

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Кудрявцев Александр Алексеевич

**Методология формализации процедур анализа опасности и
работоспособности человеко-машинных систем в нефтегазовой отрасли**

2.10.1. Пожарная безопасность (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук,
доцент
Хафизов Ильдар Фанилевич

Уфа – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

	с.
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБЗОР СИСТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ.....	13
1.1 Обобщение и анализ отечественного и зарубежного опыта исследований в области проектирования нефтегазового оборудования опасных производственных объектов.....	13
1.2 Краткий обзор процесса управления рисками	23
1.3 Оценка риска.....	48
ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ	67
2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА С КОНТРОЛИРУЕМЫМИ ПАРАМЕТРАМИ	68
2.1 Исследование движения жидкости в трубопроводах с насосными станциями и точками отбора.....	69
2.2 Уравнения относительно давления	78
2.3 Методы расчета нестационарного потока в трубопроводах.....	81
2.4. Постановка задач и методы решения для неустановившегося движения жидкости и газа в магистральных трубопроводах с учетом инерционных эффектов (волновое течение)	82
2.5 Ключевые индикаторы риска (КИР) в математической модели среды.....	88
2.6 Мероприятия по ликвидации риска	102
ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ	108
3 ФОРМАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕДУР ПОДГОТОВКИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ИНЖЕНЕРНЫХ МЕТОДОВ АОР	111
3.1 Анализ процедуры проведения автоматизированной оценки рисков (АОР).....	111
3.2 Этапы проведения автоматизированной оценки рисков.....	133

3.3 Этап АОР для типового элемента. База элементов. САПР системы мероприятий.....	135
3.4 Этап АОР для исследуемой системы	140
3.5 Работа с планом мероприятий, противоречащих друг другу	147
ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ	169
4 ФОРМАЛИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ, СВЯЗАННЫХ С ЧЕЛОВЕЧЕСКИМ ФАКТОРОМ.....	172
4.1 Оптимальное множество тренингов.....	172
4.2 Программно-аппаратный обучающий комплекс автоматизированных технологических комплексов добычи и подготовки нефти	179
4.3 Структура тренажера	181
4.4 Описание работы	184
4.4.1 Описание работы имитатора НПС	184
4.4.2 Доступ в систему.....	188
4.4.3 Управление объектами	189
4.4.2 Управление насосом.	189
4.4.3 Управление задвижкой	190
4.4.4 Управление вспомсистемой	192
4.4.5 Управление аналоговым параметром.....	193
4.4.6 Центральный диспетчерский пункт	194
4.4.7 Добыча нефти со скважин	195
4.4.8 Установка подготовки нефти	196
4.4.9 Печи подогрева нефти	197
4.4.10 Система поддержания пластового давления	198
4.4.11 Резервуарный парк и СИКН.....	199
4.4.12 Справочная система	200
4.5 Проведение тренингов	202
ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ	208
5 АПРОБАЦИЯ НОВЫХ МЕТОДОВ	210

5.1 Системы обучения для операторов объектов нефтегазодобычи.....	210
5.2 Обучающие системы установки по подготовки нефти	213
5.3. Программно-аппаратное обеспечение интегрированных обучающих систем: пример прикладного пакета DMPre.....	220
5.3.1 Гидравлическая модель	221
5.3.2. Модель системы автоматизации.....	227
5.3.3 Система отображения интерфейса рабочих мест специалистов.....	231
5.3.4 Генератор аварийных ситуаций.....	236
5.3.5 Конструктор настроек.....	237
5.3.6 Проектировщик оптимального множества тренингов	241
5.4. Результаты внедрения.....	242
ВЫВОДЫ ПО ПЯТОЙ ГЛАВЕ	246
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	248
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	251
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1	264
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2	296
ПРИЛОЖЕНИЕ № 3	309
ПРИЛОЖЕНИЕ № 4	323

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Учитывая высокую значимость проблемы повышения безопасности при проектировании и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса (хранение, транспортирование и переработка нефти), на данный момент все большее значение приобретает решение задач, связанных с предупреждением возможных аварийных ситуаций и минимизацией технологических и экологических рисков.

Существующие в настоящее время методики оценки и декларирования пожарной безопасности эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО) нефтегазового комплекса носят, в основном, декларативный характер, а существующий опыт использования методологии анализа опасностей и их оценки, ограниченный декларативной оценкой опасных ситуаций, зачастую не позволяет учитывать его при принятии оптимальных решений по предупреждению аварийных ситуаций ввиду отсутствия надлежащего организационного и информационного обеспечения по прогнозированию и оперативному раннему распознаванию опасных ситуаций. Учитывая технологическую сложность, распределённость и наличие большого количества составных элементов ОПО, необходимо автоматизировать процесс выявления пожароопасных мест ОПО и потенциальных условий возникновения опасности. Так-же, необходимо учитывать не только технологические особенности ОПО, но и влияние человеческого фактора. Влияние человека на ОПО предлагается оценивать с помощью тренажеров.

В ряде отраслей промышленности и транспорта с высокой потенциальной опасностью аварий (авиация, морской транспорт, АЭС) одним из важных факторов снижения аварийности является использование тренажеров. Эффективность использования тренажеров в указанных отраслях доказана годами практики и статистикой снижения аварийности. Оценка эффективности применения тренажеров в нефтегазовой отрасли, опирающаяся на такую статистику, затруднительна. Для корректного использования статистических данных

необходимо достаточное количество информации, причем для однотипных событий. Нефтегазовая отрасль в сравнении с указанными отраслями отличается значительно большим разнообразием технологических схем объектов с индивидуальной топографической привязкой. Поэтому необходимые для статистики однотипные аварии в нефтегазовой отрасли с участием человеческого фактора, если подробно разбирать конкретную цепочку событий с учетом особенностей объекта, редки и даже уникальны. Непосредственный расчет эффективности внедрения тренажеров на основе общей статистики снижения аварийности неконструктивен, так как он не позволяет оценить качественное отличие одного тренажера от другого и улучшать методику проведения тренингов с учетом индивидуальных психологических особенностей обучаемых. В отсутствие научно обоснованных оценок эффективности невозможно оптимизировать процесс тренажерной подготовки специалистов нефтегазовой отрасли с учетом ограниченности ресурсов на разработку технических средств и информационное обеспечение проектов, на проведение тренингов по времени и финансовым затратам в рамках единой системы пожарной безопасности.

Соответствие паспорту заявленной специальности. Тема и содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.10.1 – «Пожарная безопасность (технические науки)»: «п.12. - Разработка научных основ создания систем, методов и технических средств обнаружения, предупреждения и ликвидации аварий, пожаров и взрывов», «п. 14. - Исследование условий, разработка и совершенствование методов оценки и способов снижения пожарных рисков на объектах защиты и прилегающих к ним территориях».

Степень разработанности выбранной темы. Используемые на данный момент методики оценки рисков показывают, что их результаты не учитывают постоянно изменяющийся во времени системные взаимосвязи. Применяемые технологии мониторинга управления рисками при эксплуатации ОПО как статических объектов обладают значительной методической погрешностью, а принятие решений по предупреждению аварийных ситуаций не учитывает случайный нестационарный характер развития аварийных процессов.

Решение проблемы предупреждения аварийных ситуаций затрудняется

значительными объемами входной диагностической и технологической информации ввиду отсутствия системного подхода к решению многофакторных задач безопасности, отсутствия надлежащих компьютеризированных информационно-управляющих систем мониторинга синергетического риска и соответствующего специального методического и программного обеспечения системы обработки данных, что естественно, затрудняет принятие оптимальных управляющих решений по своевременному прогнозированию и предотвращению аварийных ситуаций.

Проблеме повышения безопасности эксплуатации ОПО нефтегазовой отрасли посвящены работы ряда отечественных и зарубежных ученых, среди которых: Хафизов Ф.Ш., Хафизов И.Ф., Бакиев Т.А., Шевченко Д.И., Бурдаков Н.И., Волохина А.Т., Гендель Г.Л., Глебова Е.В., Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Никифоров А.Л., Елохин А.Н., Клейменов А.В., Козлитин А.М., Короленок А.М., Корольченко А.Я., Котляровский В.А., Кузеев И.Р., Пермьяков В.Н., Ларионов В.И., Лисанов М.В., Мартынюк В.Ф., Мاستрюков В.С., Одишария Г.Ж., Печеркин А.С., Попов А.И., Прусенко Б.Е., Сафонов В.С., Сидоров В.И., Христуло О.И., Хуснияров М.Х., Шаталов А.А., Швырцев А.А., Шебеко Ю.Н., Haasl D., Henley E., Kumamoto H., Marshall V., Pietersen C и др.

Цель работы. Исследование условий, разработка методических подходов к формализации процедур анализа опасности пожарных рисков на объектах нефтегазовой отрасли.

Задачи исследования. Для решения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи:

1. Разработка научно-методических основ создания цифровой модели опасных производственных объектов на этапе проектирования для автоматизации анализа опасности и работоспособности и формулирование общих требований.

2. Выделение и группировка основных показателей, которые позволяют спрогнозировать и оценить вероятность реализации риска (наступления рискового события), с привязкой к количественным показателям функционирования технологической системы и ее элементов, для формирования множества потенциальных рисков.

3. На основе математических моделей технологических процессов разработка алгоритмов и методов анализа опасности и работоспособности для установок подготовки нефти.

4. Выявление методического подхода и алгоритмов к формированию плана мероприятий по сокращению рисков при проведении анализа опасности и работоспособности опасных производственных объектов.

5. Формирование требований к построению моделей прогнозирования аварийных ситуаций с учетом ресурсных ограничений, которые позволяют количественно оценивать влияние человеческого фактора.

6. Создание и научное обоснование концепции повышения пожарной безопасности нефтегазовых объектов на основе использования количественных оценок эффективности тренажерной подготовки персонала, для соответствия требованиям ПБ.

Научная новизна.

1. Предложена комплексная математическая модель с параметрами динамической иерархической системы ключевых индикаторов риска с различными численными критериями, определенных как потенциальный ущерб от их превышения над допустимыми граничными параметрами, адаптированная под задачи построения тренажеров и систем подготовки оперативного персонала с применением оптимального множества тренингов.

2. Разработан алгоритм автоматизированного определения нарушения ключевым индикатором риска допустимого граничного параметра, с ранжированием по степени потенциального ущерба, на основе математической модели объекта с учетом разнородных связей технологических элементов.

3. Разработана и обоснована новая классификация последствий превышения ключевыми индикаторами риска нормативных граничных параметров и соотнесения комплекса последствий с ограниченным множеством парирующих мероприятий, реализуемых в параллельном или последовательном режиме, с ранжированием их по ресурсным затратам.

4. Предложен метод селективного выбора группы парирующих мероприятий в зависимости от множества вариантов ресурсных ограничений, рассчитанных по

моделям взрыва-пожароопасных технологических объектов, позволяющий варьировать планы мероприятий по соотношению эффект/затраты.

5. На основе цифрового двойника технологического объекта нефтегазовой отрасли, разработана методика количественной оценки влияния человеческого фактора на исследуемую человеко-машинную систему и способы парирования его негативного влияния на уровень пожарной безопасности с формированием оптимального множества тренингов на основе их сортировки по удельной эффективности и выбора наиболее продуктивных тренингов с учетом общих ресурсных ограничений.

Изложенные при описании научной новизны теоретические основы, методы и результаты исследований выносятся на защиту в качестве **основных научных положений** диссертации, принадлежащих лично автору.

Теоретическая и практическая значимость работы. Теоретическая значимость диссертации заключается в методологическом обеспечении разработанных научных основ автоматизированного определения превышений ключевых индикаторов риска позволяют рассчитывать, ранжировать и собирать в единое целое оптимальное множество рисков, возникающих из геометрических, топологических, технологических связей ОПО, включая риски человеко-машинных коммуникаций, с учетом оптимизации затрачиваемых ресурсов по времени анализа рисков и средств на снижение рисков.

Практическое значение результатов диссертационного исследования заключается в следующем:

1. Использование разработанного в нем автоматизированного определения превышений ключевых индикаторов рисков, позволило произвести детализацию и идентификацию проблем опасности и работоспособности (HAZOP) для следующих объектов:

- установок ДКС и УПГД ООО «Крус-Запад», при разработке проектной документации;
- программного обеспечения операторов НПС ООО НПП «АТП»;
- установки ЭЛОУ-АВТ ООО НПП «Автоматизация ТП»;

2. В настоящее время обучение, переподготовка и повышение квалификации специалистов с использованием разработанных методик и тренажерных комплексов ведется в следующих учебных заведениях:

- ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»;
- ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»;
- ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»;
- ФГБОУ ВО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»;
- НОУ НПО «Тюменский нефтепроводный лицей»;
- НОУ «Новокуйбышевский нефтетехнический учебный комбинат»;
- ОГБПОУ «Томский государственный промышленно-гуманитарный колледж»;
- Региональный учебный центр ОАО «Северные магистральные нефтепроводы»;
- УКК ООО «Газпром Трансгаз Саратов».

3. С использованием результатов диссертационной работы разработаны и внедрены в производство следующие тренажерные комплексы:

- Тренажер операторов нефтеперекачивающих станций и диспетчеров региональных диспетчерских пунктов;
- Тренажер магистральный транспорт газа;
- Тренажерный комплекс установки подготовки газа и дожимной компрессорной станции;
- Тренажер наземного оборудования нефтегазовых промыслов;
- Тренажерный комплекс установки первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ;
- Тренажерный комплекс операторов товарных совместно с узлами учета нефти;
- Аналитический тренажерный комплекс оперативного персонала МН и Спецморнефтепорта организации системы «Транснефть»;
- Тренажерный комплекс диспетчеров Сургутского регионального диспетчерского пункта;

- Компьютерный тренажёрный комплекс для тренингов и обучения персонала технологических установок АО "СИБУР-ХИМПРОМ";
- Интерактивный тренажер-полигон для имитационного моделирования разветвленной системы магистральных нефтепроводов;
- Компьютерного тренажёрного комплекса проверки противоаварийных защит технологических объектов Находкинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз».

Методология и методы исследования. В основе проводимых в диссертационной работе исследований используются методы системного анализа, математического моделирования, автоматизированного компьютерного обучения, теории управления рисками и методы экспертных оценок.

Апробация работы. Результаты, полученные в ходе выполнения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016» (г. Уфа, 25 марта 2016 г.), на III международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (г. Уфа, УГНТУ 2020г.), на «iTech Energy Summit: Digital, Robotics, AI, AR&VR, 3D» (г. Москва, 11 марта 2022 г.), на национальном нефтегазовом форуме 2022 (г. Москва, 19-21 апреля 2022 г.), на VI Международной научно-практической конференции «Актуальные научные исследования» (г. Пенза, 5 июня 2022 г.), на всероссийской научно-практической конференции «Результаты современных научных исследований и разработок» (г. Пенза, 17 октября 2022 г.), на LXIX Международной научно-практической конференции «WORLD SCIENCE: PROBLEMS AND INNOVATIONS» (г. Пенза, 30 октября 2022 г.).

Публикации. По результатам выполненных исследований опубликовано 24 печатных работ, в том числе: одна монография, 17 статей в рецензируемых изданиях, рекомендуемых перечнем ВАК, 2 статьи опубликованы в журналах, входящих в базу данных Scopus, 26 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ.

Объем и структура диссертации. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 116 наименований, 4 приложения. Основное

содержание диссертационной работы изложено на 345 страницах машинописного текста, иллюстрированного 131 рисунками и 12 таблицами.

1 ОБЗОР СИСТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

1.1 Обобщение и анализ отечественного и зарубежного опыта исследований в области проектирования нефтегазового оборудования опасных производственных объектов

Энергетическому сектору свойственны частые кризисные ситуации и значительное политическое влияние. Неоднократно отмечалось (в частности, иностранными инвесторами), что отечественный энергетический рынок имеет значительный потенциал, но имеет свои особенности, а успешность деятельности на нем зависит от внедрения новейших технологий [82].

Одним из важных факторов влияния на социальные и экологические последствия выполнения нефтяных и газовых проектов является управление. Сегодня мировыми лидерами в развитии техники и технологий нефтегазовой отрасли являются США, Норвегия, Россия, Китай. В этих странах разрабатывается полный спектр нефтегазового оборудования, аппаратуры, технологий, а также в наличии самый большой сервисный и интеллектуальный потенциал для выполнения комплекса работ от поиска и разведки до добычи углеводородов с использованием экологически безопасных технологий и методов производства работ [26].

На современном этапе развития нефтегазовой дела сервисная деятельность, осуществляемая в рамках одной компании, является нецелесообразной как в финансовом плане, так и в технологическом. Опыт работы иностранных компаний демонстрирует такую зависимость: только 20% работ (по стоимостным показателям) выполняются работниками нефтяных компаний, поскольку персонал занят только непосредственно добычей нефти, все остальные работы выполняются сторонними организациями - сервисными компаниями. Одним из самых известных примеров эффективного партнерства в области нефтегазового сервиса является компания British Petroleum, которая заключила контракт с Accenture об аутсорсинге

вспомогательных функций и тем самым сократила затраты на их выполнение на 50%. Кроме того, стоит вспомнить опыт Норвегии, которая является одним из лидеров в сфере сервисных технологий в нефтегазовой отрасли. Одной из первых компаний, которая сократила 60% своих сервисных подразделений, стала ТНК-ВР. Компании «Лукойл» и «Юкос», следуя ее примеру, взяли курс на развитие сервисных услуг [96, 20]. По оценкам международных экспертов объем рынка нефтегазового сервиса будет неуклонно расти.

Управление социальными и экологическими аспектами деятельности в цепочке подрядчиков является ключевой проблемой управления для нефтегазовых компаний и предприятий. Основными проблемами в управлении нефтегазовой отрасли [103] является отсутствие управления системой подрядных работ на ранних стадиях проектного цикла (обоснование инвестиций, технико-экономические расчеты, проектирование); отсутствие открытости и прозрачности процессов отбора и проведения тендеров; необязательность включения в условия контракта рекомендаций материалов оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), государственной экологической экспертизы и корпоративных принципов в сфере охраны труда, здоровья и окружающей среды; неэффективность мониторинга и контроля за результатами работы подрядчиков; необоснованная система экологических и социальных показателей деятельности подрядчиков в отчетности компании-оператора.

Но, с другой стороны, наблюдается постепенное ухудшение нормативно-правовой базы, последствий промышленной деятельности, а также низкая вовлеченность общества в процессы принятия решений. По сообщению ученых и представителей компании Газпром повышение уровня корпоративного управления будет способствовать формированию сильной и мотивированной культуры производства, общения и взаимоотношений в компании [81]. Внедрение и поддержка эффективной системы экологического менеджмента, основанной на требованиях международных стандартов ISO 9001, 14001, 50001 и OHSAS 18001, обеспечивается стремлением работников к самосовершенствованию и постоянному развитию своих профессиональных качеств.

В условиях развития рыночных отношений особую актуальность приобретает именно организационный аспект, поскольку своевременно полученная необходимая аналитическая информация оказывает решающее влияние на результативность управления безопасностью предприятий нефтегазовой отрасли, тем более что требования компетентности, ответственности за принятые решения касаются каждого уровня управления и формируют проблемное поле (Рисунок 1).



Рисунок 1 - Проблемное поле управления безопасностью на ОПО

Совершенствование организации ОПО затрат вызвано следующими обстоятельствами:

- необходимостью ежедневных данных об отклонении, о производственной деятельности в целом, данных маркетинга с целью правильного и научно-грамотного управления всей деятельностью предприятий;

- постоянным расширением прямых экономических связей между поставщиками и потребителями. В таких условиях можно оперативно согласовывать действия только при наличии полной достоверной аналитической информации для нивелирования риска остановки работы компаний.

Уровень аналитичности определяется теми показателями, которые необходимы предприятию нефтегазовой отрасли для управления с целью обеспечения менеджеров конкретной, достоверной информацией о затратах центров ответственности в разрезе рисков согласно нормативным документам (Рисунок 2).

СЫРАЯ НЕФТЬ		ТОВАРНАЯ НЕФТЬ	
СКВАЖИНА	СИКНС	СИКН	ПОСТАВКА НЕФТИ НА ЭКСПОРТ
<p>ГОСТ Р 8.617-2008 «ГСИ. Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр».</p> <p>Р 50.2.063-2009 «ГСИ. Нефтяной газ, добытый по участку недр».</p>	<p>ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».</p> <p>Р 50.2.063-2009 «ГСИ. Нефтяной газ, добытый по участку недр».</p> <p>МИ 2693-2001 «ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях».</p>	<p>ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».</p> <p>РМГ 100-2010 «ГСИ Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».</p> <p>Р 50.2.040-2004 «ГСИ. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов».</p>	<p>ГОСТ 8.589-2007 «ГСИ. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах».</p> <p>ГОСТ 8.587-2006 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».</p>

Рисунок 2 - Законодательные основы учета нефти обоснование новых рекомендаций по применению

В нефтегазовой промышленности в течение некоторого времени признавалось, что требуется набор унифицированных общих стандартных определений, которые могут последовательно применяться международными финансовыми, регулируемыми и отчитывающимися организациями. Согласованный набор определений принес бы пользу всем заинтересованным сторонам и обеспечил бы более широкий охват [29]. Важной вехой в стандартизации была достигнута в 1997 году, когда SPE и Всемирного нефтяного Совет (WPC) совместно утвердил «определения запасов нефти». С тех пор SPE постоянно занимается обновлением определений. Эти определения были

обновлены в 2000 году и одобрены SPE, WPC и Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) как «система классификации и определения нефтяных ресурсов». Они были дополнительно обновлены в 2007 году и одобрены SPE, WPC, AAPG по оценке SPEE. Кульминацией этого стало издание нынешней системы PRMS. PRMS была признана эталонным стандартом нефтегазовой отрасли и использовалась комиссией по ценным бумагам и биржами США (SEC) в качестве руководства для своих обновленных правил модернизации нефтегазовой отрасли, опубликованный 31 декабря 2008 года [51].

SPE признала, что для PRMS требуются новые руководящие принципы применения, которых заменят руководящие принципы оценки запасов и ресурсов нефти 2001 года. Исходный руководящий документ стал отправной точкой для этой работы и был значительно обновлен с добавлением следующих новых глав. Нефтяные стандарты ASTM играют важную роль в оценке физических, механических, реологических, термических и химических свойств сырой нефти, консистентной смазки, автомобильного и авиационного бензина, углеводородов и других природных энергетических ресурсов, используемых для различных промышленных нужд. Эти виды топлива проверяются по составу, чистоте, плотности, смешиваемости и совместимости с другими жидкостями и материалами, токсичность и термическую стабильность среди прочего. Эти нефтяные стандарты позволяют нефтеперерабатывающим предприятиям, автомобильным и авиационным компаниям, а также другим геологическим и химическим перерабатывающим предприятиям надлежащим образом исследовать и обрабатывать это жидкое топливо, обеспечивая их качество для безопасного и эффективного использования.

В условиях функционального разделения труда на предприятиях нефтегазового комплекса чрезвычайно важным является использование принципа системного управления ОПО. Однако, как справедливо отмечают исследователи, выполняется такая задача только при наличии при организации единого методического, организационного и технологического управления рисками [62].

Предлагаемая методика использования имитаторов в процессе управления

рисками базируется на следующих нормативных документах (Рисунок 3).

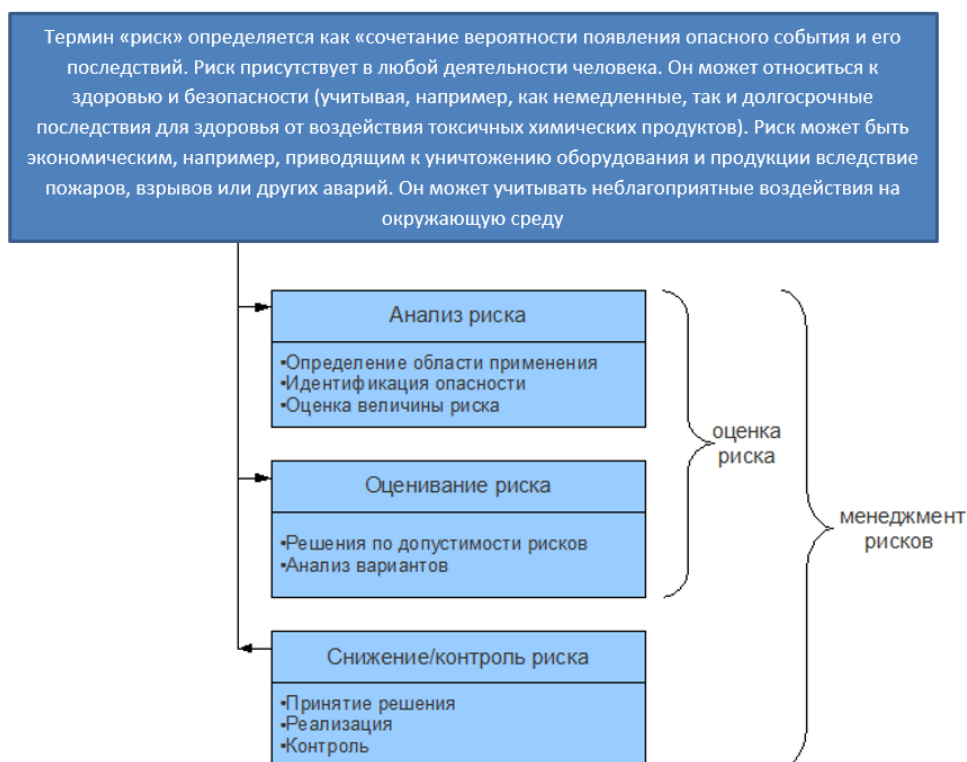


Рисунок 3 - Соотношения между анализом риска и другими действиями по управлению риском (ГОСТ Р 51901.1 — 2002)

Существующая система учета рисков систем безопасности, которая используется для отображения производственно-коммерческой деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности, не может удовлетворять все требования, предъявляемые к ней системой управления. Поэтому с целью создания необходимой информационной базы для управления безопасностью система учета рисков должна постоянно совершенствоваться. В связи с этим назревает необходимость рассмотрения вопросов организации систем безопасности на базе информационных систем и компьютерных технологий в учетной практике предприятий нефтяной и газовой промышленности с целью совершенствования организации учета рисков для расширения аналитических возможностей учетной информации и развития АСУ [39].

Повышение эффективности управления безопасностью вызывает выделение

таких направлений применения информационных систем, как:

- установление четкого распределения функций учета рисков в соответствии с должностной инструкцией;
- использование корпоративных информационных систем и технологий;
- формализация и стандартизация алгоритмов осуществления типовых процедур учета рисков.

Раскрывая проблемы организации учета рисков для нужд управления ОПО, следует отметить, что процессы использования ресурсов осуществляются под влиянием всех основных отделов и служб. Однако чисто управленческий подход к их рациональному использованию является отсутствующим, что влияет на снижение ответственности руководителей таких служб. Поэтому нужно исключить любое дублирование и параллельность в работе служб (отделов) по осуществлению учета рисков за рациональным использованием ресурсов.

В настоящее время существует множество информационных систем учета рисков безопасности на рынке программных продуктов, но в своем развитии они использовали свой потенциал с точки зрения функционального состава задач, поскольку их используют только для оформления документов, проведения простых арифметических действий как вспомогательный инструмент контроля для поиска необходимой информации [94].

Необходимость их развития диктуется массовостью внутренних пользователей. Выполнить данную задачу можно путем повышения интеллектуальной ответственности информационных систем. Современные информационные системы должны использовать подсистему управления по нормированию различных ресурсов. Это объясняется тем, что нормативы использования ресурсов производственной деятельности играют важную роль при осуществлении всех управленческих функций, поскольку дают возможность оценивать эффективность производственной деятельности путем сравнения фактических результатов с соответствующими им показателями оптимального плана[102].

Важной составляющей информационных систем для предприятий нефтяной и

газовой промышленности является компьютеризация высокорисковых операций, связанных, в частности, с учетом рабочего времени и учетом использования материалов, расчетами износа оборудования. Для эффективной реализации данного направления работ целесообразно применение корпоративных стандартов, регламентирующих процедуру организации учета рисков на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Для того, чтобы информационные системы и технологии выступали как инструменты организации учета рисков, они должны использоваться на предприятиях не только для компьютеризации типовых процедур, но и для эффективной организации информационных потоков по обеспечению потребностей пользователей, реагирования на их запросы, оперативного обмена информацией [57].

Частичное использование информационных систем для проведения организации учета рисков обусловлено: недооценкой важности осуществления учета рисков со стороны разработчиков информационных систем; трудоемкостью процедур управления, которые требуют достаточно сложных алгоритмов. Следует отметить, что существующие информационные системы предоставляют руководителям предприятий нефтяной и газовой промышленности информацию, которая ориентирована на внутреннюю среду (технологии и организацию производства), тогда как информация о внешней среде имеет фрагментарный, несистемный характер. Отсутствующей является информация о возможностях потенциальных поставщиков нефти и природного газа и потребности потребителей, научно-технических достижений. Все это приводит к тому, что на предприятиях нефтяной и газовой промышленности невозможно составлять обоснованные прогнозы и принимать стратегические управленческие решения. Имеют место случаи, когда объем необходимой учетной информации является достаточным, однако это не обеспечивает принятия эффективных управленческих решений.

На организацию учета рисков большое влияние оказывают различные подходы к процессам компьютеризации информационных систем учета предприятий нефтегазовой отрасли, то есть использование компьютерных

программ. Применение информационных систем и технологий дает возможность формировать единую базу данных и способствует совершенствованию организации внутрихозяйственного учета затрат, поскольку происходит расширение его аналитических возможностей и усиление контрольной функции учета [70].

Управление безопасностью на производство с использованием нормативного метода позволяет решать задачи по своевременному расчету фактической себестоимости продукции предприятий нефтегазового комплекса, получать в оперативном режиме данные о нормативных показателях на фактический объем продукции в пределах выделенных центров ответственности. Система учета рисков должна быть адекватной системе управления деятельностью предприятий нефтяной и газовой промышленности на различных уровнях управления, что будет способствовать ее адаптации к требованиям компьютерных технологий.

Компьютеризированные информационные системы являются одними из вариантов организации единой информационной системы, обеспечивающей взаимосвязь синтетического и аналитического учета рисков с целью осуществления контроля за деятельностью предприятий и составления отчетности. Это также способствует не только формированию учетных регистров и отчетности, но и повышению аналитичности учета, поступлению оперативных данных для составления внутрихозяйственной отчетности.

Созданные общие концепции и стандарты компьютеризации учета и контроля рисков требуют адаптации к особенностям нефтегазового комплекса страны, в котором выделены разные по технологии экономические отношения системы: разведка и бурение нефтегазовых скважин, добыча и переработка нефти, добыча, переработка и транспортировка газа. Также эти системы могут функционировать в рамках одного объекта хозяйствования. Такие информационные системы охватывают все процессы производственно-хозяйственной деятельности, объединяя структурные подразделения предприятий в единое информационное пространство. Модульная структура информационных систем позволяет эффективно решать задачи, стоящие перед предприятиями нефтяной и газовой

промышленности с целью управления безопасностью при условии соблюдения следующих требований:

- использование единого документооборота по этапам технологического процесса;
- одновременное применение информационной системы на всех предприятиях, входящих в структуру компании;
- формирование консолидированных отчетов в рамках компаний;
- использование пользователями, обслуживающими различные предприятия, единых аналитических справочников;
- использование единой технологии обработки информации на всех иерархических уровнях управления.

Учитывая то, что система учета должна быть адекватная системе управления, системы обработки информации обусловили рост возможностей информационных систем учета для обеспечения потребностей менеджмента. Применение единой информационной системы в пределах компаний нефтегазовой отрасли позволяет распределять информацию по разным иерархическим уровням управления. Необходимую информацию можно получить в режиме «on-line» непосредственно с рабочего места для обеспечения требований системы безопасности [84].

Наличие единой информационной системы дает также возможность работникам структурных подразделений создавать собственные базы данных, однако вся информация по предприятию хранится в единой системе. Следует отметить, что финансовый и внутрихозяйственный учет рисков являются отдельными функциями единой информационной системы, поскольку каждый из видов учета базируется на использовании всей информации, которая есть на предприятии. Это приводит к отнесению работников бухгалтерской службы к отдельным пользователям такой системы, а не к поставщикам учетной информации.

Итак, основой информационной системы является единая система учета рисков ОПО, которая дает возможность составлять отчеты для менеджеров различных иерархических уровней управления. Решение вопросов по созданию

единой информационной системы предполагает правильную организацию информационного обеспечения, без которой компьютеризация учета будет невозможна. Учитывая это, информационная система формируется как единый информационный комплекс организационных и технических решений, охватывающих все процессы предприятий нефтегазовой отрасли и объединяющих все подразделения в целостную систему. Функционирование единой информационной системы ведет к созданию эффективного механизма управления, который охватывает различные процессы, в том числе процесс планирования (бюджетирования) производственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли.

1.2 Краткий обзор процесса управления рисками

Учитывая важность учета в функционировании информационной системы, следует отметить его роль как основного и достоверного источника информации с целью обеспечения всех функций управления ОПО. Для сохранения трудового потенциала и избежание лишних потерь, связанных с профессиональных травмами и заболеваниями, Международная организация стандартизации (ISO) помогает предприятиям выявлять опасности, разработав для этого стандарты по риск-менеджменту серии ISO, которые могут применяться в организациях всех видов независимо от форм собственности, видов деятельности и объемов производства.

В Европейском Союзе риск-ориентированный подход закреплен статьями 2, 3 Европейской социальной хартии (пересмотренной), а также так называемой «рамочной» Директивой № 89/391/ЕЭС Совета по установлению мер поощрения улучшения охраны здоровья и безопасности труда работников. Ради установления социальной справедливости, соблюдения международных признанных прав человека и прав в сфере труда Россия ратифицировала более 170 конвенций, в том числе 8 фундаментальных. Но для того, чтобы преодолеть проблемы нарушений в сфере охраны труда и улучшить бизнес-климат в РФ, следует внедрять системы контроля и обучения использования систем контроля.

Определение и оценка производственных рисков предотвратит возникновение опасных ситуаций, случаев травматизма и профессиональных заболеваний, что обеспечит сохранение здоровья и жизни рабочих и благополучия всего предприятия. Но только стратегия, направленная на риск-менеджмент, даст возможность определить для предприятия именно те риски, которые потенциально способны вызвать серьезные негативные последствия.

Наиболее весомым является стандарт ИЕС / ISO 31010: 2013 «Управление риском. Методы общей оценки риска». Этот стандарт описывает принципы выбора метода общей оценки рисков, которые можно определять по изменениям степеней глубины и подробности, используя один или несколько методов - от самых простых до самых сложных. Стандарт описывает 31 метод исследования рисков, которые в общем можно сгруппировать по содержанию:

1. Креативные (мозговой штурм; метод Делфи; структурированное или полуструктурированное интервью).
2. Анализ сценариев анализ причин и последствий; анализ дерева отказов; анализ дерева событий; анализ сценариев; дерево решений; анализ уровня защиты; анализ риска для окружающей среды).
3. Анализ индикаторов (чек-листы; CIRS; CBRM).
4. Функциональный анализ (FMEA; анализ опасностей; HAZOR; HACCP; анализ человеческой надежности).
5. Статистические методы анализа (FN крив; анализ Маркова, метод Монте-Карло; статистика Бейса и сети Бейса).

Основной целью создания системы управления охраной труда на предприятии является сохранение жизни и профессионального здоровья работника. Эта цель достигается путем разработки и внедрения целого комплекса мер правовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, социально-экономических и лечебно-профилактических мероприятий и средств [91, 92, 93]. Однако достижение желаемого результата, то есть максимальная эффективность этих мер и средств, в первую очередь зависит от правильности, точности и объективности проведения процесса идентификации потенциальных опасностей и

оценки возможных профессиональных рисков.

Согласно статистическим данным, первое место (из общего количества) среди причин возникновения случаев производственного травматизма как в РФ, так и в развитых странах мира занимают организационные причины, прежде всего, неисполнение или ненадлежащее исполнение работником инструкций и требований по охране труда. Такие данные по странам практически соотносимыми и составляют в среднем 55-70 % от общего количества травмированных [66]. Похожая ситуация наблюдается и с причинами возникновения профзаболеваний, основными из которых являются несовершенство и умышленное пренебрежение работниками средств индивидуальной защиты, а также нарушение правил охраны труда и режимов труда и отдыха[110].

Второе место принадлежит психофизиологическим причинам (в среднем 20 % от общей количества), самыми частыми из которых являются личная неосторожность потерпевшего, а также противоправные действия третьих лиц, вызвавшие травмы или смерть. Необходимо заметить, что такие случаи со временем становятся все более распространенными, даже в развитых странах с относительно высоким и устойчивым уровнем жизни. Например, в США убийство на рабочем месте является основной причиной летальных случаев на производстве среди женщин и третьим среди мужчин.

Основными событиями, которые приводят к несчастным случаям на производстве как в России, так и других странах мира является падение потерпевшего, дорожно-транспортные происшествия на дорогах общего пользования, падение, обрушение и обрушение материалов, грунта, породы и т. п.. Таким образом в любых причинах возникновения производственного травматизма и профзаболеваний, а также в событиях, которые к ним привели, прослеживается, прежде всего, вина и работника, и работодателя, которые сознательно или бессознательно нарушали требования нормативно-правовых актов по охране труда по созданию здоровых, безопасных и комфортных условий труда. Но, несмотря на то, чья ошибка или халатность, или противоправные действия стали причиной травмы, профзаболевания или гибели работника, разумеется является то,

что они напрямую связаны с действием (сознательной, бессознательной, ложной) человека, то есть с влиянием «человеческого фактора».

Другими словами, вышеприведенные статистические данные и предыдущие исследования свидетельствуют о том, что уровень безопасности функционирования эргатической системы (в данном случае количество случаев производственного травматизма, профзаболеваний) в первую очередь связан с таким фактором неопределенности как «человеческий фактор», который по своей природе является стохастическим, то есть трудно поддающийся точной оценке и прогнозированию.

Однако возникает вопрос, почему несмотря на то, что и в отечественном законодательстве, и в законодательстве развитых стран прямо прописано требование проведения оценки профессиональных рисков на всех стадиях жизненного цикла эргатической системы (проектирование, функционирование и тому подобное) и постоянного многоступенчатого мониторинга и управления ими, структура причин возникновения несчастных случаев является довольно постоянной, а сами случаи – возможными. Ответ на этот вопрос, по нашему мнению, необходимо искать в плоскости двух взаимосвязанных направлений:

1. Несовершенства существующих методов и отсутствия единого относительно простого, универсального и математически обоснованного метода оценки профессиональных рисков (с учетом влияния «человеческого» и внешних факторов).

2. Неэффективности системы мониторинга и управления профессиональными рисками на предприятиях.

Однако до сих пор остается не решена проблема создания единого универсального, относительно простого методического подхода и соответственно метода, который можно было бы применять на практике для комплексной оценки профессиональных рисков в рамках системы управления охраной труда на любом предприятии, независимо от вида его хозяйственной деятельности.

Обеспечение безопасных и безвредных условий труда является важным фактором организации переработки сырья и промышленного производства с целью

минимизации вредных последствий возможных аварий и чрезвычайных ситуаций.

С целью повышения соответствия условий труда международным требованиям в РФ постепенно внедряются системы управления производством серии ISO. Одним из ключевых методов внедрения мониторинга потенциальных опасностей в системах менеджмента промышленной безопасности и охраны труда является метод HAZOP [45].

Анализ эксплуатационной безопасности и работоспособности (HAZOP) основан на теории, которая предполагает, что случаи риска являются следствием отклонения от запланированных или рабочих параметров. На каждом предприятии промышленности, при отсутствии или нехватки статистических данных о рисках предлагается идентифицировать и регистрировать возможные риски.

Последовательность выполнения процедуры обнаружения опасностей в системе HAZOP базируется на первоочередном выделении комбинаций технологических параметров процесса (например: «давление», «температура», «скорость» и тому подобное) и использовании ключевых управляющих слов («да», «нет», «слишком рано», «слишком», «более», «менее» и др), которые позволяют исследовать и выявить возможные изменения (отклонения) элементов системы от нормального режима работы. Такие ключевые слова применяют:

- для физических свойств процесса или материала;
- для физических условий;
- для явлений и их источников;
- для аспекта функционирования.

Каждое управляющее слово имеет свое значение при определении отклонений. Внедрение лучших мировых практик в интегрированные системы управления предприятий пищевой промышленности на основе международных стандартов по менеджменту риска создаст безопасные условия труда, снизит риски возникновения несчастных случаев, аварий и аварийных ситуаций, сократив таким образом расходы предприятия, и позволит работникам почувствовать, что их потребности в профессиональной безопасности учитываются.

Методика идентификации и реестра рисков HAZOP предоставляет

возможность определить опасности как на стадии проектирования процесса, системы или элемента, так и в непрерывном процессе изготовления продукции [88, 85]. По этой методике легко определить новые параметры отклонения и последствия в случае изменения оборудования, технологии или элемента системы путем дополнения контрольного листа со сборкой матрицы отклонений.

Рядом с положительными сторонами методики хотелось бы отметить и негативные стороны, которые возникают при разработке таких матриц опасностей, — это слишком трудоемкий процесс и избыточное количество сценариев развития и последствий возникновения опасностей.

На нефтеперерабатывающем предприятии основной потенциальной опасностью является взрыв топливной смеси с последующим возгоранием вследствие превышения концентрации газа в воздухе рабочей зоны и в случае возникновения искры в оборудовании. Руководствуясь принципами метода HAZOP, путем решения данной потенциальной опасности является установление металломагнитных уловителей в критических точках технологического процесса руководящие слова: большее количество, большая мощность, установка температурных датчиков (больше), настройка системы аспирации (увеличение мощности вентилятора и фильтрующей поверхности), обеспечение своевременного перемещения нефтепродуктов и отходов соответственно технологического процесса с целью недопущения накопления массы и тому подобное.

Использование метода HAZOP позволяет своевременно адекватно оценивать и снижать риски, что обеспечит повышение эффективности прохождения технологического процесса с точки зрения безопасности. Современное состояние безопасности жизнедеятельности в России возможно охарактеризовать как неудовлетворительный [60].

Отсутствие централизованного государственного финансирования, экономическая нестабильность, техническая отсталость оборудования и другие показатели не позволяют поддерживать на необходимом современном уровне безопасность человека как на производстве, так и в быту. Статистические данные

о влиянии на человека разнообразных опасностей, указывают на постоянный рост уровня травматизма, аварий и катастроф, рост материального ущерба.

Таким образом, многообразие вышеупомянутых методов и моделей дает возможность проводить анализ риска на всех стадиях существования объекта, начиная с планирования и организации работ и заканчивая выводом его из эксплуатации. Принятие своевременных управленческих решений требует оперативной аналитической информации, определяет необходимость создания в рамках единой информационной системы подсистемы учета рисков, с помощью которой менеджеры всех уровней управления обеспечиваются необходимой информацией для принятия решений.[43] Следует отметить, что в условиях единой информационной системы наиболее полно реализуется взаимосвязь учета с другими функциями управления. Исходя из изложенного, к единой информационной системе предъявляются следующие требования:

- обеспечение комплексного и системного подхода к обработке информации, то есть изменение в одном модуле должно вызывать изменение в другом модуле;
- все процессы получения и обработки информации должны быть автоматизированы;
- получение менеджерами различных иерархических уровней управления необходимой оперативной, аналитической информацией для принятия решений [63].

Природа процесса управления для органа управления ОПО кардинально меняется при возникновении уже не локального, а общесистемного кризиса для ОПО. От такого момента процесс штатного управления разрушается полностью. Единственным адекватным решением в такой ситуации является осуществление управления средствами пожарной защиты с уровня ОПО, выдвигающего требования к формированию базы знаний для реализации всех возможностей [65, 97].

Сложность задачи определения условий комплексности при исследовании процесса управления пожарной безопасности обусловлена тем, что поведение открытых сложных систем, состоящих из неоднородных компонентов, их

пространственно-временную структуру, определяют связи, связывающие их между собой[41]. В целом структуру системы можно характеризовать количеством возможных состояний и парциальными вероятностями их реализации. Последние флуктуируют во времени, определяя динамические характеристики системы, в том числе их реакцию на процессы и взаимодействие с другими системами. Поэтому, учитывая определенную модель процедур цикла управления ОПО, выполнение условий комплексности в процессах обработки информации для поддержки персонала реализуется через определение набора типовых и эксклюзивных интеллектуальных технологий для их интеграции в единую систему.

В целом можно отметить, что когнитивные нагрузки предложенной символической формы заключается в универсальности символа, который дает возможность сравнивать разноплановые области деятельности объектов класса ОПО. Выбор относительных единиц измерения показателей ситуации (X, Y, Z) дает возможность сравнивать ситуацию в разноплановых базовых процессах функционирования всей базы прецедентов.

С целью обоснования соответствия проектированной модели «дерева прецедентов» как оптимизированной модели обработки информации для ППР по управлению пожарной защитой ОПО, предлагается подход идентификации типов ресурсов на основе балансового метода с использованием требований стратегического управления по классам специальных тренировок. Такие тренировки формируются в курсы тренингов по направлениям деятельности персонала. Так-же необходимо определять периодичность проведения курсов тренингов как для группы обучаемых, так и индивидуально ученику.

Требования стратегического управления содержат интерпретации основных сроков, концептуальные основы к формированию приоритетов операций и многостраничные опросные таблицы для экспертов, на основе которых строится вывод относительно достоверности эффективности миссии по методике DOTMLPF [56].

Таблица 1 - Требования стратегического управления DOTMLPF для дерева прецедентов ОПО

Литера /Термин	Перевод	Определение
D – Doctrine	Доктрина	Принципы достижения целей. Содержат нормативные документы, которыми пользуется предприятие для достижения целей
O – Organization	Организация	Организационная структура системы, связи и полномочия
T – Training	Обучение	Обучение персонала, повышение квалификации
M – Materiel	Материальная база	Все материальные ресурсы системы, их состояние и степень использования, кроме недвижимого имущества. В рамках обеспечения противопожарной системы – все оборудование, которое дает возможность предотвратить пожар или взрыв
L – Leadership	Руководство	Способность руководства влиять на персонал с целью четкого обеспечения выполнения решений
P – Personnel	Персонал	Сотрудники, которые обеспечивают функционирование системы
F – Facilities	Недвижимость, возможности	Дома и сооружения, которые предназначены для обеспечения функционирования системы

Кроме указанного, существуют модифицированные требования DOTMLPF-P для отдельных миссий, где P (Policy) – политика относительно населения и естественного среды.

Для формирования подхода за требованиями DOTMLPF-P предлагается все необходимые для анализа типы ресурсов определять по паспорту объекта, созданного на основе плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС), сориентированного на обеспечения защиты с помощью противопожарных средств [106]. В этом случае актуальной является задача представления формального критерия оценки баланса ресурсов X , выполнение регламентных процедур Y , реализации полномочий персонала Z и времени выполнения действий T для каждого кода прецедента, что предлагается в виде алгоритма.

Алгоритмы возможного развития событий и путей локализации и ликвидации

ситуации в случае ее возникновения на объекте приводятся в карточках событий ПЛАС ОПО. Предложенный подход к проверке соответствия требованиям DOTMLPF-P (Таблица 2) позволяет осуществлять обоснование оценок экспертов относительно соответствия модели каждого кода прецедентов нуждам предприятия и окружающей среды.

Таблица 2 - Представление подхода к проверке на соответствие моделей по требованиям DOTMLPF-P [10]

№	Литера	Название и содержание процедур и операций	Формализованное представление
1	D, O, L	Расчеты времени выполнения локализации или ликвидации на каждом уровне защите системы в случае гипотетической аварии по коду	Срок действий определяют нормативные документы и письменные и устные распоряжения, в которых сформулированы четкие задачи
1.1	D	Когда должен быть достигнут результат	$T = t + \Delta t$
1.2	O	Сколько есть времени на организацию действий	$(\Delta t \geq t_1 + t_2 + \dots + t_n)$
1.3	L	Сколько есть времени на принятие решения	$(t_1 + t_2 + t_3)$
1.4	O	Как оптимально распределить время	$(t_1 + t_2 + t_3) \rightarrow opt$
2	D, M, P, P-2	Осознание задачи (каждого уровня системы защиты) в случае гипотетической аварии по коду	Информационную основу составляет документ (приказ, директива, распоряжение) ОНР высшего уровня.
2.1	D	Какими являются цель действий (F), ресурсы (x), РО (y), полномочия для их реализации (z), временные ограничения ($t + \Delta t$) – то есть, достаточно ли установленных средств, учтены ли все особенности как установки средств, так и самого объекта, для преодоления аварии, которая анализируется	$F = f(x, y, z, t + \Delta t)$
2.2	P	Место и роль персонала и объекта в задаче локализации и ликвидации ситуации	$y; z$
2.3	M	Какой ресурс средств (автоматических, автоматизированных, управляемых персоналом) определен для действий по выполнению задачи по коду	x

Продолжение Таблицы 2

№	Литера	Название и содержание процедур и операций	Формализованное представление
2.4	М	Каким дополнительным ресурсом поддержат действия в аварийной ситуации из локализации и ликвидации данной ситуации	$(x+\Delta x); (e+\Delta y)$
2.5	М	Кто, как и каким ресурсом поддержит аварийный план работ в случае развития ситуации	$(x-\Delta x); (e-\Delta y)$
2.6	P-2	Что означает для конкретного уровня противопожарной системы «эффективная локализация»	$\{F''(x,y,z,t)\}$
3	М, F	Оценка обстановки с момента задействования любого уровня противопожарной системы в случае гипотетической аварии по коду	Информационную основу составляют данные мониторинга объекта, среды, процессов взаимодействия
3.1	М	Какие есть системные ограничения на развитии событий относительно ресурсов противопожарной системы относительно состояния объекта	$X(t); Y(t); Z(t) \rightarrow opt$
3.2	F	Какие есть системные ограничения на масштабе текущего функционирования противопожарной системы	$x(t); y(t); z(t) \rightarrow opt$
4	D, O	Формулирование плана действий относительно локализации и ликвидации аварийной ситуации в случае гипотетической аварии по каждому коду	Генерирование концепции личного решения в случае гипотетической аварии
4.1	D	Цель действий противопожарной системы за определенной от Масс задачам	$F = f(x,y,z, t+\Delta t)$
4.2	O	Структурная организация подразделов, ресурсов и регламента их применение для реализации задачи из локализации и ликвидации аварийной ситуации	$x; y; z; (t+\Delta t)$
5	L, P, P-2	Формулирование акта по итогам локализации и ликвидации гипотетической аварии по коду	Анализ, синтез, оценка ситуации, разработка рекомендации относительно недопущения повторения

Продолжение Таблицы 2

№	Литера	Название и содержание процедур и операций	Формализованное представление
5.1	L	Выводы по оценке обстановки относительно локализации и ликвидации аварии	$x(t); y(t); z(t)$. Ограничение суточные, сезонные, погодные, технологические и т.п.
5.2	P	Роль и место МiС в решении задачи Масс по локализации и ликвидации аварии	Импульсные вибухопожежні средства $\{F'(x,y,z,t)\}$
5.3	L	План реализации задачи для противопожарной системы	$\{F''(x,y,z,t)\}$
5.4	P-2	Задачи подразделам при задействии противопожарной системы: - относительно достижения цели объекта; - относительно взаимодействия с другими объектами и средой и соблюдение экобаланса	$F(x,y,z)=F_1++F_2+...+F_i+...+F_k$ $F(x\pm\Delta x; y\pm\Delta t; z\pm\Delta z; t+\Delta t) =$ $= F_1+ F_2+...+F_i+...+F_k$ $\{F''(x,y,z,t)\} (opt$
5.5	P	Регламент управления выполнением задачи при задействовании противопожарной системы: - иерархия и регламент администрирования; - иерархия и регламент мониторинга	$\{F'''(x,y,z,t)\} ynp \rightarrow opt$
5.6	P	Оценка регламента персонала в случае полного ручного управления противопожарной защитой	$\{F''(x,y,z,t)\} \rightarrow opt$
5.7	L	Концепция дальнейших действий	$\{F''''(x,y,z,t)\}$
6	O, M	Взаимное информирование относительно реализации действий в случае гипотетической аварии по коду	Обеспечение соответствия критериям своевременности, полноты и достоверности информации
6.1	O	Информирование о реализации задачи из обеспечения противопожарной защиты	$\{F''(x,y,z,t)\} = \{F''''(x,y,z,t)\}$
6.2	M	Информирование о затрате ресурсов, нарушениях регламента, нарушения полномочий, превышения лимита времени по отношению к плану (приказу) при использовании многоплановой защиты на разных уровнях.	$(x,y,z, t+\Delta t)'' = (x,y,z, t+\Delta t)''''$
7	O, L	Оценка ситуации в случае гипотетической аварии А, В или С	Реализация ответственности за выполнения задачи и по сохранению устойчивости МiС с помощью импульсных средств многоплановой защиты

Продолжение Таблицы 2

№	Литера	Название и содержание процедур и операций	Формализованное представление
7.1	L	Оценка устойчивости системы реализации задачи при полном ручном управлении	$(x,y,z, t+\Delta t)' = (x,y,z, t+\Delta t)'' = (x,y,z, t+\Delta t)''' \rightarrow opt$
7.2	O	Оценка достижения цели действий по обеспечению противопожарной защиты на разных уровнях	$\{F'(x,y,z,t)\} = \{F''(x,y,z,t)\} = \{F'''(x,y,z,t)\} (opt$
8	T, M	Анализ эффективности действий в случае гипотетической аварии по коду	Реализация аналитических полномочий в случае в случае ликвидации гипотетической аварии с помощью противопожарной защиты
8.1	T	Анализ качества реализации полномочий во время локализации и ликвидации ситуации	$\{F'(x,y,z,t)\} = \{F''(x,y,z,t)\} = \{F'''(x,y,z,t)\}$
8.2	M	Анализ экономии ресурса, времени при использовании техники противопожарной защиты	$(x,y,z, t+\Delta t)' = (x,y,z, t+\Delta t)'' = (x,y,z, t+\Delta t)'''$
9	O, T, M, P	Подготовка отчета относительно гипотетической аварии	Реализация требований Масс к отчету
9.1	O	Отчет о состоянии реализации задачи по локализации гипотетической аварии	$\{F'(x,y,z,t)\} = \{F'''(x,y,z,t)\}$
9.2	P	Отчет о состоянии реализации решений по плану по завершению задачи	$(x,y,z, t+\Delta t)' = (x,y,z, t+\Delta t)'''$
9.3	T	Нужды в усовершенствовании полномочий пожарной охраны	$\{F'(x,y,z,t)\} \rightarrow opt$
9.4	M	Нужды в усовершенствовании ресурсной базы, регламента, квалификации пожарной охраны	$(x,y,z, t+\Delta t)' \rightarrow opt$

Также следует отметить, что применение третьего – ситуационного (в условиях возможных масштабов кризиса) – уровня обработки информации для ППР из управления противопожарной защитой, требует некоторого углубления в предложенном подходе к проверкам. Это обусловлено тем, что на этом этапе формализованных вариантов решений по полученной информации уже может не существовать, и мотивация человека выступит решающим фактором реализации действий. Мотивация относительно ситуационного управления противопожарной защитой будет достаточной, если в решении на выполнение действия по каждому коду прецедента будет определена информация относительно:

– цели $F=f(x,y,z, t+\Delta t)$ и отдельных задач за аспектами сложного действия

$$F(x,y,z,)=F_1+ F_2+ \dots +F_i+ \dots +F_k;$$

– достаточности ресурсов, их структурной организации

$$(x=x_1+x_2+\dots +x_i+\dots +x_k);$$

– достаточности полномочий для осуществления действий в поле полномочий

$$M_iC (z=z_1+z_2+\dots +z_i+\dots +z_k);$$

– определенности регламента функционирования

$$(v=v_1+v_2+\dots +y_i+\dots +y_k);$$

– определенности временных (пространственных) ограничений

$$(t+\Delta t).$$

Тогда подход к проверке на соответствие модели противопожарной защиты нуждам ОПО по каждому коду прецедента должны содержать такой обязательный раздел (Таблица 3).

Таблица 3 - Углубление подхода к проверке в режиме кризисного управления

№	Литера	Название и содержание процедур и операций	Формализованное представление (оценка)
1	D	Какой цели надо достичь при привлечении дополнительных сил и средств противопожарной безопасности	$F=f(x,y,z, t+\Delta t)$
2	M	Кто, в какой структурной организации, с каким комплектом ресурсов должен вывести объект из кризиса	$x; z$
3	L	Какие технологии нужно соблюдать в процессе достижения новой цели	$y; (t+\Delta t)$
4	P-2	Как осуществляется взаимодействие с объектами окружающей среды	$F(x\pm\Delta x; y\pm\Delta t; z\pm\Delta z; t+\Delta t)$
5	L	Как может осуществляться управление выводом из кризиса	$\{F''(x,y,z,t)\}_{ynp} \rightarrow \rightarrow opt$
6	P-2	Какие следующие задачи будут полагаться на объект после ликвидации кризиса	$\{F'''(x,y,z,t)\} \rightarrow 0$

Для формирования оценочных значений показателя эффективности управления можно использовать критерий ограничений ресурсов, средств, сил,

времени для каждой категории (или другие существенные критерии ограничений), то есть сравнить, какое решение было принято и какое процентное значения было достигнуто на основе имеющейся информации для обеспечения решения задач предприятия и насколько в целом предприятие, как открытая система, было удержано в состоянии устойчивости, согласно ГОСТ Р 51901.1-2002 [46] (Рисунок 4).

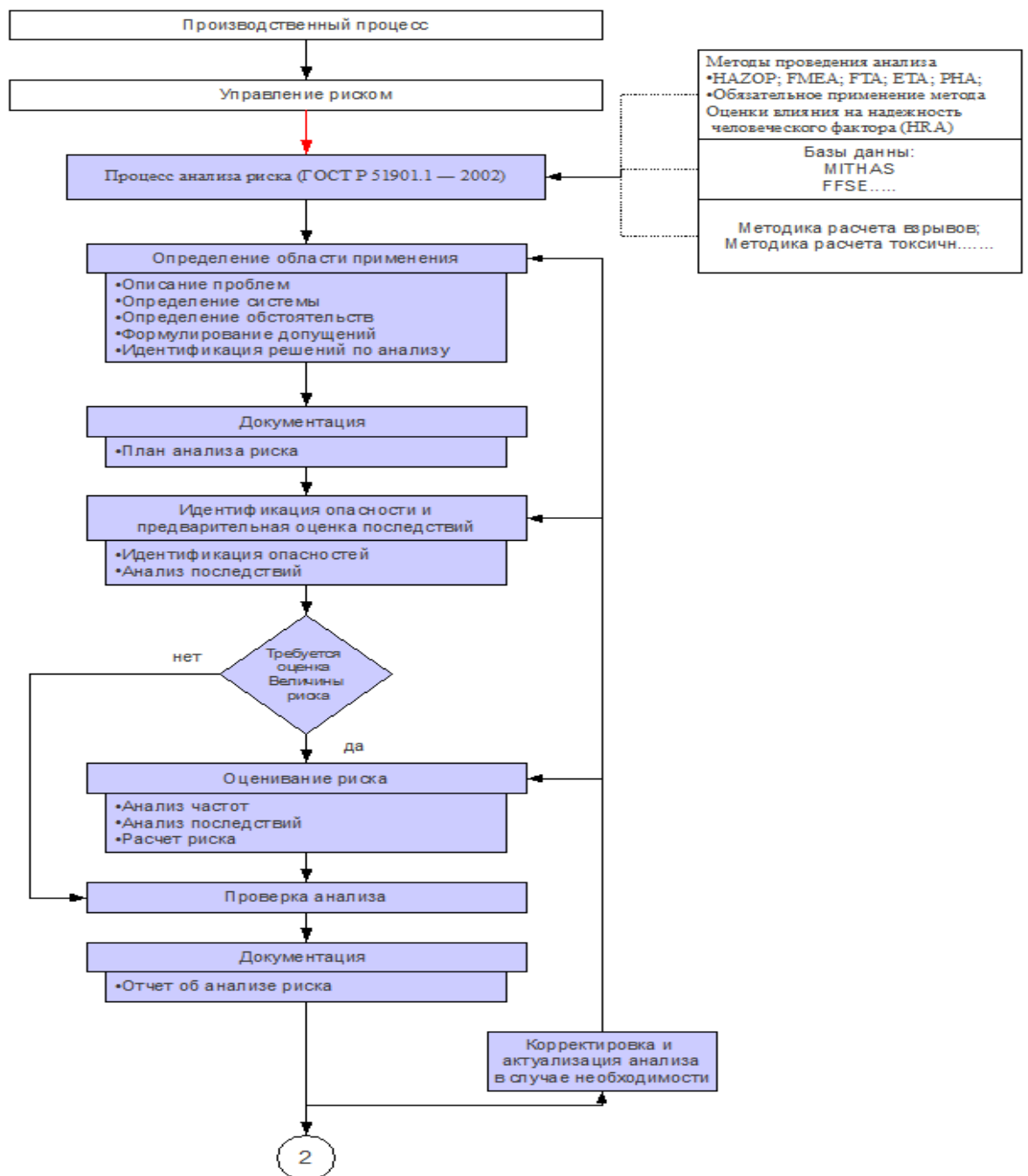
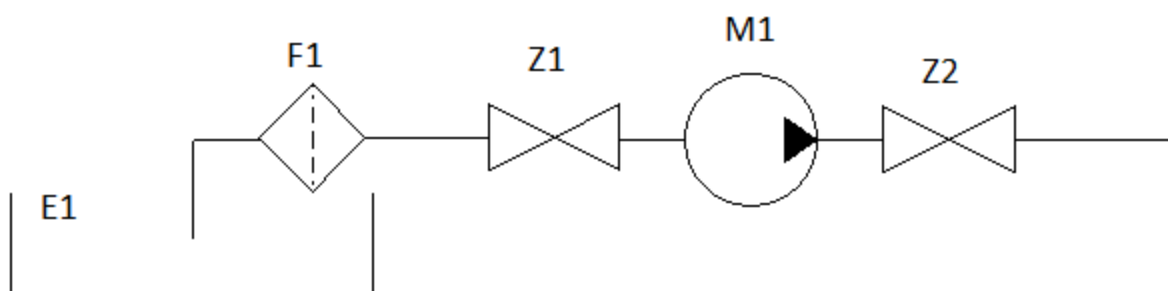


Рисунок 4 - Процесс анализа риска по ГОСТ Р 51901.1-2002

Комплексная система компьютеризации учета рисков безопасности предприятий по ОПО дает необходимую оперативную информацию менеджерам для управления безопасностью предприятий, не требуя существенных изменений технологии учета. Поскольку объектом компьютеризации выступает вся система учета рисков безопасности, то это дает возможность учитывать взаимосвязи между учетом рисков и другими подсистемами. Первоначальным шагом в системе управления рисками является процесс анализа риска (ГОСТ Р 51901.1-2002), который захватывает весь диапазон опасностей, а не только человеческий фактор.

В качестве примера рассмотрим центробежный насос, перекачивающий воду из природных источников. Рассматривая, система ограничивается следующими элементами, Рисунок 5.



Где E1 -это емкость (резервуар), F1-фильтр, Z1 и Z2 – задвижки, M1-насос.

Рисунок 5 - Пример управления рисками: центробежный насос

HAZOP – это инструмент управления, обеспечивающий более структурированный подход к контролю идентифицированных опасных факторов по сравнению с традиционными методами, такими как инспектирование и контроль качества. Использование системы HAZOP позволяет перейти от опробования конечного продукта к разработке превентивных методов. Появление международных стандартов ISO серии 22000 ведет к приближению и установлению эквивалентных (равнозначных) требований к уровню безопасности для всех участников глобализированного рынка.

Правильное внедрение системы HAZOP дает производителю множество преимуществ экономического и управленческого характера:

- применение HAZOP является подтверждением выполнения производителем законодательных и нормативных требований;

- HAZOP свидетельствует о высоком уровне сознания и ответственности производителя перед потребителем;

- HAZOP позволяет предприятиям обеспечить стабильно высокий уровень безопасности и благодаря доверию потребителей в условиях растущей конкуренции сохранить и расширить свою долю на внутреннем рынке;

- введение HAZOP позволяет осуществить расширение экспортных рынков.

HAZOP может интегрироваться в общую систему управления на основе матричного подхода (Рисунок 6), достаточно органично сочетаясь с другими управленческими концепциями – управление качеством (стандарты ISO серии 9000), управление окружающей средой (стандарты ISO серии 14000) и т.д. Основные принципы внедрения HAZOP, а также его принципы отражены в таких международных стандартах, как ISO 22000 как задачи оценки кейса обеспечения безопасности.

		Балл	Вероятность наступления				
			< 10 лет <5%	5<10 лет 5-15%	1 раз в 5 лет 15-35%	1<5 лет 35-50%	< 1год > 50%
			Невероятно	Маловероятно	Возможно	Вероятно	Весьма вероятно
			1	2	3	4	5
Тяжесть последствий	Критическая	5	5	10	15	20	25
	Существенная	4	4	8	12	16	20
	Умеренная	3	3	6	9	12	15
	Несущественная	2	2	4	6	8	10
	Незначительная	1	1	2	3	4	5

Рисунок 6 - Матрица для оценки профессионального риска по подходу CASE

В основе метода исследования HAZOP лежит «экспертиза управляющего слова», которая является целенаправленным поиском отклонений от целей проекта группой HAZOP, роль и функции членов которой изображены на Рисунок 7. Систему разделяют на части, определяя для каждой из них свою цель. Размер части

выбирают в зависимости от сложности системы и серьезности опасности. При проведении экспертизы сложных систем или систем, составляющих повышенную опасность, их нужно разделять на самые маленькие части. Прочие системы разделяют на большие части, потому что это ускоряет проведение исследования.



Рисунок 7 - Роли и функции членов HAZOP

Для идентификации опасностей по стандарту HAZOP, не учитываемых ранее при проведении анализа, должны применяться формальные методы (Рисунки 8-9).

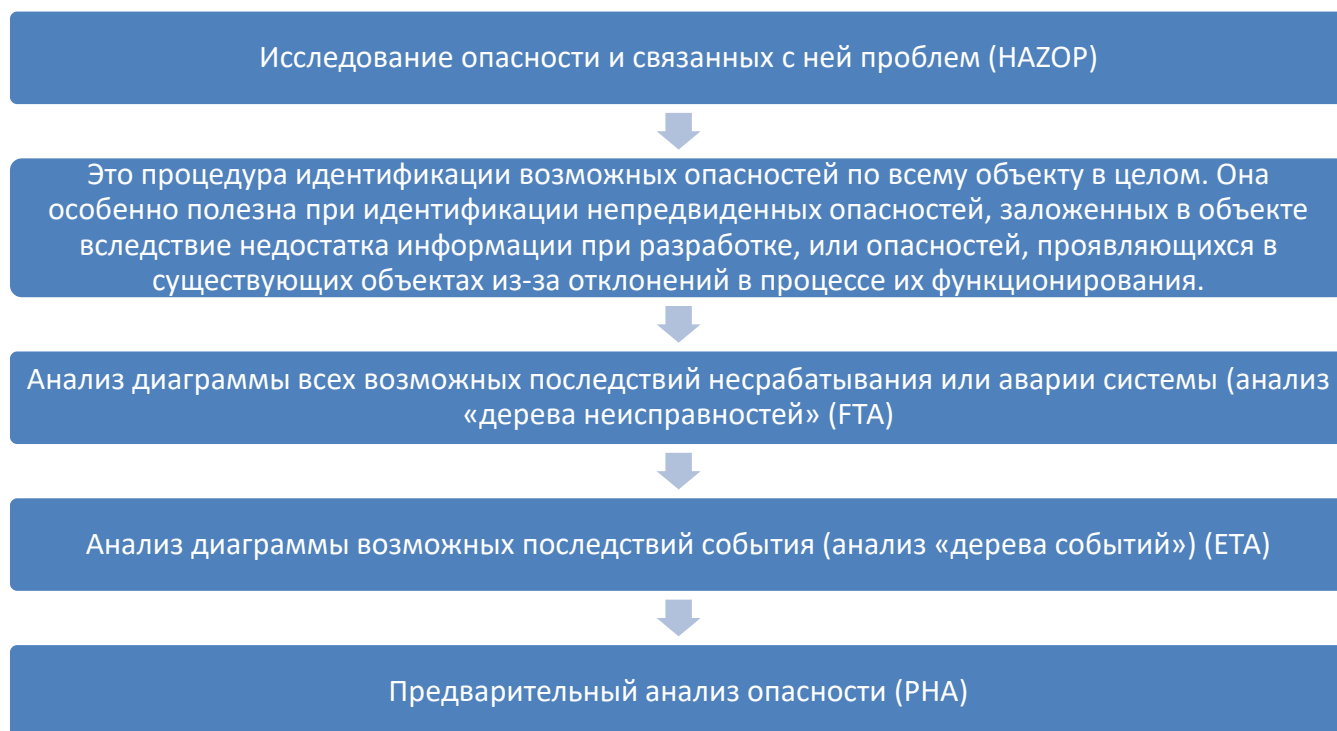


Рисунок 8 - Порядок определения опасностей по процедуре HAZOP (ГОСТ Р 51901.11- 2005 (МЭК 61882:2001)

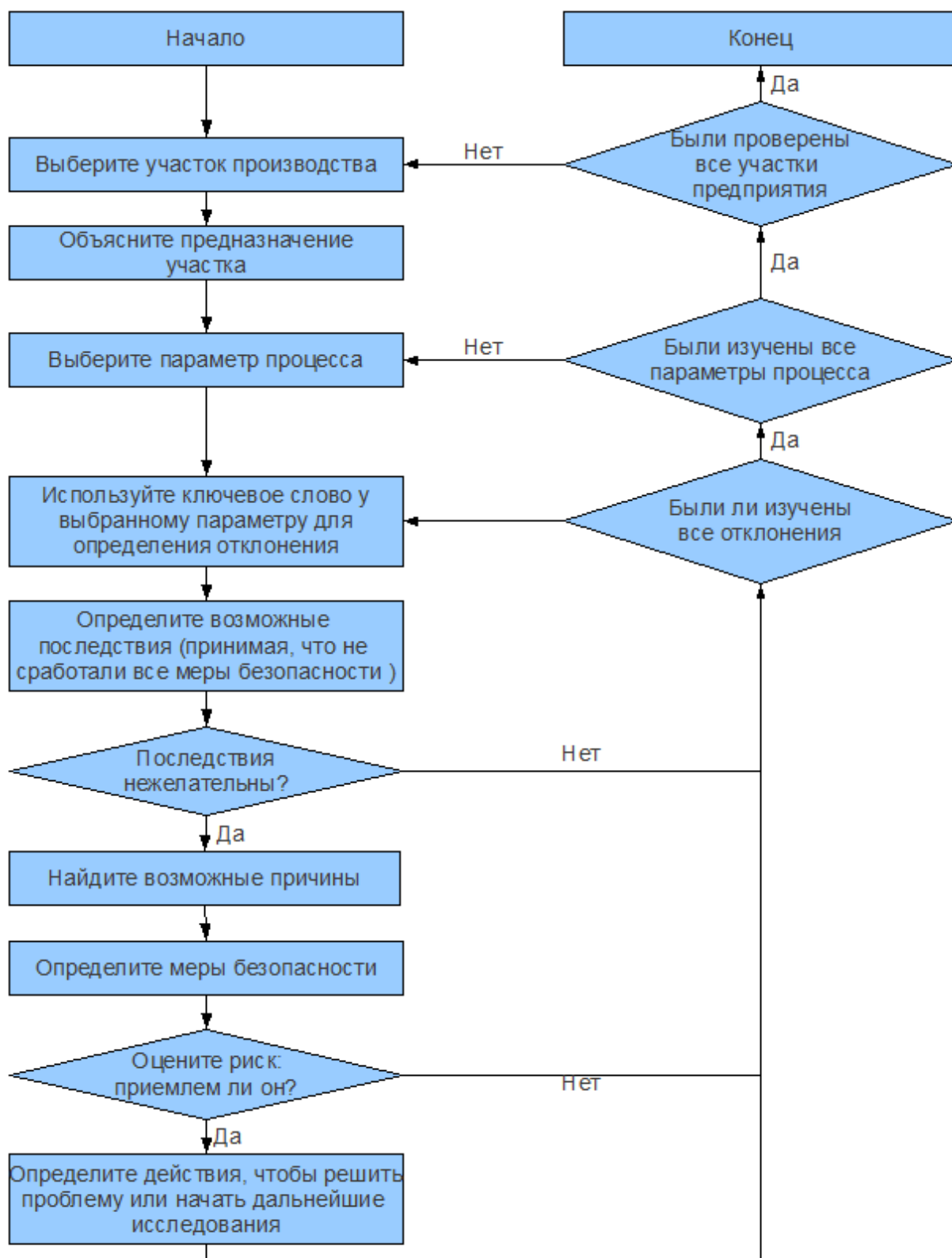


Рисунок 9 - Схема исследовательского процесса HAZOP (из ГОСТ Р 51901.11- 2005)

Более детальный анализ выявленных отклонений и их причин как правило

производится по методикам «дерева неисправностей» (Рисунок 10), «дерева событий» (Рисунок 11) и «влияние человеческого фактора» (Рисунок 12).

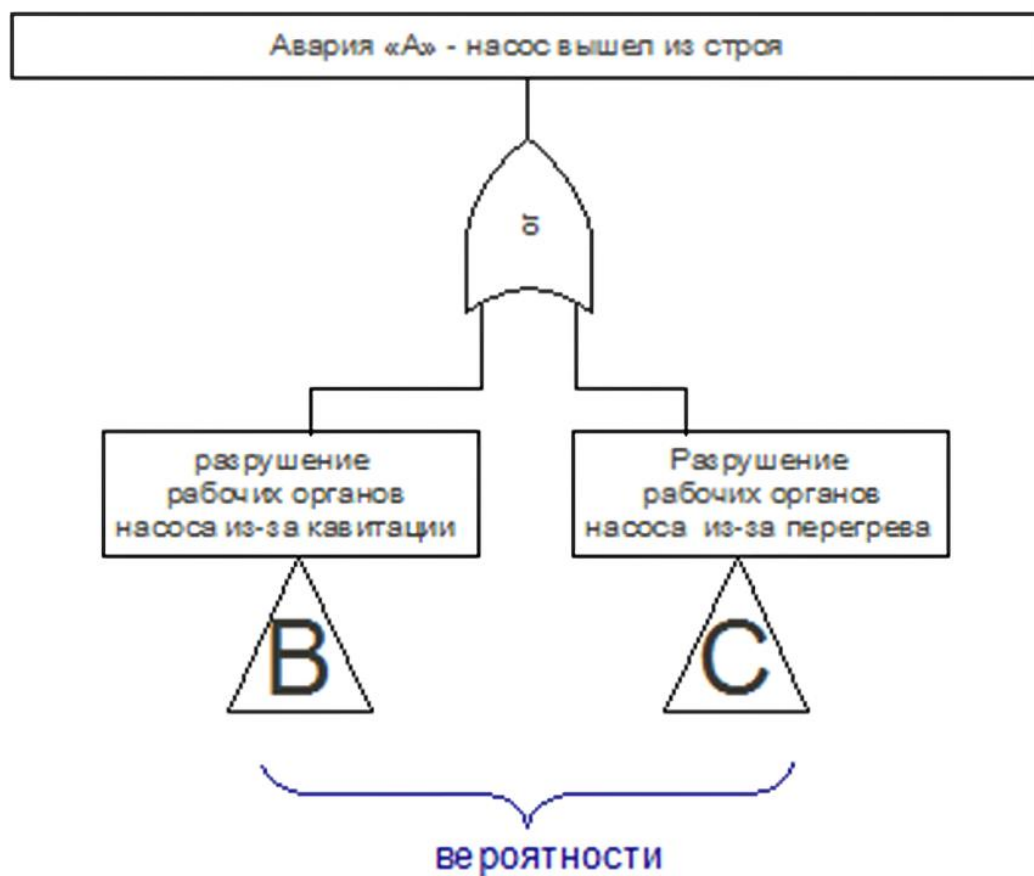


Рисунок 10 - Анализ диаграммы всех возможных последствий несрабатывания или аварии системы (анализ «дерева неисправностей» (FTA))

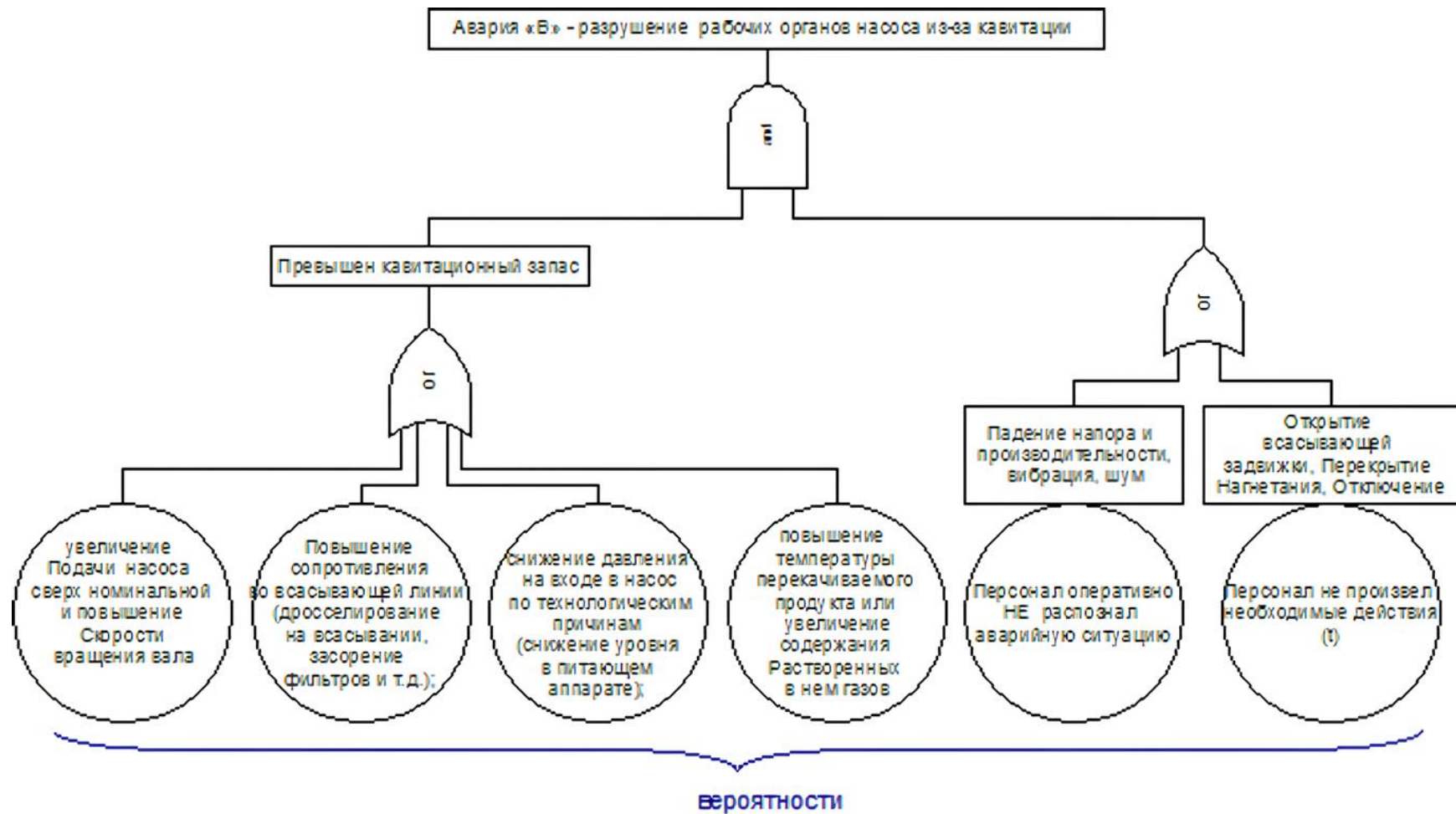


Рисунок 11 - Анализ несрабатывания или аварии системы (анализ «дерева неисправностей») (FTA)

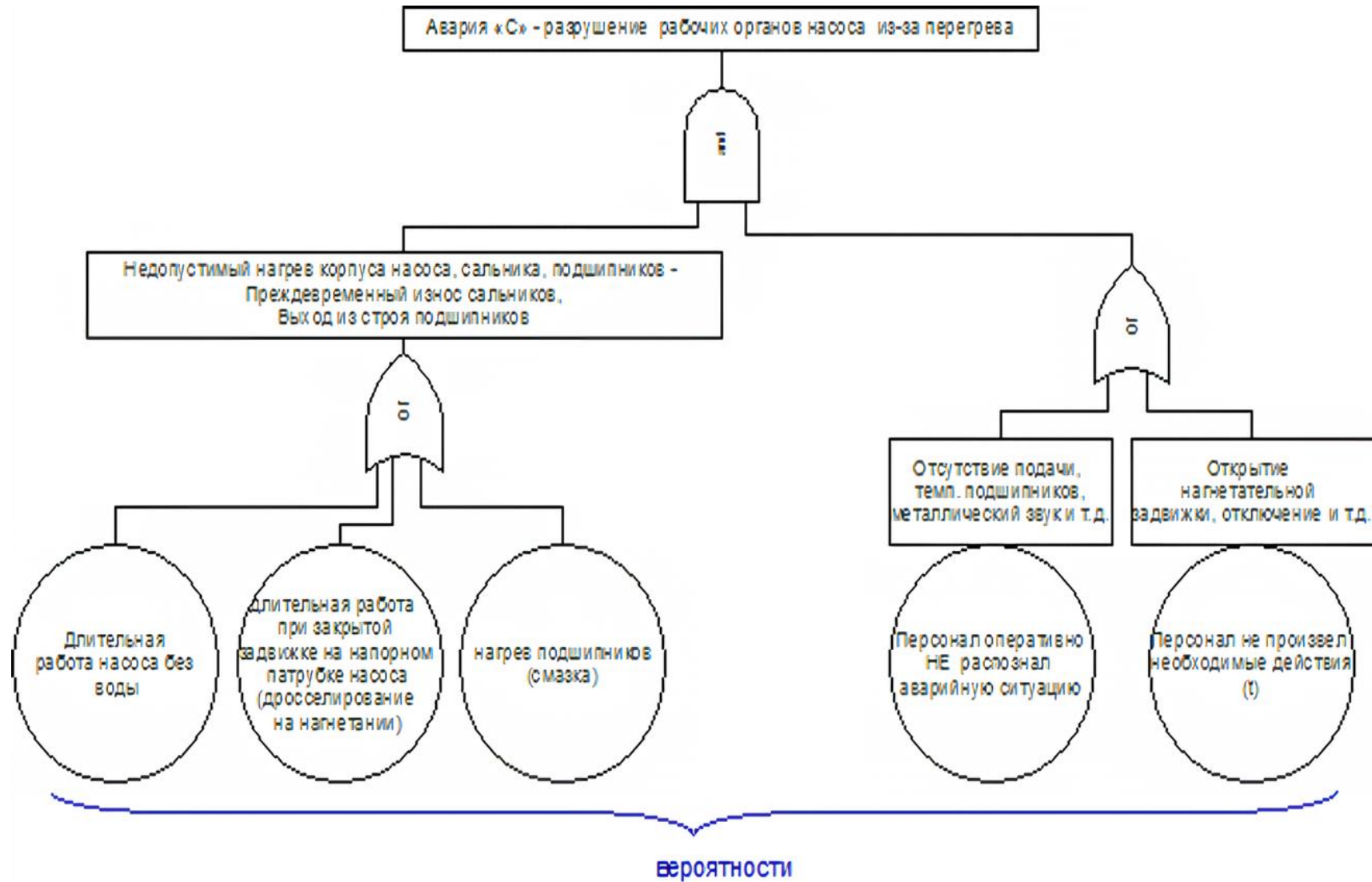


Рисунок 12 - Анализ диаграммы всех возможных последствий несрабатывания или аварии системы (анализ «дерева неисправностей» (FTA)) по ГОСТ Р 51901.13- 2005

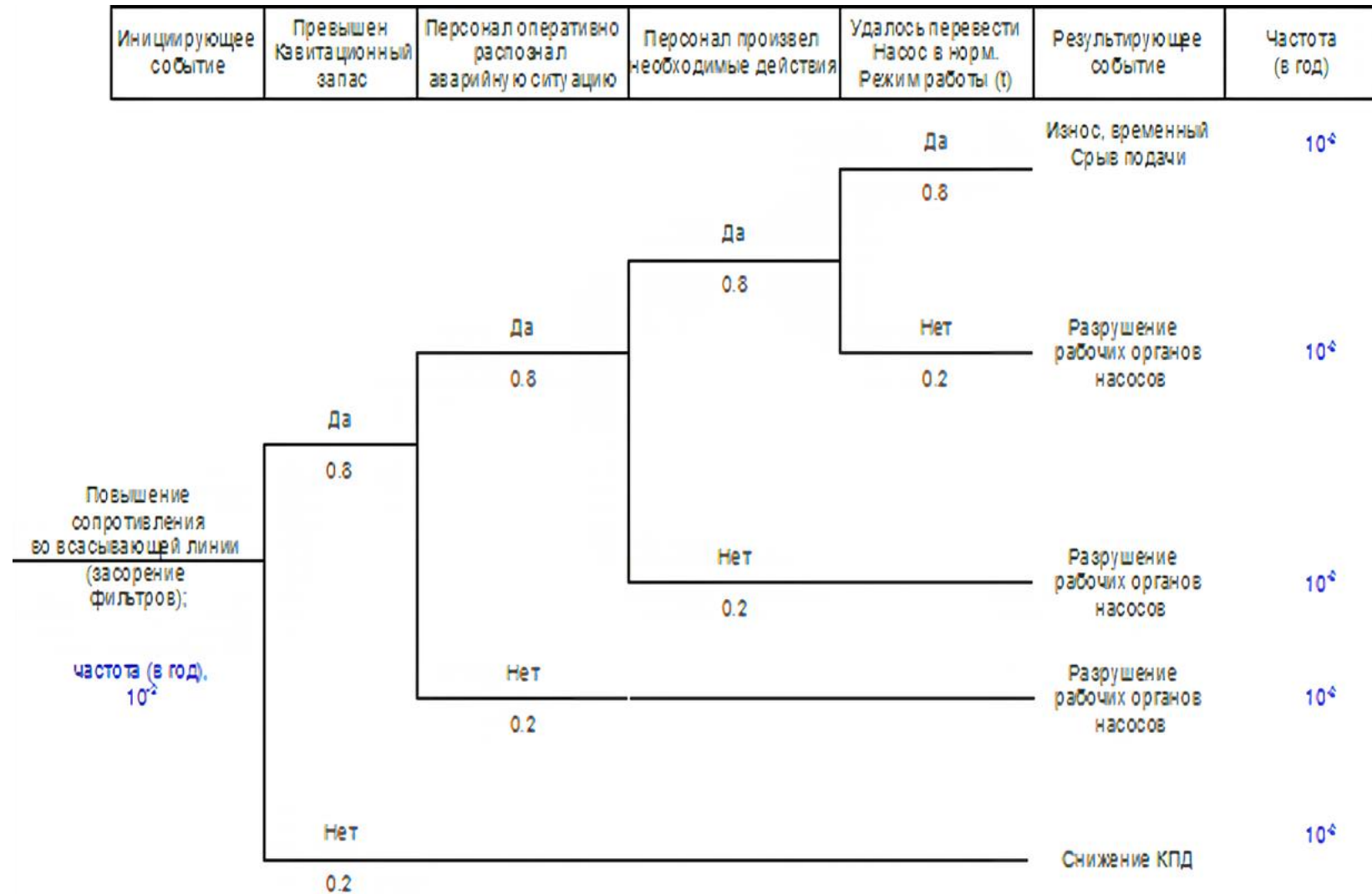


Рисунок 13 - Промежуточные результаты анализа возможных последствий несрабатывания или аварии системы (анализ «дерева неисправностей» (FTA))

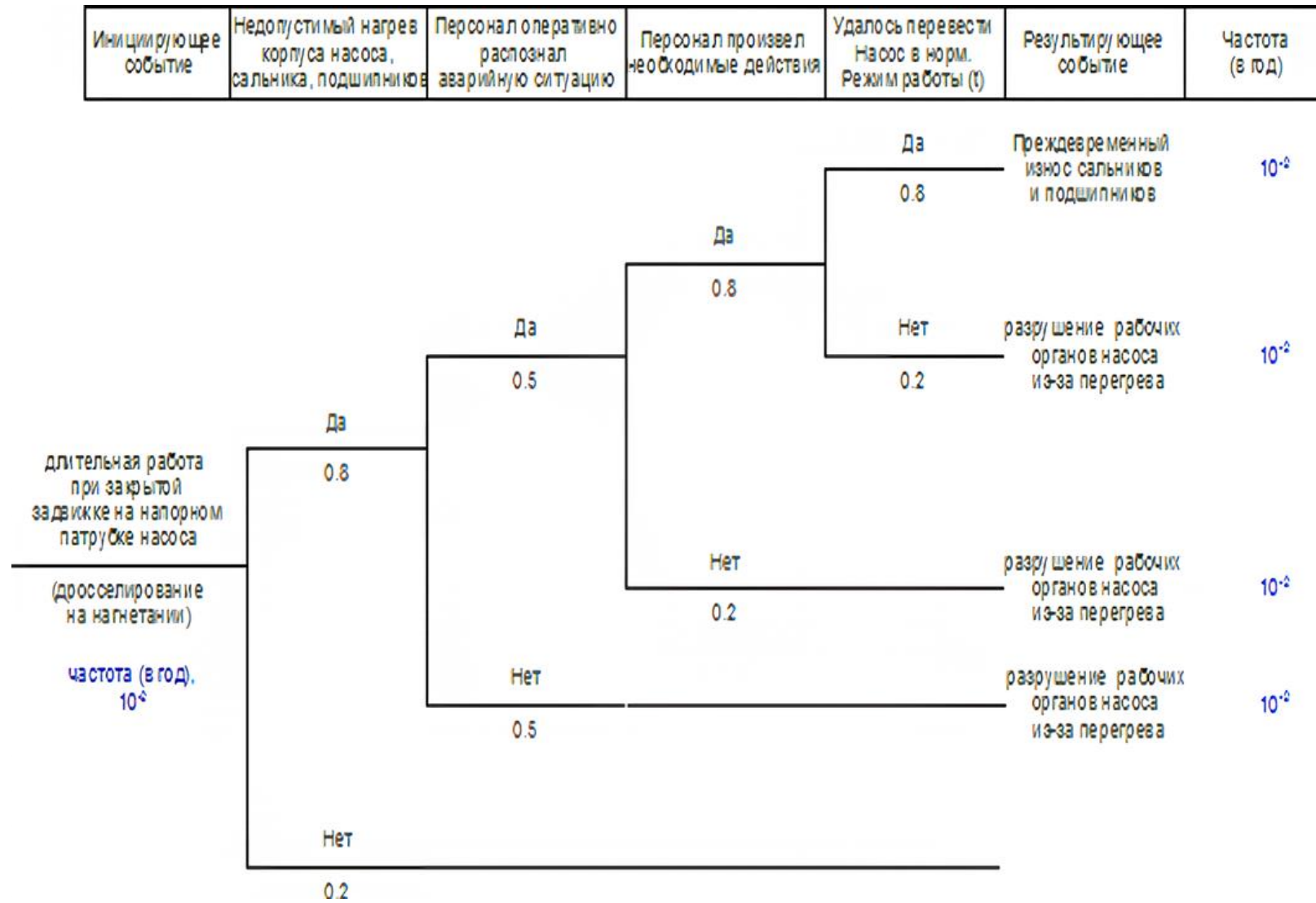


Рисунок 14 - Результаты анализа возможных последствий несрабатывания или аварии системы (анализ «дерева неисправностей» (FTA))

ETA представляет собой индуктивный тип анализа, в котором основным задаваемым вопросом является «что случится, если...?» (Рисунок 13). Он обеспечивает взаимосвязь между функционированием (или отказом) разнообразных смягчающих систем и опасным событием, следующим после того, как происходит единичное инициирующее событие. ETA очень полезен при выявлении событий, которые требуют дальнейшего анализа с использованием FTA (то есть вершины событий «деревьев неисправностей») (Рисунок 14).

HRA. Оценка связана с влиянием человеческого фактора, а именно операторов и обслуживающего персонала, на работу системы и может быть использована для оценки воздействия ошибок персонала на безопасность и производительность. Фактически исследуется процесс деятельности персонала, начиная от выявления инцидента, диагностики, принятия решений, заканчивая выполняемыми действиями.

1.3 Оценка риска

Системный подход заставляет рассматривать сложную систему с позиции последовательной трансформации информации в процедурах цикла управления. Цель существования, целевая функция и формула назначения позиции системы безопасности ОПО формулируется на макроуровне. Для ее адаптации необходимо изменить целевую функцию предприятия, учитывая системные ограничения подразделений и объектов защиты.

Процесс управления рисками реализуется посредством сопоставления результатов анализа риска с критериями допустимого риска. В целом назначение критериев допустимого риска является достаточно сложной задачей, особенно в социальной, экономической и политической областях, и находится вне сферы рассмотрения указанных стандартов. С целью повышения эффективности управления затратами деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности чрезвычайно важна необходимость сосредоточения внимания на

применении информационных систем учета с учетом технологических и организационных особенностей таких предприятий, которые должны обеспечивать своевременное выявление и устранение имеющихся отклонений [95].

Следует также отметить роль одного подразделения в отношении других, учитывая неопределенность, неполноту и недостоверность информации о действиях других подразделений. Определяется суммарный риск негативных последствий от всех возможных источников аварий (элементов ТС) на основе анализа прецедентов (Рисунок 15).

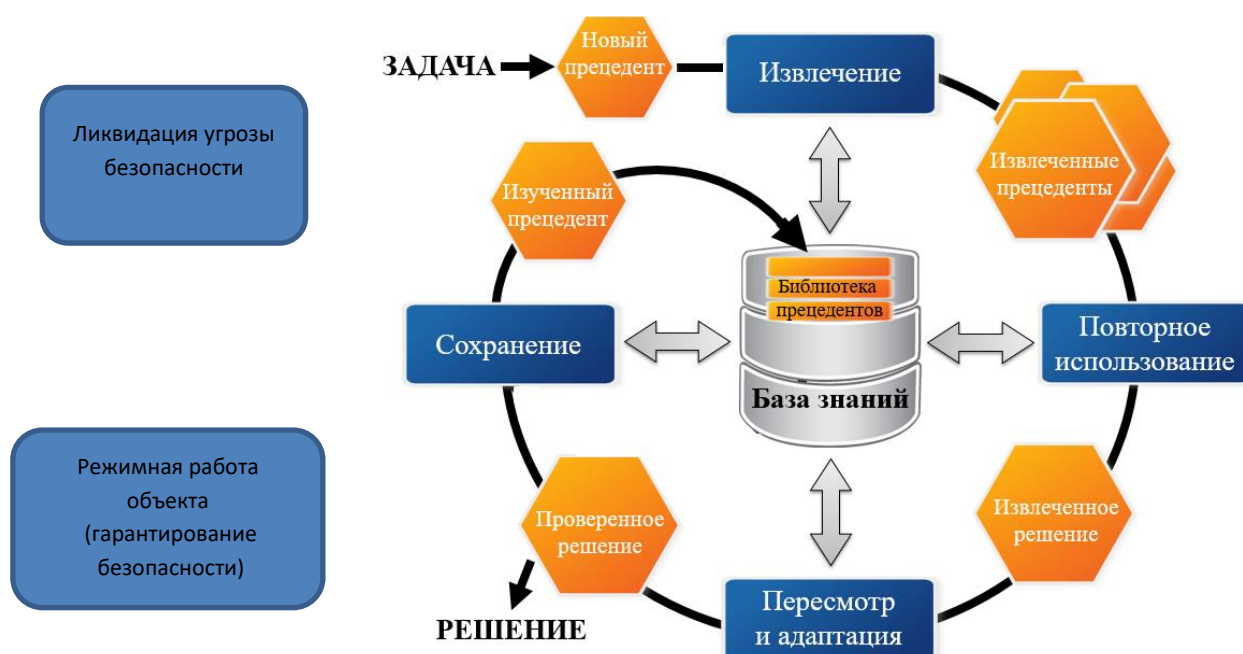


Рисунок 15 - Цикл вывода на основе прецедентов

Но для условий взрывопожарной ситуации цели всех подразделений взаимосвязаны и описываются мультипликативными функциями:

$$[1 + f_{1i1}(x_1; \hat{x}_2; \alpha_1)] = [1 + f_{11i1}(x_1)]^{\gamma^{11i1}} \cdot [1 + f_{12i1}(\hat{x}_2)]^{\gamma^{12i1}} \cdot [1 + f_{13i1}(\alpha^1)]^{\gamma^{13i1}}; i = \overline{1, m}, \quad (1)$$

$$f_{1i1}(x_1; \hat{x}_2; \alpha_1) = \{ [1 + f_{11i1}(x_1)]^{\gamma^{11i1}} \cdot [1 + f_{12i1}(\hat{x}_2)]^{\gamma^{12i1}} \cdot [1 + f_{13i1}(\alpha^1)]^{\gamma^{13i1}} - 1 \}; i = \overline{1, m_1},$$

где x, \hat{x} – аргументы, что обозначают решения несвязанных задач;

γ – параметры события, что происходит.

Это формула разработана в теории неопределенности в высшей математике и при особом подходе может быть использована для оптимизации метода

претендентов как задачи с элементом неопределенности. Эта формула показывает (в развернутом, не матричном способе представления данных) взаимозависимость нескольких ситуаций в процессе принятия решений по одной из них. Такого рода вычисления сегодня являются основной для всех систем, работающих в режиме реального времени.

Рассмотрим специфические условия рассматриваемого объема исследования (пожарная безопасность ОПО) в разрезе классической задачи неопределённости.

Имея в виду, что по своим физическим пониманием функции (f), аргументы (x, \hat{x}) и параметры (γ), которые входят в соотношение (2), в котором α – вектор, удовлетворяют условиям:

$$\begin{aligned} f_{1i1}(x_1; \hat{x}_2; \alpha_1) &\geq 0; f_{1i1}(x_1) \geq 0; x_1 = (x_{1j1} | x_{1j1} \geq 0; j_1 = \overline{1, n_{1j1}}), \\ \hat{x}_2 &= (x_{2j2} | \hat{x}_{2j2} \geq 0; j_2 = \overline{1, n_{2j2}}); \alpha_1 = (\alpha_{1k1} | x_{1r1} \geq 0; k_1 = \overline{1, k_{01}}), \\ \gamma_{11} &= (\gamma_{1i1} | \gamma_{1i1} \geq 0; i_1 = \overline{1, m_1}); \gamma_{12} = (\gamma_{12i1} | \gamma_{12i1} \geq 0; i_1 = \overline{1, m_1}), \\ \gamma_{13} &= (\gamma_{13i1} | \gamma_{13i1} \geq 0; i_1 = \overline{1, m_1}); \gamma_{1i1} \in \gamma_{11}; \gamma_{12i1} \in \gamma_{12}; \gamma_{13i1} \in \gamma_{13}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $f_{1i1}(x_1; \hat{x}_2; \alpha_1)$ – функция, которая описывает обобщенные параметры безопасности;

\hat{x}_2 – аргумент, что обозначает решение задачи, важной для всех подразделений;

$\gamma_{11,13}$ – параметры наиболее значимых для подразделений регламентированных событий.

Тогда выражение (2) можно представить в адитивной форме по алгоритму [39]:

$$f_{1i1}(x_1; \hat{x}_2; \alpha_1) = \exp\{\gamma_{1i1} \ln[1 + f_{1i1}(x_1)] + \gamma_{12i1} \ln[1 + f_{12i1}(\hat{x}_2)] + \gamma_{13i1} \ln[1 + f_{13i1}(\alpha_1)]\} - 1. \quad (3)$$

Формула (3) доказывает существование мультипликативного эффекта прецедентов. То есть, как известно, любые мультипликативные функции можно привести к аддитивному представлению и раскрыть системную неопределенность, которая является основной проблемой существующих моделей [38]. Фактически, речь идет о преобразовании логических функций в математические, что трансформирует классическое использование метода прецедентов из качественной

плоскости в количественную.

Сложная система функционирует в соответствии с задачами подразделения ОПО, поэтому показатель соответствия текущего состояния предприятия можно сформулировать как способность функционировать F по назначению:

$$F_{Mac} = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n, \quad (4)$$

где $1, 2, 3, \dots, n$ – перечень типовых задач, которые способен реализовать ОПО по назначению.

Каждый из приведенных показателей является системным аспектом системы безопасности по отношению к целевой функции объекта:

$$F_{MiC} = F_{Mac} + F_{\text{вд}} + F_{cm}, \quad (5)$$

где $F_{\text{вд}}$ – способность взаимодействовать со средой;

F_{cm} – способность удерживать штатный режим, определенный регламентом (устойчивость).

Именно на этот показатель нацелен вектор действия системы безопасности. В Таблице 4 представлен пример матрицы риска. Применение матрицы риска могло бы иметь своим результатом сценарии, считающиеся источником низких или незначительных рисков, снижающихся при более глубоком рассмотрении, поскольку в собирательном значении они не могли бы стать источником значительного уровня риска.

Таблица 4 - Матрица риска приведена только в качестве примера

Качественная характеристика частоты события	Частота события в год	Серьезность последствия			
		Катастрофическое	Значительное	Серьезное	Незначительное
Частое	> 1	В	В	В	С
Вероятное	1-10	В	В	С	М
Случайное	10 -10	В	В	М	М
Маловероятное	10 -10	В	В	М	М
Неправдоподобное	10 -10	В	С	Н	Н
Невероятное	< 10	С	С		Н

В матрице использована следующая классификация риска:

- В — высокая величина риска;
- С — средняя величина риска;
- М — малая величина риска;
- Н — незначимая величина риска.

Проиллюстрируем вышесказанное на примере [27]. Предположим, что существует некая проблемная ситуация, описываемая набором из трех параметров, и имеется заданная база прецедентов, включающая прецеденты X , Y , Z (Рисунки 16-19). Произведя сравнительный анализ значений в каждой точке i из отрезка времени $[0, N]$, можно получить диаграмму интегральных оценок соответствия каждого прецедента текущей проблемной ситуации во всех точках выбранного отрезка времени (Рисунок 20). Из рассмотренного примера видно, что прецедент Y будет выбран как прецедент, наиболее удовлетворяющий условиям поиска и имеющий большую степень сходства с текущей проблемной ситуацией по сравнению с другими прецедентами X и Z , так как интегральные оценки прецедента Y в каждой точке выше, чем соответствующие оценки других прецедентов в этих точках.

Предложенные методы могут быть использованы как по отдельности, так и в комбинации друг с другом. В практических приложениях важно правильно определить величину N -интервал и размер такта. Если следует учитывать вероятность скачкообразного изменения поведения параметров контролируемого объекта или процесса, то предпочтительнее использовать первый из рассмотренных выше методов – метод подмены «мгновенного» снимка ключевых параметров историей их изменения.

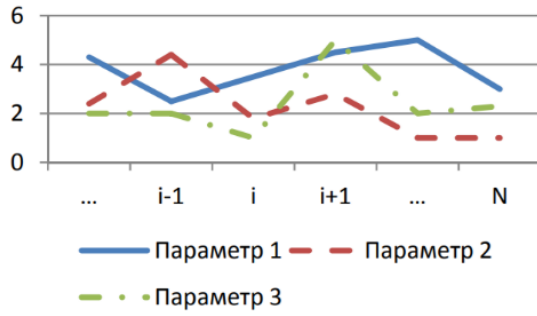


Рисунок 16 - Значения параметров текущей проблемной ситуации

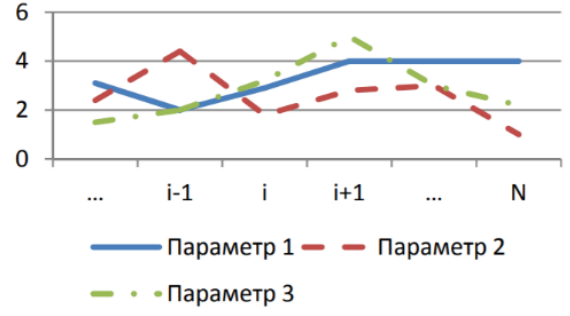


Рисунок 17 - Значения параметров прецедента X

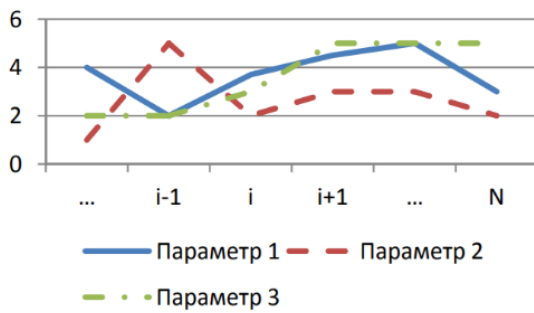


Рисунок 18 - Значения параметров прецедента Y

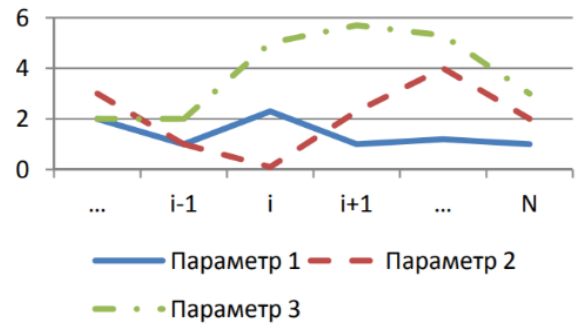


Рисунок 19 - Значения параметров прецедента Z

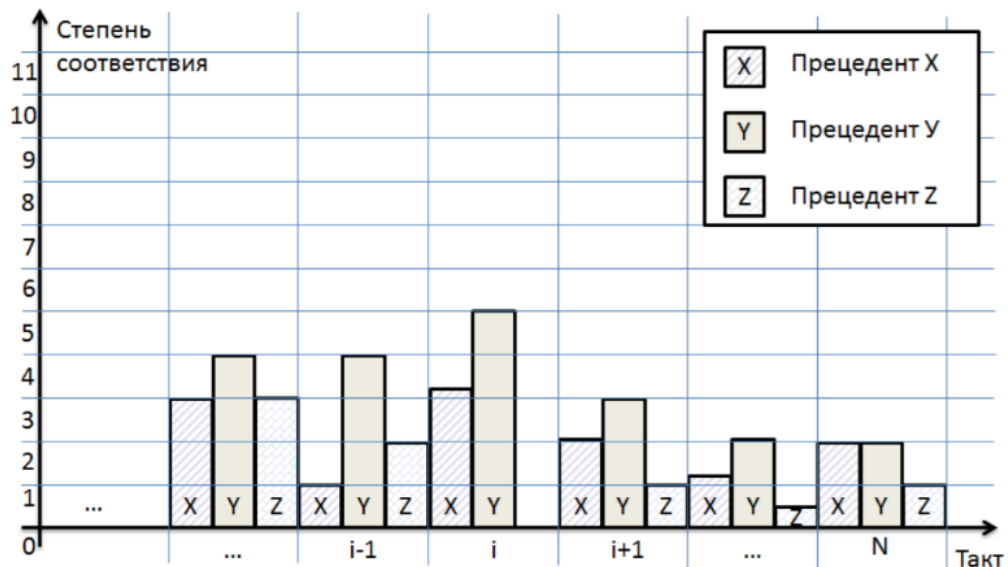


Рисунок 20 - Варианты прецедентов с интегральными оценками [56]

Применение многоядного алгоритма самоорганизации моделей, подходов

трехзначной логики и матричной информационной свертки для определения ситуации на объекте и моделирования последствий решений персонала по методу прецедентов (Рисунок 21).

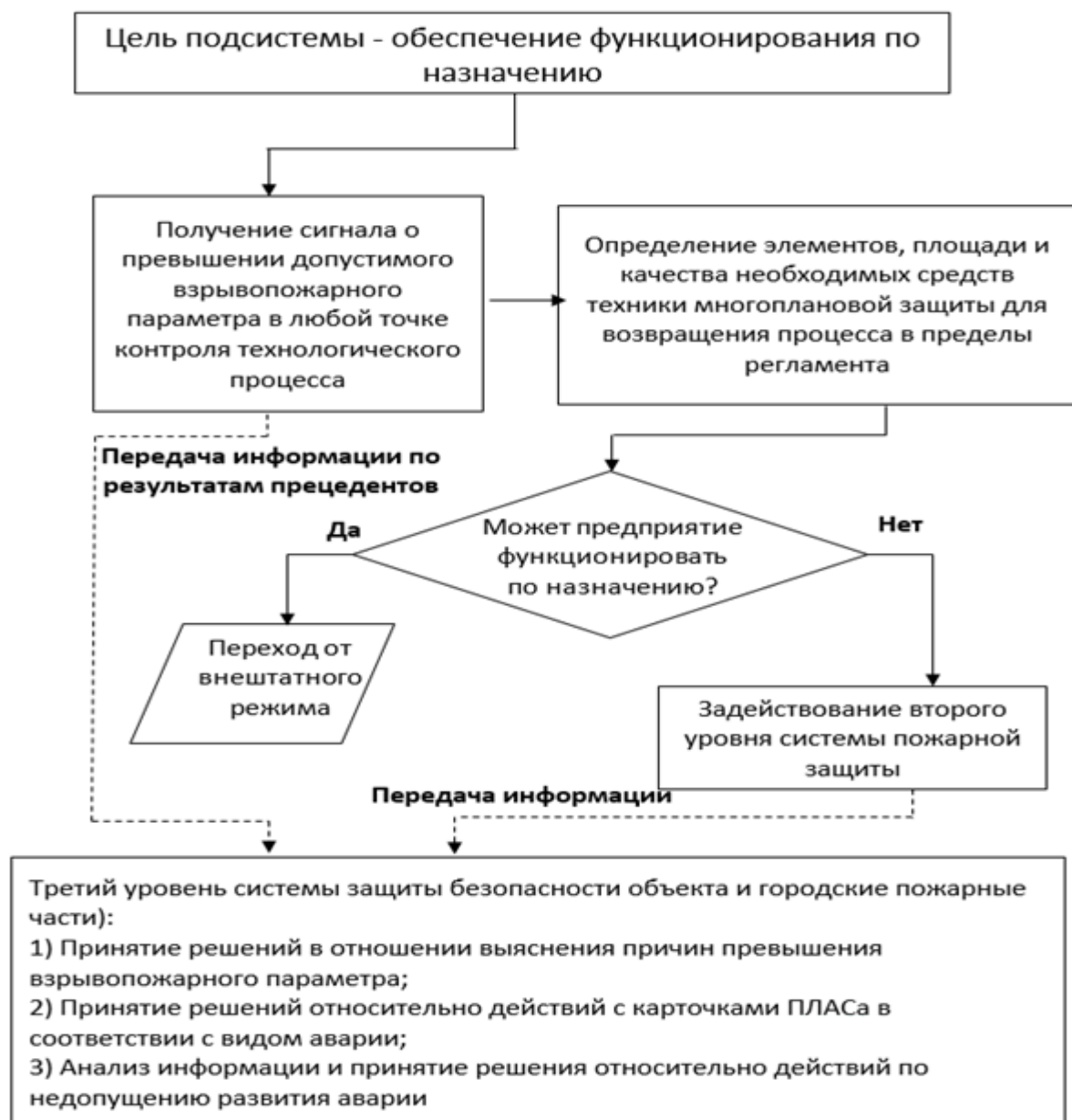


Рисунок 21 - Функциональная схема реализации обработки информации на автоматическом уровне обеспечения противопожарной защиты с интеграцией метода прецедентов

Алгоритм действия второго уровня обработки информации представлен на Рисунок 22.

Исходя из указанного, логично, что на третьем этапе трансформации целевой

функции по признакам обеспечения безопасности, выполняется комплекс процедур планирования и формулировки управляющего воздействия со стороны ОПО по непосредственному выполнению производственного задания с учетом возможностей предприятия по обеспечению взрывопожарной безопасности [105] (Рисунок 23).

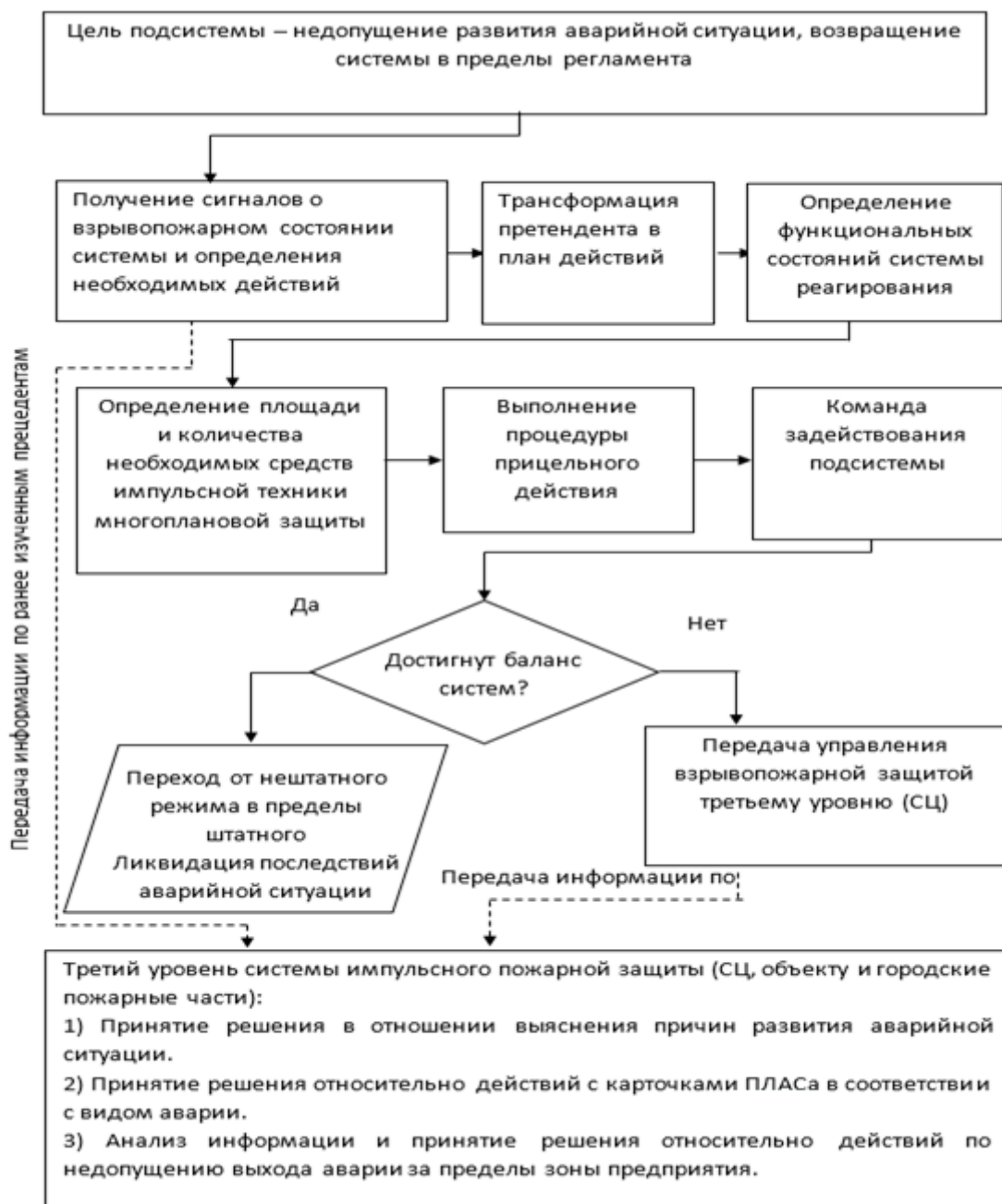


Рисунок 22 - Функциональная схема реализации обработки информации на уровне задействование автоматизированной подсистемы пожарной защиты

Для определения соответствия модели в указанный момент времени по выполнению производственного задания с определенным уровнем риска и учета ресурса допустимого риска, которые обеспечивали бы возможность перехода от нештатного режима со штатным с недопущением развития катастрофы, можно использовать подход к анализу сложных технических систем (Рисунок 23).

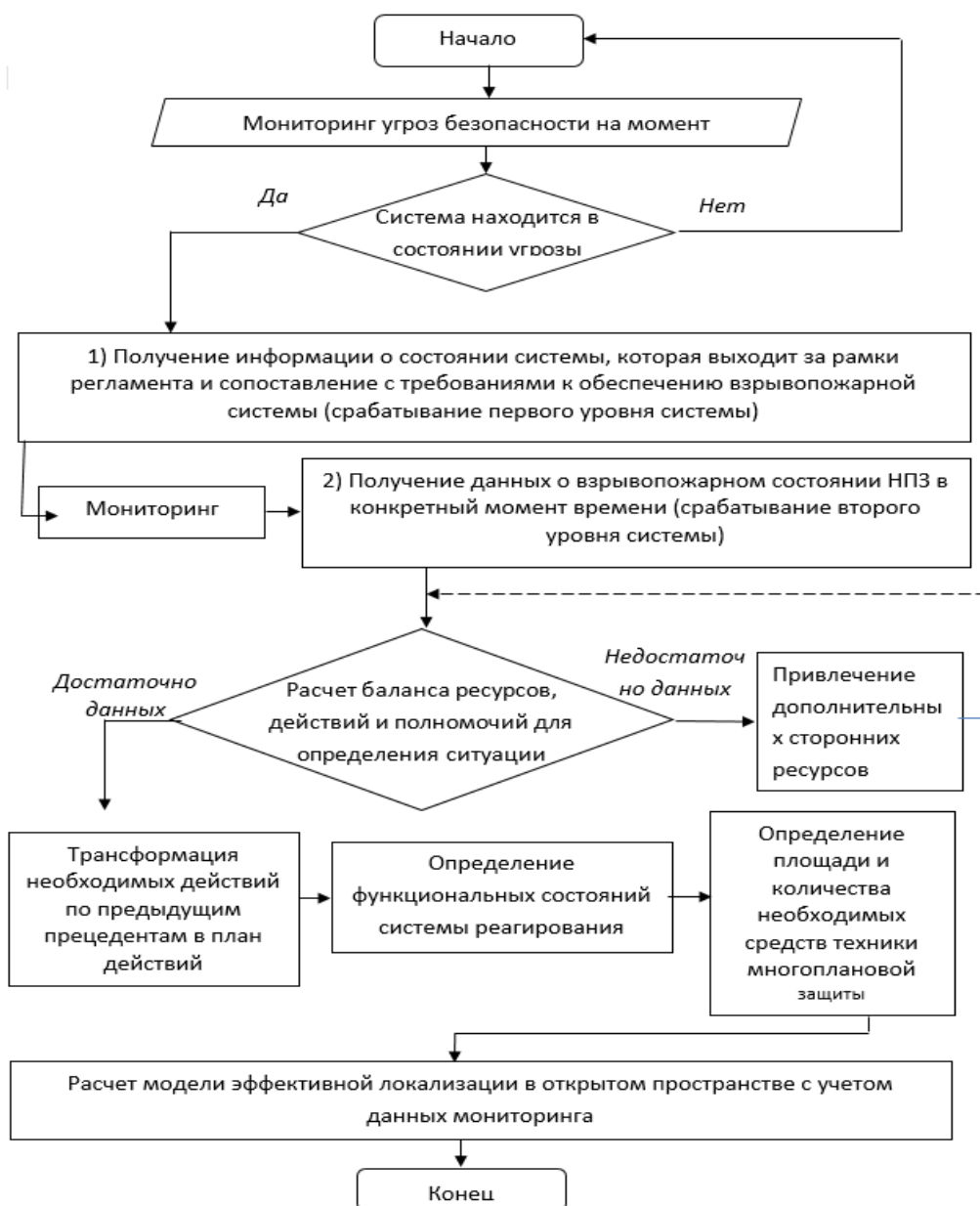


Рисунок 23 - Реализация обработки информации на ситуационном уровне

Функционирование сложной системы характеризуется описанием ситуаций, которые показывают состояние системы, например, S_1, S_2, \dots, S_n , где каждое

состояние S_n задано конкретными показателями процессов функционирования системы (Y_n, X_n, U_n) , влиянием внешней среды и факторов риска Ξ_k :

$$S_n = \{(Y_n \in Y) \wedge (X_n \in X) \wedge (U_n \in U) \wedge (\Xi_n \in \Xi)\}, \quad (6)$$

где, значение показателя в момент времени $T_n \in T^\pm$ определяют, как известно,

отношение:

$$\begin{aligned} Y_s &= \hat{Y}[T_s]; X_s = \hat{X}[T_s]; U_s = \hat{U}[T_s]; \Xi_s = \hat{\Xi}[T_s], \\ T_s &= \{t_s | t_s > t_{s-1}\}; T_s \in T^\pm; T^\pm = \{t | t^- \leq t \leq t^+\}, \\ Y &= (Y_i | i = \overline{1, m}); X = (X_j | j = \overline{1, n}), \\ U &= (U_q | q = \overline{1, Q}); \Xi = (\Xi_p | p = \overline{1, P}), \end{aligned} \quad (7)$$

где Y - множество внешних параметров Y_i , которое удерживает все показатели качественного функционирования системы, в том числе - безопасного функционирования;

X - множество внутренних параметров X_j , в состав которого входят конструктивные, технологические и другие показатели;

U - множество управляющих параметров U_q ;

Ξ - множество параметров влияния МаС Ξ_p и факторов риска;

$\hat{Y}[T_s], \hat{X}[T_s], \hat{U}[T_s], \hat{\Xi}[T_s]$ - множество значений соответствующих параметров во время T_s ;

T^\pm - заданный или прогнозируемый период функционирования МiС.

Предприятие нефтегазового сектора как сложная система имеет управляемый режим функционирования \tilde{R}_{tr}^+ , который обусловлен множеством управляющих параметров U_{tr} системы управления безопасностью, которые в течение периода \tilde{T}_{tr}^\pm приводят к переходу нештатного режима R_{os} к штатному режиму R_{sd} . То есть режим можно охарактеризовать известным функционалом:

$$\tilde{R}_{tr}^+ : R_{os} \xrightarrow{U_{tr}} R_{sd}, \quad (8)$$

который определяет процесс перехода режима за пределами регламента к режиму, обусловленного регламентом, под влиянием системы управления по конкретной модели.

То есть, в целом можно отметить, что взаимодействие определенных аспектов функционирования МiС должна реализовать его назначение без перехода к кризисному режиму функционирования. Достижение этого критерия доказывает соответствие модели управления системным потребностям объекта управления:

1. Соответствие условиям предоставления персонала полной, своевременной и достоверной информации.

2. Соответствие при изменении ситуации на объекте управления

3. Соответствие относительно условий комплексности представления данных.

Рассмотрим подробнее данные потребности. В модели трансформации информации, в процедурах управления взрывопожарной безопасности ОПО (Рисунок 24), приведена технология постепенного перехода от информационной неопределенности задачи по организации процесса производства с учетом требований пожарной безопасности предприятия к полной определенности управляющих воздействий на его реализацию, и обратная трансформация от массы неупорядоченных данных мониторинга до полного анализа пожарного состояния системы и ее возможностей. Модель показывает естественную потребность системы управления в проверке информации на разных уровнях ее трансформации по ее непротиворечивости и полноте, ведь несогласованность программ и планов, противоречие законов и нормативных актов ведут к росту энтропии информации управления. Энтропия информации описывается математической формулой, определяющей неопределенность полной группы случайных событий или случайных состояний [3]:

$$E = - \sum_{i=1}^n p_i \log p_i . \quad (9)$$

По содержанию энтропия выступает обратной величиной с количеством информации. Величина E - мера неопределенности множества, состоящего из n случайных событий с вероятностью $p_1 \dots p_n$.

Полноту информации можно охарактеризовать показателем полноты информированности I_q :

$$I_q = \frac{Q - Q^-}{Q^+ - Q^-}, \quad (10)$$

где Q_+, Q^- - соответственно максимально целесообразный и минимально допустимый объем информации, необходимый для принятия решений в определенных условиях;

Q - объем информации, которую имеет база прецедентов в сложившейся ситуации.

Величины, характеризующие полноту информированности, можно представить на дереве событий для аварии на ОПО (Рисунок 24).

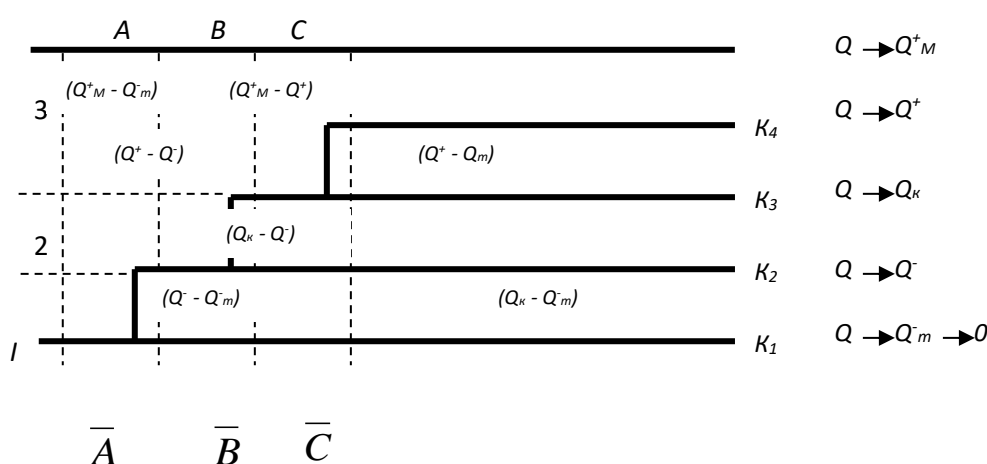


Рисунок 24 - Полнота информированности базы прецедентов в разрезе событий для аварии

На Рисунке 25 применены следующие определения:

I - исходное событие; A, B, C - срабатывание систем безопасности;

$\bar{A}, \bar{B}, \bar{C}$ - отказа систем безопасности;

K_1, K_2, K_3, K_4 - конечные события;

$Q = Q_m$ - уровень полного отсутствия информации в БП о факторах с заданного множества ситуаций;

$Q = Q^-$ - уровень минимально допустимого объема информации для принятия решений в определенных условиях;

$Q = Q^+$ - уровень максимально целесообразного объема информации для принятия решения в определенных условиях;

$Q = Q_m^+$ - уровень максимально полной информации о факторах с заданного множества ситуаций;

$Q = Q_k$ - уровень, соответствующий k -ситуации заданного множества;

Участок 1 соответствует уровню недостаточной полноты информированности в БП;

Участок 2 определяет область рациональной полноты информированности в БП;

Участок 3 соответствует области чрезмерной полноты информированности в БП.

Таким образом, мера неопределенности информации управления $E(x,y,z)$ по своей сути и является показателем неполноты информации для определения ситуации и принятия соответствующих ситуации решений.

Полнота и своевременность информации являются необходимыми условиями, но еще одно условие - непротиворечивость информации. Противоречие может быть обнаружено путем сравнений идентичных признаков в записях о различных видах информации, принадлежащих к одному имени:

$$x_i(a,b,c,d) \cong y_i(a,c,d,e) \equiv z_i(a,c,d,e) \text{ при } a = \text{const}, \quad (11)$$

где a - имя объекта записи в базе данных;

b - регламент объекта;

c - к какому подразделению принадлежит объект;

d - признаки решения, которым задействован этот объект;

e - признаки исполнения решения.

В общем виде показатель непротиворечивости информации K можно определить так: если информация не относится хотя бы одной своей характеристикой к определенной проектом области значений, то такая информация - противоречащая и должна быть проверена прямыми и косвенными методами.

$$K \neq 0, \text{ если } \begin{cases} x_i(a,b,c,d) \notin X; \\ y_j(a,c,d,e) \notin Y; \\ z_q(a,c,d,e) \notin Z. \end{cases} \quad (12)$$

В целом можно отметить, что после определения критериев полноты, своевременности и достоверности информации с целью завершения процедуры формализации проводится классификация множеств ситуаций по этим показателям. Это, в итоге, позволяет определить информацию, которая влияет на оценку качества решения и качество обоснования решения в момент его реализации.

Показатель управления в реальном времени T можно определить, как $T = 0$ - признак своевременности информации; $T = 1$ - признак несвоевременности информации. Такой признак получает каждая запись в базу данных прецедентов системы обработки информации, в котором обнаружено несвоевременности. Для осуществления такой проверки каждая запись должна содержать в себе определенный интервал времени, когда информация в записи является актуальной.

В общем виде его можно определить как дополнительную зависимость информации управления в отрезке времени, в котором она является актуальной.

$$T = 0, \text{ если } \begin{cases} x_i(a, b, c, d, t_0 - t_k) \in X; \\ y_j(a, c, d, e, t_0 - t_k) \in Y; \text{ если } t_0 < t < t_k, \\ z_q(a, c, d, e, t_0 - t_k) \in Z. \end{cases} \quad (13)$$

Кроме уже приведенных в формуле (13) определений для a, b, c, d, e , дополнительно в записях базы данных учитываются признаки актуальности записи во времени на интервале актуальности $t_0 < t < t_k$, который определяется в плановых документах. То есть запись в базе данных является актуальной для принятия решения, так как совпадает с временным интервалом адекватности информации. Выход записей о ресурсах - x_i и РО - y_j за пределы определенного отрезка времени делает ее неактуальной (архивной), но она не может быть отменена до получения актуальной информации. В то же время выход за пределы определенного отрезка времени информации о полномочиях (решения) - z_q является показателем ситуации, поскольку определяет факт непринятия на ОПО своевременного решения, по которым ситуация становится кризисной на своем масштабе значимости.

$$T = 1, \text{ если } \begin{cases} x_i(a, b, c, d, t \geq t_k) \Rightarrow \text{архив}; \\ y_j(a, c, d, e, t \geq t_k) \Rightarrow \text{архив}; \\ z_q(a, c, d, e, t \geq t_k) \Rightarrow \text{кризис}. \end{cases} \quad (14)$$

Отсутствие системных взглядов на процедуры кризисного управления в проектных технология управления ОПО заставляет службы экстренного реагирования в кризисных ситуациях управлять, опираясь на режимы штатного управления. Но в проектных системах мониторинга в подавляющем большинстве отсутствует задача получения данных для анализа кризисных явлений на объектах. Поэтому решения принимаются в режиме отсутствия необходимой информации и унифицированной технологии кризисного управления.

Ситуационное управление для ОПО составляет комплекс технологий, которые имеют свои особенности при применении их для предупреждения ЧС и для ликвидации их последствий. Чрезвычайное происшествие на нефтеперерабатывающем заводе имеет развитие в виде процессов различной природы, большинство из которых подпадает под действие теории самоорганизующейся критичности [69].

Для проведения экспертной оценки применяемой модели относительно ситуации для многоплановой защиты и быстрой локализации и ликвидации аварийной ситуации предлагается использование следующего алгоритма (Рисунок 25).

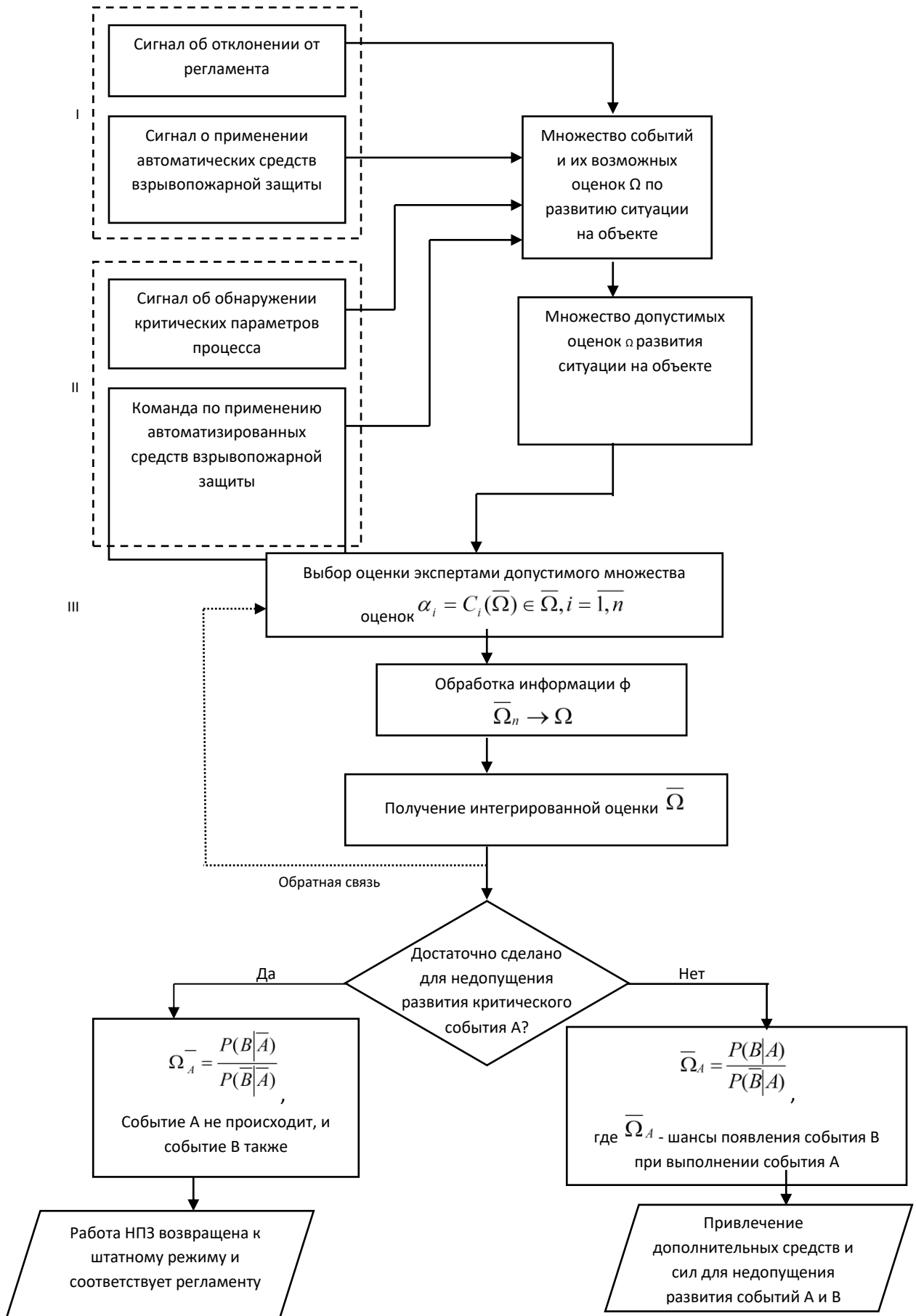


Рисунок 25 - Функциональная схема процесса экспертной оценки модели

Представленная на Рисунке 25 функциональная схема процесса, построена по условиям ОПО и особенностей действия средств пожарной защиты на основе общей схемы проведения экспертизы, модели отношения шансов, с учетом нелинейности развития процесса пожара и/или взрыва[74].

Алгоритм начинается с приема сигнала об отклонении параметров технологического процесса от регламентных.

Зона I на Рисунке 25 - зона первого уровня пожарной защиты, когда при отклонении показателей происходит привлечение автоматических средств для предотвращения возникновения угрозы. Одновременно с привлечением автоматических средств многоплановой защиты происходит передача информации, необходимой для принятия решений в случае привлечения третьего уровня пожарной защиты. По этой информации формируется множество событий, которым определяют возможные оценки Ω .

Зона II - зона второго уровня пожарной защиты, где с целью недопущения развития аварии подключается система автоматизированной защиты. Информация для формирования множества событий для определения возможных оценок также передается на уровень III.

Пока развитие событий сдерживают автоматические и автоматизированные системы пожарной защиты, происходит принятие ситуационного решения относительно шансов неблагоприятного развития событий и привлечения дополнительных сил и средств для локализации и ликвидации аварии без потерь времени на принятие решения (Рисунок 25): эксперты определяют допустимые оценки, решают задачу выбора наилучшей оценки для каждого эксперта α . Затем проводится обработка оценок и нахождения результирующей оценки, что и является решением исходной задачи оценивания. В случае, если полученный результат не удовлетворяет условиям некоторой ситуации А, что может возникнуть на ОПО, то эксперты с помощью обратной связи повторяют процедуру выбора. В итоге анализируется возможность развития ситуации, когда событие А вызовет появление события В, например, взрыв приведет к пожару или пожар вызовет распространения облака токсичных веществ.

В математическом виде алгоритм может быть представлен моделью, в которой приняты дополнительные следующие определения: φ - обработка оценок; P - событие; p - признак действия; ω - мера связи; C - сложная оценка (множество оценок); α - оценка; A - событие, возникновение которого может привести также к развитию иного события - B .

Первый шаг - возможные оценки экспертов определяются с помощью задачи оценивания. Следующим шагом является выбор каждым экспертом лучшей оценки из множества оценок $\alpha_i = C_i(\bar{\Omega}) \in \bar{\Omega}, i = \overline{1, n}$ и их обработка $\bar{\Omega}_n \rightarrow \Omega; \alpha = \varphi(\alpha_1, \dots, \alpha_n)$.

В данном случае (выход показателей технологического процесса за пределы нормы) лучшей оценкой выбора экспертов является оценка появления события A (пожара), которая вызовет событие B (взрыв с выбросом токсичных веществ).

Поэтому следующим шагом модели будет определение шансов появления неблагоприятного события A :

$$\bar{\Omega}_A = \frac{P(B|A)}{P(\bar{B}|A)}, \quad (15)$$

где $\bar{\Omega}_A$ - шансы появления события B при выполнении события A .

События по признакам можно оценить исходя из модели четырехзначной клеточной таблицы сопряженности (Таблица 5).

Таблица 5 - Модель четырехзначной клеточной таблицы сопряженности

Признак А	Признак В		
	Наличие	Отсутствие	Всего
Наличие	n_{11}	n_{12}	$n_{1.}$
Отсутствие	n_{21}	n_{22}	$n_{2.}$
Всего	$n_{.1}$	$n_{.2}$	$n_{..}$

Тогда оценки событий могут быть проведены по известным подходам [33] следующим образом:

$$\begin{aligned}
 p(B|A) &= \frac{P_{11}}{P_1}, \\
 p(\bar{B}|A) &= \frac{P_{12}}{P_1}, \\
 \alpha_A &= \frac{P_{11}/P_1}{P_{12}/P_1} = \frac{P_{11}}{P_{12}}.
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

То есть, развитие пожара, с учетом его нелинейного развития, с большой вероятностью вызовет взрыв с выбросом токсичных веществ.

В случае, когда событие А не происходит, оценка события В по аналогичному алгоритму с определением степени связи величин:

$$\omega = \frac{\Omega_A}{\Omega_{\bar{A}}}, \tag{17}$$

при условии актуальности информации во времени $t_0 < t < t_k$.

Благоприятный итог модели - переход нештатного режима в штатный с получением интегрированной оценки развития события для разработки рекомендаций по предотвращению повторения ситуации.

Следует также учитывать: локальный масштаб кризиса определяется тем, что текущий регламент функционирования ОПО получает свободные ресурсы базы прецедентов как системы многоплановой защиты для ликвидации кризиса без прекращения выполнения текущих задач. Однако управление усложняется тем, что параллельно с выполнением задач текущего функционирования нужно в экстренном режиме выполнять процедуры кризисного управления в тот же промежуток времени ($\Delta t_{роб} = const$).

Для повышения оперативности учетной информации следует внедрять новые информационные технологии, которые являются фундаментом компьютерных информационных систем учета. Проведенное исследование позволило построить концептуальную модель информационной системы учета рисков производственно-хозяйственной деятельности в системе управления предприятиями нефтегазового комплекса. Такой системой является корпоративная информационная система ОПО, которая дает возможность получить необходимую аналитическую информацию, учитывая изменения условий производственно-коммерческой

деятельности. Особенностью указанной информационной системы учета является формирование отдельных подсистем учета рисков безопасности, которые связаны с главной информационной системой.

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

1. В первой главе в результате проведенного анализа выявлено, что негативным фактором в решении проблемы безопасности на данный момент является недостаточное внимание исследователей и разработчиков систем безопасности к превентивному организационному, техническому и информационному обеспечению при создании инженерной технологической противоаварийной защиты от аварийных ситуаций на ОПО.

2. Априорным предположением о целесообразности и эффективности применения имитаторов в системе менеджмента рисков является предположение о том, что значительная часть рисков вызвано «человеческим фактором» или зависит от «человеческого фактора».

3. Оценка риска будет эффективной при условии автоматизации в рамках компьютеризированной информационной системы. Это позволит выделить внутрихозяйственный учет рисков как отдельную подсистему, с помощью которой решаются все задачи по обеспечению менеджеров различных уровней оперативными данными для принятия ими управленческих решений. Выполнение таких задач осуществляется через составление внутрихозяйственных отчетов, с помощью которых осуществляется контроль за исполнением бюджетов центров ответственности на различных иерархических уровнях управления.

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА С КОНТРОЛИРУЕМЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Постоянный рост промышленности привел к усложнению производственных процессов с целью достижения более высокой эффективности производства при меньших затратах. Поэтому надлежащий анализ безопасности технологических процессов стал одной из наиболее сложных задач в области устойчивого проектирования и эксплуатации установок [16, 99]. С развитием средств автоматизированного проектирования технологических процессов и технологических систем спрос на автоматизированную идентификацию опасностей также возрос. Внедрение подходящих программных решений, улучшающих анализ опасности традиционных процессов, также является частью инициативы Industry 4.0 [8].

Несколько методов идентификации опасности хорошо зарекомендовали себя в политике промышленных компаний, таких как анализ "Что, если", контрольный список, режимы и анализ отказов (FMEA), и исследование опасности и работоспособности (HAZOP) [7]. Тем не менее, исследование HAZOP четко определено как наиболее часто используемый и высокоэффективный метод для выявления потенциальных опасностей и проблем с работоспособностью на современных химических заводах [2]. Кроме того, системный подход и надежность исследования HAZOP позволяют использовать его для внедрения в программное решение [61]. В прошлом было опубликовано несколько предложений сложных программных средств для автоматизированной идентификации опасности, таких как сочетание принципов исследования HAZOP с динамическим моделированием в MATLAB в образовательных целях [6], динамическое моделирование в Aspen Dynamics, используемое для улучшения анализа рисков процессов окисления, внедрение моделирования Aspen HYSYS в идентификацию опасности реакторной системы синтеза аммиака [7], интеграция моделирования Aspen Plus в оценку инструментальной системы безопасности [13] и т.д.

Таким образом получаем, что для автоматизации процедуры проведения

анализа рисков нам необходимо иметь надежный конструктор математической модели. В рамках исследования был разработан программный продукт DMPipe, который также получил широкое коммерческое распространение и был обкатан на практике. Пример конструктора показан на Рисунке 26.

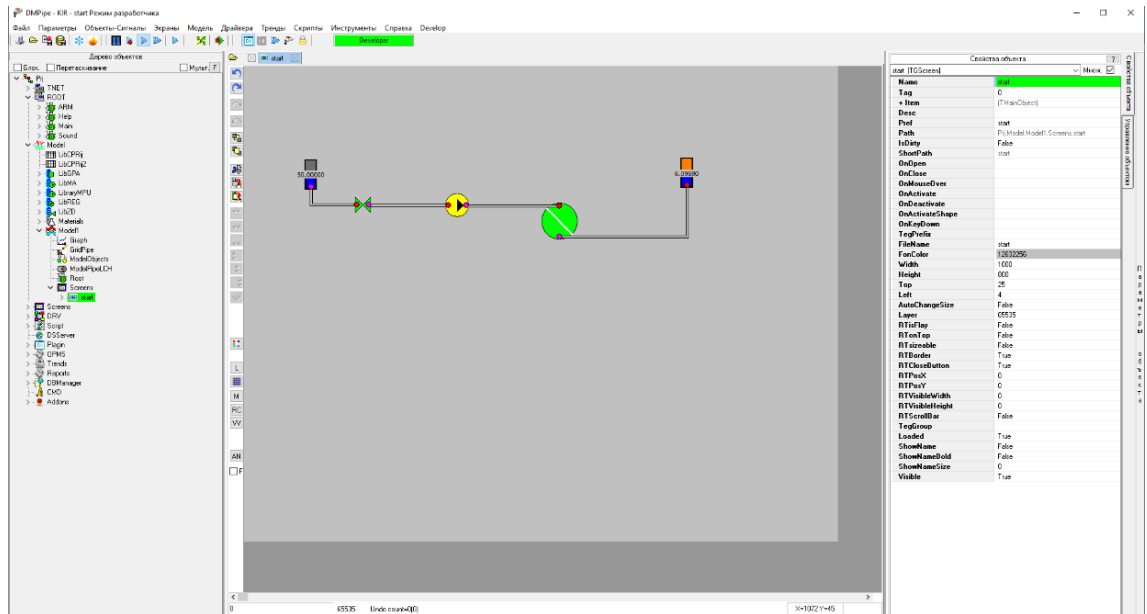


Рисунок 26 - Пример конструктора в DMPipe

DMPipe по аналогии с другими современными средами моделирования имеет набор компонентов (резервуары, сепараторы, насосы, задвижки и т.д.), с помощью которых строится технологическая схема объекта и производится моделирование. Каждый компонент имеет набор параметров ключевых индикаторов риска (КИР). А также набор планов мероприятий по ликвидации по каждому КИР.

2.1 Исследование движения жидкости в трубопроводах с насосными станциями и точками отбора

Одним из элементов системы АОР является создание комплекса математических моделей для дальнейшей автоматизации. Одним из ключевых элементов системы автоматизации методов АОР для нефтегазовой отрасли является учет жидкости в магистральных.

Давление в точке подключения ответвления к основной трубе может значительно колебаться. Эти изменения могут сохраняться в течение длительного времени, что существенно влияет на расход в точке отбора или подкачки. В результате возникают дополнительные возмущения в основной трубе. Для разработки системы управления работой разветвленных труб с одновременными сосредоточенными отборами и подкачками необходимы методы расчета неустановившихся движений в таких сложных трубах.

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{dx} &= \rho \left(\frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\lambda}{8\delta} \omega^2 \right); \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \rho \frac{\partial \omega}{\partial x}. \end{aligned} \quad (18)$$

Математическое решение задачи заключается в решении системы уравнений, которые описывают линейную часть и не принимают во внимание наличие насосных станций и одновременных отборов и подкачек. Влияние насосных станций и одновременных отборов и подкачек должно быть учтено при формировании граничных условий, которых достаточно много. [50].

Рассмотрим случай неустановившегося течения жидкости (нефти или газа) по трубопроводу при наличии N насосных станций, расположенных в точках $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, и при наличии сосредоточенных отборов G_j , расположенных в точках $b_1, b_2, b_3, \dots, b_m$. При этих условиях система уравнений (18) запишется в следующем виде:

направления движения жидкости и оси Ox совпадают

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} + \sum_{i=1}^N p_{\text{стн}} \delta(x - a_i) &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ, \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x} + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j), \end{aligned} \quad (19)$$

направления движения жидкости и оси Ox противоположны

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \sum_{i=1}^N p_{\text{стн}} \delta(x - a_i) = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ, \quad (20)$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{\partial Q}{\partial x} + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j).$$

Важно отметить, что при наличии насосных станций и одновременном отборе, и подаче в основной системе уравнений необходимо учитывать направление движения жидкости и ось Ox . На основе систем уравнений (19) и (20), можно получить одно общее уравнение как для давления $p(x, t)$, так и для массового расхода $Q = p\omega$. Прежде чем переходить к выводу этих уравнений, отметим следующее. В системах уравнений (19) и (20) под G_i - мы понимаем как отбор, так и подкачку. Если имеет место отбор, то G_j , берем со знаком «плюс», если подкачка — G_i , берем со знаком «минус». Так, если в точке b_1 производится отбор G_1 , а в точке b_2 — подкачка G_2 , то, например, второе уравнение системы (20) запишется в виде:

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G_1}{F} \delta(x - b_1) - \frac{G_2}{F} \delta(x - b_2). \quad (21)$$

Изменение веса жидкости в трубке определяется из уравнения:

$$\Delta G = 0,25 \pi d^2 (\pi R + 2 L) (\rho - \rho_0) g, \quad (22)$$

где R - радиус наклона трубки;

ρ_0 - начальное значение плотности жидкости;

ρ - текущее значение плотности жидкости;

g - ускорение свободного падения.

Компенсационное усилие F_0 обратной связи преобразователя равна:

$$F_0 = KBI, \quad (23)$$

где K - конструктивный параметр преобразователя;

B - магнитная индукция в воздушном зазоре преобразователя;

I - сила тока катушки преобразователя, компенсирует усилия.

Обычно плотномеры измеряют в диапазоне от 500 до 1250 кг на м³, при этом относительный показатель погрешности составляет 2,5%. Основным недостатком таких устройств является возможность налипания частиц нефтепродуктов на внутренние стенки петлеобразного трубки, что может изменять ее веса в процессе использования[76].

В соответствии с принципом действия, методики определения вязкости можно классифицировать на ротационные, падающие, вибрационные и капиллярные, что охватывает большинство известных технологий для измерения вязкости ньютоновских жидкостей, и эта классификация в целом совпадает с системой, предложенной С.И. Геллером. [37].

Вопрос ротационной вискозиметрии наиболее полно и систематизирован в работах И. М. Белкина [25], А. Ю. Кузьменко [79] и других [78].

Принцип действия ротационных вискозиметров основывается на том, что между двумя измерительными поверхностями помещают слой исследуемой жидкости. Одна из поверхностей заставляют вращаться, тогда жидкость начинает течь, противодействуя при этом, вращению измерительной поверхности. Величина противодействующего момента, при заданных форме и размерах измерительных поверхностей, определяется скоростью вращения измерительной поверхности и динамической вязкостью. Зависимость между этими величинами имеет вид [44]:

$$M = C \mu \omega, \quad (24)$$

где M - момент сил вязкостные трения;

C - постоянная прибора, зависит от формы и геометрических размеров измерительных поверхностей;

μ - динамическая вязкость;

ω - скорость вращения измерительной поверхности.

При известной скорости вращения и момент может быть рассчитана измеряемая динамическая вязкость. Обычно в вискозиметрах одна из величин момент или скорость, поддерживаются постоянными, тогда вторая из них пропорциональна измеряемой динамической вязкости. Поскольку стабилизация скорости реализуется гораздо проще, чем поддержание постоянного момента, то ротационные вискозиметры, в которых стабилизируется постоянная скорость и измеряется момент, составляют подавляющее большинство из общего их числа. Кроме того, известны также вискозиметры, в которых момент или скорость в процессе измерения изменяются по определенной программе [24].

Несмотря на многообразие конструктивных решений, все лабораторные и

промышленные ротационные вискозиметры предназначены для измерения только динамической вязкости и реологических характеристик жидкостей и не обеспечивают измерения плотности жидкости, не позволяют определять кинематическую вязкость нефтепродуктов. К недостаткам ротационных приборов следует отнести наличие термореологического эффекта, то есть изменения температуры исследуемой жидкости во время измерения за счет вязкостно трения, и влияния краевых эффектов на результаты измерения, что снижает их точность.

Поскольку вязкость влияет на несколько параметров, то соответственно может быть несколько вариантов ее определения. Существующие колебательные вискозиметры можно классифицировать по целому ряду признаков, но чаще всего их классифицируют в зависимости от режима колебаний зонда [11] или от измеряемой колебательной характеристики [77].

Наибольшее применение нашли методы, основанные на измерении амплитуды колебаний или практически эквивалентные им методы, основанные на измерении логарифмического декремента затухания колебаний зонда и его добротности. Проще реализовать метод, основанный на измерении амплитуды колебаний зонда при фиксированной частоте внешней возбуждающей силы. Если частота, при этом, выбрана произвольно, то зависимость между частотой и вязкостью получается сложной, нелинейной, очень неудобной для построения шкалы прибора, а на некоторых частотах даже неоднозначной [104]. Частоту колебаний возбуждающей силы выбирают и поддерживают равной резонансной частоте колебаний системе, не погруженной в жидкость. Динамическую вязкость μ , считая, что плотность ρ известна, определяют по формуле:

$$\sqrt{\mu\rho} = C \left(\sqrt{2 \frac{A_0^2}{A^2} - 1} - 1 \right), \quad (25)$$

где C - постоянная прибора;

A_0 - амплитуда колебаний недемпфованого зонда;

A - измерительная амплитуда демпфированного зонда.

Погрешность определения динамической вязкости данным методом в значительной степени зависит от точности поддержания частоты колебаний и

точности измерения плотности. Так, при небольших значениях вязкости, необходимо устанавливать и поддерживать частоту колебаний с точностью примерно на порядок больше желаемой точности.

В вискозиметрах с падающим телом определения вязкости жидкости основывается на зависимости скорости движения тела сквозь жидкость под действием собственного веса. При установившемся движении, сила тяжести тела уравнивается силой трения и выталкивающей силой. Значение силы F трения можно определить из уравнения Навье-Стокса. Для тел геометрически правильной формы величина этой силы выражается уравнением вида:

$$F = K \cdot V, \quad (26)$$

где K - постоянный коэффициент, определяемый формой и геометрическими размерами тела;

V - скорость установившегося движения тела.

Наиболее перспективным и регламентированным стандартам является капиллярный метод измерения вязкости моторного топлива. Принцип действия капиллярных вискозиметров основан на зависимости объемный расход жидкости через капилляр от перепада давления:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8l\mu}, \quad (27)$$

где Q - объемный расход жидкости через капилляр;

R и l - радиус и длина капилляра;

ΔP - перепад давления на капилляре.

Из капиллярных вискозиметров распространенными, в наше время, являются стеклянные, в которых вязкость определяется по времени истечения, под действием собственного веса, определенного объема жидкости. Поскольку перепад давления, при этом, определяется высотой столба жидкости и ее плотности, то время истечения зависит от кинематической вязкости жидкости. Продолжительность одного измерения с помощью стеклянных лабораторных вискозиметров составляет около 80 мин., то есть результаты измерений выдаются со значительным опозданием.

Непрерывность измерения в капиллярных вискозиметрах с истечением исследуемой жидкости под атмосферным давлением обеспечивается в том случае, если измеряется не время истечения заданного объема, а постоянное значение уровня в сосуде, в который жидкость поступает с постоянным расходом, а вытекает из сосуда через калиброванный капилляр. Вискозиметры этой группы отличаются между собой, в основном, способом задания постоянного расхода и способом измерения установившегося значения уровня. Так, разработаны автоматические вискозиметры для измерения вязкости нефтепродуктов и имеют стабилизатор расхода жидкости, выполненный в виде сосуда постоянного уровня с отверстием в нижней части, а измерения уровня в цилиндрической части, содержащей капилляр, осуществляется с помощью барботажной трубки. Аналогичную конструкцию имеет непрерывно действующий вискозиметр Лейба. Вариации показаний таких вискозиметров, при лабораторных испытаниях, не превышали 1,8%. Общим недостатком всех рассмотренных вискозиметров является то, что они работают под атмосферным давлением и не могут быть применены для измерения кинематической вязкости в технологических потоках при производстве нефтепродуктов и их использовании в различных отраслях промышленности.

При использовании в качестве первичных преобразователей вязкости отдельных капилляров всегда имеет место погрешность измерений, вызванная наличием дополнительных потерь давления на конечных участках капилляров. С целью исключения указанной погрешности капилляры соединяют в гидравлические мостовые схемы. Впервые такой метод был предложен Е. П. Пистун, который в дальнейшем получил развитие в работах [52].

В мостовой схеме, при перекрестном расположении двух длинных и двух коротких капилляров, имеют равные диаметры, на смежных капиллярах достигается взаимная компенсация дополнительных потерь давления. При соответствующем выборе длинных и коротких капилляров с одинаковыми внутренними диаметрами, которые соединяются в мостовую измерительную схему, можно получить выходной сигнал в индикаторной диагонали моста в виде перепада давления, который пропорционален входным эффектам на капилляре.

Проведенные различными авторами исследования показали, что для мостовых преобразователей, состоящих из капилляров с ламинарным течением жидкости, наиболее целесообразным является режим постоянной объемного расхода. Они могут быть использованы как первичные преобразователи динамической вязкости, выходным сигналом которых является перепад давления в измерительной диагонали мостовой схемы.

Для дальнейшей реализации разработанных нами методов контроля качества нефтепродуктов целесообразно использовать гидродинамический метод контроля вязкости и плотности нефтепродуктов [54], ведь он позволяет определять указанные физико-механические характеристики на потоке и с высокой точностью [55]. Метод основан на непрерывной прокачке исследуемой жидкости через дроссельный мостовой преобразователь (ДМП). Такие преобразователи могут быть образованы различными гидравлическими элементами, соединены в мостовую схему:

- ламинарными и ламинарно-турбулентными разделителями;
- двумя ламинарно-турбулентными разделителями;
- турбулентным и ламинарно-турбулентными разделителями.

Рациональным является использование схем, образованных двумя ламинарными и двумя турбулентными дросселями (Рисунок 27). При этом, в случае идентичности однотипных элементов между собой, упрощаются расчеты.

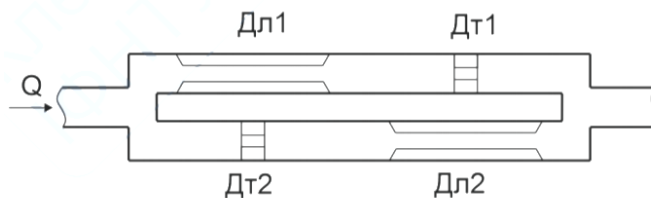


Рисунок 27 - Структура симметричного ДМП с двумя ламинарными и двумя турбулентными дросселями

Исследуемый продукт с расходом Q проходит через мостовую схему, и, в случае симметричности схемы, равномерно распределяется на два потока,

проходящих через ветки моста, образованные ламинарными ($Дл1$, $Дл2$) и турбулентными ($ДТ1$, $ДТ2$) дроссельными элементами. При уравнивании мостовой схемы изменением расхода по ее величине можно рассчитать кинематическую вязкость продукта из последующей зависимости:

$$\nu = k_\nu Q, \quad (28)$$

где ν - кинематическая вязкость;

k_ν - коэффициент пропорциональности, зависящий от геометрических параметров дросселей.

По величине общего перепада давления на мостовой схеме можно определить плотность продукта, прокачивается через преобразователь. Она будет пропорциональной перепаду давления и обратно пропорциональной квадрату расхода продукта:

$$\rho = k_p \frac{\Delta P_\Sigma}{Q^2}, \quad (29)$$

где ΔP_Σ - общий перепад давления на мостовой схеме;

k_p - коэффициент пропорциональности;

ρ - плотность продукта.

Между значениями кинематической вязкости и плотности существует зависимость. Поэтому рассчитав их, можем определить также значение динамической вязкости μ по следующей зависимости:

$$\mu = \rho \nu. \quad (30)$$

Существует также высокоточный электрофлюидный метод [115] и устройство контроля вязкости диэлектрических жидкостей на потоке, однако конструктивно он сложнее и требует определенного совершенствования схемы электрофлюидного мостового преобразователя для дополнительного измерения плотности нефтепродукта и расчета кинематической вязкости на основе динамической вязкости и плотности.

2.2 Уравнения относительно давления

1. Если поток жидкости движется вдоль оси ОХ, мы начинаем с системы уравнений (2). Затем мы берем первую производную по Х, а вторую по Т, исключая Q, подставив значение $\frac{\partial Q}{\partial x}$ из второго уравнения. В результате мы получаем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_{i=1}^N p_{cti} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j), \quad (31)$$

если G_i постоянное.

Уравнение (31) телеграфное. При получении его мы учитывали влияние трения о стенки трубы и инерционные свойства жидкости. Для магистральных трубопроводах можно пренебречь членом инерционного сопротивления $\frac{\partial Q}{\partial t}$, уравнение давления будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_{i=1}^N p_{cti} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j), \quad (32)$$

Уравнение (32) является уравнением типа теплопроводности [105]. Аналогично, для коротких трубопроводов, если трением можно пренебречь по сравнению с членом инерционного сопротивления, после дифференцирования первого уравнения из системы (31) по х, а второго — по t, мы получим волновое уравнение следующего вида:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \sum_{i=1}^N p_{cti} \delta(x - a_i). \quad (33)$$

В случае если движение жидкости установившееся, то из системы уравнений (32) получаем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \sum_{i=1}^N p_{cti} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j). \quad (34)$$

2. Если поток жидкости направляется против оси ОХ, начинаем с системы уравнений (33). В общем случае при наличии трения и инерционного слагаемого, исключая из системы уравнений Q, получим:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} - \sum_{i=1}^N p_{\text{сги}} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j). \quad (35)$$

если G_i не зависит от времени.

Для магистральных трубопроводов можно пренебречь инерционным членом по сравнению с трением. Из системы уравнений (35) имеем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} - \sum_{i=1}^N p_{\text{сги}} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j), \quad (36)$$

которое имеет вид уравнения типа теплопроводности.

По аналогии, для коротких трубопроводов, пренебрегая трением по отношению с инерционным слагаемым, и получаем:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} - \sum_{i=1}^N p_{\text{сги}} \delta(x - a_i). \quad (37)$$

Заметим, что если поток установившийся и, следовательно, давление и расход не изменяются со временем, на основании системы уравнений (36) мы получаем следующее уравнение:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = - \sum_{i=1}^N p_{\text{сги}} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j). \quad (38)$$

При этом, если учесть нечетность производной от σ -функции, для перехода от одних уравнений к другим достаточно заменить x на $-x$.

При получении уравнения (39) мы полагаем, что отборы-подкачки не зависят от времени. Если они изменяются во времени, т. е. $G_i = G_i(t)$, то уравнение (37) примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = & \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_{i=1}^N p_{\text{сги}} \delta(x - a_i) + \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j(t) \delta(x - b_j) \\ & + \sum_{j=1}^m \frac{\dot{G}_j(t)}{F} \delta(x - b_j). \end{aligned} \quad (39)$$

Если мы пренебрегаем трением, это уравнение, записанное для случая волнового движения, примет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \sum_{i=1}^N p_{\text{cтi}} \delta(x - a_i) + \sum_{j=1}^m \frac{\dot{G}_j(t)}{F} \delta(x - b_j). \quad (40)$$

Аналогичные рассуждения применимы к уравнениям (39) и (40), записанным для случая, когда поток жидкости направлен против оси $0x$.

Как следует из этих уравнений, в случае чисто волнового движения эффекты отборов и подкачек, которые не изменяются во времени, не влияют на общее уравнение, хотя предполагается их наличие. В этой ситуации влияние отборов и подкачек будет отражаться на начальных условиях $\left. \frac{dp}{dt} \right|_{t=0}$. Однако, если отборы и подкачки происходят не в начале неустановившегося потока, а в моменты времени $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$, то есть создаются повторяющиеся нестационарные процессы, то второе уравнение из системы (41) удобно представить в виде:

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \delta(x - b_j) + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) \sigma(t - t_j). \quad (41)$$

Аналогично, второе уравнение системы (41) запишется в виде

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{\partial Q}{\partial x} + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) \sigma(t - t_j). \quad (42)$$

При этом, часть уравнений для давления p изменятся. Так, например, для случая, когда жидкость движется вдоль оси $0x$, уравнение (41) запишется в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} &= \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_{i=1}^N p_{\text{cтi}} \delta(x - a_i) \\ &+ \frac{2a}{F} \sum_{j=1}^m G_j \delta(x - b_j) \sigma(t - t_j) + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) \delta(t - t_j). \end{aligned}$$

а уравнение (42) в виде:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \sum_{i=1}^N p_{\text{cтi}} \delta(x - a_i) + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) \delta(t - t_j).$$

Написание таких уравнений для случая, когда жидкость движется против оси $0x$, труда не представляет.

Заметим, что учет неравномерной работы насосных станций и отбор-подпиток удобно учитывать в самих уравнениях системы (41) при помощи единичной функции. Например, если сосредоточенные отбор-подпитка производятся в начале нестационарного процесса ($t = 0$) и прекращаются в моменты времени t_1, t_2, \dots, t_j , второе уравнение системы (42) должно быть записано в виде:

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) [\sigma(t) - \sigma(t - t_j)]. \quad (43)$$

Если отборы-подкачки начаты в моменты времени t_1, t_2, \dots, t_m и отключены в моменты времени $\bar{t}_1, \bar{t}_2, \dots, \bar{t}_m$, то второе уравнение системы (42) следует записать в виде:

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \sum_{j=1}^m \frac{G_j}{F} \delta(x - b_j) [\sigma(t - t_j) - \sigma(t - \bar{t}_j)]. \quad (44)$$

Исходя из этих соображений, легко учесть неравномерность отборов (включение и отключение), когда жидкость движется против оси $0x$. При этом получение уравнения для давления $p(x, t)$ труда не представляет.

2.3 Методы расчета нестационарного потока в трубопроводах

В настоящее время для моделирования неустановившегося течения жидкости в трубопроводах обычно используют систему линеаризованных уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + 2a\rho\omega; \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x}; \quad a = \frac{\lambda\omega}{2D}; \end{aligned} \quad (45)$$

где, $p(x,t)$ — давление; $\omega(x,t)$ — средняя по сечению скорость движения жидкости; $\rho\omega$ — массовый расход; c — скорость звука в данной жидкости; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; D — диаметр трубопровода.

Для трубопроводов большой протяжённости, когда потеря напора на протяжении трассы велика: $\theta = \frac{\lambda l \omega}{2cD} \geq 3$ первым слагаемым в правой части первого

уравнения (45), определяющим инерционное сопротивление, можно пренебречь.

В результате сопоставления численных решений системы уравнений (45) с результатами экспериментальных наблюдений за переходными процессами на нефтепроводе Куйбышев — Саратов было определено, что при резком изменении расхода в нефтепроводе инерционным слагаемым в уравнении (45) можно пренебречь при условии:

$$\theta = \frac{\lambda l \omega}{2cD} \geq 2,5.$$

При более плавных изменениях расхода и давления, например из-за перемещения рабочего органа регулирующей заслонки (задвижки), можно пренебречь инерционными составляющими при условии [53]:

$$\theta = \frac{\lambda l \omega}{2cD} \geq 1.$$

Решение системы уравнений (45) для таких сложных трубопроводов представляет значительные трудности из-за сложности вычислений, даже при использовании численных методов и счете на компьютере. В таком случае преимущества аналитических методов решения сводятся на нет. При этом, из-за коротких промежутков времени и малых расстояний, потери на трение в трубопроводе не учитываются. Это усложняет расчет систем автоматического контроля и защиты магистральных трубопроводов от аварийных режимов работы и, в конечном итоге, усложняет эксплуатацию магистральных трубопроводов и снижает их надежность.

2.4. Постановка задач и методы решения для неустановившегося движения жидкости и газа в магистральных трубопроводах с учетом инерционных эффектов (волновое течение)

Если учесть инерционные составляющие и наличие трения, система дифференциальных уравнений, описывающих изменения давления и расхода в трубе в присутствии сопутствующего концентрированного отбора и насосной

станции, принимает вид:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} + p_{\text{ст}}\delta(x - x_1) &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\ -\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{F}\delta(x - x_2). \end{aligned} \quad (46)$$

При решении конкретной физической задачи, которая приводит к системе уравнений (46), нужно знать начальные значения давления p и расхода (скорости), то есть $\langle Q \rangle$, т. е. $p|_{t=0}=f(x)$ и $Q|_{t=0}=\varphi(x)$.

Если, к примеру, до начала нестационарного движения в трубе отсутствовало трение, то $p|_{t=0} = p_0$ и $Q|_{t=0} = 0$. В роли p_0 следует рассматривать то давление, которое существовало в трубе: если труба была пустой, то p_0 — атмосферное давление, если же она была наполнена жидкостью, то p_0 — давление жидкости, установившееся в трубе. Чтобы решить конкретную физическую задачу, недостаточно знать лишь давление и расход вначале процесса. Для этого нужно знать давление или расход жидкости на окончаниях трубопровода в период нестационарного движения. При этом следует иметь в виду, что если, например, вначале трубопровода поддерживается определенное давление $p|_{t=0} = F(t)$, то объем в этом сечении можно определить только после решения проблемы. Таким образом в одном и том же сечении трубопровода нельзя задавать и давление и расход. Они могут быть определены только на различных концах трубопровода. Граничными условиями в ходе неустановившегося движения могут являться:

- давления на обоих концах

$$p|_{t=0}=F_1(t); \quad p|_{t=l}=F_2(t),$$

где, l — длина трубопровода; $F_1(t)$, $F_2(t)$ — известные функции;

- давление на одном и расход на другом конце трубопровода

$$p|_{t=0}=F_1(t); \quad Q|_{x=l}=\Phi_2(t),$$

Или

$$Q|_{x=0}=\Phi_1(t); \quad p|_{x=l}=F_2(t),$$

расход на обоих концах трубопровода

$$Q|_{x=0}=\Phi_1(t); \quad Q|_{x=l}=\Phi_2(t).$$

Заметим, что все функции $F_i(t)$ и $\Phi_i(t)$ заданы. В частности, они могут быть постоянными или равными нулю. При этом для определения давления и расхода вдоль трубы как до момента времени $t=t_1$, так и после него необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial t} + p_{\text{ст}}\delta(x - x_1) &= \frac{\partial Q}{\partial x} + 2aQ; \\ -\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{F}\delta(x - x_1)\sigma(t - t_1); \end{aligned} \quad (47)$$

при условиях, приведенных в уравнениях (46).

2. Предположим, что при условиях, указанных в пункте 1, происходит неустановившийся процесс из-за изменений давления p_n в начале трубопровода. Чтобы определить давление и расход вдоль трубопровода, нужно решить систему уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\ -\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x}; \end{aligned} \quad (48)$$

при условиях

$$p|_{t=0} = p_n + \frac{p_k + p_n}{l}x; \quad Q|_{t=0} = Q_0; \quad p|_{x=0} = p_n; \quad p|_{x=l} = p_k. \quad (49)$$

Если при условиях, изложенных в п.1, неустановившийся поток возникает из-за перекрытия конца трубопровода, что вызовет гидравлический удар, чтобы определить распределение давления и расхода по длине трубы, а также ударное давление, необходимо решить систему уравнений (48), при этом условие $p|_{x=l}=p_k$, следует заменить на новое условие $Q|_{x=l}=0$.

3. Предположим, что в трубе с концентрированным отбором G в точке $x=x_2$ существует установившийся поток жидкости при постоянных давлениях p_n и p_k на его границах. В этом контексте могут возникнуть различные причины неустановившегося потока. Рассмотрим некоторые из них.

В определенный момент времени $t=0$ запускается насосная станция в точке $x=x_1$ (концентрированный отбор продолжает работать). Для определения давления и расхода жидкости нужно решить систему уравнений (48), учитывая условия:

$$p|_{t=0} = p_H + \frac{p_K + p_H}{l} x - \frac{2aG}{F} \frac{l-x_1}{l} x + \begin{cases} 0 & \text{при } x < x_1 \\ \frac{2aG_1}{F} (x - x_1) & \text{при } x > x_1 \end{cases}, \quad (50)$$

$$Q|_{t=0} = -\frac{F}{2a} \left[\frac{p_K - p_H}{l} - \frac{2aG}{F} \frac{l-x_1}{l} \right] + \begin{cases} 0 & \text{при } x < x_1 \\ \frac{2aG}{F} (x - x_1) & \text{при } x > x_1 \end{cases}.$$

В момент времени $t=0$ включена насосная станция и нет сосредоточенного отбора. В этом случае необходимо решить систему уравнений:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} + p_{CT} \delta(x - x_1) = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \quad (51)$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x};$$

при тех же условиях.

Неустановившееся движение жидкости возникает из-за отсутствия сосредоточенного отбора. В этом случае следует решить систему уравнений:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \quad (52)$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x};$$

при тех же условиях.

Неустановившееся движение жидкости возникло из-за перекрытия задвижки на конце трубопровода (гидравлический удар). В этом случае следует решить систему уравнений:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \quad (53)$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{F} \delta(x - x_2);$$

Начальные и граничные условия остаются прежними, только условие $p|_{x=l} = p_H$ необходимо заменить на $Q|_{x=l} = 0$.

Изменениями давления в начале трубопровода было создано неустановившийся движение жидкости. В данном случае необходимо решить систему уравнений (53), соблюдая те же условия, но условие $p|_{x=l} = p_H$ следует записать как $p|_{x=l} = p_{Hl}$. Тогда:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial p}{\partial x} &= 2aQ; \\
 \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{F}\delta(x - x_1) &= 0;
 \end{aligned}
 \tag{54}$$

при условиях $p|_{x=0}=p_H$, $p|_{x=l}=p_K$

4. Предположим, что в трубопроводе с насосной станцией в точке $x=x_1$ существует установившийся поток жидкости с поддержкой постоянных давлений p_H и p_K на его концах. Рассмотрим возможные причины, вызывающие неустановившийся поток [17]. В момент времени $t=0$, в точке $x=x_2$ начинается концентрированный отбор, насосная станция продолжает работать. Для определения давления и расхода вдоль трубопровода нужно решить систему уравнений (54), учитывая условия:

$$\begin{aligned}
 p|_{t=0} &= p_H + \frac{p_K + p_H}{l}x + p_{CT} \begin{cases} \left(-\frac{x}{l}\right) & \text{при } x < x_1 \\ \left(1 - \frac{x}{l}\right) & \text{при } x > x_1 \end{cases}; \\
 Q|_{t=0} &= -\frac{F}{2a} \left(\frac{p_H - p_K}{l} + \frac{p_{CT}}{l}\right); \\
 Q|_{x=0} &= p_H; \quad p|_{x=l} = p_K.
 \end{aligned}
 \tag{55}$$

В некоторый момент времени $t=0$ начат сосредоточенный отбор в сечении $x=x_2$, насосная станция отключена. При этом следует решить систему уравнений:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\
 -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{F}\delta(x - x_2);
 \end{aligned}
 \tag{56}$$

при тех же граничных и начальных условиях.

В момент времени $t=0$ насосная станция не работает, началось неустановившееся движение. Для определения перераспределения давления и расхода в трубопроводе, следует решить систему уравнений:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\
 -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x};
 \end{aligned}
 \tag{57}$$

при тех же условиях.

Перекрытие задвижки на окончании трубопровода в процессе установившейся динамики вызывает появление нестационарности и гидравлического удара. Чтобы определить ударное давление, а также изменение распределения давления и расхода вдоль трубы, необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} + p_{\text{ст}}\delta(x - x_1) &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\ -\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x}; \end{aligned} \quad (58)$$

при тех же условиях, а условие $p|_{x=l}=p_k$ заменим на условие $Q|_{x=l}=0$.

Если нестационарность образуется в результате изменения давления на одной из границ трубопровода, например, в точке $x=l$, следует решить начальную систему уравнений с теми же условиями, заменив, например, p_k , на p_{kl} .

5. Как уже упоминалось, неустойчивость движения в трубопроводах обусловлена изменением режима его функционирования. В этих случаях начальными параметрами нового нестационарного режима являются давление и расход жидкости в трубе к завершению уже существующего нестационарного режима, то есть к моменту $t = t_1$. В таких условиях аналитическое решение проблемы становится весьма сложным. В качестве образца рассмотрим задачу, в которой в трубопроводе под давлением p_0 в момент времени $t = 0$ начинается нестационарное движение жидкости, и на его концах сохраняются постоянные давления p_n и p_k . Требуется определить распределение давления и потока вдоль трубопровода как до, так и после момента времени $t = t_1$. Получение аналитического решения этой задачи с использованием единичной функции Хэвисайда и функции Дирихле σ не представляет значительных трудностей. При этом начальная система уравнений записывается следующим образом [21]:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} + p_{\text{ст}}[\sigma(t) - \sigma(t - t_1)]\delta(x - x_1) + p_{\text{ст}2}\sigma(t - t_1)\delta(x - x_1) + p_{\text{ст}3}\sigma(t - t_1)\delta(x \\ - x_3) &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \end{aligned}$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G_1}{F} [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \delta(x - x_2) + \frac{G_2}{F} \sigma(t - t_1) \delta(x - x_2) + \frac{G_3}{F} \sigma(t - t_1) \delta(x - x_4);$$

которую следует решать при условиях

$$p|_{t=0} = p_0; \quad Q|_{t=0} = 0; \quad p|_{x=0} = p_n; \quad p|_{x=l} = p_k.$$

В этом случае исходная система уравнений примет вид

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ; \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial Q}{\partial x}; \end{aligned} \tag{59}$$

Систему уравнений (59) легко привести к одному уравнению:

- относительно давления

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}; \tag{60}$$

- относительно скорости (или расхода)

$$\frac{\partial^2 Q}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 Q}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial Q}{\partial t}; \tag{61}$$

Решение проблемы часто упрощается, если учесть новое изменение режима в основных уравнениях динамики: уравнениях импульса и баланса массы (уравнение неразрывности), используя единичную функцию или σ -функцию.

2.5 Ключевые индикаторы риска (КИР) в математической модели среды

Разработана и представлена классификация ключевых индикаторов риска для основных технологических узлов оборудования, применяемого на установках подготовки нефти. В связи с износом технического оборудования, ухудшением погодных условий и регулярным увеличением нагрузок, в последние годы все чаще возникает потребность в проверке технического состояния основных инженерных и строительных конструкций на объектах хранения нефтепродуктов с учетом их качественных характеристик.

Проблема с несовершенством способов диагностики качества нефтепродуктов

из-за повреждений вызвала острую необходимость в разработке новых методов исследования. В свою очередь, это привело к развитию систем мониторинга. В частности, популярность мониторинга и диагностики с использованием современных информационных технологий актуальны по ряду причин:

- облегчения поиска дефектов, возникших в процессе изготовления объектов, или повреждений, полученных при их транспортировке и хранению благодаря имитационному моделированию;

- возможность изменения механических характеристик использованных материалов в режиме компьютерной программы;

- моделирование любого химического и физического процесса по заданным параметрам для контроля качества;

- выявление крупнейших зон риска и расчет условий их образования.

В последние годы проблема обеспечения надежности и длительной механической устойчивости протяженных инженерных сооружений все чаще рассматривается в направлении оценки и прогнозирования рисков. Решение поставленной задачи возможно только при проведении необходимого анализа в оценке тех факторов, которые оказывают непосредственное негативное влияние на исследуемые объекты контроля и могут приводить к возникновению аварийных ситуаций.

Основное преимущество использования индикаторов заключается в их способности увязывать текущие уровни подверженности риску в режиме реального времени с оценки вероятности его возникновения. Отслеживая набор соответствующих показателей риска и сверяя их фактические значения и тенденции с согласованными лимитами/пороговыми значениями, организация может видеть, остаются ли ее операционные риски в пределах ее аппетита к риску или превышают его. Следовательно, мониторинг показателей риска является важным механизмом, с помощью которого руководство организации может получить уверенность что он остается в пределах заявленного соотношения к операционному риску. Описание концепции склонности к риску определено Руководством IOR (Института операционного риска).

Использование индикаторов риска также способствует эффективному управлению, предоставляя прозрачные, воспроизводимые и последовательные средства для отслеживания как подверженности риску вследствие механических и человеческих факторов по IOR, так и управленческой деятельности (в случае контроля и показателей эффективности). После определения спецификаций, в соответствии с которыми должны быть рассчитаны значения показателя, определяются соответствующие источники данных и осуществляется сбор данных. При согласованной частоте представления и отчетности одни и те же данные могут собираться раз за разом, предоставляя руководству надежные средства отслеживания подверженности организации операционным рискам, а также эффективности ее деятельности по управлению рисками и контролю.

Также могут быть согласованы триггеры эскалации для конкретных показателей; в соответствии с этим ключевые показатели или показатели с особенно высокими/ низкими значениями могут передаваться по цепочке управления для надлежащего рассмотрения и принятия мер, как только они превысят согласованный уровень.

Показатели KPI (ключевые показатели эффективности) позволяют контролировать стратегию деятельности и служат для измерения достижения целей, а также отражают эффективность работы предприятия в целом, его бизнес-процессов и каждого сотрудника в отдельности [14]. С другой стороны, KRI (ключевые индикаторы риска) представляют собой количественные показатели источников риска и играют важную роль в системе управления рисками, выступая инструментом мониторинга и управления рисками и помогая выявлять потенциальные рискованные события.

Между KPI и KRI есть много общего, так как риск и стратегия компании тесно связаны. Они должны быть взаимоувязаны и рассматриваться в комплексе, иметь надлежащий деловой контекст, быть измеримыми, иметь ответственного за их достижение, а риски следует разделять на управляемые и контрольные[98].

Можно определить «рисковый индикатор как операционную или финансовую переменную, которая обеспечивает прочную основу для оценки вероятности или

степени одного или нескольких событий операционных рисков». Обычно невозможно сопоставить все аспекты этого риска в одном показателе KRI, поэтому часто используют три индикатора: индикатор, измеряющий вероятность, индикатор, измеряющий влияние, и индикатор, оценивающий план действия. Основная цель этих показателей – предсказать или уменьшить последствия рисков и минимизировать отклонение от цели (Рисунок 28).

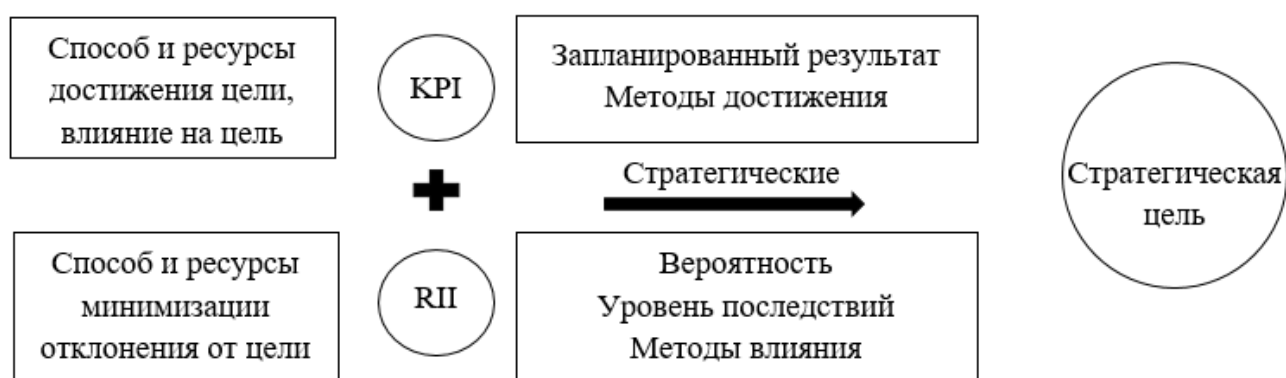


Рисунок 28 - Стратегические KPI и KRI в формировании стратегии риск-менеджмента

Стратегия управления рисками связана с определением стратегических целей развития и задач, которые стоят перед системой для достижения этих целей. Это напрямую связано с уровнем риска, с которым соглашаются владельцы и с которым они намерены работать. Стратегия риска и параметры допустимого уровня риска могут быть интегрированы в деятельность организации только при наличии системы KPI и комплексной системы управления рисками. Такая система включает внутреннюю нормативную базу для управления рисками, процессы и процедуры для управления рисками, а также инфраструктуру с задействованными специалистами по управлению рисками и риск-менеджерами с соответствующими полномочиями, правами и обязанностями, интегрированными в систему интеграции KPI для управления рисками.

Стратегические риски могут очень быстро нанести значительный ущерб и привести к авариям. Однако они до сих пор находятся за пределами большинства

программ управления рисками предприятия, их трудно количественно измерить, осуществлять их мониторинг и управлять ими. Чтобы справиться с этими рисками, руководителям нужно понимать и рассматривать все стратегические цели и задачи с присущими им рисками в соответствии со сложившейся системой стратегического риск-менеджмента в определенной отрасли.

Нефтяная и газовая промышленность остается основным источником энергии в мире, несмотря на усилия по повышению жизнеспособности и приемлемости альтернативных источников. Потенциал роста для этой отрасли стабилен при условии внедрения анализа рисков на стратегических этапах. Проблемы, с которыми сталкивается этот сектор, охватывают различные аспекты, включая соблюдение механических, стратегических, операционных и нормативных требований[113].

Соблюдение нормативных требований усугубило операционные и финансовые проблемы. Поскольку правила техники безопасности и экологические нормы ужесточаются, нефтегазовый сектор вынужден вкладывать значительные средства для обеспечения соблюдения требований [28, 114, 116].

Значительные риски, с которыми сталкивается нефтегазовая отрасль, в сочетании с крупными инвестициями, необходимыми для поддержания деятельности, привели к необходимости развертывания передовых методологий для оценки проектов и измерения рисков. Стратегии смягчения последствий наиболее эффективны, когда оценка нефтегазовых рисков включает в себя углубленное изучение сопутствующих рисков, включая подробное определение и количественную оценку рисков, связанных с основными параметрами работы. Поэтому процесс оценки риска требует больших объемов информации, связанных со сложными методологическими подходами, адаптацией математических моделей к программному обеспечению.

Сущность риска как параметра обсуждалась в работах российских и зарубежных ученых [12, 39, 72]. Подверженность рискам предприятий нефтегазовой отрасли раскрыта в публикациях [56, 90, 42]. Упомянутые выше исследования представляют процесс оценки риска с использованием

альтернативных и усовершенствованных методологических подходов.

Сложность производственных процессов нефтегазовых компаний определяют производственный риск, а технический риск считается результатом изношенного или морально устаревшего оборудования и инструментов, используемых в производственном процессе. Любой из выявленных рисков может стать причиной кризиса для хозяйствующих субъектов, в том числе нефтегазовых компаний. Прогнозирование рисков, вызванных возникающими свойствами, должно быть обязательным условием для мониторинга неблагоприятных событий. Это позволяет выделить и систематизировать факторы по области их возникновения.

Следует отметить, что проявление эмерджентных свойств возникает при объединении рисков, поскольку ни один из них нельзя рассматривать отдельно друг от друга. При этом каждый риск можно охарактеризовать широким набором показательных факторов и связей между ними.

Возникновение системы характеризуется тем, что, с одной стороны, ее свойства возникают неожиданно, а с другой стороны, они превышают аддитивные свойства ее отдельных элементов. Иначе говоря, свойства отдельных элементов, входящих в систему, становятся причиной и результатом внезапного появления отличительных свойств этой системы. Эти элементы никогда не характеризовались этими свойствами, пока они не присоединились к системе.

Возникновение является следствием проявления как минимум трех факторов:

- 1) резкое нелинейное усиление ранее незамеченного свойства;
- 2) непредсказуемая бифуркация любой подсистемы;
- 3) рекомбинация связей между элементами.

С другой стороны, вновь возникающее свойство объясняется повторяющимся возвращением негативных факторов, ранее либо незанятых, либо неконтролируемых. Эти факторы обычно появляются из-за непредсказуемых последствий, значительных финансовых потерь или новых рисков.

Важно, что если оценка рисков включает оценку возникающих свойств, то это помогает выявить как будущие опасности, так и новые возможности в развитии

предприятий. Становится легче увидеть появление новых взаимосвязей как внутри, так и снаружи, и сформировать новый подход к управлению рисками, направленный на выявление рисков, их снижение и поддержку самоорганизованных тенденций. Излишняя формализация в оценке рисков крайне негативно сказывается на результатах оценки и делает невозможным получение реальной картины для прогнозирования рисков предприятий.

Группа технико-технологических рисков – составляющая ключевого риска любого УПН, которая определяет возможность незапланированного изменения конечного результата деятельности, в результате воздействия на состояние и производительность техники и технологии случайных, за исключением проявления, стихийных сил в природе, факторов (механические; процессуальные; технико-антропогенные; технологически-антропогенные). Поэтому логично все рассматриваемые риски, возникающие на установке подготовки нефти УПН, можно разделить на 4 основные группы (Рисунок 29):

Механические – в данную группу входят параметры у технологических элементов УПН, которые оказывают воздействие механического характера: вибрация, давления, расход, температура, уровень.

Технологические – в данную группу входят параметры элементов УПН, влияющие на технологический процесс: значения уставок для регулирующих элементов, отказы управляющих воздействий (например, не прохождение команды от кнопки или контроллера на исполнительный орган).

Сырьевые - в данную группу входят параметры, относящиеся к: вязкости перекачиваемой среды и внешней температуре окружающей среды.

Человек - в данную группу входят все неисправности, связанные с управляющими воздействиями на УПН человека.

Таким образом, на основе стандартов управления рисками, ключевые индикаторы следует оптимизировать именно по влиянию человеческого фактора на группы, не зависящие от него, управляемые системы и сам объект управления. Данный подход позволяет усовершенствовать имеющийся стандарт и оптимизировать в дальнейшем системы автоматизации на управляемые системы

рисков и индикаторы рисков группы наблюдения, за которыми устанавливается контроль.

С целью отбора факторов, как оказывающих существенное влияние на нефтегазовые компании, так и несущественных, необходимо построить матрицу планирования и провести предварительный эксперимент. По его результатам оценивается влияние факторов на производственный процесс. Правильно спланированный эксперимент дает значительно больше информации, обеспечивает выявление ключевых факторов и оценку их влияния на выходной интегральный показатель.

Например, учитывая специфику УПН нефтяных компаний, важно учитывать такие факторы, как риск нарушения непрерывности производственных процессов, сбои в работе технических средств, значительное количество месторождений с трудноизвлекаемыми и истощенными запасами, изменение технологий эксплуатации скважин и условия в результате наступления завершающей стадии работ персонала и других факторов, обуславливающих возникновение технологических рисков.

Возникновение здесь (в процессе оценки рисков нефтегазовых предприятий) характеризуется появлением новых рисков, которые не были предусмотрены при установлении причин возникновения на первом этапе.

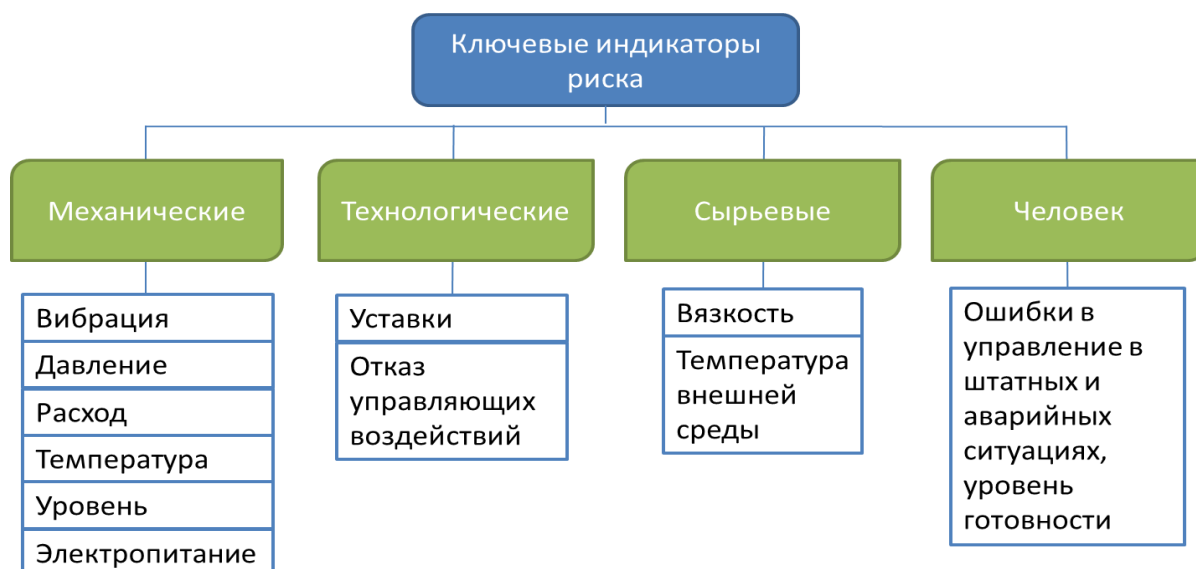


Рисунок 29 - Ключевые индикаторы риска

Каждый элемент в моделируемой системе УПН имеет набор КИР и их численное значение КРІ. Именно стандарты безопасности позволяют сформировать данные группы индикаторов. Первая группа факторов сформирована как типы эксплуатационных рисков, которые являются взаимосвязанными. Условия эксплуатации оказывают наибольшее влияние на надежность электротехнических устройств [109].

В настоящее время свойства риск-менеджмента меняются. Отрицательный момент заключается в том, что если мы сосредоточимся только на системе прямой обратной связи (от человека к технологическим и механическим индикаторам), у нас не будет возможности увидеть эмерджентных свойств и установить параметры нерегулируемых показателей (непосредственно сырьевых). В результате мы потеряем возможность выявить новые опасности и выгоды для УПН. Поэтому оценка риска с учетом эмерджентных свойств системы управления, а не только ее компонентов (подразделений, управленческих решений, ресурсов, факторов и т. д.) является результатом развития и эволюции всей системы управления рисками. Недооценка возникающих или вновь возникающих свойств может привести к крупным просчетам при планировании деятельности нефтегазовых компаний, именно поэтому выбраны обобщенные свойства работы, которые можно интегрировать в любой УПН.

Любой из выявленных рисков может привести к возникновению признаков кризиса в системе безопасности системы, в том числе нефтегазовой. Прогнозирование рисков, вызванных эмерджентными свойствами, является обязательным условием мониторинга неблагоприятных событий. Такой прогноз позволяет выбирать и систематизировать факторы по их происхождению. Проявление эмерджентных свойств происходит при объединении рисков на основные группы, риски которых можно измерить независимо друг от друга.

Основная причина этого в том, что ни один из этих рисков нельзя рассматривать отдельно друг от друга. С другой стороны, каждый из рисков характеризуется широким набором показательных факторов и широким

разнообразием связей между ними. Учет эмерджентных и реэмерджентных свойств целесообразен в процессе оценки рисков, поскольку позволяет прогнозировать и измерять риски, с которыми могут столкнуться нефтегазовые компании.

Современные качественные и количественные методы оценки рисков позволяют выявить причины опасностей до того, как они повлияли на УПН. В результате становится возможным внедрение системы превентивного управления. Существующие методы и рекомендации, по отдельности или в сочетании, расширяют прогностические возможности подходов к оценке риска. Однако каждый из этих методов по-прежнему игнорирует как эмерджентные, так и реэмерджентные свойства при оценке рисков и специфику нефтегазовых компаний. В контексте этой проблемы предлагается сделать акцент на таксономических процедурах и методах факторного анализа с учетом эмерджентных свойств рисков, которые отражают параметры безопасности УПН. Использование такого подхода позволит нефтегазовым компаниям проводить комплексную оценку рисков, которая закладывает основу как для их дальнейшей оценки, так и для прогноза их динамики.

В соответствии с алгоритмом первый этап определяется как «Построение таксономии риска». Этот этап включает в себя:

- выявление возможных причин риска;
- определение и формирование множества внутренних и внешних рисков, влияющих на безопасность нефтегазовых компаний.

Затем рассматриваются конкретные направления деятельности нефтегазовых компаний. Эти сферы выступают субъектами риска. Вот почему он дает представление о процессе определения их типа.

Идентификация рисков позволяет детально классифицировать их по факторам влияния. Для этого мы разделяем по типам деятельности установке подготовки нефти УПН. С другой стороны, классификация позволит избежать дублирования. Это означает, что у нас не будет двойного рассмотрения свойств в системе оценки.

Ниже остановимся на анализе методов оценки ключевых индикаторов риска (КИР) по первому направлению - измерение и учет продукта и предложениях по

повышению точности определения характеристик погрешностей измерения и решения ряда организационных вопросов, касающихся метрологического контроля и надзора. При выполнении учетно-расчетных операций применяют, как правило, косвенные методы измерения объема и массы, в частности, объемно-массовый статический метод. Суть этого метода заключается в определении объема по результатам измерения уровня продукта и данных таблиц поинтервальной градуировки резервуара, а также плотности продукта при одинаковых (или сводных к одинаковым) условиях. Массу продукта определяют как произведение объема и плотности. Плотность продукта измеряют в соответствии с требованиями по типу вещества, массу механических примесей, наличие воды в продукте, концентрацию хлористых солей и других примесей в продукте определяют методом лабораторного анализа. Следует отметить, что требования не предусматривают правил и методику оценок реальных характеристик погрешностей измерения в диапазонах изменения аргументов физических величин (параметров), через которые определяют массу продукта. Согласно методике, оценка погрешности измерения должна выполняться в виде относительной погрешности. Математические модели оценки риска неправильных измерений не учитывают диапазоны текущих изменений аргументов, а также диапазоны изменений влиятельных величин (ВВ) при одновременном действии их на характеристики погрешностей.

Описание свойств выявленных рисков является обязательным условием для прогнозирования свойств возникающих и вновь возникающих рисков по видам деятельности нефтегазовых компаний. Расчет интегрального показателя уровня риска (таксономический подход), включает:

– разработку стандартизированной матрицы наблюдений; Процедура нормализации выполняется по формуле:

$$z_{if} = \frac{x_{if} - \bar{x}_f}{S_f}, \quad (62)$$

Где, z_{if} – нормированное значение; x_{if} – значение начального коэффициента x_f

для i -го периода;

x_{if} — среднее по фактору x_f ;

S_f – стандартное отклонение по фактору x_f .

– выбор эталонного вектора риска в зависимости от изучения многовекторных параметров; выбор эталона a_f по фактору Z_f осуществляется по формуле:

$$a_f = \begin{cases} \max_{1 \leq i \leq m} Z_{if}, & \text{если } Z_f \text{ - стимулятор;} \\ \min_{1 \leq i \leq m} Z_{if}, & \text{если } Z_f \text{ - дезинтегратор;} \end{cases} \quad (63)$$

– свертка стандартизированных показателей в интегральный показатель $I^{(d)}$ дистанционным методом:

$$I_i^{(d)} = 1 - \sqrt{\sum_{f=1}^n w_f (a_f - Z_{if})^2}, \quad (64)$$

где $I_i^{(d)}$ – значения интегрального показателя, $i = 1, 2, \dots, m$;

w_f – веса показателей Z_f , $f = 1, 2, \dots, n$;

$$\sum_{f=1}^n w_f = 1. \quad (65)$$

Дистанционный метод достаточно распространен при решении различных задач. Следующие исследования [73] были проведены по построению интегрального показателя внутри группы дистанционным методом. Однако более пристальный взгляд на литературу по процессу оценки рисков нефтегазовых компаний выявляет ряд пробелов и недостатков.

Для оценки риска веса предлагается метод экспертного скоринга. При этом для P_i используется следующая оценочная шкала:

- от 0 до 0,5 – низкий уровень риска;
- равно 0,5 – средний уровень риска;
- от 0,5 до 1,0 – высокий уровень риска.

Выбор весовых коэффициентов w_f обычно становится отдельной нетривиальной задачей, которую можно решить путем экспертной оценки. Решение, которое предлагается для удовлетворения потребностей оценки рисков нефтегазовых компаний, заключается в использовании коэффициентов иерархии,

позволяющих эксперту определять веса показателей Z_f .

Оценочные значения коэффициентов иерархии могут быть определены на основе критических расстояний, то есть наибольшего расстояния d^* между ближайшими соседними факторами (Z_i, Z_j). Это позволит определить важность роли каждого фактора во всем исследовании:

$$d^* = \max_i \min_j d(Z_i, Z_j). \quad (66)$$

Для расчета коэффициента иерархии следует исследовать все расстояния, не превышающие критического предела для каждого матричного фактора при расчете наибольшего расстояния d^* , по формуле:

$$Q_i = \{(i, j) | d(Z_i, Z_j) \leq d^*, j = 1, 2, \dots, n\}. \quad (67)$$

Следующий шаг связан с суммированием полученных расстояний. Для каждого из элементов выбирается фактор с наибольшим количеством расстояний:

$$k_m = \max_{1 \leq f \leq n} k_f; \quad (68)$$

$$k_f = \sum_{(i,j) \in Q_i} d(Z_i, Z_j). \quad (69)$$

Таким образом, для определения роли, значимости и места каждого фактора в проводимых исследованиях рассчитываем весовой коэффициент как коэффициент иерархии по следующей формуле:

$$w_f = \frac{k_f}{k_m}. \quad (70)$$

Сложность бизнес-процессов в управлении УПН нефтегазовыми компаниями требует систематизации массива статистических данных, факторов, показателей, рисков как таковых и их свойств.

Таксономические методы включают в себя мощный, но простой математический аппарат, не требуют сопоставления факторов и свойств и, кроме того, полезны, когда необходимо учитывать различные уровни детализации факторов воздействия при оценке риска.

Стандартизированная матрица наблюдений строится на основе сформированной матрицы наблюдений с поправкой на коэффициенты иерархии.

Стандартный вектор риска выбирается в вариации между максимальным значением стимулятора и минимальным значением дезинтегратора. После этого вычисляется уровень отклонения, чтобы установить, насколько отдельные элементы отличаются от опорного вектора.

Идентификация уровня риска отражает тенденцию изменения стимуляторов (управляемые человеком объекты) и дезинтеграторов (технические характеристики, не управляемые человеком) и, следовательно, показывает результирующие изменения. Дополнение матрицы необходимо для реализации корреляционного анализа интегральных показателей оценки риска с установлением лимитов основных показателей.

Анализ плотности осуществляется путем определения коэффициента парной корреляции, то есть корреляционный анализ позволяет определить степень влияния стимуляторов и дезинтеграторов на конечный результат. Степень зависимости между интегральными показателями характеризуется связями между ними.

Завершающим этапом оценки возникающих рисков являются профилактические мероприятия по минимизации негативных воздействий и снижению рисков [19, 75]. Его особенность заключается в том, что эмерджентное свойство описывается как появление новых свойств рисков нефтегазовых предприятий, так и исчезновение некоторых отдельных свойств рисков после их интеграции в систему УПН.

У предложенного подхода есть недостаток - референтные значения зависят от образца. Это означает, что для разных выборок мы можем иметь разные референтные значения, а, следовательно, и разные оценки уровня риска. Выходом из этой ситуации является определение в качестве реперных значений предельных значений влияющих факторов, определяющих максимально допустимую степень риска. Эти значения могут быть определены либо из опыта, либо путем экспертной оценки факторов.

Учитывая специфику предприятий нефтегазового комплекса, считаем, что метод оценки риска, ориентированный на эмерджентные свойства системы и

основанный на таксономическом подходе и факторном анализе, применим для создания тренажеров и систем автоматизации в управлении безопасностью. Целесообразность его применения для оценки рисков в нефтегазовой отрасли зависит от:

- 1) уровня сложности, адекватности и достоверности информации о деятельности нефтегазовых предприятий;
- 2) разном уровне детализации факторов, характеризующих параметры безопасности;
- 3) изложенная процедура оценки рисков предполагает построение математических моделей, учитывающих качественные, количественные и структурные характеристики выявленных рисков.

В процессе моделирования, при превышении параметров КИР система генерирует событие и формирует срез данных всей системы на данный момент, с занесением его в БД. Перспективы дальнейших исследований в этом направлении включают, с одной стороны, проблему выбора входных факторов, а с другой стороны, апробацию предложенной методики оценки уровня риска в зависимости от особенностей нефтегазовых предприятий, в частности от их специализации на УПН.

2.6 Мероприятия по ликвидации риска

Одним из недостатков, перечисленных в первой главе инженерных (качественных) методов, является отсутствие эффективного планирования ресурсов на саму процедуру их проведения. Например, в литературе упоминается исследование, как первое использование метода HAZOP, которое проводилось группой из трех человек в течение четырех месяцев по три раза в неделю. В крупных отечественных компаниях, где практикуется использование методов АОР, нормой считается 5-10 человек в течение 2-5 дней [80]. Разница очевидна.

А потенциальный объем для оценки колоссален. Методы АОР подразумевают, очевидно, для упрощения задачи, условное разделение системы на элементы и

выявляют риски только в этих элементах (см. определение системы) [4]. Но в реальных системах связи между элементами, независимо от степени условного разбиения, весьма значимы — это могут быть гидравлические связи через систему трубопроводов, электрические линии, тепловые процессы, перекрестные связи в системах регулирования, пространственная близость разных элементов и разнородных подсистем (например, силовые кабели, линии связи и трубопроводы) и т.д. Ведь по сути сложная система – это единый организм.

Формирование системы информационно-аналитической поддержки на предприятиях нефтегазового сектора требует:

1. Установки различных информационных потоков внутри органов управления различного уровня, которые вместе образуют информационные системы разного функционального назначения;
2. Организации работы по сбору, учету, передаче, защите и оценке информационных потоков и данных;
3. Выполнения аналитической работы.

Архитектура САПР описывает функционирование управления предприятиями нефтегазовой отрасли с двух позиций: позиции логических терминов (взаимодействие административных процессов и административных правил, необходимая информация, структура и потоки информации, места расположения рабочих мест пользователей, баз данных и знаний); технических терминов (аппаратные средства, сети, программное обеспечение, коммуникация, защита и безопасность, используемые стандарты данных). Соответственно в основе данной информационно-аналитической системы (ИАС), как и любая САПР лежат две платформы: платформа административных процессов (совокупность процессов, которые осуществляются в ходе реализации административных функций, а также предоставление соответствующих услуг) и информационная платформа (адекватным задачам органа ИКТ, которые под силу реализовать самому органу, и способы, с помощью которых эти технологии могут быть использованы для осуществления административных задач).

С другой стороны, информатизация процессов управления предприятиями

нефтегазового сектора должна осуществляться путем интеграции автоматизированных систем проектирования в отдельных подразделений в единую систему информационно-аналитической поддержки с руководящим центром[34].

Таблица 6 - Варианты интеграции САПР крупного нефтегазового предприятия

Вариант	Сущность
«Виртуальная» межведомственная база данных (МБД)	МБД строить не надо, достаточно только организационных договоренностей и технических двусторонних согласований между заинтересованными ведомствами с информационного взаимодействия между ведомственными информационными системами. Для передачи запросов от пользователя ИАС одного органа власти к БД ИАС другого и соответствующих ответов достаточно лишь определенных каналов связи: выделенных, коммутируемых или сети передачи данных с телекоммуникационными центрами. Но при этом в каждой ИАС органа власти, работающий в режиме корреспондента, необходимо иметь специалистов, которые при формировании информационного запроса (например, в SQL-формате) к БД ИАС другого органа власти хорошо ориентировались в структуре той БД, куда этот запрос адресован и иметь соответствующий доступ к ней. Недостатками данного варианта являются: разность подходов к созданию БД в различных ИАС, постоянная смена БД в каждом органе власти на фоне нераспространении информации об изменениях среди всех операторов всех ИАС; проблемы защиты информации; несовместимость протоколов доступов и тому подобное.
«Виртуальная» МБД с центром обработки запросов	МБД строить не надо, однако надо организовать информационного центра (ЦОИ). ИАС каждого органа власти должна создать «виртуальные» таблицы, где будут заданы параметры данных, которые владельцы ИАС могут предоставить для общего пользования. В ЦОЗ будут находиться данные о структуре этих «виртуальных» таблиц каждой ИАС. Запросы от одной ИАС к другой будут формироваться в установленном формате ЦОЗ, поступать в ЦОЗ, автоматически превращаться в формат, присущий системы управления базами данных ИАС-адресата запроса и направляться в этой ИАС. Ответ на запрос поступает в формате, свойственном j-й ИАС-адресату, превращается средствами ЦОЗ формат ЦОЗ и направляется к ИАС-адресанта запроса.

Вариант	Сущность
	<p>То есть при этом и клиентская часть функционирует в два этапа. Необходим внешний интерфейс между ЦОЗ и сервером БД поддерживается средствами мониторинга коллективного пользования в программной системе ЦОЗ. При этом исчезает необходимость в наличии специалистов, должны знать структуру баз данных других ИАС, поэтому и количество возможных сбоев во взаимодействии между БИС тоже значительно уменьшится. Недостатки: необходимость создания ЦОЗ, кадровые и временные затраты, существование вероятности потери запросов / ответов, несовместимость протоколов и т.д.</p>
<p>Отдельная специальная создана МБД</p>	<p>Разрабатывается отдельная МБД, информация в которой постоянно обновляется в заранее оговоренные сроки и обусловленных объемах с БД отдельных ИАС. Каждая БД ИАС будет иметь и поддерживать своеобразный локальный кэш в программно-технических средствах МБД. Такая ИАС государственного управления должна иметь мощный программный интерфейс со всеми взаимодействующими ИАС и соответствующие технические средства (серверы, каналы связи, системы защиты информации). Согласно территориально-распределенной структурой такой ИАС необходимо обеспечить доступ с автоматизированных рабочих мест ИАС-корреспондентов к ресурсам МБД-абонента (сервер). Коммутация каналов и запросов в процессе теледоступа осуществляется с помощью стандартных программных средств телекоммуникации (протоколов сети), регламентирующих структуру представления и управления обработкой информации в сети. При эксплуатации такой МБД не надо специалистов, ориентирующихся в структурах БД ИАС всех органов власти. Такие специалисты уже есть на каждой БД и для формирования информационного запроса им надо знать только структуру МБД (кроме, разумеется, структуры своей БД). При этом значительно уменьшается вероятность сбоев во взаимодействии между БД ИАС отдельных органов власти и МБД. Обмен информацией идет в соответствии с заранее согласованных условий, базы данных отделены друг от друга. Недостатки: увеличение усилий на сохранение информации, повышение требований к качеству телекоммуникаций, сложный программный интерфейс взаимодействия БД отдельных ИАС и МБД,</p>

Вариант	Сущность
<p>Территориально распределенная, интегрированная в ведомственные базы данных межведомственная база данных с центром обработки запросов</p>	<p>Необходимо на каждой БД ИАС отдельных органов власти установить специальные программно-технические средства (сервер с соответствующим программным обеспечением) для хранения и поддержки дубликата определенной, заранее обусловленной, части ведомственной базы данных (своеобразного кэша). Такой дубликат и будет ведомственной подсистемой межведомственной базы данных (ПМБД), информация в которой все время обновляться, причем ответственность за поддержание интерфейса между БД ИАС отдельных органов власти и ПМБД должна лежать на специалистах самих органов власти, а структура ПМБД определяться разработчиками МБД и согласовываться между специалистами всех взаимодействующих ИАС. В таком случае не будет никакого доступа извне к БД ИАС, а структура ее останется прерогативой только специалистов этой ИАС, нет нужды распространять информацию о ней среди специалистов других БД. Формирование запросов к МБД со стороны пользователей ИАС, как и в третьем случае, не будет представлять никаких трудностей. Совокупность всех ПМБД вместе с центром обработки запросов и составляет территориально распределенную интегрированную МБД. Более того, каждая из этих ПМБД одновременно является и подсистемой ИАС отдельных органов власти и, таким образом, в административном, информационном, техническом плане связана с этими ИАС и относится к ним, а в организационном и функциональном плане - с ИАС государственного управления в целом. Согласно территориально-распределенной структуре, необходимо обеспечить теледоступа автоматизированных рабочих мест ИАС-корреспондентов к ресурсам ПМБД-абонента. Необходима коммутация каналов и запросов в процессе теледоступа осуществляется с помощью протоколов сети. Автоматическую маршрутизацию запросов согласно регламенту протоколов сети обеспечивает сетевой каталог.</p>

Вариант	Сущность
	. В этом каталоге содержатся справочные сведения об информационных и программно-технические средства ПМБД всех взаимодействующих ИАС, о полномочиях и приоритеты автоматизированных рабочих мест в различных ИАС, о правилах и ограничения на теледоступа к ресурсам БД ИАС. По сути, сетевой каталог обобщает локальные словари-справочники систем управления БД каждой ПМБД и обеспечивает эффективный интерфейс между ними и ЦОЗ.
Интегрирована с базами данных ИАС органов власти МБД	Интегрированная МБД не является территориально распределенной, как это предлагалось при четвертом варианте. Все ПМБД (вместе со своими серверами) территориально размещаются не в площадях отдельных органов власти, как в предыдущем случае, а сосредотачиваются на площади центра обработки запросов. Все остальные особенности схемы взаимодействия совпадают с особенностями схемы при четвертом варианте. Эта схема наиболее приемлема при большом количестве запросов и относительно редком обновлении информации в ПМБД.

Содержание запросов между отдельными ИАС определяется структурой административных процессов, принятой в рамках конкретной системы управления предприятиями нефтегазовой отрасли в конкретный временной период. При этом одним из важнейших вопросов при обмене данными между ИАС является согласование используемых ими классификаторов. Как отмечает Л. Антонян, для первого варианта реализации ИАС управления предприятиями нефтегазовой отрасли это будет означать наличие на каждой отдельной ИАС программных средств согласования классификаторов, используемых при обмене информацией. То есть на каждой ИАС необходимо согласовать N комплектов классификаторов. При этом после обновления классификатора одним из участников ИАС их необходимо обновить и согласовать на других узлах ИАС управления предприятиями нефтегазовой отрасли, что организационно довольно трудно. При построении ИАС управления предприятиями нефтегазовой отрасли на «виртуальной» БД с центром обработки запросов (второй вариант) функция

согласования классификаторов перемещается на ЦОЗ. Здесь находятся таблицы соответствий классификаторов. То же можно отнести к четвертому и пятому вариантам. Для третьего варианта (ИАС управления предприятиями нефтегазовой отрасли на специально созданной БД) классификаторы каждой ИАС нужно согласовывать с общими классификаторами, используемыми в БД.

Уточнение ущерба по потенциальным рискам и авариям можно производить по реальной статистике аварий. Такая статистика достаточно обширна, но привязана к объектам, отличным от исследуемого. Связующим звеном может быть классификатор опасностей со своей процедурой анализа ключевых слов, признаков, оценок. Такой классификатор по определению является неполным и некорректным, т.к. информация по авариям скудная и относится к другим объектам. Поэтому для анализа применяются методы ИИ, в частности, алгоритмы распознавания образов на нечетких множествах. Как результат, мы имеем численные оценки потенциального ущерба от разнообразных, но гипотетических ситуаций. Подобным же образом можно сформировать стоимость мероприятий по парированию рисков, анализируя прайс-листы, и сметы на подобные модернизации по другим объектам.

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

1. В рамках исследования был разработан программный продукт DMPipe, который также получил широкое коммерческое распространение и был обкатан на практике. Для каждого ключевого индикатора риска предусмотрен план по его ликвидации или недопущению. В этом плане могут быть такие позиции как, замена оборудования (например, рассчитанное на более высокие давления), установка дополнительного оборудования (например, установка регуляторов по давлению или сбросных клапанов). Так, для обнаружения неустановившегося движение жидкости в магистральных трубопроводах с промежуточными насосными станциями и сосредоточенными отборами как элемента методов контроля качества

нефтепродуктов предложено использовать гидродинамический метод контроля вязкости и плотности нефтепродуктов и показан метод создания преобразователя для дополнительного измерения плотности нефтепродукта и расчета кинематической вязкости на основе динамической вязкости и плотности.

2. Проблема контроля рисков для нефтеперерабатывающих узлов в программном продукте DMPipe реализована комплексно. Так, одним из физических параметров ключевых рисков стало формирование аналитической бузы уравнения относительного давления. В отличие от имеющихся подходов, при чисто волновом движении в основном уравнении отражено влияние отборов-подкачек, не изменяющихся во времени.

3. Далее последовал этап оптимизации методов расчета неустановившегося течения в трубопроводах в целях усовершенствования проектируемого программного комплекса DMPipe. В результате проведения экспериментальных исследований переходных процессов в нефтепроводе Куйбышев–Саратов было установлено, что вычисление относительного давления в подобных сложных системах сопряжено с существенными затруднениями из-за высокой сложности вычислений, даже при применении численных методик с расчетом на ЭВМ. Это осложняет расчет систем автоматической регулировки и защиты магистралей от работы в аварийных режимах и, в конце концов, усложняет управление такими магистралями и снижает их надёжность. Поэтому важно в рамках системы управления рисками определить начальные и краевые условия для неустановившегося потока жидкости и газа в магистральных трубопроводах, принимая во внимание инерционное слагаемое (волновое течение).

4. Нестационарность течения в трубопроводах обусловлена изменениями в режиме его работы. В этих условиях начальными условиями для нового неустановившегося состояния являются давление и объемный расход жидкости в трубе к концу существующего неустановившегося состояния. Благодаря предложенной системе уравнений, решение проблемы упрощается, если новое изменение состояния учитывается в основных уравнениях динамики: уравнений импульса и уравнения баланса массы (неразрывности), с использованием

единичной функции или сигма-функции.

5. Стратегические риски могут очень быстро нанести значительный ущерб и привести к авариям. Однако они до сих пор находятся за пределами большинства программ управления рисками предприятия, их трудно количественно измерить, осуществлять их мониторинг и управлять ими. Группа технико-технологических рисков – составляющая ключевого риска любого УПН, которая определяет возможность незапланированного изменения конечного результата деятельности, в результате воздействия на состояние и производительность техники и технологии случайных, за исключением проявления, стихийных сил в природе, факторов (механические; процессуальные; технико-антропогенные; технологически-антропогенные). Поэтому логично все рассматриваемые риски, возникающие на установке подготовки нефти УПН, можно разделить на 4 основные группы: механические, технологические, сырьевые, человек.

6. В системе учета КИР важно учитывать, что мероприятия по контролю рисков могут дублировать друг друга, например, превышение давления на участке трубопровода может быть вызвано процессами в разных элементах, но защитный клапан может парировать все эти опасности сразу. Тогда присваиваемый эффект, например, предотвращенный ущерб, суммируется при сохранении затрат на это мероприятие, тем самым резко повышая «рентабельность» этого мероприятия.

3 ФОРМАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕДУР ПОДГОТОВКИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ИНЖЕНЕРНЫХ МЕТОДОВ АОР

3.1 Анализ процедуры проведения автоматизированной оценки рисков (АОР)

В процессах администрирования крупного предприятия отмечается большое количество аналогичных или близких по содержанию и формам реализации услуг. Указанные обстоятельства создают предпосылки для экономии средств, времени и унификации процедур при реализации проектов. Такую экономию можно прежде всего получить на сервисах, где характерны большие объёмы транзакций (платформы для электронных платежей, бухгалтерский учёт, аналитическая обработка больших объёмов данных, формирование отчётов).

А. Вылегжанина по этому поводу отмечает, что важность архитектуры интеграции ИАС различных органов управления предприятиями нефтегазовой отрасли в единую систему предусматривает: XML как универсальный формат информации и обмена ею; среду гарантированной доставки и маршрутизации информации и XML-документов на базе стандартных Интернет-протоколов; реализацию ИАС в виде веб-служб, которые являются функциональными компонентами, доступными на основе стандартных Интернет-протоколов [35].

Вместе с тем, стоит отметить, что в приведенных положениях, во-первых, не приводится аргументации относительно способа конституирования системы с учетом приведенных составляющих, кроме того, не совсем прозрачным является учет в построении системы такого элемента, как пользователь - человек. Продуктивным с точки зрения решения первой задачи признается т.н. «Архитектурный подход» к определению и проектированию систем, в частности, информационных[83].

Структура общих сервисов представлена на Рисунок 30. При формировании архитектуры общих сервисов необходимо определить, какие сервисы должны рассматриваться в качестве общих, как их реализовать, как организовать их

использование, и как обеспечить непрерывное и общее для всех органов управления предприятиями нефтегазовой отрасли улучшение архитектуры общих сервисов. Системе информационного обеспечения в первую очередь, необходимо учитывать неоднородность процессов принятия решений и специфику деятельности должностных лиц всех уровней на различных этапах принятия управленческого решения.



Рисунок 30 - Структура общих сервисов ИАС управления предприятиями нефтегазовой отрасли

В этой связи возникает потребность в совершенствовании механизма информационно-аналитического обеспечения управления предприятиями нефтегазовой отрасли, в частности, в разработке единой методологической основы для создания информационно-аналитических систем, обеспечении единства подходов к их предметному наполнению и интеграции.

Предупреждение крупных аварий при эксплуатации промышленных объектов повышенной опасности требуют взвешенного подхода. Этот подход базируется на теоретически обоснованных методах и моделях оценки уровня надежности и классификации опасности последствий отказов для автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП).

Также необходима реализация комплексной информационной технологии поддержки принятия решений по обеспечению интегрального уровня безопасности АСУТП. Это представляет значительный интерес для разработчиков и пользователей таких систем для крупных промышленных предприятий. К ним относятся: химические и нефтехимические заводы, средства транспортировки опасных грузов и веществ, железнодорожные комплексы, объекты энергетики (атомные и тепловые станции) и другие объекты повышенной опасности. Проблеме определения и обеспечения необходимого уровня целостности безопасности (SIL) уделяется мало внимания в научно-технической сфере, поскольку анализ аварий на крупных промышленных объектах часто заканчивается выводом о причинах технологических сбоев, внешних воздействий или человеческих факторов. Иногда причинами таких аварий является опасный и непроявленный сбой системы управления процессом, который заканчивается аварией. Однако это слабо доказуемые предположения, особенно в условиях возрастающей сложности и интеграции технологических процессов. Негативные масштабы и последствия таких аварий могут значительно превышать стоимость разработок и внедрения АСУТП. Поэтому весьма актуальной является необходимость определения объективного текущего уровня SIL элементов АСУТП, внедряемых в производство повышенной опасности. Это необходимо для предотвращения техногенных

катастроф, а также для поддержки процессов принятия оптимальных решений по управлению техногенным риском.

Уровень целостности безопасности.

Концепцию SIL широко используют в моделях предупреждения производственной опасности. SIL базируется на данных, опирающихся на вероятность. Результаты исследований [1] расширяют предыдущее утверждение относительно того, что вероятностные данные вносят определенную неопределенность в систему безопасности. Однако, учитывая последние исследования, оценка полноты безопасности по определению количественных показателей риска не проводится в полной мере, поскольку предпочтение отдается качественной информации и ее всестороннему анализу. При этом применяются разнообразные методы и стандарты, такие как Program Evaluation and Review Technique, Монте-Карло и другие. Но они сложны для классических аналитических подходов.

В результате этого возникает вопрос беспристрастного определения количественных показателей риска. Причиной этого часто становится неизвестность функционального назначения входных сигналов, так как системы различны и трудно предсказать опасное действие отдельной системы определенным видам негативных последствий. Кроме того, существенно усложняется интерпретация опасности отказов автоматизированных систем управления. Это же можно сказать и в отношении обработки информации процессорами и выработки управляющих сигналов. Указанное пытаются компенсировать использованием доступных инструментов для анализа и моделирования. Однако это возможно, когда автоматизированная система управления представлена полным замкнутым контуром от датчиков и измерительных устройств, структурой приема, обработки сигналов и выдачи управляющих сигналов вплоть до исполнительных устройств и механизмов. В этом случае возможна интерпретация и анализ опасности последствий отказов системы или искажения информации в ней.

Однако, учитывая ограничения на управляющие воздействия автоматизированных систем управления именно объектов повышенной опасности, следует уделять внимание полноте безопасности. Например, используя механизм, представленный в стандарте по функциональной безопасности программируемых систем. То есть, существуют нерешенные вопросы, которые связаны непосредственно с максимально точным определением уровня надежности АСУТП. Все это позволяет утверждать, что проблема проведения SIL анализа и оценка уровня полноты безопасности для центральных частей разрабатываемых АСУТП является актуальной. Особая актуальность в этом вопросе - установление верхней границы расчетных параметров безопасности (РПБ), а также принятие решений по технологиям разработки таких систем.

В принятых стандартах, регламентных документах, протоколах безопасности и других источниках, посвященных проблеме обеспечения требуемого уровня SIL, доведены нормативные и другие данные, позволяющие в основном ранговыми методами определять уровень надежности АСУТП. Показано, что общий подход к решению проблем определения уровня риска эксплуатации АСУТП в большинстве случаев опирается на качественную, а не количественную оценку надежности. Так, применяемые Ранговые методы предусматривают выводы типа «приемлемо», «неприемлемо», «недопустимо» и так далее. Однако остаются нерешенными вопросы, связанные с объективным и беспристрастным подходом к определению количественных показателей риска. Особые трудности испытывают разработчики базовых электронных, электрических, электронных программируемых устройств и программного обеспечения АСУТП. Так как для центральной электронной части управления сначала неизвестны функциональные назначения входных сигналов, их информационная значимость и соответствие определенным видам негативных последствий в случае их искажения, существенно усложняется интерпретация опасности таких отказов. Это же относится и к обработке информации процессорами и выработке управляющих сигналов. Задача упрощается в случае, когда АСУТП представлена полным замкнутым контуром от датчиков и измерительных устройств, структурой приема, обработки сигналов и выдачи

управляющих сигналов вплоть до исполнительных устройств и механизмов. В этом случае возможна более или менее полная интерпретация и анализ опасности последствий отказов системы или искажения информации в ней.

Оценка уровня полноты безопасности для аппаратных частей АСУТП регламентирована в полном объеме предусматривает проведение анализа причин и последствий отказов (Failure modes and effects analysis – FMEA) а также их критичности. По результатам анализа определяются виды последствий отказов элементов рассмотренных блоков АСУТП или ее центральной части и далее, с использованием методов оценки риска вычисляются количественные показатели вероятностей отказов.

Проблемы оценки безопасности программного обеспечения.

Наиболее сложной частью решения проблемы оценки безопасности для разрабатываемых комплексов является определение надежности и безопасности программного обеспечения. Известны и регламентированы методы, основанные в основном на ранговых оценках. Указанное в большой степени нивелирует вероятность определения уровня надежности программного обеспечения и представляет большую трудность для разработчиков базового программного обеспечения (ПО). Кроме того, такой подход не позволяет установить и снижать объемы информации по определению надежности программного обеспечения. Это же относится и к разработке центральных частей комплексов АСУТП.

Особой проблемой в части определения надежности программного обеспечения является фактическое отсутствие методов учета возможности отказов взаимосвязанных программных модулей. Тем не менее, логические и функциональные связи между отдельными блоками по значительному влияют на надежность и должны быть учтены.

В [5] предпринята попытка разъяснить обобщенные подходы к определению SIL и применению методов, описанных в стандартах, к конкретным системам безопасности. В основе таких подходов лежат методы дифференцированного анализа причин и последствий отказов FMEA (Failure modes and effects analysis)

или метод, в котором учтена их критичности (FMESCA). При этом поддерживается принцип ALARP (As Low as Reasonable Practible – низкий, насколько это возможно) для снижения риска реализации опасностей, вызываемых отказами до приемлемой величины. Например, в [47, 48, 49] подробно и доходчиво объясняются подходы и методы определения количественных показателей, качественных характеристик. Также рассмотрены критерии выбора компонент для применения в распределенных системах управления и системах обеспечения безопасности с различными уровнями SIL, которые рекомендованы в стандартах МЭК 61508 и 61511. Рассматриваются также практические примеры использования таких критериев.

Наибольшую трудность и неопределенность при таком подходе вызывают: определение и формализация функций безопасности и установлению однозначных связей между значимыми видами отказов элементов управляющей системы и влиянием таких отказов на масштабы опасных последствий.

Однако нерешенными вопросами и сегодня остаются:

- снижение объема обработки информации для определения количественных показателей надежности программного обеспечения;
- отсутствие установленного подхода к исследованию взаимодействия программных образований.

Необходимость разработки методов оценки количественных показателей надежности программных средств, обеспечивающих функциональную, эксплуатационную и техническую безопасность работы АСУТП, обусловлена практическим отсутствием таких методов. Также большую роль в этом играет проблема согласования качественных и количественных критериев, характеризующих уровень полноты безопасности.

Уровень полноты безопасности отражает степень риска эксплуатации объектов критической области эксплуатации. В этом смысле под «риском» понимается наступление определенных последствий с определенной вероятностью (или частотой для заданного периода эксплуатации). Проблема профилактики техногенного риска объектов повышенной опасности, обусловленного отказами

АСУТП, может быть решена в результате последовательного выполнения следующих действий:

1) анализ возникновения и развития процессов отказов элементов АСУТП и оценка вероятности таких событий;

2) анализ последствий рассматриваемых отказов и отнесение их к определенной категории (опасные, безопасные, диагностируются, что не диагностируются, критичны, что не критические, которые не влияют на безопасность) на основании оценки масштабов таких последствий;

3) оценка надежности программного обеспечения АСУТП (показателей вероятности отказов: средняя вероятность отказа на запрос выполнения функции безопасности за время T1 (Probability of Failure on Demand) – PFDavg (T1); средняя частота опасных отказов в час (Hazardous Failure Probability) – PFH);

4) разработка требований к диагностике и методам верификации ПО для всех стадий жизненного цикла;

5) анализ полученных показателей надежности программной и аппаратной части АСУТП и выработки решений (рекомендаций) по технологии разработки АСУТП на основе сравнительного анализа нормативных и текущих показателей надежности.

Рассматривается две ситуации, для которых может проводиться анализ и определение расчета параметров безопасности (РПБ) с целью сертификации системы управления:

1. При разработке базового комплекса АСУТП без конкретной привязки к объекту управления. При этом необходимо определить нижнюю границу РПБ, которая обеспечивает интегральный уровень безопасности не хуже заявленного уровня.

2. При создании АСУТП с полной привязкой к объекту управления и оценке показателей риска, обусловленного эксплуатационной безопасностью АСУТП. При этом функциональная и техническая безопасность программного обеспечения относится к внутренней составляющей эксплуатационной безопасности ПО.

Входными данными для определения показателей надежности аппаратной

части АСУТП являются показатели надежности (наработка на отказ, паспортные данные о вероятности отказов на запрос и на период эксплуатации и пр.). Задача оценки SIL для этих двух ситуаций также отличаются тем, что в первом случае априори устанавливается понятие «безопасного состояния». Это понимается как отказ системы или прекращение ее работоспособности при условии полного и однозначного диагностирования такого состояния и нормально безаварийного отключения АСУТП. При этом такие отказы или остановки считаются безопасными. Все отказы элементов АСУТП, приводящие к искажению или прекращению выполнения заложенных функций системы управления, считаются априори опасными. Во втором случае уровень опасности отказа элемента системы управления устанавливается на основании анализа последствий такого отказа для функционирования технологических элементов объекта управления.

Наиболее распространенными методами являются качественные и полуколичественные методы ранжирования риска при оценке текущего и требуемого уровня SIL. Однако кажущаяся простота применения таких методов значительно нивелируется уровнем их недостоверности.

Первичная проблема возникает при применении HAZOP с последующим разделением функций безопасности. Анализ опасности и работоспособности систем безопасности проводится методами экспертных оценок и не позволяет в полной мере выделить функционал безопасности из функций средств двойного назначения, таких, выполняющие как технологические функции, так и функции безопасности, или даже средств защиты. Формализация причинно-следственных связей отказов систем управления и последствий таких отказов без количественных показателей надежности и риска является в значительной степени не эффективной. В связи с этим разработка методов и моделей, комбинирующих HAZOP и FMEA с возможностью формализации причинно-следственных связей отказов и событий, ими вызванных, до уровня графов или деревьев отказов и деревьев событий наиболее перспективная. При этом важно выйти на количественные показатели надежности и опасности, а не только на ранговые оценки.

Безопасность программных средств необходимо оценивать на всех стадиях жизненного цикла: системном анализе проекта, проектировании, разработке, тестировании, верификации и валидации, тестовых испытаниях, эксплуатации и сопровождении, модификации и создании новых версий, выводе из эксплуатации. На всех стадиях любые воздействия могут иметь последствия для безопасности и изменяют показатели надежности.

Эти обстоятельства способствовали появлению некоторых методик [9, 15], которые были исследованы и проанализированы с целью выявления особенностей представления показателей надежности:

1. Microsoft Solutions Framework (MSF) – согласованный набор концепций, моделей и правил, что обеспечивает управление людьми и рабочими процессами при разработке решений. Разработка ПО реализуется поэтапно с использованием распределенных контрольных точек («водопад»), а этапы разработки могут повторяться («спираль»).

2. Rational Unified Process (RUP). Проект оформляется в виде распределенной Web базы знаний с использованием средств поиска и выделения событий. Методы обеспечивают распределение ролей и обязанностей в команде программистов и обеспечиваются средствами автоматизации отдельных этапов создания.

3. Extreme Programming (XP). Методы ориентированы на повышение эффективности взаимодействия как команды программистов, так и постановщиков и заказчиков за счет циклов согласований и проверок очередных частей требований заказчика.

Основные проблемы, которые возникают при использовании указанных технологий и могут приводить к отказам функционирования ПО, есть ошибки программирования и алгоритмизации. Это может быть устранено в достаточной степени методами комплексного тестирования, проверки и утверждения при разработке и сопровождении ПО.

При этом были использованы следующие виды тестирования:

- модульное тестирование – для групп независимых модулей с замкнутой полнотой функционирования;

- интеграционное тестирование-учитывает функциональные связи между группами модулей;

- системное тестирование – проверка корректности всего пакета ПО, соответствия производительности критическим нагрузкам, ошибок пользователя, устойчивости к программным и аппаратным сбоям.

Этапы разработки систем защиты ПО предусматривают:

- поиск и выделение функций безопасности по;
- определение принципов безопасности функционирования ПО;
- виды и критерии отказов по;
- уровни безопасности функционирования ПО;
- перечень внешних и внутренних воздействий, которые представляют угрозу безопасности;
- ресурсы, необходимые для обеспечения РПБ;
- формирование и реализация систем защиты ПО.

Перечисленное было использовано в работе. Тем не менее, следует отметить, выделение категорий видов отказов и их обнаружение являются трудоемкой функцией и требует высокой квалификации и глубокого анализа функциональных связей внутри системы безопасности.

Выделение ресурсов необходимо выполнять с соблюдением принципов избыточности как ресурсов памяти, так и времени выполнения элементов рабочего цикла.

При этом важно обеспечить:

- контроль внешних данных на соответствие области определения и применения ПО;
- средства on-line контроля правильности выполнения программ и трансляции данных;
- средства реагирования на угрозы национальной безопасности (ловушки);
- оперативные процедуры отображения обнаружения дефектов и восстановления вычислений после сбоев.

При этом более действенными являются системы безопасности,

интегрированные в исходный код до компиляции. Однако такой подход существенно усложняет код и процедуры верификации.

Средства обеспечения безопасности должны противостоять внешним и внутренним угрозам с заданным уровнем надежности, более эффективным, чем это предполагается заявляется РПБ. При этом необходимо учитывать, что полное устранение любых проявлений таких угроз неосуществимо.

Для реализации систем защиты обычно необходимо формировать команду специалистов, выполняющих функции:

- менеджера безопасности проекта (Лидер), который обязан обеспечить требования заказчика по безопасности средств АСУТП;
- архитекторов систем защиты и разработки базовой спецификации функционала программных средств при критических решениях;
- специалистов, которые разрабатывают весь функционал компонент защиты и связь деталей функционала (алгоритмизация) для корректного создания исходного кода и его верификации;
- программистов, уровень которых соответствует выбранной спецификации кода;
- специалистов, которые бы осуществляли фоновую проверку и тестирование кода;
- специалистов, которые способны разработать итоговые документы по эксплуатации систем безопасности в соответствии с требованиями стандартов.

Верификация ПО была проведена различными методами, которые должны были выбраны на начальной стадии разработки.

Одним из наиболее распространенных и недорогих методов является метод экспертных оценок. Например, оценка по Файгану (Fagan software inspection) основана на использовании сквозного технического контроля (brainstorming). Дополнительно могут использоваться методы инспекции интерфейса пользователей и экспертизы качества архитектуры и защиты по.

Применение статического анализа исходного кода и его архитектуры.

Однако этот метод встречает значительные трудности в применении управляющих систем критического значения в связи с невозможностью прямого транслирования кода таких систем в общепринятых языках высокого уровня, что ограничивает возможности автоматизации проверки компонент функционального ПО.

Формальные и полужформальные методы верификации основаны на разработке требований к логико-алгебраическим моделям и абстрактным моделям. Такие модели в некоторых случаях могут быть формализованы до логического уровня и обеспечить разработку инструментальных средств автоматизированного процесса разрешения ряда задач верификации ПО.

Определение РПБ исследуемой составляющей аппаратной части АСУТП предлагается осуществлять гибридными методами экспертного анализа, учитывающие причинно-следственные связи отказов и их последствий. Стандартный подход к определению области опасности последствий отказов отдельных элементов аппаратного обеспечения предлагается выполнять на базе анализа опасности и работоспособности (HAZOP). В дальнейшем, полученные результаты HAZOP представить в формате автоматизированных методов оценки вероятности таких отказов. Такое сочетание возможно благодаря специальным протоколам.

Первый протокол имеет следующие взаимосвязанные данные:

- отказы отдельных элементов АСУТП (в том числе программных) для идентификации отказа (detectable failure – Df, undetectable failure – Uf, safe failure – Sf, dangerous failure – Dnf) тип последствий (безопасный, опасный, без последствий);
- реакция системы защиты (или системы двойного назначения) на отказ, соответствующий следствие.

Элементы первого протокола представляются в формате, что связывают следственные связи в «дерево отказов» (FTA) от писем элементарных отказов через ветви дерева к «верхней события». Реакция системы защиты представлена в формате развития отказа от верхней иницирующей события FTA через бинарные

разветвления ветвей «дерева событий» до конечных последствий отказов. Второй протокол должен связать путем сюръективного отображения множества верхних событий «деревьев отказов «(FTA) с множеством инициирующих событий» деревьев событий» (ETA).

Анализ опасности и работоспособности необходимо проводить с использованием этих протоколов, в которых отражаются причинно-следственные связи между возможными причинами отказов исходных элементов, их влиянием на работоспособность системы управления и последствиями утраты функций системы в результате отказов. Использование структурированных записей таких причинно-следственных связей, оформленных средствами языка структурированной разметки (xml), позволяет автоматизировать процесс создания обобщенной математической модели оценки SIL. Такая модель представляется кортежом (графом) уровня надежности и безопасности и может быть формализована до состояния свертки / развертки деревьев отказов (FTA) и деревьев событий (ETA). Причем в качестве исходных (инициирующих) отказов или событий рассматриваются также элементы программного обеспечения, применяемых в АСУТП.

Автором были выполнены исследования при постановке задач, разработке алгоритмов, верификации и внедрении программных средств поддержки принятия решений при оценке риска крупных промышленных предприятий. Разработаны программные средства, которые позволяют реализовать связи протоколов и определить интегральный уровень безопасной работы АСУТП. Проверенные возможности вышеописанного протокола и достоверность результатов вычислений автоматизированных построений FTA и ETA на базе логических отношений причинно-следственных связей анализируемых элементов АСУТП. Использование логических операций и (запрет), или для нисходящего метода развертки деревьев отказов позволяют определить вероятность критических (верхних в дереве) событий. Для реализации формулы Бернулли для элементов, выполняющих параллельные функции, использовалась операция «исключительное или». Бинарное ветвление событий, которые влияют на средства защиты,

представленных в деревьях событий, позволяет осуществить количественные оценки вероятности возникновения негативных последствий отказов элементов АСУТП.

Программные средства поддержки автоматизированного процесса формирования ФТА, ЕТА на основе использования протокола анализа HAZOP в полной мере осуществляют функционал проекта количественной оценки показателей SIL. Они позволяют выделить и сортировать сочетания отказов, которые влияют на критичность последствий по мере их значимости, что дает возможность оптимизировать принятые решения.

Для проведения структурного анализа системы с использованием FMEA предлагается следующая процедура:

1. Определяются границы анализа. Для этого необходимо выделить исходные функции данной системы или блока, которые являются природными целевыми функциями устройства или блока и невыполнение (отказ) которых считается отказом устройства или блока. Верхней границей анализа являются основные исходные функции устройства (характерные для назначения устройства). Нижним пределом анализа являются отказы функций элементной базы устройств или блоков и модулей, вероятность (частота) отказа функций для которых известна или вычислена в результате ранее проведенного анализа.

2. Производится дефрагментация схемы и частей устройства на основании анализа причинно-следственных связей входных и выходных функций. При этом фиксируются причины и следствия работы блоков модуля (устройства) в структуре выполнения им функций. Рекомендуется это делать «сверху – вниз» – от исходной основной функции, для отказа которой определяется значение вероятности, спускаясь с использованием логических знаков и построением дерева отказов (ФТА).

3. Проводится структурный анализ исполнения функций детектирования отказов и защиты системы. При этом фиксируется связь второго протокола и выявляются последствия отказов систем защиты. Это является основой развертки деревьев событий (ЕТА).

Все результаты FMEA фиксируются в формате представления данных разработанных авторами программных средств, что позволяет объединить в один проект модель функционирования уровня безопасности исследуемой АСУТП.

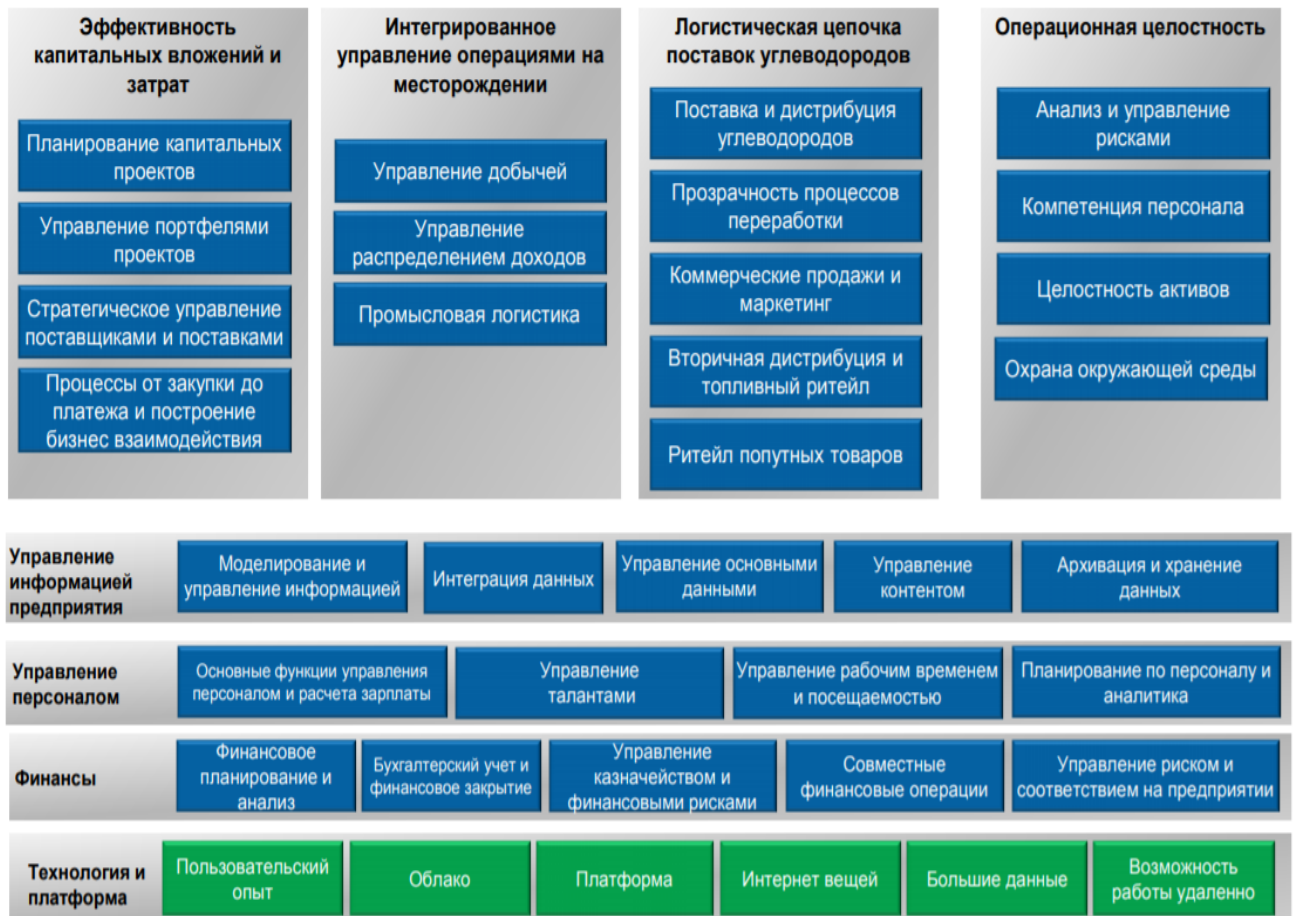
Учитывая то, что концепция SIL базируется на вероятностных данных с определенной долей неопределенности, для определения риска используются регламентированные методы. Однако, в этом случае анализируются качественные показатели.

Система автоматизированного управления производством.

Управление связанными процессами производства, технического обслуживания, проектирования, а также финансами на всех уровнях нефтегазового предприятия способствует увеличению прозрачности всех процессов и функций. Замыкание цикла, связывающего принятие решений и их реализацию на местах. На рисунке 31 а), показана цифровая платформа предприятия DMPire (САПР), разработанная автором, которая увязывает в единое целое различные направления жизнедеятельности нефтегазового предприятия. А на Рисунке 31 б) показана обобщенная карта процессов нефтегазового предприятия.



а)



б)

Рисунок 31 - Карта процессов САПР для нефтегазовой промышленности

Самой распространенной в системе САПР является работа с техническими документами и управления ими. Ни одна технологическая операция не может быть проведена без надлежащей ее фиксации в соответствующих документах. В основном используют стандартизированные формы, с которыми легче работать, которые требуют меньше времени для составления и такие документы легче контролируются. Карта процессов САПР для нефтегазовой промышленности показана на Рисунке 31. Поэтому автоматизация работы с документами, циркулирующими в организации, имеет большое значение для повышения эффективности деятельности системы управления в целом.

Сбор эксплуатационных данных на местах и контроль за ними	Ввод и проверка данных	Контроль данных	Управление данными	
Интегрированные средства планирования и анализа производительности	Моделирование производственной сети	Распределение добывающих мощностей	Интегрированное планирование	Анализ эффективности
Управление месторождением	Компания-оператор	Обслуживающая компания	Планирование ресурсов	Подтверждение месторождения
Учет углеводородов	Доход	Права собственности на землю и аренда зданий	Совместное предприятие	AFE и управление активами

Рисунок 32 - Интегрированные информационные средства управления деятельностью на нефтяном месторождении

Преимущества системы автоматизации САПР:

- более эффективный анализ операционной деятельности;
- более точное производственное планирование;
- более высокая прозрачность при оценке прибыльности;
- рост времени бесперебойной работы при добыче;
- надежное планирование по дням;
- сокращение времени и расходов на контроль безопасности.



Рисунок 33 - Интеграция операционной деятельности

Современная нефтедобыча требует участия специалистов в разнообразных технических дисциплинах и бизнес-функциях, которые слабо связаны между собой. Перед разработчиками систем автоматизации стоит непростая задача поддержки представления этого процесса в рамках замкнутого цикла, опираясь на единую платформу операционной деятельности технического обслуживания, что позволит предприятиям нефтегазовой отрасли собирать и анализировать данные и принимать решения на основе многочисленных элементов, которые влияют на эффективность использования активов на различных этапах жизненного цикла.

Итак, существенными преимуществами системы САПР являются: сокращение времени на обработку и оформление сопроводительной документации, высокая скорость реагирования на риски, простота и удобство в использовании, высокая надежность системы и гарантия конфиденциальности данных. Система САПР реализована на базе клиент-серверной архитектуры, что позволяет организовать эффективное распределение обработки информации и работать на

разных моделях вычислительной техники, имеет гибкий интерфейс.

Управление персоналом, как ключевым ресурсом каждого предприятия нефтегазового сектора, сегодня становится важнейшей задачей. Рассмотрение сотрудников в качестве основного актива компаний, создание условий для привлечения и сохранения лучших кадров, своевременное обучение персонала с учётом потребностей предприятий нефтегазового сектора закладывает прочную основу успеха. Возможность принимать взвешенные решения во всех аспектах управления персоналом основывается на использовании всеобъемлющей, достоверной информации о кадровом составе. Но, если учитывать связи, то количество вариантов потенциального взаимовлияния параметров измеряется степенными величинами, где основание – среднее число учитываемых параметров элементов, а показатель степени – число элементов (при 2 параметрах и 64 элементах получаем известную задачу из истории шахмат).

С учетом этого анализ причин и последствий, обладающий объективной достоверностью, невозможно провести в полном объеме без привлечения современных вычислительных средств. Но даже при наличии вычислительных мощностей, сама постановка задачи обуславливает значительные методологические сложности.

Прежде всего, недостатком же существующих количественных методов является отсутствие строгих формализованных требований к процессу построения имитаторов для моделирования поведения систем, которые, в силу объективной сложности математического моделирования и дополнительным требованиям (масштаб, быстрота расчетов, сходимость и т.д.) содержат только ограниченный набор расчетных параметров. Важно, чтобы заявленные расчетные модели реально упрощали общий процесс оценки рисков и при этом обеспечивали выявление реальных неочевидных опасностей.

Далее, почти все объекты нефтегазовой отрасли подразумевают присутствие персонала, управляющего и обслуживающего технику. Поэтому на вероятность реализации риска и величину ущерба существенно влияет человеческий фактор. В условиях отечественной промышленности это особенно актуально – по данным

Ростехнадзора, в РФ так называемый человеческий фактор в 35 раз чаще, чем в Европе, приводит к авариям, даже при наличии хорошей техники, европейских регламентов, инструкций и тренажеров. Однако вопрос количественного измерения этого влияния, что необходимо для «цифровизации» процедур АОР, и изменения его в лучшую сторону упирается в отсутствие эффективных рейтинговых критериев (KPI). Вместе с тем, в данной системе не реализованы задачи управления информационной взаимосвязью массива данных мотивации, массива данных потребностей специалистов и массива данных видов работ. Квалифицированный учет этой взаимосвязи может быть положен в основу построения информационной технологии управления как материальной, так и нематериальной мотивацией специалистов, может значительно расширить функциональные возможности, как данной системы ОПО, так и других САПР управления персоналом.

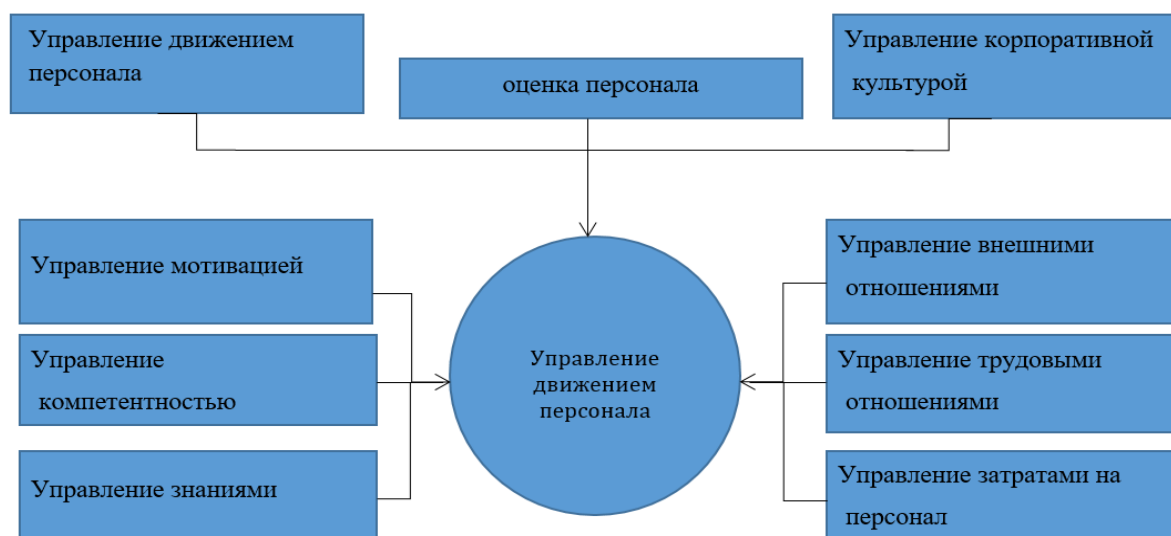


Рисунок 34 - Контур управления персоналом в САПР

В работе [30] научно аргументируется полезность обоснования и оценки результативности предложений по уменьшению риска аварий на основе взаимодополняющих принципов оптимизации:

- 1) При доступных ресурсах и имеющихся средствах обеспечить наибольшее уменьшение риска аварии при продолжительной эксплуатации ОПО с

динамической профилактикой угроз серьезных аварий.

- 2) Минимизируя затраты, обеспечивать снижение риска серьезных аварий до требуемого уровня (включая допустимый или фоновый).

Следуя этим принципам, можно отметить необходимость использования оптимизационных процедур, которые, в свою очередь, требуют строгой формализации, без которых объем потенциально важной информации не обработать даже при использовании вычислительной техники.

В настоящей работе предпринята попытка формализации процедур, предшествующих инженерным методам АОП, позволяющим дать экспертам максимум действительно значимой информации в сжатой форме и с выраженным эффектом, освободив их ограниченные ресурсы от рутины и перебора малозначимых вариантов событий в ущерб важнейшим.

Для этого, прежде всего, следует условно привести все опасности и мероприятия к единому знаменателю.

Удобным критерием оценки и оптимизации всей системы мероприятий, выработанных в процессе АОП, является экономический эффект, выраженный в реальных денежных единицах или в условных (баллах). В конечном счете, сама промышленная система создается для генерации прибыли в период всего жизненного цикла, и те или иные неблагоприятные события приводят к вычетам. Мероприятия, проводимые как следствие АОП, уменьшают эти вычеты. Это может быть предотвращенный, возможный ущерб, умноженный на его вероятность[22].

Вместо многократных процедур АОП по оценке риска конкретных систем предлагается вывести часть процедур в формат типизации. То есть вместо многократных повторений рутинных действий повторим их один раз для типовых элементов и будем использовать результаты многократно. При множестве АОП для множества реальных систем общий эффект ожидается весьма значительным. Все объекты нефтегазовой отрасли и энергетики имеют особенности, например, топографическую привязку и рельеф. Но элементы обычно типовые, стандартные. Поэтому разделение системы на элементы логично формализовать, при этом можно сразу определить основные опасности и риски, что часто регламентируется,

выделить ключевые индикаторы риска (КИР) и задать численные границы их нормального и аномального функционирования для достаточно обширного перечня оборудования и элементов.

3.2 Этапы проведения автоматизированной оценки рисков

Для использования всей мощности современных вычислительных средств в целях минимизации рутинных процессов в АОР, будем подразумевать наличие интегрированной модели процессов. Такая модель должна включать максимально адекватную имитацию технологических процессов, защитных систем и АСУТП, включая пульты операторов и оцифрованные модели поведения персонала, управляющего и обслуживающего систему[18].

Нами был разработан программный продукт DMPipe в который входит модуль конструктора моделей, который позволяет производить настройку математической модели технологического процесса. Таким образом можно настраивать различные параметры модели, изменять технологическую схему, параметры моделирования, характеристики оборудования и т.д.

Система позволяет подключаться к моделям сторонних производителей в реальном времени, поддерживает импорт расчетных данных, что позволяет получить модель технологического процесса, удовлетворяющую всем потребностям производства.

DMPipe может подключаться к RealTime серверам сбора данных, формировать срезы данных и сохранять их в БД. На основе данных срезов, система может уточнять параметры моделирования, использовать их как исходные данные для начала моделирования, что позволяет «проигрывать» различные комбинации развития технологического процесса.

Система позволяет формировать поведения всех сигналов в системе, организовывая их в цепочки с разнесением по временной шкале. Это позволяет организовывать неограниченное количество сценариев «что-если», что в свою очередь позволяет проводить комплексные тренировки операторов установок и

специалистов по обслуживанию.

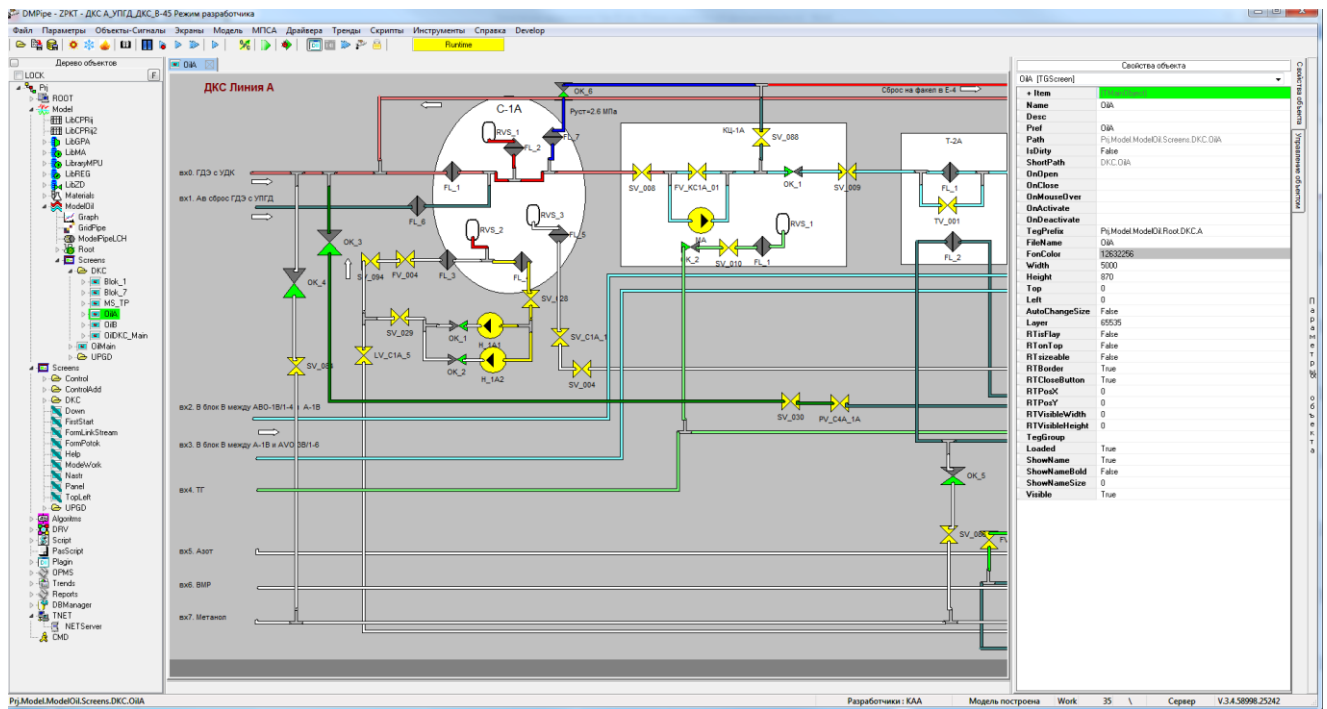


Рисунок 35 - Модуль конструктора в DMPipe

При проектировании математической модели производства с учетом процедуры автоматической оценки рисков, можно выделить следующие этапы:

- Сбор исходной информации;
- Формирование (конфигурирование) технологической схемы;
- Задание параметров функционирования технологического оборудования. Задание его характеристик (например, по паспортам оборудования);
- Определение для каждого элемента системы ключевых индикаторов риска, их граничных условий в численном виде, опираясь на его технические характеристики;
- Формирование библиотек для каждого элемента системы (либо подключение существующих библиотек), с аналогичными характеристиками;
- Формирование основных алгоритмов системы автоматизированного управления установкой;
- Формирование системы человеко-машинного интерфейса (HMI);

- Определения различных режимов работы установки.

Не менее важно использовать подобную модель в тренажере, оптимизируя систему тренингов и вычисляя достаточно объективные рейтинги готовности специалистов, так как строить цифровые двойники человеко-машинных систем без учета человеческого фактора малоэффективно.

В целом требования к тренажерам и требования к эффективным системам моделирования для процедур АОР позволяют сделать вывод, что такие системы в целом имеют большое сходство и, в то же время, большие отличия от имитаторов процессов для технологов и моделирующих систем для поддержки процессов проектирования.

На предварительном этапе ошибка оператора и обслуживания может быть принята за достаточно вероятный риск и заданы КИР, зависящие от рейтинга того или иного специалиста.

3.3 Этап АОР для типового элемента. База элементов. САПР системы мероприятий

Приведенные модули в системе САПР должны решать задачи компьютеризации учета перечень рисков и опасностей, обеспечивая поступление оперативной и аналитической информации и компьютеризацию отчетности. Основным принципом построения такой системы является единство информационной базы рисков и первичных документов обеспечения безопасности. Это означает, что перечень опасностей, сформированные в одной подсистеме учета, сразу же можно увидеть в другой и в любой момент получить отчеты для контроля на основе данных всех подсистем. Тогда как единство информационной базы первичных документов обеспечивается регистрацией их в специальных журналах с указанием документов по ОПО.

Информационная система представляет собой организационно-упорядоченную совокупность массивов документов и информационных технологий [108]. Компьютерная программа позволяет делать записи в нескольких

модулях согласно одному первичному документу. Следует отметить, что в программе САПР, которая по объему задач полностью соответствует требованиям, стоящим перед системами корпоративного уровня, значительно расширены возможности аналитического учета, что позволяет применять аналитические счета учета от третьего до пятого порядков в пределах отдельных технологических процессов. Это дает возможность составлять отчеты по каждому элементу из перечня рисков и опасностей.

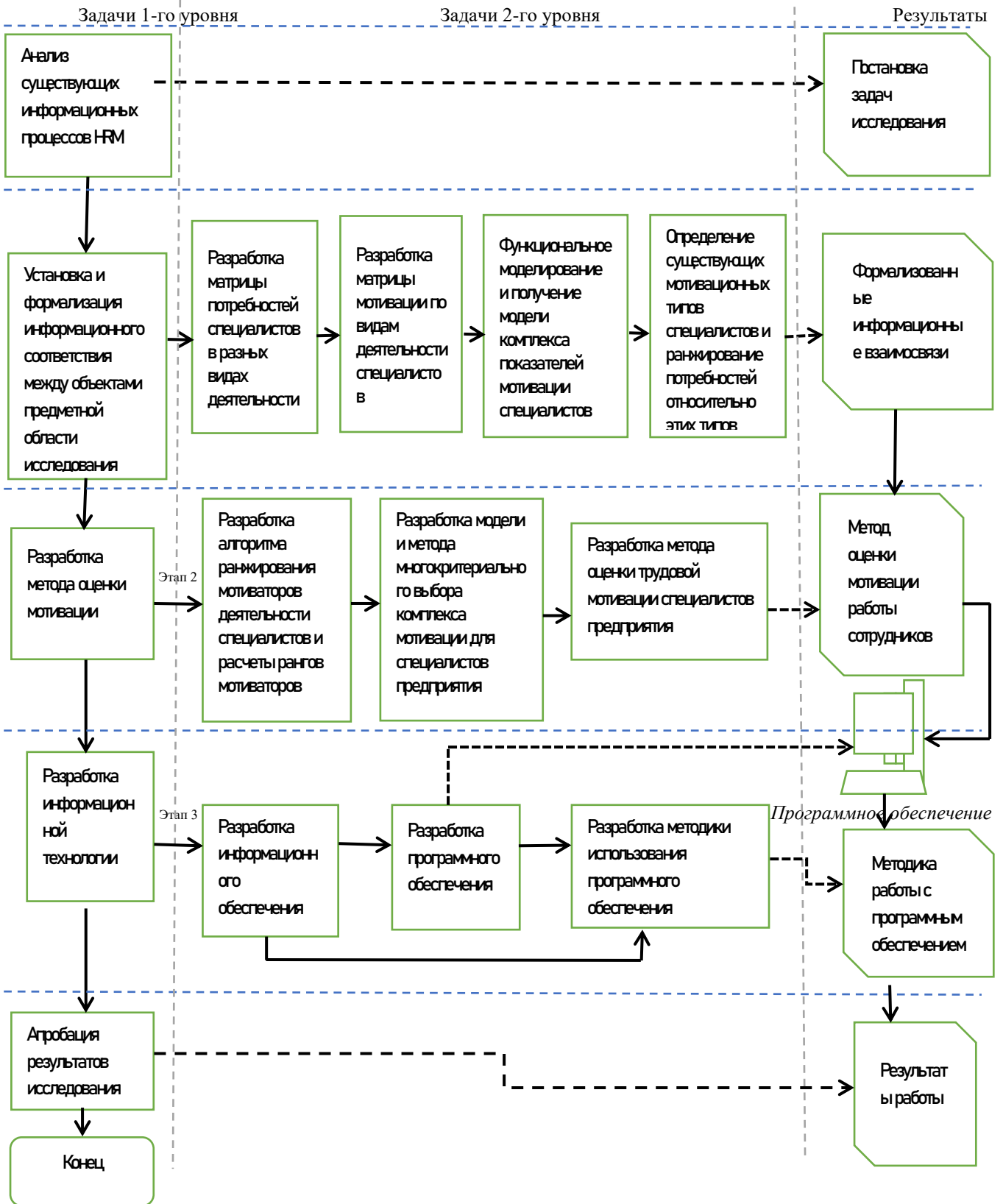


Рисунок 36 - Этапы выполнения научного исследования

При наличии такой САПР строится модель системы, как формализованный набор типовых элементов из САПР и их взаимосвязей. В зависимости от этапа проводимых мероприятий АОР, такая модель может строиться с учетом или без учета тех или иных технических решений, наличия элементов защитной автоматики, элементов АСУТП, включая алгоритмы и уставки, с возможностью или без учета возможности неграмотных или злонамеренных действий. От этого зависит итоговый проект системы мероприятий – где поставить дополнительный элемент РЗА, изменить уставку в системе АСУТП или включить тот или иной тренинг в общую систему подготовки специалистов.

В процессе проектирования автоматически имитируются все стандартные и вероятные нестандартные ситуации, учитываются все возможные отклонения, регистрируется превышение КИР по каждому показателю каждого компонента. Объём такого моделирования может быть значительным, но вполне посильным для современных вычислительных устройств.

Вопрос методический – что делать с таким объемом информации?

Предлагается следующий алгоритм формализации процедуры предварительной оценки рисков.

Как указывалось выше, целесообразно выделить этап АОР для типового элемента, составить общее формализованное описание типового элемента, его модель, перечень рисков и опасностей и список возможных мероприятий для их предотвращения и уменьшения ущерба при реализации этих рисков. Одной из важнейших характеристик, в данном случае, является экономическая – сколько стоит то или иное мероприятие и какой ущерб оно потенциально предотвращает или уменьшает.

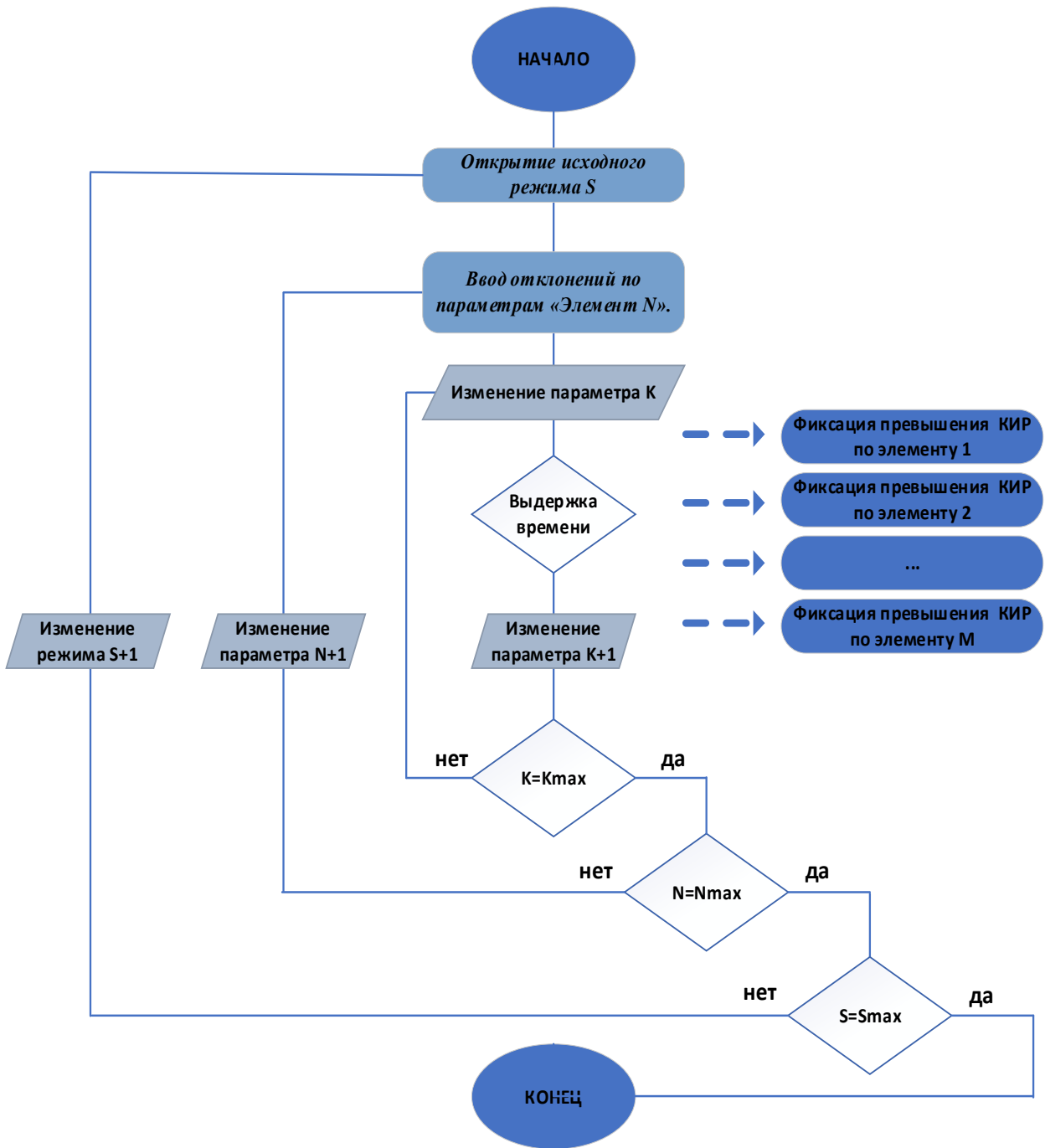


Рисунок 37 - Работа предложенного алгоритма для AOP DMPipe

В инженерных AOP используется понятие ключевых слов (ДА, НЕТ, БОЛЬШЕ...). Для сопоставления их с количественными методами рационально использовать их замену на параметры КИР и их предельные уставки (-min, 0, +max).

Эта рутинная работа, подразумевается, может быть выполнена заранее силами проектировщиков системы автоматизированного проектирования (САПР). Такая

система будет составлять проект предварительной системы мероприятий по предотвращению аварий и уменьшению потенциального ущерба, который будет важным компонентом последующих мероприятий АОР с участием группы экспертов.

3.4 Этап АОР для исследуемой системы

С целью получения более достоверного и конкретного научного результата, в работе необходимо исследовать информационные процессы оценки и управления рисками безопасности специалистов, то есть специалистов, которые являются наиболее динамично развивающейся и востребованной на рынке труда профессиональной деятельностью. Существует необходимость в разработке методов и средств управления рисками безопасности специалистов предприятий [100].

Каждому превышению КИР Рисунок 38 соответствует, с одной стороны, потенциальный ущерб, с другой стороны, набор вариантов мероприятий по сокращению этого ущерба, которые могут быть уже реализованными, могут дополнять друг друга, дублировать либо противоречить друг другу.



Рисунок 38 - Общая схема КИР

Любой элемент может быть источником (донором) превышения КИР (например, выход параметра за пределы) в самом себе, так и во всех других элементах. Мероприятия по парированию этого превышения относятся к элементу, в котором произошло превышение – акцептору.

Как уже указывалось, мероприятия могут быть уже запланированы или реализованы, тогда нет смысла включать их в общий план.

Мероприятия могут дублировать друг друга, например, превышение давления на участке трубопровода может быть вызвано процессами в разных элементах, но защитный клапан может парировать все эти опасности сразу. Тогда присваиваемый эффект, например, предотвращенный ущерб, суммируется при сохранении затрат на это мероприятие, тем самым резко повышая «рентабельность» этого мероприятия.

После такой «очистки» системы мероприятий, они складываются в комплекс, дополняя друг друга, при этом суммируются затраты и сравниваются с суммарным эффектом.

Для учета в общей системе мероприятий, исключающих друг друга, требуется специальный алгоритм, приведенный далее.



Рисунок 39 - Комплексная оценка риска

К определению риска следует добавить следующее. Мероприятия по уменьшению риска можно условно разделить на две категории. Первая категория

влияет на функцию плотности распределения вероятности неблагоприятного события во времени, сдвигая его наиболее вероятные прогнозы на более поздний срок – это продление ресурса, работа по предотвращению аварий. Вторая категория влияет на общую величину, тренд, этого распределения, уменьшая последствия от аварии (Рисунок 40).



Рисунок 40 - Вероятность отказа

Поэтому при составлении унифицированной базы по возможным ущербам и мероприятиям полезно сравнивать не риск и затраты, а их удельные величины. Удельную величину эффекта на момент мероприятия определяет функция плотности вероятности неблагоприятного события и оценка потенциального ущерба, а удельные затраты определяются как амортизация и процент с инвестированных на время оставшегося ресурса системы средств.

Таким образом, величины и вероятности ущерба, их удельные величины на момент реализации мероприятий определяются по декларациям ПБ, паспортам безопасности, специализированным методикам, составленным на основе стандартов и регламентов.

Типы мероприятий также регламентированы в системе ППР, ТО и обучения. Соответственно, можно определить разные уровни по стоимости этих мероприятий (Рисунок 41).



Рисунок 41 - Мероприятия по разработке АОР

Теперь автоматизированная система обращается к «базе возможных мероприятий», т.е. допустимых мероприятий по предотвращению/парированию риска.

Перебираем варианты, снижающие вероятность и последствия (ущерб) от реализации события. Базовый и первый вариант – минимальные затраты на парирование риска только в месте возникновения. Это крайняя левая точка на графике Рисунок 42.

Далее рассматриваются более дорогие, но и более эффективные (снижение вероятности, снижение ущерба) типовые мероприятия сначала в самом элементе – причине риска. Это могут быть другие материалы или более дорогое оборудование, элементы дублирования, защит и автоматики. Затем рассматриваются методы снижения суммарного риска для других элементов – материалы, оборудование, защиты и автоматика существенно повышают стоимость мероприятий, но защищают другие элементы в случае реализации конкретного риска.

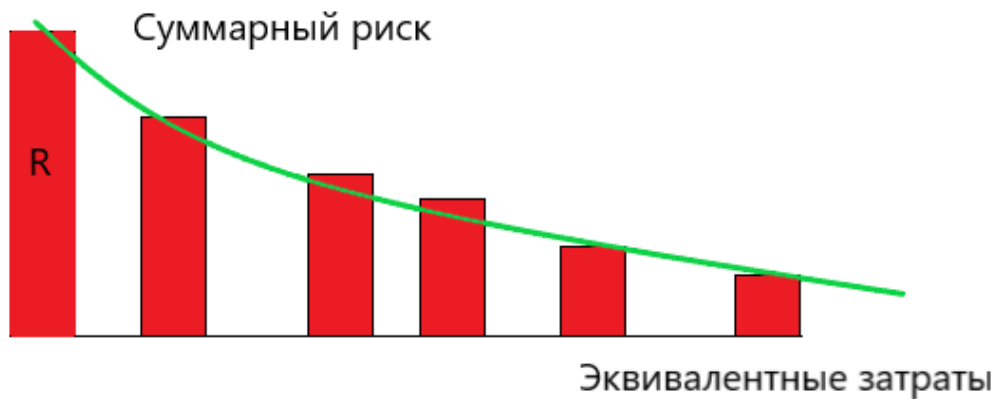


Рисунок 42 - Снижение удельного ущерба (риска) при росте затрат на мероприятия

Соответственно, растет эффект, как величина этого снижения. Для оценки эффективности всей системы мероприятий график Рисунок 42 можно представить в виде Рисунок 43.

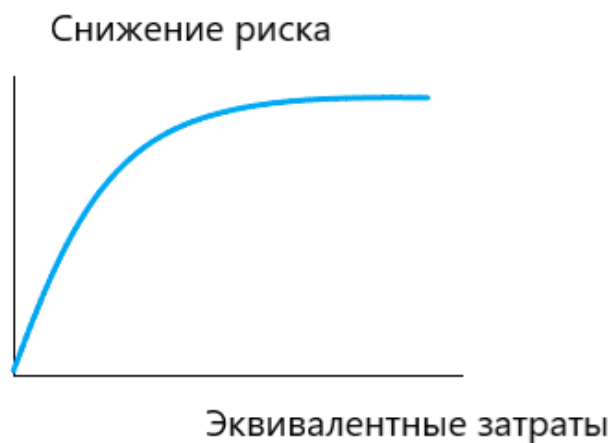


Рисунок 43 - Характер изменения риска при росте затрат на его парирование

Пройдя все КИР для 1 элемента и 1 режима, идем по алгоритму дальше. В итоге получаем набор графиков в виде Рисунок 46. Для предварительного анализа и оценки эффективности всей системы мероприятий можно просто, корректно убрав дубли, провести сортировку всех мероприятий вида Рисунок 47. Однако их общее число измеряется, как указывалось выше, огромными величинами, шаг по затратам

неравномерный, процесс вычислений может быть достаточно долгим, а весь процесс итерационным.

Для упрощения расчетов можно провести сначала поэлементную сортировку мероприятий по соотношению Эффект/Затраты (Рисунок 44), а затем рассматривать множество всех мероприятий, как систему, в которой каждый шаг по затратам приводит к росту эффекта. Так как эти параметры отсортированы, мы можем варьировать общий план мероприятий, сопоставляя его с теми или иными лимитами по общим затратам.

Элемент	N компл.совмест.мероприятий	Затраты	Эффект
1	1	1	0
1	1	2	10
1	1	3	20
1	1	4	30
1	1	5	50
1	1	6	80
2	2	1	0
2	2	2	11
2	2	3	21
2	2	4	31
2	2	5	51
3	3	1	0
3	3	2	12
3	3	3	22
3	3	4	32
3	3	5	52

Рисунок 44 - Пример расчетного множества для анализа

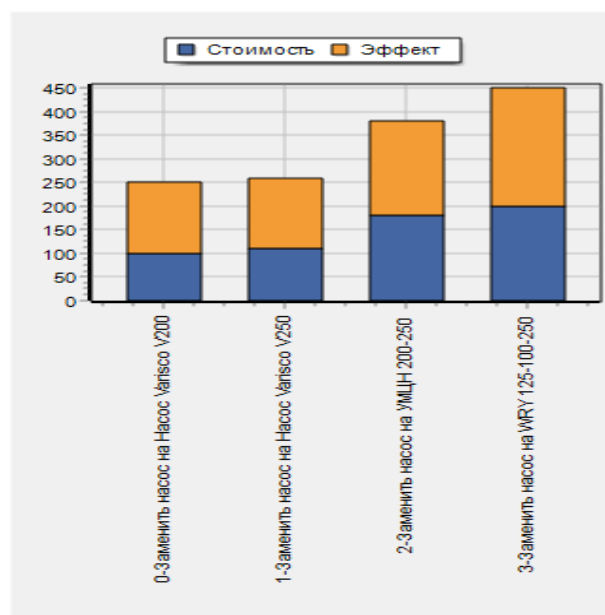


Рисунок 45 - Соотношение эффективности и стоимости

При таком подходе, можно посчитать рентабельность мероприятия для каждого элемента по формуле

$$R = \frac{D - S}{S} \quad (71)$$

Где, D- эффект от мероприятия, S- стоимость.

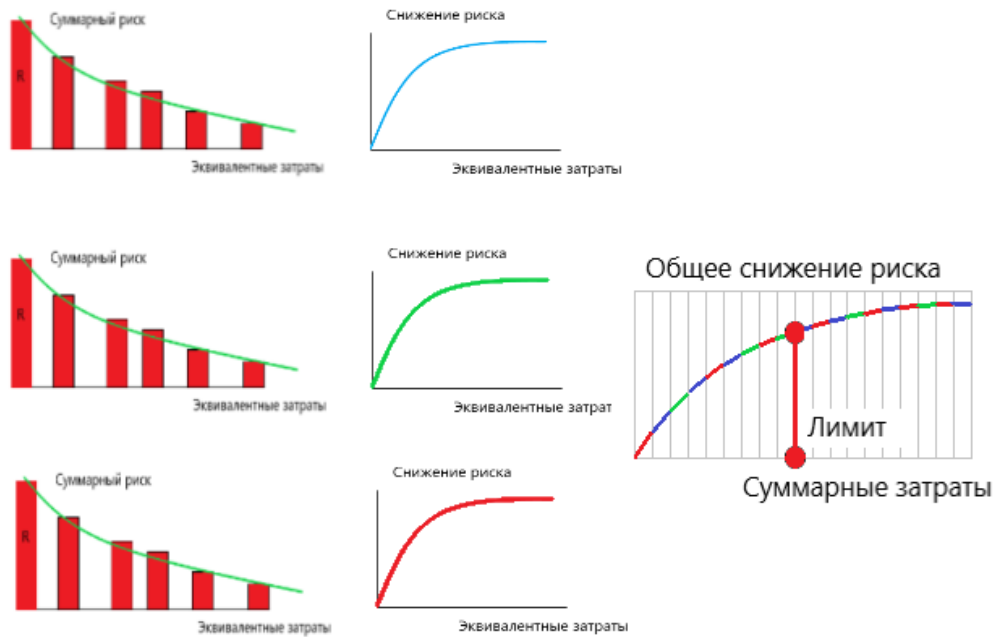


Рисунок 46 - Общий план расчета эффективности системы мероприятий по снижению рисков.

Для решения задачи снижения риска до исчезающих величин могут потребоваться колоссальные затраты. Причем, при росте затрат удельный прирост дополнительного эффекта снижается – в области высоких затрат график вида Рисунок 50 имеет достаточно пологий вид и ресурсы тратятся нерационально. Поэтому общие затраты обычно лимитируются.

В обратном порядке, перейдя от лимитированного общего графика к его составляющим, можно сначала просчитать непрерывную величину допустимых затрат для риска, например вида (1 элемент, 1 параметр, 1 КИР), а затем перейти к ближайшему дискретному значению, не превышающему эту величину (Рисунок 47).

Рент.	Элемент	Меропр.	Затраты	Общ.затр.	Эффект	Общ.эффект	Меропр.	План
9	1	3	20	20	200	200	(1,3)	(1,3)
9	1	2	10	30	100	300	(1,2)	(1,3) (1,2)
8,52381	2	3	21	51	200	500	(2,3)	(1,3) (1,2) (2,3)
8,090909	3	3	22	73	200	700	(3,3)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3)
8,090909	2	2	11	84	100	800	(2,2)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2)
7,333333	3	2	12	96	100	900	(3,2)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2)
4	1	5	50	146	250	1150	(1,5)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5)
4	1	4	30	176	150	1300	(1,4)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4)
3,901961	2	5	51	227	250	1550	(2,5)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4) (2,5)
3,83871	2	4	31	258	150	1700	(2,4)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4) (2,5) (2,4)
3,807692	3	5	52	310	250	1950	(3,5)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4) (2,5) (2,4) (3,5)
3,75	1	6	80	390	380	2330	(1,6)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4) (2,5) (2,4) (3,5) (1,6)
3,6875	3	4	32	422	150	2480	(3,4)	(1,3) (1,2) (2,3) (3,3) (2,2) (3,2) (1,5) (1,4) (2,5) (2,4) (3,5) (1,6) (3,4)

Рисунок 47 - Пример сводной таблицы с лимитированными планами

В результате мы получаем достаточно подробный план мероприятий по сокращению рисков, включающий мероприятия по модификации оборудования, систем связи, коммуникаций, электрооборудования, РЗА, АСУТП, системы тренингов, причем он рассчитывается автоматически и может быть хорошим подспорьем при проведении процедуры HAZOP, чтобы специалисты фокусировались на реальных проблемах, а не перебирали случайные варианты. Несложно посчитать, что при количестве элементов более 100, вариантов режимов более 100, параметров и КИР более 10, мероприятий по парированию рисков в арсенале проектировщика более 10 - общее число вариантов мероприятий более 1000000. Никакая неавтоматизированная процедура с этим не справится.

3.5 Работа с планом мероприятий, противоречащих друг другу

Примером мероприятий, противоречащих друг другу, служит различное исполнение одного и того же узла или подсистемы, варианты которого различаются величинами затрат и эффекта.

В расчет системы «уровней» некоего единого мероприятия можно приступить, начиная с точки наибольшего эффекта и затем, по огибающей максимальных эффектов при заданных на оси абсцисс затратах, определяя предшествующие «уровни». Для того, чтобы их рассматривать в общей системе, необходимо при

вычислениях учитывать не абсолютные величины затрат и эффекта, а их «прирост» к предшествующему уровню. В окончательном плане, с учетом выбранного при оптимизации «уровня», надо сложить «добавленные» затраты и эффект от нуля до выбранного уровня для достижения допустимого уровня риска.

В случае анализа мероприятий, противоречащих друг другу, будем в каждом следующем варианте повышать уровень максимально приемлемого риска, для чего воспользуемся аналогией с предыдущим примером и получим следующие значения: 1, 3, 9. На Рисунок 48 приведем пример для случая, в котором необходимо определить риски, значение которых больше «9».

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	3	4	5	6	7
2	2	4	6	8	10	12	14
3	3	6	9	12	15	18	21

Рисунок 48 - Требование: учесть риски, уровень которых выше «9»

Но далее, для того чтобы задавать уровни приемлемых рисков, принцип задания надо менять, например, на следующих рисунках Рисунках 49-51 наиболее приемлемым риском задается каждое следующее число по росту, которое следует за предыдущим – 10, 12, 14.

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	3	4	5	6	7
2	2	4	6	8	10	12	14
3	3	6	9	12	15	18	21

Рисунок 49 - Требование: учесть риски, более «10»

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	3	4	5	6	7
2	2	4	6	8	10	12	14
3	3	6	9	12	15	18	21

Рисунок 50 - Требование: учесть риски, более «12»

	1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	3	4	5	6	7
2	2	4	6	8	10	12	14
3	3	6	9	12	15	18	21

Рисунок 51 - Требование: учесть риски, более «14»

Следовательно, при применении такого подхода необходимо перебирать все возможные варианты величины рисков при анализе мероприятий, противоречащих друг другу, сначала осуществляя поиск наибольшего для конкретной итерации значения приемлемого риска, а затем сравнить его с другими значениями с целью отделения множества приемлемых рисков от множества тех рисков, на которые необходимо обратить внимание при выборе мероприятий.

Еще одним вариантом задания уровня приемлемого риска является построение диагонали, по аналогии диагонали на которой размещаются значения n^2 (Рисунок 52). На неравномерной таблице подбор значений величины рисков, необходимых для построения такой диагонали осуществляется по своему усмотрению, и видение, не имеющее математического обоснования, из чего следует, что такой способ задания зависит от субъективных взглядов возможных экспертов. Пример реализации такого способа приведен на таблице размерностью 3x5 Рисунки 52-53. Выбор критерия максимально допустимого уровня риска происходит по своему усмотрению риск-менеджера с попыткой применить аналогию к способу равноразмерной карты, которая «пользуется диагональю».

	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	2	4	6	8	10	12
3	3	6	9	12	15	18
4	4	8	12	16	20	24

а)

б)

	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	2	4	6	8	10	12
3	3	6	9	12	15	18
4	4	8	12	16	20	24

в)

Рисунок 52 - Неравномерная карта риска с нечеткой диагональю

	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	2	4	6	8	10	12
3	3	6	9	12	15	18
4	4	8	12	16	20	24

а)

б)

	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	2	4	6	8	10	12
3	3	6	9	12	15	18
4	4	8	12	16	20	24

в)

Рисунок 53 - Неравномерная карта риска с нечеткой диагональю (а, б, в)

Следовательно, в применении карт риска вида $n*m$ возникает еще больше сложностей и ограничений по реализации мероприятий, которые необходимо учитывать, чем $n*n$, например, возникает несколько вопросов при рассмотрении графика, приведенного на Рисунке 54. На оси абсцисс отложено значение вероятности, выраженное в процентах, а на оси ординат – возможные потери, выраженные в денежном эквиваленте. Кривые на картах разграничивают разные категории рисков от мероприятий, однако, не возможно увидеть какие мероприятия

будут несопоставимы.

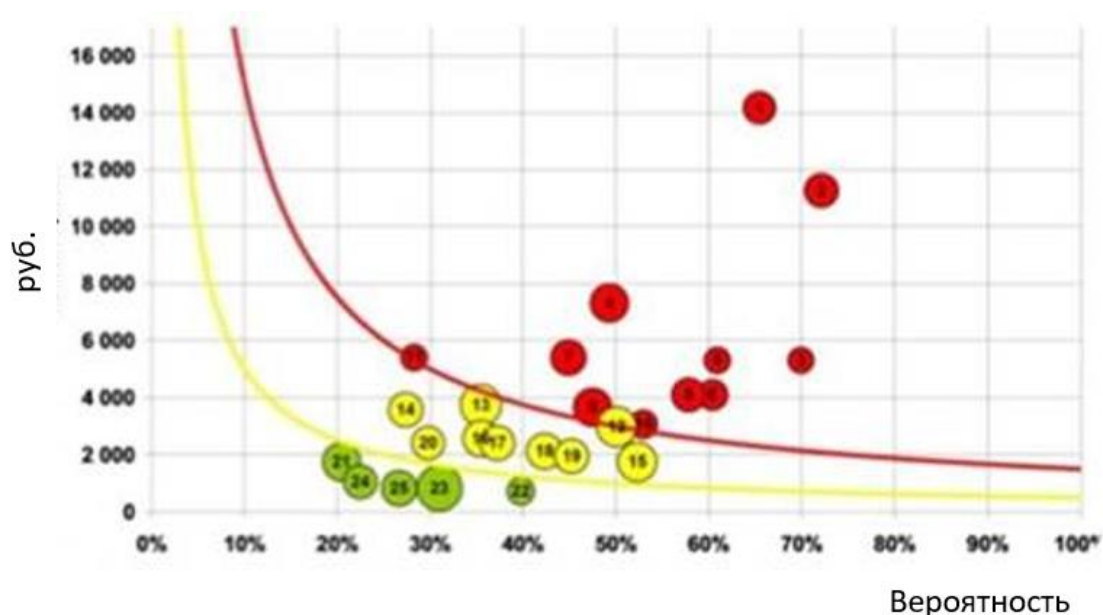


Рисунок 54 - Разноразмерная карта рисков мероприятий

Для уменьшения неопределенности обычно проводят нормирование характеристик риска. Для этого необходимо представить показатели вероятности и уровня ущерба в одинаковых единицах. Например, если вероятность реализации риска может находиться в пределах от 1 до 100%, то величину потерь тоже необходимо рассчитывать в пределах от 1 до 100, но условных единиц. Такой подход позволяет привести карту размерности $n*m$ к рассмотренной выше карте размерности $n*n$. Понятен и тот факт, что после получения результатов расчетов рисков, осуществленных в нормируемых величинах, необходимо осуществлять преобразование значений рисков в обратном направлении, от нормированных величин к реальным.

Итак, при применении карт рисков с количественными показателями вероятности и величины риска существует определенная дискретность и неравномерность шага значений рисков, что не обеспечивает выполнение требования к учету всех рисков. Не учитываются риски, значения которых находятся между целыми значениями рисков, которые учтены в карте. Количество остающихся неучтенными значений возрастает при повышении значений рисков.

Для борьбы с ростом количества неучтенных рисков применяется увеличение размерности таблицы. Однако применение увеличения размерности влечет за собой рост общего количества значений рисков в таблице. Это, в свою очередь, приводит к росту количества итераций по сравнению уровня заданного максимально приемлемого риска со всеми значениями рисков в таблице. Такое сравнение необходимо осуществлять с целью отделения рисков, которые не нужно учитывать в связи с их малозначимостью (то есть имеющих уровень ниже приемлемого или приемлемых рисков) от рисков, которые по своему значению выше, чем максимально приемлемый. А значит, растет время, которое необходимо потратить на разделение множества рисков на подмножество рисков, имеющих приемлемый уровень, и на подмножество рисков, значение и наличие, которые необходимо учитывать при проектировании (неприемлемые). При составлении карт риска с большой размерностью возрастает потребность в количестве вычислительного ресурса, необходимого для проведения таких расчетов.

Локальная несклонность к риску в некоторой точке x определяется с помощью функции неподверженности:

$$r(x) = -\frac{U''(x)}{U'(x)}. \quad (72)$$

Кривую безразличия можно подать на основании функции полезности в двумерном пространстве, где на оси абсцисс откладываются величины степени риска по реализации каждого мероприятия (σ), а на оси ординат - размер выигрыша (m).

Каждое мероприятие имеет свой график кривых результативности, которые строятся на основании его собственной функции полезности. Кривые безразличия (1-5) можно трактовать, как разные уровни значений функций полезности мероприятий.

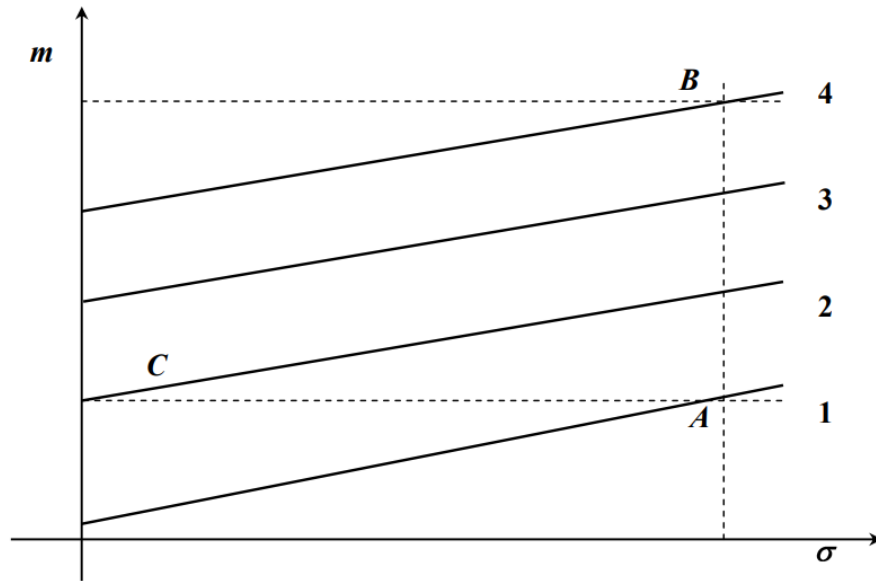


Рисунок 55 - Уровни значений функций полезности мероприятий, противоречащих друг другу

Кривая 1 – характеризует все возможные нормы прибыли и риска. При которых уровень полезности данного мероприятия равен 5 единицам. Перемещение вдоль этой кривой будет сохранять один и тот же уровень полезности, который равен пяти единицам. Одно и тоже значение функции полезности может быть достигнуто при большой норме прибыли и соответственно большей степени риска от реализации иных мероприятий или при меньшей норме прибыли и меньшей степени риска. То есть, чтобы увеличить норму прибыли и одновременно остаться с той самой величиной полезности, надо увеличить риски для реализации других мероприятий.

Наилучшим образом этот процесс отображается с помощью непрерывной карты рисков. Для такого представления используем декартовую систему координат, на которой отображаются, как и в случае с дискретными картами рисков по осям: p – вероятность реализации риска реализации мероприятия и H – возможная величина ущерба, наносимого в случае реализации риска от несопоставимого мероприятия. По аналогии с привычными картами риска, значение показателей вероятности и ущерба так же определим в диапазонах от 0 до 1, проведя нормирование их величин. Поэтому значение риска так же будет

находиться в пределах «единичного квадрата», создаваемого после отложения максимально возможных значений вероятности и ущерба, равных единице по осям. Рассмотрим главные достоинства такого представления карты рисков (Рисунок 56) [64].

	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.1	0	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.1
0.2	0	0.02	0.04	0.06	0.08	0.1	0.12	0.14	0.16	0.18	0.2
0.3	0	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.3
0.4	0	0.04	0.08	0.12	0.16	0.2	0.24	0.28	0.32	0.36	0.4
0.5	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5
0.6	0	0.06	0.12	0.18	0.24	0.3	0.36	0.42	0.48	0.54	0.6
0.7	0	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56	0.63	0.7
0.8	0	0.08	0.16	0.24	0.32	0.4	0.48	0.56	0.64	0.72	0.8
0.9	0	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72	0.81	0.9
1	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1

Рисунок 56 - Карта рисков

Ее графическое представление изображено на Рисунке 57 в виде непрерывной карты рисков.

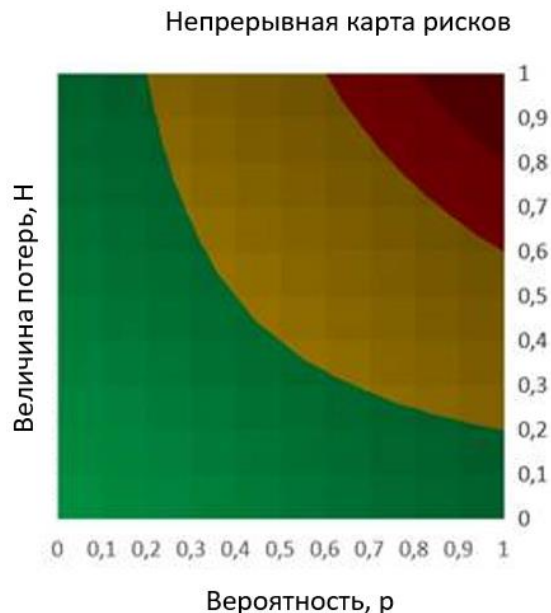


Рисунок 57 - Карта непрерывных рисков мероприятий, противоречащих друг другу, с использованием количественных показателей

Как было сказано ранее, при применении привычных карт рисков попытка

уменьшения влияния неопределенности (дискретности) при оценке «расстояний» между двумя соседними рисками реализации мероприятий, противоречащих друг другу, размещенными в соседних клетках на карте и приводящими к увеличению кратности карты риска. Чем кратность карты больше, тем больше значений рисков в ячейках, а значит при определении рисков возникновения мероприятий, противоречащих друг другу, то есть рисков с неприемлемым значением. Увеличивается время, необходимое для перебора всех значений рисков в процессе их сравнения с заданным, приемлемым уровнем риска. Но и при этом остается дискретность и расстояние между соседними значениями на дискретной карте риска. При применении непрерывной карты рисков, как по вертикали, так и по горизонтали, расстояние между двумя соседними точками не имеет дискретности и масштабируется по необходимости. Таким образом, все неудобства, связанные с дискретностью при применении непрерывных карт рисков, не обнаруживаются. При применении непрерывных карт рисков нет дискретности и неравномерность шага значений рисков, что обеспечивает выполнения требования учета всех рисков.

Неучтенные риски не остаются вследствие того, что буквально каждому значению риска можно найти конкретные значения вероятности и вреда от мероприятий, противоречащих друг другу.

Рассмотрим, как другие недостатки, свойственные дискретным картам рисков, проявляют себя при применении непрерывных карт рисков. Для начала рассмотрим непрерывную карту рисков по лингвистическим шкалам. Для этого необходимо задать лингвистические шкалы, но на карте каждый лингвистический термин все равно должен найти свое отражение в виде четкой классической оценки, что нашло свое отражение на легенде Рисунка 58, например:

0-20 – очень низкий уровень;

20-40 – низкий уровень;

40-60 – средний уровень;

60-80 – высокий уровень;

80-100 – очень высокий уровень.

Эти значения задают левую и правую границу лингвистического термо и

интервал оценивания, применяемых, если эксперт не имеет четкого представления о границах.

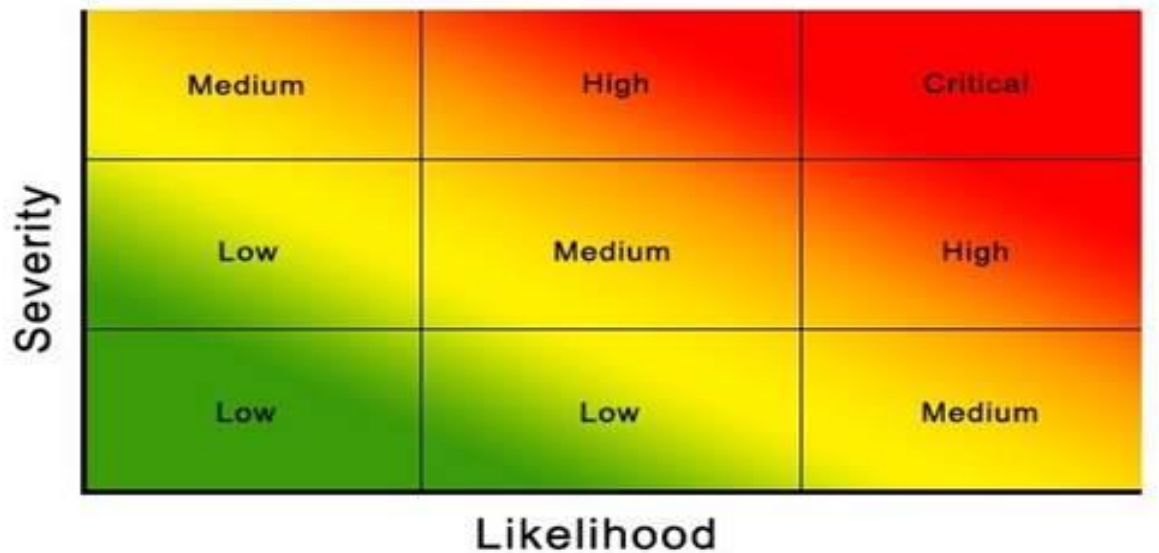


Рисунок 58 - Непрерывная карта рисков по лингвистическим критериям

Использование лингвистических критериев без их «привязки» к конкретным классическим величинам при применении непрерывных карт рисков мероприятий, противоречащих друг другу, теряет смысл из-за того, что при любых значениях риска на такой карте можем найти конкретные числовые значения вероятности реализации риска и ущерба. Конечно, можем применять лингвистические значения для разделения рисков на разные группы, но это действие будет носить скорее классификационный характер, чем иметь прикладное значение.

При сопоставлении уровня рисков любой величины на такой карте все риски с одинаковым значением находятся на одной кривой (например, гиперболы), называемой изоплетом.

Непрерывная карта рисков

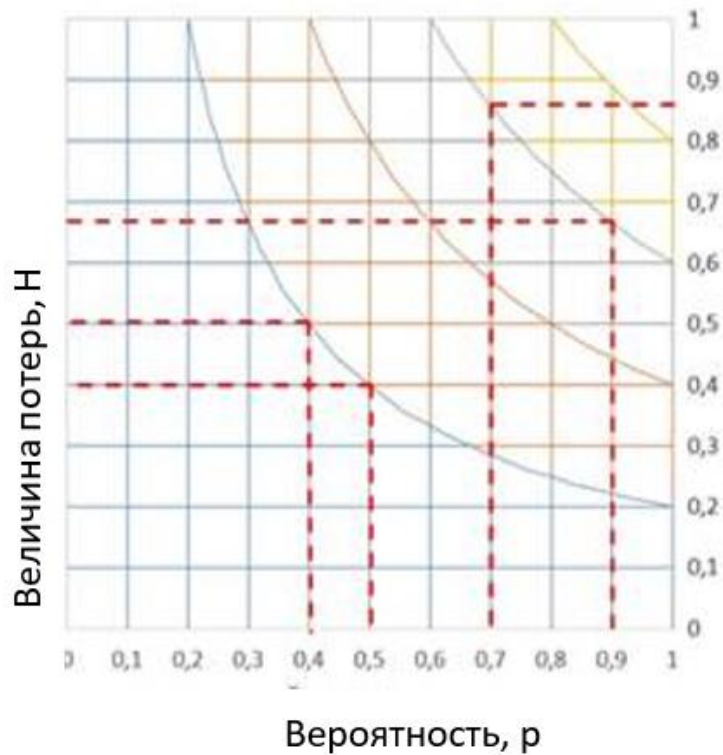


Рисунок 59 - Получение конкретных количественных значений на непрерывной карте риска

На Рисунке 59 приведена карта рисков, расположенная в системе координат с осями, на которых отражены возможные потери и вероятность таких потерь при реализации мероприятий, противоречащих друг другу. Изоплет риска определяет на карте максимум его приемлемого уровня и разделяет площадь возможных рисков на зоны приемлемых и неприемлемых рисков. На оси вероятности, кроме того, определены показатели, соответствующие отключению того или иного компонента сети. Диаграмма, которую в [57] называют «диаграмма частота-последствия» – это один из самых выразительных способов представить результаты анализа риска, позволяющего увидеть уровни риска, которые должны соблюдаться для всех видов событий и нормированные значения. Однако, необходимо заметить, что в публикации не указано, каким образом строится изоплета, и по каким критериям определяется уровень приемлемости риска.

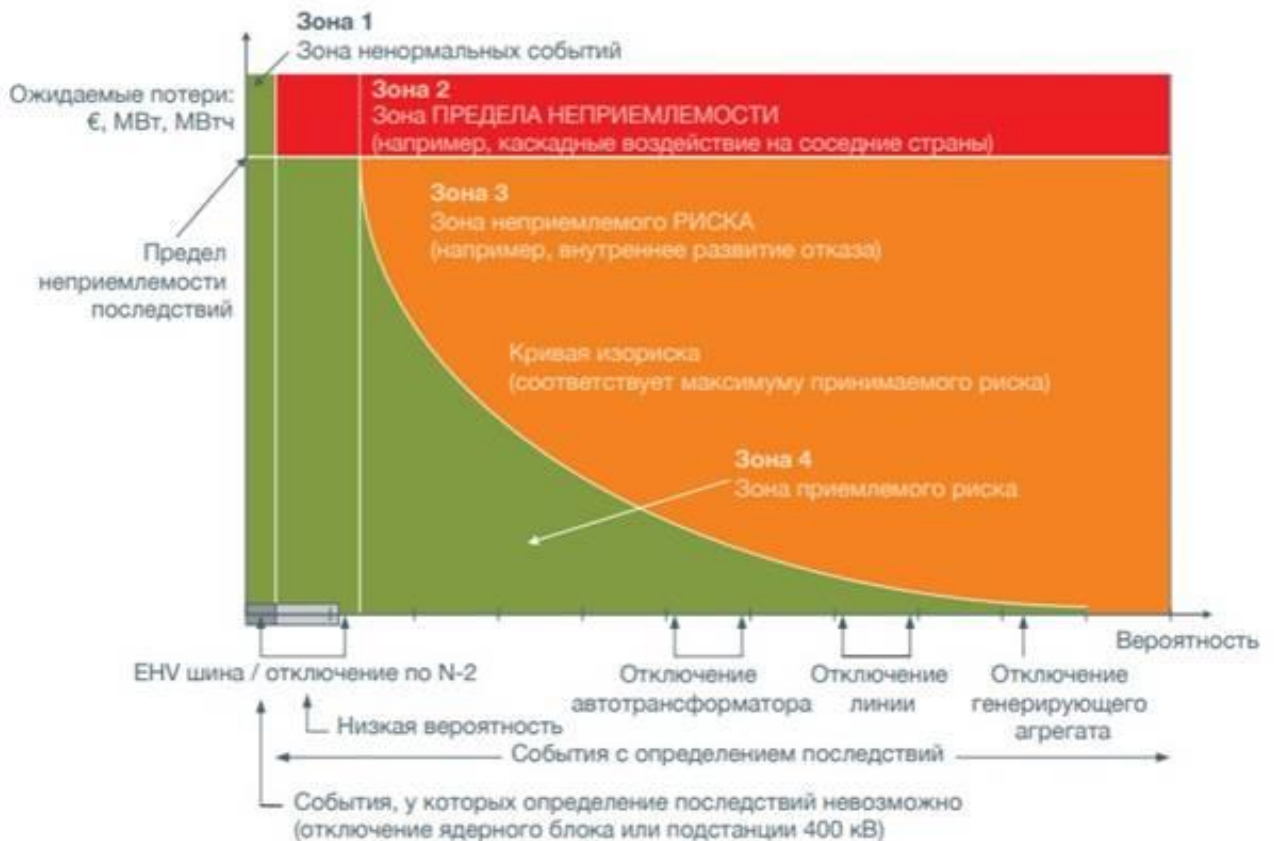


Рисунок 60 - Пример применения изоплеты риска при оценке риска системы передачи электроэнергии на УПН

Таким образом, рассмотрев непрерывные карты риска и сравнив выявленные ранее недостатки дискретных карт с непрерывными картами, мы пришли к выводу, что:

1. В случае применения непрерывной карты рисков как по вертикали, так и по горизонтали, расстояние между двумя соседними точками мероприятий не имеет дискретности и масштабируется от необходимости. Таким образом, все неудобства, связанные с дискретностью при применении непрерывных карт рисков, не обнаруживаются. При применении непрерывных карт рисков не существует дискретности и неравномерности шага значений рисков, что обеспечивает выполнение требования по учету всех рисков.

2. Использование лингвистических критериев без их «привязки» к конкретным классическим величинам, при применении непрерывных карт рисков теряет смысл из-за того, что при любых значениях риска на такой карте мы можем

найти конкретные числовые значения вероятности реализации риска и ущерба, которые реализация такого риска принесет. Конечно, мы можем применять лингвистические значения для разделения рисков на разные группы, но это действие будет носить скорее классификационный характер, чем иметь прикладное значение.

3. Разноразмерные карты рисков не используются, в результате использования нормирования величин вероятности и вреда. И после просчета нормированных показателей риска их значения также нуждаются в обратном нормировании.

Основным преимуществом применения непрерывной карты рисков является то, что при ее применении появляется возможность определения риска с любой заданной точностью. Это позволяет избежать всех недостатков, которые присущи дискретным картам риска. Что в последствии приводит к новой возможности для расчета рисков, и как следствие, для дальнейших действий по их обработке. Использование такого подхода позволяет повысить адекватность существующих моделей, с помощью которых можно было бы трансформировать риски от реализации мероприятий, противоречащих друг другу, в сопоставимые, прозрачные и понятные характеристики.

Поэтому предложено использование непрерывных карт риска для определения проектных характеристик систем управления безопасностью при реализации мероприятий, противоречащих друг другу. Использование предлагаемого подхода дает возможность обеспечения эффективности процесса проектирования, в котором можно было бы трансформировать риски актива в сопоставимые и содержательные проектные характеристики. Это стало возможным благодаря отсутствию в непрерывных картах ограничений, характерных для дискретных карт, за счет устранения явления дискретности как такового.

В связи с необходимостью проведения расчетов уровней рисков, по общему правилу используется модель, оперирующая двумя составляющими – уровнем нанесенного информационному активу вреда в случае реализации угрозы и

вероятностью возникновения мероприятий, противоречащих друг другу.

Обычно определение вероятности является сложной задачей и требует, как правило, большого объема статистических данных. Однако владельцы активов могут скрывать статистику с целью минимизации рисков. Кроме статистических методов могут использоваться и другие, например, вероятностно-статистические, теоретико-вероятностные, эвристически-аналитические, но и у них существуют проблемы с корректностью применения статистических данных о вероятности реализации угроз мероприятий, противоречащих друг другу. Таким образом, определили, что существующие методы оценки рисков не позволяют формировать полное и понятное представление рисков организации. К тому же определенной проблемой является отсутствие стационарности наблюдений, проблемы с формированием экспертных групп (особенно в организациях с небольшим количеством персонала). Из этого следует вывод: существующие подходы оценки мероприятий, противоречащих друг другу, с применением дискретных карт рисков не обеспечивают выполнения требований по учету всех возможных рисков, и не обеспечивают объективную картину состояния дел. Следовательно, во избежание этих недостатков был сформирован подход к оценке рисков возникновения мероприятий, противоречащих друг другу, в котором используются непрерывные карты рисков. На таких картах должны определяться предельно приемлемые уровни рисков пожарной безопасности, поэтому возникает необходимость в определении приемлемых значений вероятности реализации угроз при заданном значении существующих рисков безопасности[31].

Трехмерный график зависимости представлен на Рисунке 61. Такое представление риска позволяет визуализировать его в пространстве в виде гиперплоскости 1-го порядка, которая задается уравнением первой степени:

$$Ax + By + Cz + D = 0,$$

где A , B , C и D – постоянные, причем A , B и C одновременно не равны нулю, а в случае, когда $D = 0$, гиперплоскость проходит через начало координат, что собственно и представлено на Рисунке 61.

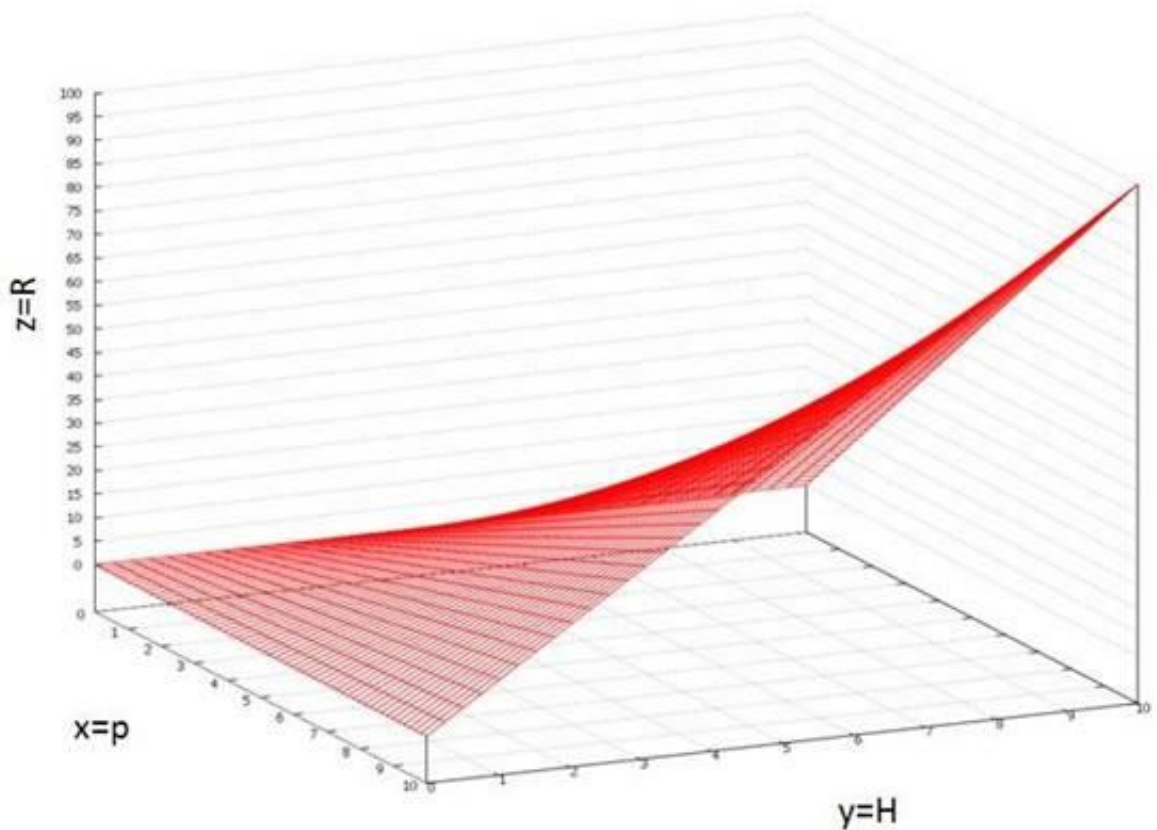


Рисунок 61 - Трехмерный армированный график зависимости уровня риска R от вероятности его реализации p и размера потерь H

На Рисунке 61 видно, что зависимость уровня риска, R , от вероятности его возникновения, p , и размера возможных потерь, H , имеет нелинейный характер. Оценка систем с нелинейными характеристиками представляет значительные сложности, но если учесть, что на практике степень риска зависит от множества факторов (множества H и p), то оценка подобных систем становится сложной задачей.

Сначала определим величину ущерба, который может быть причинен активу, H , из-за возникновения противоречащих друг другу событий. Предположим, что актив не разрушается полностью, тогда величина ущерба может быть вычислена как стоимость полного восстановления актива до первоначального состояния. Либо величина ущерба равна общей стоимости актива, A , которая уменьшается на часть стоимости, 1 , соответствующую поврежденной части актива. Это можно выразить следующим образом:

$$H = A - H_1, \quad (73)$$

где A – стоимость актива, H – стоимость ущерба, а H_1 – стоимость невредимой части актива.

Тогда, умножив и поделив правую часть (73) на A , получим представление размера потерь H , как:

$$H = \frac{A(A - H_1)}{A} = \frac{A}{\frac{A}{A - H_1}} = A \cdot \frac{1}{B}, \quad (74)$$

$$\text{где } B = \frac{A}{A - H_1} = A \cdot \frac{1}{B}. \quad (75)$$

Другими словами, B – это отношение стоимости актива к стоимости ущерба от реализации мероприятий, противоречащих друг другу, а обратная величина B отражает процент повреждения актива.

Кроме того, из (71) следует, что стоимость ущерба H можно представить как отношение величины риска к вероятности его реализации:

$$H = \frac{R}{p}. \quad (76)$$

Заменяя значение H , равное $\frac{A}{B}$ из (3.3) получим следующее соотношение:

$$\frac{R}{p} = \frac{A}{B}, \quad (77)$$

из которого получим:

$$R * B = A * p. \quad (78)$$

Перенеся все составляющие в левую часть, получим:

$$B * R - A * p = 0. \quad (79)$$

Поставим слагаемое с p на первое место. В соответствии с правилами математической вежливости, коэффициент первого слагаемого (в данном случае A) должен быть положительным. Изменим знаки:

$$A * p + (-B) * R = 0. \quad (80)$$

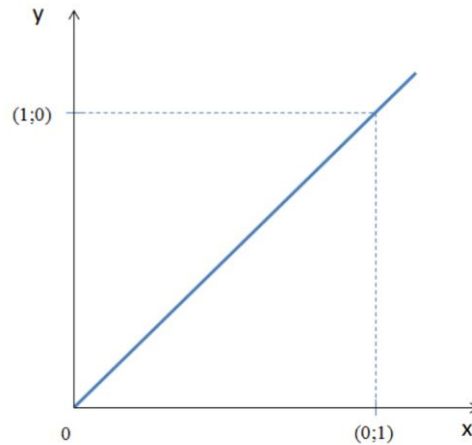


Рисунок 62 - График прямой, проходящей через начало координат

Если сравнить выражение (80) с уравнением прямой $Ax + By + C = 0$, то можно заметить их полное сходство, за исключением обозначений. Если $C = 0$, прямая, описывающая зависимость уровня риска R от вероятности его осуществления p , всегда будет проходить через начало координат. Если представить её в виде общего уравнения прямой, она будет иметь вид $Ax + By = 0$ (Рисунок 62).

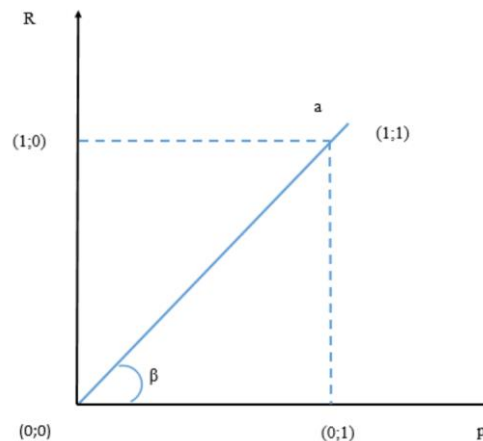


Рисунок 63 - График зависимости величины риска от вероятности его реализации

Тогда прямая, которая описывает соотношение величины риска с вероятностью его реализации выглядит на графике схожим образом (Рисунок 63).

Вариантов прохождения этой прямой возможно несколько, что отражено на Рисунке 64.

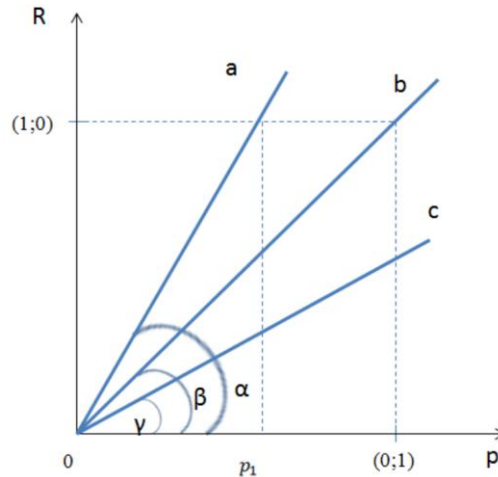


Рисунок 64 - Варианты прохождения прямой, задающей уровень рисков

Причём для прямой a можно заметить, что при вероятности возникновения риска меньше единицы наступает максимальный ущерб (полное уничтожение актива). Угол наклона прямой a больше 45° , в случае прямой b речь идёт о «идеальном соотношении» риск-вероятность, когда угол равен 45° . Это следует из следующих преобразований:

$$A \cdot p - B \cdot R = 0 \Rightarrow p = \frac{B}{A} R \Rightarrow p = \frac{B}{A} R \Rightarrow p = \operatorname{tg} \beta R \Rightarrow \operatorname{tg} \beta = \frac{B}{A}. \quad (81)$$

Если в (80) подставить значение B из (81), то получим:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{1}{H}. \quad (82)$$

Зная, что $H=1$ при $R=p=1$, то есть при максимальном ущербе, совпадающем с максимальной вероятностью возникновения риска p и максимальным уровнем риска R , приводящим к полной утрате актива, определяем, что $\operatorname{tg} \beta = 1$. Это соответствует углу, равному 45° . Что и требовалось доказать. Для прямой c можно заметить, что угол её наклона $\gamma < 45^\circ$ никогда не превышает максимальный уровень риска, и наоборот, на этой прямой лежит множество рисков с уровнем, не достигающим максимума при максимальной вероятности их реализации.

Определив аналогию между уравнением прямой и описанием соотношения риск-вероятность его возникновения, проверим справедливость утверждения для других методов задания прямой на плоскости. С этой целью рассмотрим прочие

известные варианты.

Уравнение прямой с угловым коэффициентом показано на Рисунке 63. Исходя из его графического представления, можно заметить, что для того чтобы прямая риска a достигла положения “идеальной прямой” b , необходимо уменьшить величину угла a до величины угла b , или, иными словами, нужно уменьшить стоимость актива A (заменить актив, увеличить количество таких активов) или увеличить B - отношение полной стоимости актива к стоимости его повреждённой части.

$y = kx + b$, где $k = tg\beta$, а $b = 0$, зная, что $tg\beta = 1$, можем заключить, что на прямой (3.2) уровень риска R всегда равен p , то есть она «идеальна».

Рассматривая риски, находящиеся на прямой, можно видеть, что их уровень меньше, чем у “идеальной прямой”, а значит, дополнительных действий по обработке рисков не требуется и они не считаются противоречащими друг другу.

Способ задания уравнения прямой с использованием отрезков не имеет смысла, поскольку он описывает случаи пересечения прямой с осями. В данном случае такое пересечение происходит в точке начала координат. Аналогично, способы задания уравнения прямой через точку и направляющий вектор и нормальное уравнение прямой рассматривают прямые, не проходящие через начало координат и пересекающие обе оси. Если представить уравнение прямой, проходящей через две заданные точки, мы получим равенство $R = p$.

Рассмотрим подробнее:

Если есть две точки $M_1 (0; 0)$ и $M_2 (1; 1)$, то уравнение прямой будет выглядеть как: $\frac{x - x_1}{x_2 - x_1} = \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} \Rightarrow x = y \Rightarrow R = p$, что и требовалось доказать.

Уравнение прямой в полярной системе координат рассматривать нет смысла, так как оно определяет положение такого вида прямых, не выходящих из начала координат, а значит не могут представлять собой прямые, которые ассоциируются с представлением риска от мероприятий, противоречащих друг другу, так как не демонстрируют такой случай, при котором вероятность реализации риска равна нулю и стоимость ущерба нулевая.

Рассматривая определение риска как произведения уровня потерь и вероятности его реализации $R = H * p$, и принимая утверждение, что общая величина риска причинения вреда активу реализуемыми угрозами от реализации мероприятий, противоречащих друг другу, равна сумме всех рисков, можно заключить, что риск можно представить в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^n R_i = \sum_{i=1}^n H_i \cdot p_i = R, \quad (83)$$

где R_i - риск реализации i -ого мероприятия ($R_i = H_i * p_i$), в котором $p_i \leq 1$. Такое соотношение совпадает с уравнением гиперплоскости 1-го порядка с ограничениями на диапазон определения переменных p_i .

Выше рассмотрена и установлена возможность предоставления зависимости величины риска от вероятности его реализации с использованием методов аналитической геометрии. Далее необходимо рассмотреть ситуацию, в которой собственник актива поставил жестко величину уровня риска от реализации проекта $R_{пр}$, который для него допустим или приемлем, тогда $R_{пр} = const$. График зависимости величины риска от вероятности его реализации на декартовой системе координат с абсциссой, выражающей вероятность реализации риска возникновения мероприятий, противоречащих друг другу, и ординатой, на которой откладывается уровень риска, будет выглядеть в форме прямой, исходящей из начала координат (ведь величина риска о вероятности его реализации мероприятий, противоречащих друг другу, равному нулю, тоже будет равно нулю). Если предположить, что при реализации угрозы наступает полная ликвидация актива, то «значимый» отрезок прямой будет проходить через прямоугольник со сторонами OR и Op . Под «значимым отрезком» будем понимать отрезок прямой, задаваемый с одной стороны координатами $(0;0)$, а с другой стороны – координатами точки его пересечения с прямой $R_{пр} = const$ или, если она пересекает «линию вероятностей», проходящую через точку с координатами $(0;1)$ перпендикулярно оси Op и размещается в первом квадрате, что означает тот тривиальный факт, что значения риска положительны.

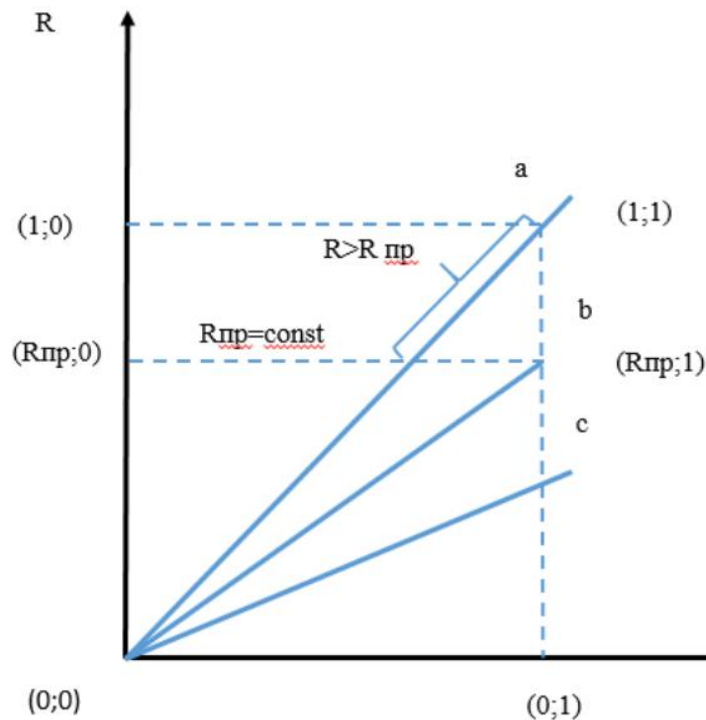
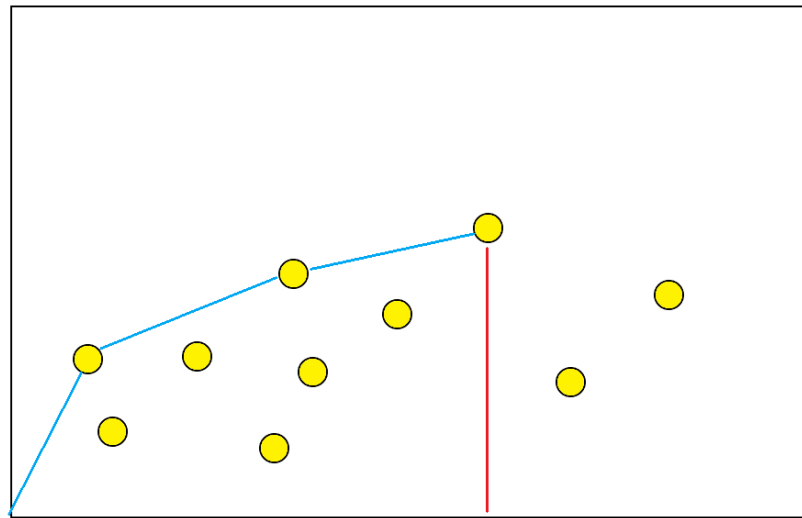


Рисунок 65 - График зависимости величины риска от вероятности

Это означает, что все риски, отображения которых на прямой находятся левее и ниже точки пересечения прямой рисков с прямой, которая представляет приемлемый уровень риска $R_{пр} = const$, но до пересечения с прямой максимальной вероятности (на которой отражаются все риски, вероятность реализации которых равна 1) в точке с координатами (1;1), указывает на риски, уровень которых больше $R_{пр}$, и, как следствие, нуждаются в обработке (Рисунок 65). Ситуация, в которой прямая выходит за точку пересечения с прямой максимальных вероятностей не рассматривается по причине невозможности p принять значения выше 1.

В этом случае для того, чтобы в общем плане не появились требования типа «сначала реализовать так, потом все это заменить», следует модифицировать систему таких мероприятий, приведя его, например, к условному одному мероприятию, но разной глубины, уровня. Поместив их все на один график со шкалами затрат и эффекта, можно построить условную огибающую всех точек с максимальным эффектом (Рисунки 66-67).

Эффект



Затраты

Рисунок 66 - Система противоречащих мероприятий

N компл.несовмсовмест.меропри	Затраты	Эффект
1	0	0
2	1	3
3	2	3
4	3	3
5	4	5
6	5	4
7	6	2
8	7	5
9	8	7
10	9	7
11	10	8

Уровни условного мероприятия - точки 1 2 5 9 11

Рисунок 67 - Пример сопоставления противоречащих мероприятий

Можно отметить, что зависимость уровня риска от величины возможного ущерба от реализации мероприятий, противоречащих друг другу, аналогична зависимости уровня риска от величины вероятности их реализации и может быть

выражена через уравнение прямой.

В результате проведенного исследования выявлена квазианалогия между описанием зависимости величины риска от возможности осуществления противоречивых мероприятий и уравнением прямой на плоскости, исходящим из начала координат и располагающимся в первом квадранте.

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. В рамках данной главы доказана необходимость в разработке методов и средств управления рисками безопасности специалистов предприятий. Задачи разработки информационной технологии управления информационными процессами контроля рисков специалистов требуют изучения вопросов оценки влияния контроля рисков на эффективность производства и выбора соответствующих методов их решения. Несмотря на концептуальную целостность существующих методов, все они рассматривают персонал предприятий нефтегазовой отрасли, как один из экономических ресурсов, а не как сложную динамическую систему. В результате проведенного анализа информационных процессов управления рисками безопасности определено, что трудовая деятельность специалистов никогда не направляется одной единственной потребностью или единственным мотивом, а всегда определяется множеством детерминант, а именно комплексом потребностей, который в соответствии порождает комплекс рисков.

Проведенный анализ современного состояния информационных технологий и систем управления предлагается алгоритм для AOP DMPipe. В предложенной системе обоснованы программные модули оценки и управления рисками безопасности либо вообще отсутствуют, либо используют устаревшие методики обработки данных: анкетирование, интервью и опросы. На основе проведенного аналитического обзора и анализа научно-технических и научных работ по теме диссертационной работы определены этапы научных исследований и обозначены задачи дальнейших исследований обучения работы в системе.

Анализ процедуры проведения автоматизированной оценки рисков (АОР) актуализировал потребность в совершенствовании механизма информационно-аналитического обеспечения управления предприятиями нефтегазовой отрасли в направлении выработки единой методологической базы построения ИАС для предупреждения крупных аварий. Проблема профилактики техногенного риска объектов повышенной опасности, обусловленного отказами АСУТП, может быть решена в результате последовательного определения объективного текущего уровня SIL элементов АСУТП. Для этого предложена авторская разработка методов и моделей, комбинирующих HAZOP и FMEA с возможностью формализации причинно-следственных связей отказов и событий, ими вызванных, до уровня графов или деревьев отказов и деревьев событий на основе предварительной оценки уровню SIL.

2. Нами был разработан программный продукт DMPipe в который входит модуль конструктора моделей, который позволяет производить настройку математической модели технологического процесса. Таким образом можно настраивать различные параметры модели, изменять технологическую схему, параметры моделирования, характеристики оборудования и т.д. Сегодня законодатель в связи с произошедшим недавно крупнейшим разливом топлива беспрестанно пытается найти способы предупреждения подобных аварий.

3. Приведенные модули в системе САПР должны решать задачи компьютеризации учета перечень рисков и опасностей, обеспечивая поступление оперативной и аналитической информации и компьютеризацию отчетности. Поэтому предлагается авторский алгоритм формализации процедуры предварительной оценки рисков.

4. Согласно разработанной методике величины и вероятности ущерба, их удельные величины на момент реализации мероприятий определяются по декларациям ПБ, паспортам безопасности, специализированным методикам, составленным на основе стандартов и регламентов. Это позволяет создать карту мероприятий по разработке АОР.

5. При возникновении рисков при анализе мероприятий, противоречащих друг

другу, сначала осуществляя поиск наибольшего для конкретной итерации значения приемлемого риска, а затем сравнить его с другими значениями с целью отделения множества приемлемых рисков от множества тех рисков, на которые необходимо обратить внимание при выборе мероприятий.

4 ФОРМАЛИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ, СВЯЗАННЫХ С ЧЕЛОВЕЧЕСКИМ ФАКТОРОМ.

4.1 Оптимальное множество тренингов

Предлагаемые методики подразумевают использование достаточно формализованных понятия риска, ущерба, вероятности. Но с так называемым человеческим фактором непосредственное использование таких понятий проблематично. Нет научно обоснованных рекомендаций, как объективно оценивать КРІ операторов и обслуживающего персонала потенциально опасных объектов, как количественно оценивать и «прокачивать» эффективность человеко-машинного взаимодействия. Практически отсутствуют критерии, объективно различающие имитаторы процессов и тренажеры, нет обоснованного анализа задач тренинга, технических средств и инструкторов. Поэтому учебный процесс идет своим путем, а общая аварийность другим (Рисунок 68).

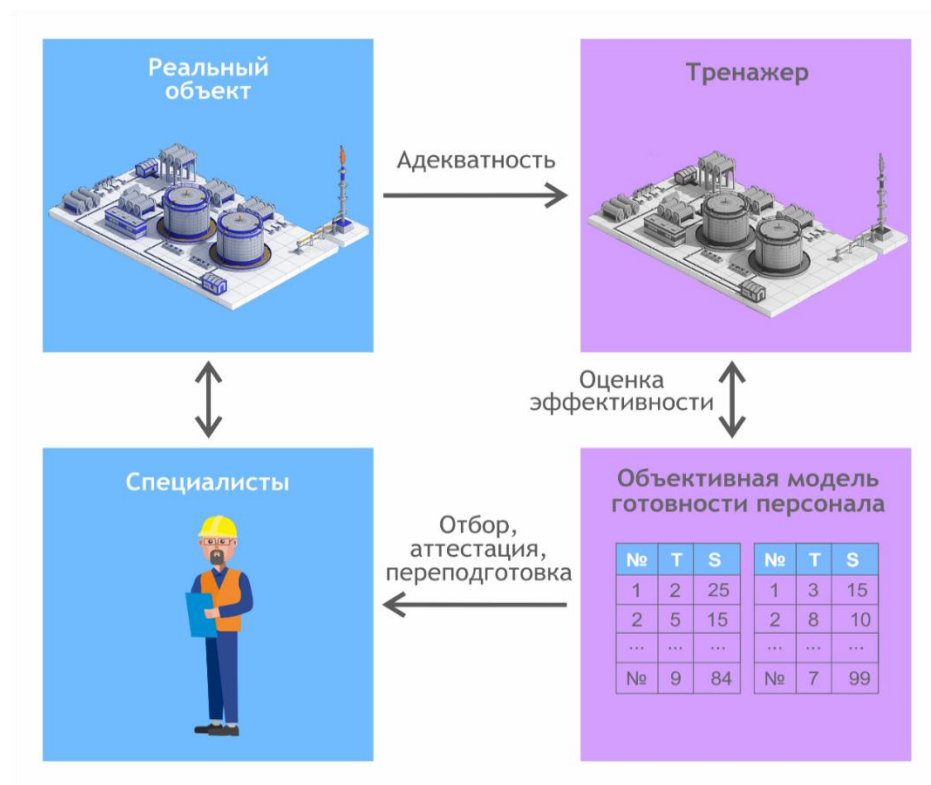


Рисунок 68 - Базовая схема работы тренажера

Система учета рисков безопасности является одной из составляющих информационной системы предприятий, для нее характерны следующие требования:

- является продуктом современной модульной технологии;
- имеет открытую архитектуру;
- допускает адаптацию системы с учетом специфики технологических и организационных особенностей предприятий;
- учитывает требования нормативно-правовых актов при обработке документов;
- поддерживает современные технологии Java, NET, веб-сервисы, Oracle, и является системой корпоративного уровня;
- дает возможность работы практически с любой базой данных, поддерживает соответствующий интерфейс ((Object Linking and Embedding, Database (OLE DB))).

Используя новейшие информационные технологии, система позволяет осуществлять контроль за техническим состоянием оборудования, учетом рисков потребленных ресурсов, соблюдать регламент по выполнению ремонтных и профилактических работ, доступа к нормативной базе данных.

Применение на предприятиях нефтяной и газовой промышленности в составе информационных систем подсистемы безопасности и ее связи с подсистемой контроля позволит постоянно контролировать, анализировать условия, которые постоянно меняются, а также решать вопросы планирования, получать разнообразные формы внутрихозяйственной отчетности в режиме запроса к базе данных, обеспечивая оперативную обработку аналитической учетной информации. В связи с этим, высокая точность моделирования элементов системы безопасности должна формироваться по определенному набору обучающих систем, которые реализуются как тренинги по каждому выявленному риску. Эти тренинги призваны обеспечить проверку элементов модели и нивелировать человеческий фактор при их использовании за счет обучения работы с системой.

В УГНТУ разработана уникальная система количественной оценки

эффективности человеко-машинного взаимодействия – «оптимизация системы тренингов», а также улучшения этих показателей в результате прохождения курса теоретического обучения и практических тренингов.

Прежде чем приступить к непосредственному моделированию решения, связанному с потребностью представления реальной системы в виде формализованной математической модели, характеризующейся аппроксимирующими уравнениями регрессии, рассмотрим имеющиеся экспериментальные (статистические) производственные данные, собранные посредством датчиков и другого измерительного оборудования в SCADA-систему предприятия - систему диспетчерского управления и сбора данных [67].

Приведем пример работы реализованной системы управления режимами работы оборудования для оператора (Рисунок 69).

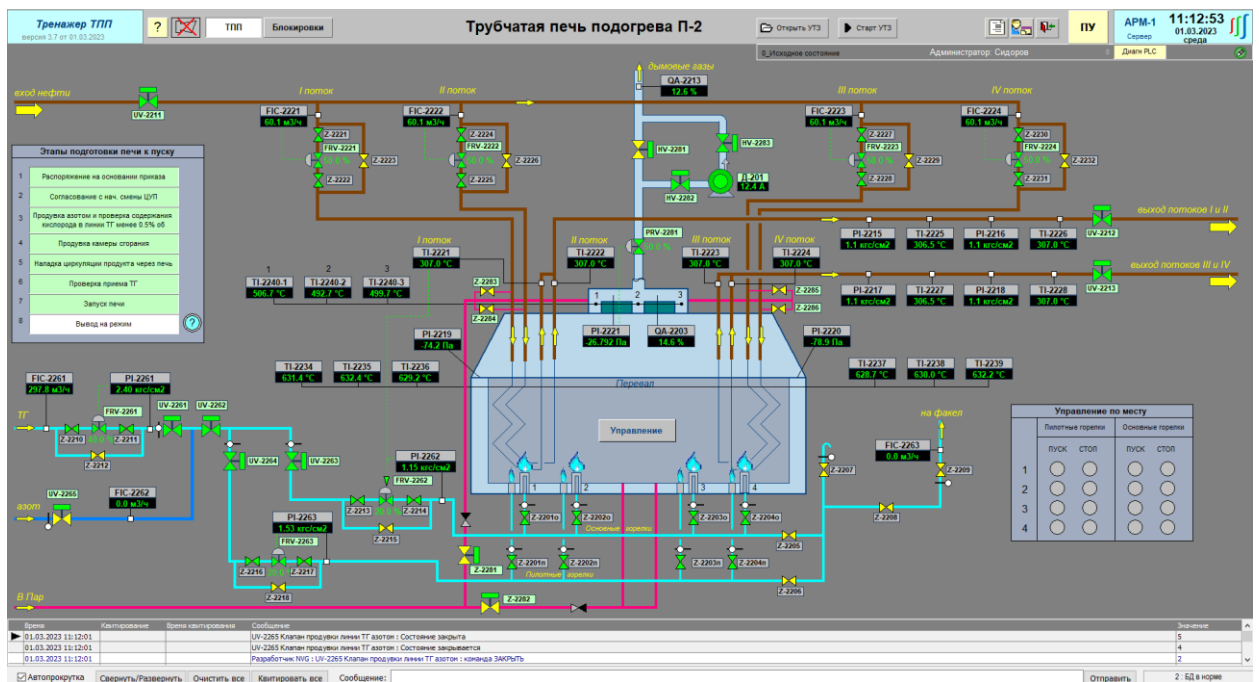


Рисунок 69 - Пример экрана работы системы

На Рисунке 70 показан фрагмент окна отчета при тестировании работы оператора, с указанием контролируемых параметров, их допустимых значений и набранных. На Рисунке 71 показан фрагмент фиксации всех действия оператора, выполняемые им в процессе тестирования.

Время начала тестирования: 15.11.2019 21:39:08

Время окончания тестирования: 15.11.2019 21:39:19

Результаты тестирования

№п/п	Контролируемые параметры	Допустимое значение	Значение	Макс. Баллы	Баллы
Состояние задвижек и регуляторов отбензинивающей колонны				0.50	0.30
1	Z1 Задвижка	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
2	HV1601 Клапан	Открыт	Закрыт	0.10	0.00
3	FICA1301 Регулятор расхода нефти на входе	1 ... 100	0.0	0.10	0.00
4	Z5 Задвижка	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
5	Z5A Задвижка	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
Состояние насосов Н-1,Н-1А,Н-1Б (включен хотя бы один)				1.00	0.00
6	Н-1 Насос	Включен	Отключен	1.00	0.00
7	Н-1А Насос	Включен	Отключен	1.00	0.00
8	Н-1Б Насос	Включен	Отключен	1.00	0.00
Состояние задвижек ЭДГ				1.20	0.40
9	Z16-1 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
10	Z16-2 Задвижка ЭЛОУ	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
11	Z18-3 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
12	Z15-1 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
13	Z15-2 Задвижка ЭЛОУ	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
14	Z17-3 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
15	Z19-1 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
16	Z19-2 Задвижка ЭЛОУ	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
17	Z20-3 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
18	Z21-1 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
19	Z21-2 Задвижка ЭЛОУ	Закрыта	Закрыта	0.10	0.10
20	Z22-3 Задвижка ЭЛОУ	Открыта	Закрыта	0.10	0.00
Состояние регулятора оборотной воды в ЭДГ				0.30	0.00
21	LICA1417 Регулятор об. воды от X-19/1,2	1 ... 100	0.0	0.30	0.00
Состояние насосов Н-117,Н-117А (включен хотя бы один)				1.00	0.00
22	Н-117 Насос	Включен	Отключен	1.00	0.00

Рисунок 70 – Контролируемые параметры

Действия во время тестирования

№п/п	Время	Объект	Команда
1	21:39:10	Регулятор температуры X-1 TIC2108	Изменение SV=35.00
2	21:39:10	Регулятор слива Т.конденсата в ПЛК из E-1 LICA2405	Изменение SV=50.00
3	21:39:10	Регулятор слива бензина в ХВ-18 из E-1 LIRCA2403	Изменение SV=85.00
4	21:39:10	Регулятор оборотов АВО с корректировкой по давлению в К-1 PICA2204	Изменение SV=10.00
5	21:39:12	П-1 Г-28	Пуск
6	21:39:16	П-1 Г-0	Пуск
7	21:39:16	П-1 Г-1	Пуск
8	21:39:16	П-1 Г-2	Пуск
9	21:39:16	П-1 Г-3	Пуск
10	21:39:16	П-1 Г-4	Пуск
11	21:39:16	П-1 Г-5	Пуск
12	21:39:16	П-1 Г-6	Пуск
13	21:39:16	П-1 Г-7	Пуск
14	21:39:16	П-1 Г-8	Пуск
15	21:39:16	П-1 Г-9	Пуск
16	21:39:16	П-1 Г-10	Пуск

Рисунок 71 – Действия оператора во время тестирования

На тренажерных комплексах мы можем увидеть разницу в работе «эталонного» управления, и результатов управления человека, с учетом временных задержек на принятие решения и подачи команды управления. На основе разницы между текущим и прогнозируемым эффективным значением оценки работы персонала можно рассчитать потенциал его уменьшения (относительная величина, выраженная в процентах) и возможную экономию (абсолютная величина – средняя разница двух значений за рассматриваемый период времени).

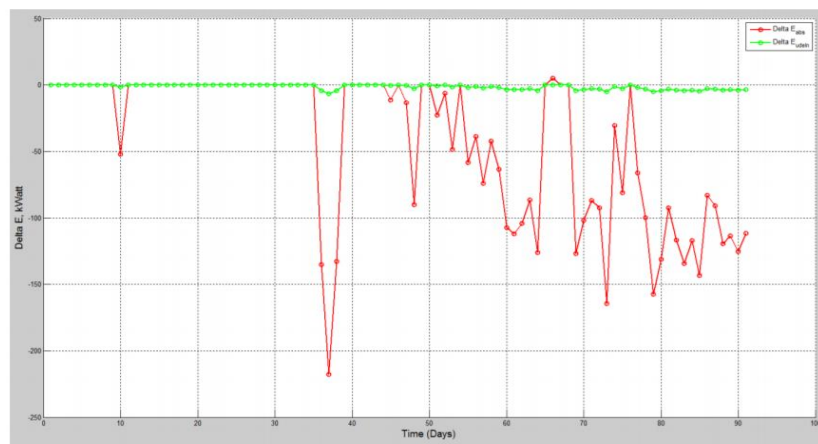


Рисунок 72 - Прогнозируемая абсолютная экономия при увеличении системы тренингов

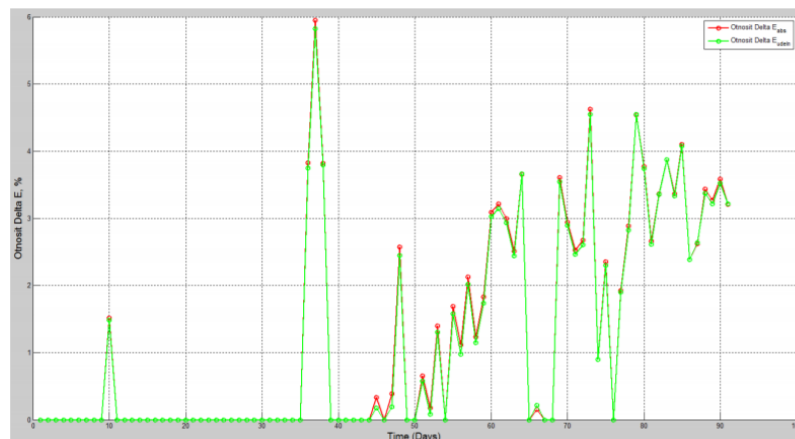


Рисунок 73 - Потенциал уменьшения абсолютной и удельной погрешности в работе персонала

На Рисунке 72 и Рисунке 73 представлены зеленым и красным трендами прогнозируемая абсолютная и относительная экономии при увеличении системы тренингов для случаев достижения абсолютного и удельного уровней погрешности работы персонала. Из данных графиков видно, что существует довольно большое количество случаев (в рамках рассматриваемого временного интервала), когда были приняты неверные управленческие решения.

В терминах проектирования тренажера, такой отдельный эпизод имеет отображение в виде «единичного тренинга». Пример дерева событий для единичного тренинга, или карты тренинга, приведен на Рисунке 74.

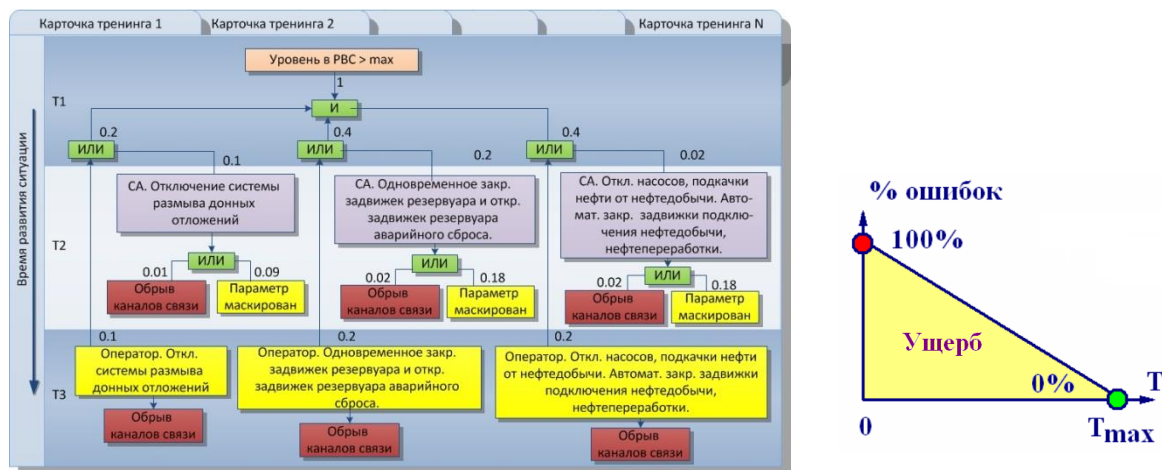


Рисунок 74 - Карта единичного тренинга

Таким образом, сфера деятельности специалиста подразделяется на ряд типичных ситуаций, которые описываются «деревом событий». Задача обучения при таком подходе — правильно определить ситуацию и выполнить ряд правильных действий. Обучение проводится сериями, и фиксируется важный параметр — динамика снижения ошибок и прогнозирование момента прекращения ошибок T_{max} для каждого вида обучения. Каждому виду тренинга присваивается вес по методу экспертных оценок (ошибка, приводящая к взрыву резервуара, весит больше, чем ошибка, приводящая к поломке клапана). К концу обучения T_{max} по отдельному виду тренинга этот вес переходит в разряд «предотвращенного ущерба». По всем видам тренингов такой предотвращенный ущерб будет являться

мерой эффективности тренажерной подготовки. Двукратное взвешивание по закону больших чисел (много экспертов, много тренингов) придает полученным оценкам достоверность. Имея такую “линейку ППБ”, можно анализировать индивидуальные данные и определять уровень подготовленности специалиста. На основе групповых данных можно построить наиболее эффективные курсы в рамках ограниченного времени (оптимальный набор тренингов), провести функционально-стоимостный анализ технических средств тренажеров и дать научно обоснованные рекомендации по их оптимальному составу. Например, можно научно обосновать, стоит ли в рамках ограниченного бюджета строить два отдельных тренажера для двух специальностей или следует строить одну интегрированную обучающую систему с оптимальными показателями эффективности, при этом подробно определяется состав такой системы.

В рамках концепции ОМТ была проведена оптимизация системы тренингов с использованием тренажера «ЭЛОУ-АВТ», который использовался на региональном этапе чемпионата «Молодые профессионалы» (WorldSkillsRussia) по компетенции «Переработка нефти и газа» (г. Самара, 2019). Было сформировано первоначальное множество типовых тренингов. Каждый вид тренинга ориентирован для закрепления навыков работы в штатных режимах или для отработки навыков предотвращения возможных аварийных ситуаций. В состав системы тренингов входили комплексные задачи, включающие в свой состав в том или ином виде все типовые операции консольных операторов установок, включая предпусковые проверки, запуск отдельных агрегатов (печи, компрессоры, насосы и т.д.) и колонн (режим рециркуляции, установившийся режим «Зима», «Лето» и т.д.), а также задачи ПЛАС. Были построены соответствующие карты тренинга, произведена экспертная оценка предотвращенного ущерба (риска, штрафа) по каждому виду тренинга. Были проведены пробные занятия группы учеников при которых тренинги, длительность каждого из которых измерялась (с учетом изменения масштаба времени при моделировании событий), чередовались и повторялись до тех пор, пока не наблюдалось значимое снижение количества ошибочных действий в среднем по группе. В каждом цикле все тренинги должны

были проходить не менее трех раз. Результаты применения технологии «оптимизации тренингов», с учетом динамики снижения количества ошибок в контрольной группе учеников за два дня подготовки, показали, что оптимальный план, рассчитанный при условии отсутствия ресурсных ограничений, содержит все тренинги. Однако общая прогнозируемая длительность курса, даже при непрерывной работе, составила около 310 часов или около 40 дней. В учебных заведениях нефтегазового профиля на тренажерную подготовку столько времени не выделяется. Это отдельная проблема, требующая комбинирования очного обучения в присутствии опытных инструкторов, подробно разъясняющих суть заданий и причины ошибок, и продолжительного дистанционного дообучения, повтора тренингов учениками без отрыва от производства.

Сначала приведем краткое описание тренажера.

4.2 Программно-аппаратный обучающий комплекс автоматизированных технологических комплексов добычи и подготовки нефти

Программно-аппаратный обучающий комплекс автоматизированных технологических комплексов добычи и подготовки нефти (далее Тренажер) предназначен для проведения лабораторных, практических, научно-исследовательских и других видов работ со студентами разных специальностей, обучающихся по программам бакалаврской и магистерской подготовки и изучающих дисциплины, связанные с автоматизацией технологических процессов.

Внедрение алгоритма машинного обучения поможет оптимизировать расписание диагностики нефтегазового оборудования, благодаря чему время простоя в ожидании обслуживания сократится [86].

Тренажер предназначен для теоретического и практического обучения специалистов основам автоматизации процессов добычи, подготовки и транспорта нефти, а также проведения исследовательских работ магистрантов, аспирантов.

Отличительной особенностью тренажера является представление системы

автоматизированного технологического комплекса по управлению процессом добычи и обработки нефти во всей его полноте: внешний вид технологического оборудования, система распределенного управления, автоматизированное рабочее место специалистов, технические средства автоматизации, взаимное расположение и текущее состояние оборудования должны сочетаться с общей моделью процессов в пласте и технологического оборудования.

Сенсоры, которые любая компания устанавливает на технике, непрерывно снабжают алгоритмы машинного обучения данными для автоматизированного анализа, и теперь диагностика проводится именно там, где стоит ожидать проблем. Превентивное выявление неисправностей снижает аварийность, за счет чего также происходит увеличение добычи и снижение ее стоимости. Поэтому важным элементом машинного обучения в нефтегазовой отрасли является концепция обучения, по сути компьютерной модели реальной системы, на которой можно отрабатывать различные прогнозы и модели [101]. Такой подход позволяет предвидеть нештатные ситуации и устранять их причины. Благодаря этому многие нефтегазовые компании, в частности, Shell, Chevron, British Petroleum снижают себестоимость добычи полезных ископаемых на 8-10% и продлевают сроки эксплуатации оборудования на 20%.

Современные компании разрабатывают различные программные решения в области искусственного интеллекта и машинного обучения. Важно подготовить персонал реализовать проекты самого разного масштаба по всему миру и поэтому необходимо предложить создание алгоритмов машинного обучения в том числе и для нефтегазовой отрасли от разведки и добычи до переработки и продажи нефтепродуктов и газа. Внедрение таких технологий, в том числе, предназначено для развития профессиональных и творческих способностей студентов к решению проблем в нефтегазовой отрасли, технологии бурения и добычи нефти и газа, эксплуатации и ремонте бурового и нефтепромыслового оборудования. Ученики будут приобретать компетентности и развивать умения и навыки, которые подготовят их к выполнению инженерных задач по моделированию, проектированию и расчету бурового и нефтепромыслового оборудования,

технологий добычи нефти и газа, эксплуатации скважин, транспортировка продукции скважин, и осуществить подготовку студентов на уровне, что обеспечит им право продолжить обучение с целью получения высших квалификационных уровней и научных степеней.

Построение и функционирование электронной образовательной среды должно происходить с учетом синергетического подхода, который заключается во взаимодополнении информационной образовательной среды учебного заведения собственной электронной образовательной средой [40, 23]. Соблюдение этих понятий способствует развитию цифровой компетентности как составляющей профессиональной компетентности дидактических возможностей цифровых технологий, которые формируют профессиональные навыки и расширяют область применения компьютерной поддержки обучения.

Документ для обучения тренажеров предназначен для преподавателей, проводящих обучение операторов. Квалификация преподавателя должна быть не ниже уровня уверенного пользователя компьютера и программного обеспечения для Windows. Данный документ предназначен для ознакомления с принципами работы и управления оборудованием и содержит полное описание функционирования программы верхнего уровня.

4.3 Структура тренажера

Тренажерный комплекс состоит из автоматизированных рабочих мест (АРМ) инструктора и обучаемого. Структура АРМ инструктора показана на Рисунке 75.

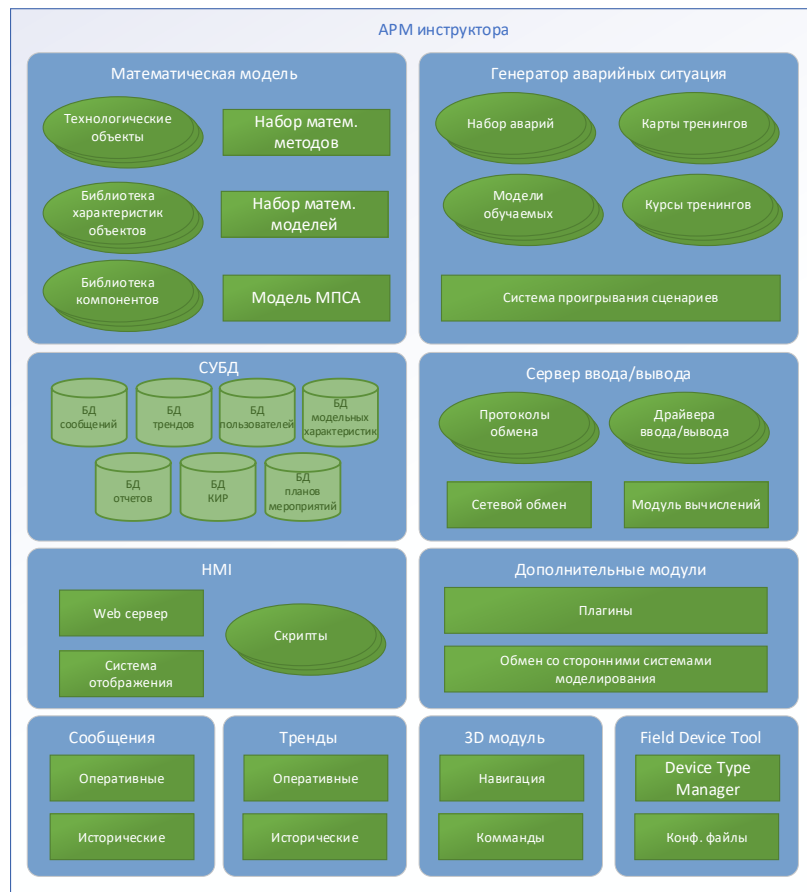


Рисунок 75 - АРМ инструктора

Структура АРМ обучаемого показана на Рисунке 76:

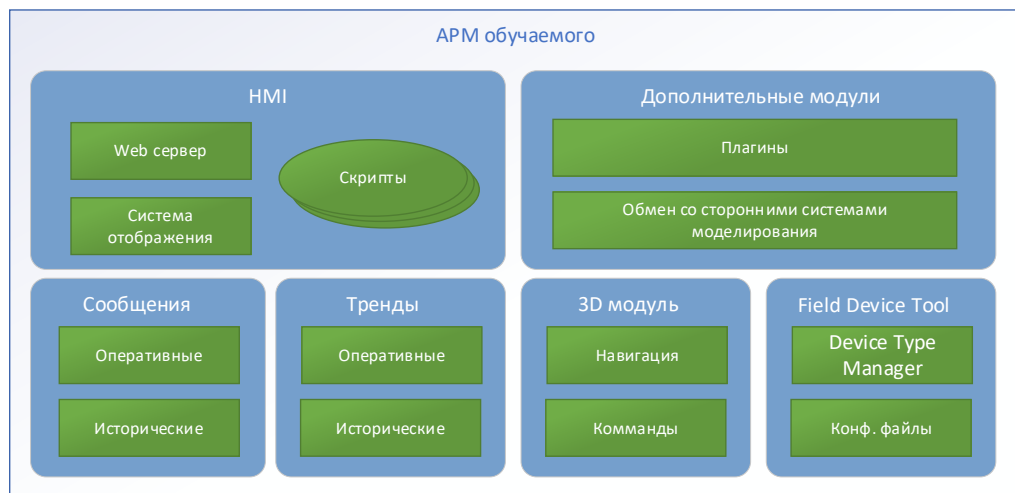


Рисунок 76 - АРМ обучаемого

Взаимодействие между АРМ инструктора(преподавателя) и АРМ обучаемого

(ученика) происходит по средствам сети Ethernet.

В состав программной части Тренажера входят:

- MS Windows;
- Программное обеспечение DMPipe.

Программная часть Тренажера осуществляет имитацию работы систем АСУ ТП, физический ввод/вывод данных и подача команд управления по средствам электронных компонент ввода/вывода.

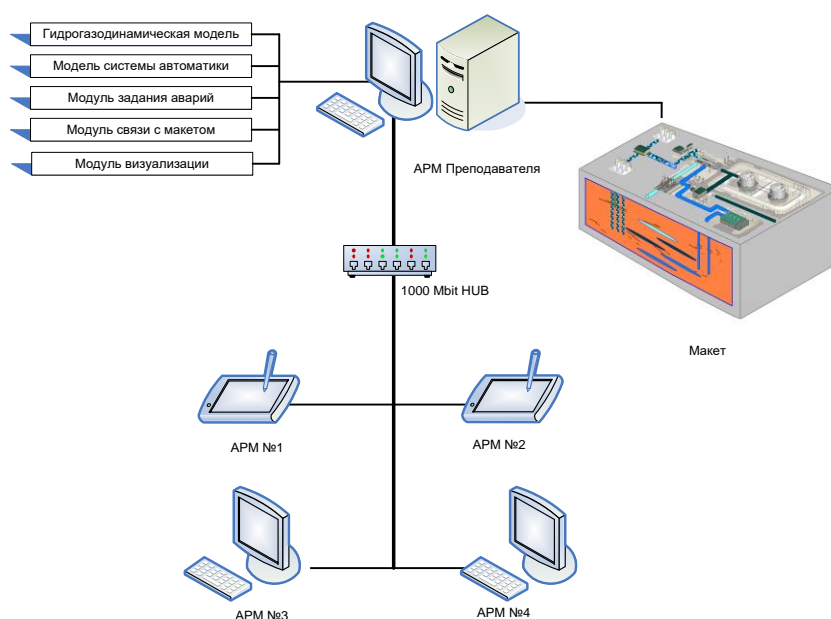


Рисунок 77 - Физическая схема проекта

На АРМ преподавателя установлена математическая модель участка нефтепроводов комплекса добычи и подготовки нефти. С каждого индивидуального АРМ оператора осуществляется контроль и управление технологическим оборудованием.

С АРМ преподавателя предусматривается возможность задавать режимы работы всего оборудования комплекса. Тренажер моделирует работу запорной арматуры, насосов, сепараторов, печей нагрева, резервуаров нефти, осуществляет расчет в реальном масштабе времени технологического процесса добычи и подготовки нефти.

4.4 Описание работы

4.4.1 Описание работы имитатора НПС

На АРМ преподавателя и АРМы учеников устанавливается программное обеспечение «DMPipe», которое имитирует поведение реальных объектов управления комплексом добычи и подготовки нефти. Все АРМы учеников работают с общей моделью, получая от АРМа преподавателя текущее состояние объектов.

Технологическая схема, реализованная в тренажере, показана на Рисунке 78.

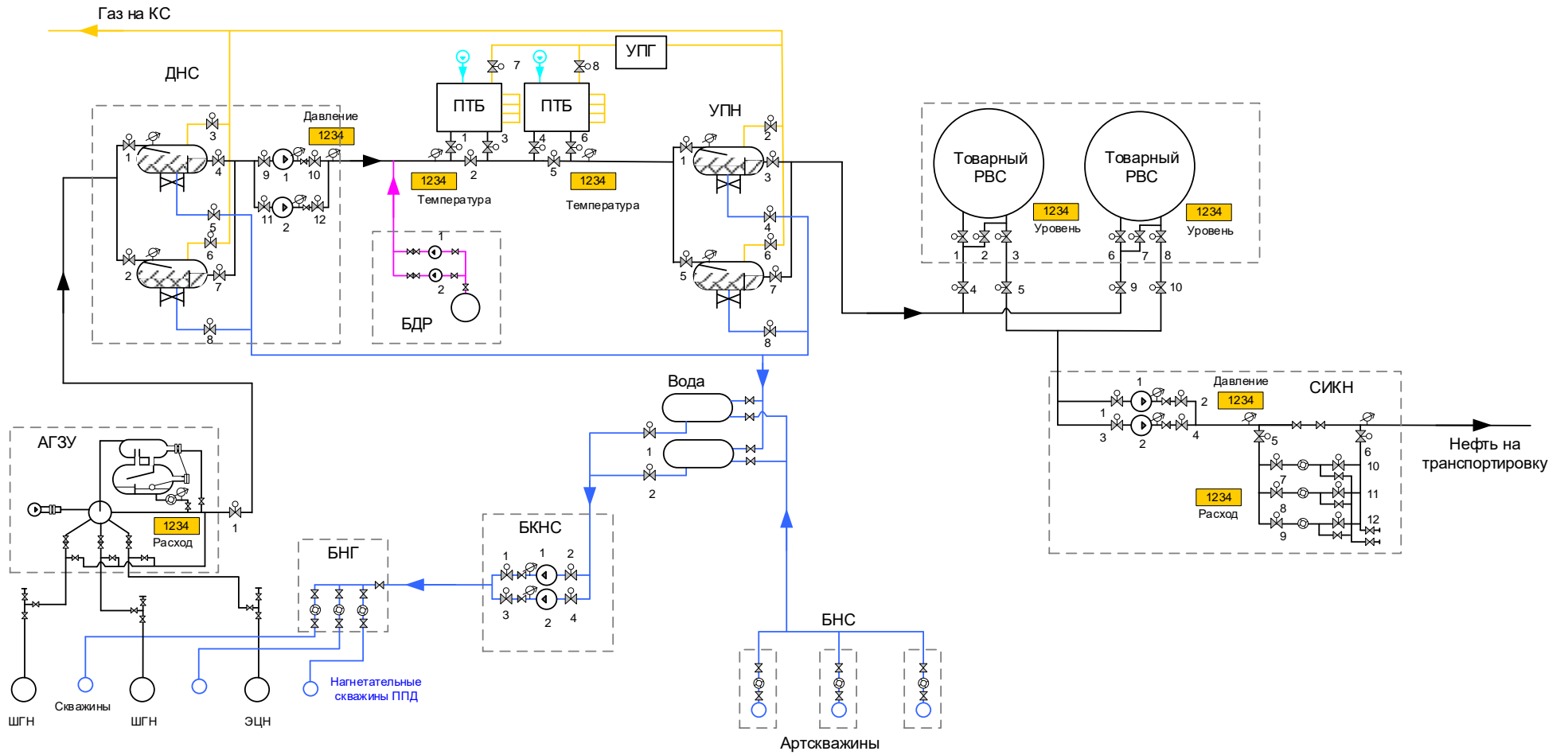


Рисунок 78 - Технологическая схема

Назначение кнопок в верхней части экрана:

Справка

Кнопка вызова справочной системы, позволяющей подробно ознакомиться с отображением и методами управления объектами.

Тревога

Кнопка снятия звукового сигнала сирены (при срабатывании звуковой сигнализации кнопка мигает красным цветом, после деблокировки и в нормальном состоянии – кнопка серого цвета).

ЦДП

Кнопка вызова экрана «Центральный диспетчерский пункт», отображающего общий план объектов.

Добыча

Кнопка вызова экрана «Добыча нефти со скважин», отображающего ШГН, ЭЦН и АГЗУ.

УПН

Кнопка вызова экрана «Установка подготовки нефти», отображает установки подготовки нефти.

ПТЬ

Кнопка вызова экрана «Печи подогрева нефти», отображает установки подогрева нефти.

ППД

Кнопка вызова экрана «Система поддержания пластового давления», отображает установки поддержания пластового давления и артскважины.

РП и СИКН

Кнопка вызова экрана «Резервуарный парк и СИКН», отображает резервуары нефти и систему измерения количества нефти.

Диагн

Кнопка вызова экрана «Диагностика макета», отображает экран проверки взаимодействия Тренажера с макетом.

ПУ

Кнопка вызова окна «Панель управления».

Рисунок 79 – Справочная система

Отображаемые экраны содержат следующую информацию о происходящих технологических процессах:

- текущие измерения технологических параметров;
- достижение измеряемыми параметрами критических и аварийных значений;
- сигнализация отклонений от нормы в технологическом процессе и оборудовании;
- текущее состояние технологического оборудования.

В САПР организован учет в полном соответствии с требованиями утвержденного плана мероприятия по контролю безопасности, что позволяет получать полную внутривозможную отчетность по нужным уровням детализации и соблюдением иерархического принципа. Широкие возможности предоставляет компьютеризация учета рисков по оперативному составлению отчетности.

При нажатии на кнопку вызова окна «Панель управления» открывается окно, показанное на Рисунке 80.

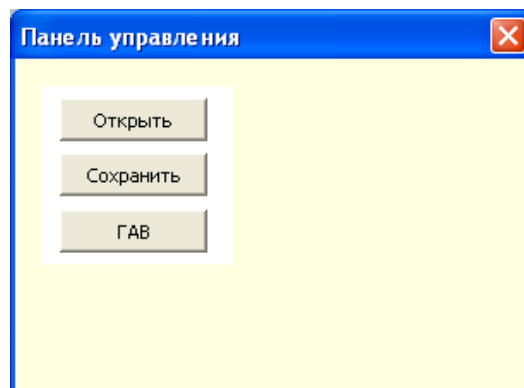


Рисунок 80 - Окно панели управления

Кнопка «Открыть» предназначена для открытия ранее сохраненного состояния всех объектов и продолжения работы с этого состояния. При этом открывается окно, показанное на Рисунке 81.

После выбора данной команды появится диалоговое окно, содержащее список

сохраненных состояний, показанное на Рисунке 82.

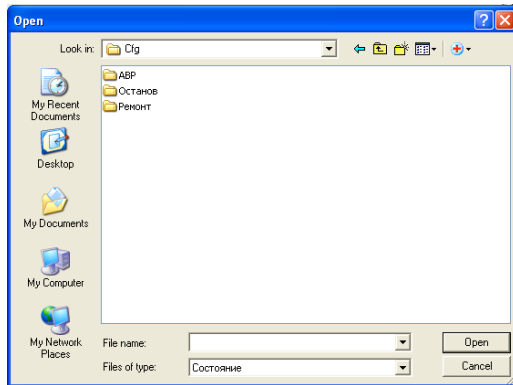


Рисунок 81 - Окно загрузки состояния

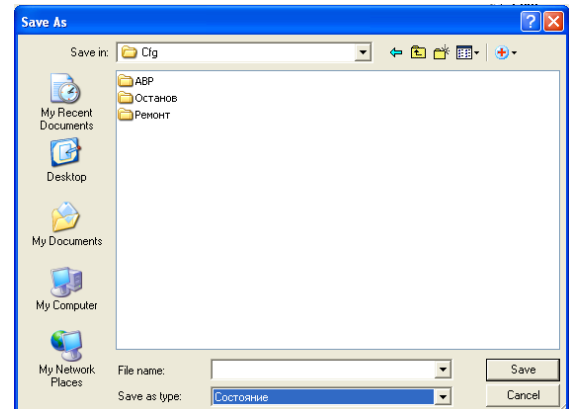


Рисунок 82 - Сохранение состояний

Для загрузки состояния необходимо выбрать файл с расширением *.stp, и нажать кнопку «Открыть», при этом произойдет загрузка сохраненных состояний всех объектов.

Кнопка «Сохранить» предназначена для сохранения состояния всех объектов, для возможности позже использовать данное текущее состояние.

4.4.2 Доступ в систему

При запуске система отображает сообщение “Система управления запущена” со временем запуска системы. В это время текущим пользователем системы является “Гость” с минимальными правами, позволяющими только просматривать параметры системы и запрещающими любое управление системой. Чтобы начать работу в системе, пользователь должен сначала зарегистрироваться в ней.

Регистрация в системе осуществляется по паролю через окно “Регистрации в системе”. Для регистрации в системе нажимается кнопка «Доступ» на правом верхнем углу, при этом открывается окно, показанное на Рисунке 83.

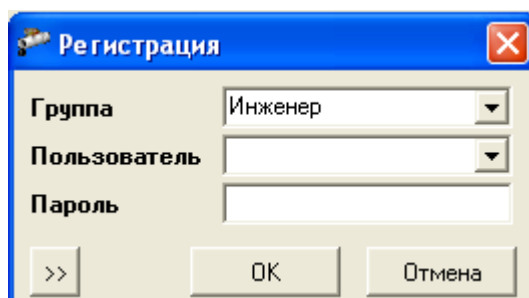


Рисунок 83 - Окно регистрации

В окне регистрации вводится имя пользователя и пароль, курсор подводится в зону кнопки «РЕГИСТРАЦИЯ» и нажимается левая клавиша мыши. В зависимости от группы, к которой принадлежит пользователь, ему присваиваются права. Всего в системе существует три группы: оператор, инженер, администратор. Оператор обладает правом управления агрегатами, задвижками, вспомогательными системами, снятия блокировок защиты.

Правильность введения пароля подтверждается оперативным сообщением.

4.4.3 Управление объектами

Для управления автоматизированными устройствами оператор должен выбрать требуемый экран с изображением устройства и, наведя курсор мыши, выделить нужное устройство. При этом устройство выделяется рамкой, а в строке краткого описания выводится краткое описание устройства. При нажатии левой кнопки мыши появляется окно управления устройством. Для управления устройством нажимаются соответствующие кнопки.

4.4.2 Управление насосом.

Состояние насосных агрегатов отображается следующим образом. Внешний вид агрегата на мнемосхеме представлен на Рисунке 84.



Рисунок 84 - Насосный агрегат

Мнемознаки агрегатов изменяют цвет состояния следующим образом:

- зелёный – агрегат включен (РАБОТА);
- желтый – агрегат выключен (ОТКЛЮЧЕН);
- мигающий зелёный – агрегат включается (ПУСК);
- мигающий жёлтый – агрегат отключается (ОСТАНОВ).

В этом окне отображается название агрегата, его текущее состояние. Данное окно представлено на Рисунке 85.

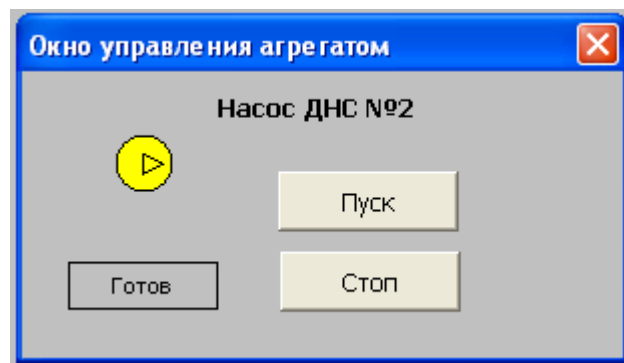


Рисунок 82 - Окно управления агрегатом

Управление агрегатом осуществляется через окно управления агрегатом, которое открывается при нажатии левой кнопки мыши в области отображения мнемосимвола агрегата.

4.4.3 Управление задвижкой

Состояние задвижки определяется алгоритмом управления задвижкой после анализа сигналов от концевых выключателей задвижки и пускателей открытия-закрытия на магнитном приводе. Алгоритм определяет неисправность задвижки по результатам выполнения команд. Состояние задвижки отображается следующим образом:



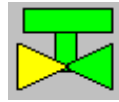

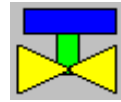
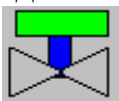
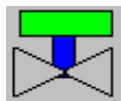
<p>Закрыта (желтый цвет задвижки)</p> 	<p>Открыта (зелёный цвет задвижки)</p> 	<p>Промежуточное положение (желтый и зеленый цвет задвижки)</p> 	<p>Обесточеннос ть (синий шток)</p> 	<p>Режим управления местный (синяя шляпка)</p> 
<p>Закрывается (желтый-серый мигающий цвет задвижки)</p> 		<p>Открывается (зелёный-серый мигающий цвет задвижки)</p> 		

Рисунок 86 - Кнопки управления

Управление задвижкой и деблокировка сигнала неисправности задвижки выполняется оператором по средствам окна УПРАВЛЕНИЕ ЗАДВИЖКОЙ, вызываемое нажатием левой клавиши мыши (ЛКМ) в зоне соответствующего мнемознака задвижки (показанное на Рисунке 87).

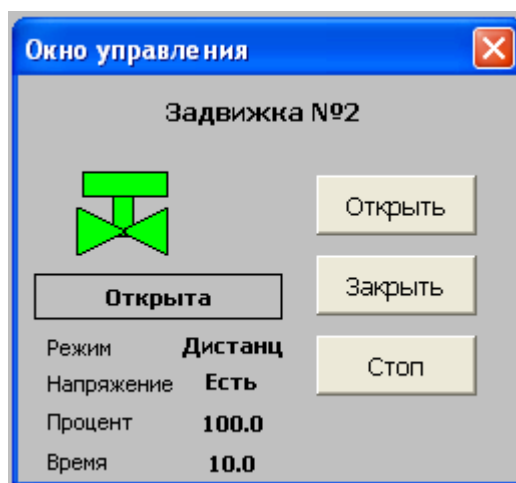


Рисунок 87 - Окно управления задвижкой

При движении задвижки её состояние отображается мигающим цветом: при открытии - мигающим зелёным цветом, при закрытии - мигающим жёлтым цветом.

4.4.4 Управление вспомсистемой

К вспомсистемам относятся вентиляторы печей подогрева.

Состояние вспомсистем представлено на Рисунке 88.



Рисунок 88 - Состояние вспомсистем

Мнемознаки вспомсистем имеют надпись текущего состояния (за исключением систем размыва донных отложений) и изменяют цвет состояния следующим образом:

- зелёный – насос включен (РАБОТА);
- желтый – насос выключен (ОТКЛ);
- мигающий зелёный – насос включается (ПУСК);
- мигающий жёлтый – насос отключается (ОСТАНОВ).

Данное окно представлено на Рисунке 89.

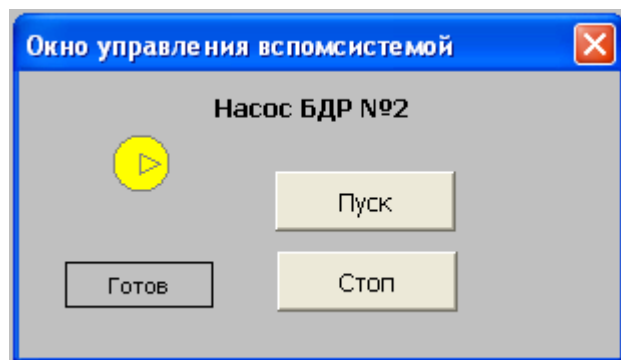


Рисунок 89 - Окно управления вспомсистемой

Управление вспомсистемой выполняется через окно УПРАВЛЕНИЕ,

вызываемого при нажатии ЛКМ в зоне отображения мнемознака насоса.

4.4.5 Управление аналоговым параметром

Для перехода на окно управления аналоговым параметром нужно нажать на символ этого аналогового параметра на мнемосхеме, при этом открывается окно, показанное на Рисунке 90.

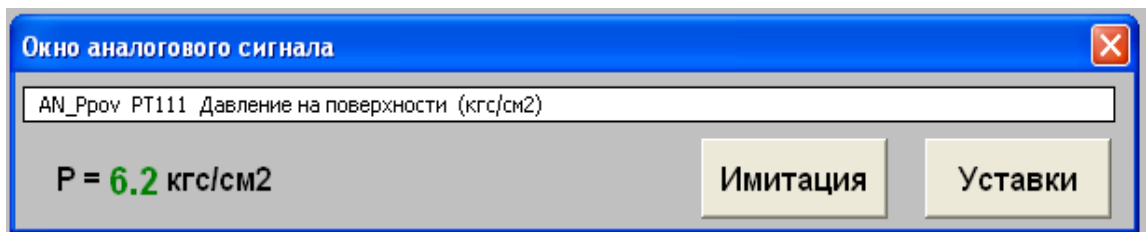


Рисунок 90 - Окно управления аналоговым параметром.

При нажатии на кнопку «Уставки» окно управления имеет вид, показанный на Рисунке 91.

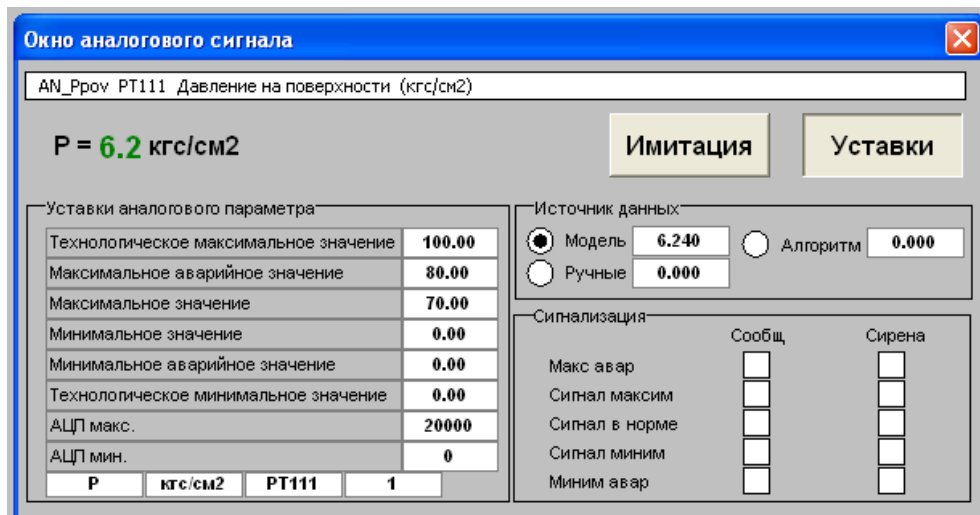


Рисунок 91 - Окно управления аналоговым параметром.

В разделе «Уставки аналогового параметра» отображаются значения уставок параметра, используемых при анимации и обработке параметров. Здесь можно изменить технологическое максимальное и минимальное значение, максимальное

аварийное, максимальное, минимальное, минимальное аварийное значение, минимальное и максимальное значение кода АЦП. Для изменения уставок нужно дважды щелкнуть на значении и ввести новое значение.

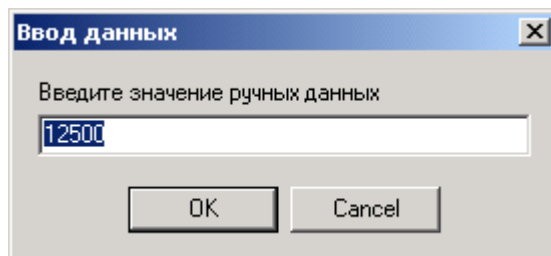


Рисунок 92 - Окно выбора аналогового параметра

В разделе «Сигнализация» настраивается необходимость выдачи сообщений и звуковой сигнализации при выходе значения за уставки (недостоверность верхнего и нижнего значения, максимальный и минимальный аварийные значения, нормальное значение). При наличии флажка в момент перехода значения через уставку производится выдача сообщения или звукового сигнала.

4.4.6 Центральный диспетчерский пункт

Отображаемая на видеомониторе мнемосхема, представленная на Рисунке 95, показывает в упрощенном виде технологическую схему комплекса добычи и подготовки нефти. Она предназначена для быстрого перехода по всем объектам и содержит следующую переменную информацию:

- анимация цветом аналоговых значений (норма, минимальный, максимальный, минимальный и максимальный аварийный, недостоверность нижнего и верхнего предельного значения, имитация значения);
- выделение цветом потоков в системе, в зависимости от среды (вода, газ, эмульсия).

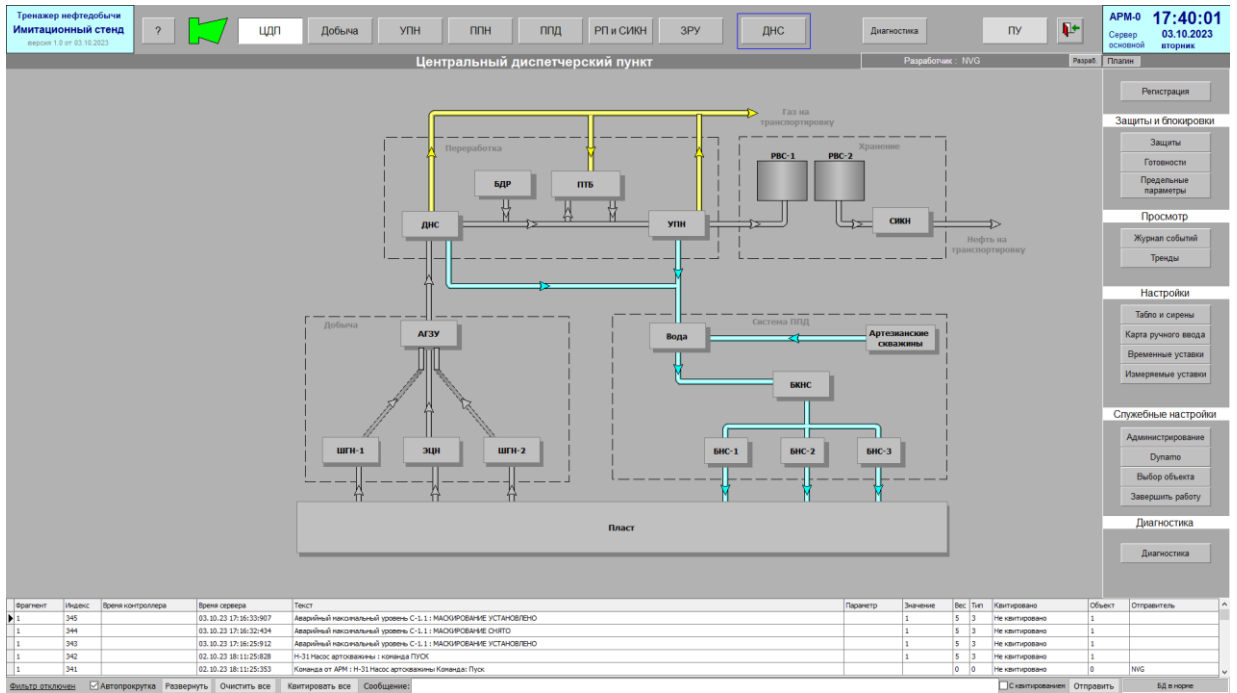


Рисунок 93 - Мнемосхема центрального диспетчерского пункта

Таким образом, центральный диспетчерский пункт будет состоять из проектируемой мнемосхемы центрального диспетчерского пункта.

4.4.7 Добыча нефти со скважин

Мнемосхема, отображаемая на видеомониторе (Рисунок 94), представляет в упрощённом виде технологическую схему добычи нефти из скважин и включает следующую изменяющуюся информацию:

- цветовая анимация аналоговых значений (норма, минимум, максимум, минимум и максимум аварийных);
- статус ШГН-1, ШГН-2, ЭЦН (работает, отключен);
- текущее положение задвижек (открыто, открывается, закрыто, закрывается, промежуточное положение).

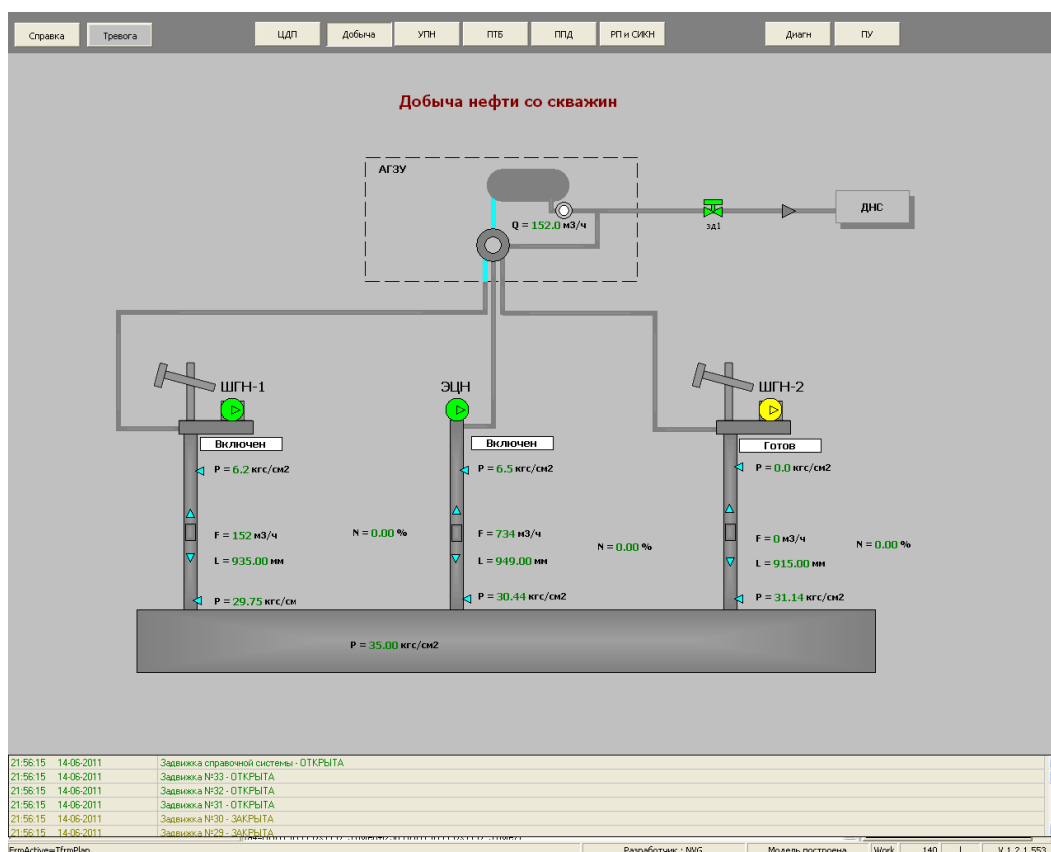


Рисунок 94 - Мнемосхема добычи нефти со скважин

Для управления задвижками необходимо нажать на соответствующее изображение устройства. Для управления насосами также необходимо нажать на соответствующее изображение устройства.

4.4.8 Установка подготовки нефти

Мнемосхема на видеомониторе, показанная на Рисунке 95, представляет собой упрощённую версию технологической схемы установки подготовки нефти, которая содержит следующую изменяющуюся информацию: текущее состояние задвижек (открыты, открываются, закрыты, закрываются, промежуточное), цветовая анимация аналоговых величин (норма, минимальная, максимальная, минимальная и максимальная аварийная), состояние насосов.

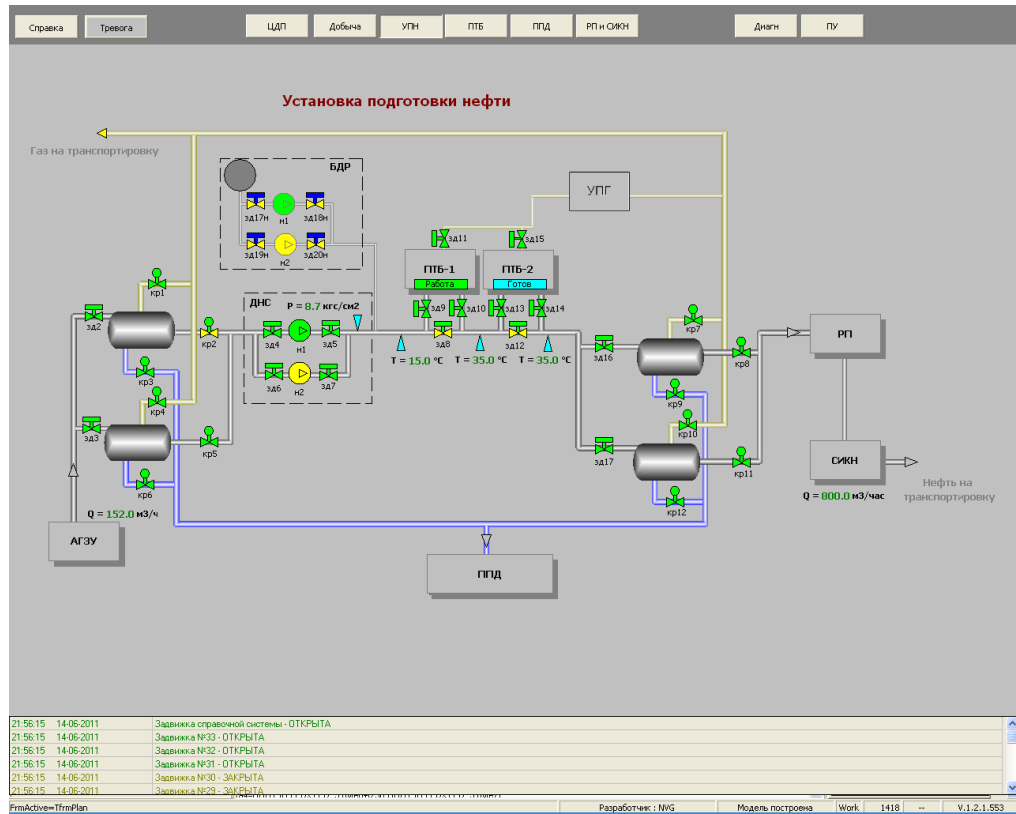


Рисунок 95 - Мнемосхема установки подготовки нефти

Для управления задвижками следует нажать на соответствующее изображение объекта. Для управления насосами необходимо также нажать на соответствующее изображение объекта.

4.4.9 Печи подогрева нефти

Мнемосхема на видеоэкране, представленная на Рисунке 96, показывает в упрощенном виде схему печей для подогрева нефти и включает следующую меняющуюся информацию: текущее положение задвижек (открытое, открывающееся, закрытое, закрывающееся, промежуточное), анимация цветов для аналоговых значений (стандарт, минимум, максимум, минимальный и максимальный аварийные), статус вентиляторов, состояние камер сгорания.

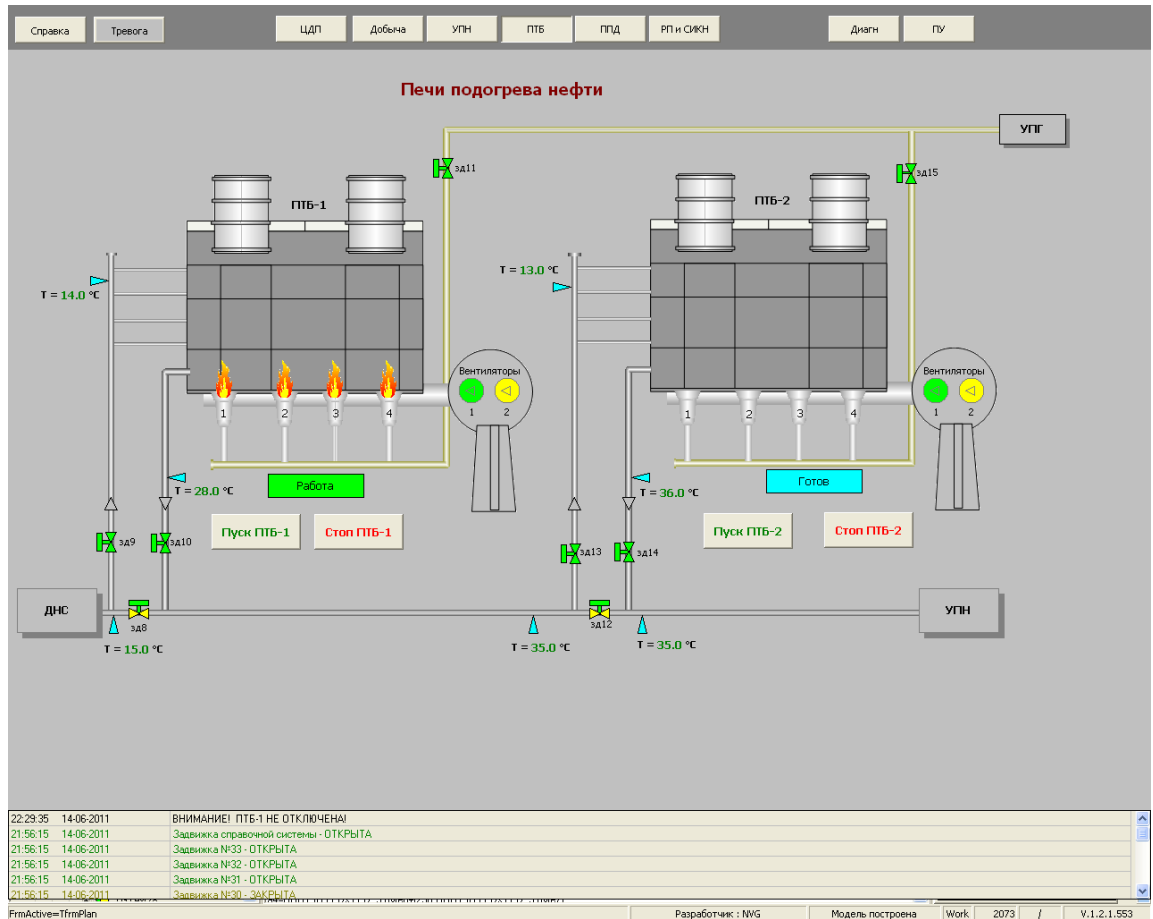


Рисунок 96 - Мнемосхема печей подогрева нефти

Для управления задвижками нужно нажать на соответствующее изображение мнемознака объекта. Для пуска печи нужно нажать на кнопку «Пуск ПТБ», для остановки нажать кнопку «Стоп ПТБ».

4.4.10 Система поддержания пластового давления

Мнемосхема на экране монитора, показанная на Рисунке 97, представляет в упрощенном виде технологическую схему системы поддержки пластового давления, которая включает следующую актуальную информацию: текущее состояние заслонок (открытые, открывающиеся, закрытые, закрывающиеся, промежуточные), анимация аналоговых значений в цвете (стандартные, минимальные, максимальные, минимальные и максимальные аварийные значения), состояние насосов, состояние скважин.

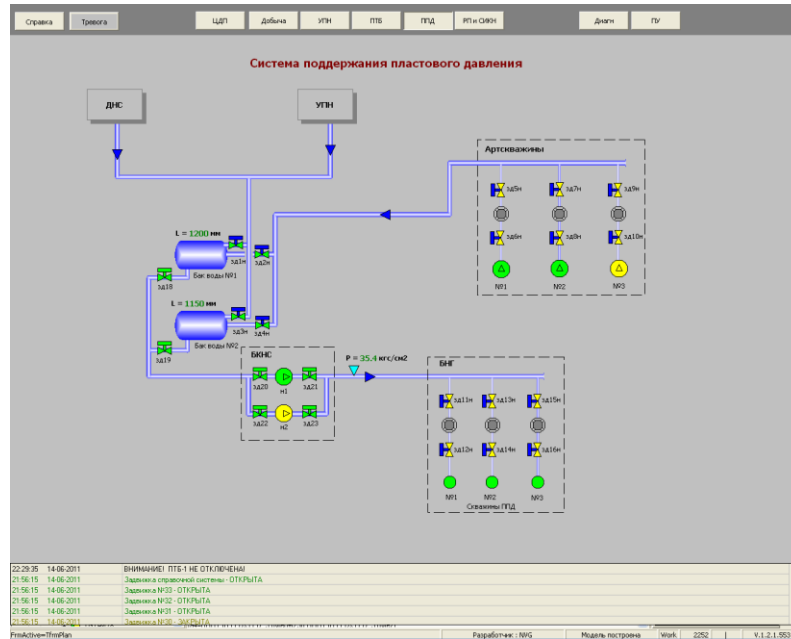


Рисунок 97 - Мнемосхема системы поддержания пластового давления

Для управления задвижками нужно нажать на соответствующее изображение объекта. Для управления насосами нужно нажать на соответствующее изображение объекта.

4.4.11 Резервуарный парк и СИКН

Мнемосхема на мониторе, представленная на Рисунке 98, представляет упрощённую технологическую схему парка резервуаров и системы измерения объёмов нефти и содержит следующую динамическую информацию: текущее состояние переключателей (открыт, открывается, закрыт, закрывается, среднее), анимация аналоговых показателей в цвете (нормальные, минимальные, максимальные, минимально и максимально аварийные), состояние насосов.

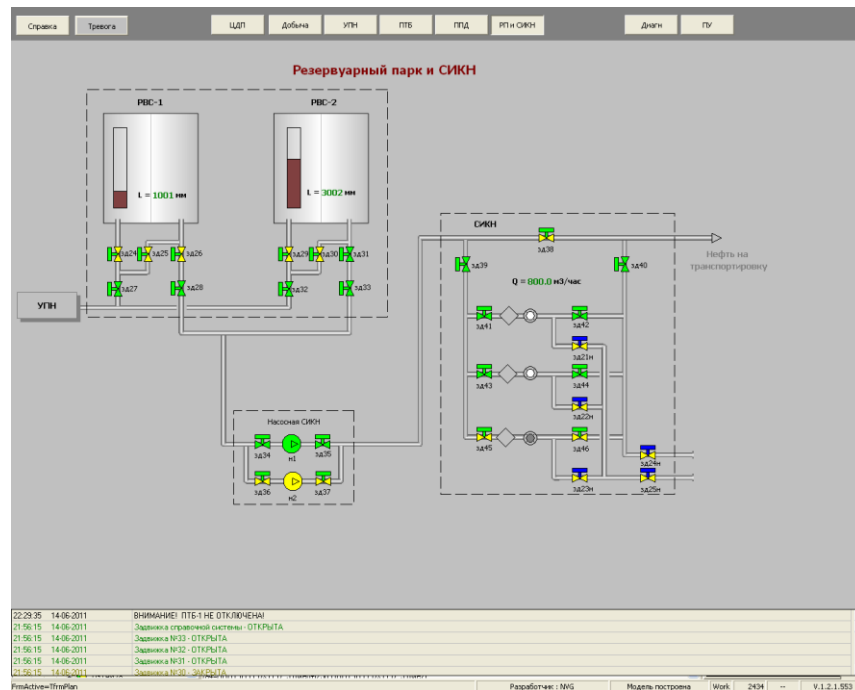


Рисунок 98 - Мнемосхема резервуарного парка и СИКН

Для управления задвижками нужно нажать на соответствующее изображение объекта. Для управления насосами нужно нажать на соответствующее изображение объекта.

4.4.12 Справочная система

Для доступа к справочной системе нужно нажать левую кнопку мыши на соответствующем мнемознаке. При этом вызывается экран справочной системы (Рисунок 99), отображающий разделы справочной системы.

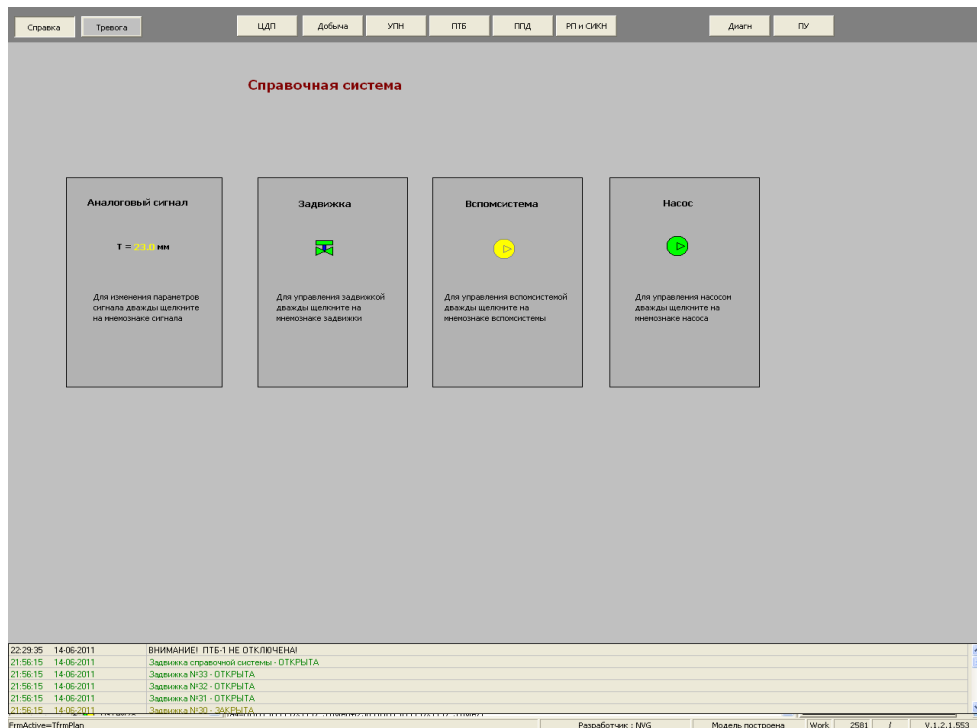


Рисунок 99 - Экран справочной системы

Для управления объектами справочной системы нужно нажать на соответствующий объект и нажимая кнопки управления наблюдать изменение состояния объекта.

Анимация состояний задвижки отображается следующим образом:

- открыта – зелёный цвет мнемознака;
- промежуточное – часть мнемознака зеленого цвета, часть - желтого;
- открывается – пульсирующий мнемознак зелено-серого цвета;
- закрывается – пульсирующий мнемознак желто-серого цвета;
- закрыта – жёлтый цвет мнемознака;
- неизвестное состояние – серый цвет мнемознака;
- обесточенность – синий цвет штока задвижки;
- местное управление – синий цвет шляпки задвижки.

Для вспомогательной системы и насоса анимация состояния отображается следующим образом:

- пуск – зелёный пульсирующий цвет мнемознака, надпись «Пуск»;
- работа – зелёный цвет мнемознака, надпись «Работа»;

- останов - жёлтый пульсирующий цвет мнемознака, надпись «Останов»;
- отключен – жёлтый цвет мнемознака, надпись «Откл»;
- резерв – оранжевый цвет мнемознака, надпись «Резерв»;
- ремонт – коричневый цвет мнемознака, надпись «Ремонт»;
- неисправность – красный цвет мнемознака, надпись «Неиспр»;
- неопределенное – серый цвет, надпись «Неизв».

Для просмотра анимации аналогового сигнала можно задать текущее значение сигнала и его состояние. Отображаемая анимация соответствует состояниям:

- аварийное максимальное значение – текст красного цвета;
- максимальное значение – текст желтого цвета;
- нормальное значение – текст зеленого цвета;
- минимальное значение – текст желтого цвета;
- аварийное минимальное значение – текст красного цвета;
- имитированное значение – рамка розового цвета.

4.5 Проведение тренингов

Согласно предлагаемой методике оптимизации системы тренингов, в рамках базовой концепции, основные тезисы которой изложены выше, предварительный базовый курс тренингов проектировался с учетом результатов предварительной прогонки. В качестве испытательного курса был выбран процесс проектирования системы заданий для конкурса «Молодые профессионалы» (WorldSkills Russia) по специальности 18.01.28 оператор нефтепереработки, проводившегося в 2019г. на территории ГБПОУ «Самарский политехнический колледж». Была проанализирована работа 16 учеников, проводивших подготовку к конкурсу в классе с 8 АРМами, оборудованными тренажером «ЭЛОУ АВТ». Ученики были разделены на 2 подгруппы. В рамках проектирования курса тренингов группой экспертов был предложен предварительный базовый список тренингов, который впоследствии может корректироваться и пополняться.

Потенциальный ущерб от неправильных действий и ошибок в ситуациях,

описываемых в тренинге, оценивался методом экспертных оценок с учетом имеющейся реальной статистики Ростехнадзора по подобным инцидентам и их последствиям. Группа из трех экспертов оценивала значимость тренингов. Результаты и экспертные оценки даны в таблице:

Экспертная оценка ожидаемого ущерба при ошибке типа, заданного в тренинге						
	Тренинги					
Эксперты	1	2	3	4	5	6
1	1200000	3500000	1500000	300000	200000	200000
2	800000	1000000	800000	200000	120000	130000
3	1000000	1500000	1000000	400000	200000	150000
Ср.знач.	1000000	2000000	1100000	300000	173333	160000

Рисунок 100 - Экспертная система оценки тренингов

Процесс предварительного сбора информации для проектирования курса велся следующим образом. Каждый из учеников выполнял каждый из тренингов по 3 раза (в разной последовательности). Фиксировалось среднее время и факт успешного выполнения задания. В таблицу вписывался результат 1- при успешном выполнении, 0 – при наличии ошибок.

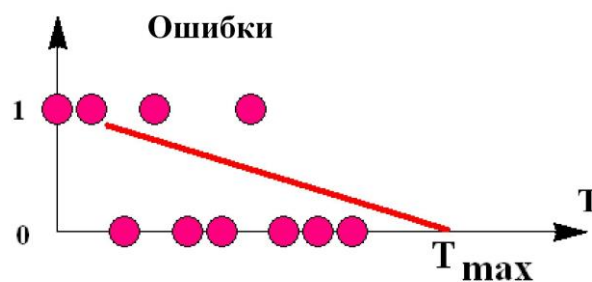


Рисунок 101 - Оценка шкалы

Фиксировался усредненный результат – количество ошибок в группе и динамика снижения числа ошибок.

Для расчета удельной эффективности тренингов в рамках предлагаемой модели необходимо сравнивать удельный предотвращенный ущерб и удельную

стоимость обучения на тренажере. Предполагается, что по мере обучения среднего специалиста этот удельный ущерб переходит из разряда рисков, т.е. неизбежного ущерба при работе на установке неподготовленного надлежащим образом специалиста, в разряд предотвращенного ущерба. «Средний специалист» – это один из возможных подходов, т.к. проектируется групповой курс и каждый из необученных может многократно повторить ошибки на разных установках. Т.е. предотвращенный ущерб (эффект) от группового обучения при таком подходе получается «не меньше» индивидуального по одному специалисту и по одной установке. Максимальное время такого обучения можно вычислить по динамике снижения количества ошибок учеников на тренажере, максимально подобному реальному рабочему месту (консоли) оператора установок ЭЛОУ АВТ.

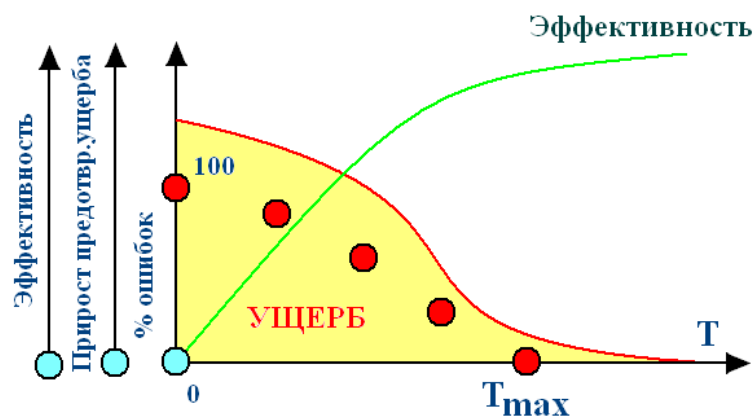


Рисунок 102 - Оценку эффективности

Ввиду ограниченного времени на проведение исследований динамика снижения количества ошибок (красная кривая на Рисунок 102) моделировалась прямой линией, параметры которой для общего случая (3, 5 или более тренингов) вычислялись с помощью регрессии (функция «ТЕНДЕНЦИЯ» MS Excel). Соответственно, прогнозируемое время T_{max} определяется из формулы этой прямой (x – номер повтора тренинга, умноженное на среднее время выполнения

одного тренинга, y – суммарное количество ошибок по группе)

$$y = a1 * x + a0 \Rightarrow \text{при } y=0: x = T_{\max} = -a0/a1.$$

Для сравнения и сортировки вариантов тренинга проводились экспертные оценки потенциального ущерба для каждого из вида тренингов (см. таблицу выше), а также вычислялись удельные оценки этой величины $D_{\text{общ}}$ (соответственно площадь желтой фигуры на Рисунке 101) и стартовое значение удельного ущерба $D_{\text{уд}}$, в рамках модели, постепенно снижающийся по мере обучения.

$$D_{\text{уд}} = 2 * D_{\text{общ}} / T_{\max}.$$

Общая стоимость курса определяется стоимостью тренажера (и, возможно, общей оплатой инструкторов), при этом удельная стоимость относится к времени эксплуатации. Примерная оценка - стоимость тренажера, отнесенная ко времени эксплуатации 10 лет по 400 часов практических занятий в год. Учеников много и на тренажере они учатся одновременно - поэтому можно рассуждать, что мы готовим среднего специалиста и речь идет о среднем предотвращенном ущербе. Иначе, если добиваться безошибочности для каждого, то эффективность умножается на количество учеников. Ведь каждый из необученных может стать причиной ущерба. Результаты предварительного анализа были сведены в таблицу.

Анализ прохождения тренингов																		
Ученики	Тренинги - повторения																	
	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6
1	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0
2	1	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0
3	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0
6	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0
7	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	1	0	1
9	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0
10	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1
11	1	1	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0
12	1	0	1	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	0	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	0
16	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
Количество ошибок	15	11	10	16	13	7	14	11	8	16	10	7	13	9	7	16	9	6
Время одного тренинга, мин			12			15			11			6			8			9
Ожидаемое T_{\max} , мин			4896			4200			3740			1600			2506,67			2196
Ср. зн. пред.ущерба, руб			1000000			2000000			1100000			300000			173333			160000
Удельный ущерб, руб./мин			408,497			952,381			588,235			375			138,298			145,719
Стоимость, мин			8,33333			8,33333			8,33333			8,33333			8,33333			8,33333
Стоимость тренажера, руб			2000000			2000000			2000000			2000000			2000000			2000000

Рисунок 103 - Таблица «Журнал проведения исследований»

Проектирование оптимального курса тренингов проводилось с использованием соответствующего программного обеспечения из пакета САПР DMPire. Исходная таблица для расчетов.

<u>Наименование</u>	<u>Код</u>	<u>Удельный ущерб</u>	<u>T макс</u>	<u>Стоимость часа обучения</u>
Занятие вида 1	11	408,50	4 896,00	8,33
Занятие вида 2	12	952,38	4 200,00	8,33
Занятие вида 3	13	588,24	3 740,00	8,33
Занятие вида 4	14	375,00	1 600,00	8,33
Занятие вида 5	15	138,30	2 507,00	8,33
Занятие вида 6	16	145,72	2 196,00	8,33

Рисунок 104 - Составление графика тренингов

Результаты расчета приведены на Рисунок 104, где в расчетах под доходом понимается общий баланс между выручкой от эксплуатации системы и потенциальным ущербом. В данном случае мы оперируем понятием экспертной оценки предотвращенного ущерба.

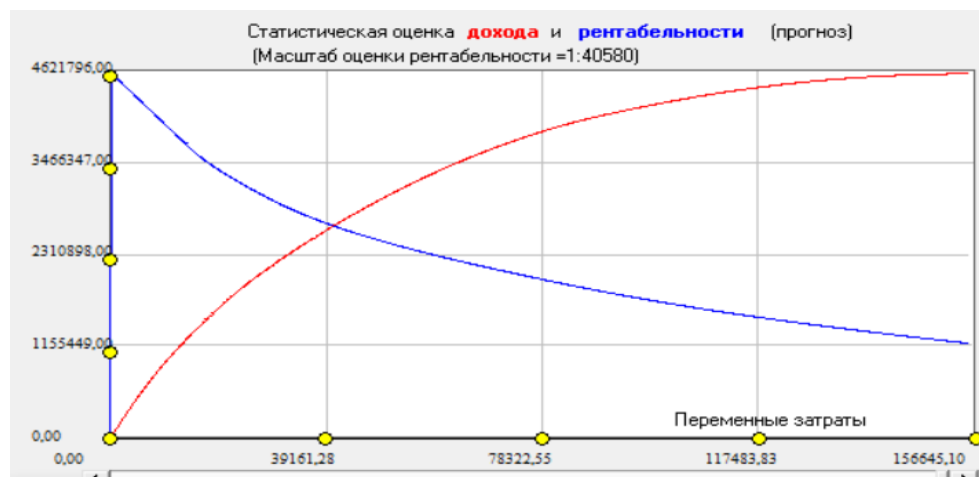


Рисунок 105 - Оценка дохода (прогноз)

Оптимальный курс, без учета ограничений на его общую продолжительность, выглядит следующим образом.

Наименование	Код	Уд.пр.ущерб	Реком. Т тренинга	Tmax	Уд.ст.тренинга	Затраты	Пред.ущерб.	
Занятие вида 1		11	408,5	4796,16	4896	8,33	39952,03	959640,14
Занятие вида 2		12	952,38	4163,26	4200	8,33	34679,99	1965165
Занятие вида 3		13	588,24	3687,04	3740	8,33	30713,03	1069075,19
Занятие вида 4		14	375	1564,46	1600	8,33	13031,94	286820,03
Занятие вида 5		15	138,3	2356	2507	8,33	19625,48	153104,66
Занятие вида 6		16	145,72	2070,47	2196	8,33	17246,99	142230,73
				18637,39			155249,46	4576035,75

Рисунок 106 - Расчет оптимального курса

Однако общая длительность курса, даже при непрерывной работе, составляет около 310 часов или около 40 дней. В учебных заведениях нефтегазового профиля на тренажерную подготовку столько времени не выделяется. Это отдельная проблема, требующая комбинирования очного обучения в присутствии опытных инструкторов, подробно разъясняющих суть заданий и причины ошибок, и продолжительного дистанционного дообучения, повтора тренингов учениками без отрыва от производства.

Если очные курсы ограничить, в данном случае 80 часами, то оптимальный состав и продолжительность курса (с учетом повторений) будет следующая:

Наименование	Код	Уд.ущерб	Рек.длит.тренинга	Tmax	Уд.ст.тренинга	Затраты	Пред.ущерб	
Занятие вида 1		11	408,5	621,39	4896	8,33	5176,15	232552,22
Занятие вида 2		12	952,38	2635	4200	8,33	21949,54	1700358,23
Занятие вида 3		13	588,24	1469,19	3740	8,33	12238,34	682247,84
Занятие вида 4		14	375	73,47	1600	8,33	611,98	26305,77
Занятие вида 5		15	0	0	0	0	0	0
Занятие вида 6		16	0	0	0	0	0	0
				4799,05			39976,01	2641464,06

Рисунок 107 - Выбор курса: результаты расчетов

Следовательно, таким образом можно рассчитать состав и продолжительность курса обучения с учетом лимитов на продолжительность курсов в условиях учебного заведения, а также составить курс дистанционного доучивания (при условии технической возможности дистанционного доступа к тренажеру), как разницу между оптимальным ограниченным курсом и максимальным курсом, в котором время тренингов и их повторов превосходит Tmax по всем рекомендованным видам тренинга.

ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

1. В УГНТУ разработана уникальная система количественной оценки эффективности человеко-машинного взаимодействия – «оптимизация системы тренингов», а также улучшения этих показателей в результате прохождения курса теоретического обучения и практических тренингов. В данном исследовании результат апробации тренингов выводится с помощью web-технологий и позволяет обеспечить специалистов предприятия оперативной производственной информацией (предоставляет возможность просматривать тренды параметров, а также предложенные системой управления рекомендации по регулированию технологического процесса подачи).

2. Программно-аппаратный обучающий комплекс автоматизированных технологических комплексов добычи и подготовки нефти предназначен для теоретического и практического обучения специалистов основам автоматизации процессов добычи, подготовки и транспорта нефти, а также проведения исследовательских работ магистрантов, аспирантов.

Отличительной особенностью Тренажера является представление о системе автоматизированного технологического комплекса управления процессом добычи и подготовки нефти во всей полноте: внешний вид технологического оборудования, распределенная система управления, АРМ специалистов, технические средства автоматизации, взаиморасположение и текущее состояние оборудования должно совмещаться с общей моделью процессов в пластах и технологического оборудования.

3. Тренажерный комплекс состоит из автоматизированных рабочих мест (АРМ) инструктора и обучаемого. Программная часть Тренажера осуществляет имитацию работы систем АСУ ТП, физический ввод/вывод данных и подача команд управления по средствам электронных компонент ввода/вывода.

4. На АРМ преподавателя и АРМы учеников устанавливается программное обеспечение «DMPipe», которое имитирует поведение реальных объектов

управления комплексом добычи и подготовки нефти. Все АРМы учеников работают с общей моделью, получая от АРМа преподавателя текущее состояние объектов.

В САПР организован учет в полном соответствии с требованиями утвержденного плана мероприятия по контролю безопасности, что позволяет получать полную внутривозрастную отчетность по нужным уровням детализации и соблюдением иерархического принципа. Широкие возможности предоставляет компьютеризация учета рисков по оперативному составлению отчетности.

5. Согласно предлагаемой методике оптимизации системы тренингов предварительный базовый курс тренингов проектировался с учетом результатов предварительной прогонки. В качестве испытательного курса был выбран процесс проектирования системы заданий для конкурса «Молодые профессионалы» (WorldSkills Russia) по специальности 18.01.28 оператор нефтепереработки, проводившегося в 2019г. на территории ГБПОУ «Самарский политехнический колледж». Была проанализирована работа 16 учеников, проводивших подготовку к конкурсу в классе с 8 АРМами, оборудованными тренажером «ЭЛОУ АВТ». Ученики были разделены на 2 подгруппы. В рамках проектирования курса тренингов группой экспертов был предложен предварительный базовый список тренингов, который впоследствии может корректироваться и пополняться и показана схема оптимизации обучения.

5 АПРОБАЦИЯ НОВЫХ МЕТОДОВ

5.1 Системы обучения для операторов объектов нефтегазодобычи

Для успешной работы опасного производственного объекта, необходимо использовать возможности информационного общества, формирующего глобальное информационное пространство с высокой и постоянно меняющейся интенсивностью информационных потоков. В этой связи эффективное управление крупными нефтегазовыми корпорациями возможно только при создании принципиально новых систем информационно-аналитической поддержки, способных обеспечить полноту и точность информации, быстрое принятие и реализацию управленческих решений на разных уровнях государственного управления.

Удовлетворение постоянно растущих информационных потребностей органов управления привело к осознанию необходимости создания информационно-аналитических систем на основе современных информационно-коммуникационных технологий (ИКТ), которые позволяют автоматизировать (а значит упростить и ускорить) обработку значительных информационных массивов управленческой информации и обеспечить оперативный доступ к ним широкому кругу менеджеров.

Вместе с тем, практика управления безопасностью предприятий нефтегазовой отрасли требует использования комплексных систем информационно-аналитического обеспечения, которые не имеют ряд характерных недостатков, таких, как например, нехватка технологических ресурсов для сбора и обработки информации, отсутствие гибкости для быстрого приспособления в решении качественно новых проблем и недостаточный уровень интеграции для эффективного решения задач на различных уровнях управления. Указанные обстоятельства актуализируют потребность в совершенствовании механизма информационно-аналитического обеспечения управленческих процессов на базе обучающих систем для операторов.

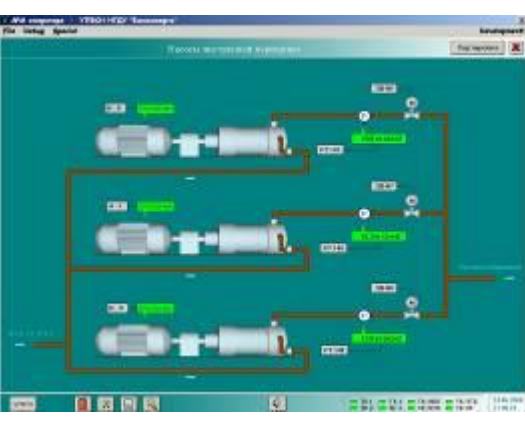
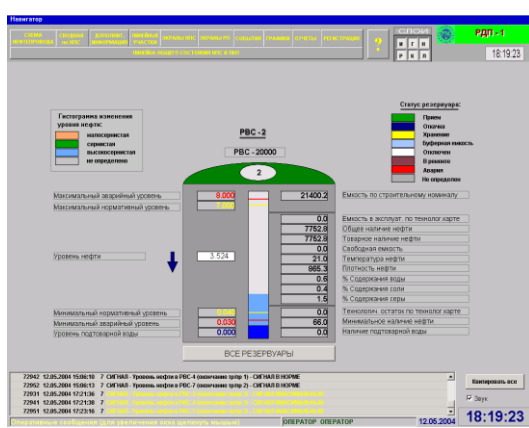
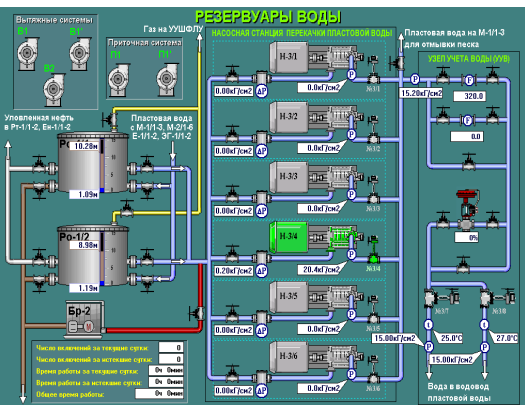
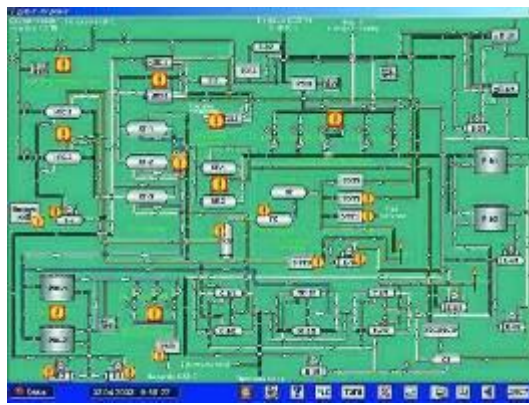
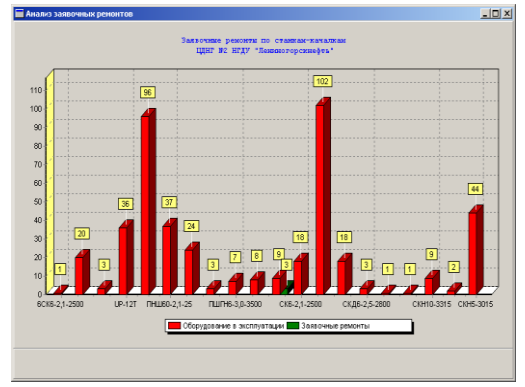
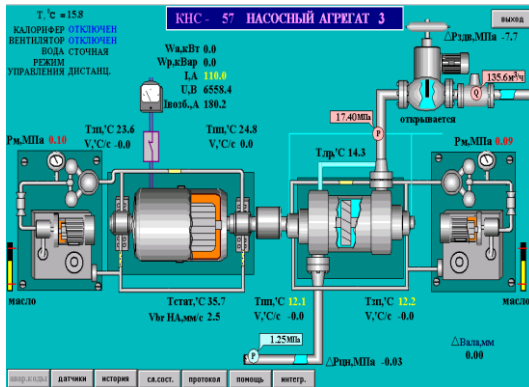
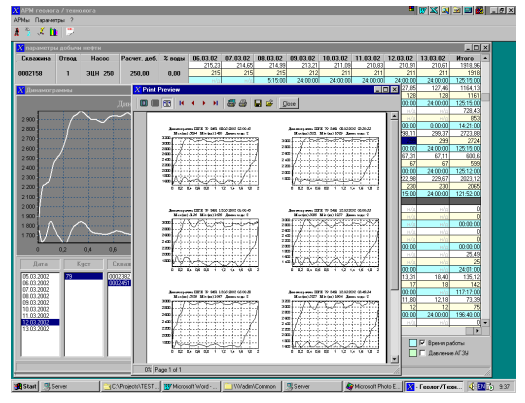


Рисунок 108 - Экраны АРМ управления ЦДНГ, ЦППН и ЦППД

Фрагменты действующих и оцифрованных макетов для специалистов

нефтегазодобывающей отрасли, работающих с реальной моделью участка месторождения и управляемых через реальные автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и диспетчеров, представлены на Рисунке 109. Эти АРМ выполнены в виде консолей с сенсорными экранами.



Рисунок 109 - Действующие макеты интегрированных систем обучения для специалистов нефтегазовой отрасли

В основе большинства методов технического диагностирования качества и количества хранимых нефтепродуктов лежит информация об изменении некоторых физико-механических параметров, определенных на поверхности под действием факторов влияния различной природы. В зависимости от решаемых задач, устанавливается диапазон измерительных параметров и их физико-механические свойства; оцениваются и формируются эффекты, позволяющие получать диагностические параметры.

5.2 Обучающие системы установки по подготовки нефти

Современные информационные технологии открывают возможность перехода на новый уровень существующей системы создания обучающих системы установки по подготовки нефти. Так, появляется возможность ухода от традиционных книг и учебно-методических материалов, и перехода к электронному компьютерному тренажеру.

Широкая информатизация процесса по подготовки нефти позволяет создать условия, при которых происходит развитие креативных навыков и умений, формируется способность анализировать и прогнозировать задачи и процессы при изучении различных процессов. Для решения указанных выше задач в ряде крупных российских нефтегазовых компаний, в частности, в ОАО «Газпром» и «АК «Транснефть», ведется разработка новых тренажеров по ряду профессий, в первую очередь по операторов системы установки по подготовки нефти. В них обучаемый может взаимодействовать с моделью через экраны и панели, которыми он или она может управлять, чтобы вносить изменения в работу модели.



Рисунок 110 - Пример типовой тренировочной карты

Некоторые фрагменты интерактивных моделей представлены на Рисунке 111(это рабочие модели с элементами цифровой обработки, подсвеченными изнутри, объединенными в компьютерную сеть). Реализованные элементы оптимального комплекса учебных занятий позволяют обучаемому приобретать и развивать навыки реагирования и поведения в стандартных и нестандартных ситуациях и режимах работы.

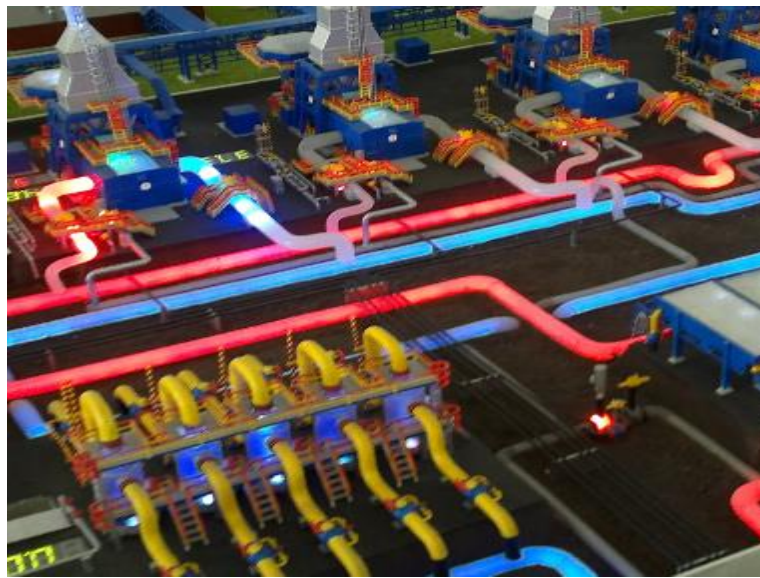


Рисунок 111 - Некоторые фрагменты интерактивной обучающей системы

Микропроцессорные тренажеры для системы установки по подготовки нефти для подготовки персонала предназначены для обеспечения регламентов и методик технического обслуживания и ремонта систем АСУ и телемеханики. Типовой тренажер для системы установки по подготовки нефти включает реальное оборудование автоматического управления газоперекачивающих станций и контрольно-измерительные приборы, которые реально используются на реальных объектах. Также он включает в себя рабочие места ремонтного персонала и рабочее место инструктора, которые позволяют обучать принципам настройки и программирования контроллеров. Они обеспечивают обучение в среде, используемой для разработки алгоритмов управления для контроллеров, и в среде системы SCADA.



Рисунок 112. Тренажер для автоматического управления газораспределительной станцией

Комплексная система обучения предназначена для обучения студентов, а также для проведения начальной подготовки, курсов повышения квалификации и программ переподготовки персонала (Рисунок 113). Отличается от традиционных компьютерных тренажеров и 3D-моделей тем, что обеспечивает динамическое представление технологического процесса транспорта нефти по магистральным трубопроводам в полном объеме.



Рисунок 113 - Общий вид комплексной интегрированной тренировочной системы

Такой вариант предоставления обучаемому возможности «физически» вмешиваться в процесс графически отражен в общей модели системы. Например, на верстаке (Рисунок 114) можно показать, как неправильная настройка датчика или неправильная установка маски защитных устройств в системе автоматического управления может привести к остановке процесса перекачки нефти.



Рисунок 114 - АРМ КИПиА, подключенный к системе телеметрии комплекса

Апробация данного комплекса проводилась на примере установки по подготовке нефти (УПН). Для апробации исследований были разработаны (Рисунки 114-115):

1.База элементов. Ниже – описание, включающее – какие элементы, их варианты, стоимость и, главное, VR и мат. модель процессов, включающая количественное описание КИР и оценку возможных последствий. Последние не определяются без привязки к конкретной системе, топологии, географии, поэтому тут предусмотрены не цифры, а только предварительные оценки, методы расчетов и связи с VR для оценки зонирования опасностей). Чем больше усилий тратится на модификацию и качественное улучшение базы, а она предполагается открытой, тем более осмысленными становятся тысячи процедур типа HAZOP по конкретным объектам. Вместо миллионов человеко-часов без доказанного оптимального эффекта затрачивается тысячи с эффектом оптимизации (максимум результата при

ограниченных ресурсах) на множестве проектов.

2. САПР моделирования процессов и автоматики DMPipe.

3. Дополнительная подсистема САПР моделирования рисков (генератор событий)

4. Дополнительная подсистема САПР оптимизации системы тренингов.

5. САПР системы мероприятий по снижению рисков.

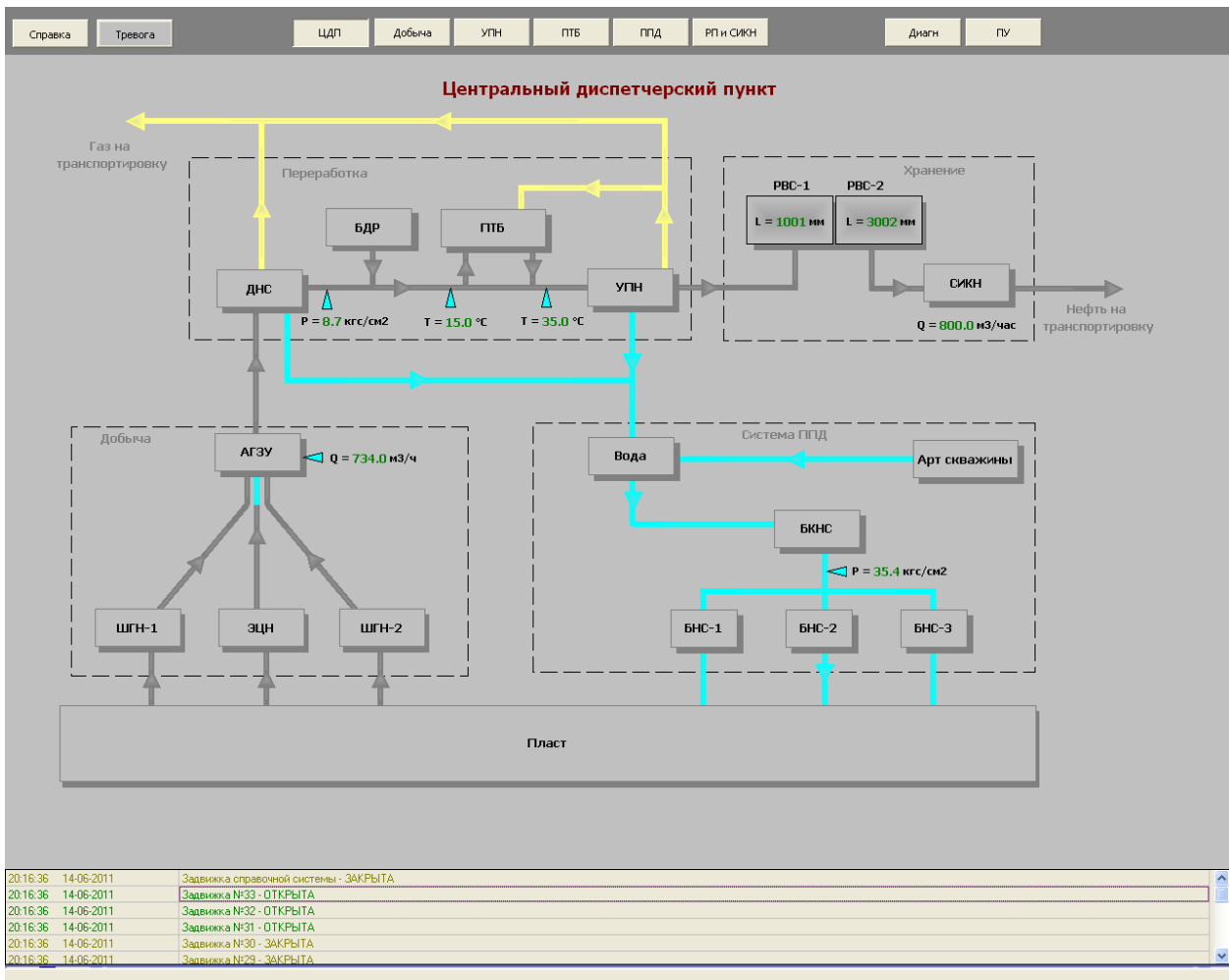


Рисунок 115 - Технологическая схема

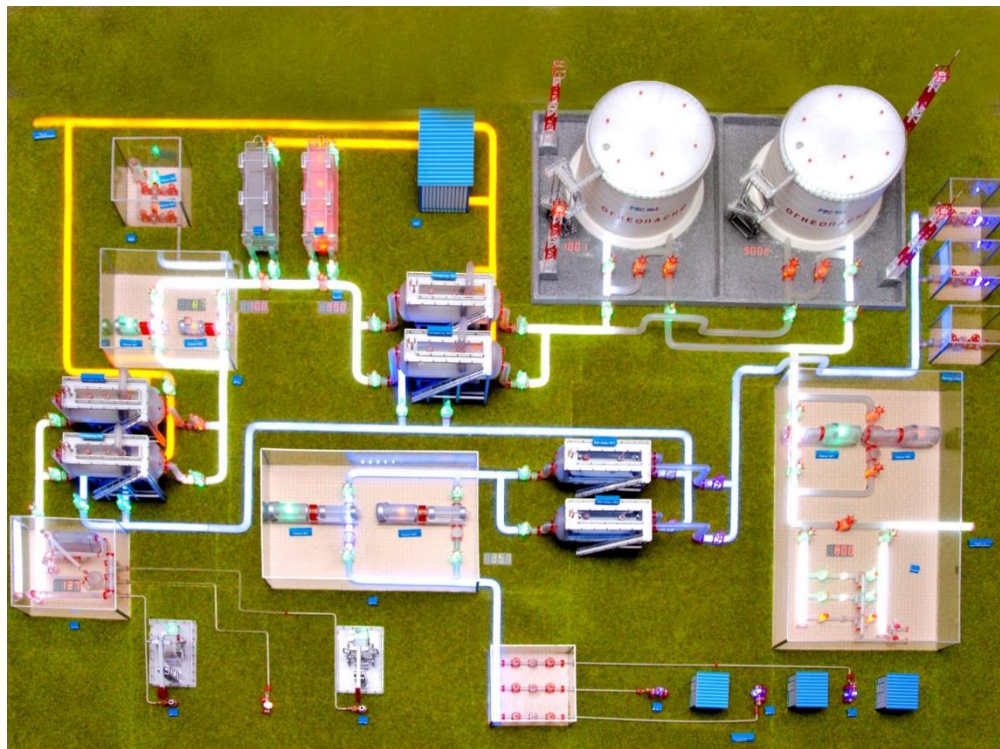
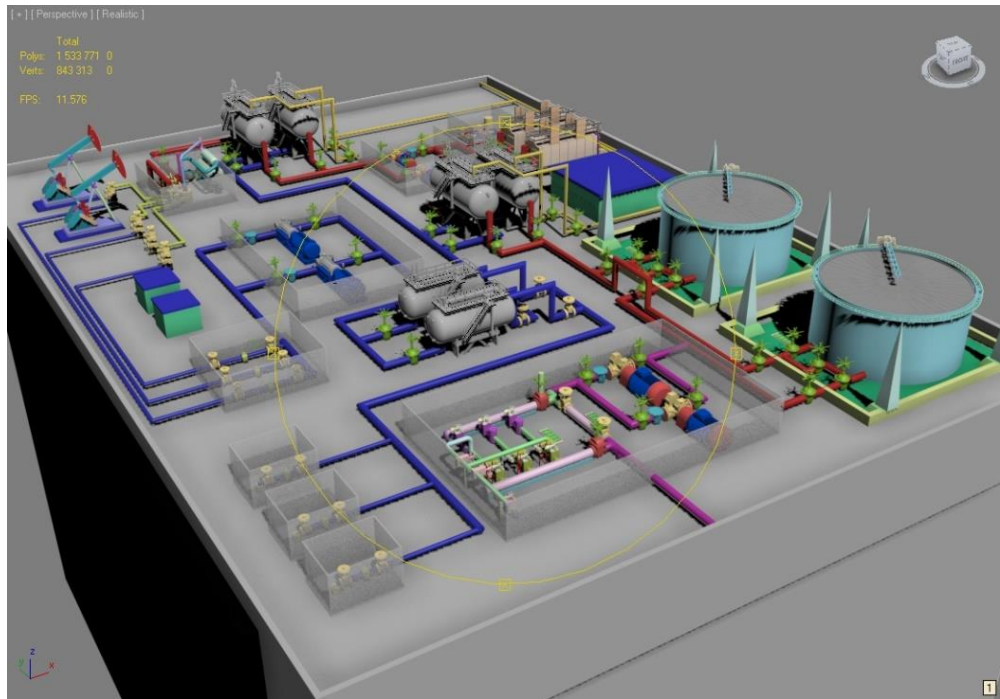


Рисунок 116 - База элементов

База элементов

Интегрированные элементы:

- входной блок гребенки;
- нефтегазовые сепараторы;
- путевые подогреватели нефти (продукции скважин);

- нефтегазовые сепараторы со сбросом воды;
- блок обезвоживания и обессоливания нефти;
- блок концевой сепарационной установки;
- аппараты подготовки пластовой воды;
- газовые сепараторы;
- блок насосной откачки нефти;
- блок насосной откачки пластовой воды;
- блок измерения и регулирования расхода попутного газа;
- блок коммерческого (оперативного) учета нефти;
- факельные установки высокого и низкого давления;
- буферные емкости;
- дренажные емкости;
- аварийные резервуары;
- блок ЩСУ;
- щиты НКУ 0,4 кВ;
- операторная с автоматизированным рабочим местом оператора;
- система АСУ ТП;
- система пожаротушения (автоматическая или ручная).

Общие элементы:

- Трубопровод;
- Линия электропитания;
- Кабель связи;
- Клапан;
- Обратный клапан;
- Задвижка;
- Газовый кран;
- Насос марок;
- Электродвигатель.

Комплексная система обучения персонала УПН предназначена для обучения

оперативного персонала электроснабжения обращению с распределительными устройствами[68]. Одной из отличительных особенностей тренажера является эмулятор аварий и аварийных ситуаций, все из которых необходимы для срабатывания устройств системы безопасности и защиты, установленных в реальных шкафах контроллеров и для обучаемых анализировать причины срабатывания систем защиты, срабатывания, активации или деактивации защищаемого оборудования. Особенности тренажера: он может работать с контроллерами, изменять настройки, заданные значения, управлять и приводить в действие устройства безопасности и защиты, просматривать осциллограммы, работать с реальными распределительными устройствами в закрытом исполнении, исследовать групповую работу шкафов управления, управлять межсекционными распределительными устройствами.

5.3. Программно-аппаратное обеспечение интегрированных обучающих систем: пример прикладного пакета DMPipe.

В качестве примера использования этого инструментария для создания реальных тренажеров в рамках интегрированных обучающих систем можно рассмотреть интеграцию программного пакета, разработанного автором, с внешними системами и средствами визуализации (Рисунок 117).

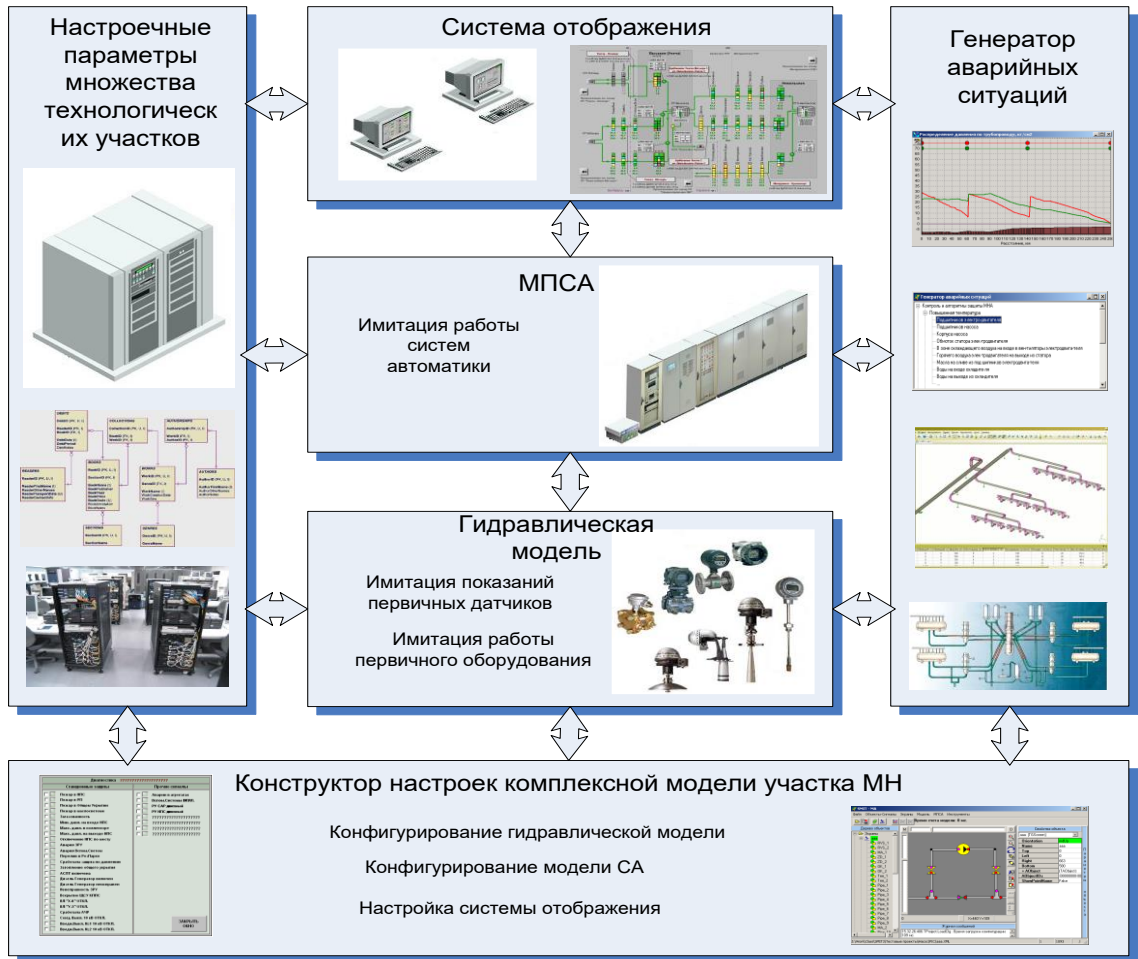


Рисунок 117 - Структура программного обеспечения интегрированной обучающей системы для операторов и диспетчеров трубопроводов транспортировки нефти.

Таким образом, проект будет выполнен с использованием стандартного программно-аппаратного обеспечения интегрированных обучающих систем с использованием прикладного пакета DMPipe.

5.3.1 Гидравлическая модель

Гидравлическая модель сложной системы трубопроводов должна имитировать работу реальных технологических секций нефте- и газопроводов (трубопровод, запорная арматура, насосы, компрессоры, хранилища и т. д.) с учётом рельефа местности. Точность имитации процессов без учёта специфики работы систем автоматики (СА) недостаточна для обучения диспетчеров,

поскольку гидравлическая модель как таковая не отображает всех особенностей переходных процессов. Например, при достижении давления аварийной отметки гидравлическая модель только отобразит это значение, тогда как в действительности срабатывают защиты с множественным закрытием клапанов, что вносит существенное корректирующее воздействие на переходные процессы на всём участке трубопровода (Рисунок 117).

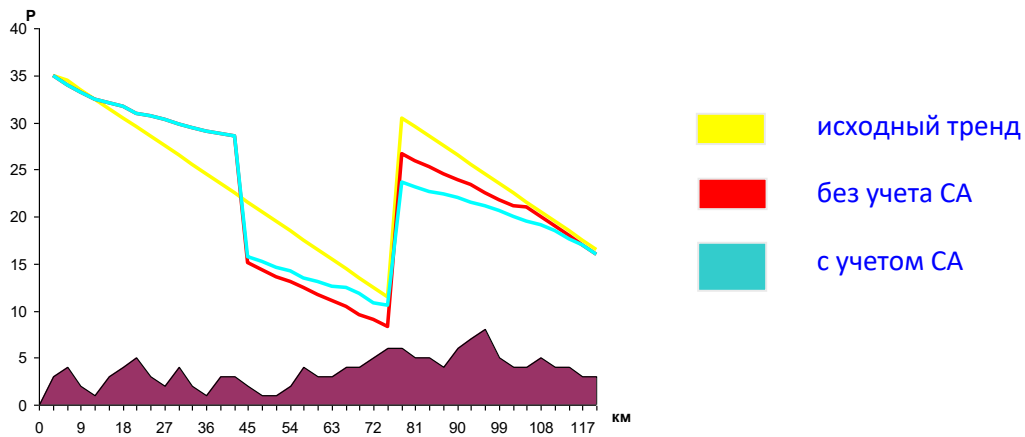


Рисунок 118 - Пример графика частичного перекрытия задвижки на линейной части трубопровода без вмешательства СА и при отработке СА

Требуется создать комплекс, позволяющий моделировать работу участка МН от задвижки НПС до диспетчерского АРМ с полным учётом работы СА в соответствии с актуальными регламентами, вспомогательных систем и систем энергообеспечения.



Рисунок 119 - Общая структура комплексной модели технологического оборудования

Изменение веса жидкости в трубке определяется из:

$$\Delta G = 0,25 \pi d^2 (\pi R + 2 L) (\rho - \rho_0) g, \quad (84)$$

где R - радиус наклона трубки;

ρ_0 - начальное значение плотности жидкости;

ρ - текущее значение плотности жидкости;

g - ускорение свободного падения.

Компенсационное усилие F_0 обратной связи преобразователя равна:

$$F_0 = KBI, \quad (85)$$

где K - конструктивный параметр преобразователя;

B - магнитная индукция в воздушном зазоре преобразователя;

I - сила тока катушки преобразователя, компенсирует усилия.

Диапазон измерения плотности для таких плотномеров, как правило, составляет от 500 до 1250 кг/м³, а относительное измерение погрешности составляет 2,5%. Общим недостатком массовых плотномеров является прилипание частиц нефтепродукта к стенкам петлеобразной трубки и изменения ее массы в процессе использования.

В зависимости от принципа действия, методы измерения вязкости делятся на ротационные, основанные на падающем теле, вибрационные и капиллярные. Эта

классификация включает в себя большинство известных технических методов измерения вязкости ньютоновских жидкостей, что в основном совпадает с классификацией, приведенной в работе С.И. Геллера.

Вопрос ротационной вискозиметрии наиболее полно и систематизирован в работах И. М. Белкина [24], А. Ю. Кузьменко [78] и других [79].

Принцип действия ротационных вискозиметров основывается на том, что между двумя измерительными поверхностями помещают слой исследуемой жидкости. Одна из поверхностей заставляют вращаться, тогда жидкость начинает течь, противодействуя при этом, вращению измерительной поверхности. Величина противодействующего момента, при заданных форме и размерах измерительных поверхностей, определяется скоростью вращения измерительной поверхности и динамической вязкостью. Зависимость между этими величинами имеет вид [44]:

$$M = C \mu \omega, \quad (86)$$

где M - момент сил вязкостные трения;

C - постоянная прибора, зависит от формы и геометрических размеров измерительных поверхностей;

μ - динамическая вязкость;

ω - скорость вращения измерительной поверхности.

При известной скорости вращения и момент может быть рассчитана измеряемая динамическая вязкость. Обычно в вискозиметрах одна из величин момент или скорость, поддерживаются постоянными, тогда вторая из них пропорциональна измеряемой динамической вязкости. Поскольку стабилизация скорости реализуется гораздо проще, чем поддержание постоянного момента, то ротационные вискозиметры, в которых стабилизируется постоянная скорость и измеряется момент, составляют подавляющее большинство из общего их числа. Кроме того, известны также вискозиметры, в которых момент или скорость в процессе измерения изменяются по определенной программе [24].

Несмотря на многообразие конструктивных решений, все лабораторные и промышленные ротационные вискозиметры предназначены для измерения только динамической вязкости и реологических характеристик жидкостей и не

обеспечивают измерения плотности жидкости, не позволяют определять кинематическую вязкость нефтепродуктов.

К недостаткам ротационных приборов следует отнести наличие термореологического эффекта, то есть изменения температуры исследуемой жидкости во время измерения за счет вязкостно трения, и влияния краевых эффектов на результаты измерения, что снижает их точность.

Наибольшее применение нашли методы, основанные на измерении амплитуды колебаний или практически эквивалентные им методы, основанные на измерении логарифмического декремента затухания колебаний зонда и его добротности. Проще реализовать метод, основанный на измерении амплитуды колебаний зонда при фиксированной частоте внешней возбуждающей силы. Если частота, при этом, выбрана произвольно, то зависимость между частотой и вязкостью получается сложной, нелинейной, очень неудобной для построения шкалы прибора, а на некоторых частотах даже неоднозначной [71]. Частоту колебаний возбуждающей силы выбирают и поддерживают равной резонансной частоте колебаний системе, не погруженной в жидкость. Динамическую вязкость μ , считая, что плотность ρ известна, определяют по формуле [59]:

$$\sqrt{\mu\rho} = C \left(\sqrt{2 \frac{A_0^2}{A^2} - 1} - 1 \right), \quad (87)$$

где C - постоянная прибора;

A_0 - амплитуда колебаний недемпфованого зонда;

A - измерительная амплитуда демпфированного зонда.

Погрешность определения динамической вязкости данным методом в значительной степени зависит от точности поддержания частоты колебаний и точности измерения плотности. Так, при небольших значениях вязкости, необходимо устанавливать и поддерживать частоту колебаний с точностью примерно на порядок больше желаемой точности.

В вискозиметрах с падающим телом определения вязкости жидкости основывается на зависимости скорости движения тела сквозь жидкость под действием собственного веса. При установившемся движении, сила тяжести тела

уравновешивается силой трения и выталкивающей силой. Значение силы F трения можно определить из уравнения Навье-Стокса. Для тел геометрически правильной формы величина этой силы выражается уравнением вида:

$$F=KV, \quad (88)$$

где K - постоянный коэффициент, определяемый формой и геометрическими размерами тела;

V - скорость установившегося движения тела.

Наиболее перспективным и регламентированным стандартам является капиллярный метод измерения вязкости моторного топлива. Принцип действия капиллярных вискозиметров основан на зависимости объемный расход жидкости через капилляр от перепада давления:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8l\mu}, \quad (89)$$

где Q - объемный расход жидкости через капилляр;

R и l - радиус и длина капилляра;

ΔP - перепад давления на капилляре.

Из капиллярных вискозиметров распространенными, в наше время, являются стеклянные, в которых вязкость определяется по времени истечения, под действием собственного веса, определенного объема жидкости. Поскольку перепад давления, при этом, определяется высотой столба жидкости и ее плотности, то время истечения зависит от кинематической вязкости жидкости. Продолжительность одного измерения с помощью стеклянных лабораторных вискозиметров составляет около 80 мин., то есть результаты измерений выдаются со значительным опозданием.

Существующее положение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов можно определить как таковой, что не отвечает современным требованиям. Одной из причин такого положения является потери нефтепродуктов. Основными причинами потерь являются морально и технически устаревшие технологии и оборудование, используемое для транспортировки, хранения и распределения нефти и нефтепродуктов, а также нерациональная их

эксплуатация.

Анализ расхождений между различными система измерения в устройствах на входе в резервуарный парк и на самих резервуарах доказывают, что испарения нефтепродуктов при их хранении составляют основную долю потерь.

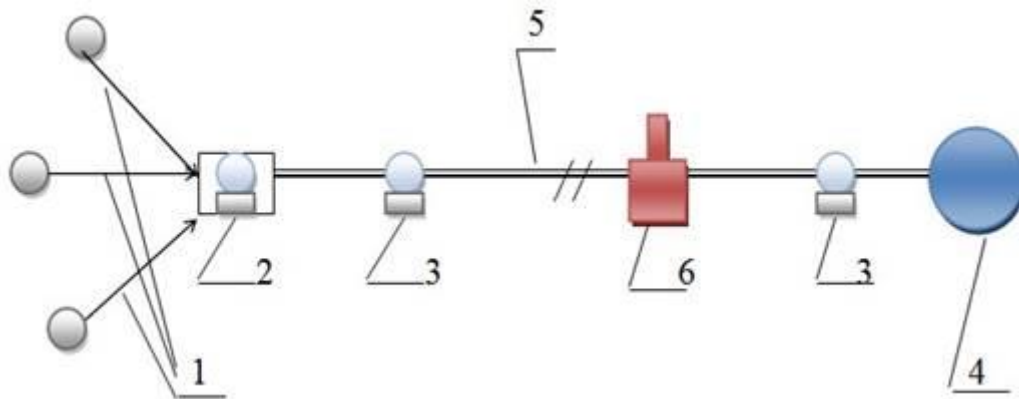
Отдавая должное научной значимости полученных результатов, нельзя не видеть недостатки этих теорий: невозможность предсказать с достаточной точностью многие условия, которые влияют на режим измерения массы нефтепродуктов резервуаров, а последний, при всех прочих равных условиях, определяет величину потерь нефтепродуктов от точности измерения массы. Кроме того, следует заметить, что большинство исследований по проблемам потерь касаются нефтепродуктов как жидкостей с относительно однородным составом. Одним из основных факторов естественной убыли нефтепродуктов являются их потери из-за испарения из резервуаров в ходе «больших» и «малых дыханий», что ставит задачу согласования показателей датчиков, расположенных на входе и внутри резервуара.

Существующие альтернативные методы и приборы определения качественных показателей ОЧ, ЦЧ и ЭТИ нефтепродуктов базируются на нахождении корреляционных связей между оптическими, электрическими, физико-механическими параметрами топлива или его группового состава [89]. Однако, в большинстве случаев, они нуждаются отбора пробы и проведения лабораторного анализа.

5.3.2. Модель системы автоматизации

Основные элементы нефтепроводной системы, т.е. технологические узлы нефтепровода, показаны на рисунке ниже (Рисунок 120). В настоящее время в нефтеперекачивающей отрасли вопросы диагностики магистральных нефтепроводов и эффективного управления процессами транспортировки нефти по трубопроводам с минимизацией воздействия основных технологических объектов нефтепровода на окружающую среду являются актуальными проблемами науки и

техники.



1 – подводящие трубопроводы, соединяющие источники нефти с головными сооружениями трубопровода; 2 – головная станция перекачки нефти; 3 – промежуточные нефтеперекачивающие станции; 4 – приемные пункты для приема масла; 5 – линейная часть трубопровода, т.е. сам трубопровод; 6 – станции подогрева нефти для «горячих» трубопроводов.

Рисунок 120 - Технологические объекты магистрального нефтепровода.

Качество системы диагностики и автоматизированных систем управления (АСУ) зависит от метрологических качеств средств измерений, от статистических и динамических свойств средств контроля и измерительных механизмов[111]. В общем случае состояние объекта определяется выходными параметрами – Y , которые, в свою очередь, определяются из значения входных параметров X и управляющих воздействий U . Внешние, отклоняющие воздействия F отрицательно сказываются на процессе управления объектом. Управляющие действия U направлены на компенсацию зацеплений, т. е. отклонений, вызванных F . В автоматизированных системах управления магистральными нефтепроводами в качестве управляющих воздействий U часто используют давление жидкости или изменение выходной величины, например, производительности. В качестве основного средства получения информации, поступающей в АСУ, т. е. для измерения величин X , Y и U , используются чувствительные приборы, а именно измерительные приборы и информационно-

измерительные системы.

Модель системы автоматизации должна моделировать работу СА (работу первичных датчиков, линии связи, среднего уровня СА, верхнего уровня СА) (Рисунок 121). Модель СА должна реализовывать реально применяемые алгоритмы работы систем автоматики моделируемого технологического участка. Реализованные алгоритмы СА должны соответствовать действующим регламентам. Например, для магистрального транспорта нефти это РД-35.240.00-КНТ-207-08 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов».

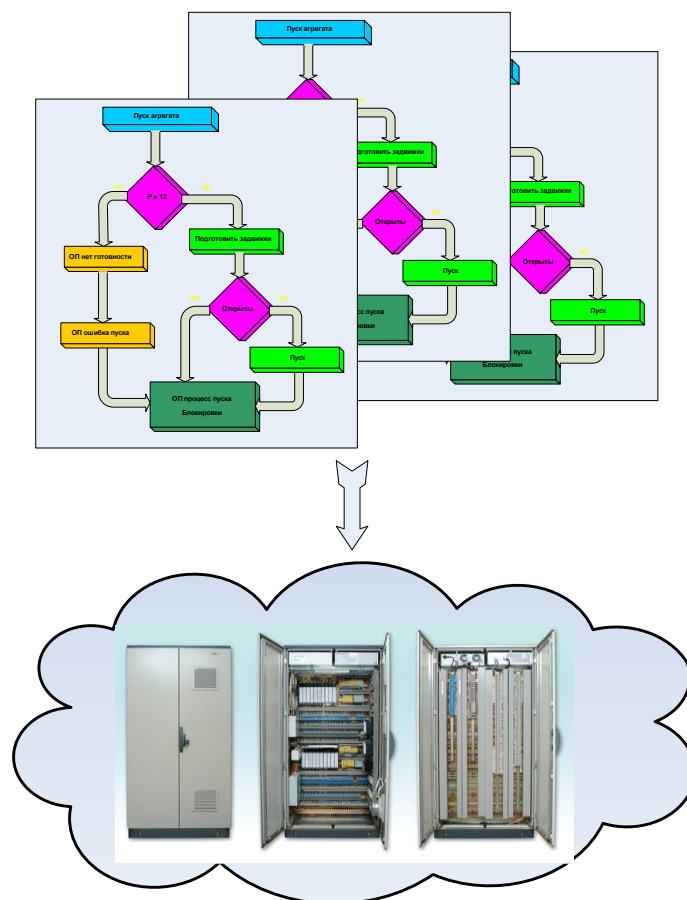


Рисунок 121 - Моделирование систем автоматики

В состав современных автоматизированных систем управления входят системы диагностики и прогнозирования. В настоящее время технологические объекты оснащаются различными устройствами, обеспечивающими своевременное обнаружение нарушения протекающих в них процессов. В работе [36] рассмотрена система диагностики и определения утечек нефти из

магистральных трубопроводов. Данная система диагностики основана на следующем принципе: на границах наблюдаемых областей регистрируется вакуумная волна, возникающая при возникновении течи. Это обеспечивает высокую чувствительность метода ($1,5\text{--}3\% Q_{ном}$) и низкую погрешность определения места течи. Метод требует постоянного контроля давления. При использовании этого метода в условиях разрыва течения в трубе сигнал практически полностью выделяется в гравитационном сечении и исключается возможность его регистрации. А наличие в трубе посторонних предметов, врезок или крутых поворотов порождает отраженные волны, искажающие фронт ударной волны, что также снижает процент регистраций. Предложен метод мониторинга на основе 2-х уровневой схемы обмена данными посредством интеллектуального устройства с возможностью самонастройки под специфику контролируемого объекта. Его использование позволяет снизить количество ложных срабатываний системы управления технологическим процессом перекачки, повысить корректность передачи и оперативность обработки информации за счет минимального количества используемых технических средств. Так, известные методы контроля систем основаны на сравнении контролируемых параметров откачки и расчетных, которые получают путем моделирования процесса в режиме реального времени. Соответственно, достоверность выводов о наличии течи во многом зависит от используемых моделей трубопроводов.

Известен метод дистанционного определения утечек нефти в магистральных нефтепроводах [32]. Метод включает в себя аэросъемку теплового поля трубопровода, определение порога яркости, обнаружение местоположения локальных зон с аномальной температурой [109]. Место утечки определяется расположением участка с аномальной температурой, где логарифм относительного яркостного изображения для первой волны отличается от среднего для всей контролируемой области на заданный порог, а логарифмы относительных яркостных изображений для трех волн образуют пропорцию $(1 \pm 0,2) : (1,4 \pm 0,2) : (1,2 \pm 0,2)$.

Способ контроля величины давления жидкости заключается в том, что с

одного конца трубопровода возбуждают поверхностную электромагнитную волну, а в конечной точке регистрируют ее интенсивность. По резкому изменению интенсивности можно судить о нарушении сплошности транспортируемого продукта, о том, что в нем образовалось газовоздушное скопление или иное постороннее включение. При этом методе на основании временных показателей определяют местонахождение и объем инородного тела. Однако этот метод дает значительные погрешности из-за неоднозначности характеристик объекта: изменение режима и формы течения жидкости.

Если распространение волн высокого давления имеет значительную крутизну и амплитуды, превышающие расчетные значения, то рекомендуется применять системы защиты трубопровода от разрыва. Принцип работы системы защиты заключается в том, что при отключении какой-либо промежуточной станции электрический сигнал передается на предыдущую станцию по каналу связи, при этом уставка давления нагнетания снижается. В результате волна снижения давления направляется навстречу волне повышения давления, а в промежуточных точках трассы давление не превышает максимально допустимого. Недостатком усовершенствованной системы защиты сигналов является зависимость от надежности канала связи. Кроме того, в зону действия защиты попадает только половина территории, примыкающей к предыдущей со стороны нагнетания станции. Группа компаний IMS разработала и внедрила системы сглаживания волн напора, а также системы защиты от гидроударов, которые значительно повышают пропускную способность, ресурс и надежность трубопроводных систем. Принцип работы систем основан на своевременном сбросе рабочей жидкости через регулирующие клапаны, расход через которые контролируется и регулируется системой управления. Эти системы успешно используются в ОАО «Балтнефтепровод», ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы» и др.

5.3.3 Система отображения интерфейса рабочих мест специалистов

Магистральные нефтепроводы представляют собой сложные гидравлические,

высокомеханизированные и автоматизированные системы, раскинувшиеся на достаточно большие расстояния. Такие нефтепроводные системы оборудуются мощными насосными станциями для перекачки нефти и имеют линейную часть, а также средства технологической связи, телемеханики и автоматики, противопожарные устройства. Следует отметить, что станции подогрева нефти обязательны для «горячих» нефтепроводов, предназначенных для перекачки высоковязких, т.е. высокопарафинистых нефтей.

Система отображения должна имитировать графический интерфейс реальных рабочих мест диспетчеров.

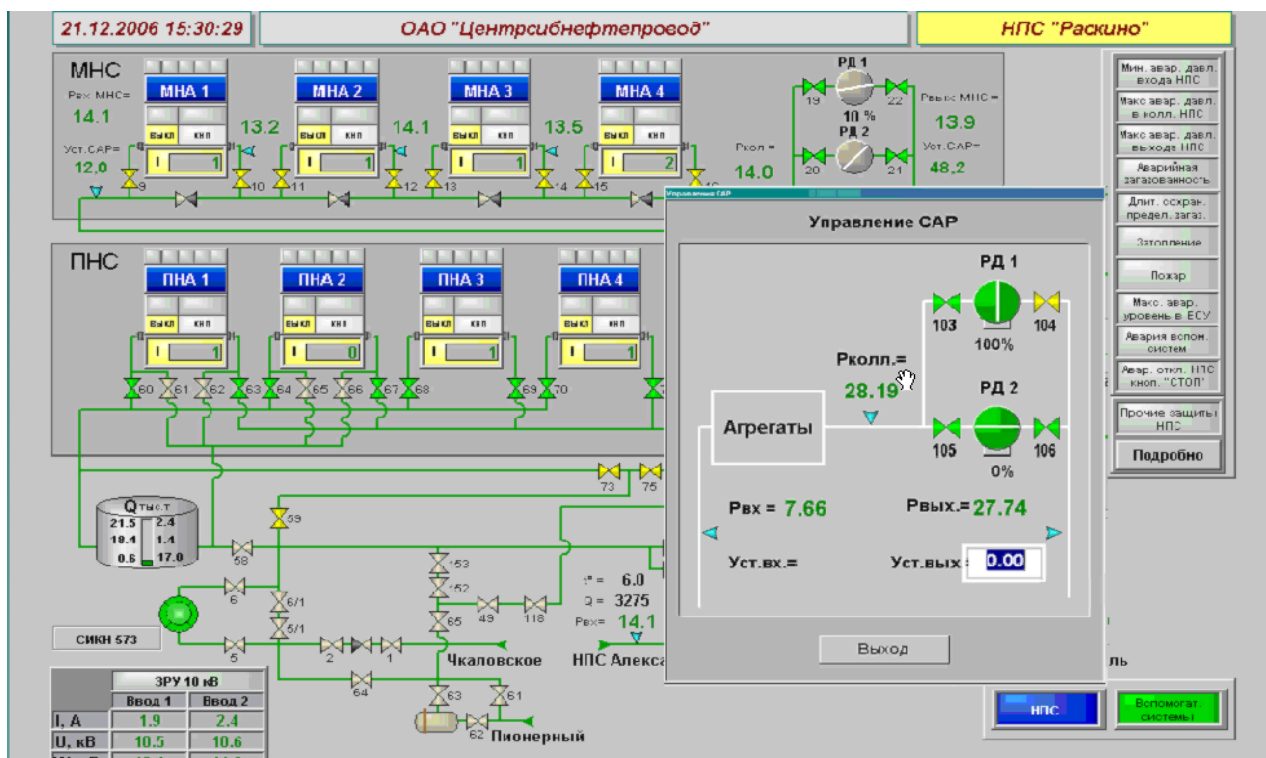


Рисунок 122 - Пример экранной формы

В настоящее время широкое распространение получили SCADA-системы, обеспечивающие эффективное управление эксплуатационным участком магистрального трубопровода. Системы SCADA в режиме реального времени позволяют отслеживать изменения всех технологических параметров перекачки [87]. Использование современных SCADA-технологий, телемеханики и автоматизированных систем управления позволяет решать задачи функциональной

диагностики осложнений технологических режимов нефтепроводов. На мировом рынке наиболее популярны следующие системы диспетчерского управления и сбора данных: SCADA-системы FactoryLink (производитель USDATACo, США), Genesis (Iconics, США), Sitex (JadeSoftware, Англия), TraceMode (AdAstraResearchGroup Ltd., Россия), SIMATICWinCC (SiemensAG, Германия) и др.

Автоматизированные системы управления проектируются и создаются для корректного наблюдения за состоянием оборудования и управления процессами, происходящими при эксплуатации технологического объекта. В этих системах исходные данные для оценки состояния оборудования определяются на основании:

- наружная и внутренняя диагностика труб и металлографические исследования;
- сбор информации о параметрах транспортируемой среды, получаемой с помощью интегрированных автоматизированных систем управления на уровне компрессорной станции, линейного управления производством или нефтегазотранспортного предприятия в целом;
- анализ картографического материала и проектно-строительной документации.

Внешняя диагностика трубопроводов, в частности, позволяет оценить смещения труб от проектного положения в результате естественных подвижек грунта и тепловых деформаций трубопроводов. Для проектирования системы управления используется SCADA-система или внедрение в системы проектирования собственного интерпретатора языка высокого уровня, что значительно повышает гибкость системы, а также упрощает процессы постоянного контроля и управления. Оперативность принятия решений обеспечивается внедрением в систему собственных WEB и WAP интерфейсов.

Более перспективное направление развития систем управления технологическими объектами связано с построением *интеллектуальных систем управления и интеллектуализированных систем поддержки принятия решений*. В то же время метод *нечеткого управления* с прогнозированием позволяет проводить

взвешенную оценку целей управления за счет использования знаний, опыта и интуиции экспертов. Контроллеры, установленные на объекте, время от времени оценивают на предмет отклонения реальных параметров от модельных и формируют в системе управляющие команды для обеспечения заданного технологического режима. Использование многопараметрической адаптивной модели позволяет повысить оперативность принятия решений в нештатных ситуациях, отслеживать тенденции развития технологического процесса, наглядно интерпретировать пользователю параметры протекания технологического процесса, собираемые данные в SCADA системе и представить результаты диагностики для анализа в удобной форме. Несмотря на очевидные преимущества и перспективы, разработка новых SCADA-систем требует значительных материальных и временных затрат, что вынуждает использовать существующие инструменты.

Формализуем и представим математическую постановку задачи управления режимами работы технологического объекта установки подготовки нефти в нечеткой среде и предложим метод решения полученной задачи, основанный на опыте и интуиции лиц принимающих решения (ЛПР). В общем случае такую задачу можно формализовать следующим образом:

Пусть $\mu_0(x) = (\mu_0^1(x), \dots, \mu_0^m(x))$ – вектор нормированных критериев, оценивающих эффективность работы технологического объекта; $\varphi_q(x) \gtrsim b_q, q = \overline{1, L}$ – нечеткие ограничения; $\mu_q(x), q = \overline{1, L}$ – функции принадлежности, оценивающие степени выполнения нечетких ограничений. Предположим, с участием экспертов и лиц, принимающих решения, определены весовые векторы важности критериев $\gamma = (\gamma_1, \dots, \gamma_m)$ и ограничений $\beta = (\beta_1, \dots, \beta_L)$.

Тогда задачу принятия решений в нечеткой среде по управлению режимами работы технологических объектов в общем виде можно записать в следующем виде [111]:

$$\max_{x \in X} \mu_0^i(x), i = \overline{1, m}, \quad (90)$$

$$X = \left\{ x : \arg \max_{x \in \Omega} \mu_q(x), q = \overline{1, L} \right\}. \quad (91)$$

Для конкретизации поставленной задачи (90) – (91) на основе модификации метода основного критерия нечеткости в случае m критериев и L нечетких ограничений получаем задачу:

$$\max_{x \in X} \mu_0^i(x), \quad (92)$$

$$X = \left\{ x : x \in \Omega \wedge \arg(\mu_q(x) \geq \mu_q^R) \wedge \arg(\mu_0^i(x) \geq \mu_{0R}^i), q = \overline{1, L}, i = \overline{2, m} \right\}. \quad (93)$$

Решение задачи (92) – (93) зависит от граничных значений ограничений и критериев $\mu_1^R, \dots, \mu_L^R; \mu_{0R}^2, \dots, \mu_{0R}^m$; , которые определяются экспертами.

Основные положения предлагаемого эвристического метода, основанного на адаптации принципа главного критерия для решения задачи (92) - (93):

1. Для локальных критериев и нечетких ограничений ввести ряд приоритетов: $I_C = \{1, \dots, m\}$ и $R = \{1, \dots, L\}$. При этом главный критерий должен иметь приоритет 1;

2. С привлечением лиц, принимающих решения, и экспертов определить граничные значения для критерия $\mu_{0R}^i; i = \overline{2, m}$ и для ограничений $\mu_q^R; q = \overline{1, L}$;

3. На основе экспертной оценки определить терм-множества и построить функции принадлежности, которые оценивают степень их выполнения: $\mu_q(x) \geq \mu_q^R, q = \overline{1, L}$;

4. Решение задачи максимизации основного критерия $\mu_0^1(x)$ (92) при условии наложенных ограничений на множество X (93) и определения текущих решений: $x(\mu_{0R}^i, \mu_q^R)$;

5. Представление полученных решений лицам принимающим решения (ЛПР). Если решения не удовлетворяют, то перейти к шагу 6. В противном случае ЛПР изменяет значения $x(\mu_{0R}^i, \mu_q^R)$ и для улучшения решения возвращается к шагу 3;

6. Нахождение итоговых решений, выбранных ЛПП как наилучших.

По результатам исследования можно установить, что при проектировании системы управления использование SCADA-системы и интерпретатора языка высокого уровня позволяет значительно повысить гибкость системы, а также упростить процессы постоянного контроля. Определено, что эффективность и качество систем диагностирования состояния контроля режимов работы технологических объектов магистрального нефтепровода и автоматизированных систем управления процессами перекачки нефти зависят от метрологических качеств средств измерений, от статистической и динамические свойства устройств управления и измерительных механизмов.

Поскольку функционирование реальных технологических объектов магистральных нефтепроводов часто может характеризоваться нечеткостью некоторой части исходной информации, при постановке и решении задач управления этими объектами приходится учитывать и использовать нечеткую информацию в виде знания, опыт и интуиция лиц, принимающих решения, и специалистов-экспертов. Такой подход к решению задачи нечеткого управления позволяет получить более эффективные и адекватные решения в нечеткой среде.

5.3.4 Генератор аварийных ситуаций

Генератор аварийных ситуаций должен быть создан на автоматизированном рабочем месте (АРМ) преподавателя или, что особенно важно, в “виртуальном преподавателе” для реализации оптимального набора тренингов на одном компьютере. Например, на рабочем месте специалиста, генератор должен позволять создавать и хранить в общей базе указанные тренировочные карты. На каждой ветви дерева событий тренировочной карты, генератор должен последовательно имитировать отказы и неисправности (развитие аварийной ситуации) через определенные промежутки времени. Отказы основного и вспомогательного оборудования, прорывы и утечки в линейных секциях трубопровода и т.д. (Рисунки 123 - 124).

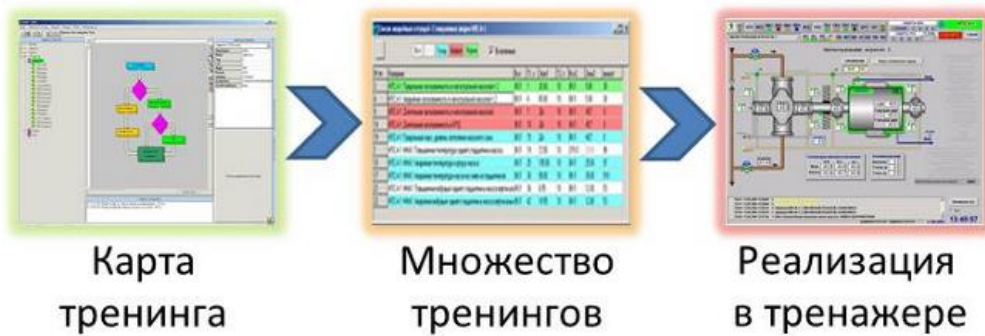


Рисунок 123 - Работа генератора событий

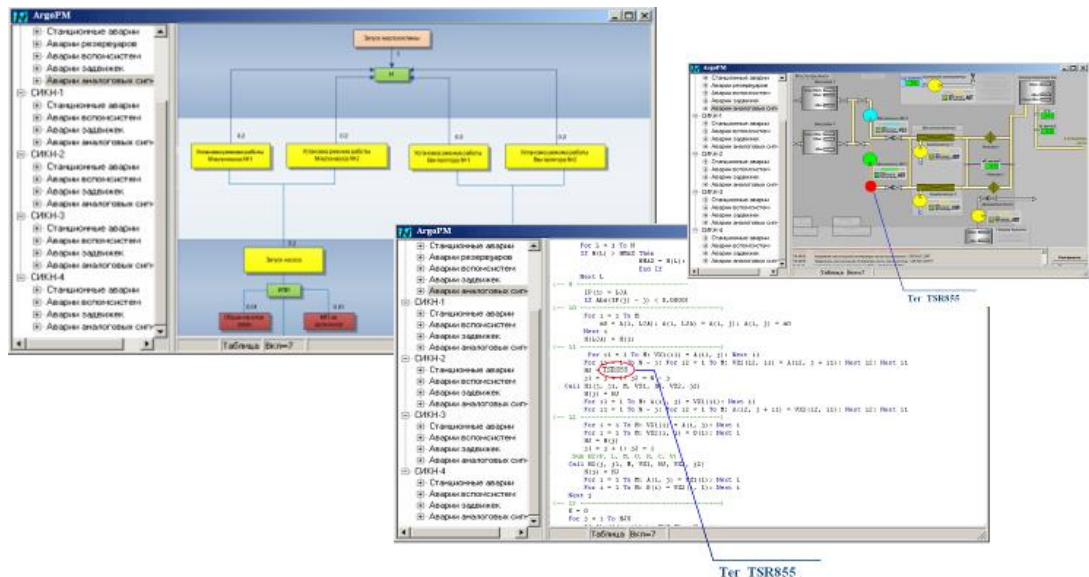


Рисунок 124 - Пример Тренажера (АРМ инструктора): формирование карты тренинга

На Рисунке 123 представлен принцип работы программного модуля генератора событий, который составляет аварийные ситуации на основе “дерева отказов”, выбирает оптимальное множество тренировок и задает штатные и нестандартные ситуации для учеников.

5.3.5 Конструктор настроек

Для обучения диспетчера на технологическом участке, на котором он

работает, тренажерный комплекс должен позволять выбирать технологический участок из ранее сконфигурированных.

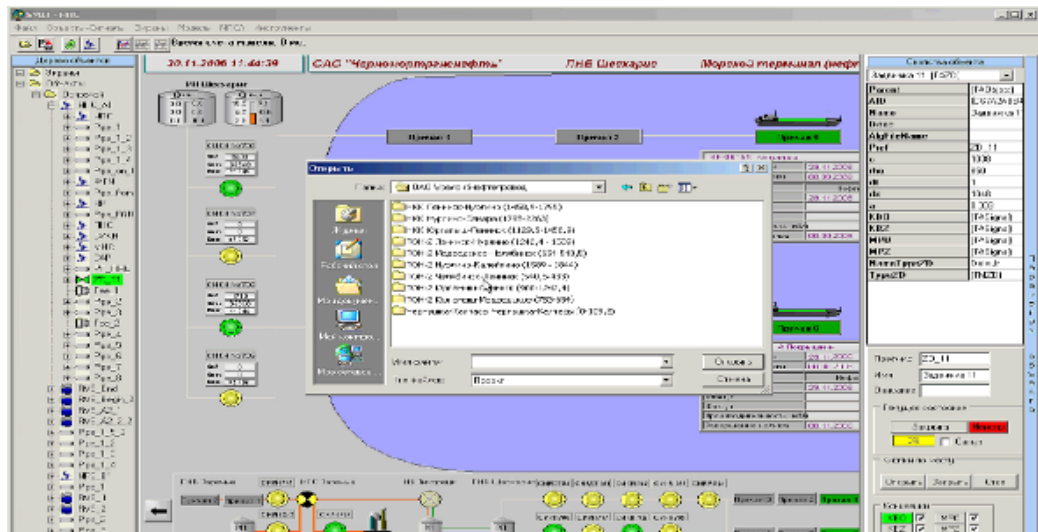


Рисунок 125 - Пример работы Тренажера (АРМ инструктора): выбор участка МН для тренинга

В состав конструктора настроек гидравлической модели должен быть включен конструктор схем, позволяющий формировать технологическую схему наземного оборудования нефтегазовых объектов произвольной конфигурации из отдельных элементов.

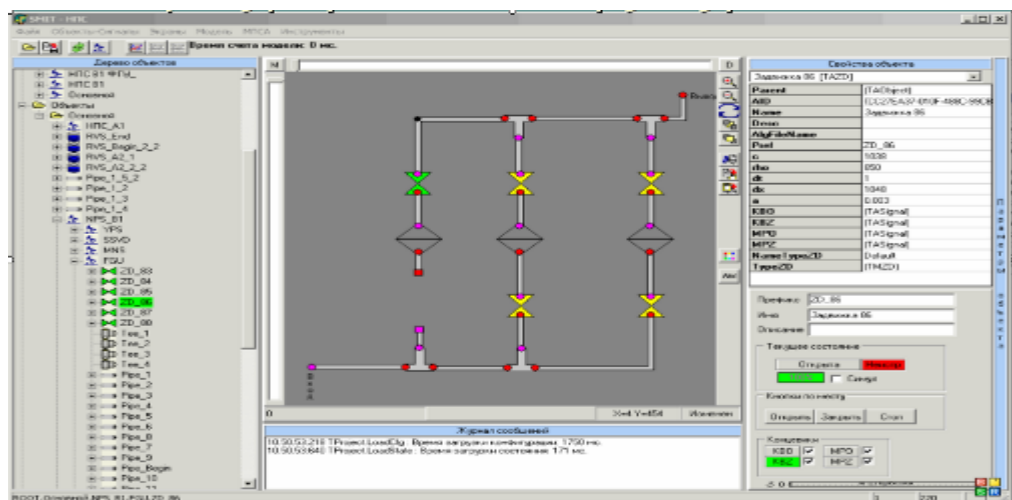


Рисунок 126 - Пример работы «Конструктора настроек модели»: конфигурирование гидравлической модели

Необходимо реализовать возможность как выбора характеристик оборудования из базы данных, так и добавление нового оборудования и изменения его параметров.

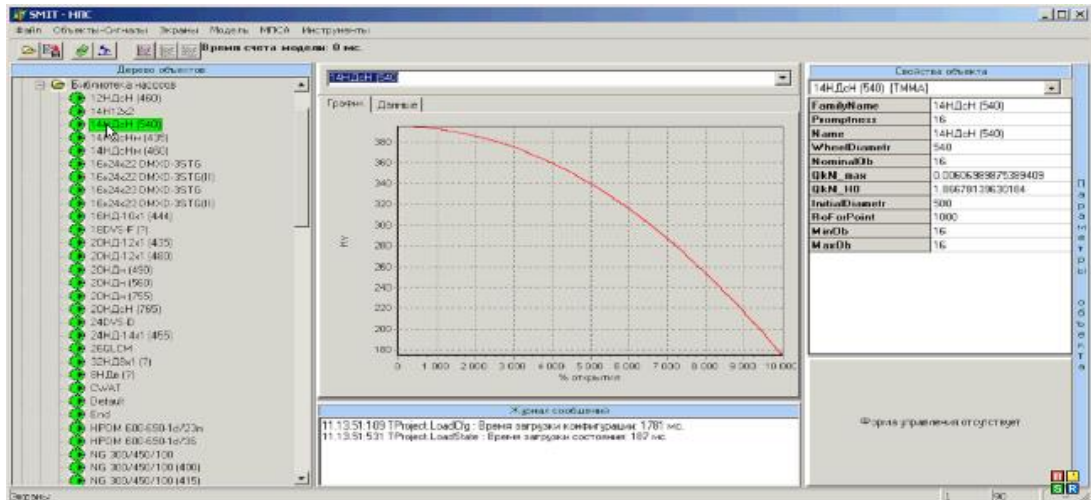


Рисунок 127 - Пример работы «Конструктора настроек модели»: выбор оборудования для вставки в модель

В конструкторе настроек должна производиться конфигурация алгоритмов работы МПСА конкретного технологического участка.

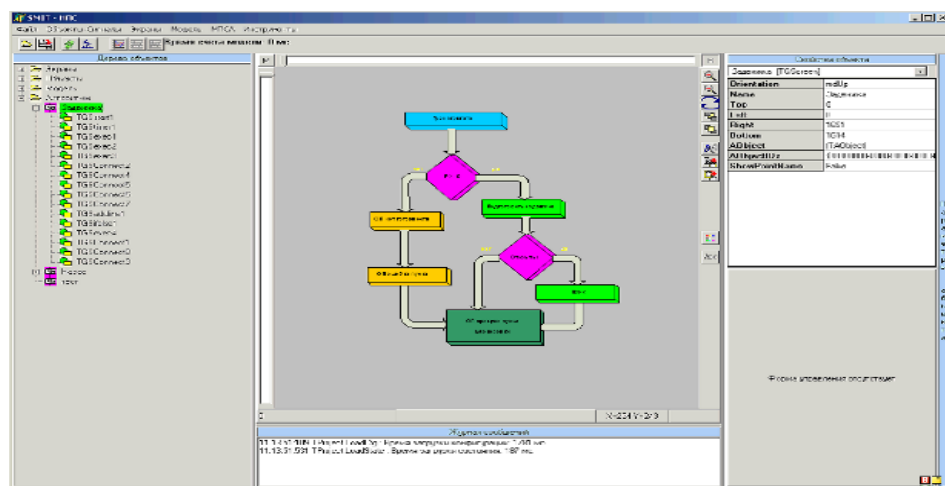


Рисунок 128 - Пример работы «Конструктора настроек модели»: настройка и конфигурирование алгоритмов работы системы автоматизации

В конструкторе настроек системы отображения должна производиться конфигурация экранных форм.

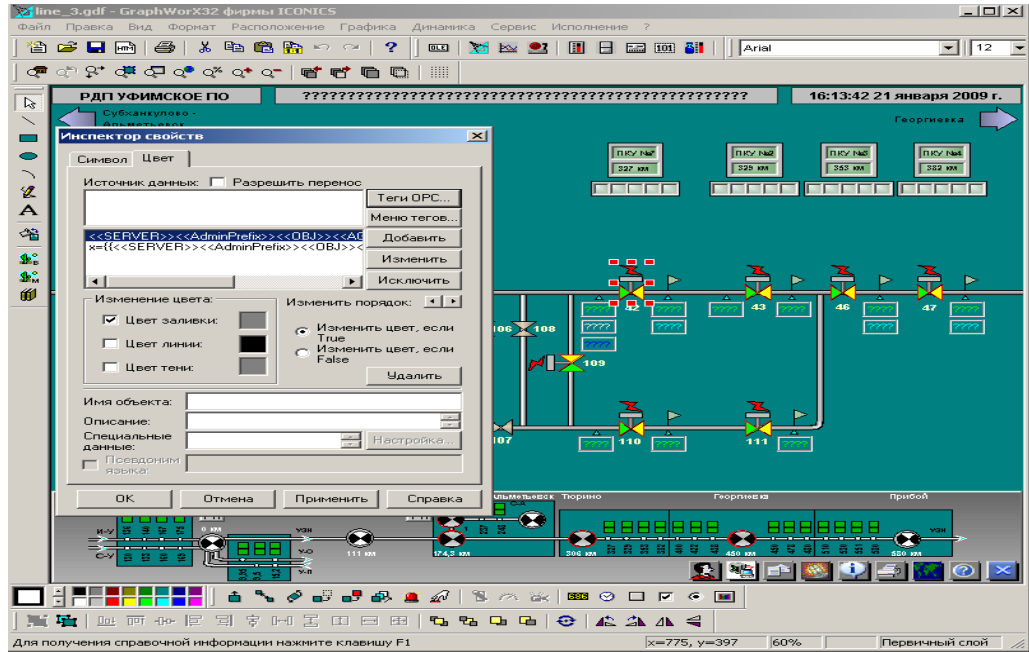


Рисунок 129 - Пример работы «Конструктора настроек модели»: настройка системы отображения

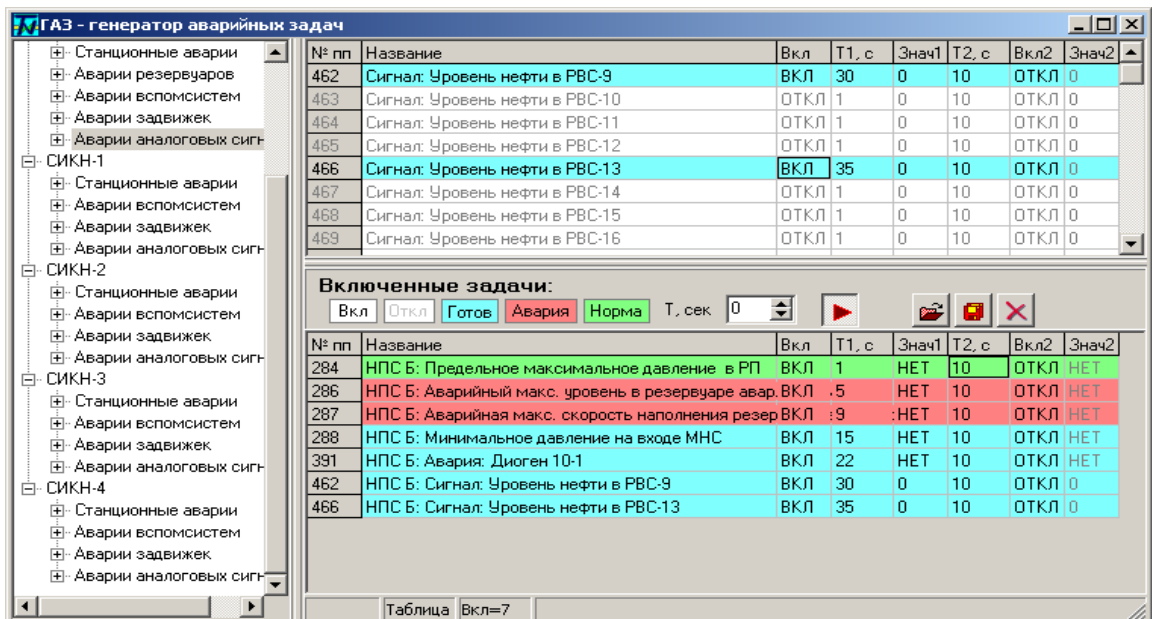


Рисунок 130 - Пример работы «Конструктора настроек модели»: настройка генератора аварийных ситуаций

Таким образом, конструктор настроек требует дополнительного обучения и формирования ряда обучающих тренажеров.

5.3.6 Проектировщик оптимального множества тренингов

Методика проектирования оптимального множества тренировок подробно описана в третьей главе. Пример реализации модуля задачи для разработки программы приведен в Приложении. Важным элементом такого модуля является обработка SQL-запросов из базы данных результатов обучения и тестов по предложенной методике. Этот запрос содержит данные об анкетной информации тестируемого, месте теста (тренажер), списке выполненных заданий и результатах их выполнения. В ответ на запрос данных об исследуемой группе производится выборка данных, удовлетворяющих условиям запроса (например: каковы данные теста группы опытных специалистов одного из учебных центров), и формируются данные для рассчитываемых параметров производительности - T_{max} и предотвращения ущерба для каждого типа тренировки. В случае создания оптимального множества тренировок, например для переподготовки с ограниченным сроком, используется модуль “Расчет оптимального множества тренировочных программ”, использующий данные полученной выборки для расчета по методике, изложенной в третьей главе (SQL-запрос).

The screenshot displays an Excel spreadsheet titled 'Trainings.xls'. The main data table is organized as follows:

№	Центр	Пол	Образование	Возраст	Статус	Тест	Тренинг	Время	Ущерб	Тест 1	Тест 2	Тест 3	Тест 4	Тест 5	Тест 6	Тест 7	Тест 8	Тест 9	Tmax	Тренинг	Время	Ущерб	Tmax	dS/dt 0	Limit	Ущерб	
9	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0001	2	1000	1	1	1	0	1	0	1	0	24.00	TR0001	2	1000	22.67	88.24	3	245.52	
10	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0002	3	1500	1	1	0	0	1	0	0	0	27.00	TR0002	3	1500	27.00	111.11	8	744.85	
11	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0003	2	2000	1	1	1	1	1	0	0	1	24.00	TR0003	2	2000	23.33	171.43	12	1483.23	
12	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0004	5	1200	1	0	1	1	0	0	1	0	70.00	TR0004	5	1200	70.00	34.29	0	0	
13	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0005	3	500	1	1	1	1	1	1	0	0	39.00	TR0005	3	500	40.00	25.00	0	0	
14	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0006	2	1300	1	0	1	0	1	0	0	0	28.00	TR0006	2	1300	26.67	97.50	5	436.94	
15	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0007	3	2500	1	1	1	1	1	1	0	0	39.00	TR0007	3	2500	39.00	128.20	15	1531.88	
16	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0008	2	800	1	1	1	0	1	1	0	0	24.00	TR0008	2	800	29.33	54.55	0	0	
17	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0009	1	1100	1	1	1	1	1	1	0	0	13.00	TR0009	1	1100	16.00	137.50	7	730.47	
18	1	ТУЦ	М	В	25	2	110	TR0010	3	700	1	1	1	1	1	1	0	0	39.00	TR0010	3	700	47.00	29.79	0	0	
19	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0001	2	1000	1	1	1	0	0	1	0	1	0	22.00							
20	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0002	3	1500	1	1	0	0	1	0	0	0	0	27.00							
21	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0003	2	2000	1	1	1	0	1	0	0	1	0	22.00							
22	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0004	5	1200	1	0	1	1	0	0	0	1	0	70.00							
23	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0005	3	500	1	1	1	1	1	1	0	0	39.00								
24	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0005	2	1300	1	1	1	0	1	1	0	0	1	24.00							
25	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0005	3	2500	1	1	1	1	0	1	0	0	1	36.00							
26	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0005	2	800	1	1	0	1	1	1	0	0	1	36.00							
27	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0005	1	1100	1	1	1	1	1	1	0	0	1	13.00							
28	2	ННУК	М	ССП	45	15	105	TR0006	3	700	1	1	1	1	1	0	1	0	1	60.00							
29	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0001	2	1000	1	1	1	0	0	1	0	1	0	22.00							
30	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0002	3	1500	1	1	0	0	1	0	0	0	0	27.00							
31	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0003	2	2000	1	1	1	1	1	0	0	1	0	24.00							
32	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0004	5	1200	1	0	1	1	0	0	0	1	0	70.00							
33	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0004	3	500	1	0	1	1	1	0	0	0	1	42.00							
34	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0004	2	1300	1	0	1	1	0	0	0	1	0	28.00							
35	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0004	3	2500	1	0	1	1	0	0	0	1	0	42.00							
36	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0004	2	800	1	0	1	1	0	0	0	1	0	28.00							
37	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0005	1	1100	1	1	1	1	1	1	1	0	1	22.00							
38	3	РУЦ	М	ССП	35	7	100	TR0006	3	700	1	0	1	0	1	0	0	1	0	42.00							

Рисунок 131 - Проектировщик оптимального множества тренингов

Кроме того, типовой комплекс должен включать модули, подробное описание которых выходит за рамки данного исследования:

- Модуль поддержки системы экспертных оценок;
- Модуль информационной поддержки и внутренней системы подсказок;
- Модуль поддержки экспериментальных исследований учебного процесса и расчета T_{max} ;
- База данных экспериментальных исследований;
- Модуль веб-сопряжения и удалённого доступа к тренажерам, базе моделей и экспериментальным данным.

5.4. Результаты внедрения

В работе проведена оценка экономического эффекта от внедрения в системы автоматизации управленческой отчетности САПР DMPipe.

В Таблице 9 представлены составляющие денежного выражения ожидаемых выгод от внедрения.

Таблица 9 - Составляющие денежного выражения ожидаемых выгод от внедрения САПР DMPipe, тыс. руб.

Годы	Доход от оказания административных услуг	Экономия расходных материалов	Экономия на заработной плате	Экономия времени на обработку информации	Другие выгоды (экономия финансирования, уменьшение потерь информации, экономия на аутсорсинге и т.д.)
2023	179,36	87,87	54,00	3,19	7,44
2024	200,00	87,87	59,44	5,32	8,19
2025	232,55	87,87	65,38	5,85	9,02
2026	268,30	87,87	71,93	6,44	9,91
2027	328,93	87,87	79,12	7,08	10,89

Главными составляющими этих выгод является увеличение объемов предоставления платных административных услуг и экономия на фонде заработной платы и расходных материалах.

В Таблице 10 приведены данные о составляющих рисков на обслуживание САПР DMPipe.

Наиболее весомыми по объему статьями в этих расходах являются расходы на заработную плату системным администраторам и административные расходы разного рода.

Таблица 10 - Составляющие расходов на обслуживание САПР DMPipe, тыс. руб.

Годы	Ремонт аппаратных систем	Расходные материалы	Электроэнергия для аппаратных систем	заработная плата	Обучение персонала	Административные расходы	Установка и обслуживание системы
2023	0,00	5,32	9,57	87,44	3,19	33,82	15,53
2024	5,32	6,38	10,06	87,44	3,19	37,21	1,70
2025	5,32	7,66	10,55	87,44	3,19	40,93	2,12
2026	7,44	9,19	11,08	87,44	3,19	42,02	3,19
2027	7,44	13,83	11,63	87,44	3,19	49,53	3,19

В Таблице 11 представлены составляющие ожидаемого операционного денежного потока от внедрения системы.

Таблица 11 - Составляющие денежного выражения ожидаемых выгод от внедрения САПР DMPipe, тыс. руб.

Год	Денежное выражение выгод	Расходы от потери информационной безопасности	Текущие расходы на обслуживание системы	Потери от простоя, ошибок
2023	331,91	0,00	154,89	1,70
2024	360,83	10,85	151,32	1,78
2025	400,68	10,85	157,23	2,12
2026	444,44	10,85	166,57	2,34
2027	513,91	10,85	176,27	3,93

Нулевое значение потерь от нарушения информационной безопасности в 2020г. обусловлено началом внедрения системы и запретом до конца года экспорта

данных операторами системы на любые внешние носители.

Расходы на программное и аппаратное обеспечение, обновление внутренней сети в помещениях администрации составили суммарно 115,53 тыс. руб. дисконтирование осуществлялось по учетной ставке ЦБ РФ, на момент расчетов составляла 19,5% (с припуском - 20%). Результаты оценки добавленной денежной стоимости в результате реализации проекта приведены в Таблице 12.

Таблица 12 - Расчет потока добавленной денежной стоимости от внедрения САПР DMPipe, тыс. руб.

Год	Модифицированная модель определения добавленной денежной стоимости	Коэффициент дисконтирования	Ожидаемый операционный поток от внедрения системы	Необходимый денежный поток для покрытия рисков на установление системы
2015	36,68	1,772	175,32	138,63
2016	30,53	1,476	196,89	166,36
2017	30,82	1,232	230,46	199,63
2018	25,10	1,025	264,68	239,57
2109	35,38	0,855	322,85	287,44
всего	158,51	-	1190,21	1031,68

Таким образом, прогнозируемый экономический эффект в течение пяти лет составил 158,51 тыс. руб., что определяет экономическую целесообразность внедрения модуля САПР DMPipe в деятельности предприятия нефтегазовой отрасли ПАО «Газпром».

ВЫВОДЫ ПО ПЯТОЙ ГЛАВЕ

1. Установлены и формализованы взаимосвязи между видами деятельности, потребностями специалистов и САПР, что позволило разработать комплекс показателей контроля рисков труда специалистов предприятий нефтегазовой отрасли. Разработанный метод многокритериального выбора комплекса контроля рисков специалистов на ОПО в условиях ограниченного обеспечения является инвариантным по отношению к уровням обеспечения рисков. Разработана информационная технология автоматизированной оценки и управления рисками безопасности специалистов предприятий нефтегазовой отрасли дает универсальный инструмент менеджеру (руководителю) предприятия для оценки и управления рисками безопасности конкретного специалиста.

2. Разработанная информационная подсистема оценки и управления рисками безопасности на предприятии являются удобным инструментом прикладного использования системы автоматизации управленческого учета САПР DMPipe. По результатам экспериментальной оценки адекватности полученных в работе научных результатов можно утверждать, что предложенный комплекс показателей контроля рисков труда специалистов предприятий нефтегазовой отрасли для различных мотивационных типов соответствует всем системным характеристикам адекватности принятым в работе.

3. Исследовано состояние диагностических систем контроля режимов работы технологических объектов магистральных нефтепроводов. Проанализированы системы и методы диагностики и определения утечек нефти из магистральных нефтепроводов, выделены их достоинства и недостатки. Рассмотрены SCADA-системы, обеспечивающие эффективное управление рабочим участком магистрального трубопровода и отслеживающие изменение всех технологических параметров перекачки в режиме реального времени. Определено перспективное направление в развитии систем управления объектами магистральных трубопроводов – построение интеллектуальных систем управления, которые за счет использования знаний, опыта и интуиции специалистов и лиц, принимающих

решения, обеспечивают принятие эффективного решения.

4. Новизна работы заключается в том, что получена постановка задачи управления режимами работы объектов в нечеткой среде и разработан эффективный метод ее решения, основанный на модификации принципа основного критерий. Поскольку многие технологические объекты нефтепровода работают в условиях нечеткости исходной информации, предлагаемый подход к решению задачи управления в нечеткой среде имеет практическое значение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного исследования предложена методология формализации процедур анализа опасности и работоспособности человеко-машинных систем в нефтегазовой отрасли. В исследовании доказано, что для каждого ключевого индикатора риска необходимо предусмотреть план по его ликвидации или недопущению. В этом плане могут быть такие позиции как, замена оборудования (например, рассчитанное на более высокие давления), установка дополнительного оборудования (например, установка регуляторов по давлению или сбросных клапанов). Мероприятия могут дублировать друг друга, например, превышение давления на участке трубопровода может быть вызвано процессами в разных элементах, но защитный клапан может парировать все эти опасности сразу. Тогда присваиваемый эффект, например, предотвращенный ущерб, суммируется при сохранении затрат на это мероприятие, тем самым резко повышая «рентабельность» этого мероприятия.

Кроме того, доказана необходимость в разработке методов и средств управления рисками безопасности специалистов предприятий. Задачи разработки информационной технологии управления информационными процессами контроля рисков специалистов требуют изучения вопросов оценки влияния контроля рисков на эффективность производства и выбора соответствующих методов их решения. Несмотря на концептуальную целостность существующих методов, все они рассматривают персонал предприятий нефтегазовой отрасли, как один из экономических ресурсов, а не как сложную динамическую систему.

Проведенный анализ современного состояния информационных технологий и систем управления ОПА предлагается алгоритм для АОР DMPipe. В предложенной системе обоснованы программные модули оценки и управления рисками безопасности либо вообще отсутствуют, либо используют устаревшие методики обработки данных: анкетирование, интервью и опросы. На основе проведенного аналитического обзора и анализа научно-технических и научных работ по теме диссертационной работы определены этапы научных исследований и обозначены задачи дальнейших исследований обучения работы в системе.

Автором предложены методы определения количественных показателей критериев РПБ, учитывающие объективные связи надежности аппаратных и программных средств АСУТП. Решение этой проблемы решается благодаря использованию развертывания пространства состояний элементов АСУТП к деревьям отказов (FTA) и деревьям событий (ETA) и дальнейшему объединению их в причинно-следственный механизм возникновения и развития отказов. При этом обеспечивается объективный подход по сравнению с ранговыми методами и возможность поиска наиболее критичных аварийных сочетаний ветвей FTA и ETA.

Кроме того, разработана уникальная система количественной оценки эффективности человеко-машинного взаимодействия – «оптимизация системы тренингов», а также улучшения этих показателей в результате прохождения курса теоретического обучения и практических тренингов. В данном исследовании результат апробации тренингов выводится с помощью web-технологий и позволяет обеспечить специалистов предприятия оперативной производственной информацией (предоставляет возможность просматривать тренды параметров, а также предложенные системой управления рекомендации по регулированию технологического процесса подачи). Согласно предлагаемой методике оптимизации системы тренингов, в рамках базовой концепции, основные тезисы которой изложены выше, предварительный базовый курс тренингов проектировался с учетом результатов предварительной прогонки. В качестве испытательного курса был выбран процесс проектирования системы заданий для конкурса «Молодые профессионалы» (WorldSkills Russia) по специальности 18.01.28 оператор нефтепереработки, проводившегося в 2019г. на территории ГБПОУ «Самарский политехнический колледж». Была проанализирована работа 16 учеников, проводивших подготовку к конкурсу в классе с 8 АРМами, оборудованными тренажером «ЭЛОУ АВТ». Ученики были разделены на 2 подгруппы. В рамках проектирования курса тренингов группой экспертов был предложен предварительный базовый список тренингов, который впоследствии может корректироваться и пополняться и показана схема оптимизации обучения.

Установлены и формализованы взаимосвязи между видами деятельности,

потребностями специалистов и САПР, что позволило разработать комплекс показателей контроля рисков труда специалистов предприятий нефтегазовой отрасли. Разработанный метод многокритериального выбора комплекса контроля рисков специалистов на ОПО в условиях ограниченного обеспечения является инвариантным по отношению к уровням обеспечения рисков. Разработана информационная технология автоматизированной оценки и управления рисками безопасности специалистов предприятий нефтегазовой отрасли дает универсальный инструмент менеджеру (руководителю) предприятия для оценки и управления рисками безопасности конкретного специалиста.

Разработанная информационная подсистема оценки и управления рисками безопасности на предприятии являются удобным инструментом прикладного использования системы автоматизации управленческого учета САПР DMPipe. По результатам экспериментальной оценки адекватности полученных в работе научных результатов можно утверждать, что предложенный комплекс показателей контроля рисков труда специалистов предприятий нефтегазовой отрасли для различных мотивационных типов соответствует всем системным характеристикам адекватности, принятым в работе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, James L. Buchwalter. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted With Simulated Software // Penn Well Corporation, Tulsa, Oklahoma, 2007. - 688 с.
2. Bertuzzi T., Rastelli S., Mulazzi A., Donadini G., Pietri A. Mycotoxin occurrence in beer produced in several European countries. // Food Control, 2011. - № 22. - P. 2059-2064.
3. Bruschi R., Monti P., Bolzoni G., Tagliaferr R. Finite Element Method as Numerical Laboratory for Analysing Pipeline Response under International Pressure, Axial Load, Bending Moment // OMAE'95. - 1995. - С. 78-99.
4. Cherepovitsyn A.E., Tsvetkova A., Komendantova N. Approaches to Assessing the Strategic Sustainability of High-Risk Offshore Oil and Gas Projects // Journal of Marine Science and Engineering, 2020. - № 8. - P. 995.
5. Danekind W.E., Miley D.R. Causes and effect of displacement of the tank roof on the measurement of the amount of gasoline in tanks with a floating roof // Company Sun Oil, отчет CE #120-28.
6. Dunjó J., Fthenakis V., Vílchez J.A., Arnaldos, J. Hazard and operability (HAZOP) analysis. A literature review // Journal of Hazardous Materials, 2010. - № 173. - p. 19-32.
7. Janošovský J., Labovský J., Jelemenský L. Ammonia synthesis fundamentals for a model-based HAZOP study // Acta Chimica Slovaca. - 2015. - № 8. - P. 10.
8. Kagermann H., Wahlster W., Helbig J. Recommendations for Implementing the Strategic Initiative Industrie 4.0, // - National Academy of Science and Engineering, 2013. - 89 p.
9. Kazakovs M. Automation of Human Resources Development Planning// Procedia Computer Science - 2015 - № 77. - p. 234-239
10. Kryazhych O. The solution of the optimization task in justifying projects according to the method DOTMLPF // Mathematical machines and systems. 2. - 2014. - P. 78-94.

11. Kuntner J. Characterizing the rheological behavior of oil-based liquids: microacoustic sensors versus rotational viscometers // *IEEE Sens*, 2005. - № 5. - P. 850-856.
12. Marcin P., Justyna K. System analysis of human capital for information system development // *Procedia Computer Science*. - 2018. - № 126. - P. 1197-1205.
13. Okoji A., Anozie A., Omoleye J. Evaluating the thermodynamic efficiency of the cement grate clinker cooler process using artificial neural networks and ANFIS // *Ain Shams Engineering Journal*, 2022. - № 13. - P. 704.
14. Pfeffer A., Urbas L. HAZOP studies for engineering safe modular process plants. // *22nd IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, 2017. - № 10. - P. 42.
15. Sharyn D. G. Virtual HR: The impact of information technology on the human resource professional // *Journal of Vocational Behavior*. - 2014. - № 63(2). - P. 159-179.
16. Tugnoli A., Cozzani V., Padova A., Barbaresi T., Tallone F. Mitigation of fire damage and escalation by fireproofing: A risk-based strategy // *Reliability Engineering & System Safety*, 2012. - № 105. - P. 25-35.
17. Zhang J. Designing a cost effective and reliable // *Pipeline reliability conference*. Houston, USA. 1996. - P. 321.
18. Агафонов В.В., Скрипка А.В., Яхеев В.В., Кабиров М.П., Гурков А.А., Снигирев В.В. Оптимизация производственно-логистической системы угледобывающих предприятий с помощью имитационного моделирования. // *Уголь*. – 2022. - № 5(1154). – С. 68-71.
19. Актерский Ю.Е., Смирнов А.С. Повышение эффективности снижения рисков чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса. // *Научно-аналитический журнал "Вестник Санкт-петербургского университета государственной противопожарной службы МЧС России"*. – 2022. - №1. – С. 1-10.
20. Антонян Л.О. Формирование современной структуры российской нефтегазовой отрасли : роль внешних и внутренних факторов : диссертация

кандидата экономических наук : 08.00.01; [Место защиты: Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова]. - Москва, 2018. - 208 с.

21. Афиногентов А.А, Багдасарова Ю.А., Тычинина Ю.А. Исследование гидродинамики магистральных нефтепроводов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. - № 2. - 2012. - С. 183-189.

22. Барруху С. Ф., Печерская О.А. Экономические последствия экологической аварии на АО "Норильско-Таймырская энергетическая компания" // Менеджер года. - Воронеж: Воронежский государственный лесотехнический университет им. Г.Ф. Морозова, 2021. - С. 11-15.

23. Белим С.В., Ларионов И.Б., Ракицкий Ю.С. Разработка электронной образовательной среды ВУЗа // Математические структуры и моделирование 2016. № 4(40). С. 122–132.

24. Белкин И. М., Виноградов Г. В., Леонов А. И. Ротационные приборы. Измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов. - М.: Машиностроение, 1968. - 272 с.

25. Белкин И. М., Крашенинников С. К. Ротационная вискозиметрия // Заводская лаборатория, т. XXXV, № 2, 1965. - С. 185-198.

26. Бирюков В.В., Штанг А.А. Оборудование нефтегазовых производств. - Н: Изд-во НГТУ, 2016. - 514 с.

27. Болодьян И.А. Пожаровзрывоопасность объектов хранения сжиженного природного газа. Анализ состояния проблемы // Пожарная безопасность. - 2000. -№2. - С. 86-96.

28. Борсук О. И. Экологическая катастрофа в Норильске // Среда, окружающая человека: природная, техногенная, социальная, 2021. - С. 142-146.

29. Брезницкая В.В. К вопросу об основных информационных ресурсах и процессах современной корпоративной информационной системы // Решетневские чтения, 2018. - № 22. - с. 188-190.

30. Бруслиновский А.Ю., Самигуллин Г.Х. Оценка пожарной опасности на установках переработки нефти на основе стохастического моделирования. //

Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2021. - №6. – С. 23-36.

31. Брушлинский Н.Н., Соколов С.В., Клепко Е.А. Основы теории пожарных рисков и ее приложения – М. Академия ГПС МЧС России, 2011. -82 с.

32. Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий: Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. - 2015.

33. Власов В. З. Общая теория оболочек и ее приложение в технике. // Учебное пособие. - М.: Гостехиздат, 1979. - 784 с.

34. Вострых А.В. Модель описания элементов информационных систем, ориентированных на человеко-машинное взаимодействие. // Приборы и системы. управление, контроль, диагностика. – 2021. - №11. – С. 23-30.

35. Вылегжанина А. О. Информационно-технологическое и программное обеспечение управления проектом. - М.; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 480 с.

36. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов. - Москва : ВНИИОЭНГ, 1979. - 52 с.

37. Геллер С. И. Мазут как топливо. - М.: Недра, 1965. - 386 с.

38. Глухов М.М., Шишков М.М. Математическая логика. Дискретные функции. Теория алгоритмов. - М.: Лань, 2012. - С. 117

39. Глухов Н. И., Наседкин П.Н. Онтологические модели в процессе управления информационными рисками и информационной безопасности хозяйствующих субъектов // Информационные технологии и математическое моделирование в управлении сложными системами. - 2020. - № 2(7). - С. 24-31.

40. Голанова А.В., Голикова Е.И. Формирование электронной информационно-образовательной среды школы в современных условиях // Вестник Череповецкого государственного университета. - 2021. - №1. -С. 165-178.

41. Головина Е.В., Калач А.В., Беззапонная О.В., Крутолапов А.С., Шарапов С.В. Повышение безопасности объектов нефтегазового комплекса путем совершенствования огнезащитных составов. // Пожаровзрывобезопасность. – 2022. - №3. – С. 24-33.

42. Горячева М.О., Актерский Ю.Е., Минкин Д.Ю. Анализ проблемы снижения пожарного риска на объектах водородной энергетики и нефтегазового комплекса. // Проблемы управления рисками в техносфере. – 2022. - №4(64). – С. 55-61.
43. Горячева М.О., Актерский Ю.Е., Минкин Д.Ю. Проблемы обеспечения пожарной безопасности на объектах водородной энергетики и нефтегазового комплекса. // Современные проблемы гражданской защиты. – 2023. - № 1(46). – С. 78-83.
44. ГОСТ 13368-73. Вискозиметры ГСП. Общие технические условия. - М.: Издательство стандартов, 1973. - 14 с.
45. ГОСТ Р 27.012-2019 (МЭК 61882:2016). Национальный стандарт Российской Федерации. Надежность в технике. Анализ опасности и работоспособности (HAZOP)" (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.10.2019 N 1227-ст).
46. ГОСТ Р 51901.1-2002. Государственный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем" (принят и введен в действие Постановлением Госстандарта РФ от 07.06.2002 N 236-ст).
47. ГОСТ Р 51901.13- 2005 (МЭК 61025:1990). Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска АНАЛИЗ ДЕРЕВА НЕИСПРАВНОСТЕЙ IEC 61025:1990 Fault Tree Analysis (FTA) (MOD).
48. ГОСТ Р ИСО 31000-2010. Менеджмент риска. Принципы и руководство. - М.: Стандартиформ, 2012. -24 с.
49. ГОСТ Р ИСО/МЭК 27005:2010. Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Менеджмент риска информационной безопасности. - М.: Стандартиформ, 2011. - 94 с.
50. Гусейнзаде М.А., Юфин В.А. Методы расчета неустановившегося движения нефтепродуктов и нефтей в магистральных трубопроводах с промежуточными насосными станциями. - М.: Недра, 1973. - 70 с.
51. Гущина Ю. В. Организаций и управление нефтегазовой отраслью. - Волгоград: ВолГТУ, 2018. - 116 с.

52. Данельская Л. П. Исследование мостовых дроссельных гидравлических преобразователей для измерения технологических параметров жидкости: Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. - 1974.
53. Долговых В.Л. Аварийное опорожнение магистрального нефтепровода при безнапорном режиме: Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. - 2004.
54. Древецкий В. В. Влияние изменения вязкости на динамические характеристики ламинарных дросселей // Вестник НУВХП. - 2007. - № 2 (38). - С. 319-324.
55. Древецкий В. В. Мобильный автоматический анализатор показателей качества нефтепродуктов // Сб. науч. работ Военного ин-та Киевского национального университета. 2016. - № 5. - С. 41-45.
56. Еремеев А.П., Куриленко И.Е., Смирнова А.Е. Разработка темпорального расширения методов рассуждений на основе прецедентов // Труды конгресса по интеллектуальным системам и информационным технологиям. - 2011. Научное издание в 4-х томах. - Т.1. - С. 50-59.
57. Еремин Н. А., Столяров В. Е., Пахомов А. Л., Чудин Е. А. Организация системы комплексной безопасности цифрового нефтегазового предприятия // Автоматизация и информатизация ТЭК. - 2022. - № 4(585). - С. 25-35.
58. Еремина Т.Ю., Корольченко Д.А.. Обзор программного обеспечения расчета огнестойкости строительных конструкций для различных моделей пожаров. // Пожаровзрывобезопасность. – 2020. - № 3. С. 44-53.
59. Житомирский А. Н. Зависимость вязкости жидких нефтепродуктов от температуры // Химия и технология топлив и масел. - 1981. - № 9. - С. 46-49.
60. Завальный П.Н., Одишария Г.Э. Современное состояние и потенциальные возможности создания комплексов СПГ различного назначения с использованием отечественных технологий и оборудования: проблемы и решения // Научный журнал Российского газового общества. - 2016. - № 4. - С. 3-10.
61. Згуровский М.З., Панкратова Н.Д. Системный анализ. Проблемы,

методология применения. - К.: «Научная мысль», 2018. - С. 117.

62. Иванов Р. В. Комплексная система управления предприятием нефтегазовой отрасли на основе совмещения функционального и процессно-ориентированного подходов. - СПб., 2010. - С. 13.

63. Иванова Л. А., Гридина Э. К., Голубева Н. С., Попова Е. А. Применение риск-ориентированного подхода по оценки аварий на предприятии с повышенной опасностью // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. - 2022. - № 1. - С. 51-57.

64. Иванова М.В. Оценка профессионального риска работников топливно-энергетического комплекса. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. – № 2(287). – С. 55-58.

65. Илиев А.Г., Гончарова А.Г. Анализ методов совершенствования риск-ориентированного подхода к управлению охраной труда при обеспечении производственной безопасности // Наукосфера. - 2021. - № 5-2. - С. 93-100.

66. Кадочникова Е.Н. Вопросы обеспечения пожарной безопасности производственных объектов. // ОБЖ: основы безопасности жизни. – 2021. - №6. – С.39-44.

67. Кангин В.В., Кангин М.В., Ямолдинов Д.Н. Разработка SCADA-систем – Вологда: Изд-во Инфра-Инженерия, 2019. – 564 с.

68. Карасев Е.В., Никифоров А.Л., Таратанов Н.А., Манин В.Н. Определение причастности короткого замыкания фаз на низковольтной стороне трансформатора к причине пожара // Пожарная и аварийная безопасность. – 2020. - №1(16). – С. 5-11.

69. Качинский А.Б. Основы системного анализа безопасности сложных систем. - К.: ГП «НПЦ «Евроатлантикинформ», 2006. - С. 153-155.

70. Киселева Е. Инновации SAP для нефтегазовой отрасли: Цифровое месторождение. Производственная эффективность предприятий добычи. // САП СНГ, Департамент нефтяной и газовой промышленности. - 2018. - 19 с.

71. Комаров И.В. Основы теории непрерывных радиолокационных систем с частотно-модулированными колебаниями. -М.: Горячая линия-Телеком, 2010. -

392с.

72. Кондаурова И.А. Анализ зарубежных тенденций в сфере охраны труда // Вести Автомобильно-дорожного института. - 2021. - № 2 (37). - С. 97-104.

73. Конобеевских В.В., Калач А.В., Моторыгин Ю.Д., Куватов В.И. Алгоритм оценки эффективности комплексной безопасности организационной системы. // Вестник воронежского института ФСИН России. – 2022. - №4. – С. 90-98.

74. Королев Д.С., Кончаков С.А., Смирнов А.С., Мартинович Н.В. Совершенствование способа предотвращения образования горючей среды в нефтегазовой отрасли на основе синтеза пожарной автоматики и интеллектуального алгоритма. // Сибирский пожарно-спасательный вестник. – 2022. - №1(24). – С. 29-36.

75. Корольченко Д.А., Пузач С.В. Учет механизма тушения пламени в интегральных и зонных моделях расчета динамики опасных факторов пожара в помещении. // Пожаровзрывобезопасность. – 2021. – №2. – С. 78-87.

76. Крутин В. И. Акустические методы измерения вязкости - М.: Изд. Московского горного института, 1973. - 123 с.

77. Крутин В. Н. Колебательные вискозиметры и пути их совершенствования // Вибрационная вискозиметрия. Сб. научн. тр. Ин-та Теплофизика АН СССР. - 1973. - С. 8-28.

78. Крутоголов В. Д., Иванов П. А. Ротационный вискозиметр для исследования ньютоновских и структурированных жидкостей // Заводская лаборатория. - 1973. - № 10. - С. 1278-1279.

79. Кузьменко А. Ю. Ротационные вискозиметры с СВЧ системой преобразования контролируемого параметра. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. 2003.

80. Лабинский А.Ю. Методы диагностики техногенных объектов. // Проблемы управления рисками в техносфере. – 2022. - №6(63). – С. 6-12.

81. Ларионова, М.А. Современные проблемы оценки эффективности механизмов стратегического управления. // Всероссийские студенческие

Ломоносовские чтения – 2022. - МЦНП «Новая наука». - С. 182-185.

82. Ластовская М. Р. Позиции России на мировых нефтегазовых рынках. - М.: МАКС Пресс, 2017. - С. 19.

83. Левашова Д.В. Проблемы автоматизации управленческой отчетности // Фундаментальные и прикладные исследования: проблемы и результаты. - 2015. - № 17. - с.170-173.

84. Липатников В. А., Шевченко А.А. Методика проактивного управления информационной безопасностью распределенной информационной системы на основе интеллектуальных технологий // Информационные системы и технологии. - 2022. - № 2(130). - С. 107-115.

85. Лисанов М.В., Симакин В.В., Макушенко А.И., Дворниченко П.И., Еремеев-Райхерт А.В. Применение методов анализа опасностей HAZID и HAZOP при проектировании газотранспортного терминала // Безопасность труда в промышленности. - №8. - 2008.

86. Ломанцов В.А. Разработка метода диагностирования нефтегазового оборудования, эксплуатируемого в сероводородсодержащих средах, с применением анализа охрупчивания металла: Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. 2013.

87. Лунев Р.А., Терентьев С.В. Информационные системы в АСУТП. - Орел: ОрелГТУ, 2009. –213 с.

88. Мазеин С.А. HAZOP – практическое руководство. – Екатеринбург: Издательские решения, 2020. - 130 с.

89. Матико Г. Ф. Синтез и моделирование дроссельных систем газогидродинамичних устройств контроля состава веществ: Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. 2008.

90. Мурзабаева Э.И., Саидова А.К. Промышленная безопасность хранилищ сжиженного газа // Пожарная и аварийная безопасность. - 2016. - С. 112-115.

91. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федер. закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями на 11 июня 2021 г.)

(редакция, действующая с 1 июля 2021 г.).

92. Об охране окружающей среды: Федер. закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ.

93. Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 31 дек. 2020 г. № 2451.

94. Осипов И. В. Модель анализа рисков информационной безопасности с учетом оценки эффективности инвестиций в систему защиты // Научные исследования молодых учёных, 2021. - С. 71-74.

95. Павловская А. В. Практикум по основам экономической деятельности предприятий нефтегазового комплекса // Учебное пособие - Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2017 - С. 89-95.

96. Парфирьева Е. Н. Развитие нефтегазового сервиса: зарубежный опыт и российская практика. - К: Изд-во КНИТУ, 2015. - С. 64.

97. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. Приказом Федер. службы по эколог., технолог. и атомному надзору от 15 дек. 2020 г. № 534.

98. Приставка А.Н. Совершенствование оценки эффективности деятельности компании // Мир экономики и управления. - 2022. - №1(22). - С. 165-184.

99. Разумова Ю.В., Шарощенко И.В., Бондаренко А.Ю. Внутренний рынок сжиженного природного газа: современное состояние, конъюнктурные тенденции // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» - Том 7, - №2 (2015).

100. Рогожкин А. П. Разработка автоматизированной системы оценки рисков информационной безопасности с учетом оценки критериев человеческого фактора // Новые горизонты, 2021. - С. 431-433.

101. Сикарев И.А., Сухопаров М.Е., Петриева О.В. Оценка функционального состояния объекта сетевой инфраструктуры при помощи

нейросетевого подхода. // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2021. - № 6. – С. 452-458.

102. Скавыш С.А. Разработка методики прогнозирования аварийного распространения нефти в снежном покрове вследствие порыва магистрального нефтепровода зимой: Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. 2014.

103. Славкина М. В. Нефтегазовый фактор отечественной модернизации. - М.: Весь Мир, 2015. - С. 51-53.

104. Соловьев А. И., Каплун А.Б. Вибрационный метод измерения вязкости жидкостей - Новосибирск. Наука, Сибирское отделение АН СССР, 1970. - 140 с.

105. Сорокин Д.В., Никифоров А.Л.. Математическое моделирование нестационарного теплообмена в многослойном композиционном материале // Технологии и качество. – 2021. – №1 (51). – С. 9-14.

106. Спиридонова В.Г., Циркина О.Г., Никифоров А.Л., Ульева С.Н.. Сравнительный анализ методик и средств оценки пожарной опасности полимерных материалов // Современные проблемы гражданской защиты. – 2021. – № 3(40). – С. 54-60.

107. Таубкин С.И. Пожар и взрыв, особенности их экспертизы. - М.: ВНИИПО, 1999. - С. 124

108. Тищенко А. А. Корпоративные информационные системы. - Брянск: Изд-во БГТУ, 2015. - С. 74.

109. Ульева С.Н., Никифоров А.Л., Наконечный С.Н., Циркина О.Г.. Проблемы осуществления визуального контроля тепловых режимов работы технологического оборудования для предотвращения возникновения аварийных ситуаций // Пожарная и аварийная безопасность. – 2021. – № 1 (20). –С. 32-38.

110. Ульева С.Н., Никифоров А.Л., Шабунин С.А.. Возможности термических методов анализа при определении пожарной опасности полимерных изоляционных материалов электрокабельных изделий // Современные проблемы гражданской защиты. – 2021. – № 4(41). – С. 132-139.

111. Чмирева Е.В. Методы оценки персонала - выбор метода оценки.

Экономика и современный менеджмент: теория и практика. - Новосибирск - 2015. - № 56. - С. 173-177.

112. Шалай В.В., Макушев Ю.П. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС. Учебная книга. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. - 296 с.

113. Шеховцова С.Р., Лебедева Е.П., Шеховцов Е.В. Влияние эффективности управленческих решений на деятельность организации // Актуальные проблемы и перспективы развития современной науки, 2015. - С. 64-78.

114. Шушакова К. А. Уроки Норильской катастрофы: недопущение и предотвращение // Трансформация права в информационном обществе. - Екатеринбург: "Уральский государственный юридический университет", 2020. - С. 454-460.

115. Юрчевский Е. В. Электрофлюидный метод и устройство контроля вязкости диэлектрических жидкостей: Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. 2012.

116. Якуцени С. П., Соловьев И.А. Расчёт ущерба окружающей среде в результате аварии на складе ГСМ в Норильске // Географическая среда и живые системы. - 2020. - № 4. - С. 48-56.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Листинг выходной информации прогонки алгоритма определения превышений КИР

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2565.93>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2027.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2017.57>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_8

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2017.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2017.69>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_20

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3277.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2863.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 19015.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25010.22>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20646.86>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24360.79>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24360.79>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25010.22>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49371.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49371.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49371.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 17861.70>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13597.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 12768.75>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5476.31>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5476.31>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2478.08>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход м³/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=283.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=10.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=290.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=30.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=296.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.МА_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.МА_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PТВ_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PТВ_2.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PТВ_2.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=50.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.МА_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.МА_2

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=300.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход м³/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ПТВ_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ПТВ_2.REG_1
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ПТВ_2.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=70.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=310.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход м³/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20512.16>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13745.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13185.03>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5316.28>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5318.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2603.97>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2651.46>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2049.91>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 349.07>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3183.45>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2771.10>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18832.61>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.47>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.56>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.00>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.30>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.78>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.29>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20517.17>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_2.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13725.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_6

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 13164.20>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_7

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5320.01>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_10

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 5323.52>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_13

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2609.02>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.UPN.Pipe_15

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2660.80>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_3

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2057.24>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.RP.Pipe_4

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.MA_2

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 353.00>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SIKN.REG_1

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22

ТЕСТ [3]: Температура в РВС, K Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.BKNS.MA_1

- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.ECN.REG_1
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 18833.58>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_4
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25089.43>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_6
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 20498.19>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_9
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24425.62>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_11
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 24427.25>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_13
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 25091.06>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_12
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.44>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49530.37>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16
- ТЕСТ [3]: Температура в РВС, К Temp=320.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49531.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=350.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=350.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [31]: Температура в РВС, К Temp=350.00. Превышение КИР Максимальная температура, К 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 3182.95>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_21
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 2770.90>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.Voda.Pipe_22
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1
- ТЕСТ [3]: Уровень в РВС, м Level=1.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, К 309.28>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.VKNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.SHGN_1.REG_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49529.75>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_14

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход в трубопроводе, Q 49531.66>2000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.Pipe_16

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальный расход м3/ч 49532.00>3000.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_1

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура корпуса насоса, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.DNS.MA_2

ТЕСТ [31]: Уровень в РВС, м Level=100.00. Превышение КИР Максимальная температура, K 345.15>300.00 у объекта Prj.ROOT.Main.PTB_1.REG_1

Приложение № 2

Листинг выходной информации работы алгоритма формирования плана парирующих мероприятий

0.5	0- Pipe_3	2-Смена типа трубопровода	100	100	150	150	(Pipe_3, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода)
0.5	1- Pipe_4	2-Смена типа трубопровода	100	200	150	300	(Pipe_4, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода)
0.5	2- Pipe_8	2-Смена типа трубопровода	100	300	150	450	(Pipe_8, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода)
0.5	3- Pipe_10	2-Смена типа трубопровода	100	400	150	600	(Pipe_10, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода)
0.5	4- Pipe_20	2-Смена типа трубопровода	100	500	150	750	(Pipe_20, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода) (Pipe_20, Смена типа трубопровода)
0.5	7- REG_1	2-Смена типа регулятора на тип 2	100	600	150	900	(REG_1, Смена типа регулятора на тип 2)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода) (Pipe_20, Смена типа трубопровода) (REG_1, Смена типа регулятора на тип 2)
0.5	8- Pipe_21	2-Смена типа трубопровода	100	700	150	1050	(Pipe_21, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода) (Pipe_20, Смена типа трубопровода) (REG_1, Смена типа регулятора на тип 2) (Pipe_21, Смена типа трубопровода)
0.5	9- Pipe_22	2-Смена типа трубопровода	100	800	150	1200	(Pipe_22, Смена типа трубопровода)	(Pipe_3, Смена типа трубопровода) (Pipe_4, Смена типа трубопровода) (Pipe_8, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода) (Pipe_20, Смена типа трубопровода) (REG_1, Смена типа регулятора на тип 2) (Pipe_21, Смена типа трубопровода) (Pipe_22, Смена типа трубопровода)

								<p>трубопровода) (Pipe_6, Смена типа трубопровода) (Pipe_9, Смена типа трубопровода) (Pipe_11, Смена типа трубопровода) (Pipe_13, Смена типа трубопровода) (Pipe_12, Смена типа трубопровода) (Pipe_14, Смена типа трубопровода) (Pipe_16, Смена типа трубопровода) (REG_1, Смена типа регулятора на тип 2) (REG_1, Смена типа регулятора на тип 2) (Pipe_7, Смена типа трубопровода) (Pipe_6, Смена типа трубопровода) (Pipe_7, Смена типа трубопровода) (Pipe_10, Смена типа трубопровода) (Pipe_13, Смена типа трубопровода) (Pipe_15, Смена типа трубопровода) (MA_1, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_2, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_1, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_2, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_1, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_2, Заменить насос на WRY 125-100-250) (MA_1, Заменить насос на УМЦН 200-250) (MA_1, Заменить насос на УМЦН 200-250) (MA_1, Заменить насос на УМЦН 200-250) (MA_1, Заменить насос на УМЦН 200-250)</p>
--	--	--	--	--	--	--	--	--

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

об официальной регистрации программы для ЭВМ

№ 2005611823

TransNNP. Программа имитации объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

Правообладатель(ли): *Шевченко Дмитрий Иванович (RU), Гиниятов Ильнур Гумарович (RU), Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Автор(ы): *Шевченко Дмитрий Иванович, Гиниятов Ильнур Гумарович, Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2005611724

Дата поступления 11 июля 2005 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
25 июля 2005 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.И. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

об официальной регистрации программы для ЭВМ

№ 2007612079

**TransNNP RP. Программа моделирования и имитации объектов
трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов**

Правообладатель(ли): **Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Гиниятов Ильнур Гумарович (RU), Кудрявцев Александр
Алексеевич (RU)**

Автор(ы): **Шевченко Дмитрий Иванович, Гиниятов Ильнур
Гумарович, Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)**

Заявка № **2007611555**

Дата поступления **23 апреля 2007 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
22 мая 2007 г.



*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам*

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011610562

ArgoPM

Правообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью
«АТП» (RU)*

Автор(ы): *Шевченко Дмитрий Иванович,
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2010617033

Дата поступления 10 ноября 2010 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

11 января 2011 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B.P. Simonov'.

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011610561

DMPipe

Правообладатель(ли): *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Автор(ы): *Шевченко Дмитрий Иванович,
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2010617032

Дата поступления 10 ноября 2010 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

11 января 2011 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613730

Построение системы карт тренировок (DMPipe-CardTraining)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*



Заявка № 2018610896

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613722

Программа для моделирования работы энергосетей
предприятия (DMPipe-Energo)Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2018610865

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613728

Программа генерации событий для обучения специалистов
нефтегазовой сферы (DMPipe-Event)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*



Заявка № 2018610903

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613724

Программа моделирования газодинамических процессов в
трубопроводных сетях (DMPipe-Gas)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2018610868

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613727

Программа моделирования работы микропроцессорных
систем автоматики (DMPipe-MPSA)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*



Заявка № 2018610904

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613725

Программа моделирования гидравлических процессов в
трубопроводных сетях (DMPipe-Oil)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2018610869

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613723

Формирование курса обучения (DMPipe-Course)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*

Заявка № 2018610866

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018613729

Программа обучения оперативного электротехнического
персонала (TransNNP ZRU)

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «Автоматизация
Технологических Процессов» (RU)*

Авторы: *Шевченко Дмитрий Иванович (RU),
Кудрявцев Александр Алексеевич (RU)*



Заявка № 2018610900

Дата поступления 01 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 марта 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017615928

«Тренажерный комплекс диспетчерского управления
магистральными нефтепроводами»

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования «Тюменский
индустриальный университет» (ТИУ) (RU)*

Авторы: *Земанков Юрий Дмитриевич (RU), Подорожников Сергей Юрьевич
(RU), Некрасов Владимир Олегович (RU), Земенкова Мария Юрьевна (RU), Дудин
Сергей Михайлович (RU), Петряков Виталий Александрович (RU), Шевченко
Дмитрий Иванович (RU), Кудрявцев Александр Алексеевич (RU), Нугуманов Венер
Гависович (RU), Данилюк Игорь Васильевич (RU), Тарасова Дарья Алексеевна
(RU)*

Заявка № 2017610311

Дата поступления 11 января 2017 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 26 мая 2017 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017616534

Программа для обучения «Сценарии и действия эксплуатационного персонала при локализации и ликвидации аварийных ситуаций на нефтеперекачивающей станции и нефтепроводе»

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ) (RU)**

Авторы: *см. на обороте*



Заявка № **2017610310**

Дата поступления **10 января 2017 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **08 июня 2017 г.**

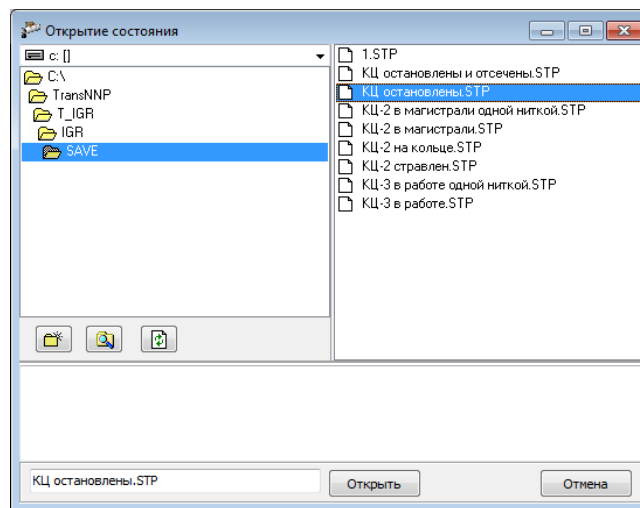
*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

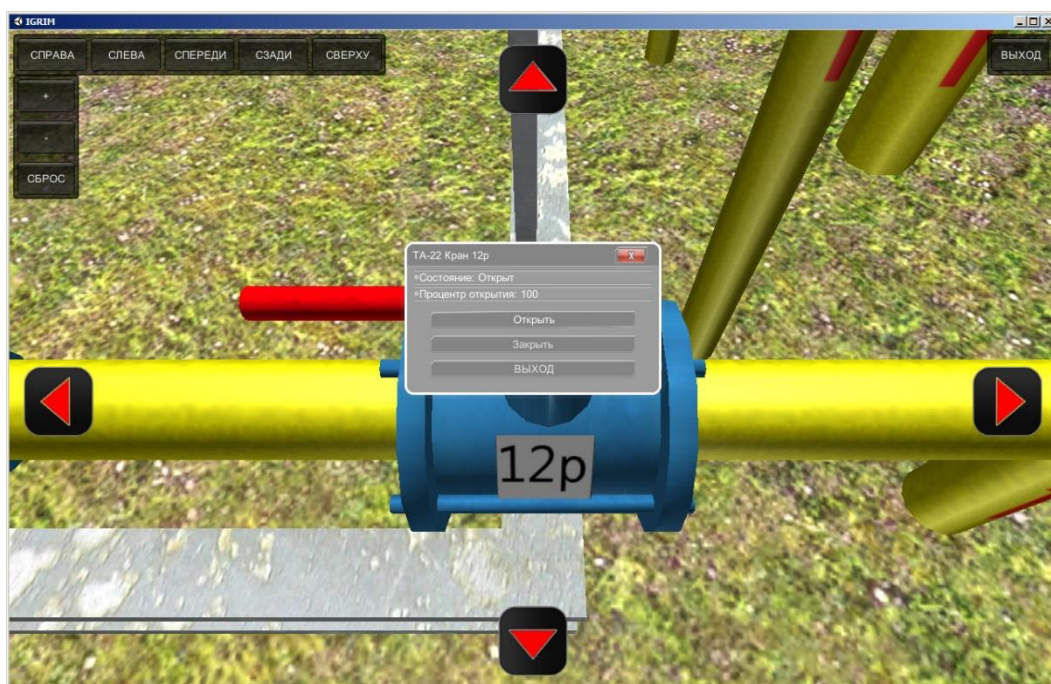
Примеры тренингов

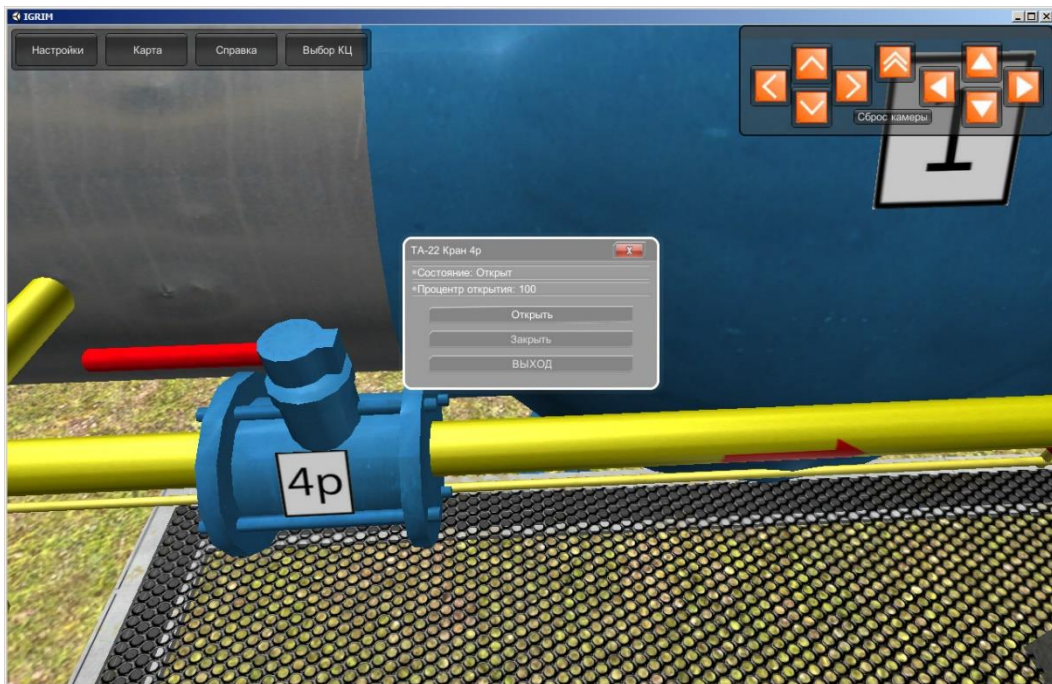
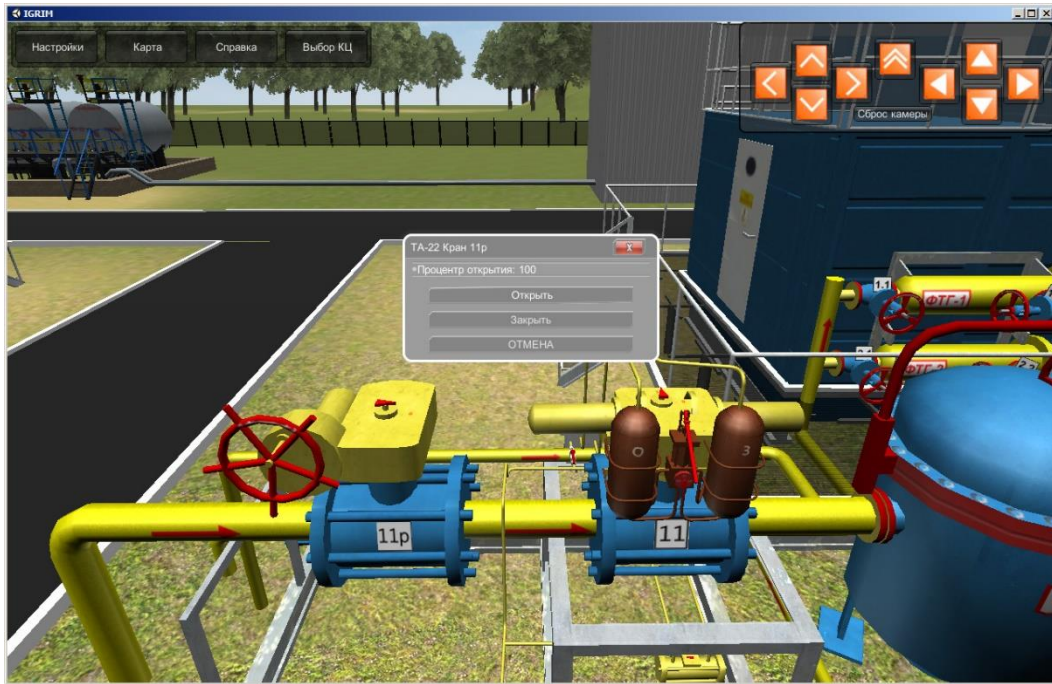
Пример: Автоматический пуск ГПА в работу с выводом на режим "Кольцо" с открытыми ручными кранами 12р, 4р и 11р.

На АРМ преподавателя открыть состояние «КЦ остановлены».

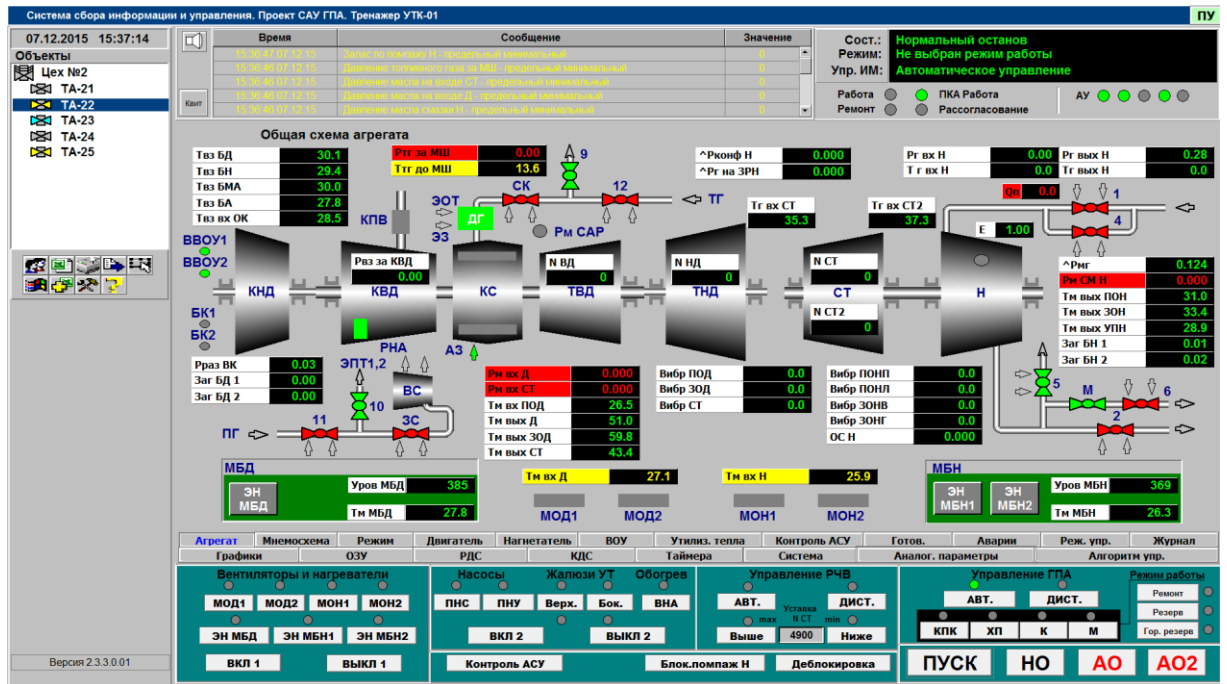


На 3D панели выбрать КЦ-2 ГПА Ц-16, в меню Карта выбрать ГПА 22. Краны 12р, 4р, 11р находятся в открытом состоянии.





На АРМ преподавателя на экране управления ГПА №22 агрегат находится в горячем резерве.



Последовательно нажать кнопки с подтверждением АВТ и «К» и далее «Пуск».

На АРМ преподавателя на экране управления ГПА №22 после нажатия кнопки «К» на несколько секунд появится и исчезнет надпись «Контроль АСУ».

После нажатия кнопки «Пуск» выполняются следующие действия:

Включение маслосистемы;

Через 40 секунд открытие крана 4;

Через 40 секунд закрытие крана 5;

Через 260 секунд и после того как входящее давление будет больше 35кг/см² открытие крана 1;

Закрытие крана 4;

Через 5 секунд открывается кран СК и 12;

Через 20 секунд открывается кран 6 и моквелд;

Через 120 секунд кран 11 закрывается;

Через 5 секунд включается РНА;

Через 75 секунд включаются КС, ДГ;

Обороты ТВД начинают расти до 2700 оборотов;

Когда обороты ТВД будут больше 2600 включаются ВОД1, ВОД2, ВОУ1, ВОУ2;

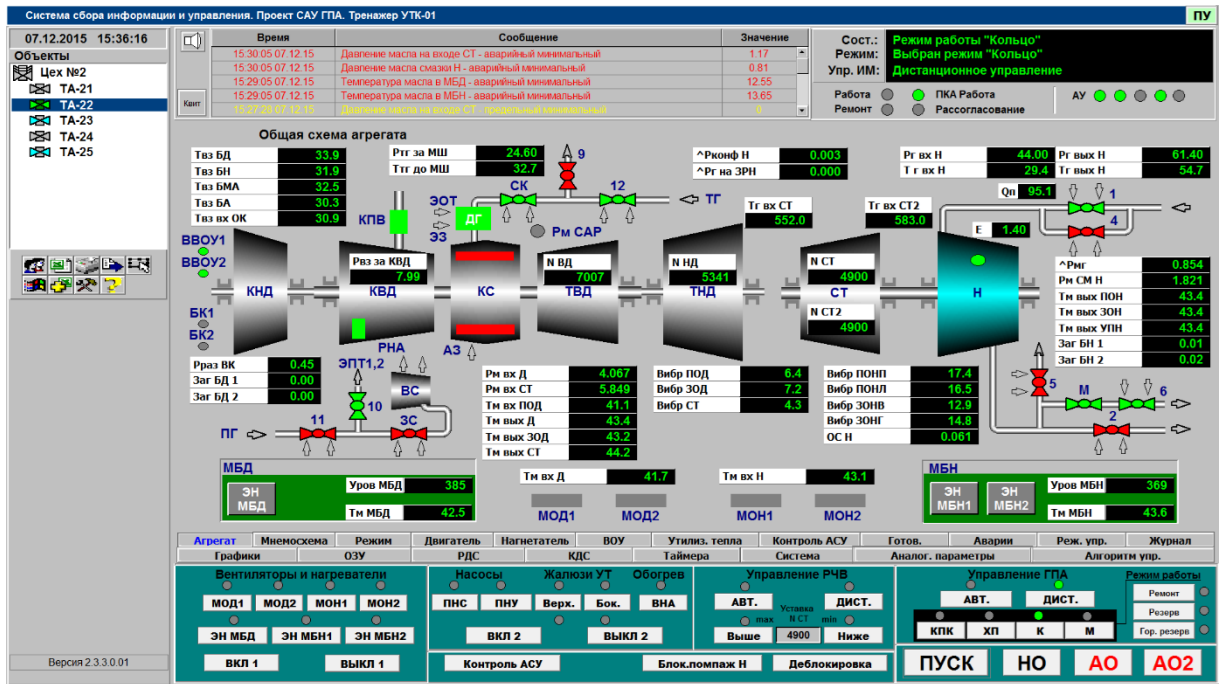
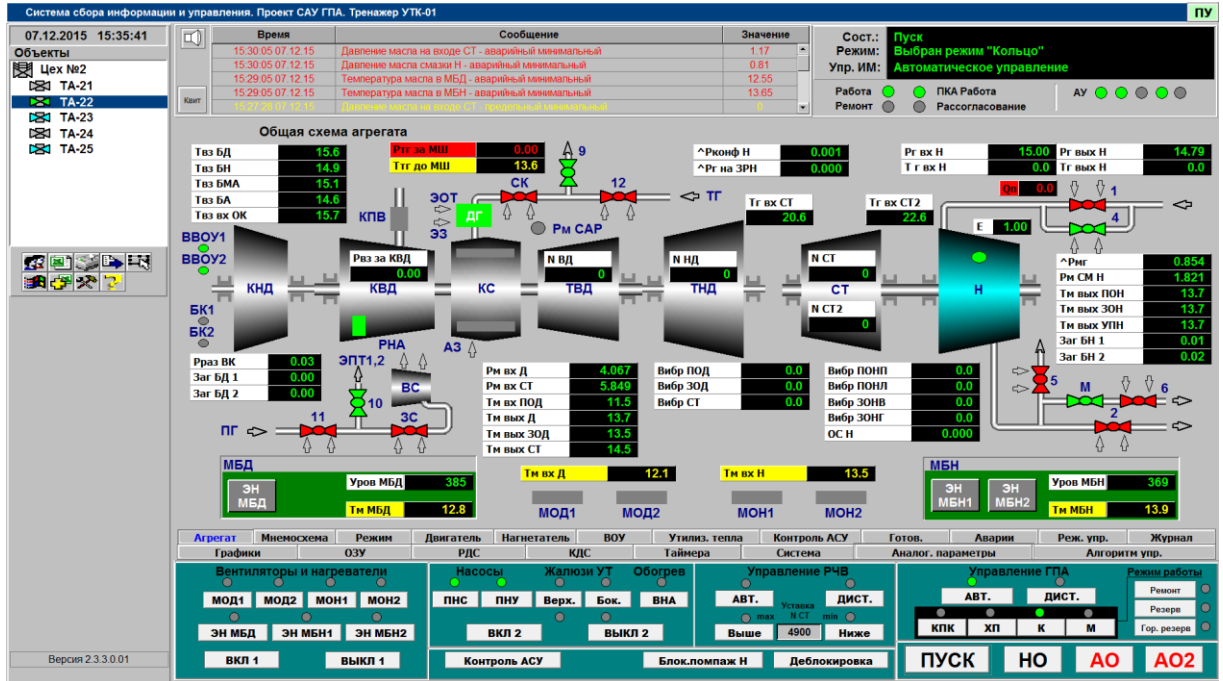
Закрывается кран 11;

Через 20 секунд обороты ТВД набирают до 4400 оборотов;

Остановка ПНУ;

Через 10 секунд остановка ПНС;

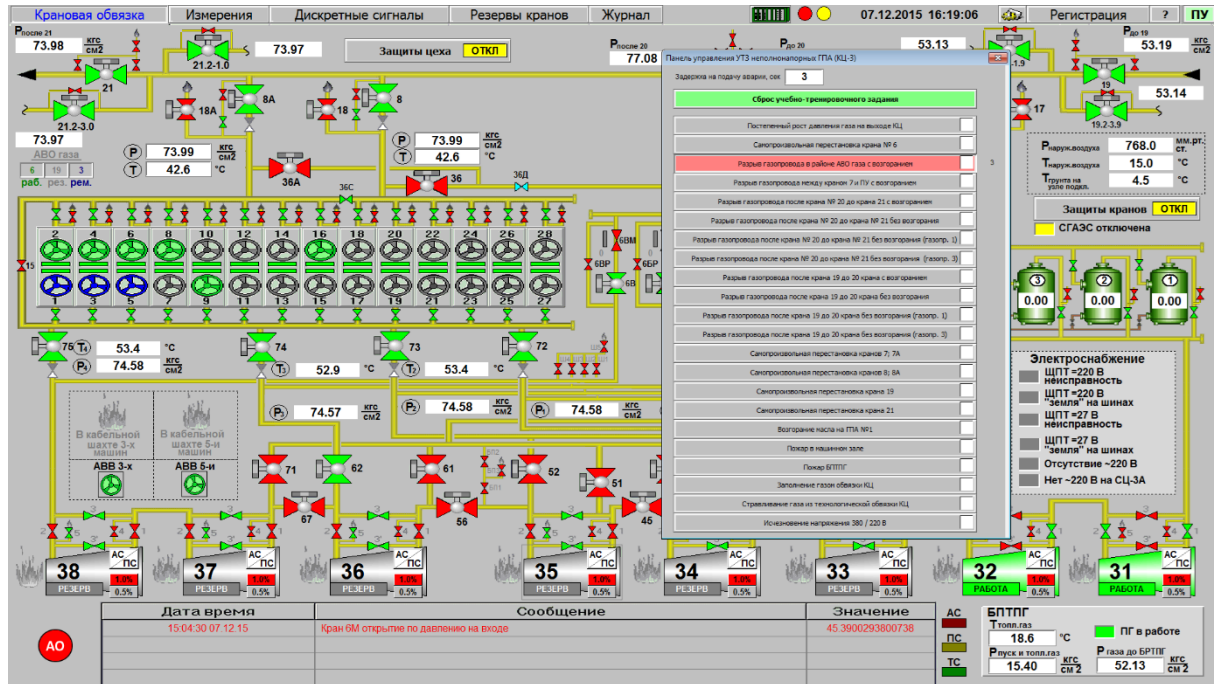
Через 30 секунд состояние агрегата будет «Режим работы «Кольцо»».



Пример: Разрыв газопровода в районе АВО газа с возгоранием

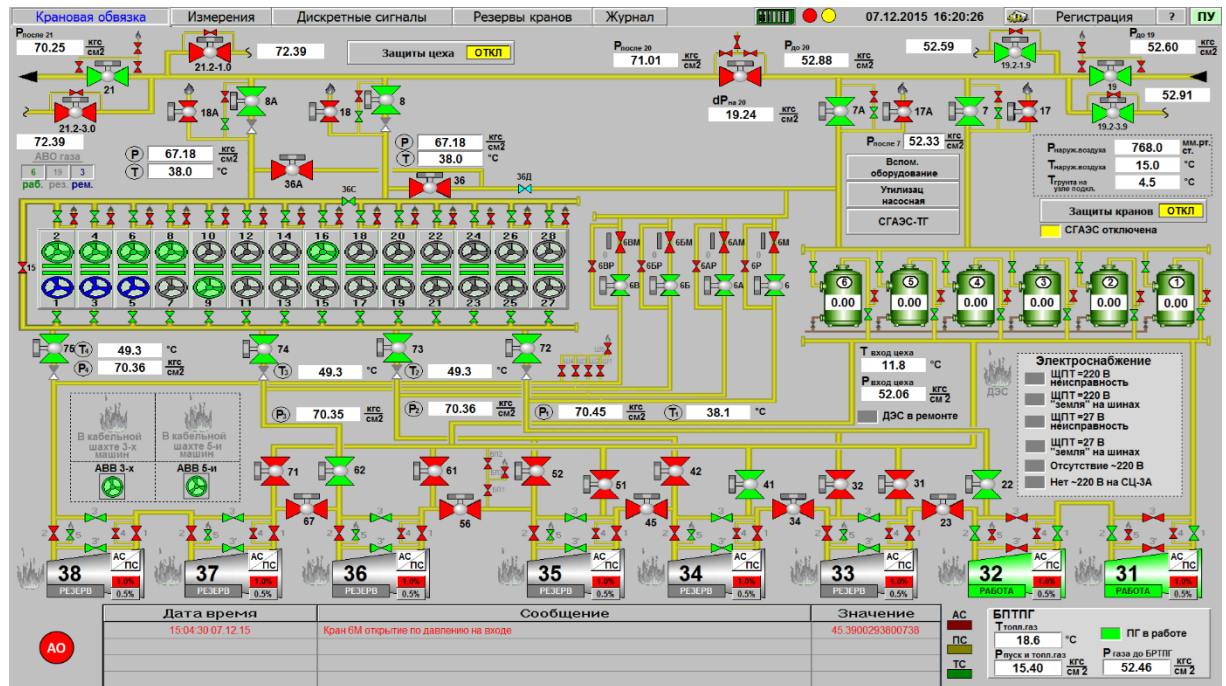
На АРМ преподавателя открыть состояние «КЦ-3 в работе»

Через генератор УТЗ-3 задать соответствующую аварию.



Происходит падение давления на выходе КЦ со скоростью ~ 1 кгс/см².

Ученик должен определить место разрыва. После закрытия перемычек 21.21 и 21.23 давление продолжает падать. Необходимо выполнить АО КЦ с контролем за перестановкой кранов.



На мнемосхеме ШКС КЦ-3 нажать кнопку АО.

Происходит АО всех работающих ГПА со стравливанием:

Открываются краны 3 и збис;

Краны 12 и СК закрывается, 9 открывается;

Снижение оборотов ТВД;

При снижении оборотов ТВД ниже 3300 закрываются краны 1, 2;

При снижении давления масла за ГМН ниже 4.5 включить ПМНС.

Отключаются МНУ1 и МНУ2;

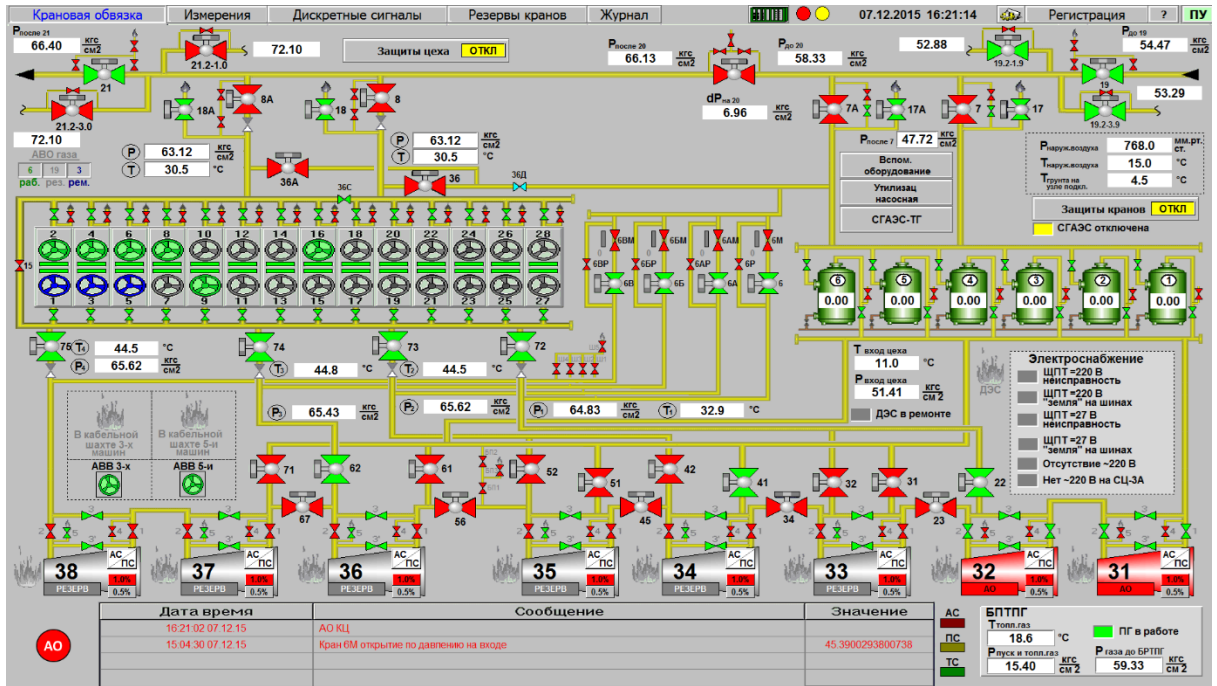
Через 15 секунд открывается кран 5;

Агрегат переходит в режим «Резерв»;

ПМНС отключается.

Закрываются краны 7, 7_1, 7а, 7а_1, 8, 8_1, 8а, 8а_1;

Открываются краны 17, 17а, 18, 18а.



Пример решаемой задачи тренинга «оператора НПС» (уровень подготовки студента выше стартового, уровень специалиста ДПО).

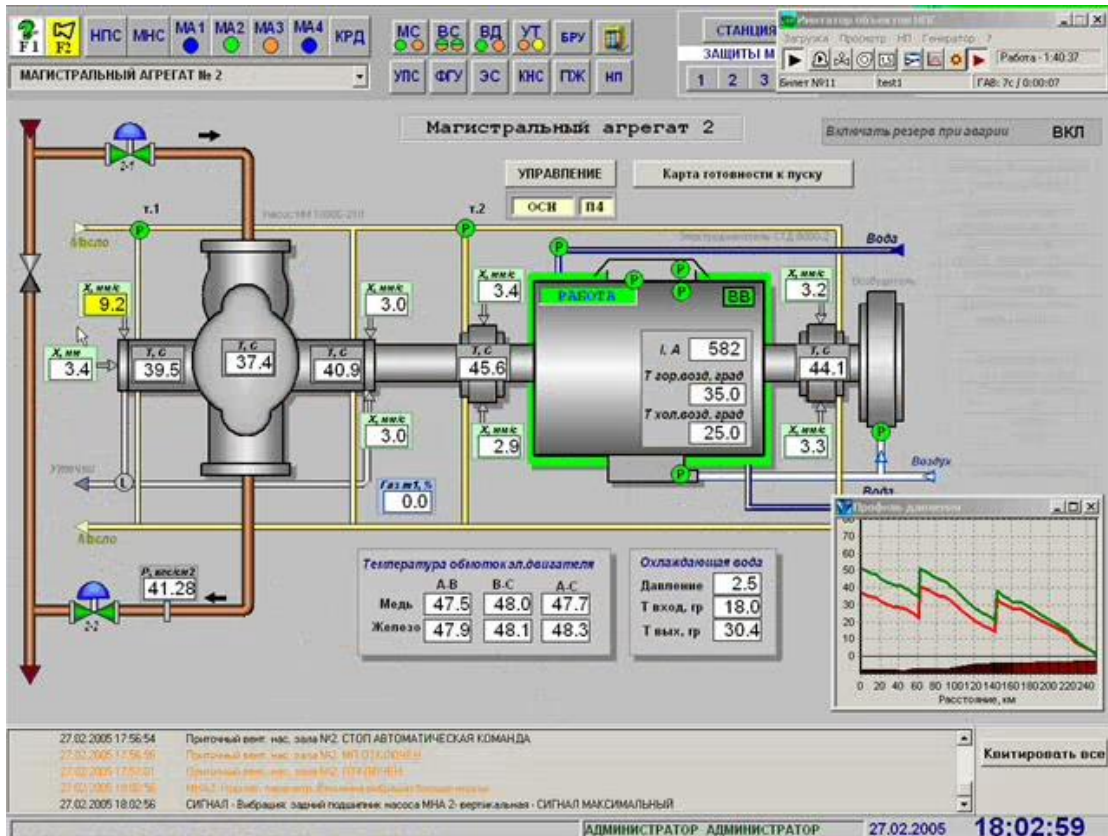
У преподавателя имеется возможность имитировать (заранее программировать или вводить в интерактивном режиме со своего отдельного АРМ в компьютерной сети с предустановленным тренажером, включая макет - фактически еще один компьютер) нештатные ситуации, отказы оборудования НПС и запорной арматуры, аварийные ситуации, прорывы и утечки на линейном участке нефтепровода.

В генераторе тренингов можно, например, настроить последовательную цепочку событий, предшествующих аварийной ситуации, происходящих в заданное время, что позволяет наиболее реалистично имитировать реальные отказы и аварии.

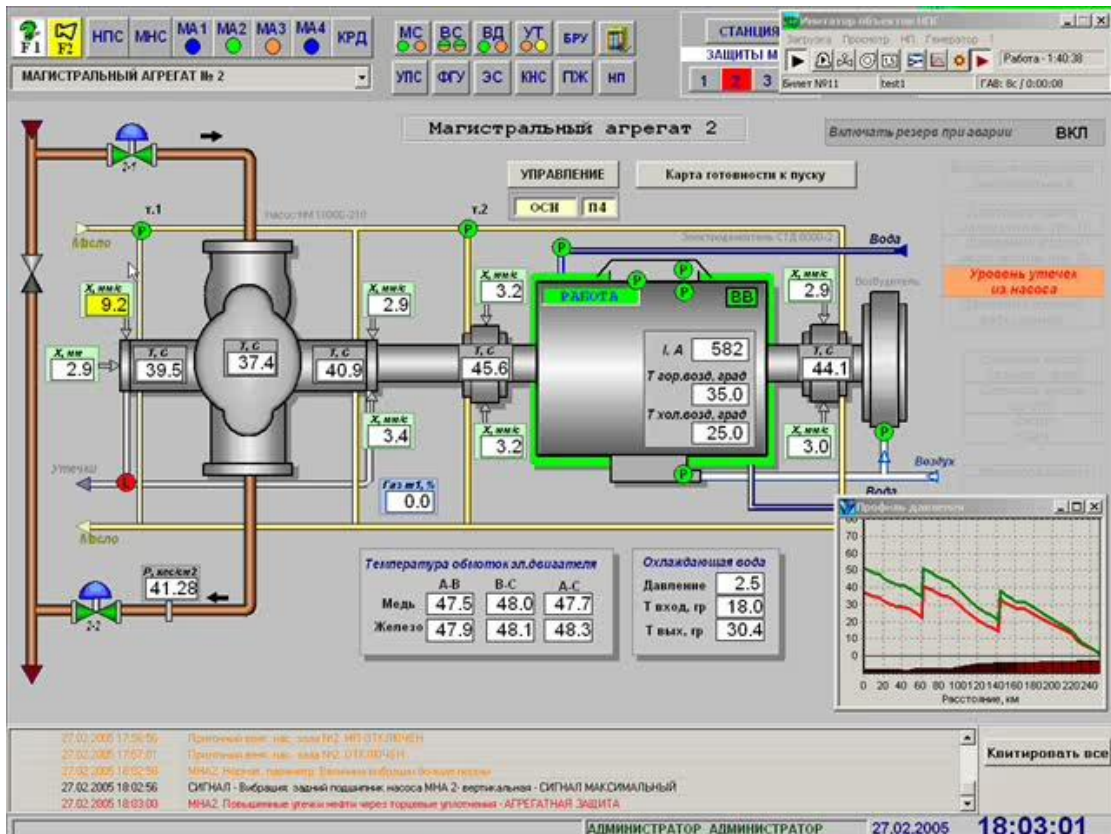
The screenshot displays a software interface for a training simulator. The main window is titled "Список аварийных ситуаций: Агрегатные аварии МНА2: НПС Р-1". It contains a table with the following columns: "№ пп", "Название", "Вкл.", "Т1, с", "Знач1", "Т2, с", "Вкл.2", and "Знач2". The table lists various emergency situations, such as "Повышенная температура заднего подшипника насоса" and "Аварийная вибрация заднего подшипника насоса вертикальная". The interface also includes a top menu bar with icons for "НПС", "МНС", "МА1", "МА2", "МА3", "МА4", "КРД", "МС", "ВС", "ВД", "УТ", "БРУ", "УПС", "ФГУ", "ЭС", "КНС", "ГЖ", "НП", and "СТАНЦИЯ". A smaller window titled "График динамики" shows a line graph with "Расстояние, км" on the x-axis (0 to 240) and a y-axis ranging from 0 to 70. The graph displays two data series, one in green and one in red, showing a general downward trend with some fluctuations. The bottom status bar shows the date "27.02.2005" and time "18:02:44".

№ пп	Название	Вкл.	Т1, с	Знач1	Т2, с	Вкл.2	Знач2
1	Повышенная температура заднего подшипника насоса	ОТКЛ	1	70,00	10	Вкл	32,50
2	Аварийная температура заднего подшипника насоса	ОТКЛ	1	112,50	10	Вкл	32,50
3	Повышенная температура переднего подшипника насоса	ОТКЛ	1	70,00	10	Вкл	32,50
4	Аварийная температура переднего подшипника насоса	ОТКЛ	1	112,50	10	Вкл	32,50
5	Повышенная температура заднего подшипника двигателя	ОТКЛ	1	70,00	10	Вкл	32,50
6	Аварийная температура заднего подшипника двигателя	ОТКЛ	1	112,50	10	Вкл	32,50
7	Повышенная температура переднего подшипника двигателя	ОТКЛ	1	70,00	10	Вкл	32,50
8	Аварийная температура переднего подшипника двигателя	ОТКЛ	1	112,50	10	Вкл	32,50
9	Повышенная температура корпуса насоса	ОТКЛ	1	70,00	10	Вкл	32,50
10	Аварийная температура корпуса насоса	ОТКЛ	1	112,50	10	Вкл	32,50
11	Повышенная температура обложки статора	ОТКЛ	1	115,00	10	Вкл	55,00
12	Аварийная температура обложки статора	ОТКЛ	1	175,00	10	Вкл	55,00
13	Повышенные утечки нефти через торцевые уплотнения	ВКЛ	5	ДА	500	Вкл	НЕТ
14	Повышенная вибрация заднего подшипника насоса вертикальная	ВКЛ	1	9,15	10	Вкл	3,55
15	Аварийная вибрация заднего подшипника насоса вертикальная	ОТКЛ	1	13,10	10	Вкл	3,55
16	Повышенная вибрация заднего подшипника насоса горизонтальная	ОТКЛ	1	9,15	10	Вкл	3,55
17	Аварийная вибрация заднего подшипника насоса горизонтальная	ОТКЛ	1	13,10	10	Вкл	3,55
18	Повышенная вибрация переднего подшипника насоса вертикальная	ОТКЛ	1	9,15	10	Вкл	3,55
19	Аварийная вибрация переднего подшипника насоса вертикальная	ОТКЛ	1	13,10	10	Вкл	3,55
20	Повышенная вибрация переднего подшипника насоса горизонтальная	ОТКЛ	1	9,15	10	Вкл	3,55
21	Аварийная вибрация переднего подшипника насоса горизонтальная	ОТКЛ	1	13,10	10	Вкл	3,55
22	Повышенная вибрация заднего подшипника двигателя вертикальная	ОТКЛ	1	6,55	10	Вкл	3,00
23	Аварийная вибрация заднего подшипника двигателя вертикальная	ОТКЛ	1	11,05	10	Вкл	3,00
24	Повышенная вибрация заднего подшипника двигателя горизонтальная	ОТКЛ	1	6,55	10	Вкл	3,00
25	Аварийная вибрация заднего подшипника двигателя горизонтальная	ОТКЛ	1	11,05	10	Вкл	3,00
26	Повышенная вибрация переднего подшипника двигателя вертикальная	ОТКЛ	1	6,55	10	Вкл	3,00
27	Аварийная вибрация переднего подшипника двигателя вертикальная	ОТКЛ	1	11,05	10	Вкл	3,00
28	Повышенная вибрация переднего подшипника двигателя горизонтальная	ОТКЛ	1	6,55	10	Вкл	3,00
29	Аварийная вибрация переднего подшипника двигателя горизонтальная	ОТКЛ	1	11,05	10	Вкл	3,00
30	Аварийное осевое смещение радиально-упорного подшипника насоса	ОТКЛ	1	ДА	10	Вкл	НЕТ
31	Минимальное давление масла в трубопроводе 1.1	ОТКЛ	1	ДА	10	Вкл	НЕТ
32	Минимальное давление масла в трубопроводе 1.2	ОТКЛ	1	ДА	10	Вкл	НЕТ
33	Минимальное давление смазки подшипников	ОТКЛ	1	ДА	10	Вкл	НЕТ

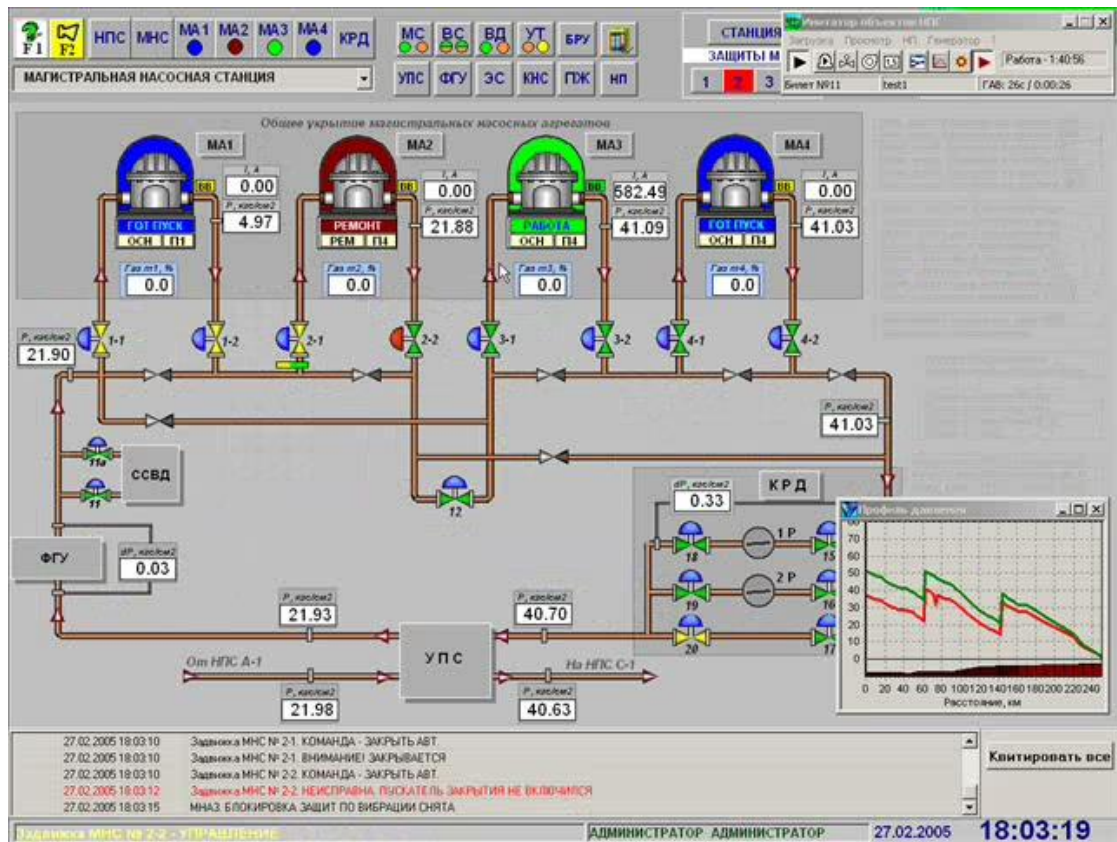
Например, генератор аварий настаивается на последовательную цепочку аварийных ситуаций на промежуточной нефтеперекачивающей станции. Имитируются повышенная вибрация заднего горизонтального подшипника насоса и неисправность выходной задвижки МНА 2.



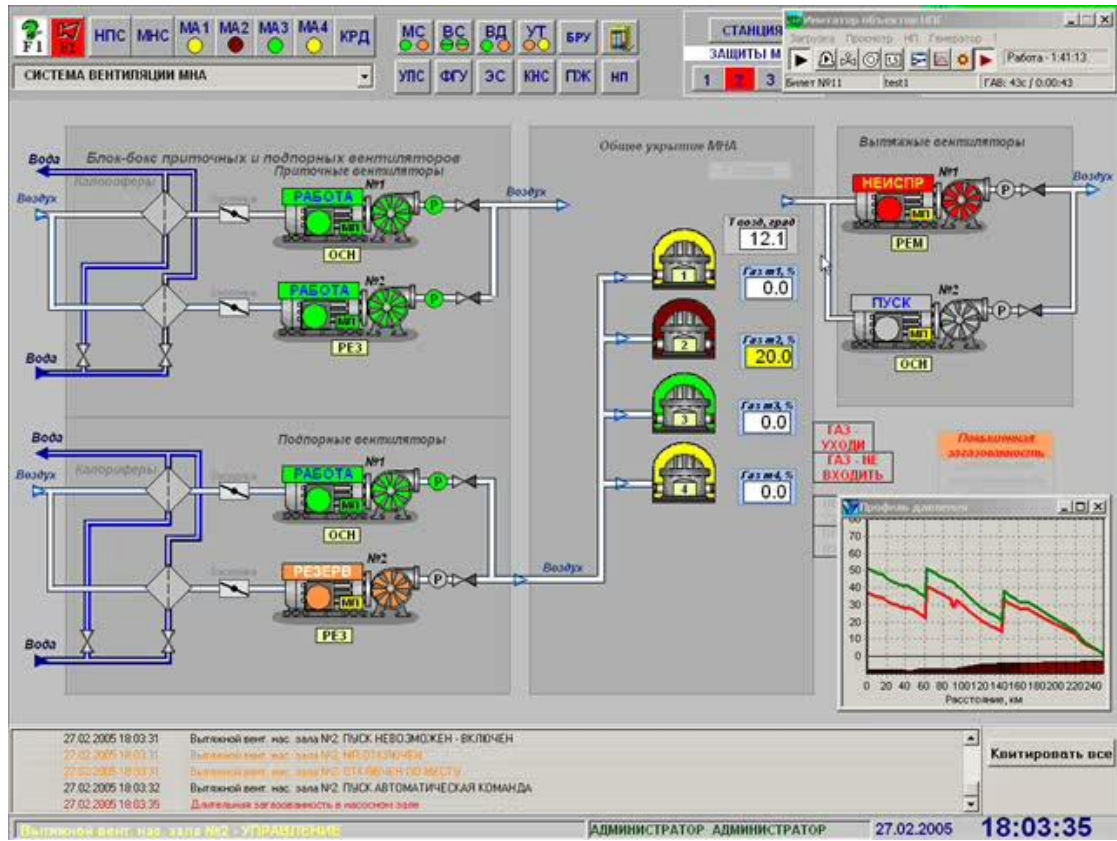
Через 5 секунд имитируется утечка через торцевые уплотнения насоса.



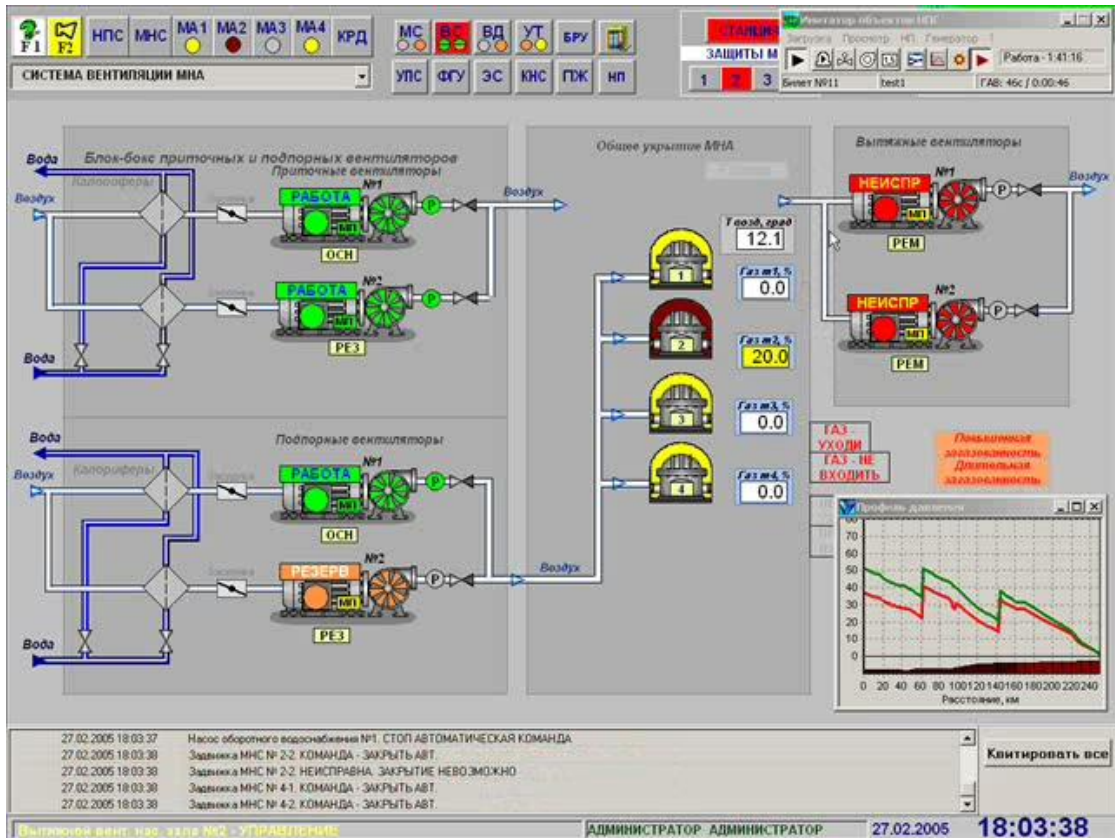
При этом, агрегат останавливается по агрегатной защите, с закрытием задвижек.



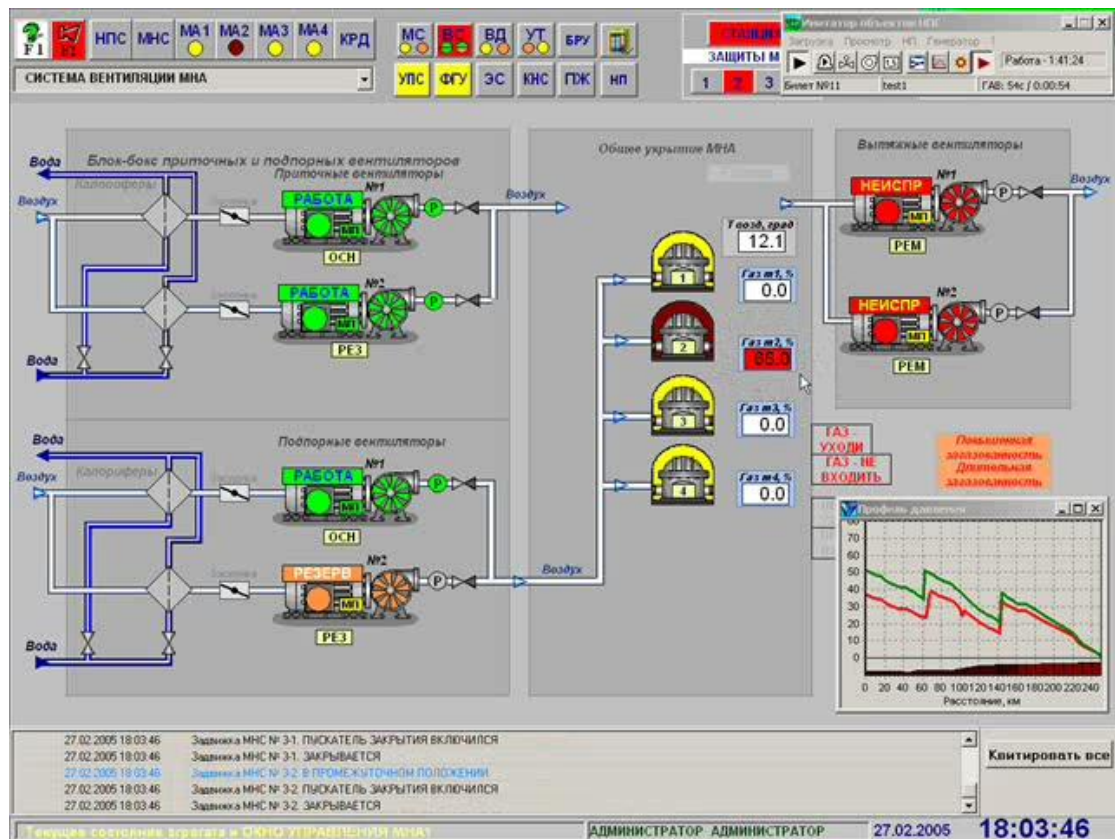
И запускается в работу резервный агрегат МНА №3. Выясняется, что выходная задвижка МНА №2 не закрылась. В результате через 25 секунд имитируется повышенная загазованность у агрегата.



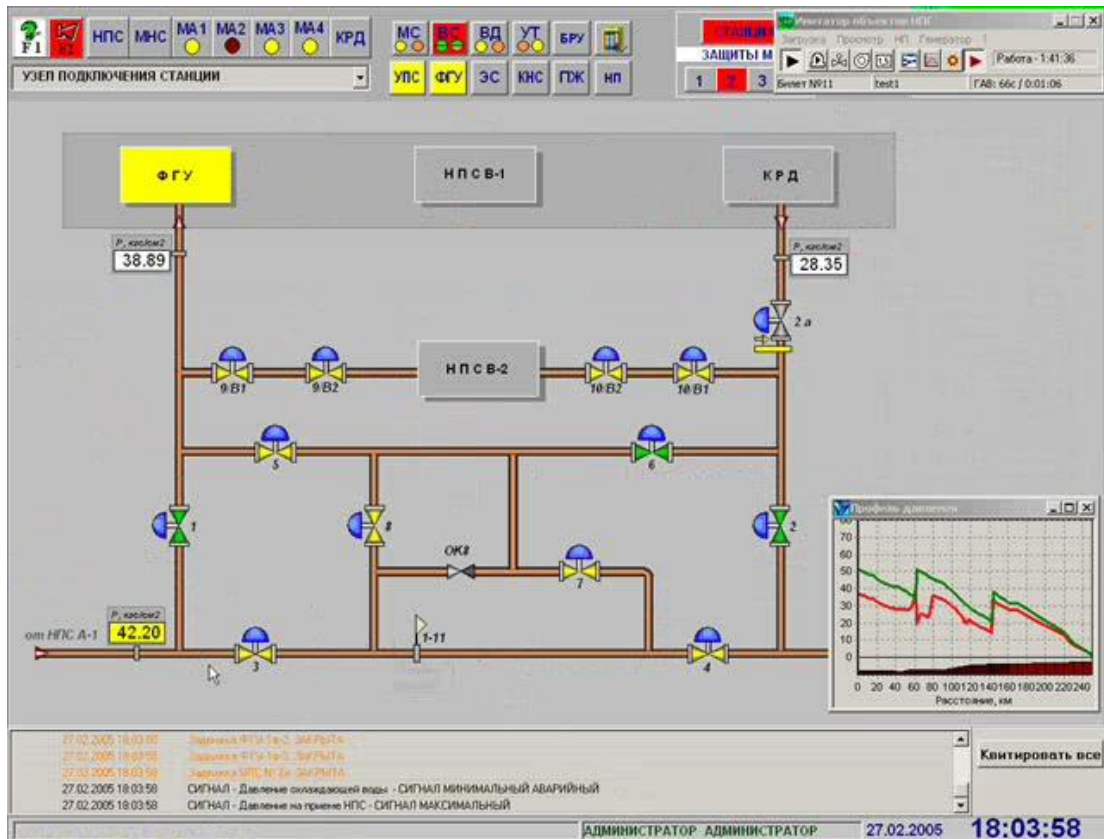
Включается аварийная и приточно-вытяжная вентиляция. Через 40 секунд, имитируется неисправность вытяжных вентиляторов.



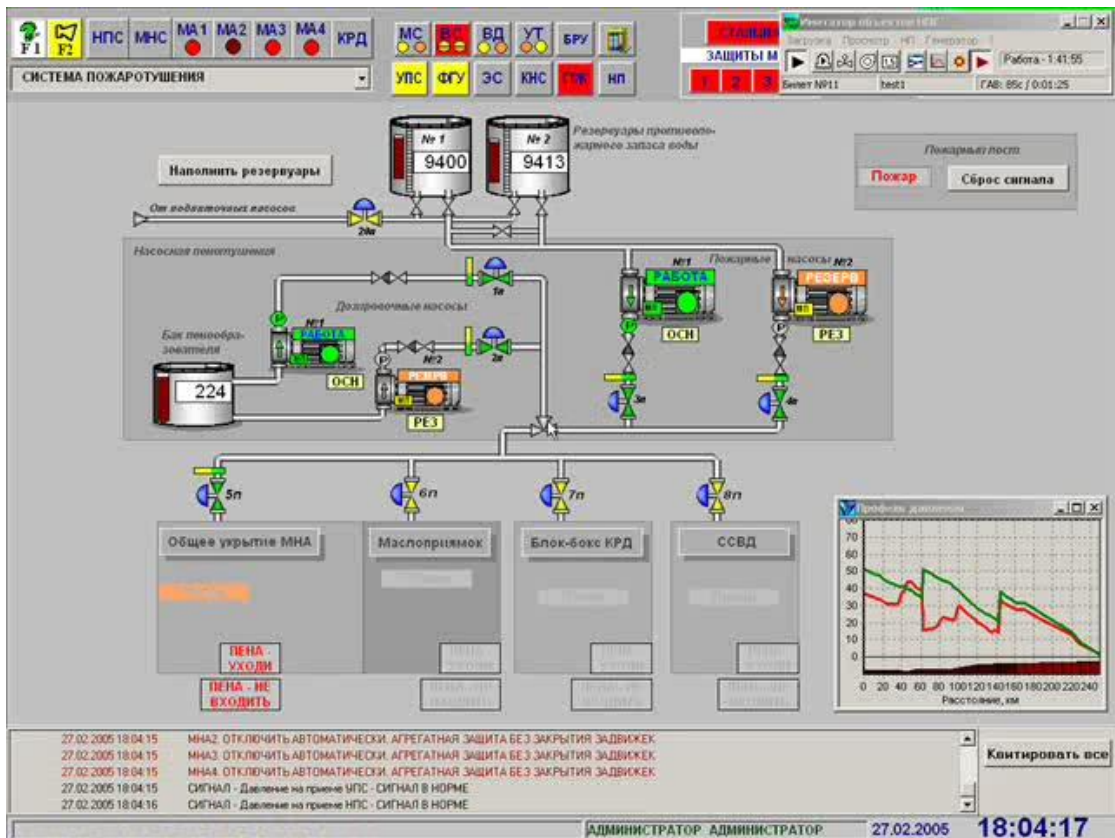
В связи с этим, через 50 секунд имитируется аварийная загазованность у насосного агрегата МНА №2.



Это приводит к остановке работающих агрегатов и закрытию агрегатных задвижек, и задвижек подключения станции. При этом, оператор не проследил, что байпасная линия на узле подключения станции оказывается закрытой, что приведет к остановке перекачки по всему трубопроводу.



И в завершении, через 70 секунд имитируется пожар в насосном зале. Включаются насосы пожарный и дозировочный. Открываются задвижки подачи пены в насосный зал.



Подобный алгоритм развития аварийной ситуации может быть гибко настроен и сохранен в конфигурации. Что позволяет оперативно показывать развитие аварийных ситуаций и возможностей предотвратить их развитие или локализовать последствия.

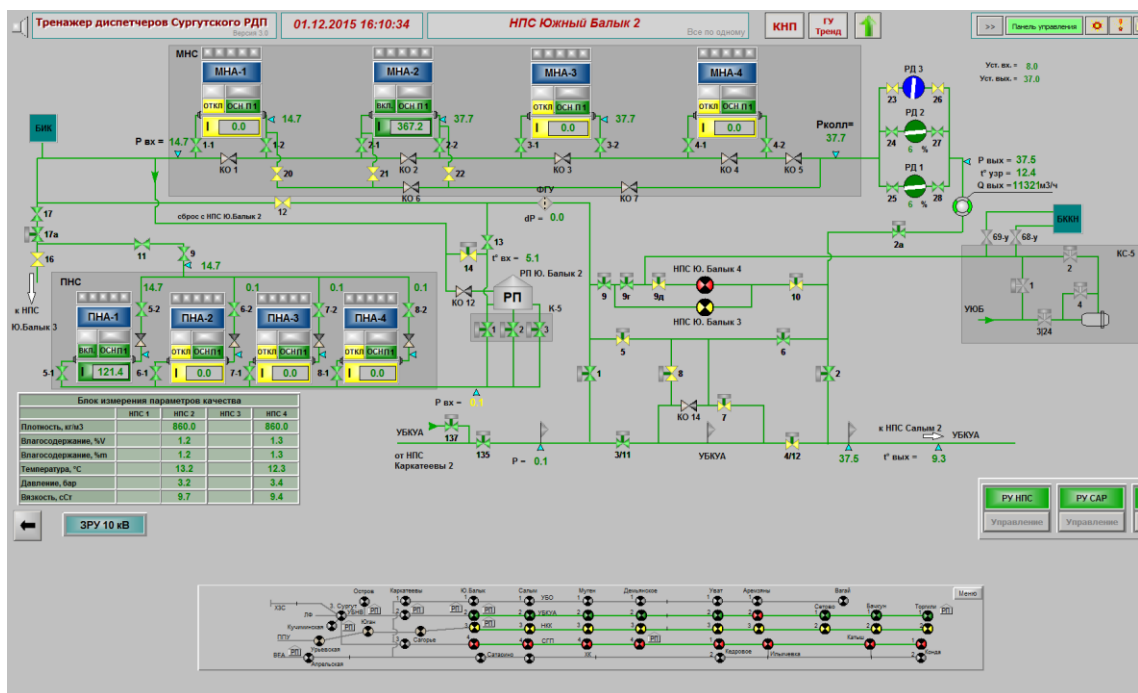
Пример решаемой задачи тренинга диспетчера РДП.

Модернизированный в рамках проекта комплекс (ИОС, Тренажер) может использоваться для обучения студентов и специалистов на курсах ДПО особенностям работы диспетчеров РДП с возможностью моделирования и отработки реальных штатных и нештатных ситуаций на реальных объектах.

Тренажер позволяет производить управление оборудованием магистрального нефтепровода (МН), а именно пуск и остановка насосов, открытие и закрытие задвижек, управление регуляторами давления путем задания уставок регулирования, изменение режимов работы МН, управление линейными КП и задвижками, управление устройствами средств очистки и диагностики, управление резервуарами и резервуарными парками, управлением насосами откачки утечек, работа с экранами контроля нормативных параметров, работа с системой обнаружения утечек и т.д.

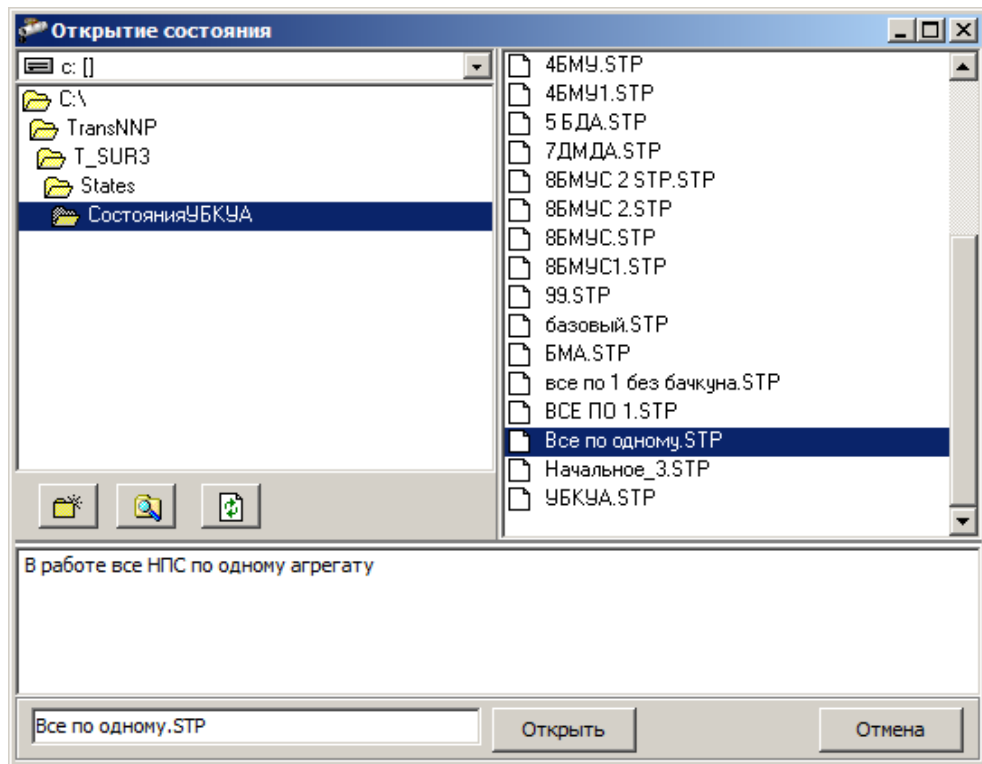
Тренажер работает совместно с генератором аварийных задач и системой оценки действий, позволяя настраивать цепочки событий и действий пользователя.

Пример рабочего экрана диспетчера показан на Рисунке.

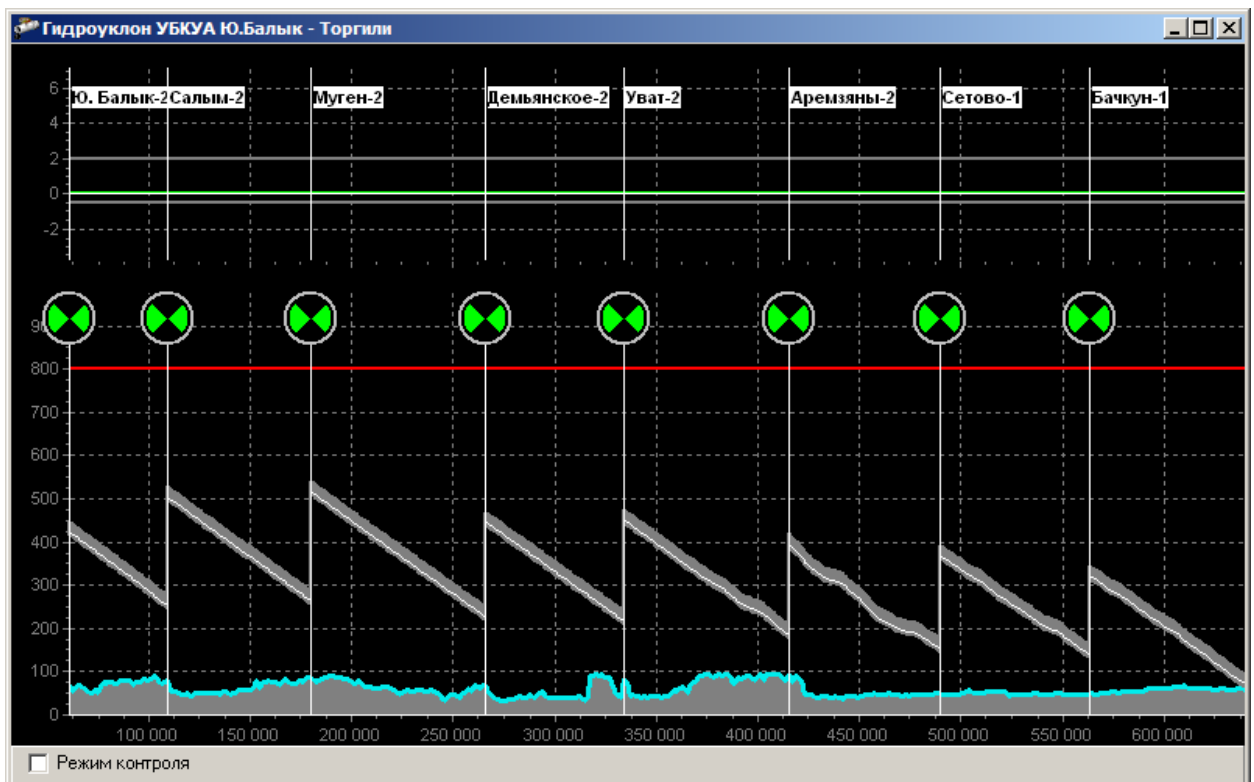


Исходное состояние.

Тренажер позволяет сохранять исходные состояния объектов МН и загружать по мере необходимости в процессе тренинга. Количество исходных состояний неограниченно. Окно открытия исходного состояния показано ниже.



Для примера откроем состояние, в котором нефтепровод УБКУА участок «Ю.Балык – Торгили» работает на режиме по одному агрегату на каждой НПС. При этом экран «Гидроуклон» имеет вид, показанный на рисунке.



Развитие аварии

Откроем генератор аварий и на НПС Муген-2 зададим имитацию остановки работающего агрегата МНА-2 по электрозащите и через 50 секунд зададим имитацию минимального давления масла у резервного агрегата МНА-1. Кстати данную цепочку аварий можно также сохранить и использовать повторно.

Список аварий / Тегг/УБКУА Ю.Балык - Торгили/НПС-17 Муген-2/МНА-1/Муген-2 МНА-1 Мин. давление масла

Доступные аварии

- МНА-1
 - Муген-2 МНА-1 сила тока
 - Муген-2 МНА-1 вибрация
 - Муген-2 МНА-1 мощность
 - Муген-2 МНА-1 температура корпуса
 - Муген-2 МНА-1 давление на выходе
 - Муген-2 МНА-1 Нет напряжения в сх. защит
 - Муген-2 МНА-1 Нет напряжения в сх. управл. МВ
 - Муген-2 МНА-1 Неиспр. целей управл. МВ
 - Муген-2 МНА-1 Отказ программы
 - Муген-2 МНА-1 Стоп по электрозащите
 - Муген-2 МНА-1 Аварийные утечки
 - Муген-2 МНА-1 Мин. давление воздуха
 - Муген-2 МНА-1 Мин. давление масла
 - Муген-2 МНА-1 Мин. давление охл. воды
- МНА-2

Настройка параметров аварии

Выдержка времени перед аварией (T1), с: 50 Время развития аварии (T2), с: 0

При аварии записывать в сигнал значение (Знач1): Вкл. Длительность аварии (T3), с: 50

Записывать в сигнал после аварии (Знач2): Выкл.

Длительность завершения аварии (T4), с: 0

Список выполнения

Название	Текущее	T1,с	Знач1	T2,с	T3,с	T4,с	Вкл2	Знач2	Стат	
Муген-2 МНА-2 Стоп по электрозащите	ОТКЛ	5	ВКЛ	0	10	0	0	НЕТ	ОТКЛ	гото
Муген-2 МНА-1 Мин. давление масла	ОТКЛ	50	ВКЛ	0	50	0	0	НЕТ	ОТКЛ	гото

График изменения сигнала в генераторе

Пуск

Знач1 Аналог Знач2

T1 T2 T3 T4

Дискрет

ROOT_GAV_3,NPS_17,MNA_1_L_P_12 sort=0

Исходное состояние, отображаемое на экране диспетчера.

Тренажер диспетчеров Сургутского РДП 01.12.2015 17:47:18 НПС Муген 2 Все по одному STP КНП ГУ Тренд

МНА-1 МНА-2 МНА-3 МНА-4

Вкл./Вкл. п. Откл./Откл. п.

21.4 21.4 41.4 41.4

ССВД ФГУ УБКУА ЗРУ 10 кВ

г'вх = 5.1 от НПС Самыл 2 к НПС Демьянское 2

РД 1 РД 2

1р-2 2р-2 1р-1 2р-1

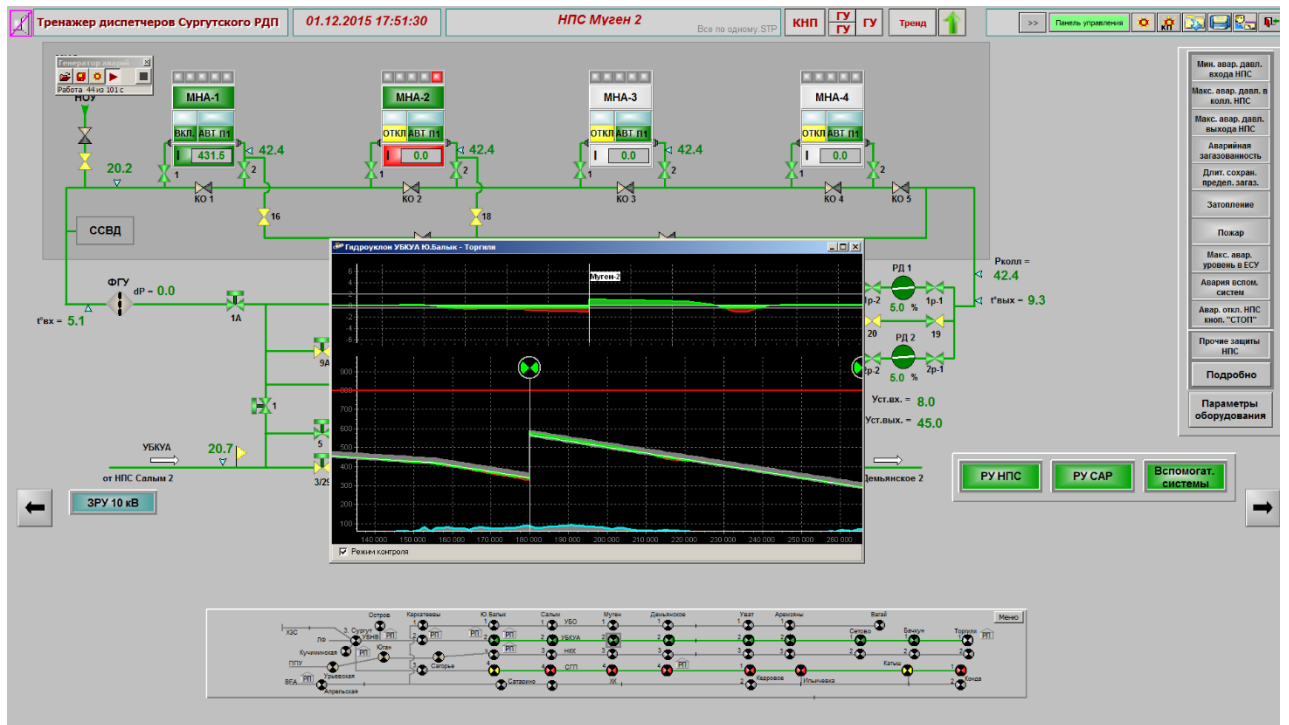
5.0 % 5.0 %

Уст. вх. = 8.0 Уст. вых. = 45.0

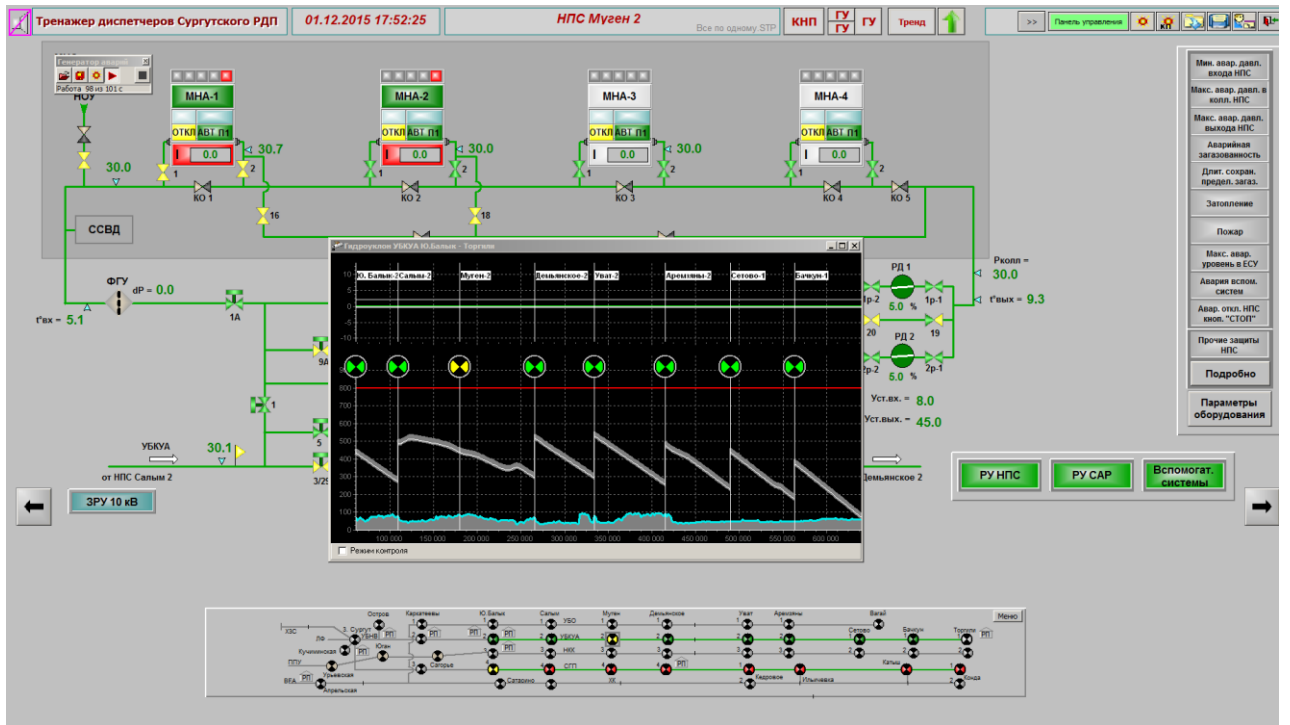
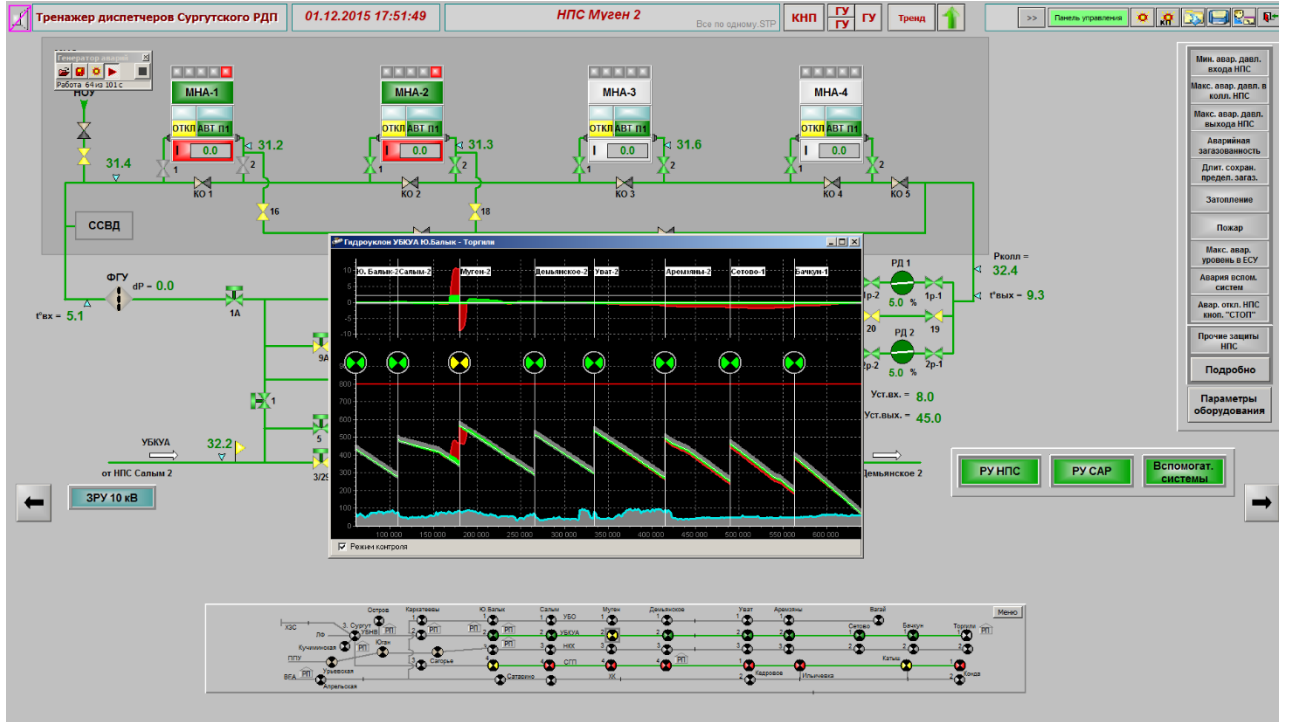
ПУ НПС ПУ САР Вспомогат. системы

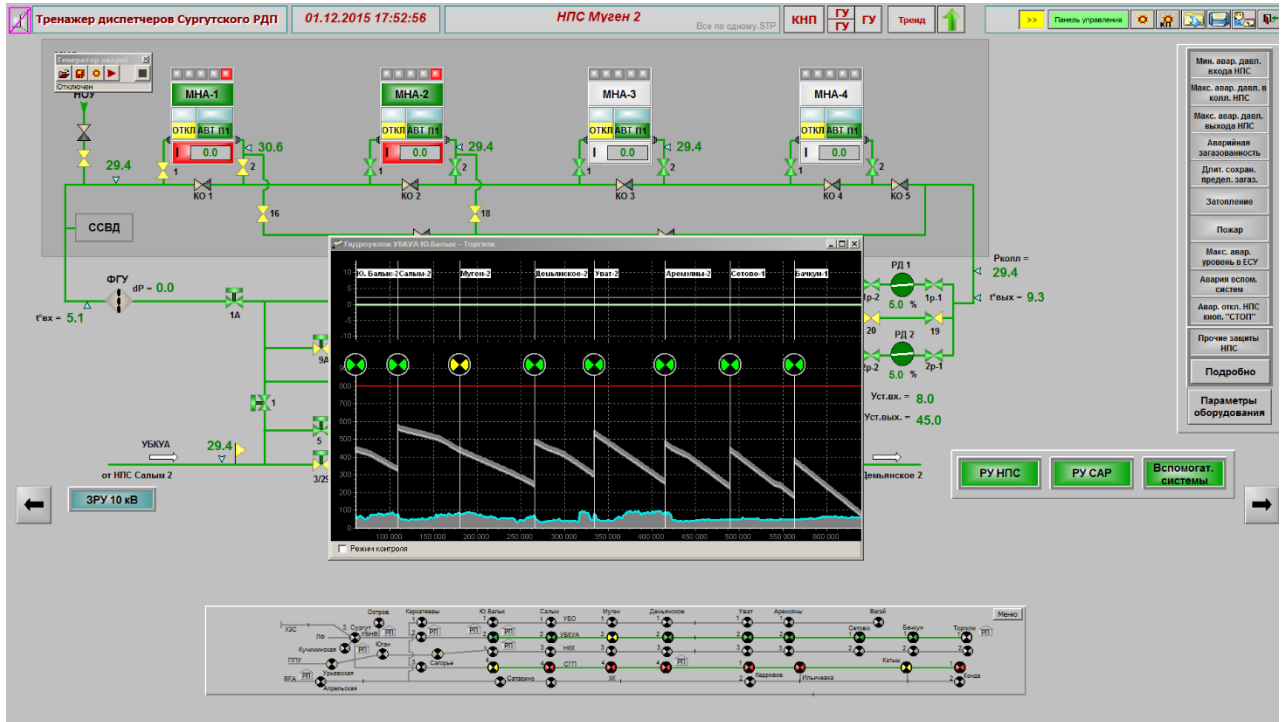
Меню

После запуска генератора аварии МНА-2 отключается с соответствующими звуковой и цветовой сигнализацией, оперативными сообщениями, в окне Гидроуклон отображается развитие отклонения давления от нормативного (отображается красным цветом). Производится автоматический запуск резервного МНА-1.



Диспетчер должен проконтролировать наличие резервного агрегата и при необходимости выставить агрегат в резерв. Через выдержку времени производится имитация минимального давления масла у резервного агрегата МНА-1, при этом происходит полный останов НПС, изменение распределения давления по участку МН показано в окне Гидроуклон на экранах ниже.



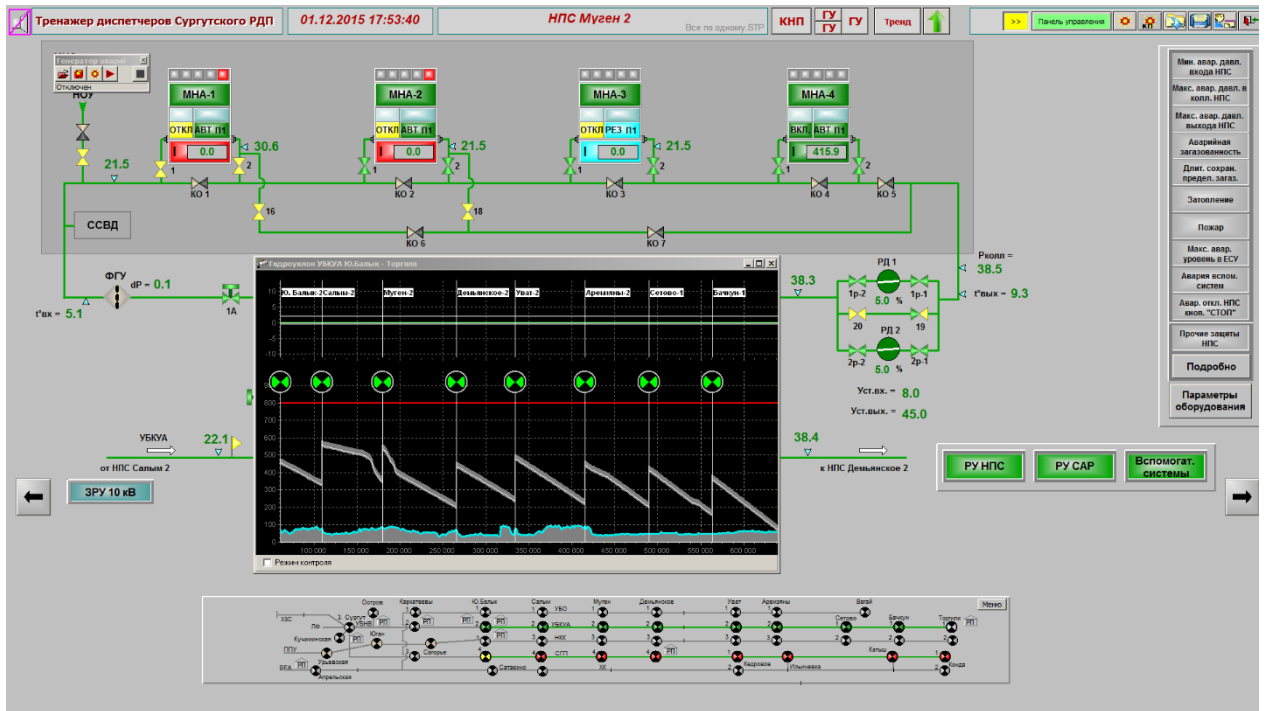
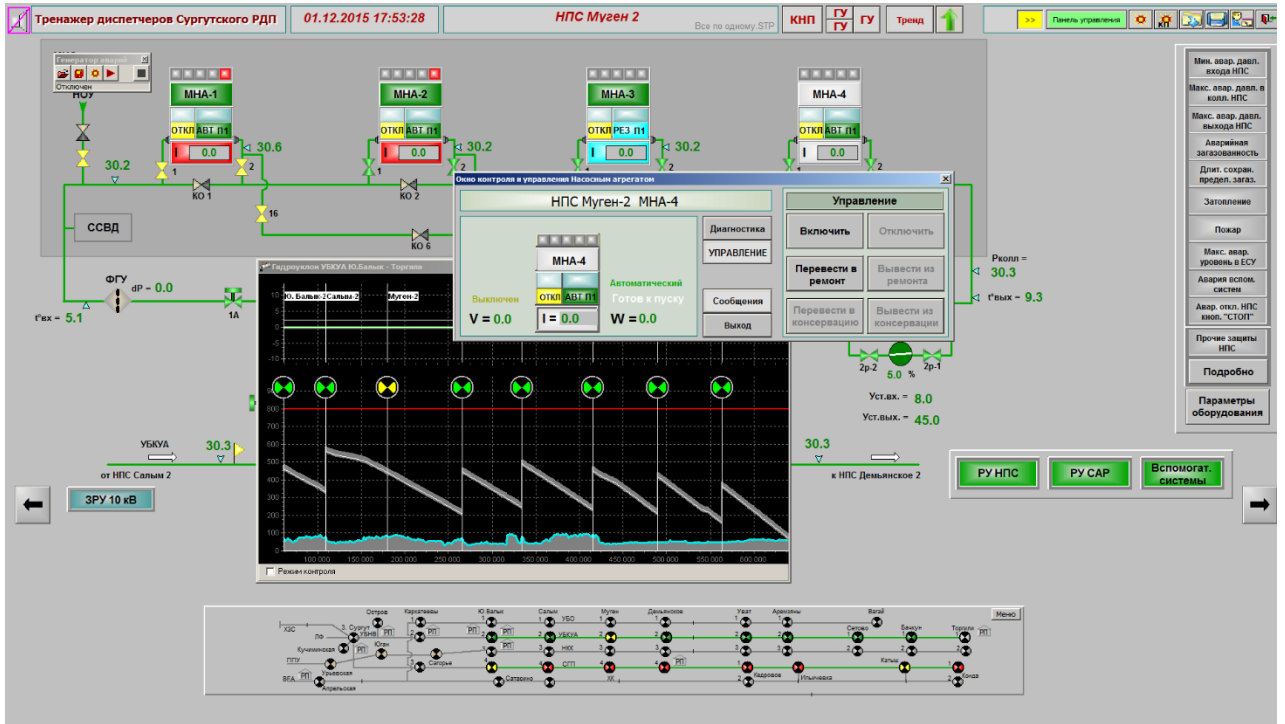


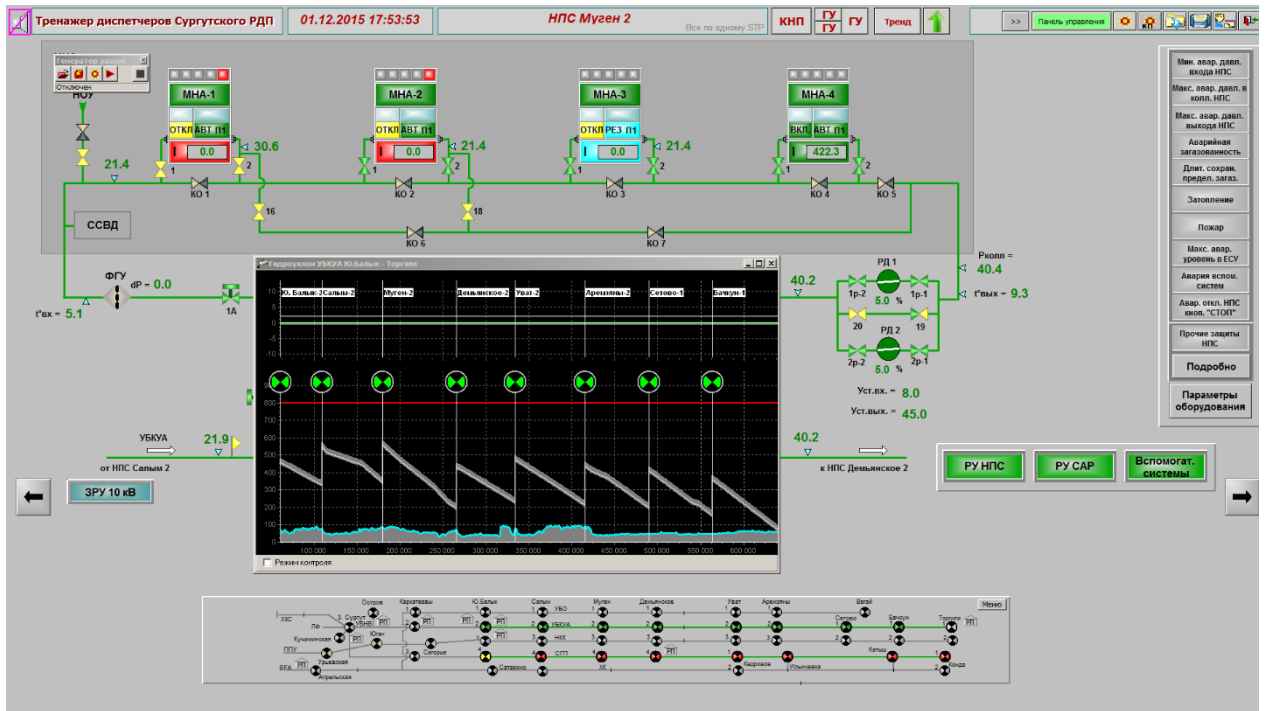
В результате можно проконтролировать происходящие события в журнале событий, показанном на рисунке.

Время и дата	Текст сообщения
01.12.2015 17:51:41	НПС Муген-2 Входная задвижка МНА-1 № 1 закрывается
01.12.2015 17:51:40	НПС Муген-2 МНА-1 Отключен
01.12.2015 17:51:40	НПС Муген-2 МНА-1 Автоматическая команда СТОП с АВР с закрытием задвижек
01.12.2015 17:51:40	НПС Муген-2 МНА-1 Включен СИГНАЛ ДЕБЛОКИРОВАН АВТОМАТИЧЕСКИ
01.12.2015 17:51:39	НПС Муген-2 МНА-1 АВАРИЯ ЗАЩИТА
01.12.2015 17:51:39	НПС Муген-2 МНА-1 АВАРИЯ СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:51:38	НПС Муген-2 МНА-1 Мин. давление масла ЗАЩИТА
01.12.2015 17:51:37	НПС Муген-2 МНА-1 Мин. давление масла СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН выдержка = 3 сек
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Готов к ТУ СИГНАЛ ДЕБЛОКИРОВАН АВТОМАТИЧЕСКИ
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Включен ПАРАМЕТР УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Включен СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Готов к ТУ ПАРАМЕТР УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Готов к ТУ СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 Включен
01.12.2015 17:50:53	НПС Муген-2 МНА-1 в Резерве СИГНАЛ ДЕБЛОКИРОВАН АВТОМАТИЧЕСКИ
01.12.2015 17:50:52	НПС Муген-2 МНА-2 Отключен
01.12.2015 17:50:52	НПС Муген-2 МНА-2 Автоматическая команда СТОП с АВР
01.12.2015 17:50:52	НПС Муген-2 МНА-2 Включен СИГНАЛ ДЕБЛОКИРОВАН АВТОМАТИЧЕСКИ
01.12.2015 17:50:51	НПС Муген-2 МНА-2 АВАРИЯ ЗАЩИТА
01.12.2015 17:50:51	НПС Муген-2 МНА-2 АВАРИЯ СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:50:51	НПС Муген-2 МНА-2 Стоп по электрозащите ЗАЩИТА
01.12.2015 17:50:51	НПС Муген-2 МНА-2 Стоп по электрозащите СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:49:35	НПС Муген-2 МНА-4 Готов к ТУ ПАРАМЕТР УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:49:35	НПС Муген-2 МНА-4 Готов к ТУ СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:49:35	НПС Муген-2 МНА-3 Готов к ТУ ПАРАМЕТР УСТАНОВЛЕН
01.12.2015 17:49:35	НПС Муген-2 МНА-3 Готов к ТУ СИГНАЛ УСТАНОВЛЕН

Действия диспетчера

Для восстановления режима МН диспетчер должен запустить МНА-4, предварительно установив агрегат МНА-3 в резерв. Изменение графика распределения давления по участку МН показан рисунке 24.

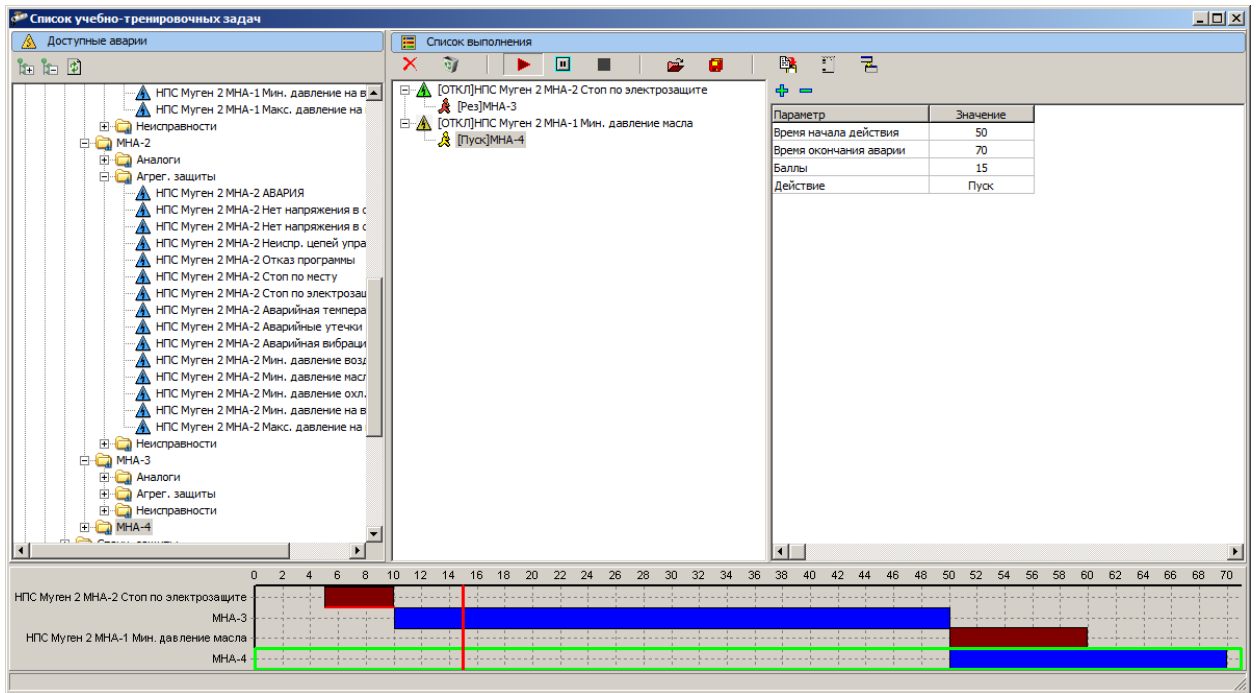




Оценка действий

В зависимости от действий диспетчера возможны 3 варианта развития:

- Если бы диспетчер вовремя выставил резервный МНА, то остановки НПС удалось бы избежать, отклонение от нормативного режима было бы минимальное.
- После остановки НПС диспетчер запускает новый агрегат в работу, через некоторое время режим перекачки МН восстанавливается.
- Диспетчер по каким-либо причинам не смог запустить НПС в работу, выход из установленного режима работы МН.



ОТЧЕТ

file:///C:/TransNNP/T_SUR3/SUR3/tmp/UTZReport.html

ОТЧЕТ

Длительность теста: 70 сек.

Время начала тестирования: 01.12.2015 18:44:23

Результаты тестирования

№п/п	Название аварии	Ожидаемые действия	Выполнение	Баллы
1	НПС Муген 2 МНА-2 Стоп по электрозащите	МНА-3: Рез	Не выполнено	5
2	НПС Муген 2 МНА-1 Мин. давление масла	МНА-4: Пуск	Выполнено	15

Итого набрано баллов 15 из 20.

Действия во время тестирования

№п/п	Время	Объект	Команда	Комментарий
1	01.12.2015 18:46:17	НПС Муген 2 МНА-4	Пуск	