традиционных информационных систем является использование географических координат объектов трубопровода в тесной связи с непосредственными данными (называемыми в ГИС атрибутивными) для количественного и качественного контроля и анализа состояния трубопровода. Пространственно распределенная информация хранится в виде географических слоев (рельеф, растительность, реки, населенные пункты и др.), которые могут совмещаться в любой последовательности и подвергаться обработке с использованием ряда аналитических процедур. Примером различных слоев электронной карты могут быть: дорожная сеть, речная сеть, населенные пункты, площадочные сооружения, линейная часть трубопровода и др. Хранящиеся в базах данных ГИС данные могут использоваться, как для просмотра и отображения, так и для организации сложных тематических запросов, расчетов, и моделирования различных ситуаций с целью выбора из предлагаемых решений оптимального. Послойно-тематический аспект является основой семантического структурирования информации в ГИС. При этом однотипные объекты электронной карты хранятся в определенной файловой структуре, называемом покрытием или слоем электронной карты (рис. 20).



Инженерные сети:
- Линии ЛЭП и связи
- Дороги
- Коммуникации

Административные границы:
- Областные
- Районные
- Участки обслуживания

Гражданские объекты:
- Населенные пункты
- Сооружения

Данные о местности:
- Топография и рельеф
- Растительность
- Почвы и грунты

Специализированные покрытия:
- Линейная часть трубопроводов
- Площадочные сооружения
- Специальные подразделения (АВП, МЧС и пр.)

Рисунок 20 – Структура данных ГИС

3.1. Основы функционирования Геионформационных систем

Информационной основой тематических электронных карт является топографическая карта окрестностей трубопровода соответствующего масштаба. Для автоматизации процессов обработки информации о состоянии трубопровода необходим весь масштабный ряд топографических карт в электронной форме, то есть база электронных карт территории, ее административных районов, городов и планов отдельных предприятий.

При организации хранения цифровых электронных карт территории различных масштабов и тематической нагрузки учитываются три специфических для географических данных аспекта: масштабно-иерархический, послойно-тематический и библиотечно-листовой.

Масштабно-иерархический аспект отражает необходимость создания масштабного ряда электронных карт окрестностей трубопровода, иерархически взаимосвязанных между собой так, что для пользователя автоматически осуществляется переход от карты одного масштаба к карте другого масштаба с обязательной генерализацией отображаемой на экране дисплея информации. Свойство генерализации в самом общем случае поддерживает постоянное сохранение насыщенности просматриваемого участка карты отображаемой информацией.

При создании и организации хранения карт различных масштабов в ГИС реализуются следующие требования:

- одинаковые географические проекции карт различных масштабов;
- единая система координат карт различных масштабов;
- единые нулевые точки отсчета систем координат;
- наличие у объектов электронных карт атрибутов, характеризующих диапазон масштабов, для которого предназначено отображение графического представления объекта (условного обозначения).

При выполнении этих условий обеспечивается отображение графической информации, генерализация при изменении видимого масштаба карты, переключение на карты других масштабов, перенос результатов моделирования и анализа на более или менее подробные топоосновы.

Послойно-тематический аспект является основой семантического структурирования информации в ГИС. При этом однотипные объекты электронной карты хранятся в одном месте - совокупности файлов определенной структуре - называемом покрытием или слоем электронной карты. Примером различных слоев электронной карты могут быть: дорожная сеть, речная сеть, населенные пункты, линейная часть трубопровода и др. При разработке ГИС очень важно правильно распределить объекты карты по тематическим слоям, которые обычно подразделяются на два класса: общегеографические и специальные. В общегеографических слоях хранятся основные объекты топографической карты, полный перечень которых приводится в классификаторах и легенде карты. Специальные покрытия создаются для информационного обеспечения некоторого тематического направления, например, для оценки состояния трубопровода.

Так как ГИС окрестностей трубопровода включает в себя целый ряд иерархически взаимосвязанных карт различных масштабов, то при переходе от одного масштаба к другому семантика обрабатываемых данных не должна нарушаться. Кроме того, специальные тематические слои должны автоматически переносится при переходе к другому масштабу карты. Поэтому послойно-тематический аспект отражает необходимость одинакового послойного состава электронных карт различного масштаба в рамках одной ГИС.

Библиотечно-листовой аспект обеспечивает связную обработку различных участков цифровой карты одного масштаба. Необходимость введения в рассмотрение этого аспекта при создании ГИС вызвана тем, что, во-первых, картографическая информация требует для своего хранения больших объемов памяти, а, во-вторых, очень часто для решения задач по оценке состояния трубопровода требуется карта не всего трубопровода, а только некоторой его части. Поэтому при создании, хранении и использовании электронных карт, вся карта разбивается на некоторые части, и каждая часть всей карты рассматривается и хранится как самостоятельная отдельная карта. В случае необходимости из отдельных частей рядом расположенных территорий собирается более крупная часть карты. При этом физическая структура хранения данных в каждой части остается неизменной, также как и послойный состав этих частей. Размеры и границы этих отдельных частей выбираются из различных соображений: объема географической и атрибутивной информации; характеристик используемого оборудование, в том числе сетевого; характера решаемых задач.

На практике в качестве самостоятельных частей карты удобно выбирать порции информации соответствующие одному номенклатурному листу. При этом каждый лист вводится (оцифровывается), редактируется и хранится как самостоятельная карта.

Для совместного использования нескольких листов используется библиотечный способ организации геоданных, реализованный в большинстве серьезных ГИС оболочках, например, в системе ARC/INFO [126]. Библиотечный способ хранения карт состоит в том, что каждая отдельная карта (одного масштаба) хранится в отдельной библиотеке. Вся библиотека подразделяется на тома, в каждом из которых хранится отдельный лист карты данного масштаба. Физическая структура хранения, описание структуры данных и послойный состав различных томов одной библиотеки одинаковы.

Автоматическая стыковка соседних листов карты обеспечивается созданием так называемого индексного покрытия, представляющего собой специальное полигональное покрытие, описывающее границы всех томов (листов карты). Каждому элементу индексного покрытия ставится в соответствие один том библиотеки, содержащий лист карты, ограниченный этим элементом индексного покрытия. Состав тематических слоев каждого тома одинаков и задается в индексном покрытии перечнем и описанием шаблонов покрытий. Таким образом, индексное покрытие каждой библиотеки представляет собой файл для ГИС, содержащий справочную географическую (границы листов и всей карты) и атрибутивную (ссылки на тома и покрытия) информацию по всей библиотеке.

Учитывая эти три аспекта, всю картографическую информацию ГИС, которую часто называют геоинформационной моделью (ГИМ) данной территории, можно представить следующим образом.

С учетом масштабно - иерархического аспекта ГИМ состоит из множества карт $\{K_i\}$ ТРС различного масштаба:

$$\text{ГИМ}=\{K_i\}, \quad i=\overline{1,n}. \tag{21}$$

С учетом послойно - тематического аспекта каждая карта представляет собой совокупность тематических слоев $\{C_j\}$, каждый их которых содержит множество однотипных географических объектов

$$K_i=\{C_j\}, \quad j=\overline{1,m}; \quad i=\overline{1,n}. \tag{22}$$

С учетом библиотечно-листового аспекта каждая карта разбивается на

некоторые части меньшего размера (содержащие информацию о части трубопровода), называемые листами - $Л_q^i$

$$K_i = \left\{Л_q^i\right\}, \quad q = \overline{1, L_i}, \quad i = \overline{1, n}. \tag{23}$$

При этом все листы всех карт, входящих в ГИМ, имеют один и тот же перечень слоев, а разбиение каждой карты на листы, неодинаково для карт различных масштабов.

При компьютерном создании ГИМ, все множество карт отображается в множество библиотек $\{K_i\} \to \{Б_i\}$, так что в электронной (компьютерной форме) ГИМ=$\left\{Б_i\right\}, \quad i = \overline{1, n}.$

При этом каждая библиотека имеет двухслойную структуру, то есть с одной стороны подразделяется на тома

$$Б_i = \left\{T_q^i\right\}, \quad q = \overline{1, L_i}, \quad i = \overline{1, n}, \tag{24}$$

а с другой стороны на покрытия.

$$Б_i = \left\{П_j\right\}, \quad j = \overline{1, m}, \quad i = \overline{1, n}. \tag{25}$$

при этом каждое покрытие содержит один тематический слой.

$$\{C_j\} \to \{П_j\} \quad j = \overline{1, m}, \tag{26}$$

Взаимно-однозначное соответствие между множеством листов карты и множеством томов библиотеки устанавливается с помощью индексного покрытия

$$I : \left\{Л_q^i\right\} \to \left\{T_q^i\right\} \tag{27}$$

которое содержит границы листов, перечень слоев, а также имена томов библиотеки и физических файлов, содержащих покрытия каждого тома.

Исходя их этого, можно выделить основные этапы создания ГИМ:

Определение необходимого масштабного ряда карт.

Определение тематик необходимых слоев: общегеографических и специальных.

Разбиение каждой карты на отдельные листы.

Создание одним из известных способов цифровой копии (растровой и/или векторной) каждого листа.

Редактирование и подгонка между собой листов карты.

Создание индексного покрытия и загрузка листов каждой карты в соответствующие тома своей библиотеки.

Здесь необходимо еще раз отметить, что в ГИМ совместно хранится географическая и атрибутивная информация. Причем географическая информация хранится в специализированном, как правило, закрытом, формате, а атрибутивная информация в открытом формате широко распространенных СУБД, что позволяет естественным образом (на уровне команд СУБД) совместно использовать информацию из ГИС и БД.

С учетом этих трех аспектов создание геоинформационной системы окрестностей трубопровода включает в себя:

1^0. Разработку геоинформационной модели окрестностей трубопровода, включающей следующие слои:

1) Математическая основа: Астро. пункты, опорные точки, отметки высот;

2) Рельеф : Горизонтали рельефа;

3) Гидрография: Озера, реки, водохранилища, каналы, реки, канавы, отметки глубин, урезы воды, источники, гейзеры, колодцы, скважины;

4) Болота, зоны затопления: Болота, солончаки, площади разливов и зоны затопления;

5) Гидросооружения: Водопады, пороги, набережные, водопроводы, паромы, скалы, камни, банки, маяки, пристани;

6) Населенные пункты: Города, кварталы, районы строительства, поселки, деревни;

7) Железные дороги: железные, монорельсовые, трамвайные дороги;

8) Автодороги, пути и тропы: Автомагистрали, дороги, зимники, тропы, пути, съезды;

9) Транспортные сооружения: Дорожные сооружения, мосты, путепроводы, эстакады, туннели;

10) Границы;

11) Промышленные, с/х и социально-культурные объекты;

12) Растительный покров: Леса, растительность, полосы леса, кустарников, просеки, отдельные рощи, деревья;

13) Газопроводы: Магистральные газопроводы, газораспределительные станции и пункты;

14) Нефтепроводы: Магистральные нефтепроводы;

15) Продуктопроводы: ШФЛУ и конденсатопроводы, магистральные продуктопроводы;

16) Нефтебазы: Нефтебазы, перекачивающие станции и подземные хранилища нефти;

17) Линии электропередач: ЛЭП;

18) Растровая подложка;

19) Подписи объектов карты: Подписи лесов, подписи рек, подписи населенных пунктов, подписи информационные, подписи ж/д, подписи отметок высот, подписи названий хребтов;

20) Места размещения отходов;

21) Основные источники загрязнения территории районов, территории городов.

2^0. Увязку (интеграцию) геоинформационной модели с существующей атрибутивной базой данных об объектах трубопровода и его окрестностей.

3^0. Разработку математических и геоинформационных моделей процессов, связанных с эксплуатацией трубопровода:

4^0. Разработку программного обеспечения для организации совместного хранения и обработки географической и атрибутивной информации.

В ГИМ совместно хранится географическая и атрибутивная информация. Причем, географическая информация хранится в специализированном, как правило, закрытом, формате, а атрибутивная информация в открытом формате широко распространенных СУБД, что позволяет естественным образом (на уровне команд СУБД) совместно использовать информацию из ГИС и БД.

3.2. Использование космической информации для уточнения геоинформационной модели окрестностей трубопровода

В связи с тем, что фактическое состояние местности в окрестности трубопровода изменяется чаще, чем происходит обновление топографических карт используемых при построении ГИМ (раз в 10-20 лет), возникает необходимость использования методов и средств дистанционного зондирования поверхности Земли из космоса.

Дистанционное зондирование Земли, осуществляемое спутниковыми системами наблюдения, открывает широкие перспективы для решения задач геоинформационного мониторинга протяженных объектов. К настоящему времени накоплен богатый опыт использования космических данных для уточнения географического положения естественных и техногенных объектов, их внутреннего состояния, включая экологические аспекты, корректировки топографических карт.

Мультиспектральные (полученные в нескольких относительно узких диапазонах электромагнитного спектра) космические изображения потенциально могут содержать информацию о количественном и качественном состоянии технологических объектов, а также различных компонент биосферы - атмосферном воздухе, почвенном покрове, растительности, акваториальных зонах. Система обработки спутниковых данных создается на базе современных программных средств обработки данных дистанционного зондирования и геоинформационного моделирования ERDAS Imagine, ARCINFO, ARCView, имеющих продвинутый программный инструментарий, который дает возможность реализовать различные, в зависимости от исходных данных и поставленных целей, математические стратегии обработки информации [132].

Структурная схема интегрированной обработки данных в системе дистанционного зондирования включает блок исходных данных, который образуют данные контактных наземных измерений, отражающие состояние биосферы, данные дистанционного зондирования и картографические данные.

Данные наземных контактных измерений составляют:

точные координаты объектов трубопровода (линейной части и НПС);

пробы химического состава воздуха, воды, почвы и растительности;

результаты биотестирования различных групп биотест-организмов, накапливающих токсичные вещества в процессе своей жизнедеятельности и в зависимости от типа являющихся интегральными индикаторами степени токсичности воздуха, воды, растительности или почвы;

количественные и качественные характеристики, отражающие фитосанитарное состояние растительности - степень угнетенности, токсиционные данные, пораженность вредителями, плотность биомассы, биоразнообразие, продуктивность и так далее;

характеристики, отражающие состояние фауны - плотность численности, ареалы обитания, динамика изменения численности и другие.

Данные дистанционного зондирования представляют собой фотографические и цифровые снимки поверхности Земли.

По степени пространственной генерализации информации можно выделить [41, 77]:

- космические данные глобального масштаба, имеющие пространственное разрешение ~1км и соответствующие картам масштаба ~1:2500000 (спутники NOAA, Метеор, Океан);
- космические данные регионального масштаба, имеющие пространственное разрешение ~100 м и соответствующие картам масштаба ~1:250000 (спутник «Ресурс 01», сканер МСУ-СК);

- космические данные локального масштаба с пространственным разрешением ~n×10м, соответствующие картам масштаба 1:n×25000, где 1≤n≤10 (спутники «Ресурс Ф», «Ресурс 01» сканер МСУ-Э, Landsat, Spot, IRS, JERS, ERS, Radarsat, аэросъемка).

Картографические данные образуют разномасштабные карты топографического, экологического, геологического, гидрологического и ресурсного содержания.

Обработка аэрокосмических данных включает:

- первичную обработку мультиспектральных снимков, целью которой является повышение интерпретабельности и визуального качества изображений;
- географическую привязку, суть которой состоит в трансформации снимков в требуемую картографическую проекцию;
- автоматизированную интерпретацию аэрокосмических данных, состоящую в распознавании на снимках природных и техногенных объектов (лесов, сельскохозяйственных полей, акваториальных зон, неиспользуемых земель и так далее), выполняемую с помощью программных средств контролируемой и неконтролируемой классификации и априорных картографических данных;
- операцию формирования карты спектральных аномалий, суть которой состоит в идентификации на снимках разного масштаба областей аномальной яркости, имеющих определенные структурные и динамические признаки, позволяющие предположить, что эти области являются зонами техногенного нарушения экологических процессов [77].

Также в обработку картографических данных входят операции по формированию цифровых карт (тематических слоев), имеющих специфическую тематическую нагрузку, например, карта объектов трубопровода, карта типов грунтов, карта геохимического распространения элементов, карта гравитационных полей и так далее.

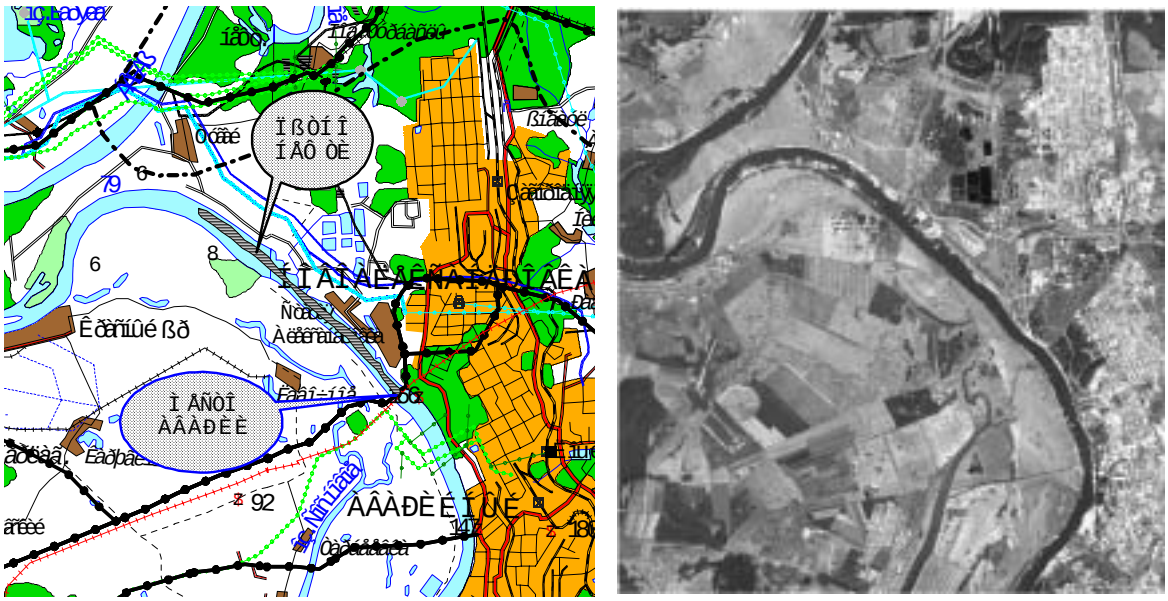


Рисунок 21 – Карта и космическая съемка окрестности трубопровода

Программно - аппаратный комплекс автоматизированной обработки аэрокосмической информации представляет собой совокупность программных и аппаратных средств, предназначенных для ввода, обработки и хранения спутниковых данных, картографической информации, документальных априорных сведений.

Подсистема реализуется на базе специализированного пакета по обработке аэрокосмической информации ERDAS Imagine 8.2, являющегося лицензионным продуктом корпорации ERDAS (Atlanta, Georgia 30329 - 2137 USA) и проблемно - ориентированных программных модулей, разработанных в НИИБЖД [133].

На рисунке 21 приведен пример реализации процесса геоинформационного моделирования, представляющего собой синтез космической и картографической информации. В качестве космической информации использовались данные дистанционного зондирования с пространственным разрешением 160 м, которые позволяют оценить обстановку в районе места аварийного разлива. На модели было зафиксировано, что некоторые географические объекты (населенные пункты, очистные сооружения, границы лесных зон) значительно изменили свое положение, что оказывает существенное значение при оценке возможного отрицательного воздействия от аварий на трубопроводе для населения и окружающей среды [78].

Конечным результатом информационного анализа, выполняемого с помощью космических снимков, являются картографические материалы, позволяющие уточнить положение и состояние объектов МНП, определить качество природной среды, оценить масштабы техногенного воздействия и риск развития негативных процессов в окрестности трубопровода.

Глава 4. ПРЕИМУЩЕСТВА ИНТЕГРАЦИИ ЕАСУ НА ОСНОВЕ ГИС

Проблема интеграции существующих динамично развивающихся компонентов системы управления магистральных трубопроводов в единую АСУ заключается в различии методологических и инструментальных средств, используемых разработчиками для их построения. Как показывает мировая практика жесткая регламентация программных средств для развития столь разных по своей направленности программных пакетов (АСКИД, «Галактика», АСУ-Бюджет, СДКУ-ОДКУ-РАИС, СКУТОР и «Эксперт»), разрабатываемых различными компаниями, по-видимому, невозможна. Чтобы сохранить относительную свободу разработчиков в выборе путей развития необходимо принять на вооружение современные средства сбора, хранения, обработки и представления информации, интегрирующие все компоненты АСУ лишь по общности данных, используемых и генерируемых этими программными продуктами.

Характерной особенностью нефтепроводов являются значительная протяженность и территориальная привязанность всех входящих в них объектов: каждый объект имеет конкретные географические координаты или границы. Поэтому информацию, как об отдельных объектах, так и нефтепровода в целом целесообразно систематизировать и анализировать в виде тематических географических карт, где на единую топографическую основу накладывается информация о трубопроводе и его отдельных объектах.

Подобная методология отвечает современным требованиям построения эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI – Human-Machine Interface), т.е. интерфейса, ориентированного на пользователя – лицо принимающее решение (ЛПР). В практике эксплуатации каждый объект магистрального трубопровода традиционно идентифицируется географической привязкой – либо пикетом по трассе, либо ориентиром на местности (например, названием близлежащего населенного пункта). Поэтому целесообразность перехода от архивов и БД отдельных служб управления на ГИС основу при интеграции разноплановой информации в Системе управления МНП не вызывает сомнений.

Схематично ГИС МНП можно представить как слоёную структуру, имеющую в каждом конкретном объекте вертикальную связь по его географическим координатам (рисунок 20). Горизонтальные слои – функционально ориентированные СУБД отдельных служб ОАО МНП со специфической атрибутивной информацией. В методологии ГИС такие слои называются тематическими покрытиями. Объем и достаточность информации определяется кругом задач, решаемых каждой службой, которой вменяется в обязанность своевременно вводить, перепроверять, дополнять и исправлять данные только своего тематического слоя. Интегрирующей основой выступает вертикальная объектно-ориентированная структура привязки всей информации к географическим координатам объекта.

Функционально ГИС магистрального трубопровода можно рассматривать как глобальную информационно-аналитическую систему с развитым программным аппаратом хранения, поиска, систематизации и представления информации, где каждый функционально-тематическом слой обслуживается своим программным комплексом, обусловленным спецификой задач каждого подразделения ОАО МНП (рисунок 22).

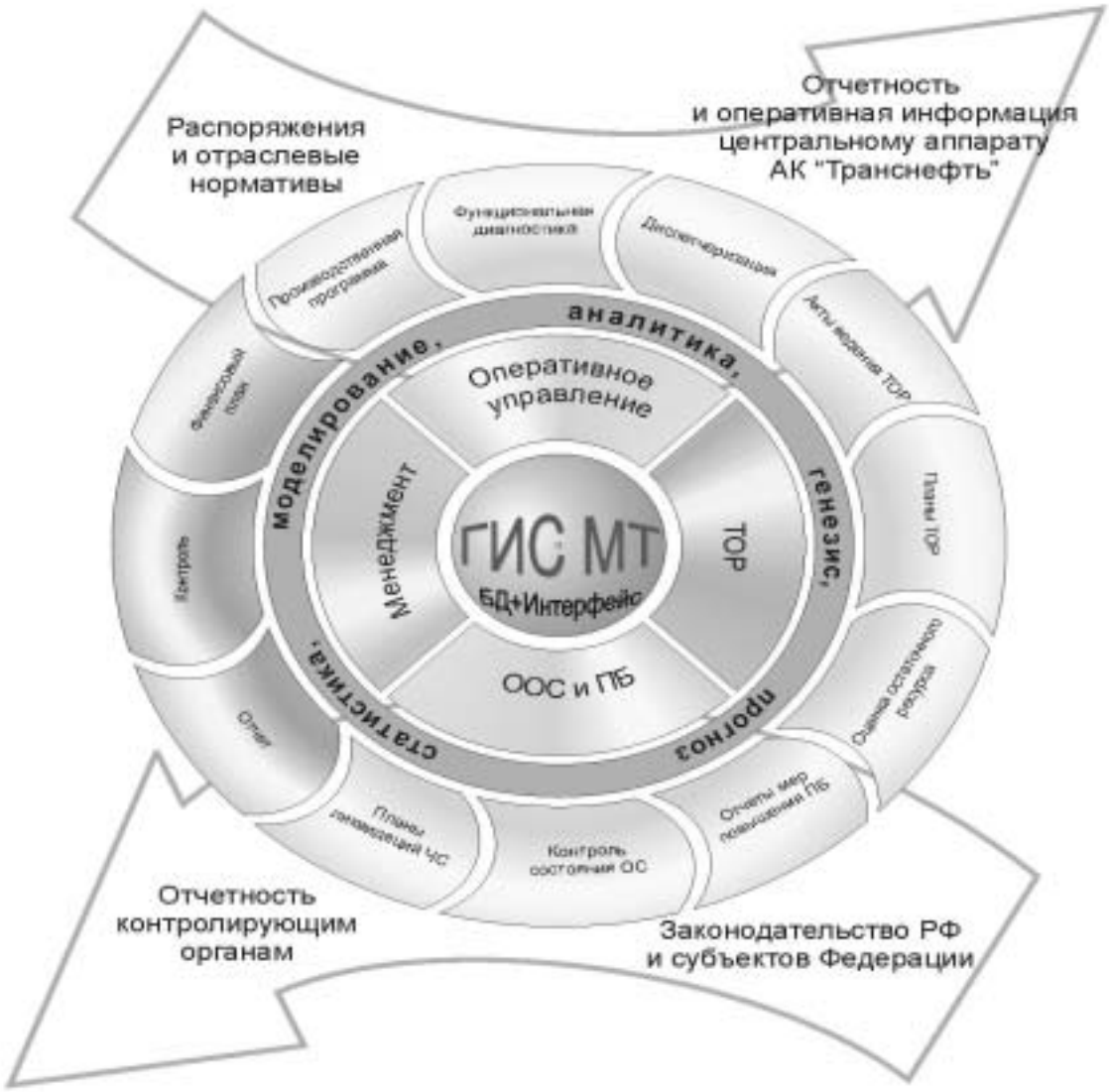


Рисунок 22 – Информационно-аналитическая составляющая Системы Управления МНП

Рассмотрим преимущества, приобретаемые каждой из составляющих Системы управления МНП за счёт её интеграции в единое целое на ГИС платформе.

4.1. Охрана окружающей среды и промышленная безопасность

В современной Системе управления МНП наименее обеспеченным аппаратными и программными средствами является блок задач Охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Ужесточение государственных нормативов, прежде всего, в области промышленной и экологической безопасности накладывает специфические требования к средствам обмена информацией АК «Транснефть» с контролирующими, государственными органами и МЧС. В соответствии с постановлением Совета Министров – Правительства Российской Федерации от 24.11.93 № 1229 распределены функции по контролю за состоянием окружающей среды.

Таблица 17

Распределение функций по контролю за состоянием окружающей среды

Федеральные органы	**Компоненты окружающей среды**
Министерство природных ресурсов России	Недра, подземные воды, геологические процессы, источники антропогенного воздействия, координация всех ведомств
Госкомзем России	Земля, наземная фауна и флора, водохозяйственные системы
Госкомитет РФ по рыболовству	Рыба, другие водные животные и растения
МЧС России	Мониторинг опасных промышленных объектов
Росгидромет	Атмосфера, поверхностные воды суши, морская среда, почва
Департамент Госкомсанэпидемнадзора Минздрава России	Воздействие факторов среды обитания на состояние здоровья населения
Минтопэнерго	Координация деятельности подведомственных предприятий в области мониторинга воздействия на окружающую среду
Госстрой России	Координация действий при строительстве, реконструкции и производстве ТОР и АВР

Сложившаяся система взаимодействия АК «Транснефть» и эксплуатационных служб ОАО МНП с инспектирующими органами исполнительной власти по охране окружающей среды построена на территориальном принципе:

- Аппарат АК «Транснефть» - федеральные органы, в первую очередь Минтопэнерго России, Госкомэкологии России;
- ОАО МНП – республиканские, краевые или областные комитеты;
- Районные управления МНП – областные, межрайонные комитеты;
- НПС (ЛПДС) – межрайонные, городские комитеты.

Каждый из контролирующих органов на каждом административном уровне требует от подразделений АК «Транснефть» подачи объемного перечня отчетной документации, содержащей по сути одну и ту же информацию. Кроме того, в последние годы Госкомэкологии России всё большее внимание уделяется внедрению в практику систем ведомственного и независимого аудита. Объем рутинной работы по взаимодействию с контролирующими органами, составлению и сопровождению отчётной документации весьма велик и требует своей унификации и автоматизации, что принципиально невозможно без создания единой Информационно -Аналитической Системы магистрального транспорта нефти.

Аналогичные проблемы существуют у всех трубопроводных компаний. Госдепартамент США открыл финансирование государственной картографической трубопроводной системы (NPMS – National Pipeline Mapping System), которая призвана контролировать выполнение государственной программы по обеспечению безопасного и экологически надежного трубопроводного транспорта природного, сжиженного газа, нефти и нефтепродуктов (OPS) [73]. Создание государственной системы безопасности преследует своей целью:

- получение полного представления о текущем состоянии трубопроводов и площадочных сооружений;
- сосредоточение инспекционных ресурсов;
- планирование мер на случай аварийных ситуаций и стихийных бедствий;
- определение приоритетов в финансировании предупредительных мер безопасности и защиты окружающей среды;
- обмен данных в общем формате.

Реализация подобной системы в рамках ГИС – технологий позволяет

- предложить эффективный и оперативный метод обмена данными о трубопроводах;
- свести к минимуму дополнительную нагрузку на предприятиях нефтегазовой отрасли по представлению многочисленных данных правительственным, страховым организациям и партнерам;
- расширить доступ к оперативной информации в аварийных ситуациях;
- стандартизировать данные о размещении трубопроводов;
- защитить конфиденциальную и коммерческую информацию [73].

Другим аргументом в пользу актуализации создания ГИС магистральных трубопроводов являются требования Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№116-ФЗ от 21.07.97) [114], по которому региональным управлениям магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов вменено в обязанность раз в пять лет представлять в Госгортехнадзор России «Декларацию промышленной безопасности опасных производственных объектов» [87]. Ключевыми вопросами данного документа являются: оценка техногенного риска на основе анализа сценариев возможных ЧС, планирование превентивных мероприятий ООС [63, 88, 108]. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» на каждый МНП должен быть разработан «План предупреждения и ликвидации возможных аварийных разливов нефти на магистральном нефтепроводе». При этом максимально возможный объём нефти и нефтепродуктов регламентируется данным постановлением для следующих объектом магистрального транспорта [61]:

- нефтяные терминалы – 1500 тонн;
- трубопровод при порыве – 25% максимального объема перекачки в течении 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на дефектном участке МНП;
- трубопровод со свищём – 2% максимального объема перекачки в течении 14 дней.

Исходя из классификации чрезвычайных ситуаций на трассах магистральных трубопроводов по масштабу разливов нефти и уровней Единой государственной системы предупреждения и ликвидации ЧС, определены уровни реагирования на аварии [61].

Первый уровень реагирования. Работы по локализации разлива нефти и механическому сбору организуются на первом этапе силами и средствами МНП с последующим привлечение сил Единой государственной системы предупреждения и ликвидации ЧС местного уровня и аварийно-спасательных формирований специализированных организаций.

Второй уровень реагирования – осуществляется в рамках территориальной подсистемы Единой государственной системы предупреждения и ликвидации ЧС и аварийно-спасательных формирований специализированных организаций.

Третий уровень реагирования. Разлив нефти федерального значения. Работы по устранению аварийной утечки производятся силами и средствами МНП, противофонтанных служб, строительно-монтажных и других организаций, включённых в план ликвидации возможных аварий на МНП. Операции по локализации, механическому сбору и ликвидации последствий аварий осуществляют аварийно-спасательные формирования специализированных организаций. При необходимости привлекается техника, спецсредства и обученный персонал из других регионов, а так же аварийно-спасательные формирования министерств и ведомств, войска ГО, Минобороны России, резервы Единой государственной системы предупреждения и ликвидации ЧС.

Однако, градация аварий, регламентированная постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 и инструкцией РД 39-110-91, весьма приблизительна и в каждом конкретном случае при составлении соответствующих Деклараций безопасности должны уточняться с учетом местных особенностей.

Наличие современных средств геоинформационного моделирования позволяет решать задачи прогнозирования возможных последствий аварий на трубопроводе в результате разгерметизации [40,140]. Принципы ситуационного моделирования аварий для анализа сценариев возможных ЧС и разработки планов действий во время и после аварии можно сформулировать в следующем подходе [101]…

Таблица 18.

Классификация аварийных разливов по масштабу загрязнений

<table>
<tr><th rowspan="2">Объем аварийного разлива нефти, т</th><th colspan="2">Масштаб аварийного разлива</th><th rowspan="2">Привлекаемые силы для ликвидации аварийного разлива нефти</th><th rowspan="2">Уровень реагирования на аварийный разлив нефти</th></tr>
<tr><th>По постановлению Правительства РФ от 21.08.2000 № 613</th><th>По инструкции РД 39-110-91</th></tr>
<tr><td>от 0 до1</td><td rowspan="2">Аварий локального значения</td><td>Повреждение</td><td>Объектовые</td><td rowspan="3">Первый</td></tr>
<tr><td>от 1 до 100</td><td>Авария второй категории</td><td>Объектовые</td></tr>
<tr><td>от 100 до 500</td><td>Авария местного значения</td><td rowspan="4">Авария первой категории</td><td>Объектовые, местные</td></tr>
<tr><td>от 500 до 1000</td><td>Авария территориального значения</td><td>Объектовые, местные, территориальные</td><td rowspan="2">Второй</td></tr>
<tr><td>от 1000 до 5000</td><td>Авария регионального значения</td><td>Объектовые, местные, территориальные, региональные</td></tr>
<tr><td>Более 5000</td><td>Авария федерального значения</td><td>Объектовые, местные, территориальные, региональные, федеральные</td><td>Третий</td></tr>
</table>

Первым шагом моделирования разливов нефти из поврежденного трубопровода и разработки на их основе прогнозов развития аварийных ситуаций является построение 3-х мерной модели гидрологически корректной решетки рельефа. Решетка

рельефа является основой для решения гидрологических задач анализа поведения жидкостей и тяжелых газов при их движении по рельефу местности под действием силы тяжести. Решетка рельефа представляет собой прямоугольную ячеистую структуру NxM ячеек. В каждую ячейку **h(i,j)** (i - номер ячейки по оси X и i = 1...N, j - номер ячейки по оси Y и j = 1...M) записывается значение абсолютной высоты рельефа местности в центре ячейки [41]. Размеры всех ячеек решетки одинаковы и определяются точностью требуемых результатов и исходных данных. В качестве исходных данных для построения решетки рельефа можно использовать объекты электронной карты: изолинии рельефа; точечные отметки высот и урезов воды; гидрографическую сеть.

Изолинии рельефа и отметки высот с высокой точностью определяют абсолютные значения высоты рельефа в ячейках, которые пересекают. Основная проблема заключается в определении значений высоты для ячеек, на территории которых отсутствуют изолинии и отметки высот.

Гидрографическая сеть определяет градиенты рельефа, так как реки текут всегда в сторону понижения высоты рельефа. В геоинформационных системах линии обязательно имеют параметр направление. Таким образом линейный слой, характеризующий реки, для построения гидрологически корректного рельефа должен быть создан таким образом, чтобы направления линий совпадали с направлением течения реки.

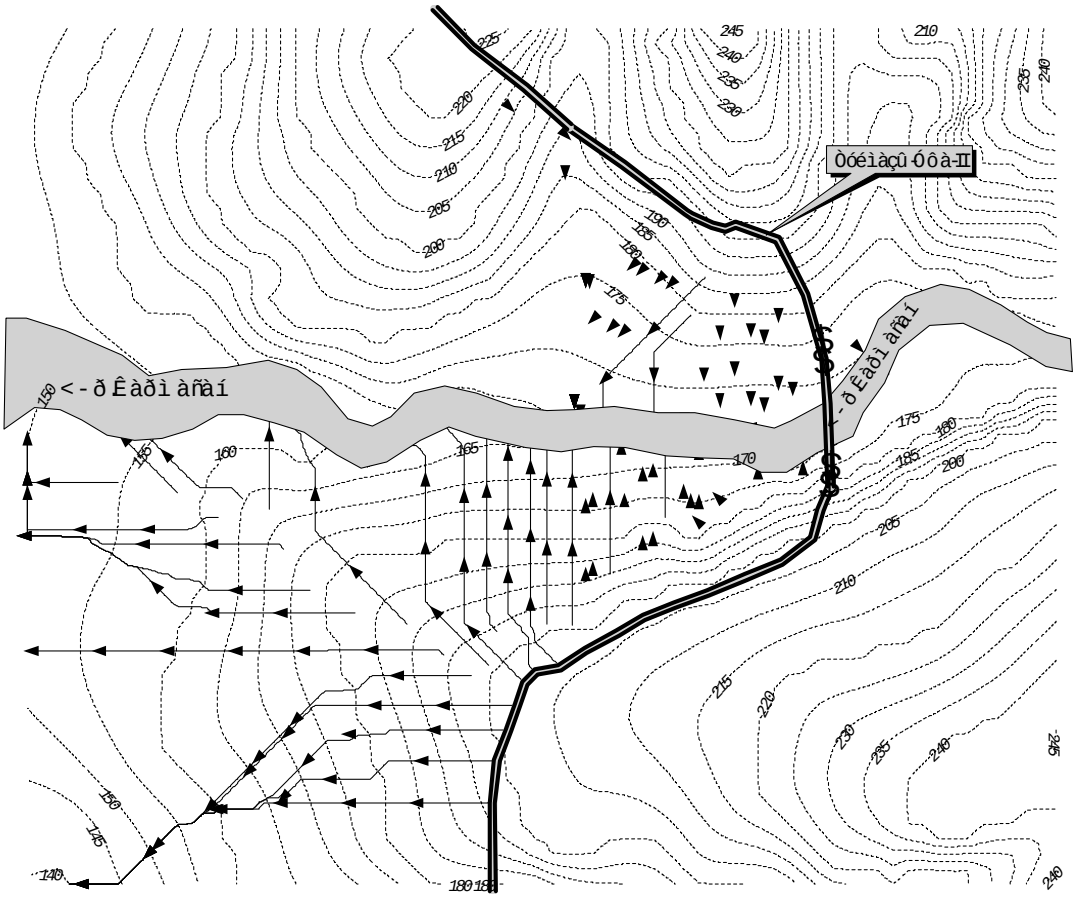


Рисунок 23 - Решетка рельефа для определения маршрута стекания аварийных сбросов на участке нефтепровода Туймазы-Уфа-2

Для вычисления недостающих значений решетки высот используются интерполяционные функции, использующие значения изолиний рельефа, отметок высот и направления течения рек.

Для построения маршрута стекания жидкости по рельефу используется решетка направлений. Решетка направления представляет собой прямоугольную ячеистую структуру NxM ячеек. В каждую ячейку **d(i,j)** (i - номер ячейки по оси X и i = 1...N, j - номер ячейки по оси Y и j = 1...M) записывается значение, определяющее направление наиболее сильного понижения рельефа. Это направление также определяет путь наиболее вероятного стекания жидкости из этой ячейки.

Решетка направлений строится на основе решетки рельефа.. Имея решетку направлений находим на ней ячейку на территорию которой произошел вылив жидкости. По направлению стекания из этой ячейки определяем соседнюю ячейку, куда переместится жидкость и так далее. Последовательно соединяем ячейки, в которых «побывала жидкость», в линию - маршрут стекания (рисунок 23).

В печатном виде двумерные изображения более информативны и компактны. 3D-моделью удобнее пользоваться при анализе ситуаций на мониторах компьютеров за счёт дополнительных возможностей анимации. Трёхмерное изображение этого же участка местности на участке трассы нефтепровода Туймазы-Уфа-2 приведено на рисунке 24.

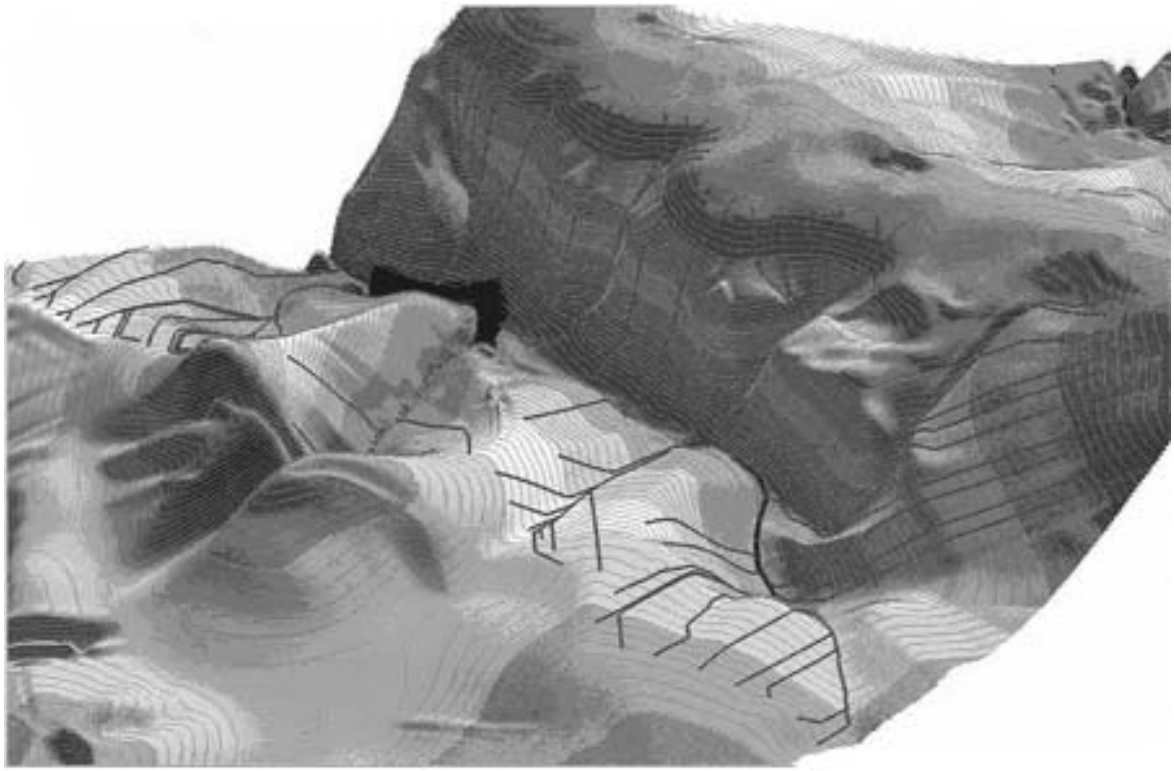


Рисунок 24 -Сценарии ЧС с истечением нефти на участке нефтепровода Туймазы-Уфа-2

Следует отметить, что реализация вышеперечисленных работ пока возможна только на RISC платформе рабочих станций, например, типа Sun Sparc Station и программного обеспечения ГИС ARC/INFO версии 7.0 и выше, что продиктовано

прежде всего большим объемом обрабатываемой промежуточной информации, а также цифровой карты местности достаточно подробного масштаба.

Вторым шагом разработки прогнозов является определение шлейфа возможных загрязнений и аккумулирующей способности элементов экосистемы по решетке рельефа. После того, как направление и маршруты стекания аварийных сбросов нефти определены семейством координатных линий кратчайшего спуска можно применить одну из методик расчёта ширины шлейфа загрязнений, которая зависит как от интенсивности аварийного выброса, времени истечения и реологических свойств нефти, так и от уклона местности по координатной линии, сорбционных свойств почвенного слоя и растительного (снежного) покрова [58, 59].

4.2 Проблемы расчета истечения нефти из аварийных отверстий при повреждении нефтепровода.

Классическая Гидравлика предлагает весьма незамысловатую зависимость для определения расхода жидкости через отверстия и насадки [17]:

$$Q = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gH}, \qquad (28)$$

где μ - коэффициент расхода отверстия (насадка);
f – площадь живого сечения отверстия (насадка);
g – ускорение свободного падения;
$H = \Delta P/\rho g$ - напор, при котором происходит истечение.

Однако, практическое определение каждого из членов, входящих в зависимость сопряжено с методологическими сложностями.

Коэффициент истечения μ - эмпирическая величина, не имеющая достаточно общих теоретических предпосылок для своего определения, зависит от: свойств истекающей жидкости; свойств среды, куда происходит истечение; формы отверстия (насадка); условий формирования струи; энергетических показателей истекающей жидкости.

Площадь живого сечения отверстия (насадка) f – величина, измеряемая весьма приближенно из-за сложной формы аварийных отверстий. Кроме того, непосредственное измерение возможно лишь после ликвидации аварийной ситуации, т.е. снятия фактических напряжений, вызванных давлением внутри трубопровода и эксплуатационными смещениями его оси в пространстве.

Напор H – зависит от перепада давлений внутри и вне трубы. К сожалению, обе величины меняются в процессе развития аварийной ситуации в весьма широких пределах. Перспективы повышения точности оценок объемов аварийных разливов на современном этапе развития науки связаны с совершенствования методики определения динамики этих параметров во времени.

Большинство исследований по истечению посвящено определению величины коэффициента расхода [9,10]. Параметр сугубо эмпирический, теоретическому обоснованию не подлежит, зависит от множества параметров процесса истечения и свойств сред. Определяется для каждого конкретного случая прямым экспериментом. Попытки обобщения огромного числа экспериментальных данных проводились на основе теории подобия, и показали нелинейные зависимости коэффициента расхода при истечении из малого отверстия в тонкой стенке как функцию безразмерных параметров [131]:

$$\mu_0 = f\,(Re, We, Fr),$$

где μ_0 – коэффициент расхода при истечении из малого отверстия в тонкой стенке;

Re - число Рейнольдса;

We - Вебера;

Fr - Фруда.

Для конкретизации обзора рассмотрим лишь результаты, в той или иной степени применимые к двум сценариям развития аварий: потеря герметичности в результате развития питтинговой или язвенной коррозии и раскрытие значительной части образующей трубы вследствие коррозионного растрескивания металла стенки трубы или сварного шва.

В первом случае размер отверстий меньше, они имеют относительно округлую форму, скорость истечения меньше, что накладывает определенную специфику на физическую картину процесса. Наиболее существенным является влияние на величину коэффициента расхода поверхностного натяжения жидкости. Для больших чисел We>250…2500 , Re>1000…5000 и Fr > 10 [123]:

$$\mu_\sigma = \mu_0 \cdot \left(1 + \frac{4}{We}\right). \qquad (29)$$

Для малых отверстий $\varnothing \approx \delta_{тр}$ процесс обретает специфику истечения из насадков, и в этом случае, в интервале чисел Re = 10^2…10^5 и δ/D =2…5 можно использовать зависимость [123]:

$$\mu_H = \left(1{,}23 + \frac{48}{\mathrm{Re}} \cdot \frac{\delta_{mp}}{D}\right)^{-1}. \qquad (30)$$

Это достаточно распространенный случай, т.к. по данным исследований ИПТЭР [124] 72% сквозных отверстий попадают в диапазон 0.5<δ/D< 5, лишь по 10% - δ/D<0.5 и δ/D >10 и только 8% - в диапазон других значений δ/D . В некоторых исследованиях показано, что характер истечения определяется углом конусности на входе и выходе из отверстия. Если углы малы ($\alpha_{вх} = \alpha_{вых} < 20^0$), то истечение происходит как через насадок. Если $\alpha_{вх} = \alpha_{вых} = 180^0$ – истечение через отверстие в тонкой стенке. Если на входе угол плавно меняется от 180^0 до 0^0, то имеем коноидальный насадок, для которого коэффициент расхода принимается равным единице.

Совершенно очевидно, что определить реальный профиль сквозного отверстия можно только в продольном его разрезе после вырезки дефектного участка из трубопровода.

Второй сценарий развития аварии предполагает спонтанное раскрытие трещины, что влечет за собой истечение с большими скоростями через отверстие, размеры которого больше толщины стенки трубопровода. В этом случае считается возможным пренебречь влиянием сил поверхностного натяжения. Процесс происходит только по законам истечения через отверстие в тонкой стенке. Но, необходимо учитывать изменение напора в процессе истечения и, особенно, специфику формы отверстия и условия формирования струи.

Для вязких жидкостей (ν = 0.01…10 см^2/с) истекающих через круглое отверстие ($\varnothing$ = 5…300 мм) Альтшуль предложил следующую аппроксимацию коэффициентов расхода [10]:

при 25 <Re< 300 $$\mu_0 = \frac{\mathrm{Re}}{1{,}5 + 1{,}4 \cdot \mathrm{Re}},$$

при 300 <Re< 10000 $$\mu_0 = 0{,}592 + \frac{0{,}27}{\mathrm{Re}^{1/6}},$$ (31)

при 10000 <Re $$\mu_0 = 0{,}592 + \frac{5{,}5}{\sqrt{\mathrm{Re}}}.$$

Изменение напоров в процессе истечения неизбежно приводит к изменению скорости истечения, а, следовательно, и числа Рейнольдса. Были предприняты попытки корректировки коэффициента расхода при истечении жидкостей при переменном напоре из сосудов цилиндрической формы (площадь зеркала свободной поверхности жидкости в процессе истечения не менялась) [27,46,47]:

$$\mu' = \frac{2F\left(\sqrt{H_{нач}} - \sqrt{H_{кон}}\right)}{f \cdot \tau \cdot \sqrt{2g}},$$ (32)

где F - площадь зеркала свободной поверхности жидкости;

f – площадь живого сечения отверстия;

τ - время истечения.

Однако, в данном сценарии аварий форма отверстий далека от круглой. Наиболее распространенным является аппроксимация ромбом с диагоналями a и b.

Эмпирические зависимости для коэффициентов расхода через такие отверстия определены только от числа Рейнольдса в виде [46]:

$$\mu = \mathbf{C} \cdot \mathbf{Re}^{\mathbf{n}},$$ (33)

где коэффициенты C и n в ламинарном режиме истечения определены следующим образом: при **a/b** = 0.077 **C** = 0.062, **n** = 0.6;

при **a/b** = 0.119 **C** = 0.094, **n** = 0.5;

при **a/b** = 0.15 **C** = 0.113, **n** = 0.45.

Для турбулентного режима можно использовать зависимость [46]:

$$\mu = 0{,}457 \cdot \mathrm{Re}^{-0{,}008}\left(\frac{a}{b}\right)^{-0{,}24}.$$ (34)

Коэффициенты расхода для всех исследованных случаев изменяются в достаточно узком диапазоне от 0.62 – для малого отверстия в тонкой стенке, до 0.82 – для внешнего цилиндрического насадка.

Как отмечалось выше, прямые измерения площади и конфигурации отверстия во время аварии весьма затруднительны. Форма отверстия, как правило, достаточно сложна. Поэтому в практике расчетов живого сечения реальное отверстие заменяют геометрически похожей фигурой.

Для первого сценария аварий – это круг осредненного по результатам измерения в двух ортогональных направлениях диаметра. В случае малого отверстия ($\varnothing \approx \delta_{тр}$) рассматривают модельный насадок вида [105]:

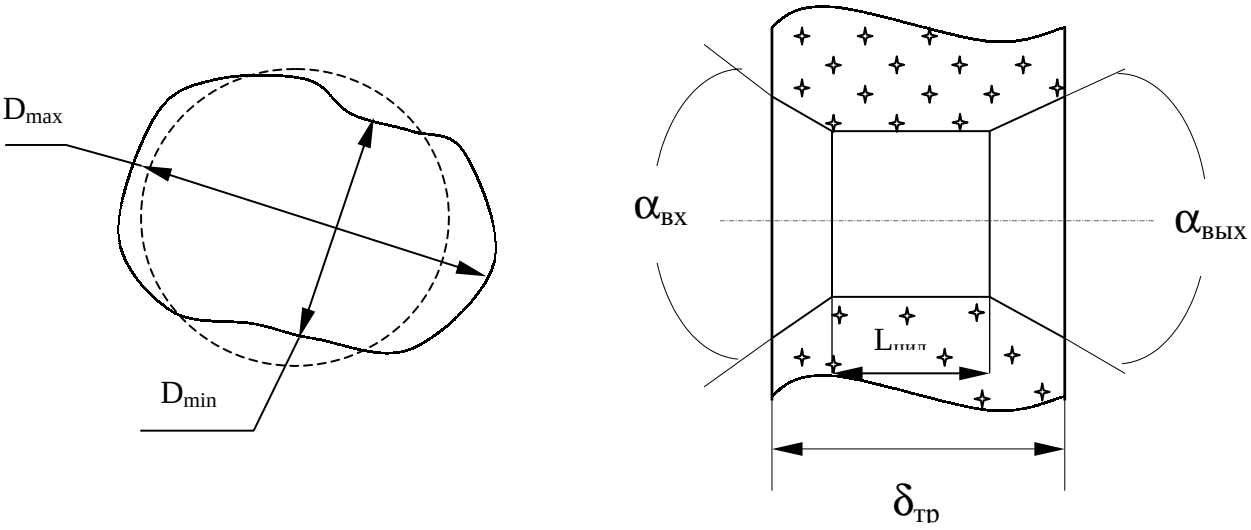


Рисунок 25 – Аппроксимация отверстия произвольной формы

Для второго сценария развития аварий характерны щелевидные неправильной формы отверстия. Для унификации расчета вводится понятие гидравлического радиуса $R_г$ как отношение площади живого сечения отверстия к длине его смоченного периметра. В этом случае диаметр во всех формулах заменяется на характерный размер, равный четырем гидравлическим радиусам.

Напор – перепад давлений до и после отверстия, деленный на удельный вес истекающей жидкости [17]:

$$H = \frac{P_{in} - P_{out}}{\rho g}, \tag{35}$$

где P_{in} - давление внутри трубопровода;

P_{out} – давление на наружной образующей трубы в устье отверстия.

Давление на наружной образующей трубы в устье отверстия P_{out} – обусловлено условиями среды, куда истекает жидкость. Для первого сценария характерны небольшие расходы истечения, следовательно, градиентом давления фильтрационного течения в грунте можно пренебречь. Существуют работы, определяющие коэффициент истечения с учетом фильтрационных свойств грунтов [123]:

$$\mu_n = \left(\frac{1}{\mu^2} + a \right)^{-1/2}, \tag{36}$$

где a – коэффициент сопротивления грунта, определяемый по зависимости [31]:

$$a = \frac{2g \cdot f^2}{Q \cdot k_\phi \cdot w} \cdot \frac{\nu_H}{\nu_B} \cdot \frac{L}{F}, \tag{37}$$

$\nu_н$, $\nu_в$ – вязкость нефти и воды соответственно;

$k_ф$ - коэффициент фильтрации грунта по воде;

f - площадь сечения аварийного отверстия;

w - поправочный коэффициент на влажность грунта;

F - средняя площадь сечения смоченного нефтью грунта;

L - расстояние между местом обнаружения вышедшей на поверхность нефти и местом расположения аварийного отверстия.

Последние три величины практически определить не представляется возможным, однако, можно констатировать, что они зависят от свойств нефти, рельефа местности, уровня грунтовых вод, условий дренажа, свойств грунта и дневной поверхности грунта. При продолжительном воздействии нефти на грунт эти условия неизбежно будут изменяться.

Второй сценарий развития аварии предполагает следующие стадии:

1. Образование и формирование каверны под силовым воздействием струи вытекающей жидкости;
2. Насыщение прилегающего грунта нефтью;
3. Растекание нефти по дневной поверхности и формирование фильтрационных потоков в грунте.
4. Установившийся процесс дренажа, испарения и стока нефти по рельефу местности.

Моделирование этой ситуации возможно лишь с применением современных методов кибернетического моделирования с использованием возможностей ГИС.

Давление внутри трубопровода P_{in} - меняется в широких пределах. Считается, что эксплуатационное давление в данном сечении трубопровода не меняется до момента аварийного закрытия линейных задвижек, локализующих поврежденный участок.

Начальное (с точки зрения расчетной процедуры слива при переменном напоре) давление зависит от последовательности закрытия задвижек и определяется гидростатическим напором той части трубопровода, что была отключена последней.

Следующая стадия – снижение давления в трубе до давления насыщенных паров нефти в наивысшей точке рельефа. Процесс описывается весьма неоднозначно из-за отсутствия достоверных данных о конструктивной жесткости трубы и количестве сепарированного газа в ней, а так же растворенного газа в нефти. Кроме того, герметичность линейных задвижек и отсутствие питтинговых коррозионных микроповреждений стенки трубы имеют решающее значение в точности оценки объемов вытекшей нефти.

Далее происходит опорожнение трубопровода при постоянном давлении насыщения на свободной поверхности нефти. Наибольшие методологические трудности этого этапа расчетов – учет реального положения оси трубопровода в рельефе и деформаций его поперечного сечения. При оценке утечек нефти из трубопроводов, проложенных по слабопересеченной местности с уклонами $0^0 \ldots 5^0$ ошибка определения площади свободной поверхности жидкости внутри трубопровода и участков слива могут составлять сотни процентов. Без результатов внутритрубной диагностики и средств ГИС решение этой задачи невозможно.

Следующий этап мало интенсивного слива происходит при достижении давления внутри трубопровода у аварийного отверстия значения атмосферного и только при истечении нефти открытой струей. В этом случае можно наблюдать автомодельные колебания. Временное снижение давления в аварийном отверстии ниже атмосферного приводит к подсасываю воздуха внутрь трубопровода. Воздух замещает часть нефти, провоцирует ее испарение до насыщения подсосанного объема, что вызывает ответную волну повышенного давления. Происходит истечение дополнительного объема нефти, что приводит к снижению давления и процесс повторяется. Период автомодельных колебаний зависит от протяженностей заполненного нефтью и сепарированным газом участков, а так же от величины аварийного отверстия. При значительном раскрытии сечения трубопровода могут оба процесса (подсос воздуха и слив нефти) происходить одновременно. При

негерметичности линейных задвижек или стенки трубопровода выше места аварийной утечки условия для описанного процесса могут вовсе не возникнуть.

Расчеты объемов потенциально вытекшей нефти целесообразно подтверждать оценками объемов загрязнений при разливе по дневной поверхности почвы, испарения в атмосферу, насыщения и фильтрации нефти в массиве прилегающего грунта.

Только объективная обоюдная оценка может дать достаточно точный результат при расчете объемов аварийных сбросов нефти и загрязнения окружающей среды.

Наличие современных средств геоинформационного моделирования позволяет решать задачи прогнозирования возможных последствий аварий на трубопроводе в результате разгерметизации. При этом плоская ГИМ окрестностей трубопровода необходима для построения 3-х мерной модели и для отображения маршрутов стекания нефти. 3-х мерная ГИМ окрестностей трубопровода необходима для корректного вычисления маршрутов стекания нефти, а также для построения вертикального профиля сечения местности по линии трубопровода.

Результаты моделирования процессов распространения нефти при возможных авариях на трубопроводе показали, что на участке между НПС Языково и Нурлино при любой значительной аварии нефть попадает в ручьи и реки. Поэтому для оценки экологического ущерба от возможных аварий предложено разделить весь трубопровод ТУ-2 (между НПС Языково и Нурлино) на участки таким образом, что при возникновении аварии в любой точке одного участка будет загрязнен один тот же крупный водный объект.

Задача ранжирования участков трубопровода по экологическому риску базируется на сопоставлении последствий аварийных ситуаций на различных участках трассы трубопровода при "равных" условиях ее развития. Под "равными" будем понимать условия возникновения аварийной ситуации (первый сценарий со среднестатистическим временем идентификации аварии и закрытия задвижек по трассе по 2,5 часа), а так же "эквивалентные" размеры аварийных отверстий. Применяя методы приведения различных конфигураций отверстий и рассматривая произведение их площадей на соответствующие коэффициенты истечения ($\mu \cdot f_0$), можно унифицировать оценки большого числа разнообразных факторов, влияющих на объем истечения, таких как: условия формирования струи и форма отверстия, физические свойства нефти и окружающей среды, напор и скорость истечения и пр. "Эквивалентный" диаметр аварийного отверстия определим из выражения:

$$\mu \cdot f_0 = \pi \cdot d^2 / 4. \qquad (38)$$

Диапазон диаметров целесообразно ограничить 2 см, т.к. при больших размерах отверстий аварийный сброс нефти будет превышать 20…25% плановой производительности трубопровода, что подразумевает другой сценарий развития аварийной ситуации.

Оценку объема истечения производим по "наихудшему" случаю – точки образующей трубопровода с минимальной высотной отметкой для каждого участка трубопровода. Расчетная схема определена тремя характерными этапами развития аварийно ситуации:

1. Истечение нефти под рабочим давлением на участке трубопровода определяется временем с момента разгерметизации трубопровода до момента идентификации аварийной ситуации и отключения насосной станции (τ = 2,5 часа).

$$V_1 = \mu \cdot f_0 \cdot \tau \sqrt{(2gH_H)}, \qquad (39)$$

где H_H – напор процесса истечения, определяемый как расстояние от точки истечения до линии гидравлических уклонов трубопровода в плановом режиме его эксплуатации.

2. Истечение нефти при переменном напоре определяется временем закрытия задвижек (τ = 2,5 часа):

$$V_2 = \mu \cdot f_0 \cdot \tau \, (\sqrt{(2gH_H)} + \sqrt{(2gH_K)})/2, \qquad (40)$$

где H_K – гидростатический напор, определяемый как разница высотной отметки наивысшей точки трубопровода на участке трассы между двумя перекрытыми задвижками и отмети места слива.

3. Истечение нефти из заглушенного трубопровода (V_3) определяется объемом опорожнения трубы с учетом защемленной нефти в "застойных" по рельефу местности участках трубопровода и давлением насыщенных паров нефти, удерживающим гидростатический столб нефти над отверстием:

$$H_{ст} = (P_{атм} - P_s)/\rho g. \qquad (41)$$

Итоговый объем вытекшей нефти можно оценить как сумму объемов истечения на каждом этапе. Характерное соотношение объемов аварийных сбросов нефти в окружающую среду в зависимости от эквивалентного размера отверстия в характерных сечениях трубопровода показано на рисунке 26.

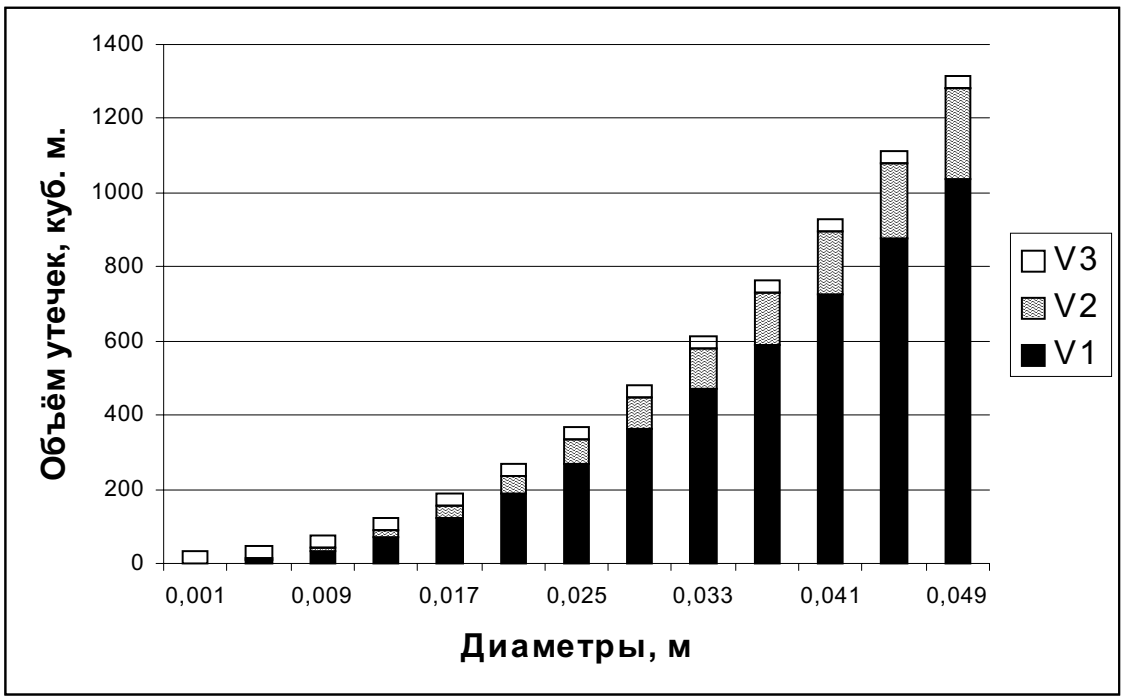


Рисунок 26 - Объемы аварийных утечек нефти на участке № 21 трассы Туймазы-Уфа-2 НПС Языково-Нурлино

Для "малых" отверстий ∅ ≈ 1 мм практически весь объем аварийного слива определяется временем обнаружения потери герметичности. Время истечения может быть весьма велико и, если не применять таких технологий ремонта как врезка катушки, требующих гильотинных разрезов труб, полное опорожнение участка трубопровода практически недостижимо. При объемах истечения меньших 10т такая ситуация вообще не идентифицируется как аварийная. Однако, обнаружение таких

дефектов требует большого времени и специальных методов, поэтому время слива под рабочим давлением может быть многим большим 2,5 часов.

Для "больших" отверстий ∅ > 2 мм выход нефти на дневную поверхность будет явным и быстрым. Объемы опорожнения трубы пренебрежимо малы. Основная масса продукта вытечет на первом этапе, и будет определяться напором сечения с аварийным отверстием в рабочем режиме эксплуатации трубопровода. Ситуация уверенно индицируется практически всеми способами диагностики аварийных утечек. Наиболее распространенными способами временного устранения течи являются хомуты, заплаты и «чопики». В правилах технической эксплуатации магистральных трубопроводов прописано, что во время плановых ремонтов соответствующие аварийные участки трубопроводов должны быть заменены. Длительная эксплуатация труб с аварийными отверстиями, заглушенными временными средствами восстановления герметичности не допускается. Однако, критерий времени во многих случаях либо не оговорен, либо не обоснованы дополнительные условия, что на практике позволяет эксплуатировать такие трубы годами.

Распределение аварийных сбросов по длине участка трубопровода Туймазы-Уфа-2 между НПС Языково и Нурлино через аварийные отверстия эквивалентного ∅ 0.01 м приведены на рисунке 27.

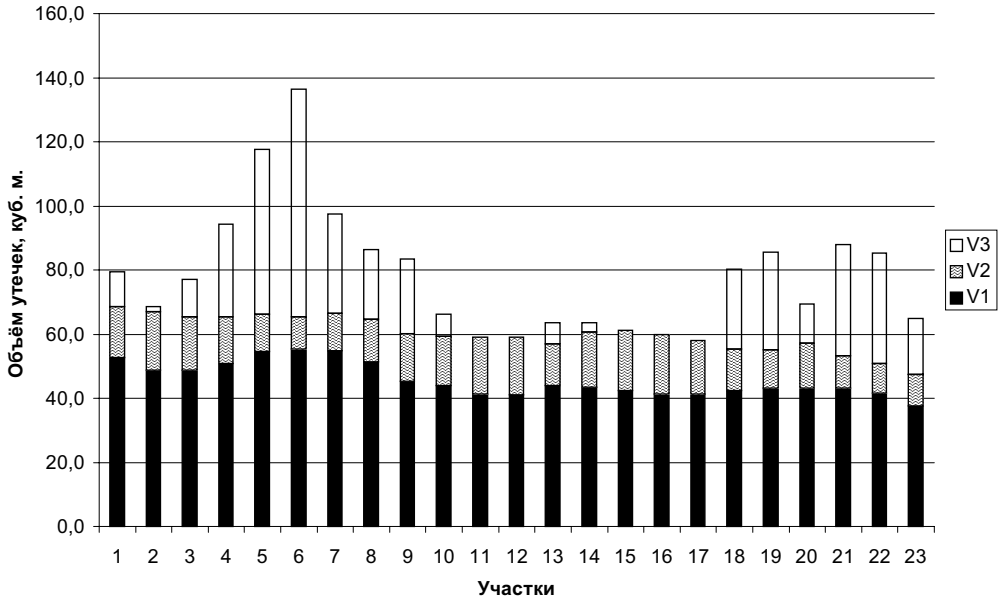


Рисунок 27 - Распределение аварийных сбросов через отверстия ∅ 1 см по длине участка трубопровода Туймазы-Уфа-2 между НПС Языково и Нурлино

Аналогичные расчеты были произведены для статистически обоснованного ряда диаметров аварийных отверстий. Для "малых" отверстий ∅ ≈ 1 мм практически весь объем аварийного слива определяется объемом опорожняемой трубы, время истечения которого весьма велико, если не применять таких технологий ремонта как врезка катушки. При объемах истечения меньших 10т такая ситуация вообще не идентифицируется как аварийная. Однако, обнаружение таких дефектов требует большого времени и специальных методов, поэтому время слива под рабочим давлением может быть многим большим 2,5 часов.

Результат ранжирования по экологическим последствиям аварийной ситуации представлены в таблице 19.

Таблица 19.

Таблица приоритетов на участке трассы Туймазы-Уфа-2
между НПС Языково и Нурлино

№ Уч-ка	Название водного объекта	Ранг участка
6	Батмак – Кармасан	1,000
5	Б.Н. – Батмак – Кармасан	0,862
7	Кармасан	0,714
4	Б.Н. – Батмак – Кармасан	0,691
21	Сартовка – Кармасан	0,644
8	Кармасан	0,632
19	Б.Н. – Потоки – Кармасан	0,627
22	Шемяк – Кармасан	0,625
9	Б.Н. – Кармасан	0,611
18	Б.Н. – Табулдак – Кармасан	0,588
1	Б.Н. – Санны – Кармасан	0,583
3	Б.Н. – Б.Н. – Чермасан	0,564
20	Б.Н. – Потоки – Кармасан	0,508
2	Б.Н. -.Б.Н. – Чермасан	0,503
10	Б.Н. – Кармасан	0,485
23	Б.Н. – Сикиязка – Кармасан	0,476
13	Табулдак – Кармасан	0,467
14	Уза – Дема	0,466
15	Уза – Дема	0,448
16	Б.Н. – Табулдак – Кармасан	0,438
11	Табулдак – Кармасан	0,433
12	Уза – Дема	0,432
17	Уза – Дема	0,425

Несмотря на то, что вклад каждого из действующих факторов в итоговый сброс значительно зависит от величины аварийного отверстия, результат ранжирования участков трассы в большей своей части (на 87%) предопределен положением конкретного сечения трубопровода в рельефе местности, его техническим состоянием, коррозионными свойствами окружающей среды.

Основная проблема построения алгоритма ранжирования участков трассы магистрального трубопровода, пригодного для дальнейшего приложения на ЭВМ, заключается в количественной оценке риска загрязнения окружающей среды. С

некоторыми допущениями ее можно свести к относительной оценке вероятности возникновения аварийной ситуации на том или ином участке трассы и загрязнении важных природных, коммунальных или промышленно-административных объектов.

Одним из вопросов, требующим своего дальнейшего развития является оценка аккумулирующей способности грунта и растительного (или снежного) покровов в шлейфе предполагаемых сбросов V_4, а так же возможности испарения легких фракций нефти во время ее разлива V_5. В первом приближении V_4 можно оценить по площади предполагаемых разливов, по "Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов" (Самара, 1996), V_5 – по "Методике по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях РСФСР" (Астрахань).

Объем аварийного сброса нефти в реку можно оценить балансом:

$$V_\Sigma = V_1 + V_2 + V_3 - V_4 - V_5.$$

Предполагая, что величина экологического ущерба пропорциональна объемам аварийных утечек, загрязняющих водоемы, введем в рассмотрение параметр μ_1, как относительную величину потенциального ущерба:

$$\mu_{1i} = V_{\Sigma i} / V_{\Sigma\,max}, \qquad (42)$$

где i – индекс участка трассы;

$V_{\Sigma\ max}$ – максимальная величина потенциальных аварийных сбросов в реку на участке НПС Языково-Нурлино.

Явно неустановившееся движение нефти по рельефу местности описывается уравнением неразрывности с соответствующими начальными и граничными условиями:

$$\rho_{нефти} \frac{\partial V}{\partial x} dx + \frac{dh}{dt} n_e \cdot \rho_{гр} + q = 0, \qquad (43)$$

где $\rho_{нефти}$, $\rho_{гр}$ – плотность нефти и грунта, кг/м^3;

h – глубина пенетрации нефти в грунт, определяемая по уравнению диффузии [17];

n_e – нефтеёмкость грунта, по "Методике расчета выбросов вредных веществ…", Самара, 1996 рекомендовано брать 0,04 м^3/м^3 [59];

q – удельный выброс углеводородов в атмосферу, по "Методике по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях РСФСР, Астрахань, 1998, для случая испарения со свободной поверхности принимаем 3,158 г/(м^2·ч) [56];

V – скорость течения нефти по направлению линии кратчайшего спуска, определяемая по уравнению Шези [62]:

$$V = C \cdot \sqrt{R_h \cdot i_0}\ , \qquad (44)$$

где C – коэффициент Шези, зависящий от свойств поверхности грунта и растительного (снежного) покрова [17];

R_h – гидравлический радиус потока нефти, определяющий ширину шлейфа загрязнений, м;

i_0 – уклон рельефа местности.

Данная система уравнений решается методом конечных элементов с разбиением расчетной области согласно исходной географической информации на электронной карте прямоугольной ячеистой структуры. Ямы, амбары, дамбы и пр. увеличивают аккумулирующую способность ячейки за счет накопления свободной нефти в пониженных местах микрорельефа. Замкнутые изолинии рельефа с направлением

внутрь этих зон линий максимальных градиентов достаточно точно описывают специфику рельефа и позволяют геометрически оценить емкость таких понижений.

Третьим шагом разработки прогнозов можно считать оценку динамики изменения во времени площади и интенсивности возможных загрязнений. К сожалению, математический аппарат долгосрочного моделирования такого техногенного воздействия на экосистему не разработан до уровня внедрения в информационно-аналитическую систему. Однако, Российскими специалистами GREENPEACE решена задача аэрокосмического мониторинга нефтяных разливов со спутника LANDSAT-7 с дешифрацией снимков инструментариями ГИС анализа ERDAS EMAGINE® [69]. На рисунке 28 представлена наземная фотография разлива нефти и карта экологического состояния Самотлорского месторождения Нижневартовского района Тюменской области, составленной по данным дешифровки аэрокосмических снимков [69].

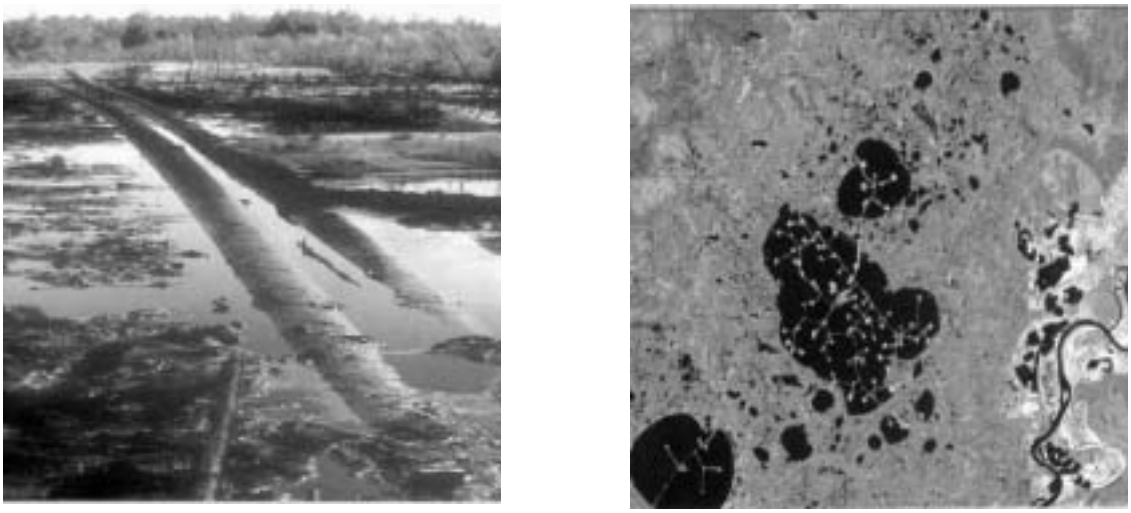


Рисунок 28 – Результаты экологического мониторинга Самотлорского месторождения

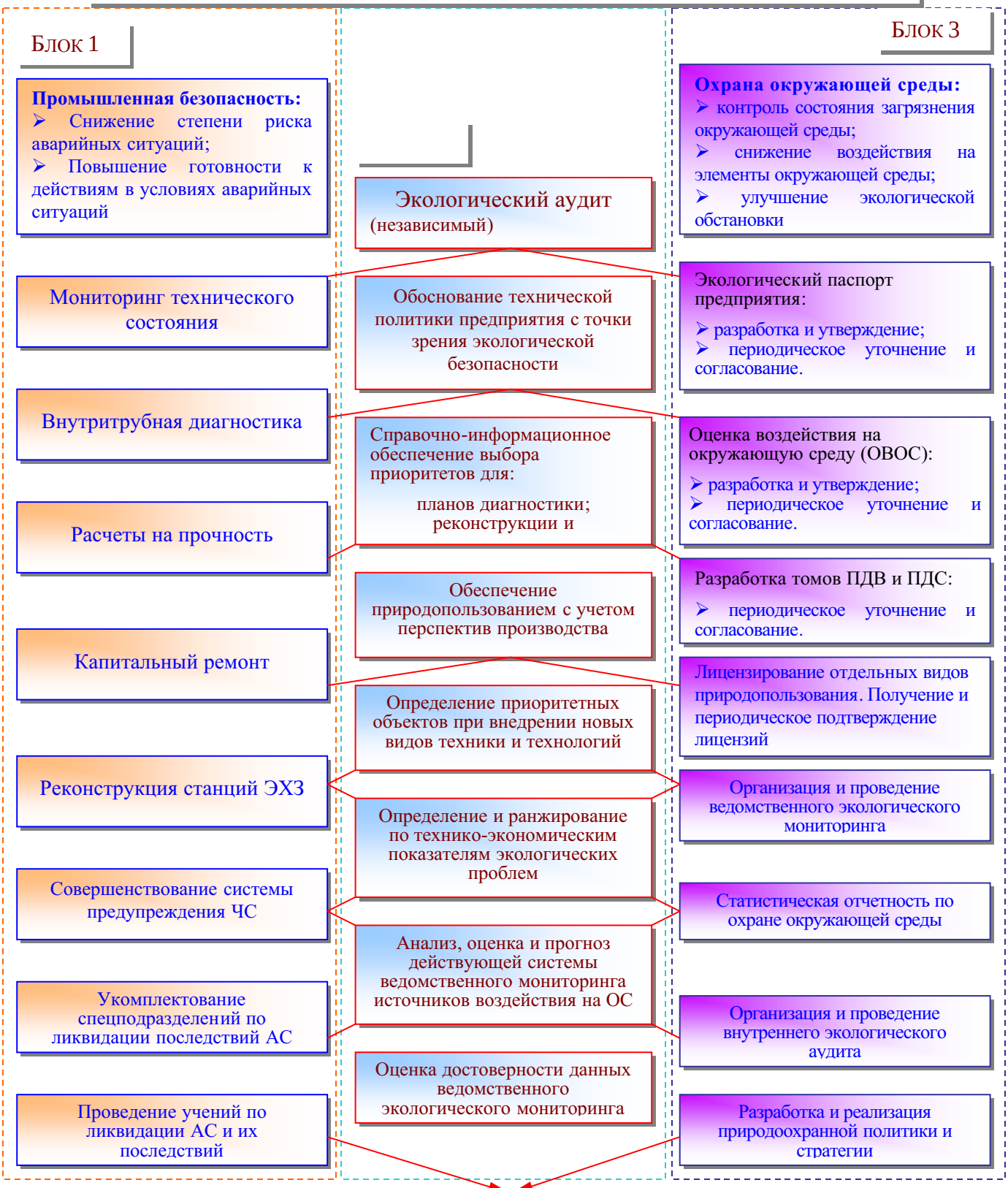
По всем узловым токам была произведена привязка к географическим координатам с помощью высокоточной топографической спутниковой системы GPS (Global Positioning System) [28]. Чёрным цветом обозначены свежие разливы (до 2…3-х лет), рыжим – старые.

Геоинформационный анализ ретроспективы изменений площади и степени загрязнений территорий, прилегающих к объектам трубопроводной сети, позволяет оценить эффективность методов рекультивации земель и других вложений в природоохранные мероприятия. Контроль состояния окружающей среды и своевременное проведение мероприятий, стабилизирующих экологическую обстановку на трассе, в свою очередь, повышают надежность эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Перечень задач, решаемых службами ОАО МНП в рамках возможностей ГИС-технологий не ограничивается приведенными примерами и компетенцией отделов ООС и ПБ: разработка планов действий во время стихийных бедствий, диверсиях, несанкционированных врезках в трубопровод, оперативное управление аварийными бригадами, поездами, запасами и табельными средствами по трассе… Основные направления деятельности по обеспечению безопасности объектов магистрального транспорта нефти отражены в таблице 20 [15]. Общим средством решения информационно-аналитической составляющей этих задач являются ГИС-технологии.

Таблица 20.

Экологическая безопасность объектов магистрального транспорта



4.3. Техническое обслуживание и ремонт магистральных трубопроводов

В АК «Транснефть» для систематизации данных технического состояния основного оборудования принято на вооружение два во многом дополняющих друг друга программных продукта «Эксперт» - продукт Центра технической диагностики «Диаскан», представляющий собой базу данных результатов обследований внутритрубными дефектоскопами и акустико-эмиссионными методами и СКУТОР – система контроля и управления технического обслуживания и ремонта МНП, которая является информационно-справочной системой по основным техническим объектам магистральных нефтепроводов.

Оба продукта являются уникальными инструментами решения практических задач планирования ТОР, претендуют на разработку краткосрочных прогнозов и оценку остаточного ресурса основного оборудования. Абстрагируясь от частностей построения интерфейсов, необходимо подчеркнуть принципиальные различия: ППП «Эксперт» оперирует с базой данных результатов диагностики и реализует методики прочностных расчётов только для труб; СКУТОР – формирует базу каталожных данных по всему перечню основного оборудования.

Каталожные (проектные) значения параметров основного оборудования на практике разительно отличаются от истинных, которые к тому же со временем имеют тенденцию изменяться. Однако, внесение изменений в БД СКУТОР весьма проблематично для обслуживающего персонала ОАО МНП и практически выполняются эпизодически представителями разработчиков. Поэтому персонал чаще пользуется традиционными архивами на бумажных носителях, чем электронным. Отсутствие механизма накопления данных технологических режимов эксплуатации и коррозионного износа, а также возможности интегрирования в мировые разработки по ГИС предопределили ограничения в использовании продукта лишь в качестве источника информации с регионов в Москву о внесении конструктивных изменений в технологическую схему. Тем не менее, разработчиками за последние пять лет выполнен огромный объем работ по инвентаризации и внесению в электронный архив характеристик основного оборудования всех предприятий АК «Транснефть», что, безусловно, облегчит и ускорит на начальном этапе становление интегрированной системы управления на основе ГИС-технологий.

Современные дефектоскопы представляют результаты внутритрубной диагностики сразу в электронном виде, поэтому естественно их хранить и обрабатывать в том же виде. Кроме того, объем такой информации весьма велик и программные средства ППП «Эксперт» позволяют статистическими и аналитическими методами оценивать остаточный ресурс каждого участка трубопровода индивидуально. Учитывая специфику отечественных трубопроводных систем, сооруженных в 60-80х годах прошлого века, необходимо признать огромный вклад ЦТД «Диаскан» в целом, и его программно-аналитических разработок в частности в дело снижения аварийности на линейной части МНП.

Однако, совместное использование баз данных, логически дополняющих друг друга разработчиками не предусмотрено, а эксклюзивная разработка каждого интерфейса требует дополнительных затрат как на обучение пользователей, так и на перенос недостающих данных из одной базы в другую. Отсутствие данных, учитывающих изменение технологических режимов, коррозионных свойств перекачиваемого продукта, грунтовых и погодных условий, делают прогноз технического состояния МНП весьма приблизительным. А использование технологических схем для идентификации объектов на участках трубопроводной сети

исключает применение современных методик расчета напряжений в стенке трубопровода [85], так как на плоской схеме невозможно оценить изменение в трёхмерном пространстве оси реального трубопровода в технологическом цикле его эксплуатации.

Некоторые преимущества как аргументы в пользу интеграции ППП «Эксперт» и СКУТОР на ГИС-платформе частично приведены в таблице 21.

Таблица 21.

Функция	СКУТОР	«Эксперт»	ГИС-МТ
1	2	3	4
Периодичность обновления данных	однажды	раз в пять лет по факту инспекции	Частично по двухчасовому регламенту
Регистрация дефектов	частично	для труб	есть
Регистрация изменений положения оси участков МНП	нет	нет	есть
Прогноз устойчивости участков МНП	нет	нет	есть
Сосредоточение инспекционных ресурсов	нет	для труб	есть
Статистическая оценка межремонтного периода	есть	нет	есть
Оценка остаточного ресурса	нет	есть	есть
Оценка риска изменения технологических параметров перекачки	нет	нет	есть
Аналитическая подборка материалов за произвольный период времени	нет	только на момент инспекции	есть
Оценка целесообразности внесения конструктивных изменений в систему	нет	нет	есть
Оперативное планирование и мониторингТОР	нет	нет	есть
Сокращение нагрузки на персонал ОАО МНП	нет	нет	есть
Возможность интегрирования в более крупные системы	нет	нет	есть
Стандартизация форматов данных об объектах МНП	нет	нет	есть
Обмен данными с другими компонентами АСУ	нет	нет	есть
Передача отчётов в аппарат АК «Транснефть»	есть	есть	есть
Передача оперативной информации Федеральным контролирующим органам	нет	нет	есть

Продолжение таблицы 21.

1	2	3	4
Расследование причин ЧС	нет	есть	Есть
Обеспечение оперативного доступа к средствам ликвидации последствий ЧС в аварийной ситуации	нет	нет	есть
Защита конфиденциальной информации	есть	есть	есть

ГИС не дублирует аналитический аппарат применяемых на практике методов контроля. Но присущие ГИС средства хранения и наглядного представления результатов всех видов дефектоскопии с привязкой полученной информации к объектам исследования значительно облегчают ее использование персоналом компании.

Широкое внедрение разработок ведущих отраслевых институтов АК «Транснефть» и РАО «Газпром» в области аэрокосмического мониторинга геотехнических систем [60, 62] напрямую зависит от уровня использования ГИС-технологий. Опыт применения дистанционного зондирования на таких транспортных системах как Уренгой - Челябинск, Уренгой – Помары - Ужгород, Нижневартовск – Парабель, Ямбург – Уренгой, Уренгой – Сургут и др. (более 15 тыс. км) показал уникальные возможности и высокую эффективность новой технологии [117].

Логика развития программно-аналитических средств мониторинга технического состояния и ремонта объектов магистральных трубопроводов приводит к необходимости объединения усилий разработчиков таких уникальных и динамично совершенствующихся программных продуктов как СКУТОР и «Эксперт». Интеграция их на платформе ГИС-технологий сулит многократно преумножить предполагаемые выгоды от такого объединения.

4.4. Информационно – аналитическая система обнаружения утечек из магистрального трубопровода (СОУ).

С внедрением современной технологии диспетчерского управления и сбора данных (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition) соразмерно с объемом регистрируемой информации расширились аналитические возможности эксплуатационных служб ОАО МНП. На современном этапе одной из самых широко используемых средств функциональной диагностики является диагностика утечек на эксплуатационном участке трубопровода.

Для контроля утечек обычно применяются такие методы, как наблюдение с воздуха или обход трассы, сообщения случайных очевидцев, мониторинг условий эксплуатации трубопроводов с использованием «интеллектуальных» технологий и другие; все они характеризуются той или иной степенью достоверности. Наилучший результат в определении утечек дает оптимальное сочетание этих методов. Примерно 5 лет назад в Американском нефтяном институте (API) был разработан документ № 1130, регламентирующий требования к «Расчётному методу мониторинга утечек из трубопроводов» (CPM). Этот документ связан со стандартом CFR 49, часть 195.134 «Транспортирование опасных жидкостей» [141]. В зависимости от сложности трубопроводной системы и, соответственно, числа исходных и учитываемых факторов,

реализация метода CPM характеризуется различной сложностью. Применение «интеллектуальных» технологий возможно только в трубопроводных системах, оборудованных системами SCADA. Новейшие разработки компании Enbridge Pipeline Inc. в SCADA системах - программный комплекс PROCYS® включает средства обнаружения утечек в трубопроводах компании Stoner Associates (Carlisle, Pa, USA) - мирового лидера в разработке аналитических и программных средств в этой области [129]. Существует четыре принципиально различных подхода к решению этой задачи [113]:

1. Регистрация на концах контролируемого участка волны разрежения, возникающая в момент возникновения утечки даёт достаточно высокую чувствительность метода (1,5…3% $Q_{ном}$), время регистрации (5…10 мин) и низкую погрешность определения места утечки (500…1000 м на участке 100 км) [13]. Однако, метод требует постоянного мониторинга давлений. Время затухания волн давления соизмеримо со временем регистрации. Кроме того, разрыв сплошности протока в трубе на самотёчном участке практически полностью изолируют сигнал и исключают возможность его регистрации, а присутствие в трубе инородных предметов или врезок, резких поворотов, гофров и пр. порождают отраженные волны, которые искажают фронт ударной волны, чем снижают процент регистраций [71]. Метод нашел широкое применение в системе нефтепродуктопроводов для оперативного выявления несанкционированных врезок и хищения нефтепродуктов. Только в ОАО «Транснефтепродукт» за 2000 г. зарегистрировано 279 несанкционированных врезок, 218 из которых своевременно выявлены действующей системой. В отсутствие контрольно-измерительных приборов по трассе трубопровода и средств синхронизации регистрации параметров на концах контролируемого участка метод упрощается до фиксации резкого перепада параметров перекачки на нагнетании и всасывании насосных станций. Такой системой станционной автоматики традиционно оборудуются все НПС АК «Транснефть» и ОАО «Транснефтепродукт».

2. Барокорреляционный принцип гидравлической локации утечек [51] заключается в восстановлении линии пьезометрических уклонов на контролируемом участке трубопровода по показаниям манометров, позволяет устойчиво регистрировать утечку в 5…10% от номинального расхода, имеет низкую погрешность определения места утечки (1500…2000 м на 100 км участке), позволяет опрашивать датчики давления поочерёдно в периодическом режиме, что снижает стоимость системы. Однако, метод требует достаточное количество работающих датчиков, даёт ложное срабатывание при возникновении самотёчных участков, смене реологических свойств продукта и движении инородного тела внутри трубы с потоком жидкости и имеет низкую чувствительность. Тем не менее, барокорреляционный принцип применяется повсеместно во всех современных технологиях диагностики утечек совместно с другими методами вследствие хорошей точности в определении места утечки и низкой стоимости аппаратных и программных средств [127, 130].

3. Акустический способ обнаружения утечки основан на регистрации характерного шума в ультразвуковом диапазоне, возникающем при истечении струи под давлением. Акустический – самый точный (1…5 м) и самый дорогой метод определения места утечки требует дорогостоящих датчиков с периодичностью установки 100…300 м по длине трубопровода, а так же специализированной линии и технических средств обработки информации. Он нашел своё применение в современных проектах в США при мониторинге подводных переходов [130].

4. Дифференциальный метод сведения баланса расходов на участке трубопровода, оборудованном по концам расходомерами – самый точный из всех известных методов способен регистрировать «малые» утечки (меньше 1%) [83, 86].

В соответствии с принципом баланса масс разность расходов транспортируемого продукта на входе и выходе должна быть равна изменениям его количества в герметичном трубопроводе:

$$D(t) = \sum_{1}^{M} M_i(t) - \sum_{1}^{N} M_0(t) - \Delta M_p(t), \qquad (45)$$

где $D(t)$ – скорректированный дисбаланс масс за период времени t;

M_i *и* M_0 – расходы соответственно на входе и выходе трубопроводной сети;

M *и* N – число входов и выходов трубопроводной сети;

$\Delta M_p(t)$ – изменение количества продукта в трубопроводе за время t.

Существует два способа решения уравнения (6.3). Фирма *Shell UK* предлагает статистический метод [138], исключающий сложное моделирование трубопровода. В системе по данным SCADA производится непрерывный расчёт статистических вероятностей возникновения утечек. Количество продукта в трубопроводе для вычисления $\Delta M_p(t)$ рассматривается как адаптивная статистическая функция от эксплуатационных параметров участка трубопровода и скорости их изменения. Наибольшее преимущество статистического метода заключается в полном отказе от сложных моделей трубопроводов, что значительно сокращает объем подготовительных работ и расходов. Существенными недостатками способа являются его инерционность (время обнаружения утечки до 20 периодов опроса датчиков), большая погрешность в локализации места утечки и длительный период времени обучения статистический модели при смене конструктивных параметров системы, свойств перекачиваемого продукта или внешних условий эксплуатации (грунтовых, гидрологических, погодно-климатических и пр.).

Принципы детерминированного моделирования режимов эксплуатации МНП нашли свое отражение в работах специалистов ИПТЭР [86] и РУНГ им. Губкина [52], которые были реализованы в программе «ИРЭН» - “изменение режимов эксплуатации нефтепродуктопроводов”.

Наиболее перспективным способом решения уравнения (45) является математическое моделирование в рамках системы функциональной диагностики осложнений технологических режимов эксплуатации трубопровода.

Изменения количества продукта в трубопроводе $\Delta M_p(t)$ можно представить как сумму элементарных приращений, классифицированных по причинам их возникновения:

$$\Delta M_p(t) = \Delta(\rho \cdot V) = \Delta\rho \cdot V_0 + \rho_0 \cdot \Delta V \qquad (46)$$

где V_0 , ρ_0 – объем участка трубопровода и плотность продукта при известных температуре и давлении;

$\Delta\rho = \rho_0\left(-\xi \cdot \Delta T + \frac{\Delta P}{K}\right)$ - приращение плотности за счёт изменения температуры на величину ΔТ и давления - ΔР (ξ - коэффициент объемного расширения, К – модуль упругости продукта);

$\Delta V = \Delta V_T + \Delta V_P - \Delta V\omega$ - приращение объема участка трубопровода:

$\Delta V_T = \alpha \cdot \Delta T$, где α - коэффициент объемного расширения металла (для стали $\alpha \approx 3{,}3 \cdot 10^{-5}$ $1/^0$C);

$\Delta V_P = V_o \cdot \frac{D_0}{E \cdot \delta} \cdot \Delta P$, где Е – модуль Юнга (для стали $E \approx 2 \cdot 10^{11}$ Па);

$\Delta V_{\varpi} = \sum_{n} \left(\varpi_n^k - \varpi_n^{k-1} \right) \cdot l_n$ - сокращение объема газовых скоплений, выявленных алгоритмом функциональной диагностики.

Наложение результатов диагностирования и гидравлической локации на электронную карту местности дают возможность пространственного моделирования динамики загрязнений, оценки экологической и оперативной ситуации на трассе в месте возникновения свища. А координатная привязка к карте местности в единой Информационно-аналитической системе ГИС-МТ позволяет быстро получить планы ликвидации последствий аварии для данного участка трассы (рисунок 29).

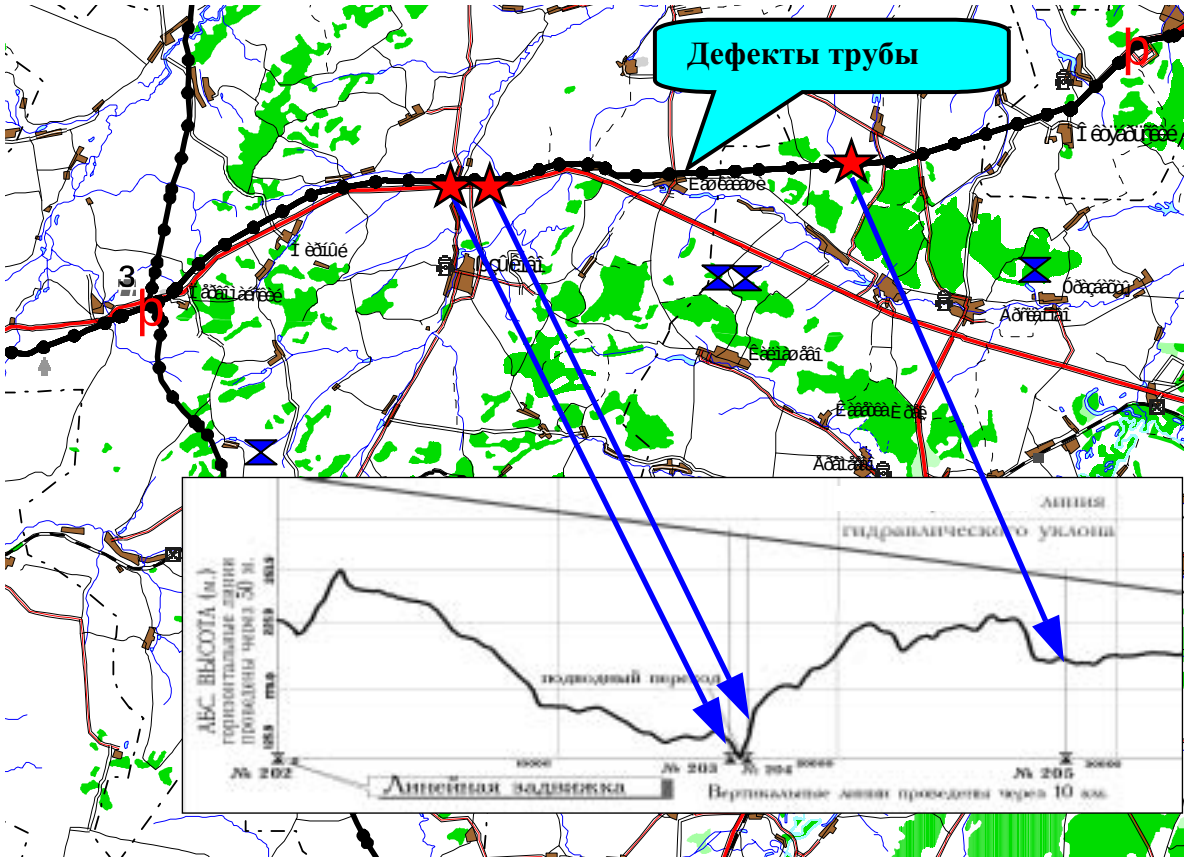


Рисунок 29 – Гидравлическая локация утечек в трубопроводе

Теоретически чувствительность метода практически не ограничена. При достаточно большой выборке данных за продолжительный период мониторинга погрешность метода за счёт ошибки измерений расходов и давлений становится пренебрежимо малой. Статистические оценки погрешностей метода динамического баланса объемов продукта в трубопроводе, сделанные специалистами ИПТЭР на выборке диспетчерских данных дают вероятность 0,95 обнаружения утечки 0,1% от номинальной производительности на 11 замерах [86], что в регламенте опроса датчиков системой SCADA КТК составляет 45 минут. Утечка в 10% от производительности с той же вероятностью определяется за один цикл опроса, т.е. за 4 минуты.

Другим примером реализации программного обеспечения системы обнаружения утечек является программный комплекс LeakSpy®NT, разработанный в России с использованием самых современных технологий и достижений отечественной аэрокосмической промышленности и предназначенный для решения задачи обнаружения утечек в магистральных нефтепроводах [64].

Пакет LeakSpy®NT является комплексным решением, поскольку в нём объединены несколько алгоритмов диагностики, основанных на различных математических моделях течения. Каждый из алгоритмов эффективен в специфическом диапазоне либо для решения определенного класса задач (диагностика утечки, её локализация, подтверждение диагноза и др.). В основе системы LeakSpy®NT лежит математическая модель нефтепровода, функционирующая в реальном масштабе времени. Контроль утечек осуществляется на основе измерения технологических параметров, регистрируемых отечественной системой телемеханики. Окончательное решение принимает экспертная система, в рамках которой осуществляется процедура голосования алгоритмов диагностики, основные принципы которых изложены выше. Предпочтительнее контролировать утечки технологически замкнутых трубопроводов: от резервуарного парка до резервуарного парка, хотя не исключается возможность организовать контроль практически на любом участке, хотя и с меньшей достоверностью и быстродействием.

Программный комплекс LeakSpy®NT инсталлируется на IBM PC-совместимом компьютере, подключенном к системе телемеханики через локальную сеть. Обмен данными осуществляется в виде бинарных файлов с использованием стандартных сетевых средств операционной системы и протокола TCP/IP. Данные из системы телемеханики в систему LeakSpy®NT поступают каждые 10 с.

ППП LeakSpy®NT поддерживает следующие основные функции [64]:

- обнаружение и количественная оценка утечки;
- локализация места утечки;
- контроль герметичности изолированной секции трубопровода;
- интеллектуальная процедура принятия решения и управления уставками;
- функция архтвации;
- анализ качества средств измерения;
- трёхуровневая система сигнализации;
- расчёт движения партий нефти различного качества илиразличных нефтепродуктов;
- набор инструментов для настройки и адаптации программы;
- обмен данными с системой SCADA.

Система прошла апробацию на нефтепроводе «Горький-Рязань-Москва» (участок «Рязань-Москва») ОАО «Верхневолжскнефтепровод» ∅ 500 х 10 мм, протяженностью 197 км. В середине участка – одна промежуточная насосная станция НПС «Коломна». Управление режимами перекачки осуществляли из РДП «Нижний Новгород» с помощью системы диспетчерского контроля и управления ПТК «Сириус» фирмы ООО «НПА ВИРА Реал тайм», укомплектованной ультразвуковыми расходомерами фирмы CROHNE (Германия). Эксперименты проводились на двух стационарных и одном переходном режимах. Во всех случаях констатируются результаты на уровне лучших мировых образцов [64].

Фирма ООО «Энергоавтоматика» является разработчиком параметрической системы обнаружения утечек (ПСОУ), функционирующей в рамках СДКУ фирмы ЗАО «ЭлеСи» (г. Томск) на участке нефтепровода «Калтасы-Уфа-2» ∅ 700 мм, протяженностью 108,9 км [84]. В качестве приборов давления используются датчики МТ-100Р класса 0,5. Накладные ультразвуковые расходомеры фирмы PANAMETRICS установлены на нагнетательной линии НПС «Калтасы-1» и на приёме НПС «Чекмагуш-2». Данная система обнаружения утечек на нефтепроводе с самотечными участками позволяет фиксировать утечки величиной от 1,5 % на стационарном режиме перекачки и от 7% и более на переходных режимах [84].

Многообразие подходов к решению проблемы, большое число разработок как отечественных, так и зарубежных фирм подчеркивает её актуальность и чрезвычайную сложность.

Приведем еще два примера применения ГИС-технологий для решения задач эксплуатации магистральных трубопроводов.

ГИС-мониторинг эксплуатации насосных агрегатов. Ретроспектива эксплуатационных особенностей и проведенных ремонтов в рамках стандартных аналитических средств пакета ArcInfo по информации в ГИС-базе данных в сочетании со специально разработанным приложением отслеживания рабочей точки в фактических и прогнозируемых режимах эксплуатации сети способствуют росту эффективности процесса перекачки, своевременной модернизации оборудования НПС на основе перспективного планирования (рисунок 30).

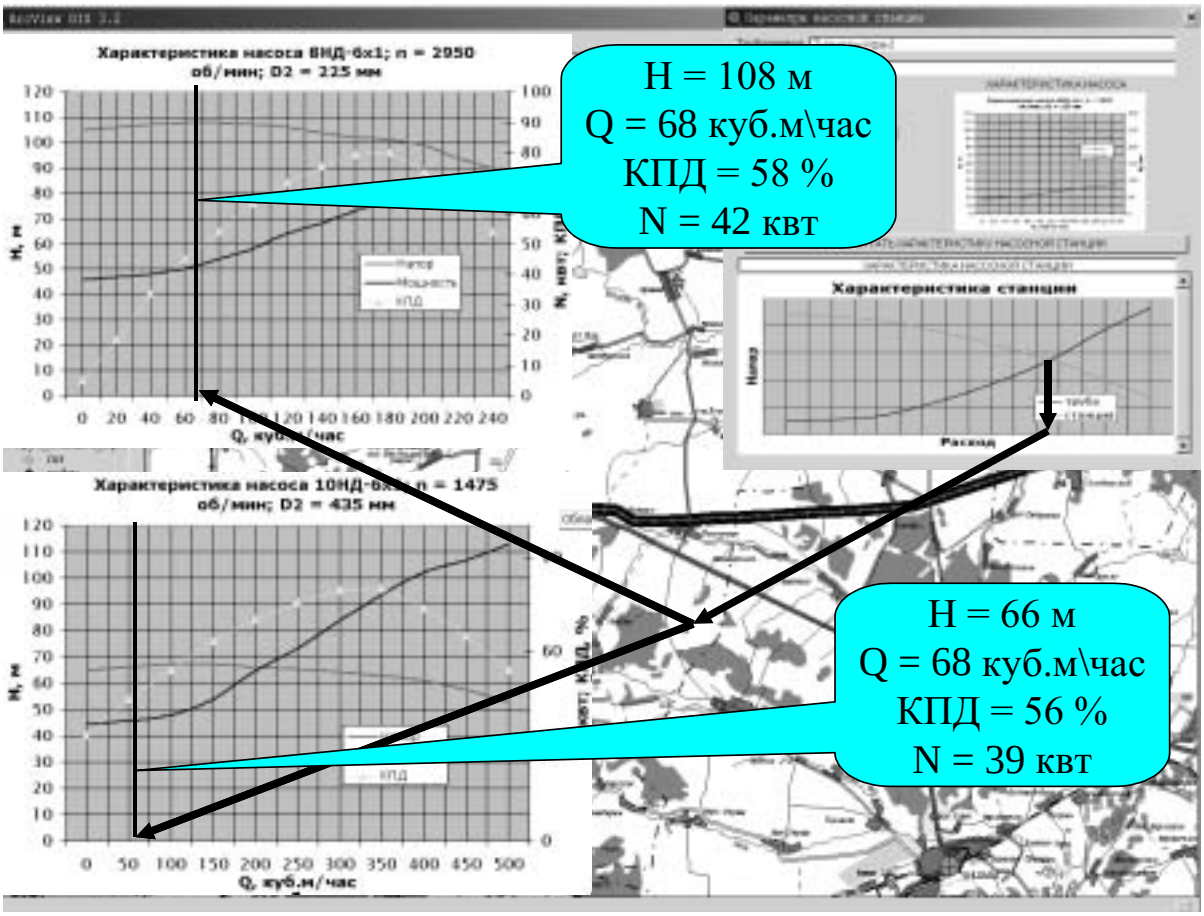


Рисунок 30 – Мониторинг насосных агрегатов насосной станции

Отслеживание местонахождения в трубопроводе разделителей, скребков и диагностических снарядов, зон смесеобразования по границам товарных партий нефти или нефтепродуктов – рутинная работа диспетчеров.

Применение ГИС в этой области позволяет не только автоматизировать расчёты, но и значительно повысить точность и наглядность за счёт совмещения оперативной информации по режимам перекачки и индивидуальным особенностям каждого участка трубопроводной сети. А визуализация местоположения этих объектов и трубопровода на карте местности в реальном масштабе времени повышает оперативность принятия решений, особенно в нештатных ситуациях (рисунок 31).

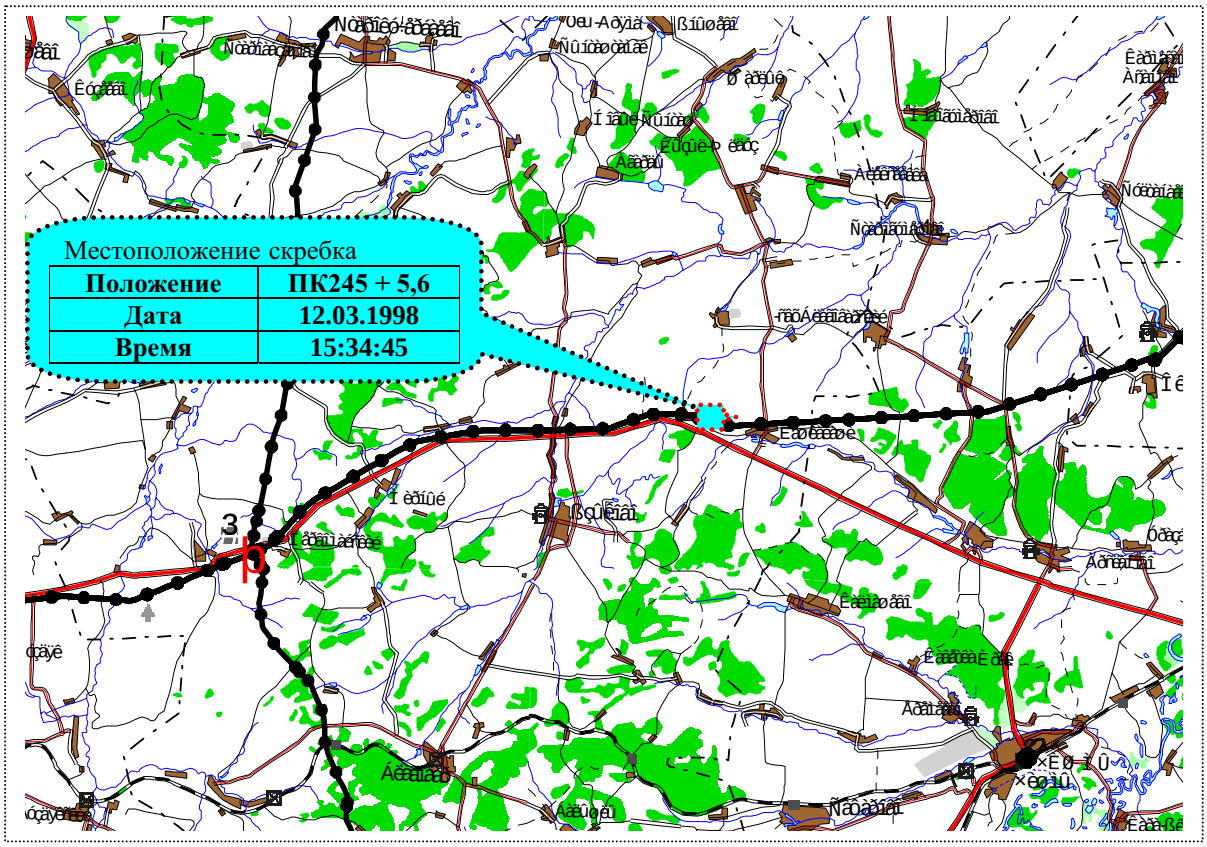


Рисунок 31 – Визуализация прохождения снаряда.

Не менее полезным является привязка к географической координатной сетке местоположение деформированных участков трубы, особенно тех, которые изменяют её характеристику (гофры, вмятины и пр.). В информационно-аналитической системе такая информация становится доступной не только службам, планирующим ремонт и техобслуживание, но и для других подразделений, например для аналитических расчётов и диагностики осложнений технологических режимов эксплуатации трубопровода, что, несомненно, повышает их точность и достоверность.

Глава 5. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА.

5.1. Перспективы SCADA как аппаратного обеспечения информационно-аналитических систем магистральных трубопроводов

Диспетчерское управление и сбор данных (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition) является наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами в жизненно важных и критических с точки зрения безопасности и надежности областях. В настоящее время все больший сектор промышленного производства и его инфраструктуры переходит на принципы диспетчерского управления. Строятся крупные автоматизированные системы в промышленности и энергетике, на транспорте, в космической и военных областях, в добыче, транспортировке и распределении нефти и газа. За последние 10…15 лет акцент сместился к проблемам построения высокоэффективных и надежных систем диспетчерского управления и сбора данных. С одной стороны это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем. С другой стороны, развитие информационных технологий, повышение степени автоматизации и перераспределение функций между человеком и аппаратурой обострило проблему взаимодействия человека с системой управления. Расследование большинства аварий и происшествий в авиации, наземном, трубопроводном и водном транспорте, промышленности и энергетике показало, что если в 60-х годах ошибка человека являлась первопричиной лишь 20% инцидентов (80%, соответственно, по технологическим отказам), то в конце XX столетия доля «человеческого фактора» возросла до 80% [98]. Причем, в связи с постоянным совершенствованием технологий и повышением надежности оборудования, доля эта может ещё возрасти. Основной причиной таких тенденций – недооценка необходимости построения эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI – Human-Machine Interface), т.е. интерфейса, ориентированного на пользователя – лицо принимающее решение (ЛПР).

Не случайно именно за последние 15 лет в США многократно возрос интерес к исследованиям человеческого фактора в системах управления, в том числе по развитию аналитического аппарата и оптимизации HMI-интерфейса систем диспетчерского управления и сбора данных. Результатом этих исследований стала методология разработки таких систем «Human –Centered Design» (или «Top-Down»), т.е. ориентация в первую очередь на человека-оператора (ЛПР) и его задачи, вместо традиционного и повсеместно применяющегося «Hardware-Centered», в котором при построении системы основное внимание уделяется выбору и разработке технических средств (датчиков, контроллеров, средств связи, обработки и хранения информации). Применение нового подхода в NASA – Национальном управлении по аэронавтике и исследованию космического пространства, США, подтвердили его эффективность, сократив процедурные ошибки и сведя к нулю ошибки операторов.

К сожалению, эксплуатирующиеся системы диспетчерского управления магистральными нефте- и продуктопроводами унаследовали все черты методологии «Hardware-Centered». Традиционные системы диспетчерского контроля и управления (СДКУ), являясь лишь частью разрозненной АСУ магистральными трубопроводами региональных отделений АК «Транснефть» по своим техническим параметрам выполнить задачи систем SCADA не в состоянии. Типичной картиной состояния

вопроса можно считать положение дел в ОАО «Северные магистральные нефтепроводы», где не решена задача обеспечения процесса перекачки нефти системами учета (отсутствие узлов учета нефти в магистрали и врезках, а так же стыковки системы учета нефти в резервуарных парках с СДКУ), частично (только по пяти НПС) функционирует система учета электроэнергии, но отсутствие её стыковки с СДКУ снижает оперативность и полноту получения данных. Совместно с ТОО «НовИнТех» (г. Томск) начаты работы по построению второго уровня управления, основанного на SQL-технологии [115].

Единственным объектом опытного внедрения системы SCADA в АК «Транснефть» является участок МНП УБКУА и НКК «Тиргили-Юргамыш», протяженностью 250 км, диаметром 1220 мм. Специалисты ОАО «Сибнефтепровод» при участии ТОО «Энергоавтоматика» внедрили систему диагностики утечек [50]. Алгоритм диагностирования основан на анализе пьезометрических уклонов по длине диагностируемого участка. Исходными данными являются: распределение давлений по трассе МНП, потребляемые мощности насосных агрегатов, объем перекачки, плотность и вязкость нефти, а так же состояние задвижек по трассе трубопровода. Сбор информации осуществлялся системой телемеханики MicroSCADA фирмы ABB (Германия). Как известно, гидравлический расчет стационарного режима дает погрешность по расходу порядка 10%, хотя авторами декларируется вдвое лучшая чувствительность метода. Принципиально лучшие результаты достигнуты фирмой Combit AB (Швеция), которая предложила систему обнаружения утечек из трубопровода 990 LD, основанную на анализе непосредственно баланса расходов по трассе МНП, контролируемом универсальным ультразвуковым расходомером Uniflow фирмы Controlotron. Система внедрена на трансальпийском двухниточном нефтепроводе «Триест-Мюнхен». Декларируемая чувствительность метода – 1% [50].

Мировой опыт применения SCADA, в том числе и в системах магистрального транспорта нефти, сформулировал основные требования к ней. Основными функциями, возлагаемыми на SCADA - систему являются:

- сбор данных о контролируемом технологическом процессе;
- управление технологическим процессом ответственными лицами (ЛПР) на основе анализа собранных данных и правил (критериев), выполнение которых обеспечивает наибольшую эффективность и безопасность технологического процесса.

Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП (рисунок 32) SCADA – системы в иерархии систем промышленной автоматизации обеспечивают выполнение следующих функций [49]:

На уровне локальных устройств:

1. связь со средствами уровня главного устройства;
2. получение данных от выносных приборов (измерительных датчиков-преобразователей, КИП и д.д.);
3. предварительная обработка аналоговых и цифровых данных;
4. генерирование расчетных событий;
5. обработка управления технологическим процессом;
6. предоставление данных для компьютера RTU;
7. получение с главного устройства данных о конфигурации и эксплуатационных параметрах;

выполнение автоматического отключения агрегатов, контролируемых логическими контроллерами.



Рисунок 32 - Схема интеграции SCADA-приложений в комплексные системы управления

На уровне главного устройства:

1. связь со средствами уровня локальных устройств контроля технологического процесса;
2. связь со средствами уровня администратора системы;
3. прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков;
4. обработка данных и принятие решений по аварийно-предупредительным сигналам и информации о событиях;
5. сохранение принятой информации в архивах;
6. выдача отчетов о работе системы и прослеживание тенденций изменения технологических параметров (трендов) на основе архивной информации;
7. графическое представление хода технологического процесса, а так же принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме;
8. прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижнего уровней и исполнительных механизмов;
9. автоматизированное управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами.
10. обмен информацией с автоматизированной системой управления высшего уровня (АК «Транснефть»);

На уровне администратора системы:

С уровня администратора системы возможен доступ к различным системам на уровне главного устройства. Назначение этого уровня заключается в представлении пользователю (ЛПР) информации об общей работе крупной комплексной системы, а так же в предоставлению доступа к глобальным архивным данным, чтобы обеспечить возможность анализа долгосрочных трендов и взаимосвязей.

Если попытаться коротко охарактеризовать основные функции, то можно сказать, что SCADA – система собирает информацию о технологическом процессе, обеспечивает интерфейс с оператором, сохраняет историю процесса и осуществляет автоматическое управление в заданном объеме.

Любая SCADA – система имеет в своем арсенале три основных структурных компонента: удаленные терминалы (RTU), каналы связи (CS) и диспетчерские пульты управления (MTU).

Современные терминалы RTU строятся на основе микропроцессорной техники, работают под управлением операционных систем реального времени, при необходимости объединяются в сеть, непосредственно или через сеть взаимодействуют с логическими контроллерами датчиков и исполнительных устройств объекта управления и компьютерами верхнего уровня. Конкретная реализация RTU зависит от области применения. Это могут быть специализированные (бортовые) компьютеры, в том числе мультипроцессорные системы, обычные микрокомпьютеры или персональные ЭВМ (PC). В транспортных системах существует два конкурирующих направления в технике RTU – индустриальные (промышленные) PC и программируемые логические контроллеры PLC.

Каналы связи CS современных диспетчерских систем отличаются большим разнообразием. Тенденцией развития CS как структурного компонента SCADA – систем можно считать использование выделенных каналов (ISDN, ATM и пр.), корпоративных компьютерных сетей и специализированных индустриальных шин. В трубопроводном транспорте нефти наибольшую популярность приобрели индустриальные шины, позволяющие эффективно решать задачу надежности и помехоустойчивости соединений на различных иерархических уровнях автоматизации. Из всего многообразия таких шин наиболее популярными являются промышленные варианты Ethernet и PROFIBUS.

Главной тенденцией развития диспетчерских пунктов управления MTU является переход большинства разработчиков SCADA – систем на архитектуру «клиент-сервер», состоящую из 4-х функциональных компонентов:

1. Интерфейс пользователя/оператора - User (Operator) Interface;
2. Управление данными – Data Management;
3. Сети и службы – Networking & Service;
4. Службы реального времени - Real-Time Service.

Данные службы представляют собой быстродействующие процессоры, которые управляют обменом информацией с RTU и SCADA – процессами, осуществляют управление резидентной частью базы данных, оповещение о событиях, выполняют действия по управлению системой, передачу данных о событиях на интерфейс пользователя (ЛПР).

Прогресс в области информационных технологий обусловил бурное развитие всех компонентов SCADA. Число контролируемых точек в современных системах превышает 100000. Основная тенденция развития аппаратного и программного обеспечения SCADA – миграция в сторону полностью открытых систем. Открытая архитектура позволяет независимо выбирать различные компоненты системы от различных производителей; в результате – расширение функциональных

возможностей, облегчение обслуживания и снижение стоимости системы в целом. Разработка современных SCADA – систем требует больших вложений и выполняется в длительные сроки. Поэтому в большинстве случаев представляется целесообразным использовать уже испытанный, зарекомендовавший себя инструментарий. На мировом рынке программного обеспечения наиболее известны следующие продукты [44] (таблица 22).

Таблица 22.

Популярные SCADA – системы, имеющие поддержку в России

SCADA – система	**Фирма – изготовитель**	**Страна**
Factory Link	United States DATA Co.	США
InTouch	Wonderware	США
Genesis	Iconics	США
RealFlex	BJ Software Systems	США
Sitex	Jade Software	Англия
FIX	Intellution	США
Trace Mode	AdAstra Research Group Ltd.	Россия
IGSS	Seven Technologies	Дания
Image	Технолинк	Россия
Bridge VIEW	National Instruments	США
LookOut 4.0	National Instruments	США
CIMPLICITY HMI	GE FRANUC Automation	США
Citect	Ci technologies	Австралия
PlantScape	Honeywell	США
RTWin	SWD Real Time System	Россия
САРГОН	НТВ-Автоматика	Россия
СКАТ-М	Центр-программ-систем	Россия
VIORD microSCADA	ФИОРД	Россия
Virgo 2000	Altersys Inc.	Канада
SIMATIC WinCC	Siemens AG	Германия
WizFactory	PC Soft International	Израиль-США

В последнее пятилетие усилиями Enbridge Pipeline Inc. разработаны и внедрены стандарты на SCADA – системы для нефте- и продуктопроводов, продвигающие на мировом рынке продукт фирмы Iconics. Современные проекты нефте- и продуктопроводов в обязательном порядке включают систему SCADA.

На примере крупнейшего Российского проекта - КТК (Каспийского трубопроводного консорциума) можно оценить современный уровень развития системы Диспетчерского управления и сбора данных в магистральном транспорте.

Трубопровод КТК протяженностью около 1500 км пересечет территории Казахстана и России. На начальном этапе сооружения предусматривается 5 НПС (Тенгиз, Атырау, Астрахань, Комсомольск и Кропоткин), резервуарного парка и береговых сооружений морского терминала вблизи г. Новороссийска, а так же 100 автоматизированных узлов линейной арматуры. После полного завершения строительства трубопровода предусматривается 15 НПС, контролируемых SCADA.
Главной и неизменной целью эксплуатации нефтепровода является безопасная и эффективная транспортировка всех готовых к транспорту объемов нефти, в пределах технической возможности системы, от всех пунктов закачки до резервуарного парка морского терминала на Черном море возле г. Новороссийска или в другие пункты назначения. При этом должны учитываться текущие и прогнозируемые запасы нефти в системе и пропускная способность нефтепровода. Система должна обеспечивать бесперебойную круглосуточную и круглогодичную работу при плановых остановках с коэффициентом эксплуатации не менее 95%.

Для выполнения поставленных задач потребуется контролировать и регулировать многочисленные параметры, перечисление которых выходят за рамки настоящей работы, основные из которых следующие:

- давление и температура нефти на входе и выходе НПС;
- расход, давление, плотность и вязкость нефти на входе и выходе участка МНП между НПС для регистрации утечек;
- давление всасывания и нагнетания каждого насоса;
- режимы работы насосов (вкл., выкл., параллельная работа);
- информация для учета нефти, поступающая с узлов учета на ГНС и врезках;
- перепад давления на нефтяных фильтрах;
- параметры контроля нефтяных резервуаров;
- давление и температура нефти на автоматизированных узлах линейной арматуры;
- ток и напряжение в системе катодной защиты;
- состояние обычных и аварийных запорных устройств;
- сигналы прохождения скребка;
- аварийно-предупредительная сигнализация и отключение оборудования;
- готовность к режиму дистанционного управления;
- частота вращения, выходная мощность и нагрузка электрогенераторов и источников бесперебойного питания;
- прочие параметры эксплуатации КТК.

Погрешность аналоговых входных сигналов системы SCADA не превышает значений, указанных в таблице 23.

Средства уровня локальных устройств технологического процесса размещены непосредственно на объектах нефтепровода КТК, таких как НПС, резервуарный парк и береговые сооружения морского терминала, а так же узлы линейной арматуры. На каждом из объектов трубопровода (кроме узлов линейной арматуры) размещены локальные АРМ, служащие в качестве RTU и предназначенные для контроля за работой объекта и для выполнения функций локального управления и диагностики средств КИП, автоматики и связи.

Таблица 23.

Погрешность регистрации физических параметров в SCADA

Параметр	Погрешность, %
Температура нефти	0,5
Давление нефти	0,6
Расход нефти на НПС	1,5
Расход нефти на узлах коммерческого учета	0,25
Давление во вспомогательных системах	1,0
Ток, напряжение, мощность (мгновенные значения)	0,6
Показатели счетчика электроэнергии	1,0
Уровень нефти в резервуарах (абсолютная погрешность)	3 мм

Грузовой мастер и ремонтный персонал, обслуживающий узлы линейной арматуры имеют возможность использовать портативные АРМ, снабженные средствами радиосвязи с системой SCADA.

Функции уровня главного устройства и уровня администратора системы, как правило, выполняются либо в Главном центре управления (MTU), расположенного на береговых сооружениях морского терминала, с использованием магистральной системы связи и системы SCADA, либо в Резервном центре управления, размещенном на НПС Кропоткин, в случае выхода из строя Главного центра. В MTU круглосуточно работают два диспетчера. Один из них контролирует работу нефтепровода от месторождения Тенгиз до Новороссийска, а другой – управляет загрузкой нефтеналивных судов. Штатный режим работы включает все повседневные операции, необходимые для приема, учета, транспортировки, хранения и отгрузки нефти в нефтепроводную систему и из нее, дистанционного контролируемые и управляемые диспетчерами. Типовые функции по дистанционному управлению, обязанности и ответственность, возлагаемые на диспетчеров, в частности, включают следующее:

- пуск и остановка трубопровода и морского терминала;
- пуск и остановка магистральных и подпорных насосов;
- контроль состояния, замеры уровня нефти в резервуарах и переключение резервуаров;
- контроль операций приема и отгрузки нефти, распечатка и архивирование данных коммерческого учета;
- регулировка рабочих параметров (давление, расход и др.) при необходимости;
- контроль за прохождение скребков и дефектоскопов;
- открытие и закрытие электроприводных задвижек, включая запорные устройства линейной арматуры;
- поверка и калибровка расходомеров коммерческого учета нефти;
- принятие мер в аварийных ситуациях или нарушениях режима работы;
- координация работы эксплуатационного персонала;
- принятие оперативных мер в случае регистрации утечки;
- координация с эксплуатационным персоналом, поставщиками, добывающими компаниями, танкерами, административно-правовыми органами, организациями по чрезвычайным ситуациям, другими подразделениями КТК и т.д.

Система SCADA Каспийского трубопроводного консорциума реализуется на основе прогрессивных технических и программных решений. Архитектура открытой системы с применением интерфейсов между операционными системами соответствует мировым стандартам. На всех рабочих станциях АРМ применяется зарекомендовавшая себя многозадачная операционная система Microsoft Windows NT с сервисным пакетом поддержки файлов по стандарту NTFS. Программные средства системы SCADA отрабатываются в собственном режиме 32-разрядной обработки с применением функций многозадачности и многопоточности, предусмотренные операционной системой. Прогрессивная архитектура программных средств обеспечивает возможность гибкого распределения функций обработки данных в системе между многочисленными процессорами, подключенными как к локальной вычислительной сети, так и региональной сети. Предусмотрена возможность расширения системы посредством подключения новых серверов, рабочих станций и пр. с минимальным расширением полосы частот, используемой для связи в локальной сети. Объектно-ориентированная, управляемая событиями база данных обновляется в реальном масштабе времени. Стандартная реляционная база данных MS SQL полностью интегрирована с программными средствами SCADA. Система обнаружения утечек, работающая с частотой 4 Гц, накладывает повышенные требования к приборному обеспечению и средствам высокоскоростной связи SCADA. Предусмотрено 100% резервирование аппаратных средств и каналов связи. И, что важно для развития и совершенствования программного обеспечения и расширения функциональных возможностей, операционная система имеет собственный инструментарий для конфигурирования прикладных программ.

Таким образом, существуют современные аппаратные и программные средства системы Диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), обеспечивающие эффективное управление эксплуатационным участком магистрального трубопровода. На высоком инженерном уровне проработаны вопросы регистрации, сбора, первичной обработки, хранения и передачи данных. В реальном масштабе времени отслеживается изменение всех технологических параметров перекачки. Разработаны принципы и реализовано аппаратно автоматизированное управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами.

Применение современных технологий SCADA, телемеханики и АСУ подготовило почву и поставило на повестку дня разработку систем функциональной диагностики осложнений технологических режимов нефте- и продуктопроводов.

5.2. Современные аналитические средства контроля безопасности и надежности производственных объектов ТЭК

Интенсивное развитие информационно-аналитических средств мониторинга прослеживается не только для магистральных трубопроводов, но так же и других не менее технически сложных и опасных в эксплуатации объектов ТЭК. Особое распространение получили средства диагностирования и оценки технического состояния объектов.

В настоящее время выработка остаточного ресурса основных фондов большинства российских НПЗ, в среднем, составляет примерно 90%, что придает особую актуальность вопросам безопасности производственных объектов нефтехимической промышленности [12]. Поддержание необходимого уровня безопасности на устаревших предприятиях в условиях экономического и отраслевого кризиса — достаточно серьезная проблема, которая требует комплексного решения

[81], учитывающего, зачастую, противоречивые требования. Например, при наступившем износе оборудования становится опасным дальнейшее строгое соблюдение технологического режима; несовпадение графиков планово-предупредительных работ и диагностических освидетельствований; ужесточение требований по промышленной безопасности, выполнение которых становится все более сложным, дорогим и менее реальным.

Наиболее перспективными в этом отношении являются системы осуществляющие непрерывное наблюдение (мониторинг) за состоянием технологического оборудования, а также, систематизированное проведение диагностирования оборудования (внедрение системы плановых диагностических работ - ПДР). В последнее время эти направления получили значительное распространение, чему способствовало их интеграция с компьютерными технологиями, результатом которого явились новые решения в области автоматизации и управления процессами непрерывного контроля и диагностики производственного оборудования [2, 22, 54, 100]. Использование программных комплексов в этой области придало данному направлению особую гибкость и универсальность, что послужило толчком к созданию множества систем интеллектуального анализа и оценки проведенных замеров или испытаний (акустико-эмиссионной и ультразвуковой дефектоскопии, обработки сигналов с вибродатчиков и т.д.) [100]. Ниже рассматриваются некоторые из них.

Программный комплекс «Астор-I»[102]

Для решения задачи обеспечения надежности и безопасности эксплуатации объектов нефтепереработки и нефтехимии в настоящее время на нефтеперерабатывающем предприятии АО «Уфимский НПЗ» разрабатывается и внедряется первая очередь автоматизированной системы технического обслуживания и ремонта объектов предприятия «АСТОР-I», состоящая из семи взаимосвязанных подсистем:

1. «Ввод и движение оборудования» позволяет определять состав установок, работающих на данном предприятии и подлежащих контролю на надежность функционирования; регистрировать оборудование, работающее и поступающее для замены изношенного с указанием паспортных данных, условий эксплуатации, расчетных и рабочих режимных параметров; регистрировать все стадии «жизненного цикла» эксплуатируемого оборудования.

2. «Ввод неполадок и аварий» осуществляет ввод, накопление, быстрый поиск и выдачу на печать данных о месте, дате и времени возникновения неполадки или аварии на предприятии, причине возникновения неполадки (аварии) и характере вызванных ею последствий; способе и форме организации работ по восстановлению работоспособного состояния объекта; величине прямых и косвенных затрат, связанных с устранением последствий аварии или неполадки.

3. «Ведение контролируемых параметров» позволяет формировать списки контролируемых параметров, определяющих состояние однотипного оборудования и его составных частей; установить для них вид и характеристики модели, которой соответствует процесс деградации технического состояния оборудования в целом и его составных частей, а также — начальные, предупредительные и отбраковочные значения контролируемых параметров.

4. «Ввод ревизий и ремонтов» осуществляет ввод и накопление сведений о ремонтируемом объекте предприятия; дате начала и окончания простоя объекта при ревизии и (или) ремонте; причине отклонения от плана проведения работ по ревизии и ремонту объекта; виде ремонта, способе и форме организации работ по обслуживанию

и ремонту; затратах на проведение данных работ; значениях контролируемых технологических и конструкционных параметров, определяющих техническое состояние составных частей и оборудования в целом.

5. «Анализ аварий и неполадок по предприятию» позволяет на различных уровнях структуры предприятия (производства, цехи, технологические установки и участки общезаводского хозяйства) за любой интервал эксплуатации анализировать частоту возникновения и тяжесть последствий от аварии и неполадок, распределение неполадок и аварий по причинам и характеру последствий.

6. «Анализ отказов по классификации оборудования» на различных уровнях структуры предприятия и классификации составляющего его оборудования за любой интервал эксплуатации анализирует распределение частоты возникновения отказов и тяжесть последствий от них по причинам их возникновения с указанием вида и характера отказа узлов и деталей каждой конкретной единицы оборудования.

7. «Статистическое оценивание и прогнозирование измерения параметров технического состояния оборудования» позволяет реализовать комплекс операций статистической обработки данных, включающий: восстановление тренда (тенденций изменения) контролируемою параметра на фоне помех; отсечку помех типа выбросов; отслеживание скачкообразных изменений тренда; выбор модели тренда из широкого класса моделей процесса деградации контролируемого параметра и определение этого класса пользователем; получение точечных и интервальных прогнозных оценок для значений параметров и моментов их выхода за границы допуска; получение групповых прогнозных оценок (для группы измерений контролируемого параметра в различных точках диагностируемого участка аппарата) вероятности безотказной работы, и гамма-процентного ресурса [102].

База данных ЗАО НПО «Техкранэнерго» [22]

Основная задача обеспечения надежности и безопасности эксплуатации объектов нефтепереработки и нефтехимии заключается в прогнозировании моментов наступления в первую очередь их потенциально опасных состояний и выработке мер по предупреждению возникновения отказов и аварийных ситуаций. Контроль за состоянием объекта начинается с момента его регистрации в органах Госгортехнадзора и заканчивается снятием с регистрации. Весь «жизненный» цикл объекта, а именно: время пуска в эксплуатацию, технические освидетельствование и диагностирование, ремонты, модернизация и реконструкция, замена несущих конструкций, — отражается в картотеке. Однако, оперативный и постоянный контроль за состоянием дел на каждом объекте посредством картотеки ограничен из-за большой трудоемкости. В целях повышения эффективности профилактических мероприятий ЗАО НПО «Техкранэнерго» получило задание разработать и внедрить на базе своего информационно-вычислительного центра автоматизированную систему контроля за состоянием безопасности объектов. На разработку этой системы и создание необходимой первичной базы данных потребовалось более двух лет. Система обеспечивает получение полной картины состояния дел как на каждом участке, так и по областным инспекциям и округу в целом. В процессе создания системы в компьютеры были внесены все необходимые данные по каждому подконтрольному объекту. База данных включает в себя следующие сведения: тип (кран, лифт, котел, сосуд и т.д.); марку; заводской и регистрационный номер; дату и завод-изготовитель; основные характеристики (например, для котла: давление паспортное и разрешенное, паропроизводительность, температура, вид топлива; для лифта: скорость, высота подъема, число остановок, грузоподъемность и т.д.). Набор характеристик зависит от

типа объекта; сведения о проведении обследований и технического диагностирования по схеме: дата выполнения работ, номер отчета (документа) или Ф.И.0. исполнителя, дата следующего проведения работ, наименование организации, выполнявшей ее; о необходимости проведения ремонта на объекте (ремонт металлоконструкции и приборов, устройств безопасности специализированными организациями, владельцем); о количестве проведенных ремонтов с указанием даты и вида; о работе объекта в данный период (остановка объекта, консервация, снятие с учета и т.п. с указанием даты остановки и причины).

В начале каждого месяца вся информация по объектам (в том числе и по объектам, не прошедшим своевременное техническое освидетельствование, с истекшим сроком эксплуатации, с непроведенным ремонтом металлоконструкций) выдается в инспекции, что позволяет быстро реагировать на нарушения и предотвращать аварийные ситуации, а также вести контроль и судить о работе ответственных по надзору, о качественном и своевременном выполнении своих обязанностей инспекторами. В конце каждого месяца главные инспекторы округа выдают информацию о снятых с учета и поставленных на учет объектах повышенной опасности. Таким образом осуществляется обратная связь между ЗАО НПО «Техкранэнерго» и инспекциями, а следовательно, и округом в целом.

Внедрение и эксплуатация системы показали ее высокую эффективность и необходимость дальнейшего расширения сферы использования [22].

СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА «КОМПАКС» [53].

В отраслях, имеющих потенциально опасные производства, происходит значительное число аварий, связанных с выходом из строя насосно-компрессорного оборудования и других энергетических машин, в результате атмосфера и окружающая среда загрязняются токсичными и взрывоопасными продуктами.

На предприятиях нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности за последние два года из-за аварийного выхода из строя насосов, предназначенных для транспортировки взрывопожароопасных продуктов, было более 200 крупных аварий. В том числе из них 110 «Баншефтехимзаводы», «Пермнефтеоргсинтез», Куйбышевском и Московском НПЗ, Тобольском НХК — из-за разгерметизации торцовых уплотнении насосов, на Ангарском заводе полимеров, Стерлитамакском заводе СК и некоторых других предприятиях — из-за разрушения подшипниковых узлов насосов.

Аварии, связанные с отказами насосно–компрессорного оборудования (НКО), обычно имеет тяжелые последствия, иногда сопровождаются человеческими жертвами, приводят к большим материальным затратам.

В последнее время Госгортехнадзор России ужесточил требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов. Предусматривается усиление надзора за техническим состоянием эксплуатируемого оборудования с применением современных методов и средств его диагностирования.

Учитывая значительный износ оборудования, основное направление обеспечения его безопасности, наряду с обновлением изношенного парка,— внедрение объективного и всестороннего контроля за его техническим состоянием, основанного на регулярном наблюдении за изменением параметров, характеризующих надежность работы оборудования.

На многих предприятиях используется периодический контроль за температурой и вибрацией оборудования с помощью переносных приборов, который, однако, не дает удовлетворительных результатов по целому ряду причин.

Во-первых, дефект, обнаруженный на ранней стадии, когда машина выводится в ремонт, не позволяет использовать в полной мере ее остаточный ресурс, измеряемый сотнями и тысячами часов.

Во-вторых, для выполнения этих работ требуется высококвалифицированный персонал, оснащенный переносной и стационарной аппаратурой для сбора и анализа данных, программным обеспечением, транспортом и т. д., который в тяжелых и опасных условиях должен заниматься примитивным ручным трудом по сбору данных о состоянии оборудования.

В-третьих, катастрофический характер разрушения на конечной стадии, развивающегося в течение нескольких часов, требует непрерывного контроля, для своевременного выключения машины.

В начале девяностых годов научно-производственным центром «Динамика», организованным на базе подразделения одного из НИИ аэрокосмической промышленности при поддержке АООТ «Омский НПЗ». была разработана система компьютерного мониторинга «КОМПАКС». Она представляет собой распределенную систему измерения и управления, поле сообщений, где отображаются указания о состоянии оборудования, которые система выдает техническому персоналу. Эти указания дублируются речью по громкоговорителю.

Наличие встроенной экспертной системы обеспечивает достаточно быструю, полную и надежную безразборную диагностику в которой сигналы датчиков, размещенных на оборудовании, передаются для обработки, отображения, накопления, хранения и регистрации на диагностическую станцию, выполненную на базе индустриального компьютера, установленного в операторной.

Датчики согласуются со станцией с помощью универсальных выносных модулей. Модули и датчики приспособлены для любого климата, сертифицированы для использования во взрывоопасных зонах. Система собирает информацию о состоянии оборудования без дополнительных ретрансляторов в радиусе не менее 1500 м. Питание, управление и сигналы между компьютером и модулями передаются всего по двум коаксиальным кабелям или витым парам, что обеспечивает простоту проектирования, быструю установку и широкомасштабное внедрение всей системы и ее обслуживание. Система «on line» круглосуточно диагностирует состояние каждой машины, исключая ручной труд высококвалифицированных специалистов по сбору данных.

В системе обеспечивается полная самодиагностика всех измерительных каналов, включая датчики. Результаты работы системы отображаются на шести цветных экранах, работающих под управлением основного и ряда «выпадающих» меню. Информация о состоянии оборудования представлена на основном экране системы «Монитор», который содержит несколько окон. В нижней части экрана в форме прямоугольников изображены объекты диагностирования, расположение которых на экранах соответствует реальному плану машинного зала. Объекты разделены на субъекты (подшипники насоса, двигателя, корпуса редуктора и т. д.), их состояние полностью соответствует состоянию объекта и отображается различными цветами.

Система непрерывно измеряет, диагностирует и накапливает данные в пяти временных базах продолжительностью от 30 мин до семи лет. Это позволяет не только наблюдать «жизненный путь» агрегата, но и подробно восстановить и проанализировать поведение оборудования и персонала в аварийных ситуациях.

Благодаря использованию при создании системы «КОМПАКС» технических решений, обладающих мировой новизной, он имеет уникальные возможности и обеспечивает:

- непрерывное предупреждение (речевое и визуальное) персонала о грозящей аварии оборудования до квитирования персоналом приема этого предупреждения;

- возможность дежурной бригаде и контролирующим лицам в любой момент «видеть и слышать» техническое состояние всех агрегатов НКО, в отличие от прежней, «слепой», эксплуатации оборудования;
- обнаружение скрытых быстроразвивающихся дефектов — главных причин аварий, и своевременное предупреждение о них персонала;
- полное использование ресурса диагностируемого оборудования, сохранение его ремонтопригодности и снижение потребности в новом;
- целенаправленную работу служб главного механика, энергетика и технического надзора по снижению вибрации всего парка диагностируемых агрегатов до существующих норм и поддержании их состояния на высоком уровне.

Затраты на внедрение и эксплуатацию систем сравнимы по стоимости с использованием переносных приборов, а срок окупаемости не превышает нескольких месяцев. Анализ всевозможных последствий, предупрежденных системой отказов, показывает, что затраты на внедрение полностью окупились в течение первых месяцев ее эксплуатации.

В настоящее время в АООТ «Омский НПЗ» внедрены 12 систем, которые контролируют 420 насосно-компрессорных агрегатов по 987 измерительным каналам на установках АВТ-10, АТ-9, АВТ-7, 43-103, 35/11-1000, 36/1 и комплексе КТ-1. В 1994 г. планируется расширить действующие системы каналами вибрации, тока и температуры, а также внедрить новые на установках 21-1 ОМ, ВТ-К, АВТ-6, ФОБ, Л24-9. 37/1-5, 39/1.

Наибольший эффект достигается при комплексном оснащении ряда установок нефтеперерабатывающих заводов системами «КОМПАКС» с последующим объединением их в компьютерную диагностическую сеть технадзора, служб главного механика и энергетика. Значительная территориальная рассредоточенность технологических установок и служб — не препятствие для создания таких сетей, если использовать существующие внутрипроизводственные АТС и линии связи.

Внедрение диагностической сети «Компакс», объединяющей сегодня 12 локальных диагностических станций и 5 компьютеров служб управления и надзора и функционирующей на базе внутрипроизводственной АТС «Квант», сокращает аварийность и повышает эффективность процессов управления эксплуатацией оборудования.

Система «Компакс» аттестована на взрывобезопасность по классу «OExialIICT6», принята комиссией Департамента нефтепереработки Минтопэнерго и рекомендована Госгортехнадзором России к широкому внедрению [53].

СИСТЕМА «ОРК»[79]

В ТОО «Определение ресурса конструкций» научно -технологического парка Санкт-Петербургского государственного технического университета разработана и используется новая система экспресс- определения ресурса промышленного оборудования. В ее состав входят: методика определения ресурса нагруженного материала; методика измерений; портативная 4-канальная АЭ аппаратура со стандартным компьютером IBM PC/AT; программное обеспечение. Применение системы «ОРК» позволяет на действующем промышленном оборудовании, не меняя режима его эксплуатации, обнаруживать и описывать дефекты; по измеренным параметрам АЭ в реальном времени (за 1 ч) рассчитывать индивидуальный остаточный ресурс (ОР) объекта (с выявленными дефектами). При этом не требуется предварительного проведения обучающего эксперимента с разрушением модели или копии диагностируемого объекта.

1. Методика определения ресурса разработана по данным исследований физической природы разрушения, проведенных школой акад. С.Н. Журкова в ФТИ им. А.Ф. Иоффе РАН. Установлено, что нагрузка переводит материал в метастабильное состояние, релаксирующее посредством термических активации. Разрушению (распаду на части) нагруженных (статически либо циклически одноосным растяжением, изгибом, сжатием) твердых тел (металлов, сталей, полимеров, композитов, горных пород) предшествует протекающий во времени (кинетический) процесс, включающий в общем случае две стадии термоактивированного трещинообразования: нелокализованное накопление стабильных начальных трещин (повреждений) в объеме тела (или его части, выделенной присутствием дефекта-концентратора напряжения), сопровождающееся спонтанной статистической кластеризацией (появлением трещин более крупных, чем начальные), приводящей к формированию очага разрушения — зародышу магистральной трещины (первая стадия), и локализованный рост магистральной трещины путём присоединения начальных трещин, генерируемых в ее вершине (вторая стадия), переходящий в термический режим. Начальные трещины обусловлены разрушением элементов материала и их размеры воспроизводят его структурную иерархию.

Установление общих кинетических закономерностей термоактивированного трещинообразования и границ стадий (предельных состояний) позволило сформулировать способы определения длительности стадий и тем самым, диагностируя состояние нагруженного материала, прогнозировать время до его разрушения (ОР). При этом количественно решены задачи определения реального запаса прочности, долгосрочной оценки времени формирования кластера заданного размера и очага разрушения, оперативной фиксации смены стадий и оценки скорости термоактивированного роста магистральной трещины.

О характере стадии информируют интервалы времени (паузы) в потоке актов образования начальных трещин. Паузы отражают времена ожидания термической активации, разрушающей структурные элементы нагруженного материала. На первой стадии средняя величина паузы M — неубывающая функция времени, а на второй — убывающая.

2. Методика измерений продиктована содержанием п. 1 и предназначена для измерения параметров кинетики генерации начальных трещин.

Развитие трещин — механизм релаксации (переход к равновесию) нагруженного материала, приводящий к выделению избыточной энергии, обусловленной действием нагрузки. Одна из форм выделения энергии — возбуждение в локальной области разгрузки материала (вокруг трещины) и излучение механических волн — акустическая эмиссия (АЭ). Процесс трещинообразования проявляется как дискретная АЭ, причем амплитуда сигнала АЭ пропорциональна размеру образующейся трещины. Современная АЭ аппаратура регистрирует трещины от 15 мкм, что позволяет применять метод АЭ для ранней диагностики (на стадии накопления повреждений) промышленных металлоконструкций (потенциальное разрушение которых наиболее опасно и требует протезирования).

АЭ метод в нашей системе применяется для измерения параметров генерации начальных трещин, т. е. для измерения акустического шума диагностируемого объекта и назначения порога дискриминации; установление соотношения между числами сигналов АЭ и трещин; измерения затухания сигналов АЭ в объекте и определения радиуса области, в которой АЭ преобразователь регистрирует начальные трещины; адаптации к объекту процедуры выделения истинного сигнала (соответствующего образованию трещины) из шума и помех; локации истинных сигналов, определения размеров зоны их генерации (с возможным использованием других видов

неразрушающего контроля — ультразвуковой дефектоскопии, толщинометрии и др.); измерения пауз и потоке истинных сигналов.

3. АЭ аппаратура и составе системы «ОРК» включает: измерительный 4-капальный модуль (300х200х50 мм, масса 3 кг): комплект ЛЭ преобразователей, объединенных с предусилителями, кабели; блок питания 220 В, 50 Гц: ПЭВМ IBM PC/AT 386 с монитором VGA.

Основные технические характеристики модуля: микропроцессор ADSP-2115; рабочий диапазона частот 0,2-2,0 *МГц;* фильтр с полосой пропускания 0,2-30 МГц; собственные шумы усилительного тракта, приведенные к «ходу предусилителя» (с АЭ преобразователями) менее 10 мкВ; коэффициент усиления предусилителя 40 дВ; коэффициент усиления основного усилителя устанавливается программно от 0 до 42 дБ с шагом 6 дБ; динамический диапазон измерения напряжения 100 дБ; размер буфера ОЗУ на один канал 512 байт; уровень пуля АЦП 0-2 В; тайм-зона контроля 10-1000 мкс; шаг РВП 0,1—0,8 мкс.

Регистрируемые параметры сигнала АЭ: время прихода (с точностью до 1 мкс); РВП по 2—4 каналам (с точностью до 0,12-0,25 мкс); форма сигнала, максимальное и среднее напряжение.

АЭ аппаратура предназначена для аналого-цифрового преобразования импульсных высокочастотных акустических сигналов с помощью пьезоэлектрических преобразователей по двум-четырем независимым каналам и 8-разрядный двоичный код, запоминания полученной информации во внутреннем буфере ОЗУ, предварительной обработки и передачи полученной информации для дальнейшей обработки по линии связи в стандартный компьютер тина IBM PC/ AT.

В качестве линии связи может быть выбран параллельный или последовательный интерфейс. Устройство выполнено в виде модуля, который может стать основой более сложной многоканальной аппаратуры, позволяющей выполнить программную регулировку коэффициентов усиления сигналов АЭ. В ней реализована возможность ждущего (импульса АЭ) режима запуска на заполнение буфера результатами измерений с программной установкой уровня запуска.

Центральный блок аппаратуры — многофункциональный 16-битовый микропроцессор ADSP-2115 с оптимизированной под сбор и анализ данных архитектурой с внутренней тактовой частотой 80 МГц. Процессор располагает' встроенным системным таймером, который может быть использован для записи временных засечек данных в буфере. Микропроцессор ADSP-2115 загружается после включения питания внешней программой с управляющего компьютера. Система команд процессора такова, что внутреннее программное ОЗУ на 1024 шага практически эквивалентно ОЗУ 80286 16 Кбайт, что позволяет процессору самостоятельно обрабатывать данные в реальном времени без необходимости передачи больших массивов сведении но линии связи. Это обстоятельство играет важнейшую роль в решении задачи регистрации быстропротекающих процессов разрушения и выделения истинных сигнален на фоне помех с помощью программных алгоритмов.

Все элементы измерительного модуля выполнены без применения механических переключателей (кнопок, реле и др.). В рабочую зону модуль помещается состыкованным с измерительными информационными линиями и в процессе работы не имеет источников искровых разрядов. Модуль и ею линии имеют низковольтное питание и рабочее напряжение (5-12 В).

По своим техническим характеристикам и измеряемым параметрам АЭ прибор «ОРК» не уступает современным зарубежным и отечественным аналогам, отличается портативностью и простотой.

Программное обеспечение системы «ОРК» включает управление прибором и расчет остаточного ресурса. Программное обеспечение управления модулем с клавиатуры компьютера, сбора данных и их первичного анализа состоит из разделов:

- описание для пользователя;
- тестирование аппаратуры;
- режим измерения сигналов (визуализация формы сигнала АЭ, локации, спектральной плотности и др.);
- отчет (представление банка данных в виде кинетических графиков, протокол измерений).

В процессе контроля за состоянием объекта блок сбора данных накапливает в буфере оперативной памяти компьютера (ОЗУ) сигналы АЭ. При включении оператором управляющего компьютера на очередной сеанс программа управления считывает содержимое буфера данных и записывает его на жесткий диск в виде промежуточного файла данных. После завершения работы запускается программа анализа и управления сбором данных, которая читает содержимое промежуточного файла и файла управления сбором данных, в соответствии с ним отображается на экране дисплея информация о собранных данных и состоянии объекта.

Простым копированием промежуточный файл дополняет общий банк данных, после чего проводит первичную обработку сигналов АЭ по следующему алгоритму: на основе анализа времени регистрации сигналов и конфигурации датчиков АЭ определяются истинные сигналы АЭ и координаты их источников; вычисляется истинная последовательность пауз; вся полученная информация записывается в дополнение к общему банку обработанных данных; содержимое промежуточного файла данных стирается для обеспечения его работы на следующем сеансе.

Вся описанная процедура реализуется автоматически без вмешательства оператора и отображения на мониторе.

Разработанный программный диагностический комплекс на базе компьютера IBM PC/AT 386 представляет собой замкнутую диалоговую систему подготовки, обработки и анализа АЭ данных с целью экспресс - оценки состояния объекта и определения его ОР.

Программа расчета ресурса на основе результатов измерений и дополнительной информации о габаритах объекта, марке стали, эксплуатационных параметрах температуры Т и давления Р (из паспорта объекта) решает следующие задачи:

- определение вероятности формирования кластера заданного размера в дефектной зоне (прогнозирование ресурса на стадии накопления повреждений),
- запаса прочности и ОР материала в среде, вызывающей коррозию.

В основу расчета берутся измерения АЭ сигналов при эксплуатационных значениях Р и Т или (и) в пробном режиме (Р и Т произвольны). При определении ресурса используются:

- экстраполяция при измерениях в эксплуатационном режиме, который считается стационарным;
- пересчет на действующий или будущий режим при измерениях в пробном режиме или нестационарных условиях эксплуатации [79].

Автоматизированная система оперативной диагностики [80]

В настоящее время задача обеспечения безопасности потенциально опасных промышленных объектов становится все более актуальной. Наличие в составе этих производств систем с большим количеством элементов предопределяет возникновение существенного числа отказов, в частности, таких, которые влияют на безопасность.

Нарушения, возникающие на производствах со сложными технологическими процессами, условно можно разделить на два класса: устраняемые во время эксплуатации и требующие остановки оборудования вследствие того, что неисправность не дает возможности управлять процессом или велика опасность возникновения аварии. Оператор, управляя технологическим процессом, имеет дело с тремя типами ситуаций:

— вызванных нарушениями, способ устранения которых указан в инструкциях;

— вызванных нарушениями, которые невозможно устранить в нормальном режиме, но существуют инструкции, разъясняющие, какую последовательность управляющих воздействий следует выполнить оператору в каждой конкретной ситуации;

— возникающих редко, по которым нет никаких инструкций и рекомендаций и, кроме того, может быть неизвестно, к какому из упомянутых типов относится ситуация.

Анализ аварийных ситуаций, вызванных действиями оперативного персонала, показывает, что в большинстве случаев их причины — несвоевременное и неправильное выявление аномалий, а следовательно, и неверные последовательности оперативного воздействия на технологический процесс и оборудование.

Все это приводит к необходимости создания таких систем, которые должны брать на себя функции автоматического решения задач, связанных с выявлением и анализом аномальных ситуаций, поиском причин их возникновения и выработкой советов оперативному персоналу о последовательности воздействий на процесс управления, реализация которых либо устранит аномалии, либо позволит перейти на новый безопасный режим работы оборудования.

В опытном конструкторском бюро машиностроения (ОКБМ) на основе новых информационных технологий разрабатываются комплексы оперативной диагностики и информационной поддержки операторов для атомных станций и нефтехимических производств.

Автоматизированные системы оперативной диагностики (АСОД), входящие в эти комплексы, в своей работе используют показания штатных датчиков технологических параметров объекта без установки каких-либо специальных датчиков. Кроме того, АСОД — это системы функционального диагностирования, т.е. при своей работе не вносят возмущений в ход технологического процесса.

Разрабатываемые АСОД па основе анализа показаний штатных датчиков контроля за технологическими параметрами объекта осуществляют: проверку исправности и достоверности каналов измерения параметров; контроль и расчет диагностических параметров; оценку текущего состояния объекта диагностирования; идентификацию вида, места и причины возникновения неисправностей в режиме реального времени протекания технологических процессов; выдачу результатов диагностирования персоналу с предоставлением рекомендаций по необходимым действиям и прогноза по возможному развитию ситуации; объяснение логики вывода диагноза системой для возможности контроля оператором; быстрый доступ к эксплуатационной документации; ведение баз инструкций, архивов ситуаций, сообщений и т.д.

АСОД строятся на основе следующих основных принципов: обеспечения диагностирования объекта в масштабе реального времени технологического процесса; устойчивости к случайным возмущениям контролируемых параметров; выполнения системой своих функций независимо от начальных условий возникновения аномалий (режима работы объекта, времени появления дефекта по отношению к началу режима и т.д.), от типа и размера неисправностей в технологических системах и оборудовании объекта; возможности обработки неполной или частично искаженной информации; направленности на максимально раннее обнаружение симптомов аномалий; простоты и

открытости для включения новых и модификации имеющихся алгоритмов диагностики; пополнения и коррекции информации в базах данных.

Кроме того, если невозможно найти конкретную неисправность, то АСОД должна определить признак неисправности, характеризующий общий ее вид, и оценить состояние системы, где обнаружена неисправность.

Применяемые в АСОД методы диагностирования опробованы на опытных установках, а также на расчетных моделях эксплуатируемых и проектируемых установок.

Разработана методология создания экспертных систем оперативной диагностики реального времени, внедрена компьютерная система, позволяющая автоматизировать процесс отбора и формализации знаний специалистов по максимально простой и удобной для них форме, автоматически заполнить базы знаний, проверить и отладить алгоритмы поиска неисправностей до постановки системы на объект. Для специалистов-экспертов требуется только знание объекта диагностирования, остальное компьютерная система сделает сама.

В АСОД могут быть заложены инструкции, расчетные данные, выполненные при проектировании объекта диагностирования, а также данные о реально происшедших событиях, возникших неисправностях и т.д. Программное обеспечение АСОД состоит из следующих основных блоков:

- приема информации из штатной системы контроля;
- контроля качества каналов измерения аналоговых параметров объекта;
- формирования параметров;
- вычисления неизмеряемых параметров;
- сглаживания параметров;
- сжатия информации;
- формирования образа текущего состояния объекта;
- распознавания аномалий в протекании режимов объекта (блок режимной диагностики) и в состоянии объекта, систем и элементов (блок параметрической диагностики);
- баз данных;
- протезирования поведения параметров;
- вывода информации оператору.

Рассмотренные системы оперативной диагностики обеспечивают поддержание проектного уровня безопасности, надежности и эффективности технологического процесса, обладают высокой степенью достоверности и точности диагноза [80].

СУБД обеспечения безопасности трубопроводов «Прогноз»

Одна из важнейших проблем при обеспечении безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов — оптимизация сроков ремонтных работ. При решении инженерных задач такого рода эффективно использовать системы управляемых баз данных (СУБД), позволяющих оптимально осуществлять мониторинг объекта в процессе эксплуатации. Такие системы наблюдения за состоянием объекта, например магистрального трубопровода. позволяют решить проблему прогнозирования сроков ремонтных работ и выбрать оптимальные условия их проведении, в частности. для участков трубопроводов, получивших эксплуатационные повреждения, как от внешних воздействий, так и возникшие в процессе старения материала. Вместе с этим методы вероятностной оценки риска разрушения конкретных участков трубопроводов могут применяться при научно-обоснованном прогнозировании срока проведения ремонтных

работ по результатам инспекторских проверок. Собственно, одним из вариантов такой СУБД является программный комплекс «ЭКСПЕРТ», в которой в качестве входной информации для принятия решений используются результаты неразрушающих испытаний.

В Российском научном центре «Курчатовский институт» разрабатываются вариантные системы управляемых баз данных «ПРОГНОЗ». В связи с этим, опираясь на накопленный в РНЦ опыт, следует отметить, что на современном этапе создания СУБД. для решения вышеперечисленных задач, она должна базироваться на возможности применения нескольких персональных компьютеров, объединенных в локальную сеть, на использовании видеорежима для наглядного представления информации и других достижений мирового опыта. СУБД должна моделироваться с учетом выполнения следующих функций:

— сбор и хранение в удобном для считывания и дальнейшего использования сведений о достоверных параметрах состояния конструкции (геометрия, начальные физико-механические свойства, ...), силового нагружения (режимы эксплуатации, механическая нагрузка, ...), внешнего воздействия и т. п.;

— формирование и выдача протокола текущего состояния трубопровода;

- обработка информации с применением специальных расчетных кодов.

В качестве входных данных в расчетных кодах используются параметры опасности, а вероятностный подход позволяет получить интегральную опасность аварии. В вычислительных программах, входящих в пакет прикладных программ поддержки, могут использоваться статистические методы для определения достоверности параметров. методы регрессионного анализа. Это позволит построить соответствующие статистические модели. Таким образом, на выходе могут быть получены сведения об уточненном риске аварии по фактическому состоянию трубопровода.

Для создания этих прикладных программ использовали методы статистическом оценки, достоверности выводов но результатам контроля, а также данные, полученные н условиях сильного влияния на конечный результат посторонних факторов внешнего воздействия. Необходимость применения таких методов оценки возникает также в тех случаях, когда отсутствие абсолютной достоверности исследуемых данных но результатам эксперимента (вероятность присутствия и исследуемой выборке разного рода искажений) приводит к нарушению исходных предположений относительно вида распределении измеренных физических величин. Таким образом, для надежной работы СУБД необходимо проводить статистическую обработку поступающей информации по помехоустойчивым алгоритмам [112].

Компактные недорогие программные продукты типа СУБД находят своё применение в мониторинге технического состояния заводских, промысловых и технологических трубопроводов.

Эффективность внедрения СУБД напрямую зависит от методов неразрушающего контроля, используемых на конкретном объекте. Отсутствие же или ограниченность предложений отечественных, конкурентоспособных разработок на рынке средств неразрушающего контроля побуждает потребителей приобретать импортное оборудование, которое изготавливается, как правило, по специальному заказу и стоит необоснованно дорого. Например, цена микропроцессорных ультразвуковых дефектоскопов известной фирмы "KRAUTKRAMER" достигает $ 50 000, что существенно превышает стоимость известных программно-аппаратных комплексов, применяемых для научных исследований в области акустической томографии. Стоимость внедрения компьютерных технологий неразрушающего

контроля достаточно высока, зависит от сложности и ответственности решаемых задач, но может быть оптимизирована для конкретного производства.

Далеко не полный обзор программных и технических средств дает представление об уровне отечественных разработок и позволяет сделать некоторые выводы относительно использования программных продуктов в области контроля безопасности и надежности технологического оборудования ТЭК:

— область применения программных средств в сфере безопасности производства весьма широка: от непосредственного принятия сигнала первичного преобразователя — до статистического анализа серии замеров, чему способствует универсальность ПК;
— существенным достоинством программных комплексов является гибкость и относительно легко осуществляемая модернизация, что позволяет при тех же аппаратных средствах, применяя усовершенствованные алгоритмы, получать более высокие результаты;
— стремительное развитие и расширение возможностей ПК позволяет использовать более сложные, модели реальных объектов, что позволяет выйти на качественно новый уровень в оценке безопасности и прогнозировании ЧС;
— опыт внедрения показал высокую эффективность применения программных продуктов, что ведет к их широкому распространению в промышленности и поиску новых сфер их использования.

5.3. Перспективы системы автоматического управления магистральных нефтепроводов

Традиционные методы управления промысловыми и магистральными системами сбора (распределения), подготовки и транспорта нефти, газа и газового конденсата (УГВ) основаны на уникальных знаниях патриархов нефтегазовой отрасли России, на глазах которых произошло зарождение, становление и развитие народнохозяйственных объектов энергетического комплекса в 60-90х годах XX столетия. Практически в штате каждого предприятия ТЭК можно найти такого «гуру» технологических сетей, обладающего феноменальным набором конкретных управленческих решений для большинства ситуаций, возникающих на производстве. Однако метод аналогий и комбинирования известных ситуаций в новых изменившихся экономических и социальных условиях далеко не всегда дает оптимальный результат, да и самих специалистов такого уровня становиться всё меньше – поколение строителей трубопроводных систем уходит. Современный темп развития экономических и социальных отношений не позволяют производственному персоналу «засиживаться» на одном месте больше 3-5 лет. Новое поколение руководителей производства вынуждено искать новые нетрадиционные подходы к решению задач управления промысловыми и магистральными системами.

Как показано в гл.1 в настоящее время объекты магистрального транспорта нефти эксплуатируются в непроектных режимах (недогрузка, неравномерность поставок нефти и пр.). Оборудование как насосных станций и резервуарных парков, так и линейной части магистральных трубопроводов имеет существенный износ, что ограничивает возможности оперативного маневра поставками нефти. Реологические характеристики различных партий нефтей определяются не только (и не столько) их генезисом, сколько предварительной ее переработкой минизаводами на промыслах и доводкой до стандартных кондиций бренда “Urals” на ССН «Самара» (экспортная нефть в соответствии с ТУ 39-1623-93). Представление элементов трубопроводных

систем адаптивными моделями, основанными на нечетких множествах и нейросетевом подходе, позволяют синтезировать глобальную модель сколь угодно сложной технологической системы. И, хотя по «Принципу несовместимости», сформулированном основоположником нечетких вычислений Л.А.Заде (Берклиевский университет, США): «Для систем, сложность которых превосходит пороговый уровень, точность и практический смысл становятся почти исключающими друг друга характеристиками» [142], предполагается некоторое снижение точности модельных оценок. Однако, существующие методики тепло-гидравлического расчета нефтепроводов имеют не меньшую погрешность расчетов: 10% (для установившегося движения ньютоновских жидкостей) и до 25-100% (при эксплуатации «горячих» трубопроводов в нестационарных режимах). Эти методики были разработаны совместно специалистами ВНИИСПТнефть (ИПТЭР) и Уфимского нефтяного института (УГНТУ) более 15…20 лет назад на уровне требований и возможностей того времени, в иных экономических условиях эксплуатации трубопроводных систем.

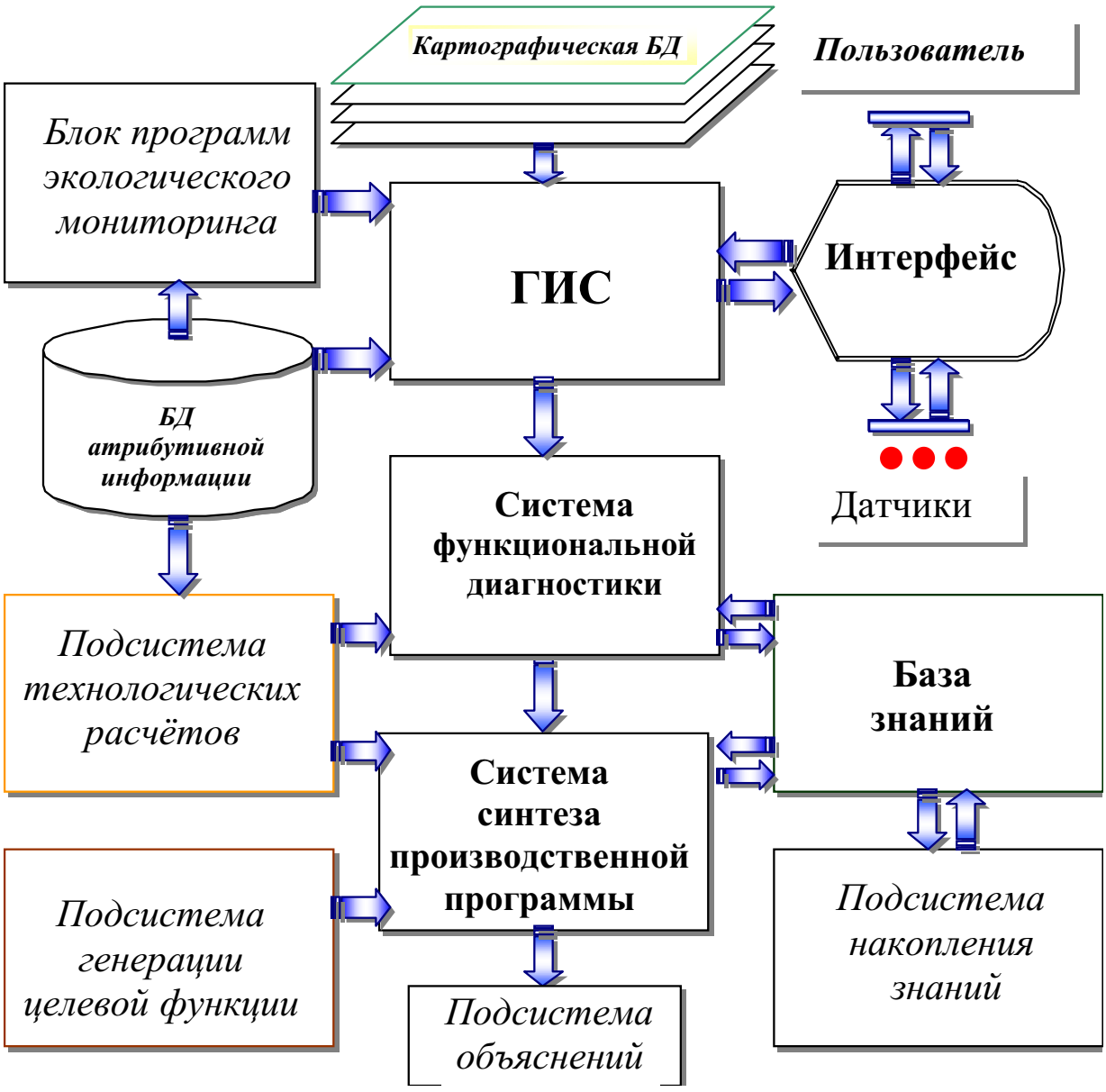


Рисунок 33 - Структура САУ магистрального транспорта нефти

Структурная схема системы автоматического управления промысловых и магистральных сетей трубопроводов, отвечающая принципам построения интеллектуальных систем управления [14] представлена на рисунке 33.

САУ как часть информационно-аналитической системы магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов, отвечающая за оперативное управление включает следующие блоки:

1. *Геоинформационная система* (ГИС) с трехмерными моделями протяженных объектов (трубопроводов, коллекторов, амбаров, естественных и искусственных водных объектов и пр.), базой данных БД объектов транспортной системы, атрибутивно связанных с каждым конкретным элементом, *картографической базой* – основа построения HMI, т.е. интерфейса, ориентированного на пользователя,
2. *Блок программ экологического мониторинга* для ранжирования участков транспортной системы по экологической опасности разливов и моделирования последствий аварийных ситуаций. Кроме того, блок содержит архив планов ликвидаций последствий аварий и планов действий во время ЧС.
3. *База знаний (БЗ)* содержит сведения о специфике работы каждого объекта, свод правил управления каждым элементом по отдельности и всей транспортной системой в целом; подсистему логических выводов, работающую на принципах нечеткой логики. Кроме того, *База Знаний* (БЗ) отлеживает тренды изменений эксплуатационных параметров МНП и имеет архив технологических приёмов превентивных мер для ликвидации осложнений режимов перекачки. БЗ – основной элемент, делающий систему управления интеллектуальной.
4. *Подсистема технологических расчетов* эксплуатационных участков трубопроводов и силовых агрегатов. Ядром расчетных процедур целесообразно сделать адаптивные алгоритмы, где это возможно, апробированные и хорошо зарекомендовавшие себя в современных исследованиях.
5. *Система функциональной диагностики* отклонений технологических режимов является центральным звеном Интеллектуальной системы управления, включает в себя проверку информации *Базы Данных* (ГИС БД) логическими алгоритмами и решением обратных задач тепло-гидравлических расчетов. Система позволяет не только идентифицировать причины осложнений режимов перекачки, но и подобрать параметры адаптационных моделей *подсистемы технологических расчетов* с учетом меняющихся условий эксплуатации.
6. *Система синтеза производственной программы* транспортной сети, реализованная на гибридных генетических алгоритмах поиска оптимальных решений. Многостадийный синтез расписаний по методу комбинированных эвристик позволяет предложить оптимальный график загрузки сети с учетом всех ее возможностей (резервуаров, газгольдеров, ветвлений трубопроводов, резервов силового оборудования и пр.). Критериев оптимальности (эффективности) может быть несколько, меняющихся в различные периоды эксплуатации. Для их последовательного анализа генерируются различные целевые функции (меры эффективности).
7. *Подсистема генерации целевых функций* включает алгоритмы построения функций пригодности (fitness functon) с учетом данных *ГИС БД* и адаптационных моделей *Подсистемы технологических расчетов*. Критерием эффективности могут служить:
   - минимум затрат энергии на выполнение транспортной работы, отнесенной к единице грузооборота транспортируемой жидкости (тн·км);
   - минимум потерь качества при последовательной перекачке различных продуктов;
   - отслеживание элитной партии продукта и др.

8. *Подсистема объяснений* дает исчерпывающие ответы на вопросы: «почему» пользователь должен принять рекомендуемые системой решения, «как» получено это решение, на основании «какой» информации и «каких» правил вывода. Иными словами подсистема объяснений делает САУ «прозрачной» и управляемой.

Общепринятым решением данной проблемы является внедрение Систем автоматического управления (САУ). Существуют четыре способа реализации такой системы:

1) на основе опыта и знаний эксперта (экспертные системы);
2) путём создания модели действий оператора (диспетчера);
3) автоматического обучения и накопления Базы Знаний;
4) на основе технологической модели трубопровода.

Чрезвычайная сложность и уникальность технологических схем, неоднозначность и частая смена внешних условий эксплуатации МНП, обширность территории дислокации и примитивный уровень автоматизации линейных объектов делают задачу построения математической модели традиционными методами трудноосуществимой в рамках детерминированных моделей технологического процесса перекачки. Многочисленные попытки построения всеобъемлющей технологической модели трубопровода на традиционной методологии [11, 18, 55, 33, 106] не увенчались успехом.

Новейшие САУ основанные на нечётком управлении впервые были реализованы в промышленности в начале 80-х годов прошлого века Мамдани, сотрудником Лондонского университета, в Дании для управления обжиговой печью [82]. В Японии практические исследования начались с 1985 г. и в настоящее время известно немало примеров практического применения. Метод нечёткого управления с прогнозированием показал возможности Soft Computing в системе автовождения поездов метрополитена в г. Сэндай (Япония, 1987 г.) [82]. В соответствии с этим методом в САУ осуществляется хорошо сбалансированная оценка многочисленных целей управления. С помощью моделирования осуществляется прогнозирование поведения системы и в реальном масштабе времени формируются команды управления, так чтобы система оказалась в благоприятном для пользователя состоянии. При практическом применении этого метода контроллеры, установленные на НПС, время от времени оценивают в процессе перекачки отклонение реальных параметров от модельных (производственной программы) и формируют команды управления для обеспечения заданного технологического режима перекачки. Исходные цели управления МНП учитываются моделированием системы трубопроводов при составлении этой программы.

В последние годы произошёл прорыв в интеллектуальном управлении сложными техническими объектами на методологической основе «мягких» вычислений. Так, экспериментальные варианты гиперзвуковых истребителей Х-29 фирмы Grumman Aircraft Corporation с крылом обратной стреловидности, Х-31 фирмы Rockwell International, беспилотного самолета Х-36 корпорации McDonnel Douglas (США), а так же серийно выпускаемые отечественные истребители СУ-27, СУ-30, СУ-34, СУ-35, СУ-37 никогда не смогли бы держаться в воздухе без помощи САУ полетом. Явным мировым лидером в разработке интеллектуальных систем на базе нечеткой логики (Fuzzy Logic) является Япония. В 1983 г. фирмой «Фуджи Электрик» запущена система управления установки для обработки питьевой воды; в 1987 г. фирмой «Хитачи» - система управления метро в г. Сэндай. Компонентами нечеткой логики снабжены такие товары культурно-бытового назначения как фотоаппараты, видеокамеры, стиральные машины, холодильники, пылесосы, микроволновые печи и многие другие. Таким образом, Artificial Intelligence технология превратилась в Японии

в одну из ключевых, позволяющую японским товарам доминировать на мировых рынках.

Международный НИИ «LIFE – Laboratory for International Fuzzy Engineering Research» (Япония), «Berkley Initiative in Soft Computing» (США), ELITE – «European Laboratory for Intelligent Techniques Engineering» (Общеевропейский центр), 3000 исследователей в Индии, 5000 – в Китае – вот далеко не полный перечень организационных и интеллектуальных ресурсов, разрабатывающих этой перспективное направление научно-технического прогресса. К сожалению, публикаций в Российских изданиях о конверсионных технологиях по применению систем искусственного интеллекта в промышленности очень мало. Хочется верить, что одним из первых “мирных” приложений САУ станет уникальная по своей протяженности и оснащенности система трубопроводов России.

В настоящее время весьма бурно развивается аппаратное и программное обеспечение для расширения функциональных и аналитических возможностей программных комплексов ГИС, что позволяет надеяться на внедрение, разработанного на их основе, эффективного человеко-машинного интерфейса HMI, ориентированного на диспетчера, что позволит, сократив процедурные ошибки и сведя к нулю ошибки операторов, значительно повысить эффективность и безопасность эксплуатации магистральных трубопроводов.

Заключение

Традиционно термины «диагностирование», «контроль технического состояния» или «мониторинг» раскрывается как оценка работоспособности или исправности технического объекта. Однако в приложении к линейной части магистрального нефтепровода (МНП) весь спектр проблем диагностирования обычно сводится к вопросу поиска и идентификации дефектов стенки трубы. И необходимо признать, что методология и аппаратное обеспечение поиска таких дефектов развиваются весьма успешно. В трубопроводном транспорте нашли широкое применение такие методы тестового диагностирования состояния стенки трубопровода как: пропуск специальных внутритрубных снарядов, наружные методы непосредственного контроля: магнитная, вихретоковая, радиоволновая, радиационная дефектоскопия и акустическая эмиссия, а так же электрическая и тепловая дефектоскопия для контроля трубной изоляции.

Однако в столь узком одностороннем подходе к проблеме мониторинга МНП кроется причина принципиальной невозможности решения задач генезиса (технической генетики) и прогнозирования состояния объекта в перспективе его развития. Расширение горизонтов проблемы на контроль технологического состояния участка МНП даёт возможность решать задачи не только расследования причин возникновения дефектов или аварий, прогнозировать состояние объекта в будущем, но и оперативно оптимизировать технологические параметры эксплуатации объекта с учетом многочисленных особенностей каждого участка системы.

Проблемами всякого диагностирования являются задачи проверки исправности, работоспособности и правильности функционирования объекта, а так же поиска дефектов (осложнений), нарушающих исправность, работоспособность или правильность функционирования [104]. Строгая постановка этих задач предполагает, во-первых, прямое или косвенное задание класса возможных дефектов и, во-вторых, наличие формализованных методов построения алгоритма диагностирования, реализация которых обеспечивает обнаружение дефектов (осложнений) из заданного класса с требуемой полнотой или поиск последних с требуемой глубиной.

В общей теории управления различают системы тестового и функционального диагностирования. В системах тестового диагностирования на объект подаются специально организуемые тестовые воздействия. В системах функционального диагностирования, которые работают в процессе применения объекта по назначению, подача тестовых воздействий, как правило, исключается; на объект поступают только рабочие воздействия, предусмотренные его алгоритмом функционирования. Вне зависимости от вида специальные средства диагностирования воспринимают и анализируют ответы объекта на входные (тестовые или рабочие) воздействия и выдают результат диагностики.

Любая система диагностирования является специфической системой управления или контроля. Специфика заключается в *цели управления (контроля),* состоящей в определении технического состояния объекта диагностирования – эффективности, надежности, безотказности и долговечности функционирования участка МНП.

В соответствии с этим при разработке методологических основ диагностирования должны решаться задачи, характерные для систем управления или контроля:

- Изучение объекта, возможных осложнений технологических режимов его эксплуатации и признаков проявления последних;
- Выбор или построение модели поведения исправного объекта и её модификаций с учетом осложнений технологических режимов;
- Анализ алгоритма диагностирования, реализуемого системой, с целью

получения качественной и количественной оценки осложнения;

- Определение вклада каждого вида осложнений при одновременном их возникновении, если признаки их проявления схожи.

Задачи изучения физических свойств объектов и возможных осложнений технологических режимов их эксплуатации достаточно специфичны. Снижение пропускной способности участка МНП между двумя НПС может произойти по ряду причин:

Не зависящие от режима эксплуатации участка МНП:

- Гофры и вмятины;
- Деформация труб;
- Прикрытые линейные задвижки;
- Засорение фильтров НПС;
- Инородные тела в полости трубопровода;
- Скопления грата и песка на нижней образующей труб;

Изменяющиеся в эксплуатационном режиме:

- Скопления воды в пониженных и восходящий участках трассы;
- Газовые скопления на нисходящих участках трассы;
- Смолопарафиновые отложения на стенках трубопровода;
- Застойные зоны седиментированного продукта;
- Смена режима течения (турбулентный – ламинарный -структурированный);

Отклонения переходных режимов эксплуатации (локальное изменение реологических характеристик продукта):

- Эмульгирование воды при выносе водных скоплений;
- Перемежающиеся течения и вынос сепарированного газа;
- Образование суспензий кристаллов парафинов;

Волновые (быстропротекающие) отклонения технологических режимов:

- Инерционные составляющие давления;
- Гидроудар;

Аварийные режимы:

- Утечки;
- Порывы;
- Сбои работы насосного оборудования.

Концептуально все многообразие осложнений технологических режимов необходимо свести к классификации по возможности воздействия на систему либо технологическими параметрами перекачки (динамические), либо изменением ее конструктивных параметров (системные). Идентификация аварийных режимов и волновых процессов хорошо отработана диспетчерской службой и выходит за рамки данной работы.

Достаточное количество экспериментальных данных, обеспечивающее получение статистических зависимостей, описывающих связи межу дефектом и измеряемым параметром, можно получить только для объектов массового производства. Любой участок трубопроводной системы является уникальным. Единственный способ получения необходимой информации – использование математических моделей, описывающих систему с распределенными параметрами, так как размеры участка трубопровода многим превосходят длину акустической волны ($D/L << 1$, Число Маха $<< 1$). Если разработкой и обоснованием технологических режимов эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов занимались известные школы отечественных и зарубежных ученых [1, 20, 45, 107, 109, 118, 119, 125, 128, 135, 136, 141], то построению модификаций моделей поведения с учетом

осложнений технологических режимов и формирование алгоритмов для систем функционального диагностирования посвящена данная работа. В теории управления такое моделирование называется диагностическим [104]. Использование полуэмпирических моделей для этих целей обусловлено: с одной стороны, сложностью и неоднозначностью описания поведения реальных нефтей в таком сложном техническом объекте как рельефный трубопровод; с другой стороны, нет веских оснований отказываться от векового опыта эксплуатации систем магистрального транспорта, накопленного поколениями технологов трубопроводного транспорта.

Таким образом, целью данной работы является разработка методологии функциональной диагностики магистрального трубопровода на основе моделирования поведения системы с учетом осложнений технологических режимов перекачки нефтей и нефтепродуктов в рамках современных возможностей Систем Диспетчерского Контроля и Управления (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition) АСУ магистральных трубопроводов.

При разработке методологических основ диагностирования должны решаться следующие задачи:

- Изучение опыта эксплуатации и современного состояния системы магистральных нефтепродуктопроводов, а так же возможных осложнений технологических режимов эксплуатации и признаков проявления последних;
- Разработка и обоснование модификаций моделей технологических режимов перекачки нефтей и нефтепродуктов с учетом возможных осложнений;
- Анализ алгоритма диагностирования, реализуемого в возможностях системы SCADA, с целью получения качественной и количественной оценки осложнения;
- Определение вклада каждого вида осложнений при совместном их возникновении;
- Обоснование принципов построения эффективного человеко-машинного интерфейса HMI, ориентированного на диспетчера магистрального трубопровода.

Другими словами, необходимо разработать методологию средства, позволяющего на принципиально новом уровне реализовать возможности современных систем управления магистральными трубопроводами: оперативно диагностировать осложнения технологических режимов перекачки, неизбежно возникающие в процессе эксплуатации трубопроводных систем; отслеживать тенденции развития процессов в трубопроводах; в ясных для пользователя понятиях интерпретировать собранные системой SCADA параметры технологического процесса перекачки; в удобной для анализа и дальнейшего принятия решения форме представлять результаты диагностирования.

Список использованных источников

1 Абрамзон Л.С., Белозеров В.А. Методика расчета "горячих" трубопроводов при установившемся режиме перекачки высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов.-М.:ВНИИОЭГ, 1970. -56 с.

2 Автоматизация предприятий нефтяной и газовой промышленности. //Приборы и системы управления. – 1998. - №3

3 АК «Транснефть» годовой отчет за 1995 г. - 25 с.

4 АК «Транснефть» годовой отчет за 1996 г. – 44 с.

5 АК «Транснефть» годовой отчет за 1997 г. – 45 с.

6 АК «Транснефть» годовой отчет за 1998 г. – 48 с.

7 АК «Транснефть» годовой отчет за 1999 г. – 28 с.

8 АК «Транснефть» годовой отчет за 2000 г. - 26 с.

9 Алиев Р.А., Куклев С.В., Розенберг Г.Д. Определение коэффициентов расхода отверстий при аварийном опорожнении трубопроводов // НТС ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. - 1985. - № 2. - С. 2 - 8.

10 Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. - М.: Недра, 1982. - 224 с.

11 Балышев О.А., Таиров Э.А. Анализ переходных процессов в трубопроводных системах (теоретические и экспериментальные аспекты) /Под ред. А.М.Клер. – Новосибирск: Наука, СО, 1998. – 164 с.

12 Барау В.А., Лапушкин Е.В. Повышение безопасности на крупных производствах //Безопасность труда в промышленности. – 1994. - № 9.

13 Бусыгин Г.Н. Эксплуатация систем контроля утечек в ОАО «Уралтранснефтепродукт». //Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1999. - № 9-10. – с. 30-31.

14 Васильев В.И., Ильясов Б.Г. Интеллектуальные системы с использованием нечеткой логики. Учебное пособие. – Уфа: УГАТУ, 1995. – 101 с.

15 Верушин А.Ю., Галкин В.А. Экологическая безопасность объектов магистрального транспорта нефти – реальность сегодняшнего дня. //Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. - №2. - с. 21-27.

16 Виброакустическая диагностика зарождающихся дефектов. / М.А.Балицкий, М.А.Иванов, А.Г.Соколова, - М.: Наука, 1984. – 119 с.

17 Гидравлика, гидравлические машины и гидравлические приводы / Т.М. Башта и др. - М.: Машиностроение, 1977. - 504 с.

18 Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения / Н.Н.Новицкий, Е.В.Сеннова, М.Г.Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, СИФ РАН, 2000. – 425 с.

19 Губин В.Е., Степанюгин В.Н., Целиковский О.И. Некоторые вопросы гидротранспорта высоковязких мангышлакских нефтей //Транспорт нефти и нефтепродуктов: Труды НИИТранснефть. Вып.VI, 1969. – с. 3.

20 Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.

21 Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин С.Г., Векштейн М.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти.- М.: Недра, 1999.- 295 с.

22 Долотцев Б.Н., Худошин А.А., Давыдова Е.А. Автоматизированная система контроля за состоянием объектов //Безопасность труда в промышленности. – 1997. - № 8.

23 Дополнение к РД 153-39-030-98 «Порядок определения очередности ремонта дефектов магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики». – М.: АК «Транснефть», 2000. – 32 с.

24 ЕАСУ: Методология создания единой системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом (СКУТОР) объектов и сооружений нефтепроводов АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1996. - № 2. – с. 8-12.

25 Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–176 с.

26 Желтенко О.Г., Иванов Н.Н. Опыт внедрения линейной и станционной телемеханики на базе промышленных логических контроллеров в системе СДКУ ТДП «Ухта» //Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. - № 6. – с. 11-12.

27 Завадский А. ОАО «Уралтранснефтепродукт» - Уфа: Изд-во «Слово», 1999. – 16 с.

28 Зарецкий С.В. Проблемы позиционирования в нефтегазовой отрасли. /Нефтегазовые технологии, 2000. - №1. – с.11-13.

29 Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика безопасности //Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – т.64. - №1.

30 Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов.- М.: Недра, 1985.

31 Колпаков Л.Г., Новоселов В.В., Шматков А.А. Расчет коэффициента расхода при истечении из отверстия, образовавшегося в магистральном нефтепроводе, в грунт /Сб. науч. статей Трубопроводный транспорт. - Уфа: УГНТУ,1997.

32 Колпаков Л.Г., Рахматуллин Ш.И. Кавитация в центробежных насосах при перекачке нефтей и нефтепродуктов.- М.: Недра, 1980.

33 Комплекс программ «Расчёт режимов работы нефтепроводов» /А.М.Шаммазов, Н.Е.Пирогов, Ю.П.Ретюнин и др. //Трубопроводный транспорт нефти. Приложение, 2001. - № 9. – с.16-18.

34 Концепция Единой автоматизированной системы управления (ЕАСУ) АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. - № 10. – с. 6-17.

35 Корпоративные информационные системы в управлении нефтепроводным транспортом // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. - № 7. – с. 23-25.

36 Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ООО

«ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.

37 Котов В.В. Информационно-аналитическая система «Эксперт» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 3. – с. 25-27.

38 Котов В.В. О внедрении и развитии информационно-аналитической системы «Эксперт» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. - № 10. – с. 26-28.

39 Куликов А. Учёт экспорта нефти и нефтепродуктов: Возможности системы «Галактика» // Нефтяное хозяйство. – 1998. -№ 8. – с.128.

40 Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Моделирование динамики аварийного разлива нефти / Проблемы прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий ЧС: Материалы Всероссийской научно-тех. конф., Уфа 16-19.05.2000 – Уфа: изд-во НИИБЖД МЧС РБ, 2000. – с.155-156.

41 Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н., Павлов С.В. Применение ГИС для оценки экологического риска аварии на магистральном трубопроводе //Башкирский экологический вестник, 2000. - №1(8). – с. 40-47.

42 Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н., Павлов С.В. Специфика ГИС трубопроводного транспорта /Материалы III конгресса нефтегазопромышленников России. Научные труды. Секция Н «Проблемы нефти и газа». 23-25 мая 2001 г. –Уфа: Изд-во «Реактив», 2001. - с.213-216.

43 Кутуков С.Е., Власов В.А. Экологические аспекты региональной экономики трубопроводного транспорта Тюменского Севера. / Транспорт: наука, техника, управление. - М.: ВИНИТИ, 1990. - N 3. - с. 41-43.

44 Куцевич Н.А. SCADA – системы и муки выбора // Мир компьютерной автоматизации, 1999. - №1.- с.72-78.

45 Лейбензон Л.С. Нефтепромысловая механика. ПСС.- М.: Изд-во АНСССР, 1955.

46 Лерке Л.Э. и др. // Сб. научн. трудов. Актуальные вопросы трубопроводного транспорта нефти. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986. - С. 73 - 78.

47 Лисин Ю.В. Совершенствование методов подготовки и проведения капитального ремонта магистральных нефтепроводов: – Диссертация канд.техн.наук, 05.15.13., научный рук. Р.Н.Бахтизин, - Уфа.: УГНТУ, 1999. – 168 с.

48 Лисин Ю.В. Совершенствование системы управления и контроля технического обслуживания и ремонта нефтепроводов с целью повышения надежности их эксплуатации //Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 3. – с. 10-17.

49 Локотков А.В. Что должна уметь система SCADA //Современные технологии автоматизации, 1998. - №3. – с.44-46.

50 Экспериментальная проверка алгоритмов прикладного программного обеспечения по диагностике утечек нефти на нефтепроводах./Лосенков А.С., Трефилов А.Г., Нархов В.П. и др. // Трубопроводный транспорт нефти. № 11, 1996. – с.7-10.

51 Лурье М.В., Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродукта на участке трубопровода. //Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.:

ЦНИИТЭнефтехим, 1998. – № 12. – с.16-18.

52 Лурье М.В., Макаров П.С., Черникин В.А. Новый алгоритм оперативного обнаружения утечек жидкости из трубопроводов. //Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – № 3. – с.16-18.

53 Малов Е.А., Бронфин И.Б., Долгопятов В.Н. и др. Внедрение систем «Компакс» - обеспечение безаварийной работы непрерывных производств //Безопасность труда в промышленности. – 1994. - № 7.

54 Малов Е.А., Шаталов А.А., Колесников В.Я. и др. Применение стационарных систем непрерывного мониторинга за состоянием изотермических хранилищ //Безопасность труда в промышленности. – 1995. - № 12.

55 Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. / А.П.Меренков, Е.В.Сеннова, С.В.Сумароков и др. – Новосибирск: Наука, СО, 1995. - 407 с.

56 Методика нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР, Астрахань, 1988.

57 Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных трубопроводах(утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995г.)- Уфа: ИПТЭР, 1995.

58 Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных трубопроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995г.)- Уфа: ИПТЭР, 1995.

59 Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу, Самара, 1996.

60 Методические рекомендации по применению аэрокосмических методов для диагностики трубопроводных геотехнических систем и мониторинга окружающей среды. – М.:УНЦ Газпром, 1995. – 60 с.

61 Методические основы разработки мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций, при эксплуатации магистральных нефтепроводов / В.И. Ларионов, С.П.Сущев, А.Г.Гумеров и др. в Материалах III республиканского НТС «Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов ТЭК РБ» от 14.12.2001 – Уфа: ИПТЭР, УГНТУ, 2002. – 37-45.

62 Методические рекомендации по прогнозированию ремонта и реконструкции магистральных трубопроводов на основании материалов аэрокосмических съёмок трасс. – М.: ВНИИЭгазпром, 1992. – 89 с.

63 Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (утв. ОАО «АК Транснефть»,1999).

64 Мишин Н.К., Куракин В.А., Сорвачёв А.М., Коняхин А.Н., Лосенков А.С. Проверка работоспособности программного обеспечения системы обнаружения утечек //Трубопроводный транспорт нефти. – 2002. - №3. Прил. – с. 14-17.

65 Мисевичус Б.И., Саенко В.А. Автоматизированная система контроля исполнения договоров АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1994. - № 1. – с. 16-31.

66 Мисевичус Б.И., Саенко В.А. Единая автоматизированная система управления АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1993. - № 3. – с. 33-44.

67 Мисевичус Б.И., Саенко В.А. и др. Автоматизированная система контроля исполнения договоров производственного объединения магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1994. - № 7. – с. 7-20.

68 Мисевичус Б.И., Саенко В.А. и др. Автоматизированная система контроля исполнения договоров производственного объединения магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1994. - № 8. – с. 3-14.

69 Михайлов С., Таргулян О. Нефтяные разливы – вид из космоса. /ARC REVIEW. Современные геоинформационные технологии, 2001. - №2 (17). – с.6.

70 Музинов Х.Н., Карасик В.П. Техническое перевооружение АСУТП а ОАО «Сибнефтепровод» (Опыт создания систем второго покаления) // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 11. – с. 34-40.

71 Мулюков Ф.Г. Эксплуатация систем обнаружения утечек в ОАО «Рязаньтранснефтепродукт». //Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1999. - № 9-10. – с. 32-33.

72 Набиев Р.Р. и др. Автоматизированная информационная система объектов магистральных нефтепроводов ОАО «Уралсибнефтепровод им. Д.А.Черняева» //Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 12. – с. 26-30.

73 Осборн Ф., Готтфрид П., Бриттон Б. Создание государственной картографической системы трубопроводов. //Нефтегазовые технологии, 2000. - №1. – с. 87-89.

74 Отчет о НИР № 98-2-1/1 «Методика оценки эффективности использования электроэнергии на перекачку нефти по трубопроводам в условиях снижения объемов перекачки». – Уфа: Институт Механики РАН, 1998г.

75 Отчет о НИР № 257 «Анализ энергопотребления и разработка мероприятий по снижению энергозатрат в системе ОАО «Приволжские магистральные нефтепроводы». – Уфа: УГНТУ, 2000.

76 Отчет о НИР № 4-2-01-12 «Разработка и внедрение в ОАО ПМН комплекса по определению КПД насосных агрегатов и выдача предложений по повышению эффективности работы насосов» - Уфа: ИПТЭР, 2001.

77 Павлов С.В. ГИС – основа современного информационного обеспечения при управлении территориально-распределенными системами / НТС «Научно-технические проблемы ТЭК РБ». – Уфа: Изд-во ФСРНТ, 1997. – 63-70 с.

78 Павлов С.В., Багманов В.Х., Гвоздев В.Е. Единая государственная система экологического мониторинга РБ / В кн. Экологические проблемы регионов России. – РБ. Вып. 4. – М.: ВИНИТИ, 1997. – XXXXX с.

79 Петров В.А. Новая система экспресс – определения ресурса промышленного оборудования «ОРК» //Безопасность труда в промышленности. – 1997. - № 8.

80 Пичков С.Н., Кадашов А.Н. Автоматизированная система оперативной диагностики потенциально опасных промышленных объектов //Безопасность

труда в промышленности. – 1996. - № 4.

81 Потапов Н.А., Миркин А.З., Усиньш В.В. Комплексная система обеспечения надежности и безопасности производств //Безопасность труда в промышленности. – 1995. - № 9.

82 Прикладные нечёткие системы: Пер с японского /Под ред. Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно. – М.: Мир, 1993. – 368 с.

83 Промысловые трубопроводы. /Куликов В.Д., Шитнев А.В., Яковлев А.Е., Антипьев В.Н. – М.: Недра, 1994. – 303 с.

84 Параметрическая система обнаружения утечек для нефтепроводов с самотечными участками /Р.З.Нагаев, В.Б.Плотников, А.С.Лосенков, Ю.В.Фролов //Трубопроводный транспорт нефти. – 2002. - №3. Прил. – с. 11-13.

85 Расчёт магистральных газопроводов в карстровой зоне / А.М.Шаммазов, В.А.Чичелов, Р.М. Зарипов и др. – Уфа: Гилем, 1999. – 212 с.

86 Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Ванифатова В.В. К оценке динамического баланса объемов нефти в трубопроводе с самотечными участками. //Трубопроводный транспорт нефти. Приложение к журналу, 2001. - № 3. – с.24-27.

87 РД 03-375-00 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта (утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 26.04.00 №23).

88 РД 08-120-96 Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов.

89 РД 153-39-030-98 «Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики». – М.: АК «Транснефть», 1998. – 59 с.

90 РД 39-9147103-372-86 «Инструкция по обследованию коррозионного состояния магистрального нефтепровода».-Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986. – 76 с.

91 Ромейко В.С. Концепция проекта зпакона «О трубопроводном транспорте». Обоснование необходимости разработки проекта закона. //Трубопроводы и экология. №4 , 1998. – с. 3-5.

92 Ромейко В.С. Подземный Чернобыль – мрачная фантазия или, увы, близкая реальность. //Трубопроводы и экология. - №2 , 1998. – с. 3-4.

93 Ромейко В.С. Сколько пластмассовых труб нужно России. //Трубопроводы и экология. №3 , 1998. – с. 3-4.

94 Ромейко В.С. Трубы России в новом тысячелетии. //Трубопроводы и экология. - №4 , 1999. – с. 3-4.

95 Саенко В.А., Месявичус Б.И. Единая автоматизированная система управления АК «Транснефть» //Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 8. – с.22-23.

96 Саенко В.А., Мисевичус Б.И. Состояние работ по созданию, развитию и модификации функциональных подсистем ЕАСУ АК «Транснефть» //Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. - № 4. – с. 12-15.

97 Самигуллин Г.Х. Компьютерные программные средства для контроля безопасности взрыво- и пожароопасного оборудования опасных производственных объектов. /Мат-лы III НПС «Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов ТЭК РБ. – Уфа: УГНТУ, 2002. – с.133-145.

98 Системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA – системы). Обзор компании «Анкей» // Мир компьютерной автоматизации, 1999. - №3.- с.4-9.

99 Скрипников Ю.В., Сазонов О.В., Сковородников Ю.А. Новый способ применения депрессорных присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей //Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. - № 5. – с.9.

100 Соболев В.С. Программное обеспечение современных систем сбора и обработки измерительной информации // Приборы и системы управления. – 1998. - №1.

101 Создание единой информационной системы объектов трубопроводной сети Республики Башкортостан. / А.М.Шаммазов, Р.Н.Бахтизин, С.Е.Кутуков, В.А.Буренин, П.Н.Григоренко, С.В.Павлов Материалы конф. ”Системный анализ процессов разработки нефтяных месторождений и транспорта нефти и нефтепродуктов.” - Уфа: АНК”Башнефть”,1996. - с.49-50.

102 Степанянц В.С., Белашов В.В. Автоматизированная система обеспечения безопасной эксплуатации нефтехимических объектов //Безопасность труда в промышленности. – 1996. - № 7.

103 Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. - М.- Л.: Госэнергоиздат, 1963.

104 Технические средства диагностирования: Справочник / В.В.Клюев, П.П.Пархоменко, В.Е.Абрамчук и др.; под общ. ред. В.В.Клюева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.

105 Ткачев О.А., Тугунов П.И. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении. - М.: Недра, 1988. - 118 с.

106 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. /И.Т.Ишмухаметов, С.Л.Исаев, М.В.Лурье, С.П.Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999 . – 300 с.

107 Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов.- М.: Недра, 1984.- 222 с.

108 Тугунов П.И., Кутуков С.Е., Власов В.А. Природоохранные решения трубопроводного транспорта углеводородного сырья в вечномерзлых грунтах. / Материалы отраслевого совещания Миннефтегазпрома "Проблемы охраны окружающей среды в нефтяной промышленности". – Уфа: ВостНИИТБ ,1990. - с. 60-61.

109 Тугунов П.И., Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Ахатов Ш.Н. Эксплуатация магистральных трубопроводов. -Уфа: Башкирское книжное изд., 1975. - 160 с.

110 Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. - М.: Недра, 1973.-88 с.

111 Тугунов П.И., Яблонский В.С. Прогрев грунта линейным и цилиндрическим источником при граничных условиях III рода./ Изв. ВУЗов. Нефть и газ, 1963, # 9,- с. 81-86.

112 Тутнов И.А., Базарова Е.А., Душкевич В.М. Управляемые базы данных для оптимизации сроков восстановительного ремонта магистральных трубопроводов //Безопасность труда в промышленности. – 1994. - № 7.

113 Фармер Э.Дж. Испытание новой системы обнаружения утечек из трубопровода. //Нефть, газ и нефтехимия зарубежом. – 1993. - № 6. – с.51-53.

114 Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 №116-ФЗ.

115 Федоров В.Т. Опыт разработки и эксплуатации РАИС в ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» // Трубопроводный транспорт нефти, Прил., 2000. - №1. – с.4-9.

116 Харионовский В.В. Транспорт газа в России: надежность и аварийность. //Природный газ в бывшем Советском Союзе: спец. приложение к журналу «Газовая промышленность». – 1995. – Вып. 3. - с. IX-X.

117 Хренов Н.Н., Егурцов С.А. Аэрокосмический мониторинг газопроводов Западной Сибири. //Газовая промышленность. – 1996. - №1-2, с. 62-65.

118 Чарный И.А., Иванова Е.Л. Увеличение пропускной сопобности трубопровода с помощью инжекции газа //Транспорт и хранение нефти. – 1963. - №7. – с.3-5.

119 Черникин В.И. Замещение нефтей в нефтепроводах. -М.: МНИ, науч.тр., вып.17, 1955, - с.93-100.

120 Черняев В.Д. и др. Информационное обеспечение системы технического обслуживания и ремонта подводных трубопроводов в АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1996. - № 1. – с. 3-6.

121 Черняев В.Д. и др. Опыт создания информационных технологий в управлении обслуживанием и ремонтом магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. - № 4. – с. 3-7.

122 Чириков С.В., Мисевичус Б.И., Саенко В.А. Концепция построения системы диспетчерского контроля и управления (СКДУ) АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. – 1996. - № 9. – с. 7-21.

123 Шматков А.А. и др.// НТС ВНИИОЭНГ. Сер. Газовая промышленность. - 1997. - №4. - с.40 - 43.

124 Шумайлов А.С., Столяров Р.Н. // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1979, №12. - С. 30 - 32.

125 Шухов В.Г. Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности.- М., 1985.- 37 с.

50 Экспериментальная проверка алгоритмов прикладного программного обеспечения по диагностике утечек нефти на нефтепроводах. Лосенков А.С., Трефилов А.Г., Нархов В.П. и др. // Трубопроводный транспорт нефти. № 11, 1996. – с.7-10.

126 ArcView. Версия 3.05. Руководство пользователя. 1998. – 367 с.

127 Bose J.R., Olson M.R. TAPS's leak detection seeks greater precision // Oil & Gas J. – 1993. – Vol. 91.14. – P. 43,44,46-48.

128 Brauner N. Role of Interfacial Shear Modeling in Predicting Stability of Stratified Two-Phase Flow. INVITED Chapter / Encyclopedia of Fluid Mechanics, edited by N.P.Cheremisinoff, Vol. 5, "Advances in Engineering Fluid Mechanics: Boundary Conditions Required for CFD Simulation", 1996. – p. 317-378.

129 Clarke S.L. Centralized control improves operating efficiency. // Oil & Gas J., 2002. – Vol. 100.7. – p. 50-55.

130 Council T.L., Honey D.J., Cox M.L. Environmental Solutions – Key Successful South Texas Line Installation. /Oil & Gas J. – 2000. –Vol. 98.30. - July 24. – p. 70-72.

131 Don M. Scott // Oil&Gas J. 1999. # 11. – p.51-57.

132 ERDAS Field Guide (4th edition). Revised and Expanded ERDAS®(Atlanta, Georgia 30329 - 2137 USA), 2000. – 686 p.

133 ERDAS Imagine 8.2 Manual - ERDAS®(Atlanta, Georgia USA), 2001. – 713 p.

134 Feizlmayer A.H., Weil F. Economic analysis of crude oil pipelines. //Oil&Gas J., Vol. 98.47, Nov. 20, 2000. – pp.70-77.

135 Furukawa H., Ihara M., Takao S., Kohda K. Design of Large-Scale Experimental Facilities for Multiphase Production Systems. //BHRG 6-th International Conference on Multiphase Production. (Cannes, France), 1993.

136 Hewitt G.F. Annular Two Phase Flow. – London: Pergamon Press, 1970.

137 Information System for Optimization of Trunk Pipelines Operation Modes /S.E.Kutukov , A.N. Vasiliev, S.V. Pavlov, R.N. Bakhtizin, R.R. Nabiev / European, Middle Eastern and Africa User Conference "GIS for the New Millennium" (18-20 Oct. 2000). - Istanbul, Turkey: ESRI EMEA, 2000. – p. 13.

138 Jackson L. High-resolution on-line inspection. //Hydrocarbon Technol. Internat. The international review for the refining? petrochemical and gas processing industries. – N.Y.: Perkin Elmer, 1994.

139 Samoilov B., Truskov P. Transneft holds onto key transportation role, tries to ensure reliability. //Oil & Gas Journal, Vol. 97, № 45, Nov 8, 1999. – p.41-46.

140 Simulation Method of Pipeline Sections Ranking by Environmental Hazard due to Oil Damage Spill / R. Bakhtizin, S. Kutukov, R. Nabiev, S. Pavlov, A.Vasiliev / Proceedings "Intellectual Service for Oil and Gas Industry: Analysis, Solutions, Perspectives" / edit.A. Shammazov, L. Besenyei et. all. - Ufa: Publ. USPTU, 2000.- P. 163-171.

141 Scott Don M. CPM offers an additional leak detection capability //Pipe Line & Gas Ind. - 2001. – Vol.84. - № 6.- p.43-46,48.

142 Teitel Y., Dukler A.E., Barnea D. Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes. //AIChE J., Vol. 26,1980. – pp.345-354.

143 Zadeh L.A. Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems and Decision Processes. – IEEE Trans.Syst., Man, Cybern.,Vol. SMC-3, 1973, Jan., p.28-44.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

МЕТОДИКА РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯХ

(адаптирована к проблемам электроприводов агрегатов магистральных нефтепродуктопроводов проф. В.А. Шабановым и асп. М.А.Валиевым)

СОДЕРЖАНИЕ

		с.
А.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ЕГО РАБОТЫ И ЗАГРУЗКОЙ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	166
А.1	РЕЖИМ ПРИ $\cos\varphi = 1$	168
А.2	РЕЖИМ ПРИ НОМИНАЛЬНОМ ТОКЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ ($I_В = I_{В.Н}$, $K_В = 1$)	169
А.3	РЕЖИМ РАБОТЫ СД С $\cos\varphi = \cos\varphi_Н$	169
А.4	РЕЖИМ С НОМИНАЛЬНЫМ ЗНАЧЕНИЕМ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	169
А.5	СОСТАВЛЯЮЩИЕ ПОТЕРЬ В СД	170
А.6	ПОТЕРИ В СД ПРИ РЕЖИМЕ РАБОТЫ С $\cos\varphi = 1$	171
А.7	ПОТЕРИ В СД ПРИ НОМИНАЛЬНОМ ТОКЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ	172
А.8	ПОТЕРИ В СД ПРИ $\cos\varphi = \cos\varphi_Н$	172
А.9	ПОТЕРИ В СД ПРИ НОМИНАЛЬНОЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	172
А.10	РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В ДВИГАТЕЛЕ ТИПА СТД–8000–2 В РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ	172
А.11	ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	174
В.	ПУСКОВЫЕ ПОТЕРИ В СИНХРОННОМ ДВИГАТЕЛЕ	176
В.1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	176
В.2	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СД ЧЕРЕЗ ЭКВИВАЛЕНТНОЕ АКТИВНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ	177
В.3	ПОСТРОЕНИЕ ПУСКОВОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ СД	178
В.4	ПОСТРОЕНИЕ КРИВОЙ РАЗГОНА НАСОСНОГО АГРЕГАТА	182
В.5	РАСЧЕТ ПУСКОВЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИНХРОННОМ ДВИГАТЕЛЕ	184

Потери электроэнергии в синхронных двигателях можно разделить на несколько составляющих. Системная составляющая потерь для двигателей, например, СТД-6300-2 и СТД-8000-2 Лысьвенского турбогенераторного завода определяется по каталогам 2,3…2,4%. А основная часть динамической составляющей обусловлена недогрузками в фактическом режиме эксплуатации. Кроме того, непосредственно при пуске синхронного двигателей СТД-6300-2 и СТД-8000-2 теряется 3,0…3,5 кВт·ч энергии [30]. Уточнение величины потерь электроэнергии при пусках, возможно при снятии индивидуальной характеристики агрегатов. Этот вид потерь в балансе энергопотребления будет отнесен в статью «ЭХЗ и прочие».

Для синхронного двигателя заданной является нагрузка на валу, определяемая механизмом. Путем регулирования тока возбуждения можно устанавливать различные режимы работы ($\cos\varphi = const$, как частный случай $\cos\varphi = 1$, при постоянных значениях тока возбуждения и реактивной мощности, применяемый при магистральном транспорте нефти). Для того чтобы решить вопрос об экономичности того или иного режима, необходимо определить потери в этом режиме.

При номинальном режиме активная мощность, потребляемая из сети

$$P_{1н} = P_н + \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} + \Delta P_{в.н},$$

где $P_н$ – полезная мощность на валу;

$\Delta P_{пост.}$ – постоянные потери (потери в стали и механические потери);

$\Delta P_{ст.н}$ – потери в обмотке статора при номинальном токе статора $I_н$, включая добавочные потери;

$\Delta P_{в.н}$ – потери на возбуждение при номинальном токе возбуждения $I_{в.н}$.

Общие потери в синхронном двигателе в номинальном режиме определяются суммой

$$\sum \Delta P_н = P_{1н} - P_н = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} + \Delta P_{в.н},$$

При нагрузке на валу P, токе статора I и токе возбуждения $I_{в.}$, отличных от номинальных значений, потребляемая из сети активная мощность

$$P_1 = P + \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} \cdot \left(\frac{I}{I_н}\right)^2 + \Delta P_{в.н} \cdot \left(\frac{I_в}{I_{в.н}}\right)^2.$$

Общие потери при нагрузке P

$$\sum \Delta P = P_1 - P = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} \cdot \left(\frac{I}{I_н}\right)^2 + \Delta P_{в.н} \cdot \left(\frac{I_в}{I_{в.н}}\right)^2. \qquad (П1.1)$$

Ток статора при номинальном напряжении определяется

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = I_н \cdot \sqrt{\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_н + \alpha^2 \cdot \sin^2 \varphi_н},$$

где α и β – коэффициенты загрузки статора соответственно по реактивной и активной мощности.

$$\beta = \frac{P_1}{P_{1н}},$$

$$\alpha = \frac{Q}{Q_н}.$$

$$\frac{I}{I_н} = \sqrt{\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_н + \alpha^2 \cdot \sin^2 \varphi_н}. \qquad (П1.2)$$

Коэффициенты α и β также представляют собой значения реактивной и активной мощности в относительных единицах.

Из упрощенной векторной диаграммы СМ [36]

$$\frac{I_{в.}^2}{I_{в.н}^2} = k_в^2 = \frac{1 + \beta^2 \cdot x_d^2 \cdot \cos^2 \varphi_Н + \alpha^2 \cdot x_d^2 \cdot \sin^2 \varphi_Н + 2 \cdot \alpha \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}, \quad (П1.3)$$

где $k_в$ – коэффициент возбуждения;

x_d – индуктивное сопротивление СД по продольной оси.

Коэффициент $k_в$ является также и током возбуждения в относительных единицах.

В (П1.3) знаменатель представляет собой квадрат отношения номинального тока возбуждения к току возбуждения холостого хода

$$\frac{I_{в.н}}{I_{в.х}} = \frac{1}{k_{в.х}} = \sqrt{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}.$$

Из (П1.1) следует, что для определения потерь в СД при различных режимах его режимах необходимо знать характер изменения тока возбуждения и тока статора. Рассмотрим некоторые режимы работы СД.

А.1 Режим при cosφ = 1

При cosφ = 1 реактивная мощность Q = 0, соответственно α = 0. Ток возбуждения

$$\frac{I_{в1}}{I_{в.н}} = k_{в1} = \sqrt{\frac{1 + \beta^2 \cdot x_d^2 \cdot \cos^2 \varphi_Н}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}}. \qquad (П1.4)$$

Ток возбуждения по уравнению (П1.4) может быть представлен в виде геометрической суммы двух составляющих, первая из которых равна кратности тока холостого хода

$$\frac{1}{\sqrt{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}},$$

а вторая пропорциональна активной составляющей тока статора

$$\frac{\beta \cdot x_d \cdot \cos\varphi_н}{\sqrt{1+x_d^2+2\cdot x_d \cdot \sin\varphi_н}}.$$

При этом режиме, как это следует из (П1.2) при $\alpha = 0$, ток статора линейно изменяется в зависимости от загрузки по активной мощности:

$$\frac{I}{I_н} = \beta \cdot \cos\varphi_н .$$

А.2 Режим при номинальном токе возбуждения ($I_В = I_{В.Н}$, $K_В = 1$)

Реактивная мощность из уравнения (П1.3) при $k_в = 1$

$$\alpha` = \frac{Q`}{Q_н} = \frac{\sqrt{1+x_d^2\cdot(1-\beta^2\cdot\cos^2\varphi_н)+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_н}-1}{x_d\cdot\sin\varphi_н}. \qquad (П1.5)$$

Ток статора при $k_в = 1$

$$\frac{I}{I_н} = \sqrt{\beta^2\cdot\cos^2\varphi_н + \alpha`^2\cdot\sin^2\varphi_н}.$$

А.3 Режим работы СД с $\cos\varphi = \cos\varphi_Н$

При этом $\alpha = \beta$, ток статора из (П1.2)

$$\frac{I}{I_н} = \beta,$$

ток возбуждения из (П1.3)

$$k_{вф} = \sqrt{\frac{1+\beta^2\cdot x_d^2+2\cdot\beta\cdot x_d\cdot\sin\varphi_Н}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_Н}}.$$

А.4 Режим с номинальным значением реактивной мощности ($Q=Q_Н$, $\alpha=1$)

Ток возбуждения

$$k_{вQ} = \sqrt{\frac{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_Н - x_d^2\cdot\cos^2\varphi_н\cdot(1-\beta^2)}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_Н}}.$$

Ток статора на основании (П1.2) при $\alpha = 1$

$$\frac{I}{I_н} = \sqrt{\beta^2\cdot\cos^2\varphi_н + \sin^2\varphi_н}.$$

А.5 Составляющие потерь в СД

Для установления наиболее выгодного режима работы СД необходимо общие потери активной мощности разделить на потери, зависящие от активной и реактивной мощности. Для этой цели необходимо использовать приведенные выше выражения для токов статора и ротора через составляющие, определенные соответственно по активной и реактивной мощностям.

Согласно [36], в связи с изменением насыщения при различных реактивных нагрузках более точное выражение для тока возбуждения, по сравнению с аналитическим (П1.3), получают графоаналитическим методом.

С достаточной степенью точности эта зависимость может быть выражена уравнением

$$I_в = I_{в1} + (I_{в.н} - I_{в1}) \cdot \frac{Q}{\alpha` \cdot Q_н},$$

или

$$k_в = k_{в1} + (1 - k_{в1}) \cdot \frac{\alpha}{\alpha`}, \qquad (П1.6)$$

где $\alpha`$ – реактивная мощность, отдаваемая в сеть при номинальном токе возбуждения и активной мощности $P_1 = \beta \cdot P_{1н}$.

Изменение реактивной мощности в зависимости от тока возбуждения из (П1.6)

$$\alpha = \alpha` \cdot \frac{k_в - k_{в1}}{1 - k_{в1}},$$

и тогда ток статора при изменяющемся токе возбуждения

$$\frac{I}{I_н} = \sqrt{\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_н + \left[\alpha` \cdot \frac{k_в - k_{в1}}{1 - k_{в1}} \right]^2 \sin^2 \varphi_н}.$$

Квадрат тока возбуждения

$$k_в^2 = k_{в1}^2 + \left(\frac{1 - k_{в1}}{\alpha'} \right)^2 \cdot \alpha^2 + \frac{2 \cdot k_{в1} \cdot (1 - k_{в1})}{\alpha'} \cdot \alpha, \qquad (П1.7)$$

или при подстановке (П1.4) в (П1.7)

$$k_в^2 = \frac{1}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н} + \frac{\beta^2 \cdot x_d^2 \cdot \cos^2 \varphi_Н}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н} + \left(\frac{1 - k_{в1}}{\alpha'} \right)^2 \cdot \alpha^2 + \frac{2 \cdot k_{в1} \cdot (1 - k_{в1})}{\alpha'} \cdot \alpha \qquad (П1.8)$$

При подстановке (П1.2) и (П1.8) в (П1.1) выражение (П1.1) принимает вид

$$\sum\Delta P=\Delta P_{\text{пост.}}+\frac{\Delta P_{\text{в.н}}}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_{\text{н}}}+\frac{\Delta P_{\text{в.н}}\cdot x_d^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}}}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_{\text{н}}}\cdot\beta^2+$$
$$+\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\beta^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}}+\left[\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\sin^2\varphi_{\text{н}}+\left(\frac{1-k_{\text{в1}}}{\alpha'}\right)^2\cdot\Delta P_{\text{в.н}}\right]\cdot\alpha^2+ \qquad (П1.9)$$
$$+\frac{2\cdot\Delta P_{\text{в.н}}\cdot k_{\text{в1}}\cdot(1-k_{\text{в1}})}{\alpha'}\cdot\alpha.$$

или

$$\sum\Delta P=C+D\cdot\beta^2+A\cdot\alpha^2+B\cdot\alpha, \qquad (П1.10)$$

где

$$C=\Delta P_{\text{пост.}}+\frac{\Delta P_{\text{в.н}}}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_{\text{н}}};$$

$$D=\frac{\Delta P_{\text{в.н}}\cdot x_d^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}}}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_{\text{н}}}+\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}};$$

$$A=\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\sin^2\varphi_{\text{н}}+\left(\frac{1-k_{\text{в1}}}{\alpha'}\right)^2\cdot\Delta P_{\text{в.н}};$$

$$B=\frac{2\cdot\Delta P_{\text{в.н}}\cdot k_{\text{в1}}\cdot(1-k_{\text{в1}})}{\alpha'};$$

C – составляющая потерь, независящая от активной и реактивной мощности;

$D\cdot\beta^2$ – составляющая потерь, изменяющаяся пропорционально квадрату активной мощности;

$A\cdot\alpha^2$ – составляющая потерь, изменяющаяся пропорционально квадрату реактивной мощности;

$B\cdot\alpha$ – составляющая потерь, изменяющаяся пропорционально реактивной мощности.

А.6 Потери в СД при режиме работы с cosφ = 1

На основании (П1.9) при $\alpha = 0$ получим:

$$\sum\Delta P=\Delta P_{\text{пост.}}+\frac{\Delta P_{\text{в.н}}\cdot(1+\beta^2\cdot x_d^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}})}{1+x_d^2+2\cdot x_d\cdot\sin\varphi_{\text{н}}}+\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\beta^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}}$$

или с учетом (П1.4)

$$\sum\Delta P=\Delta P_{\text{пост.}}+\Delta P_{\text{в.н}}\cdot k_{\text{в1}}^2+\Delta P_{\text{ст.н}}\cdot\beta^2\cdot\cos^2\varphi_{\text{н}} \qquad (П1.11)$$

А.7 Потери в СД при номинальном токе возбуждения

Из (П1.9) при $k_в = 1$

$$\sum \Delta P = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{в.н} + \Delta P_{ст.н} \cdot (\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_н + \alpha`^2 \cdot \sin^2 \varphi_н). \qquad (П1.12)$$

А.8 Потери в СД при cosφ = cosφ$_Н$

При работе в этом режиме $\alpha = \beta$, общие потери в этом случае из (П1.9):

$$\sum \Delta P = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} \cdot \beta^2 + \Delta P_{в.н} \cdot \frac{1 + \beta^2 \cdot x_d^2 + 2 \cdot \beta \cdot x_d \cdot \sin \varphi_н}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_н}, \qquad (П1.13а)$$

или с учетом (П1.6)

$$\sum \Delta P = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} \cdot \beta^2 + \Delta P_{в.н} \cdot \left[k_{в1} + \frac{(1 - k_{в1}) \cdot \beta}{\alpha`} \right]^2. \qquad (П1.13б)$$

А.9 Потери в СД при номинальной реактивной мощности

При неизменной реактивной мощности можно использовать аналитический метод определения тока возбуждения, а поэтому на основании (П1.1), (П1.2) и (П1.3) находим:

$$\sum \Delta P = \Delta P_{пост.} + \Delta P_{ст.н} \cdot (\beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_н + \sin^2 \varphi_н) + \\ + \Delta P_{в.н} \cdot \frac{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н - x_d^2 \cdot \cos^2 \varphi_н \cdot (1 - \beta^2)}{1 + x_d^2 + 2 \cdot x_d \cdot \sin \varphi_Н}. \qquad (П1.14)$$

А.10 Расчет потерь в двигателе типа СТД–8000–2 в различных режимах работы

Исходные данные необходимые для расчета:

- номинальная мощность двигателя, $P_н$;
- номинальная полная мощность двигателя, $S_н$;
- номинальный КПД двигателя, $\eta_н$;
- индуктивное сопротивление двигателя по продольной оси, x_d;
- постоянные потери (потери в стали и механические потери), $\Delta P_{пост.}$;
- потери в обмотке статора при номинальном токе статора $I_н$, включая добавочные потери, $\Delta P_{ст.н}$;
- потери на возбуждение при номинальном токе возбуждения $I_{в.н}$, $\Delta P_{в.н}$.

Исходные данные для расчета потерь мощности в синхронном двигателе типа СТД-8000-2 приведены в таблице П1.1.

Таблица П1.1

Данные двигателя типа СТД-8000-2

$P_н$, кВт	$S_н$, кВ·А	$\eta_н$	x_d	$\Delta P_{пост.}$, кВт	$\Delta P_{ст.н}$, кВт	$\Delta P_{в.н}$, кВт
8000	9300	0,978	2,192	77382	57587	44990

Коэффициент мощности

$$\cos\varphi_{н} = \frac{P_{н}}{S_{н} \cdot \eta_{н}},$$

$$\cos\varphi_{н} = 0{,}88.$$

$$\sin\varphi_{н} = \sqrt{1 - \cos^{2}\varphi_{н}},$$

$$\sin\varphi_{н} = 0{,}48.$$

Далее расчет для соответствующего режима производится по формулам (П1.11 – 3.14). Результаты расчета сведены в таблицу П1.2.

Таблица П1.2

Нагрузочные потери, кВт, в двигателе типа СТД-8000-2

β	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
(П1.11)	83,74	85,71	89,00	93,60	99,52	106,75	115,30	125,16	136,34	148,83
(П1.12)	161,75	162,23	163,04	164,18	165,68	167,57	169,88	172,65	175,98	179,96
(П1.13а)	85,12	88,86	94,30	101,44	110,28	120,81	133,05	146,97	162,62	179,96
(П1.13б)	85,14	88,96	94,57	101,97	110,97	121,90	134,28	148,16	163,43	179,96
(П1.14)	114,87	116,84	120,13	124,73	130,65	137,88	146,43	156,29	167,47	179,96

Как видно из таблицы П1.2, (П1.13а) и (П1.13б) дают практически один и тот же численный результат.

По результатам расчетов самыми экономичными режимами являются режимы с постоянным коэффициентом мощности. Наиболее экономичным из них является режим с cos φ = 1, так как в этом режиме отсутствуют потери обусловленные передачей реактивной мощности, что снижает нагрев обмоток статора и ротор.

Зависимость суммарных потерь в двигателе типа СТД-8000-2 от загрузки для различных режимов его работы представлена на рисунке П1.1.

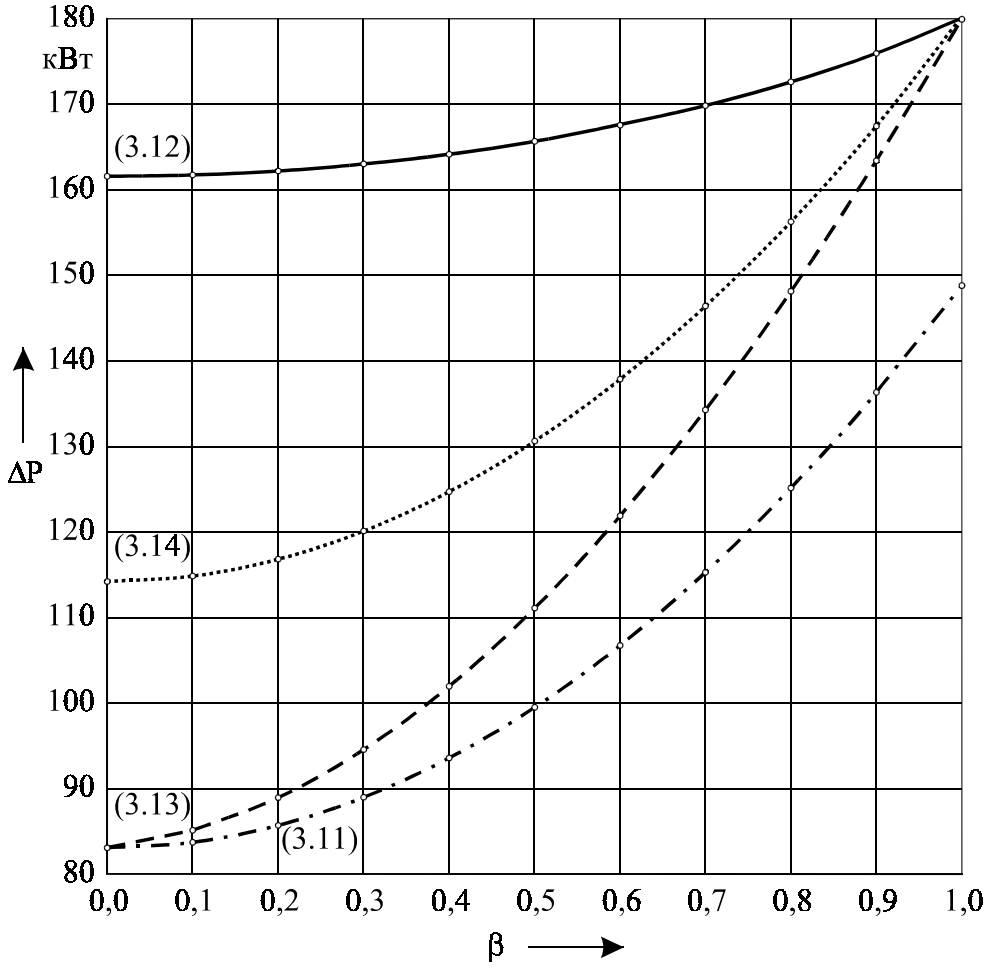


Рисунок П1.1 – Зависимость общих потерь в СД от загрузки

А.11 Выбор оптимального режима по реактивной мощности

Режим с минимальными потерями в СД не всегда обеспечивает минимальные потери в сети в целом, так как к шинам кроме СД обычно подключены асинхронные двигатели (электроприводы подпорных насосов) и другие потребители реактивной мощности (РМ). При определенном значении РМ, потребляемой сторонними потребителями, потери в сети на передачу РМ и потери в СД могут быть соизмеримы, или даже превышать потери в СД.

В этом случае выгоднее использовать СД как источник РМ, то есть прирост потерь в двигателе, связанный с увеличением загрузки по РМ, будет меньше потерь на передачу РМ.

Смоделируем ситуацию с помощью разработанной программы. Пусть на шинах вместе с СД присутствует сторонний потребитель со следующими характеристиками:

- активная мощность потребителя $P_{потр.} = 2000$ кВт;
- реактивная мощность потребителя $Q_{потр.} = 2000$ кВ·Ар;

Эквивалентное активное сопротивление сети $R_c = 0{,}175$ Ом, загрузка СД по активной мощности $\beta = 0{,}8$.

Тогда потери в сети на передачу РМ описываются выражением

$$\Delta P_Q = \frac{(P_н \cdot \beta + \Delta P_{СД} + P_{потр.})^2 + (Q_{потр.} - Q_н \cdot \alpha)^2}{U_н^2} \cdot R_с, \qquad (П1.15)$$

где $P_н$, $Q_н$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности СД;

$U_н$ – напряжение на шинах;

$\Delta P_{СД}$ – потери мощности в СД при данных α и β.

Программа рассчитывает потери в двигателе $\Delta P_{СД}$ по (П1.9), потери от передачи РМ ΔP_Q для $\alpha \in [0; 1]$ с шагом 0,1. И по минимальной сумме $\Delta P_Q + \Delta P_{СД}$ находит оптимальную загрузку по РМ и соответствующий такому режиму $k_в$. Для более точного поиска $\alpha_{опт.}$ можно воспользоваться подпрограммой рассчитывающей потери в СД для заданных значений α и β. По результатам расчетов для предложенных исходных данных $\alpha_{опт.} = 0{,}2$, а $k_в = 0{,}698$.

Следует отметить, что поиск оптимального режима по минимальным потерям активной мощности не учитывает влияние снижения тока возбуждения на устойчивость работы СД. Поэтому использование этого метода для реальных условий без проверки необходимого для устойчивой работы СД уровня тока возбуждения не рекомендуется.

На рисунке П1.2 представлено окно программы, графически отображающее потери в СД, потери в сети от передачи РМ, а также суммарные потери при переменной загрузке СД по РМ.

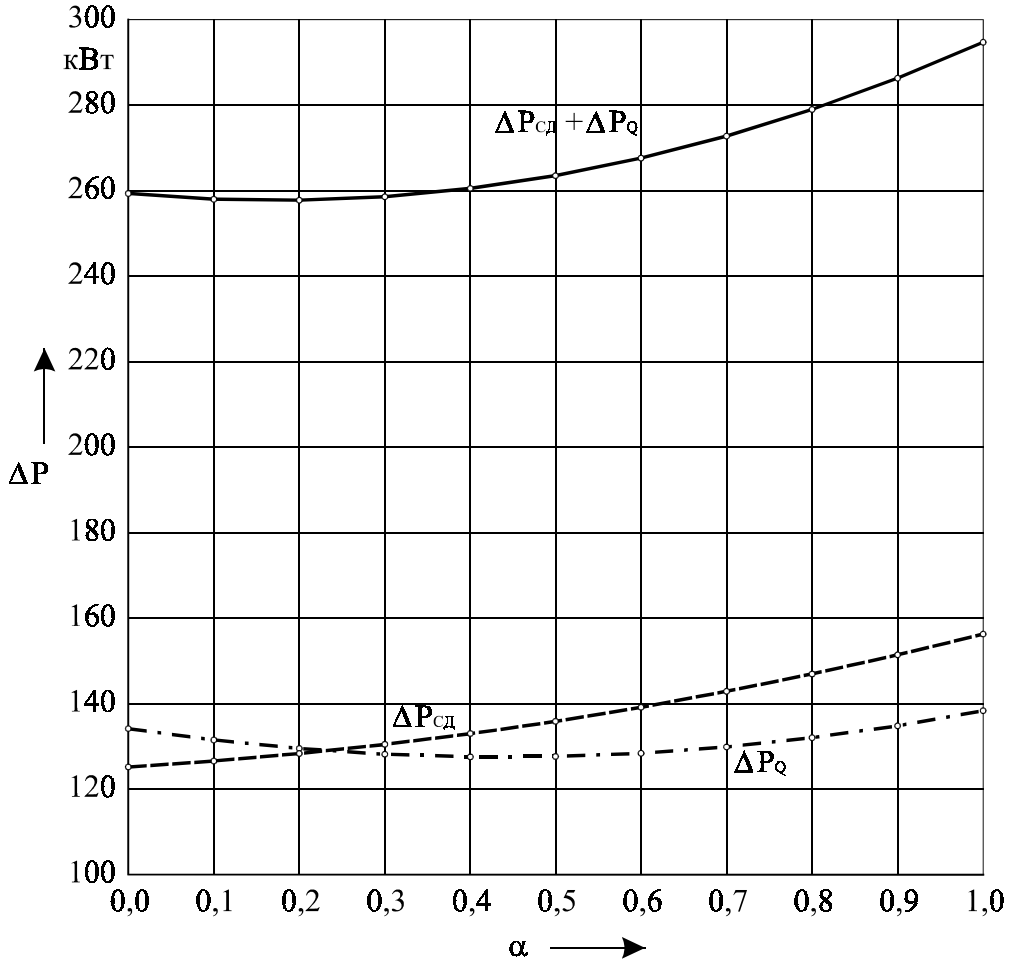


Рисунок П1.2 – Потери мощности, при наличии стороннего потребителя

В. Пусковые потери в синхронном двигателе

Наиболее точно пусковые потери в СД можно определить по схеме замещения предложенной в [45] рисунок П1.3. В данной схеме изменение параметров схемы в процессе пуска учитывается зависимостью от скольжения активных сопротивлений обмотки возбуждения и демпферной обмотки.

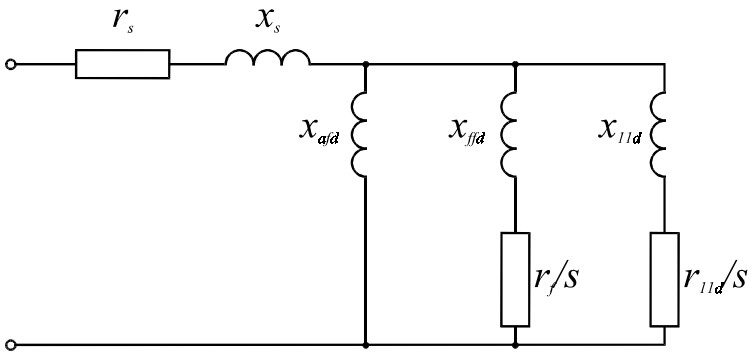


Рисунок П1.3 – Схема замещения неявнополюсного СД

На схеме обозначено:

x_{afd} – сопротивление взаимоиндукции между контурами статора и ротора по продольной оси;

r_f, x_{ffd} – активное и индуктивное сопротивления обмотки возбуждения;

r_{11d}, x_{11d} – активное и индуктивное сопротивления демпферной обмотки по продольной оси;

r_s – активное сопротивление обмотки статора;

x_s – сопротивление рассеяния обмотки статора.

Чтобы определить пусковые потери по данной схеме замещения необходимо знать описанные выше параметры для определения токов в каждой из ветвей. Далее определяются потери мощности на каждом активном сопротивлении как

$$\Delta P_i = I_i^2 \cdot R_i.$$

Чтобы определить потери электроэнергии необходимо построить кривую разгона насосного агрегата, тогда потери электроэнергии определяются

$$\Delta W_i = \Delta P_i \cdot t_i,$$

где t_i – время работы СД на каждом из участков кривой разгона.

После этого общие потери определяются суммированием отдельных ΔW_i.

В.1 Определение параметров схемы замещения

Для определения параметров схемы замещения схем можно использовать соотношения, приведенные в [45]:

$$x_d = x_s + x_{afd}; \qquad (П1.16)$$

$$x'_d = x_s + \frac{x_{ffd} \cdot x_{afd}}{x_{ffd} + x_{afd}}; \qquad (П1.17)$$

$$x'_d = x_s + \frac{(x'_d - x_s) \cdot x_{11d}}{(x'_d - x_s) + x_{11d}}; \qquad (П1.18)$$

Чтобы по соотношениям (П1.16) – (П1.18) определить все реактивные сопротивления схемы замещения СД необходимо знать сопротивление статора x_l. Активные сопротивления можно определить из выражений для постоянных времени

$$T_d` = x_1/r_f;$$

$$T_d`` = x_2/r_{11d};$$

$$Ta = x_s/r_s,$$

где

$$x_1 = \frac{x_d \cdot x'_d}{x_d - x'_d};$$

$$x_2 = \frac{x'_d \cdot x''_d}{x'_d - x''_d}.$$

Сопротивление обмотки возбуждения можно также определить из паспортных данных возбудителя. Так на НПС «Самара» для двигателей типа СТД-8000-2 используются тиристорные возбудители типа ТЕ8-320/230. Для этого типа возбудителей сопротивление цепи возбуждения равно 0,4971 Ом.

Так как в работе используются только паспортные данные двигателя, то расчет параметров схемы замещения не представляется возможным. В таких случаях вместо схемы замещения СД используется эквивалентное активное сопротивление двигателя.

В.2 Определение потерь мощности в СД через эквивалентное активное сопротивление

В [46] приводится методика определения параметров СД по каталожным данным. В каталогах на СД приводятся следующие величины:

$U_н$ – номинальное напряжение, кВ;

$I_н$ – номинальный ток, А;

$P_н$ – номинальная мощность;

$S_н$ – номинальная полная мощность, кВ·А;

$\cos \varphi_н$ – номинальный коэффициент мощности;

$\eta_н$ – КПД при номинальной нагрузке;

$I_п$ – кратность пускового тока от шин бесконечной мощности с напряжением $U_н$;

$m_п$ – кратность пускового момента;

$n_н$ – номинальная синхронная частота вращения, мин$^{-1}$.

Номинальный момент определяется расчетным путем из выражения

$$M_н = \frac{P_н}{\omega_н}.$$

Величины, приведенные в каталоге, связаны между собой следующими зависимостями:

$$S_н = \sqrt{3} \cdot U_н \cdot I_н;$$

$$P_н = S_н \cdot \cos\varphi_н \cdot \eta_н.$$

Рассмотрим некоторые соотношения в относительных единицах. Полное сопротивление двигателя в первый момент пуска

$$z''_d = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot I_{пуск}} \cdot \frac{I_н \cdot \sqrt{3}}{U_н} = \frac{I_н}{I_{пуск}} = \frac{1}{I_п},$$

где $I_{пуск}$ – ток статора в первый момент пуска, А;

$I_п$ – кратность пускового тока.

Кратность пускового момента

$$m_п = \frac{M_п}{M_н} = \frac{P_п}{P_н} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot I_{пуск} \cdot \cos\varphi_п}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot I_н \cdot \cos\varphi_н} = I_п \cdot \frac{\cos\varphi_п}{\cos\varphi_н},$$

откуда

$$\cos\varphi_п = \frac{m_п \cdot \cos\varphi_н}{I_п}.$$

Активное сопротивление двигателя в первый момент пуска

$$r''_d = z''_d \cdot \cos\varphi_п = \frac{1}{I_п} \cdot \frac{m_п \cdot \cos\varphi_н}{I_п} = \frac{m_п \cdot \cos\varphi_н}{I_п^2}.$$

Чтобы перейти от относительных единиц к именованным необходимо полученное в о. е. сопротивление умножить на базисное сопротивление

$$R''_d = r''_d \cdot R_б = r''_d \cdot \frac{U_н^2}{S_н}. \qquad (П1.19)$$

Эквивалентное активное сопротивление СД при любом скольжении, отличном от единицы, может быть определено по формуле [46]

$$r_{дв}(s) = \frac{m_п(s) \cdot \cos\varphi_н}{I_п^2(s)}, \qquad (П1.20)$$

переход к именованным единицам осуществляется аналогично (П1.19).

В.3 Построение пусковой механической характеристики СД

Для автоматизированного расчета предпочтительнее, если механическая характеристика СД задается аналитическим выражением. Согласно [46] выражение для среднего асинхронного момента неявнополюсного СД имеет вид

$$m_a = \frac{1}{2} \cdot u^2 \cdot \left[\left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \frac{\tau'_d}{1 + (\tau'_d \cdot s)^2} + \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) \cdot \frac{\tau''_d}{1 + (\tau''_d \cdot s)^2} \right]. \qquad (П1.21)$$

Как видно из (П1.21), асинхронный момент неявнополюсного СД состоит из двух слагаемых, первое из которых обусловлено изменением общего потока ротора в продольной оси, а второе слагаемое – изменением потоков рассеяния между контурами ротора по продольной оси.

Построенная по (П1.21) механическая характеристика для СД типа СТД-8000-2 представлена на рисунке П1.4.

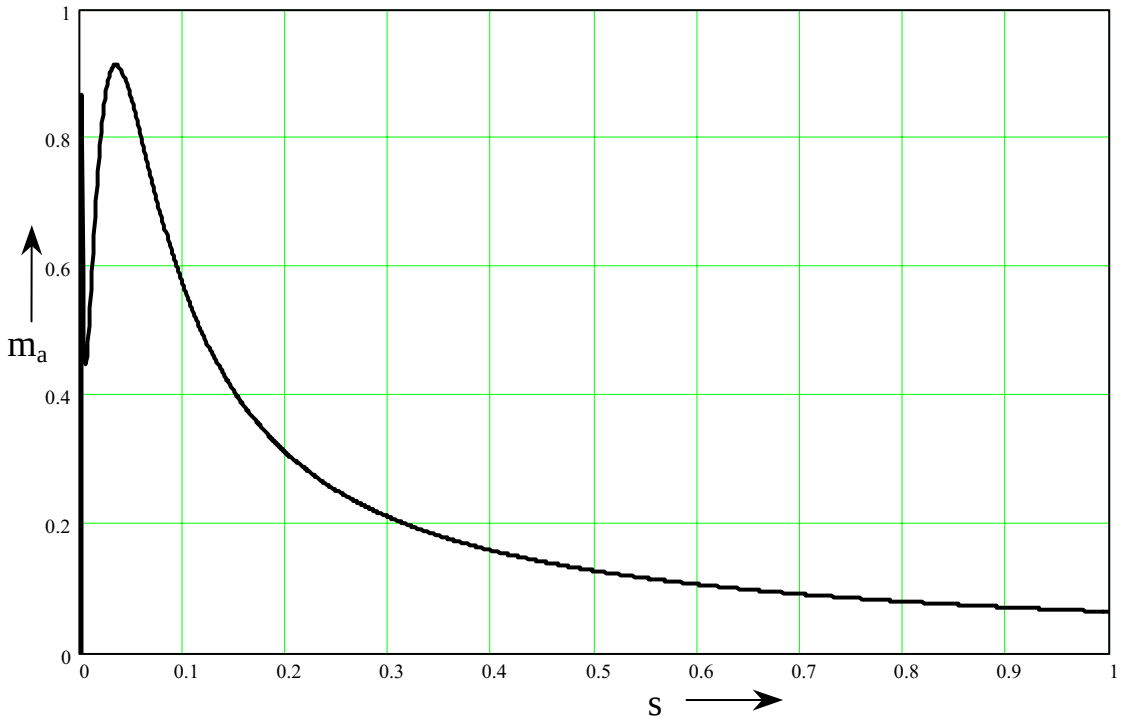


Рисунок П1.4 – Пусковая механическая характеристика СД, по аналитическому выражению

Однако фактическая механическая характеристика не соответствует построенной по выражению (П1.21). Это объясняется тем, что ротор СМ выполняется шихтованным, но лаковая изоляция между листами стали отсутствует, поэтому в асинхронном режиме в железе ротора наводятся значительные вихревые токи, создающие дополнительный асинхронный момент. Фактическая механическая характеристика СД типа СТД-8000-2 приведена на рисунке П1.5.

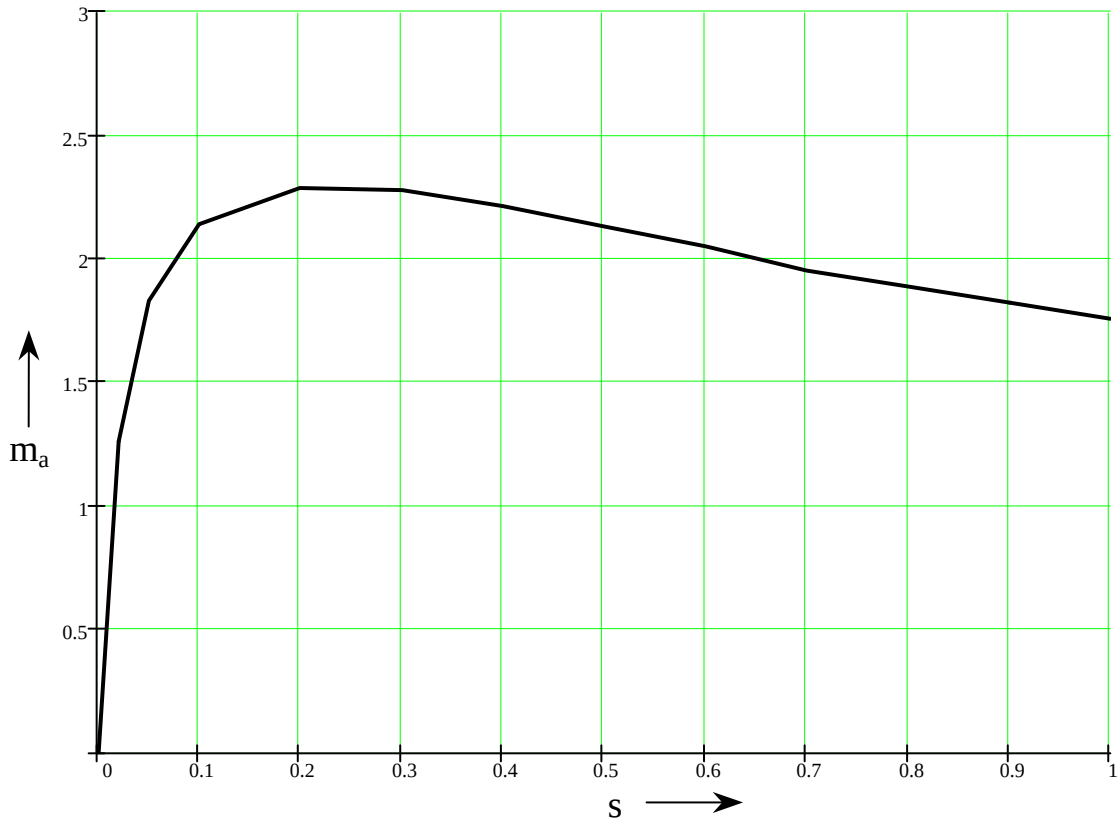


Рисунок П1.5 – Фактическая пусковая механическая характеристика СД типа СТД-8000-2

Ввиду того, что пусковая механическая характеристика, полученная по (П1.21), не соответствует фактической, для дальнейшего расчета будет использована фактическая механическая характеристика, задаваемая таблично.

Так как механическая характеристика двигателя, приводимая в каталоге, предполагает источник питания бесконечной мощности, то падение напряжения на шинах при пуске не учитывается. Для учета падения напряжения следует ввести поправочные коэффициенты. Так как сопротивлением кабеля и шин можно пренебречь, учитывается только сопротивление трансформатора. На НПС «Самара» шины питаются от трехобмоточных трансформаторов типа ТДНТ-40000/110, напряжением короткого замыкания $U_{к.ВН}\% = 17{,}5\%$.

Сопротивление трансформатора

$$X_Т = \frac{U_к\%}{100\%} \cdot \frac{U^2_{Т.ном}}{S_{Т.ном}},$$

$X_Т = 0{,}438$ Ом,

сопротивление трансформатора, приведенное к номинальным параметрам СД, в о. е.

$$x_Т = X_Т \cdot \frac{S_н}{U^2_н},$$

$x_Т = 0{,}041$.

Тогда напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора при номинальном токе статора

$$u_н = 1 + x_Т.$$

Примем напряжение $u_н$ постоянным и независящим от режима работы СД. Тогда напряжение на вводах двигателя при пуске будет изменяться в соответствии с выражением

$$u = u_н – x_Т \cdot I_п(s). \qquad (П1.22)$$

Так как асинхронный момент СД пропорционален квадрату напряжения, с учетом (П1.22) асинхронный момент при напряжении на вводах двигателя не равном номинальному

$$m_a(u) = u^2 \cdot m_a(u_н)$$

Значения асинхронного момента при пуске с учетом падения напряжения на трансформаторе приведены в таблице П1.3.

Таблица П1.3

Механическая характеристика СД с учетом сети

s	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,05	0,02
$I_п$	6,93	6,85	6,72	6,6	6,42	6,2	5,92	5,5	4,95	3,95	3,01	1,93
u	0,759	0,762	0,767	0,772	0,779	0,788	0,8	0,817	0,839	0,88	0,918	0,968
$m_a(u_н)$	1,76	1,82	1,89	1,95	2,05	2,13	2,21	2,28	2,29	2,14	1,83	1,26
$m_a(u)$	1,01	1,06	1,11	1,16	1,25	1,32	1,41	1,52	1,61	1,66	1,54	1,17

Механическая характеристика насоса НМ-10000-210 по [47] приведена в таблице П1.4.

Таблица П1.4.

Механическая характеристика насоса НМ-10000-210

s	1,00	0,90	0,80	0,70	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,05	0,02
m_c	0,190	0,120	0,087	0,092	0,149	0,230	0,330	0,442	0,572	0,727	0,811	0,865

Фактическая механическая характеристика двигателя, механическая характеристика насоса и совместная механическая характеристика представлены на рисунке П1.6.

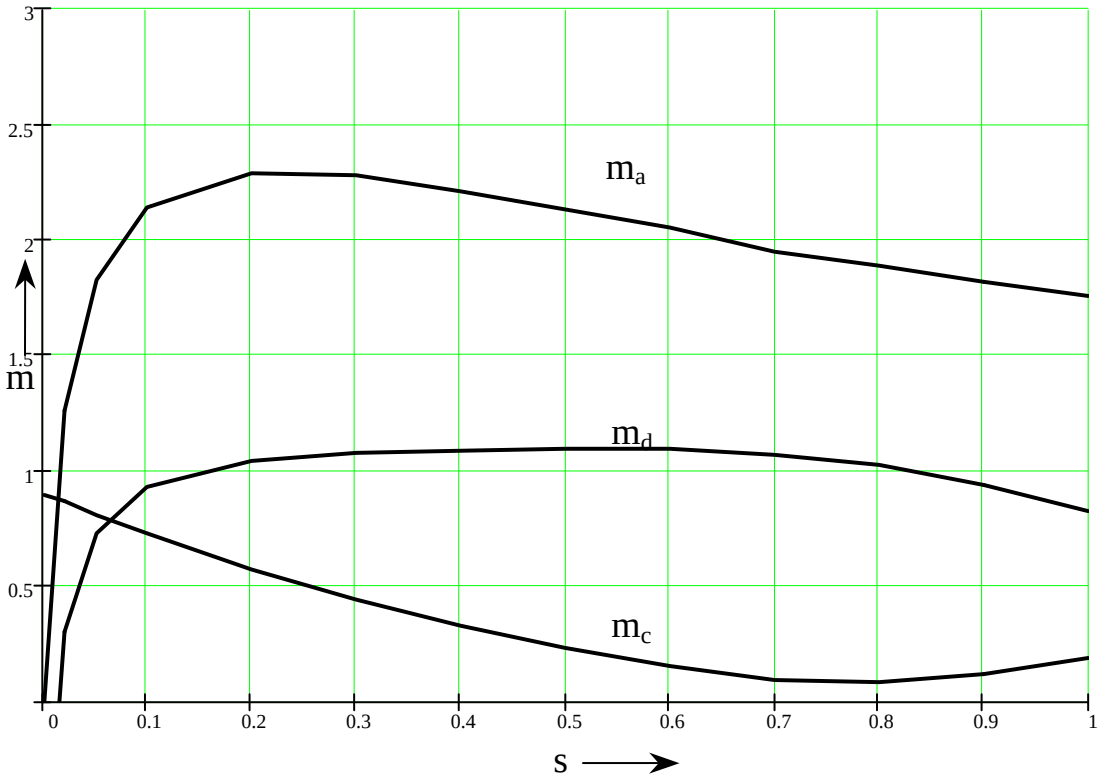


Рисунок П1.6 – Совместная механическая характеристика насосного агрегата

В.4 Построение кривой разгона насосного агрегата

Процесс пуска насосного агрегата описывается уравнением равновесия моментов

$$M_a - M_c = J \cdot \frac{d\omega}{dt},$$

или

$$M_d = J \cdot \frac{d\omega}{dt}, \qquad (П1.23)$$

где M_d – динамический момент;

J – момент инерции насосного агрегата;

$d\omega/dt$ – приращение скорости под действием динамического момента.

Приняв в (П1.23)

$$\tau_j = J \cdot \frac{\omega_0}{M_н}, \qquad (П1.24)$$

где τ_j – механическая постоянная времени насосного агрегата, с;

ω_0 – синхронная скорость двигателя, $с^{-1}$;

$M_н$ – номинальный момент двигателя, Н·м,

получим

$$m_d = -\tau_j \cdot \frac{ds}{dt},$$

Для определения времени пуска насосного агрегата необходимо вычислить

$$t_п = -\tau_j \cdot \int_1^0 \frac{ds}{m_d}.$$

Так как функциональная зависимость m_d от скольжения неизвестна, интегрирование заменяется суммированием

$$t_п = -\tau_j \cdot \sum_i \frac{s_{кi} - s_{нi}}{m_{di}}, \qquad (П1.25)$$

где $s_{кi}$ и $s_{нi}$ – соответственно конечное и начальное значения скольжения на i-м участке механической характеристики;

m_{di} – среднее значение динамического момента на этом участке.

Для построения кривой разгона из суммы в выражении (П1.25) необходимо выделить отдельные слагаемые – интервалы времени

$$\Delta t_i = \tau_j \cdot \frac{s_{i-1} - s_i}{0{,}5 \cdot (m_{di-1} + m_{di})}. \qquad (П1.26)$$

На полученных по (П1.26) интервалах времени, при построении кривой разгона ускорение принимается постоянным, при достаточно большом количестве таких участков вместо ломаной линии получается плавная кривая.

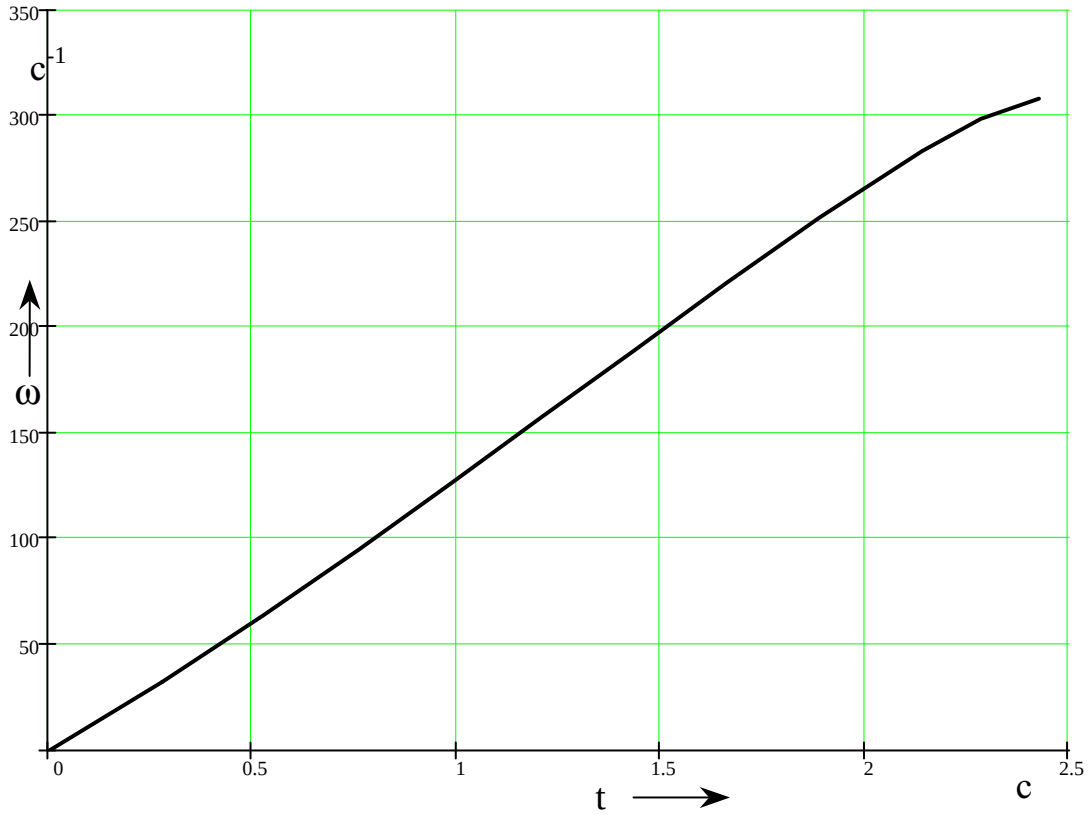


Рисунок П1.7 – Кривая разгона насосного агрегата

Кривая разгона представлена на рисунке 1.7. При нахождении механической постоянной по (П1.24) использованы следующие данные: момент инерции СД типа СТД-8000-2 – 191 кг·м^2 [46]; момент инерции насоса типа НМ-10000-210 – 7 кг·м^2. Таким образом, механическая постоянная времени

$$\tau_j = 2{,}443 \text{ с.}$$

Время пуска насосного агрегата по (П1.25) составляет 2,425 с.

В.5 Расчет пусковых потерь электроэнергии в синхронном двигателе

Потери мощности в синхронном двигателе (СД) в общем случае описываются выражением

$$\Delta P = R \cdot I^2.$$

Зная закон изменения активного сопротивления (П1.20) и закон изменения тока (таблица П1.3), можно определить потери мощности в СД для отдельных участков пусковой механической характеристики

$$\Delta P_i = r_{\text{дві}} \cdot R_{\text{б}} \cdot (I_{\text{пі}} \cdot I_{\text{н}})^2. \qquad \text{(П1.27)}$$

Чтобы перейти от потерь мощности к потерям электроэнергии, необходимо полученные потери мощности умножить на соответствующий отрезок времени, полученный при построении кривой разгона

$$\Delta W_i = \Delta P_i \cdot t_i, \qquad \text{(П1.28)}$$

затем полученные ΔW_i необходимо просуммировать

$$\Delta W = \sum_i \Delta W_i . \qquad \text{(П1.29)}$$

Расчет производится по формулам (П1.20), (П1.26)-(П1.29). Результаты расчета сведены в таблицу П1.5.

Таблица П1.5

Пусковые потери электроэнергии

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Δt, с	0,278	0,249	0,233	0,225	0,223	0,224	0,226	0,230	0,248	0,147	0,142
ΔP, МВт	4,781	4,964	5,122	5,385	5,595	5,805	5,989	6,015	5,621	4,807	3,310
ΔW, кВт·ч	0,369	0,343	0,332	0,337	0,347	0,362	0,376	0,385	0,387	0,196	0,130

Суммарные пусковые потери:

$$\Delta W = 3{,}563 \text{ кВт·ч.}$$

Для данного типа двигателя системная составляющая потерь определена каталожной величиной 2,4%. В фактическом режиме эксплуатации НПС динамическую составляющую потерь определяем разницей между потерями при нагрузке фактической и в оптимальном режиме (0,4…1,0%).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

ВОЗМОЖНОСТИ ПАКЕТА ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММ «ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ»

(раздел разработан совместно с асп. Ю.Л.Эйзенкрейном)

СОДЕРЖАНИЕ

	с.
ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ	186
РАБОТА С ОКНОМ ОТОБРАЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	188
РАБОТА С ОКНОМ ОТОБРАЖЕНИЯ СВОЙСТВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ	189
РАБОТА С ОКНОМ ОТОБРАЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ И ПРОФИЛЕЙ ТРАССЫ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА	190
ПРОСМОТР БАЗЫ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ	191
ОТЧЁТ ‘БАЛАНС ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ’	193
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГЛАМЕНТОВ	195
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОРШНЕВАНИЯ (ПРОПУСКОВ СКРЕБКОВ)	196
АНАЛИЗ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ	197
АНАЛИЗ ПОТЕРЬ	200

С1. Основные сведения

При запуске программы появляется Главное окно, содержащее схематическую карту местности и трубопроводов (верхняя лиинния – участок трубопровода «Самара-Лисичанск», нижняя – «Самара-Тихорецк»). В строке состояния (самая нижняя часть окна) в данном окне в третьем поле отражаются дата и время, условно называемые текущими, в четвёртом поле – анализируемый период. Аналогичная информация строки состояния отображается во всех окнах программы.

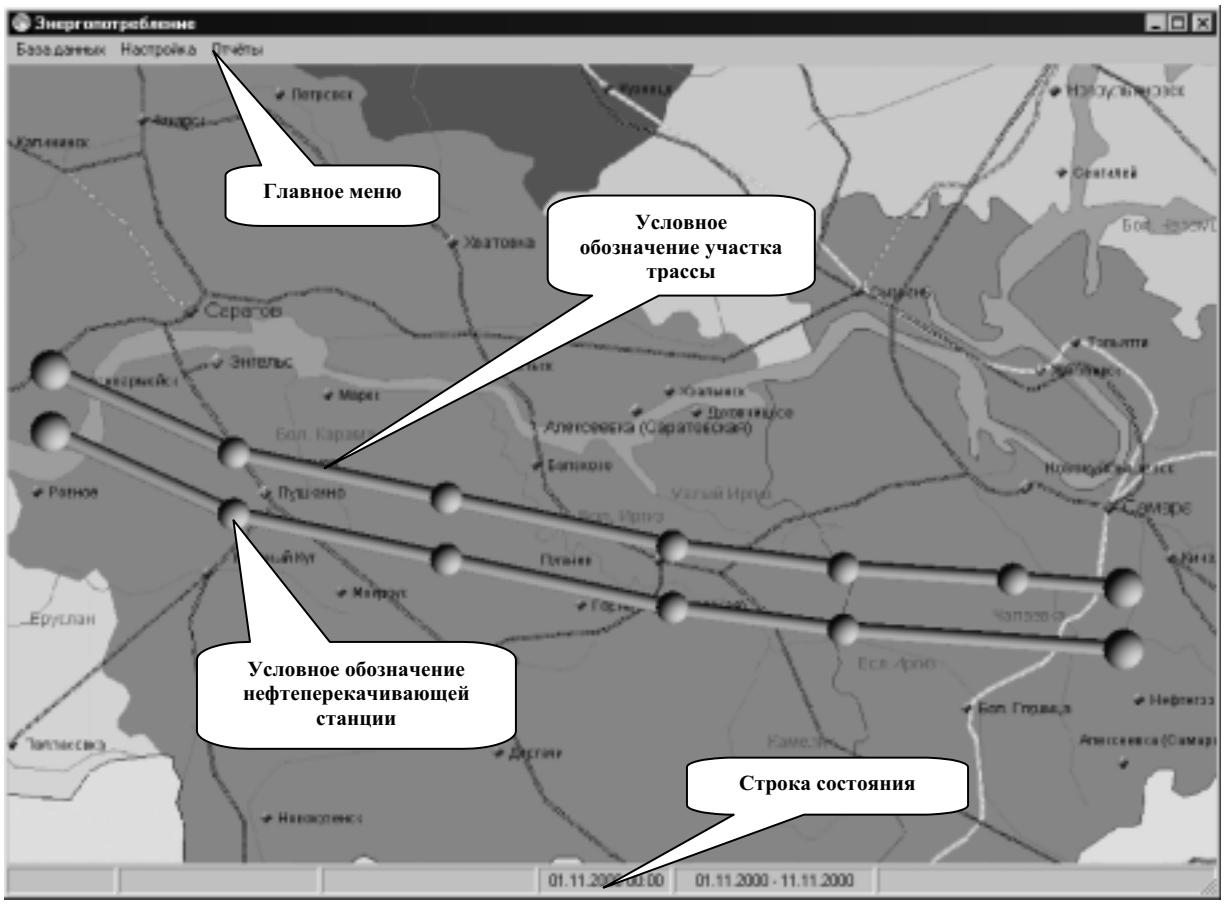


Рисунок П2.1. Главное окно

Интерфейс программы предоставляет возможность:

1. Просмотр системных (постоянных во времени) данных:
   - технологические схемы насосных станций (вызываются в окне отображения технологических схем насосных станций нажатием правой кнопкой мыши по условному обозначению нефтеперекачивающей станции на карте в главном окне (см. рисунок П2.1);
   - технологические схемы и профили участков трассы (вызываются в окне отображения технологических схем и профилей участков трассы нажатием правой кнопки мыши по условному обозначению участка трассы на карте в главном меню (см. рисунок П2.1);

- характеристики насосных агрегатов (вызываются из окна отображения технологических схем насосных станций (см. рисунок П2.5);
- табличное представление данных о конструкции трубопроводов (см. ‘Просмотр базы конструктивных параметров’);

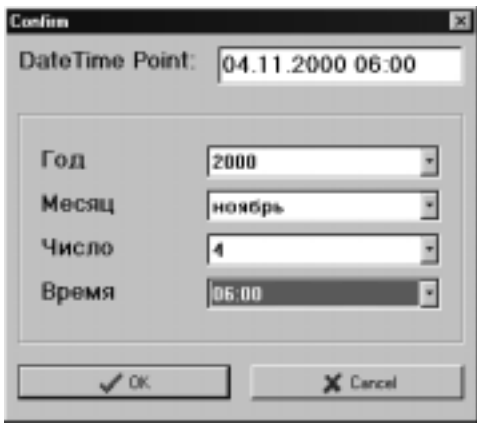
2. Просмотр динамических (изменяющихся во времени) данных:
   - линии гидравлического уклона для участков трассы (см. ‘Работа с окном отображения технологических схем и профилей трассы участков нефтепровода’);
   - показания манометров на трассе, а так же на входе и выходе из насосных станций (см. ‘Работа с окном отображения технологических схем и профилей трассы участков нефтепровода’);
   - баланс энергопотребления за некоторый период времени (см. Отчёт ‘Баланс энергопотребления’);
   - статистика и динамика переключений за произвольный период времени (см. ‘Анализ переключений’);
   - динамика потерь на перекачку в кВт· ч, динамика гидравлических потерь в метрах (см. ‘Анализ потерь’);
   - сравнение регламентных и фактических показателей функционирования трубопровода (см. ‘Исследование регламентов’);
   - эффективность очистки трубопровода (‘Анализ пропусков скребков’);
3. Выбор текущей даты и времени, для которых осуществляется просмотр единовременной информации (линии гидравлического уклона, показания манометров) осуществляется вызовом окна изменения текущих даты и времени (см. рисунок П2.2) из главного меню Главного окна (см. рисунок П2.1) или нажатием на третье поле строки состояния главного окна программы.
4. 

Рисунок П2.2. Изменение даты/времени.

5. Выбор анализируемого периода, для которого осуществляется выборка агрегированной информации (баланс энергопотребления за период, анализ переключений, анализ потерь, анализ пусков скребков, сравнение регламентных и фактических показателей функционирования трубопровода) осуществляется вызовом окна выбора анализируемого периода (см. рисунок П2.3) из главного меню Главного окна (см. рисунок П2.1) или нажатием на четвёртое поле строки состояния главного окна программы.

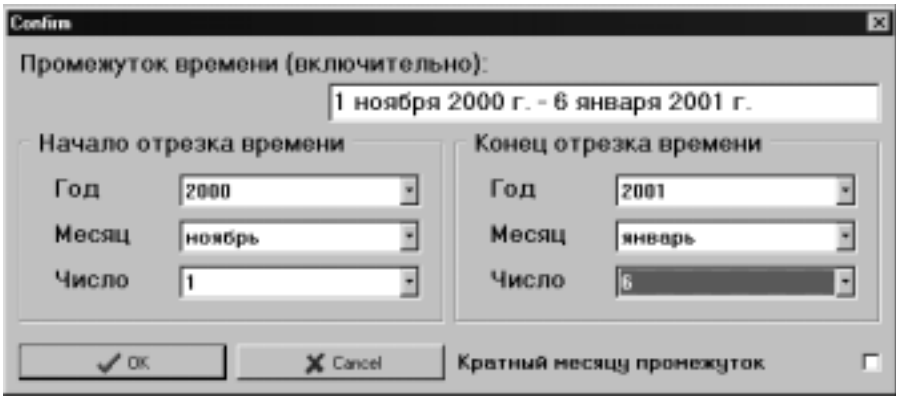


Рисунок П2.3. Выбор анализируемого периода.

С2. Работа с окном отображения технологических схем насосных станций

Окно предназначено для просмотра технологических схем насосных станций. Единовременно может отражаться схема только одной станции. Окно вызывается из главного окна выбором при помощи мыши условного изображения соответствующей станции.

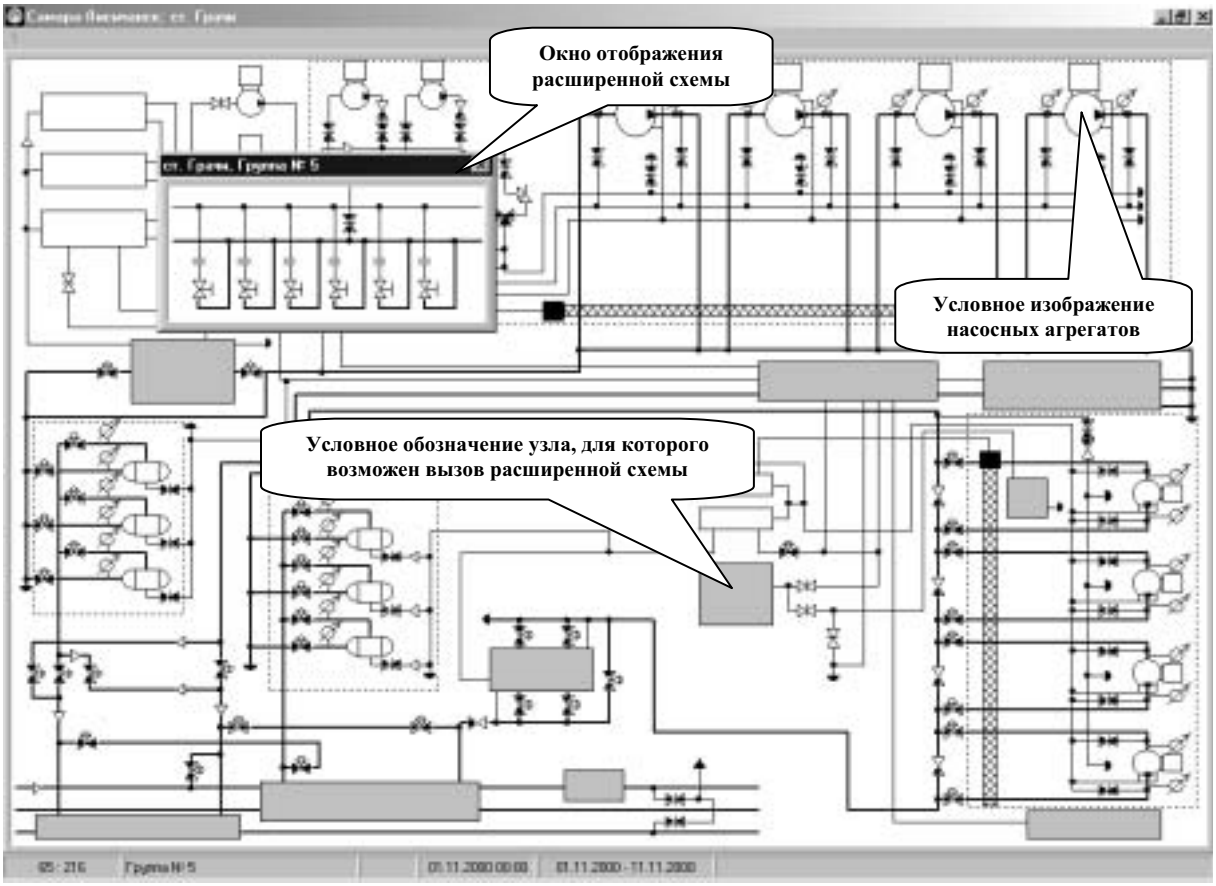


Рисунок П2.4. Окно отображения технологических схем насосных станций.

Заштрихованными прямоугольниками на схеме выделены узлы, расширенная схема которых может быть вызвана при помощи мыши (см. рисунок П2.4). Одновременно можно вызвать только одну расширенную схему; они открываются в отдельном окне и для продолжения работы с программой это окно необходимо закрыть.

При нажатии левой кнопки мыши над схематичным изображении насосного агрегата вызывается окно со свойствами этого насоса.

С3. Работа с окном отображения свойств насосных агрегатов

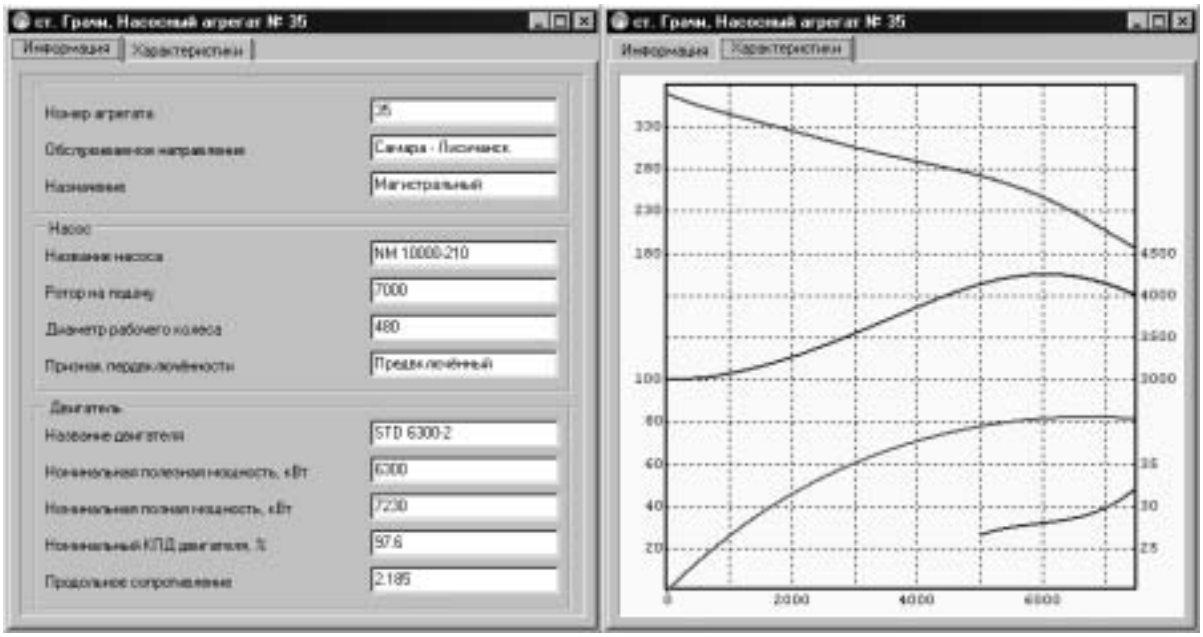


Рисунок П2.5. Окно отображения свойств насосных агрегатов.

Окно свойств насосных агрегатов вызывается из окна технологических схем насосных станций.

Окно содержит две вкладки (см. рисунок П2.5):

- Вкладка ‘Информация’ содержит текстовую информацию о насосном агрегате (марка насоса, марка двигателя, диаметр ротора и т.д.);
- Вкладка ‘Характеристики’ содержит информацию о технических параметрах насоса в графическом виде. На графике отображаются зависимости четырёх характеристик насоса от его подачи (сверху вниз): напор [м], мощность [кВт], КПД [%] и допускаемый кавитационный запас [м].

С4. Работа с окном отображения технологических схем и профилей трассы участков нефтепровода

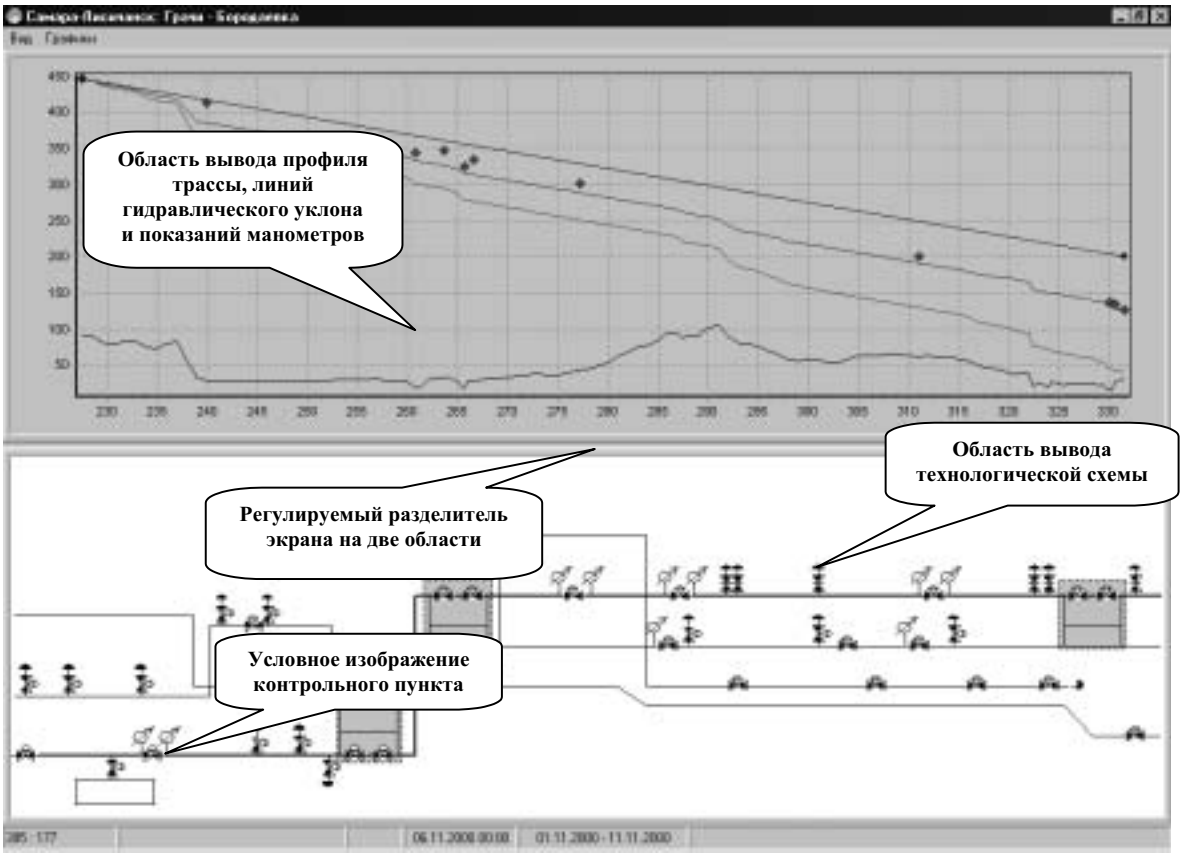


Рисунок П2.6. Окно отображения технологических схем и профилей участков трассы.

Окно предназначено для просмотра технологических схем и профилей участков трубопровода. Единовременно может отражаться схема только одного участка. Окно вызывается из главного окна выбором при помощи мыши условного изображения соответствующего участка.

Заштрихованными прямоугольниками на схеме выделены узлы, расширенная схема которых может быть вызвана при помощи мыши. Одновременно можно вызвать только одну расширенную схему; они открываются в отдельном окне и для продолжения работы с программой это окно необходимо закрыть.

На экране могут отображаться либо только профиль, либо только технологическая схема, либо и профиль и схема одновременно (регулируется при помощи меню в верхней части окна). Экран разделен на две части горизонтальной границей, отделяющей профиль трассы от технологической схемы. Соотношение места на экране, занимаемое схемой и профилем можно менять, передвигая мышью эту границу.

Убрать с экрана или показать на экране технологическую схему или профиль трассы можно с помощью главного меню данного окна, поставив или убрав отметку перед соответствующим пунктом. Убрать с экрана одновременно и технологическую схему и профиль трассы невозможно.

Аналогично с помощью главного меню можно разрешить или запретить показ на профиле контрольных пунктов и линий гидравлического.

На профиле возможно отражение следующих данных:

- динамика давлений (по данным АСУ и диспетчерской службы) – отображается в виде точек;
- минимальный гидравлический уклон при данном режиме (синяя линия);
- максимальный гидравлический уклон при данном режиме (зелёная ломаная);
- расчётный гидравлический уклон при данном режиме (фиолетовая ломаная).

С5. Просмотр базы конструктивных параметров

Из Главного окна программы при помощи главного меню ‘База данных – Конструкция трубопровода’ вызываются таблицы с конструктивными данными:

1. Насосы (рисунок П2.7) – полная информация обо всех насосных агрегатах: марка насоса и двигателя, станция, на которой установлен агрегат, обслуживаемая ветка (для магистральных и подпорных агрегатов), марка ротора, диаметр рабочего колеса насоса, знак наличия предвключённого колеса и пр.
2. Профиль трассы (рисунок П2.8) – координаты (в километрах от Самары) и высотные отметки точек, из которых состоит профиль, участок между станциями, которому принадлежит данная точка профиля. Профиль приводится отдельно для трубопровода «Самара-Лисичанск» и «Самара-Тихорецк» (выбор ветки при помощи вкладок в верхней части таблицы).
3. Раскладка диаметров трубопровода (рисунок П2.9) – диаметры участков трубопровода (в сантиметрах): начало и конец участков постоянного диаметра, положение участка на профиле (принадлежность переходу между станциями). Раскладка приводится отдельно для трубопровода «Самара-Лисичанск» и «Самара-Тихорецк» (выбор ветки при помощи вкладок в верхней части таблицы).
4. Расположение линейных контрольных пунктов (рисунок П2.10) – положение задвижки на профиле (принадлежность переходу между станциями), координата (в метрах от Самары), количество задвижек и точек замера для каждого контрольного пункта.

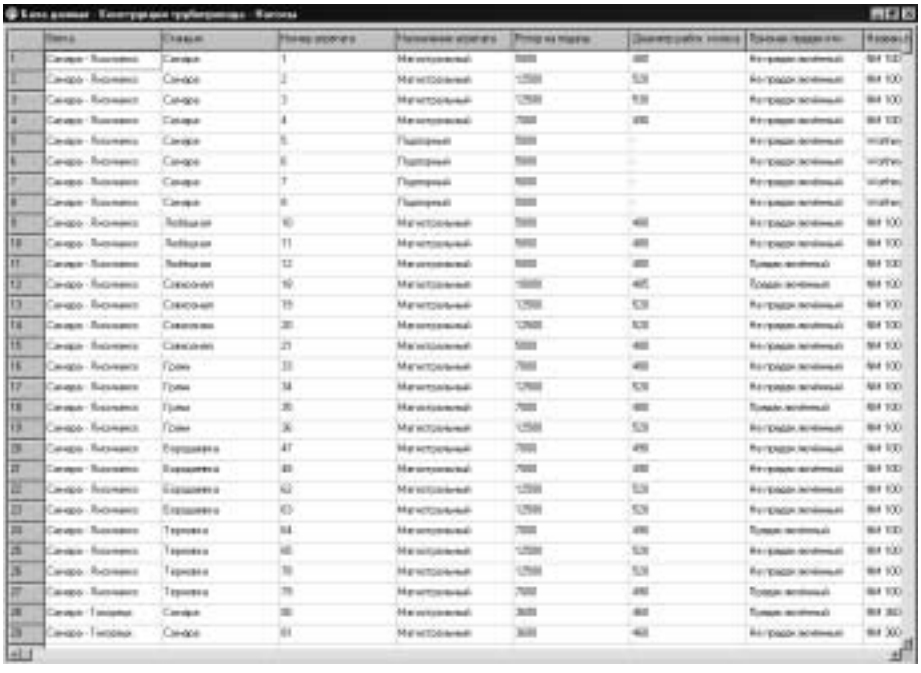


Рисунок П2.7. Окно ‘База данных – Конструкция трубопровода - Насосы’

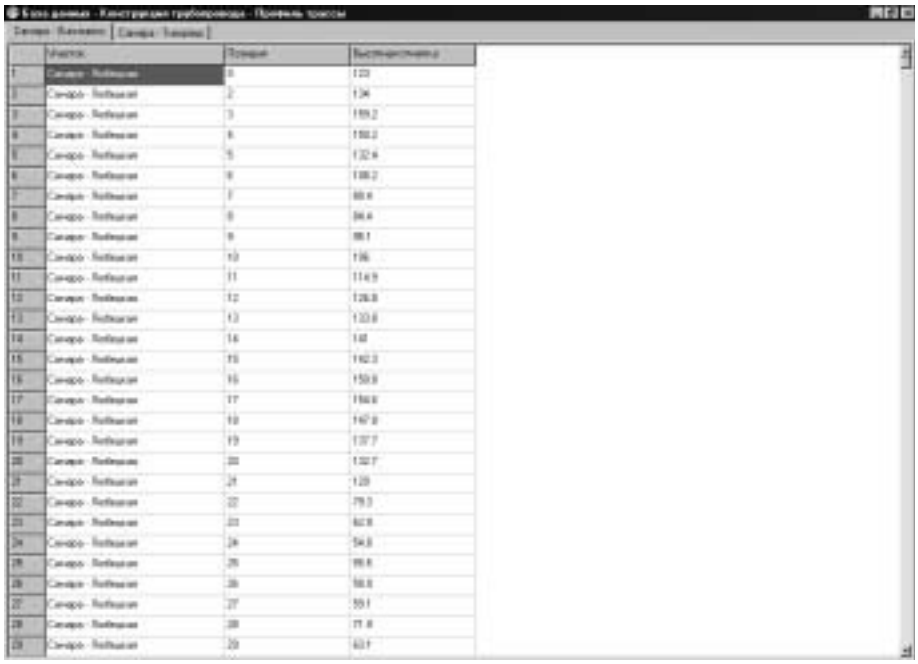


Рисунок П2.8. Окно ‘База данных – Конструкция трубопровода – Профиль трассы’

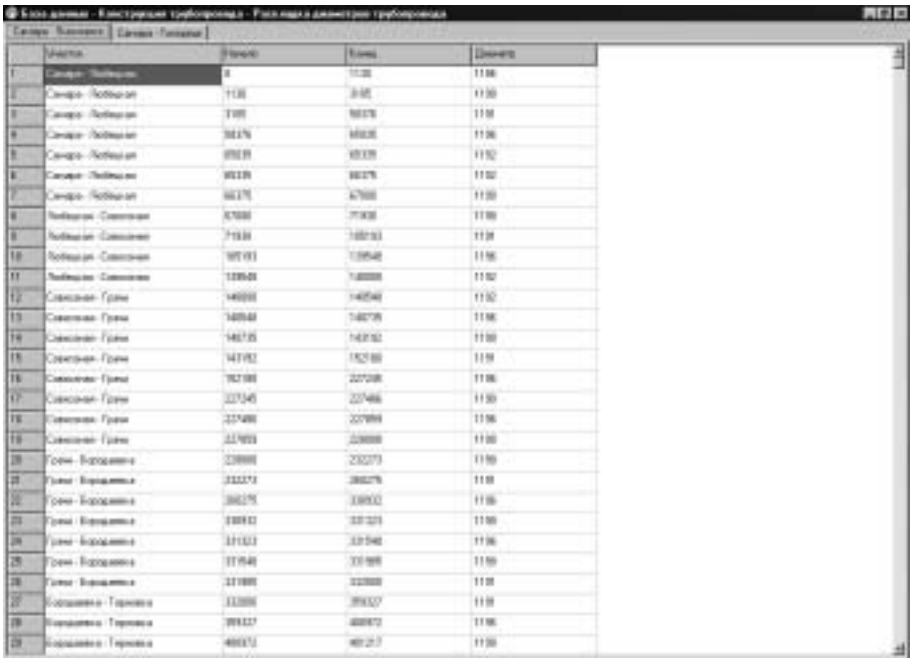


Рисунок П2.9. Окно ‘База данных – Конструкция трубопровода – Раскладка диаметров трубопровода’

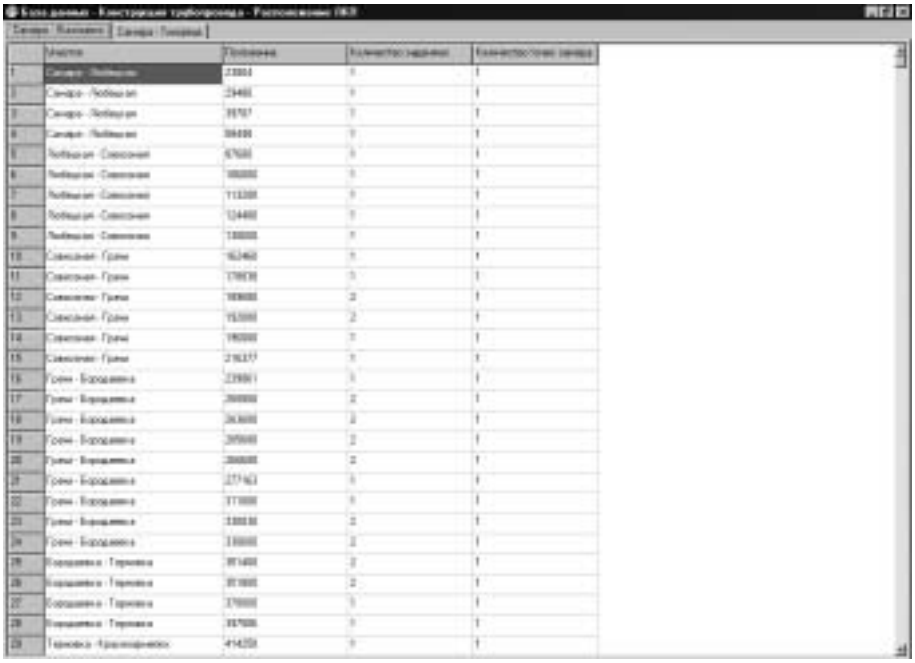


Рисунок П2.10. Окно ‘База данных – Конструкция трубопровода – Расположение линейных контрольных пунктов’

С6. Отчёт ‘Баланс энергопотребления’

Окно отчёта вызывается из главного меню главного окна.

В отчёте отражается структура энергопотребления за анализируемый период. Просмотр структуры реализован в виде иерархического дерева, что даёт возможность удобного считывания информации. При помощи значков ⊞ и ⊟ можно открывать и закрывать очередной уровень иерархии.

Информация может выводиться в абсолютном (кВт· ч) и процентном выражении (доля от общего потребления за период). Переключение между режимами производится при помощи кнопки в левой нижней части окна (Абсолютные значения/Проценты).

Кнопка ‘Станции’ вызывает окно выбора станций для отражения (рисунок 12). В данном окне производится выбор станций, для которых строится баланс. Позиция ‘Все станции’ для каждой ветки отражает суммарный баланс для всех станций трубопровода. Необходимо выделить, по крайней мере, одну станцию. Кнопки ‘Check All’ и ‘Uncheck All’ соответственно выделяют и снимают выделение для всех позиций.

Приложение 2

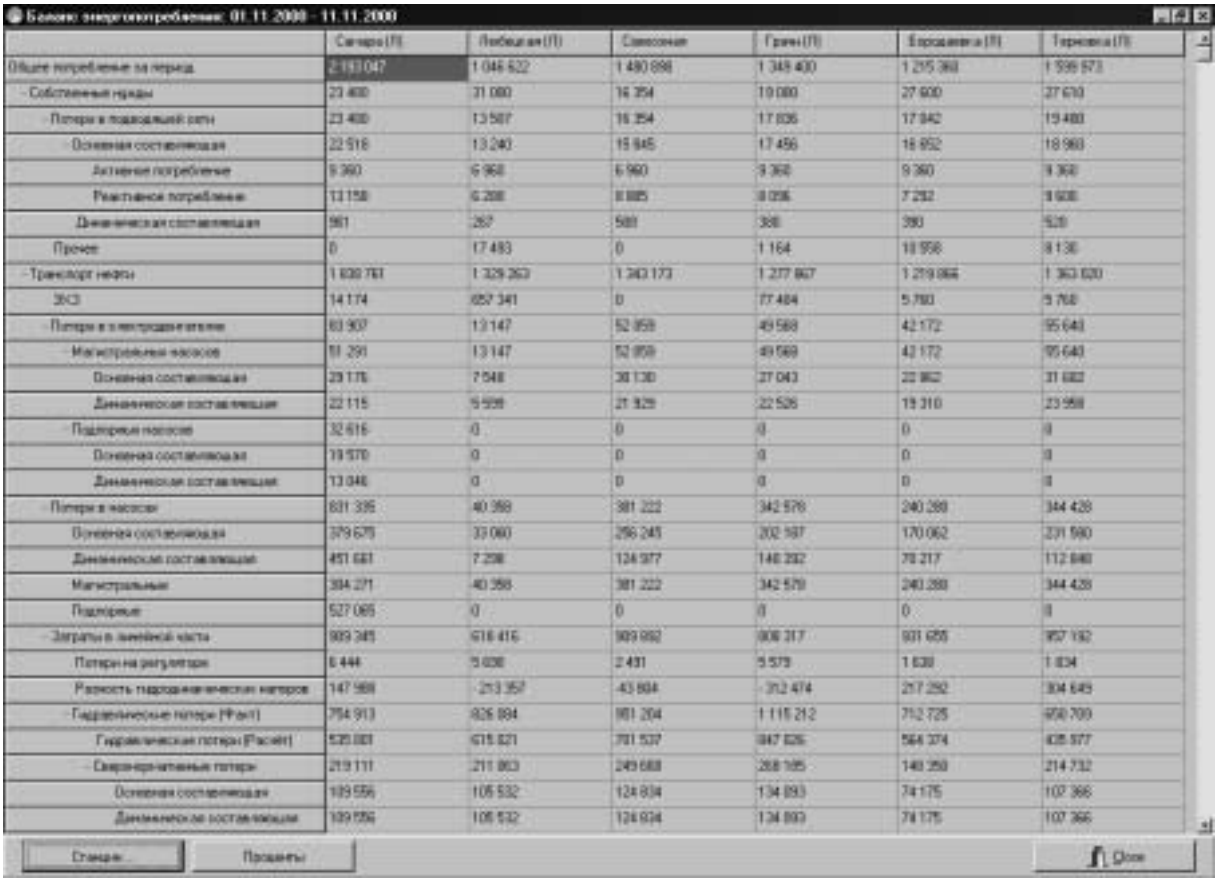


Рисунок П2.11. Окно ‘Баланс энергопотребления’.

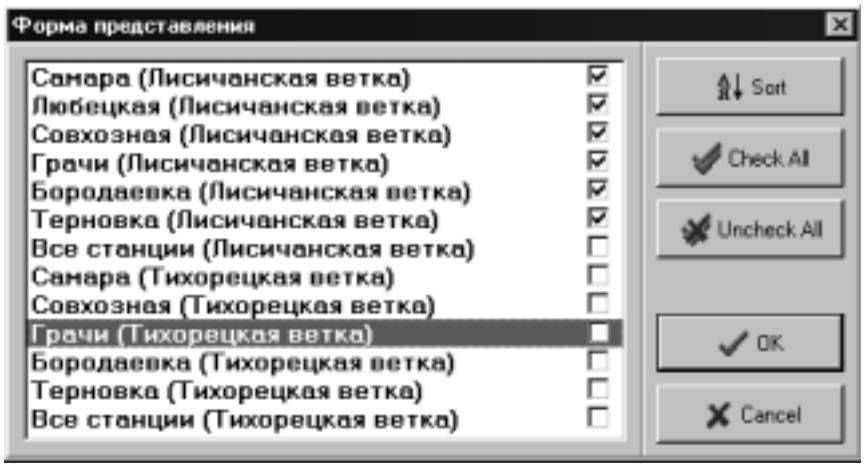


Рисунок П2.12. Окно выбора станций для отражения баланса энергопотребления.

Столбцы со станциями могут быть выведены в произвольной последовательности. Для того, чтобы изменить последовательность вывода столбцов, необходимо захватить левой кнопкой мыши пункт, позицию которого нужно изменить и переместить его на нужное место. Кнопка ‘Sort’ возвращает последовательность пунктов к первоначальному виду.

С7. Исследование регламентов

Программа позволяет сравнить реальные потери на перекачку с затратами, предусмотренными регламентом (рисунок П2.12).

Окно сравнения затрат разделено на две части (соотношение площади экрана, занимаемой каждым графиком, можно изменить перемещением разделительной линии между ними). На верхнем графике отражаются следующие данные:

1. Динамика объёма перекачки при работе на регламентном режиме (красно-зелёная область). Здесь зелёная зона – отрезки времени, на которых возможна работа на регламентном режиме при сохранении данного текущего объёма перекачки и красная зона – отрезки времени, на которых это невозможно.
2. Реальная динамика объёма перекачки (синяя линия).

На нижнем графике отражаются потери, соответствующие отражённым на верхнем графике потерям:

1. Динамика затрат на перекачку при работе на текущем регламентном режиме (зелёная область);
2. Все фактические потери (гидравлические, в насосах и в двигателях) – красная линия;
3. Основная составляющая потерь (гидравлических, в насосах и в двигателях) – синяя линия.

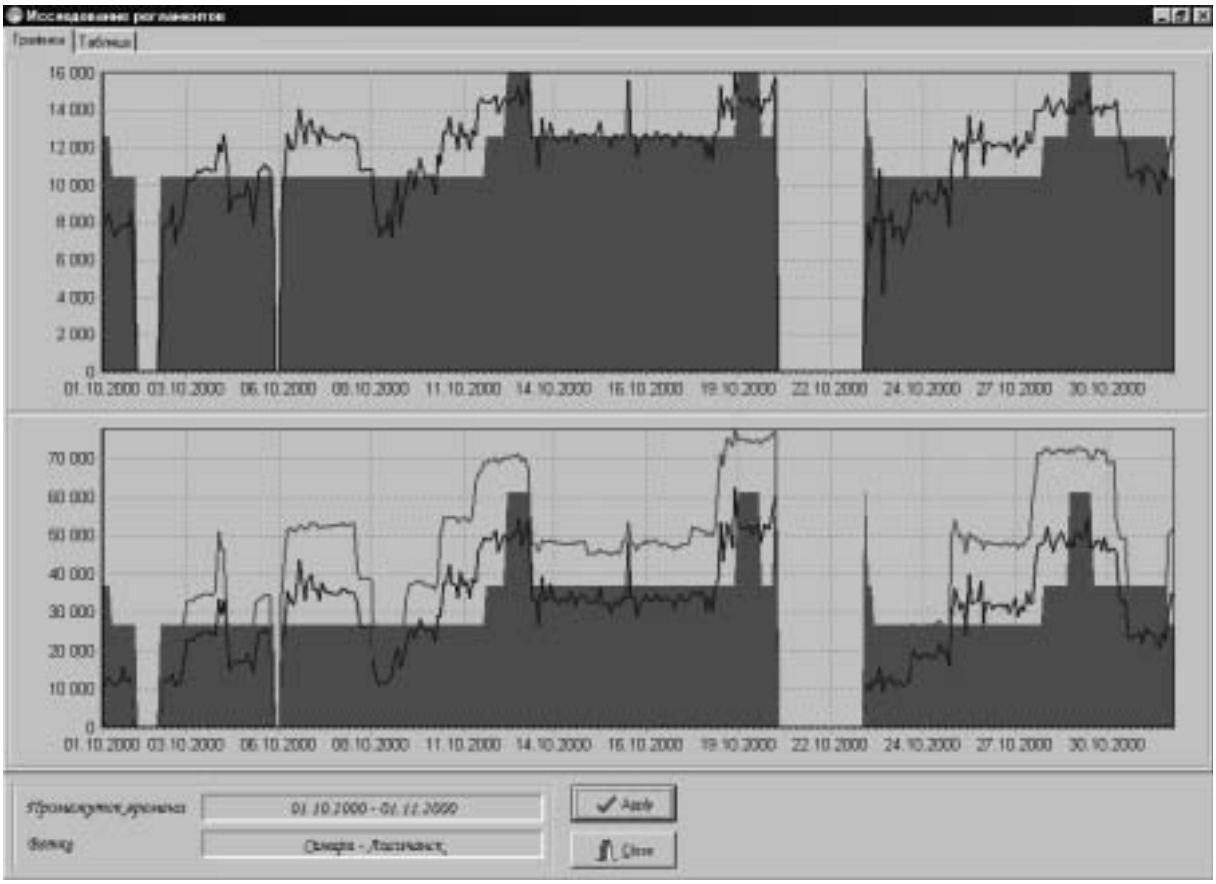


Рисунок П2.12. Окно сравнения регламентных и фактических потерь.

Промежуток времени, за который производится сравнение, выбирается при помощи стандартного окна выбора отрезка времени (рисунок П2.3), которое

вызывается нажатием левой кнопки мыши на окно отражения анализируемого периода. Изменение трубопровода, для которого производится сравнение, производится соответственно нажатием левой кнопки мыши на окне отражения названия ветки.

После изменения анализируемого промежутка времени либо ветки необходимо нажать кнопку ‘Apply’ для построения нового графика.

С8. Анализ результатов очистки трубопровода (пропусков скребков)

Данное окно (рисунок П2.13) предназначено для оценки эффективности пропусков скребков. На графике отражаются следующие данные:

1. Динамика общего потребления электроэнергии (черная линия);
2. Динамика общих потерь на перекачку по факту (красная линия);
3. Динамика расчётных общих потерь на перекачку (синяя линия);
4. Динамика гидравлических потерь на перекачку по факту (зелёная линия);
5. Динамика гидравлических расчётных потерь на перекачку (пурпурная линия);
6. Моменты пуска скребка в линию и его приход на следующую станцию (жёлтые точки).

Для построения графика необходимо выполнить следующую последовательность действий:

1. Выбрать промежуток времени, в течение которого были произведены интересующие пропуски (нажатием левой кнопки мыши на соответствующем поле в нижней левой части экрана), а также трубопровод, в котором были осуществлены пуски (нажатием левой кнопки мыши на соответствующем поле в нижней левой части экрана).
2. Нажать кнопку ‘Пропуски скребка’. При этом в окне справа от этой кнопки появится список всех пропусков на выбранном трубопроводе за заданный промежуток времени (либо ничего не появится, если пропуски не производились). Из заданного списка двойным щелчком левой кнопки мыши выбирается интересующий (в поле отражения информации о пропуске скребка появляются его параметры).
3. Выбираются станции, данные для которых отражаются на графике (при выборе более одной станции соответствующие показатели суммируются) и показатели, динамика которых должна быть построена. Должены быть выбраны по крайней мере один показатель и одна станция.
4. Задаётся промежуток времени, за который строится график: регулируются отрезки времени до пуска скребка и после его входа на следующую станцию.
5. Нажатием кнопки ‘Apply’ строится график.

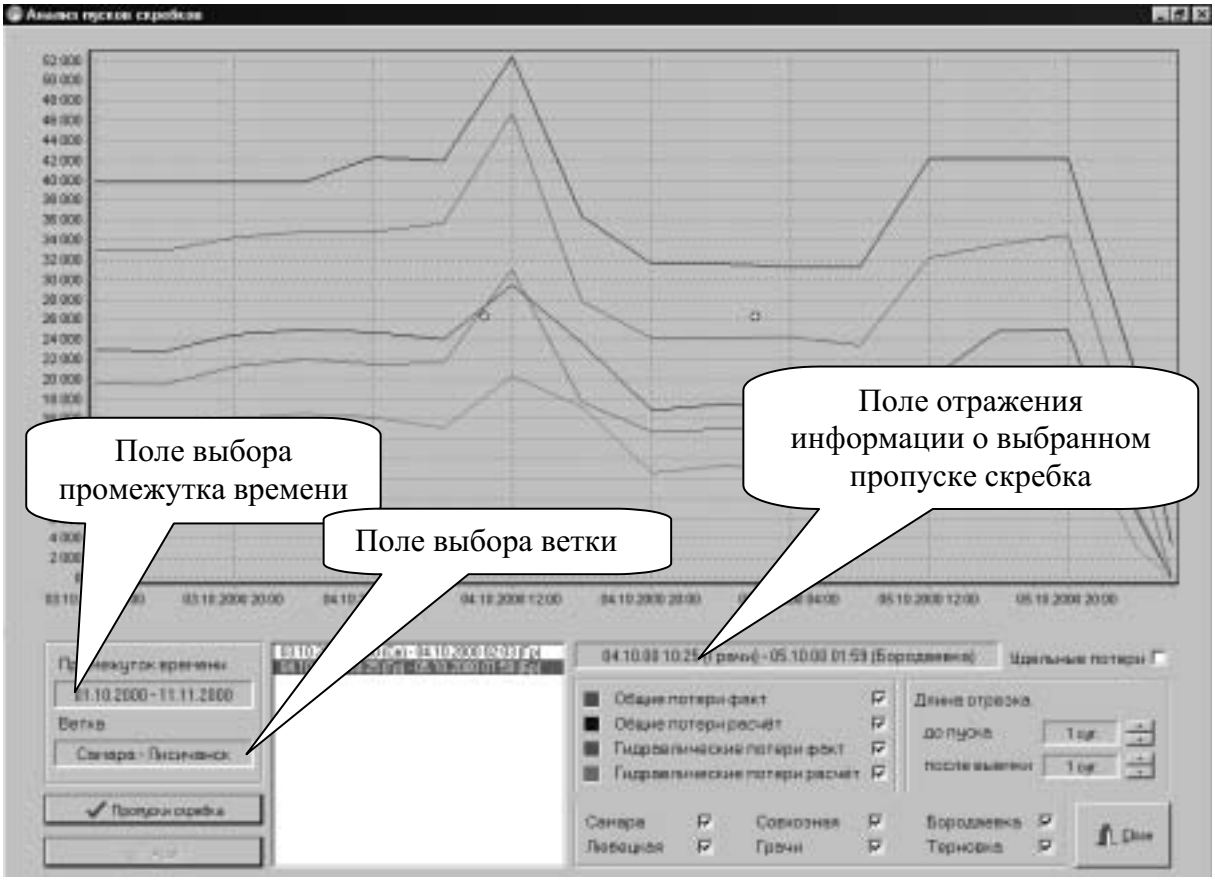


Рисунок П2.13. Окно анализа эффективности пропусков скребков.

Графики могут строиться как в абсолютных (кВт· ч) так и в относительных (кВт· ч/т· км) единицах измерения. Переключение этих режимов производится переключателем ‘Удельные потери’.

При изменении параметров построения графиков для отражения внесённых изменений необходимо повторно нажать кнопку ‘Apply’.

С9. Анализ переключений

Программа позволяет анализировать частоту воздействий на трубопровод. Под воздействием понимается переключения насосов, включение/выключение регуляторов давлений на станциях, а также открытие и закрытие задвижек сброса на КП «Ефимовка» и подкачки с промысла для трубопровода «Самара-Тихорецк».

Для анализа в программе предназначено два отчёта – частота переключений (рисунок П2.14) и динамика переключений (рисунок 2.15), которые вызываются из главного окна программы при помощи главного меню (‘Отчёты – Анализ переключений’).

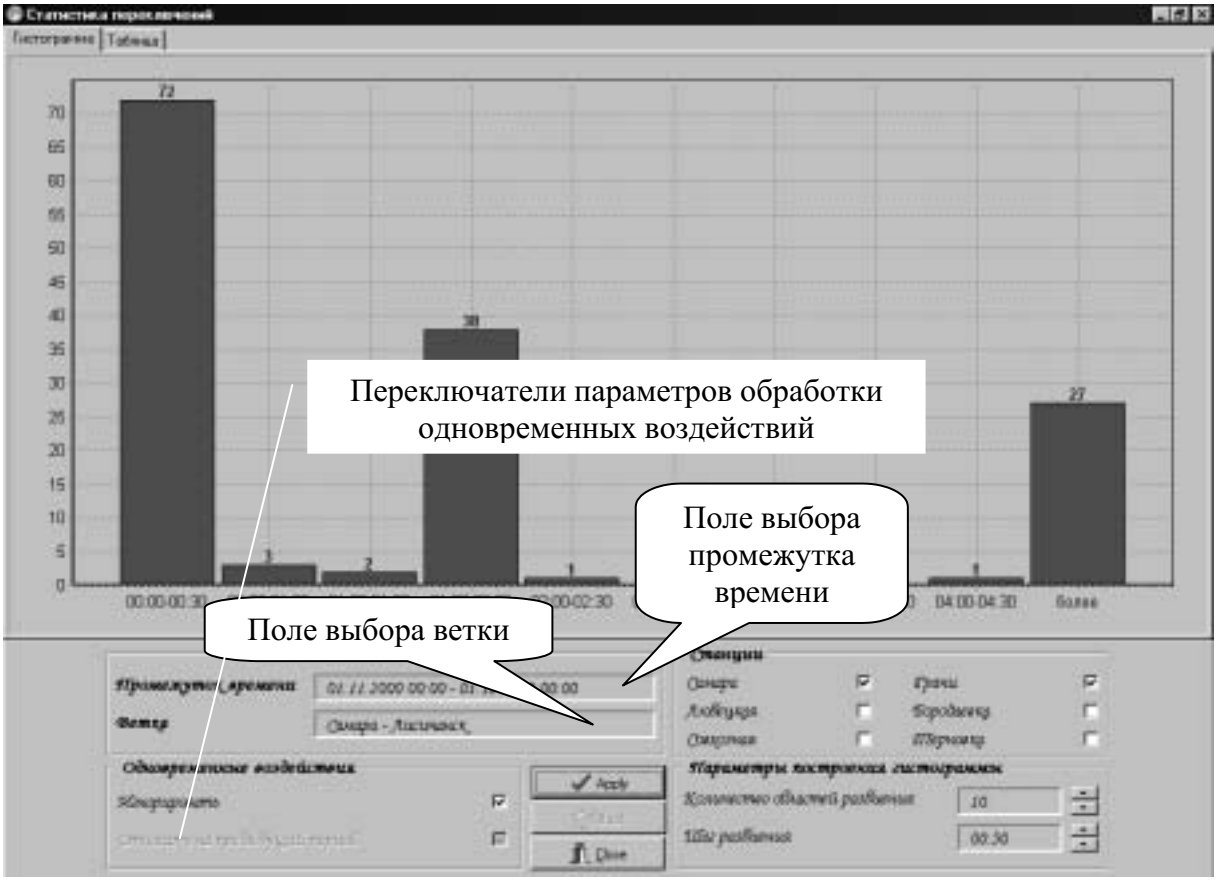


Рисунок П2.14. Окно статистики переключений.

В окне статистики переключений отражается в виде гистограммы количество переключений за заданный промежуток времени (определяется в поле выбора промежутка времени) для выбранных станций произвольного трубопровода (определяется в поле выбора ветки). Переключения разбиваются на группы по признаку времени, прошедшего между соседними переключениями. Количество областей разбиения и шаг разбиения (отрезок времени между последовательными переключениями) регулируются переключателями в группе ‘Параметры построения гистограммы’.

Для регулирования параметров обработки одновременных воздействий предназначено соответствующие переключатели (рисунок П2.14). Если два и более переключения произошли одновременно, то они могут считаться одним переключением (переключатель ‘Игнорировать’ выделен) либо разными переключениями. В случае, если одновременные переключения не считаются одним, то возможны два варианта их обработки: либо для всех переключений время, прошедшее с предыдущего отлично от нуля и равно времени, прошедшему от предыдущего переключения до любого из них (выделен переключатель ‘Относить на предыдущий период’), либо все, кроме одного, переключения, считаются происшедшими через нулевой отрезок времени.

Для построения гистограммы после задания всех параметров необходимо нажать кнопку ‘Apply’. При изменении каких-либо параметров после построения гистограммы

для возврата к параметрам, для которых произведено построение, необходимо нажать кнопку ‘Back’, а для принятия изменений – повторно нажать ‘Apply’.

В окне динамики переключений они группируются по моментам времени, в которые они имели место (рисунок П2.15). Промежуток времен, трубопровод, станции, для которых производится построение динамики, а также признак игнорирования одновременных воздействий определяются аналогично таковым в окне статистики переключений. Кроме того в соответствующем поле задаётся шаг разбиения (в часах) – промежутки времени, в течении которых подсчитывается количество переключений.

Для построения гистограммы после задания всех параметров необходимо нажать кнопку ‘Apply’. При изменении каких-либо параметров после построения гистограммы для возврата к параметрам, для которых произведено построение, необходимо нажать кнопку ‘Back’, а для принятия изменений – повторно нажать ‘Apply’.

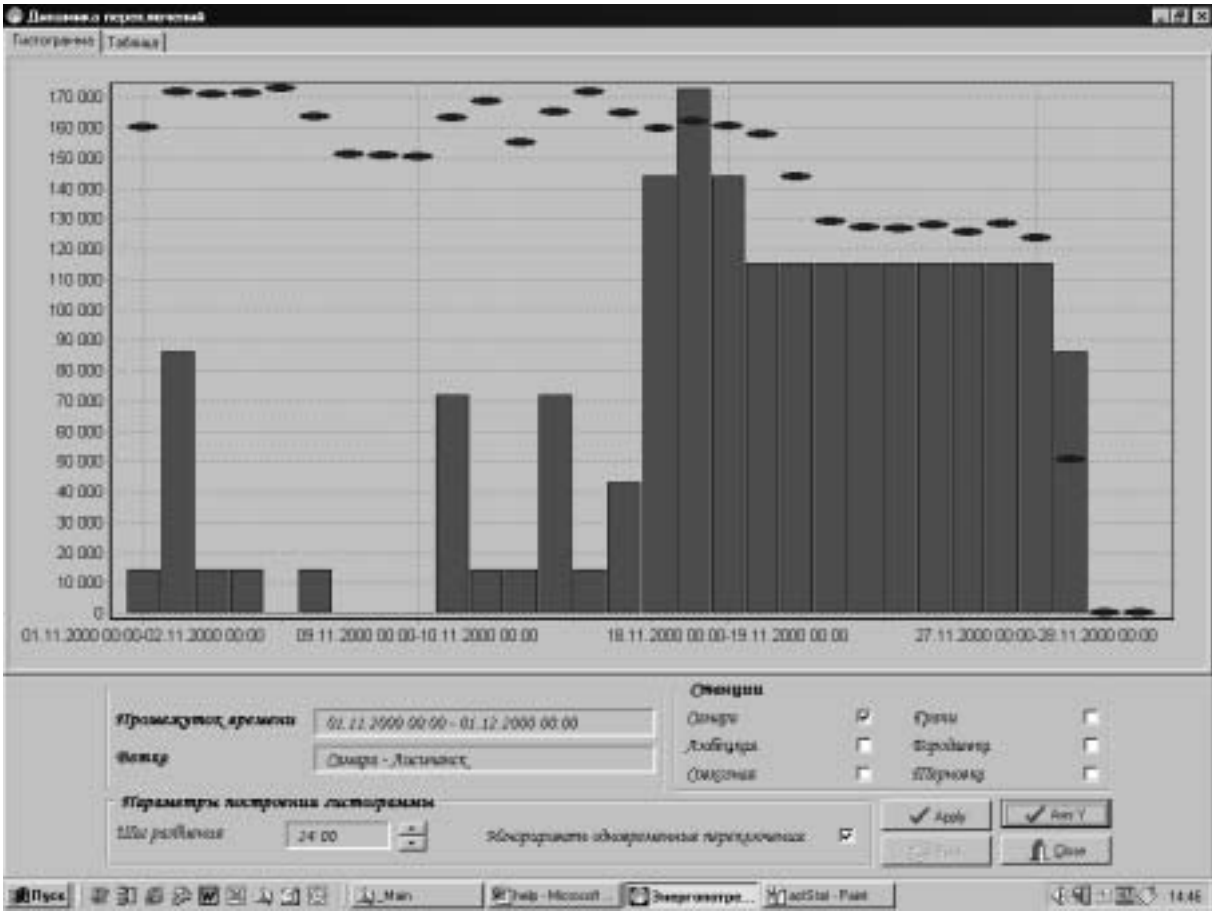


Рисунок П2.15. Окно динамики переключений (режим гистограммы).

В окне динамики переключений помимо их количества синим цветом отражается объём перекачки за соответствующий (заданный шагом разбиения) промежуток времени. Значения вертикальной шкалы (слева от графика) могут отражать одновременно либо количество переключений либо расход. Для переключений данных режимов предназначена кнопка ‘Axis Y’.

В данном окне помимо графиков, аналогичная информация отражается и в виде таблицы (рисунок П2.16). Переключения между таблицей и гистограммой производится при помощи соответствующих вкладок в левой верхней части окна.

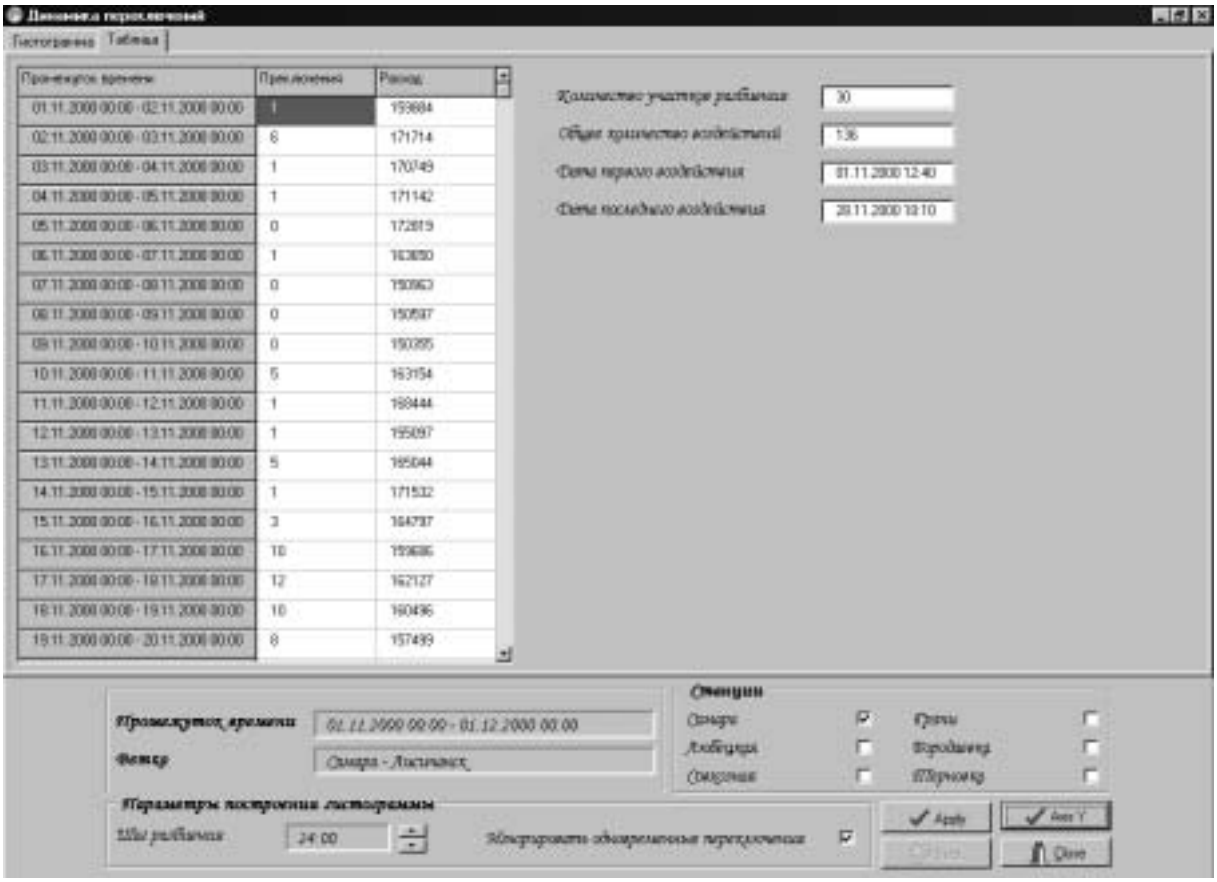


Рисунок П2.16. Окно динамики переключений (режим таблицы).

С10. Анализ потерь

Для анализа потерь предназначены два отчёта (главное меню ‘Отчёты – Анализ потерь’) – динамика гидравлических потерь в абсолютных показателях (метрах) и динамика потерь в кВт· ч.

В динамике гидравлических потерь (рисунок П2.17) в виде областей красного и синего цвета отражаются соответственно двухчасовые потери по факту и расчётные. В поле ‘Промежуток времени’ задаётся период, за который строится график. Трубопровод, для которого производится построение, выбирается щёлчком левой кнопки мыши по заглавию области выбора станций (в заглавии отражается название анализируемого трубопровода). При выборе более одной станции соответственные потери складываются. По крайней мере одна станция должна быть выделена.

Для построения динамики после задания всех параметров необходимо нажать кнопку ‘Apply’. При изменении каких-либо параметров после построения гистограммы для принятия изменений необходимо повторно нажать ‘Apply’.

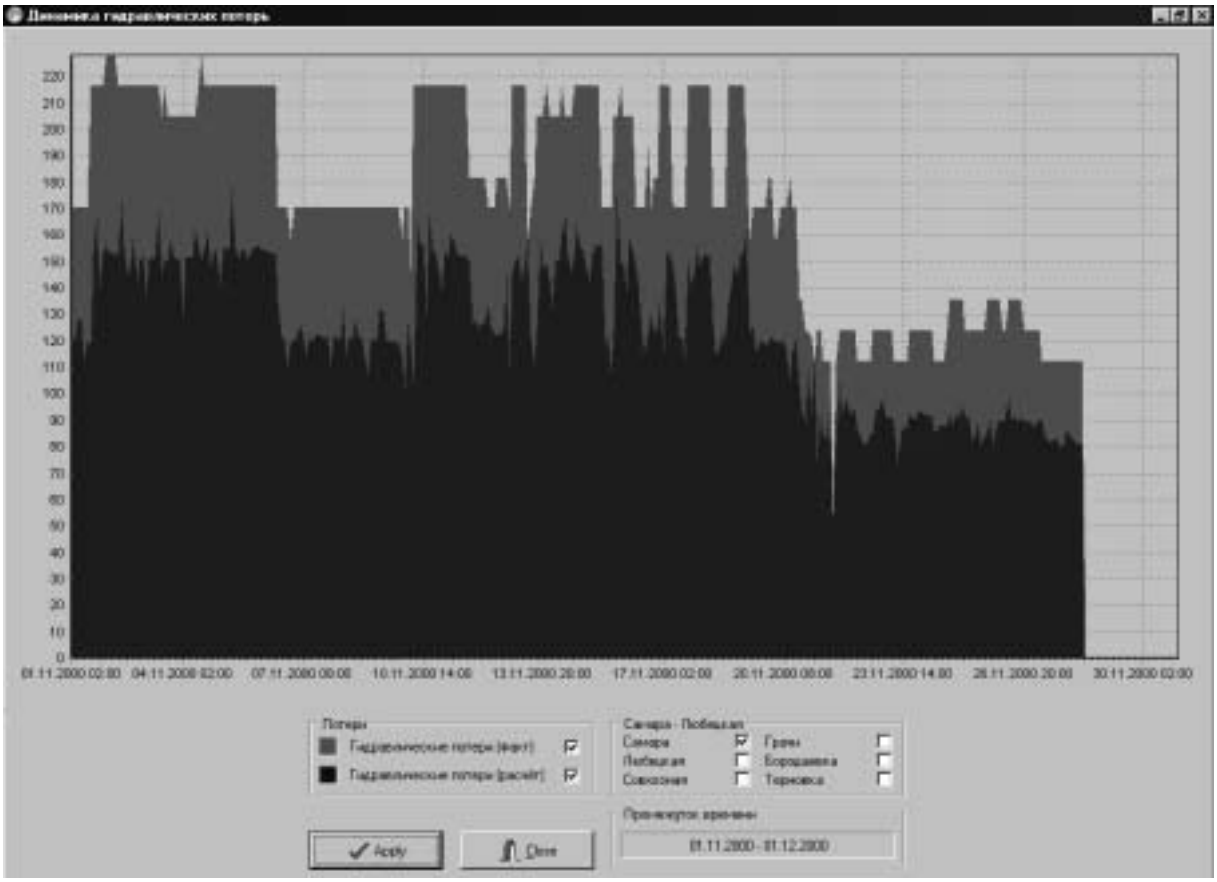


Рисунок П2.17. Окно динамики гидравлических потерь.

Окно динамики потерь (рисунок П2.18) предоставляет возможность построения до девяти графиков одновременно. Для построения графиков необходимо в поле информации о выводимых графиках выделить позицию (на графике назначенные для этой позиции параметры будут отражаться соответствующим цветом) и затем для неё в поле выбора параметров для построения назначить показатели. Если для какой-либо позиции выбрано более одного показателя, то при построении их значения будут складываться (кроме первого показателя – общего потребления за период – он ни с чем не складывается, а всегда строится отдельно).

Трубопровод, для которого строятся графики, станции и промежуток времени определяются так же, как в окне гидравлических потерь.

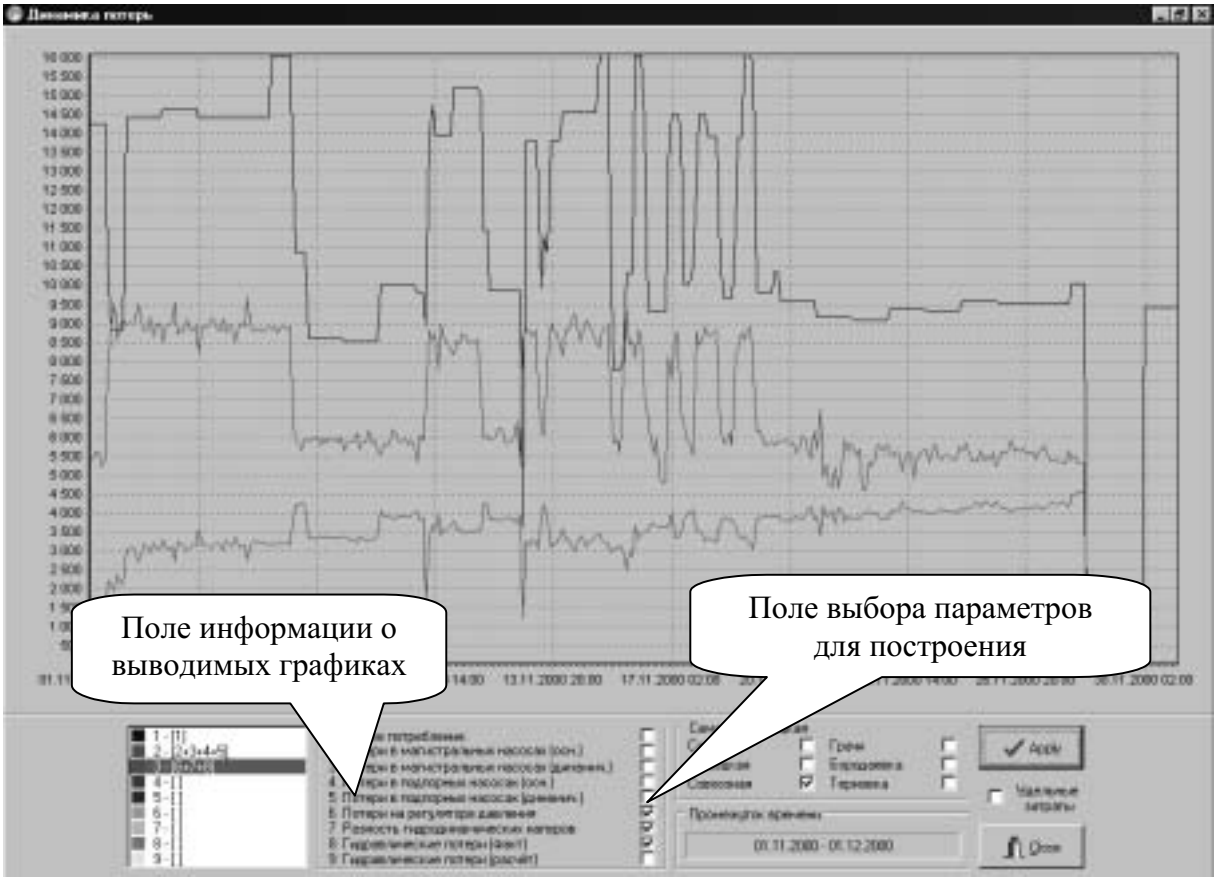


Рисунок П2.18. Окно динамики потерь.

Все показатели могут быть построены в абсолютном (кВт· ч) и относительном выражении (кВт· ч/т· км). Формат представления определяется при помощи переключателя ‘Удельные затраты’ (если переключатель отмечен, то все графики строятся в кВт· ч/т· км).