Программный комплекс «Сириус-СППР» – система моделирования процессов транспортировки нефти

В статье описывается программный комплекс «Сириус-СППР», позволяющий проводить подробный и всесторонний мониторинг работы нефтепровода, и его модульная структура.

ООО «НПА Вира Реалтайм», г. Москва

С ростом протяженности, усложнением топологии, интенсивности эксплуатации трубопроводных систем и, как следствие, повышением требований к диспетчерскому и технологическому персоналу возникает необходимость в совершенствовании средств автоматизации управления магистральными нефтепроводами (МН) путем развития систем поддержки принятия решений. Подобные средства позволяют имитировать работу трубопровода в реальном масштабе времени, осуществлять непрерывную диагностику его режима функционирования и на этой основе снижать размеры ущерба от последствий ошибки диспетчерского персонала.

Для моделирования процессов транспортировки нефти предприятием ООО «НПА Вира Реалтайм», специализирующимся на разработке, проектировании и производстве аппаратно-программных комплексов и средств для систем диспетчерского контроля и управления (СДКУ), был разработан программный комплекс (ПК) «Сириус-СППР»[1].

«Сириус-СППР» – это непрерывно функционирующий совместно с СДКУ программный комплекс, использующий в качестве исходных данных технологические параметры работы трубопровода и физические свойства нефти. Основу программного комплекса составляет математическая модель МН, позволяющая осуществлять теплогидравлические расчеты давлений, расходов и температуры по длине нефтепровода с учетом профиля трассы и эксплуатируемого на МН оборудования.

В основу расчетного ядра ПК «Сириус-СППР» положена одномерная термогидродинамическая математическая модель напорного и безнапорного течения жидкости по трубам, представляющая собой систему гиперболических дифференциальных уравнений в частных производных и алгебраических уравнений, описывающих функционирование технологического оборудования нефтепровода. В математической модели учитывается возможность появления двухфазного течения на отдельных участках нефтепровода.

Граничными условиями модели являются давление, расход и температура нефти в низовом и верховом резервуарных парках нефтепровода. Математическая модель позволяет проводить расчеты как стационарных, так и нестационарных режимов работы нефтепровода.

Итоговым показателем качества работы ПК «Сириус-СППР» является величина отклонения расчетного давления от фактического при штатном режиме работы МН. В реальных условиях эксплуатации при используемых средствах измерения были получены следующие точностные показатели: отклонение в стационарном режиме работы магистрального нефтепровода в среднем составило 0,32 кгс/см^2 и 0,9 кгс/см^2 – после начала переходного (нестационарного) режима.

В случае если наблюдается отклонение расчетного значения давления от фактического, ПК «Сириус-СППР» диагностирует нештатную ситуацию, производит полное протоколирование работы нефтепровода и формирует отчеты по форме, указанной пользователем после его авторизации.

Пользователями ПК «Сириус-СППР» являются сотрудники службы главного технолога и диспетчерских служб. Для них в составе программного комплекса разработаны автоматизированные рабочие места (АРМ) технолога и диспетчера.

АРМ диспетчера обеспечивает:

- мониторинг текущих параметров технологических режимов персоналом диспетчерских служб;

[1] «Программный комплекс «Сириус-СППР»» (ПК «Сириус-СППР»). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2010612933. Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 30 апреля 2010 г.

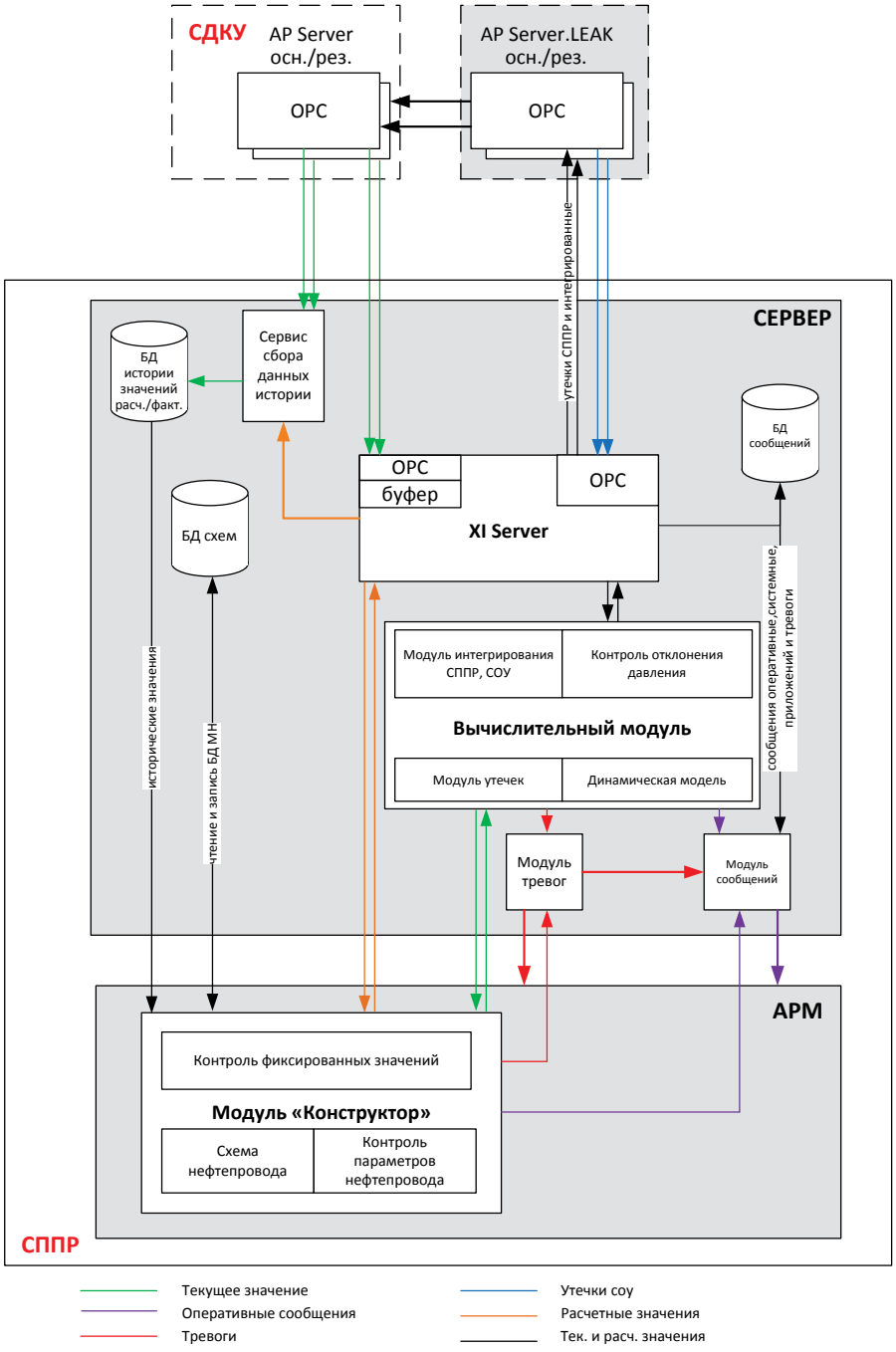

Рис. 1. Структурная схема ПК «Сириус-СППР»

- сбор требуемого объема оперативной информации об отклонениях и нарушениях технологических режимов перекачки нефти для оценки экологической и экономической безопасности эксплуатации и функционирования нефтепроводов;
- контроль герметичности нефтепровода в реальном масштабе времени и оповещение персонала диспетчерской службы посредством светозвуковой сигнализации в случае выявления отклонения фактического давления от планового сверх допустимой величины;
- моделирование технологических (штатных), а также возможных аварийных режимов работы нефтепровода;
- определение типа режима работы МН (установившийся, переходный, фаза быстрой динамики).

АРМ технолога позволяет осуществлять:

- расчет режимов работы нефтепровода, включая планирование технологических операций;
- автоматический пересчет параметров планового режима (с учетом появившихся изменений параметров нефти и состояния оборудования) и выдачу расчетной и фактической информации диспетчеру по происходящим процессам;
- создание базы данных технологически допустимых режимов работы трубопровода с учетом подкачек/откачек;
- определение значения производительности перекачки, входных и выходных давлений на нефтеперекачивающих станциях (НПС), рабочих температур нефти при заданной комбинации работающего насосно-силового оборудования в определенное время года;
- моделирование стационарного и переходных режимов работы МН, связанных с изменением давления, производительности, температуры и физико-химических свойств нефти;
- формирование карты технологических режимов МН.

Структурная схема ПК «Сириус-СППР» представлена на рис. 1.

ПК «Сириус-СППР» реализован в операционной системе Microsoft Windows 2000/XP на платформе .NET и имеет многооконный интерфейс.

Комплекс взаимодействует со SCADA-системой по интерфейсам OPC DA и OPC HDA. База данных, используемая для хранения исторической информации, развернута на платформе Oracle. Для расширения функциональных возможностей программного комплекса к нему можно подключить программные модули.

Программные модули ПК «Сириус-СППР»

ПК «Сириус-СППР» – клиент-серверная система. Клиентом является АРМ диспетчера или технолога. Основу АРМ составляет графический редактор (модуль «Конструктор»). В графическом редакторе создается технологическая схема нефтепровода, которая в вычислительном модуле (ВМ) автоматически преобразуется в расчетную математическую модель нефтепровода.

Все теплогидравлические расчеты состояния нефтепровода по статической и динамической моделям в реальном масштабе времени осуществляются вычислительным модулем на сервере ПК «Сириус-СППР».

Модуль утечек в составе ВМ производит непрерывный монито-

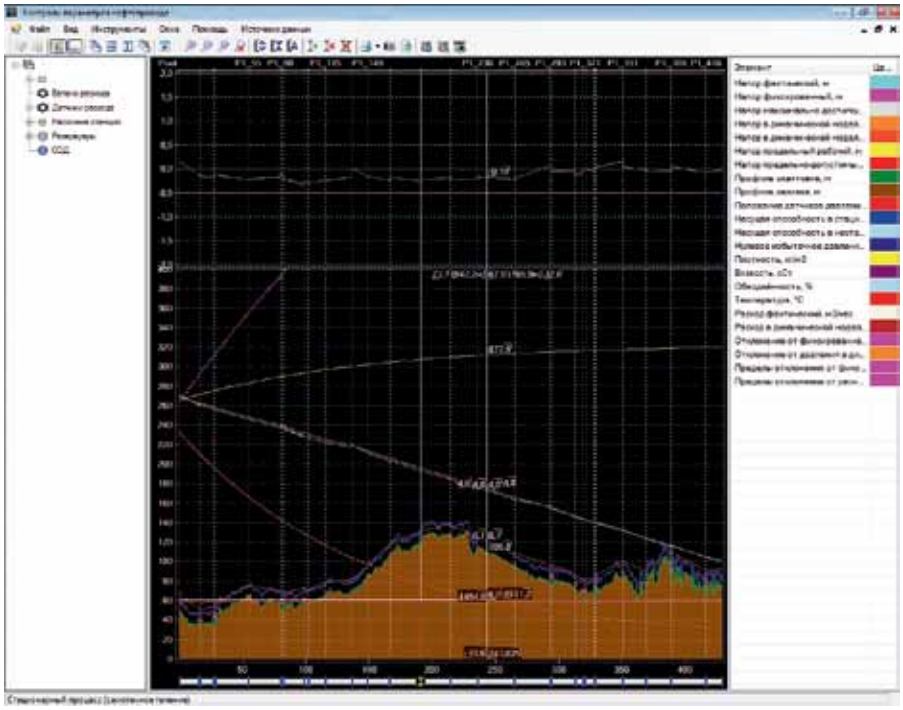

Рис. 2. Графическое отображение расчетного и текущего состояния нефтепровода

ринг герметичности нефтепровода. Он выполняет следующие основные функции:

- выявление факта негерметичности нефтепровода;
- определение места возникновения (координат) утечки;
- определение величины утечки.

Модуль контроля параметров нефтепровода в составе АРМ осуществляет контроль давления в трубопроводе как в режиме реального времени, так и в режиме анализа данных из истории. Текущее и расчетное состояния нефтепровода отображаются графически (рис. 2).

Программный модуль контроля параметров нефтепровода позволяет:

- наблюдать и контролировать распределение отклонений давления вдоль всего трубопровода при переходных режимах магистрального нефтепровода;
- устанавливать предельно допустимые отклонения давления, при превышении которых подается сигнал диспетчерскому персоналу;
- косвенно делать вывод о возможной неисправности датчиков давления;
- контролировать давление в магистральном нефтепроводе, чтобы не допустить превышения его несущей способности во время смены технологических режимов или при аварийных остановках магистрального агрегата (МА) на НПС;
- загружать историю параметров МН за указанный интервал времени и проигрывать ее на встроенном плеере со скоростью, заданной пользователем;
- выявлять наличие «перевальных точек» и самотечных участков трубопровода;
- прогнозировать положение внутритрубного снаряда (ВСПН) или партий нефти, оперативно вносить необходимые коррективы и формировать отчеты; графически отображать движение внутритрубного снаряда или партии нефти (рис. 3);
- своевременно определять место возмущающего воздействия на трубопровод (утечка и разгерметизация, частичное или полное перекрытие сечения трубопровода, пуски и остановки магистральных агрегатов на НПС, отборы нефти и т.п.). Отметка об утечке, сформированная модулем утечек, отображается на экране «Контроль параметров нефтепровода» (красный треугольник с вертикальной линией на рис. 4). Появление утечки сопровождается звуковым сигналом, отображением даты и времени образования, координат и величины объема утечки.

Вместе с тем ПК «Сириус-СППР» также располагает средствами интеграции с внешними системами обнаружения утечек (СОУ).

ПК «Сириус-СППР» располагает развитыми средствами диагностирования нештатных ситуаций и генерации разнообразных отчетов о текущем состоянии системы. Модульная структура ПК «Сириус-СППР» позволяет конфигурировать систему исходя из потребностей конкретного заказчика.

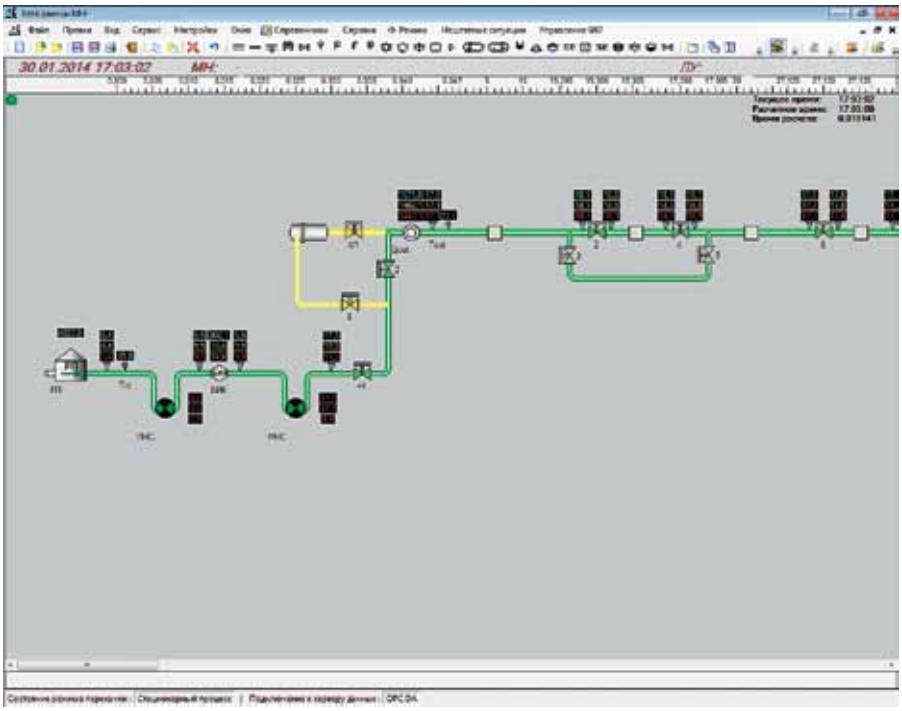

Рис. 3. Движение партии нефти

Рис. 4. Отметка об утечке на экране «Контроль параметров нефтепровода»

Заключение

В настоящий момент на основе ПК «Сириус-СППР» разработаны Расчетная аналитическая информационная система (РАИС), внедренная в ОАО МН «Дружба», и Система поддержки принятия решений (СППР), эксплуатирующаяся в ОАО «Сибнефтепровод». Указанные системы являются модификациями ПК «Сириус-СППР».

Разработчики непрерывно совершенствуют программный комплекс «Сириус-СППР» с целью повышения точности динамических расчетов для однофазных и многофазных сред, развития средств поддержки принятия решений на основе нечеткой логики, возможности учета экологических последствий разрыва нефтегазопровода.

ООО «НПА Вира Реалтайм»,
тел.: (495) 723-7559,
e-mail: info@rlt.ru,
www.rlt.ru

Подстанция, автоматизированная «РТСофт», стала лучшей по итогам 2013 года

По итогам ежегодного смотра-конкурса ОАО «ФСК ЕЭС» на лучшую подстанцию первое место завоевала ПС 500 кВ «Нижегородская» МЭС Волги. «РТСофт» реализует проекты по оснащению подстанции «Нижегородская» с 2005 года и за этот период осуществил ряд важнейших работ по автоматизации объекта.

За более чем пятилетний период сотрудничества специалисты компании «РТСофт» выполнили на ПС 500 кВ «Нижегородская» работы по созданию автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно-технического комплекса SMART-SPRECON собственной разработки, включая:

- поставку и наладку шкафов АСУТП и программного обеспечения;
- реализацию и сбор сигналов телеизмерений и телесигнализации в рамках вновь установленного оборудования;
- управление и мониторинг вновь установленными коммутационными аппаратами и автотрансформатором;
- интеграцию подсистемы РЗА и ПА в АСУТП по цифровым связям;
- наладку и передачу данных на верхний уровень (Нижегородское РДУ).

Работы по созданию АСУТП на объекте «Нижегородская» ведутся с 2009 года по настоящее время. Компания «РТСофт» реализовала важные проекты ОАО «ФСК ЕЭС» в рамках следующих титулов:

- расширение ПС 500 кВ «Нижегородская», установка АТ-2;
- строительство двухцепной высоковольтной линии 220 кВ «Нижегородская – Борская» с заходом одной цепи на ПС 220 кВ «Нагорная»;
- реконструкция подстанций 500 кВ «Нижегородская» и 220 кВ «Кудьма» с учетом строительства переключательного пункта 220 кВ «РусВинил» и ЛЭП 220 кВ «Нижегородская – Кудьма» с заходами на ПП 220 кВ «РусВинил»;
- техническое постгарантийное сервисное обслуживание оборудования АСУТП.

В 2014 году ЗАО «РТСофт» продолжит следовать уверенно взятому курсу по расширению подстанции 500 кВ «Нижегородская». В наступившем году специалисты компании планируют выполнить работы в рамках строительства ВЛ 500 кВ «Костромская ГРЭС – Нижний Новгород» (2-я цепь) с ПС «Южная» с заходами ВЛ 500, 220 кВ по АСУТП, а также внедрить ССПТИ производства «РТСофт» и осуществить поставку и наладку оборудования РЗА для нужд филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги. Работы будут вестись в части реконструкции подстанций 500 кВ «Нижегородская» и 220 кВ «Кудьма» с учетом строительства переключательного пункта 220 кВ «РусВинил» и линии электропередачи 220 кВ «Нижегородская – Кудьма» с заходами на ПП 220 кВ «РусВинил».