

**КЕНЖЕБАЕВА ЖАНАТ ЕЛУБАЕВНА**

**Разработка методов и моделей оперативного управления  
сложными технологическими объектами на примере добычи и  
транспортировки нефти**

05.13.01 – «Системный анализ, управление и обработка информации»

**Автореферат**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Республика Казахстан  
Алматы, 2010

Работа выполнена в Казахском национальном техническом университете имени К.И.Сатпаева

Научный руководитель: доктор технических наук,  
профессор **Утепбергенов И.Т.**

Официальные оппоненты: доктор технических наук,  
профессор **Джапаров Б.А.**

кандидат технических наук,  
профессор **Хисаров Б.Д.**

Ведущая организация: Южно-Казахстанский  
государственный университет  
имени М.О.Ауэзова

Защита состоится «24» июня 2010г. в 16.00 часов на заседании диссертационного совета ОД 14.13.03 при Казахском национальном техническом университете имени К.И.Сатпаева по адресу: 050013, Республика Казахстан, г.Алматы, ул.Сатпаева 22, нефтяной корпус, конференц-зал

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Казахского национального технического университета имени К.И.Сатпаева

Автореферат разослан «24» мая 2010 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
доктор техн. наук, профессор

**Б.Х.Айтчанов**

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность проблемы.** Ввиду недостатка углеводородных ресурсов в мире, как в настоящем, так и в будущем, развитие нефтегазовой отрасли становится одним из главных факторов в становлении национальной экономики и достижении благосостояния народа. В связи с этим нефтегазовый сектор рассматривается в качестве наиболее перспективного сектора экономики Казахстана на ближайшую перспективу, основой которого являются значительные разведанные и прогнозируемые запасы углеводородного сырья Республики Казахстан.

Национальная стратегия развития Республики Казахстан до 2030 г. содержит четко выраженный энергетический фактор. В ней говорится о необходимости «...быстрого увеличения добычи и экспорта нефти и газа с целью получения доходов, которые будут способствовать устойчивому экономическому росту и улучшению жизни народа».

В целях определения наиболее выгодных направлений реализации стратегии развития нефтегазовой отрасли как основы устойчивого экономического роста государства, необходимо для успешной реализации своих стратегических планов иметь четкое представление о внутренних энергетических запасах республики. Именно от этого фактора в большей степени зависит эффективность разработки крупнейших месторождений нефти и газа в Казахстане.

Республика Казахстан является одной из старейших нефтедобывающих стран. Нефть добывается промышленным способом уже около 100 лет. По объемам добычи нефти и газа лидируют Атырауская и Мангистауская области, на территории которых были созданы такие крупные современные комплексные нефтегазодобывающие предприятия, как «Мангыстаумунайгаз» и «Мангистауское газодобывающее управление», сыгравшие одну из основных ролей в развитии нефтегазовой промышленности страны.

В настоящее время нефтяные компании на большинстве месторождений способны извлекать от одной четверти до одной трети нефти, но эта доля меняется в зависимости от месторождения и от применяемой технологии. Для удовлетворения собственных потребностей этот темп отбора вполне достаточен. Имеющиеся геолого-геофизические данные уже сегодня позволяют провести нефтегеологическое районирование и оценить потенциал нефтегазоносности казахстанского сектора Каспийского моря.

В целом проведенные расчеты показывают, что потенциальные ресурсы шельфа по нефти могут быть сопоставимыми по величине с общими запасами нефти всех категорий на суше или даже превышать их.

Согласно прогнозам крупнейшей нефтяной национальной компании «КазМунайГаз», к 2010 г. Казахстан будет добывать 102 млн. тонн нефти. Увеличение добычи нефти и введение в строй в Каспийском регионе Восточно-Кашаганского месторождения нефти, с запасами около семи миллиардов тонн (40 миллиардов баррелей), делает серьезной перспективу увеличения добычи нефти.

В этих условиях эксплуатационные проблемы магистрального транспорта выходят на первый план. Снижение несущей способности за счёт износа труб заставляет эксплуатировать магистральные трубопроводы в щадящих режимах при пониженных давлениях. В режимах плановой или вынужденной недогрузки объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов задача их оперативного управления значительно осложняется на участках, где возникают условия аккумуляции таких внутритрубных образований, как водные и газовые скопления, отложений смол, парафинов, ила, песка и грата, что снижает пропускную способность трубопровода. В связи с ужесточением санкций за загрязнение окружающей среды и увеличением случаев несанкционированных врезок на трассе весьма актуальна также проблема обнаружения утечек, сбросов продукта на трассе, повышения промышленной и экологической безопасности эксплуатации нефте- и продуктопроводов. Столь различные эксплуатационные проблемы магистрального транспорта, однако, имеют общее решение.

Необходимо отметить многолетний опыт работ в области анализа эффективности эксплуатации магистральных насосов Л.Г. Колпакова, А.Г. Гумерова, А.М. Акбердина, С.Г. Бажайкина; аналогичные работы для линейной части и резервуарных парков - П.И.Тугунова, В.Ф.Новоселова, Ф.Ф.Абузовой, В.И.Голосовкера, А.Ш.Ахатова, К.Р.Ахмадуллина, Ашимова А.А., Смагулова Ш.С., Жумагулова Б.Т. и др.

Все «осложнения» изменяют условия эксплуатации и могут быть идентифицированы мониторингом технологических параметров перекачки. Расширение задач традиционных мониторинговых систем способно принципиально повысить чувствительность, надежность и быстродействие систем обнаружения утечек (СОУ) за счёт оперативного обнаружения и позиционирования на трассе всех осложнений технологических режимов эксплуатации в режиме реального времени.

В диссертационной работе представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований, посвященных разработке и обоснованию методологии, аналитического аппарата и организационной структуры систем оперативного управления транспортом нефти и нефтепродуктов на основе диагностики технологических режимов магистральных нефтепроводов.

Под термином «диагностика» подразумевается система оперативной диагностики осложнений режимов эксплуатации магистрального нефтепровода по технологическим параметрам перекачки, регистрируемым штатными средствами телемеханики.

Объектом исследований диссертационной работы является линейная часть нефтепроводов в условиях эксплуатации, а предметом исследований – управления технологическими процессами добычи и транспортировки нефти.

Исследования проводились в соответствии с приоритетными направлениями развития Республики Казахстан, изложенными в «Стратегии 2030»

**Целью** диссертационной работы является разработка методов и

аналитического аппарата системы оперативного управления магистральными нефтепроводами на основе диагностики характерных осложнений режимов эксплуатации. В соответствии с поставленной целью в работе необходимо решить следующие **задачи**:

- системный анализ объектов магистрального транспорта нефти с точки зрения выявления и классификации причин осложнений технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов;
- построение моделей оперативного управления режимами эксплуатационного участка нефтепровода на основе качественной и количественной оценки осложнений технологических режимов;
- разработка алгоритмов и программ диагностирования, реализуемых в современных возможностях системы телемеханики, с целью выявления и определения положения осложнений на трассе нефтепровода;
- разработка алгоритмов и программ для принятия решений для устранения причин выявленных осложнений технологических режимов на трассе нефтепровода.

**Методы исследования.** В ходе решения поставленных задач использовался системный анализ, генетические алгоритмы, множества, математическое моделирование тепло- и массопереноса, методы многопараметрической оптимизации.

**Научная новизна** результатов работы заключается в следующем:

- выявлены и классифицированы основные причины осложнений технологических режимов перекачки, приводящие к снижению пропускной способности объектов магистрального транспорта нефти, которые возможно идентифицировать мониторингом технологических параметров перекачки;
- разработаны технологические модели режимов перекачки нефтей и нефтепродуктов, осложнённых внутритрубными образованиями, а также утечки, описывающие как установившийся режим, так и переходные процессы в трубопроводе;
- обоснованы условия существования водных и газовых скоплений, смолопарафиновых отложений и утечек, определяющие включение каждого феномена в перечень диагностируемых осложнений;
- разработаны диагностические алгоритмы, базирующиеся на решении обратных задач гидромеханики многофазных потоков и тепломассопереноса, дающие качественную и количественную оценку осложнениям;
- разработан аналитический аппарат системы функциональной диагностики технологических режимов магистральных трубопроводов, совмещающий частные диагностические оценки, способный оперировать в условиях неопределённости из-за недостатка оперативной информации с трассы, ограниченной наличием и классом точности технических средств телемеханики;
- предложен свод решающих правил, позволяющих в многомерном пространстве параметров перекачки повысить достоверность диагностических оценок. Выявлены механизмы самообучения и накопления знаний в процессе функционирования алгоритма.

### **Положения, выносимые на защиту:**

- модели оперативного управления режимами эксплуатационного участка нефтепровода на основе алгоритмов диагностирования, реализованных на методологии генетических алгоритмов, нечёткой логики и нечётких множеств;
- условия включения в перечень диагностируемых осложнений (необходимые условия существования) для выбора режимов управления транспортировкой нефти;
- обоснование методов принятия управленческих решений путем применения разработанных алгоритмов оперативной диагностики для каждого типа осложнения, обладающие высокой селективностью;
- принципы построения единого информационного пространства для оперативного управления магистральными нефтепроводами.

### **Практическая ценность.**

Система функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации систем магистральных нефтепроводов является средством для:

- повышения эффективности оперативного принятия решений в различных ситуациях на основе раннего обнаружения осложнений технологических режимов;
- предотвращения аварий на трассе путем раннего выявления и предупреждения малых утечек, идентификация которых находится на пределе чувствительности современных систем обнаружения утечек;
- повышение надежности за счёт исключения ошибок в принятии решений благодаря контролю за ситуацией с выдачей персоналу оперативной информации состояния линейных объектов, а также прогнозированию развития ситуации на каждом шаге действий диспетчера;
- повышения эффективности эксплуатации за счет прогнозирования развития осложнений и применения, превентивных мер для устранения причин снижения пропускной способности участков нефтепродуктопровода;
- облегчения и упрощения работы персонала путем выдачи диспетчеру предварительно проанализированной и интерпретированной в понятных образах информации, быстрого и адресного доступа к документации.

**Внедрение результатов работы.** Результаты работы внедрены в АО «КаражанбасМунай» при разработке проектов, выполненных на объектах ЦППН и ЦДН-2, что позволило повысить эффективность процесса разработки и качество систем.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты работы докладывались на II Всерос. Науч. Конф. «Математическое моделирование и краевые задачи» (Самара, 2005г.); научных конференциях с международным участием (Греция, Египет); международной научно-практической конференции посвященной 10-летию образования университета Алматинского Университета Технологии и Бизнеса «Актуальные вопросы образования и науки в области экономики, технологии и информационных систем в XXI веке» (Алматы, 2006г.); международной конференции «Автоматизация и управление. Перспективы, проблемы и решения» (Алматы,

2007г); Республиканской научно-практической конференции «Молодежь и информационные технологии» (Актау, 2009г).

**Публикации.** Основные научные положения и результаты исследования опубликованы в 11 научных работах, из которых 3 статьи опубликованы в изданиях, рекомендуемых Комитетом по контролю в сфере образования и науки МОН РК для публикации основных научных результатов диссертаций.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников из 91 наименований, изложена на 110 страницах, включает 21 рисунков, 9 таблиц и приложение.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

**Во введении** обоснована актуальность и важность проблемы совершенствования системы управления технологическими режимами нефтепроводов и создания эффективных средств оперативной диагностики осложнений, возникающих в процессе эксплуатации линейных объектов транспорта нефти и нефтепродуктов, а также сформулированы научная новизна, основные положения, выносимые на защиту, практическая ценность работы и ее реализация.

**Первый раздел** посвящен разработке и обоснованию системного подхода к анализу эффективности функционирования, классификации причин снижения пропускной способности, изучению возможностей существующих информационных систем и формулировке задач диагностики нефтепроводов. Показано, что специфические принципы хозяйствования за почти вековой период эволюции системы магистрального транспорта мобилизацией ресурсов всей страны за достаточно короткий срок позволили, с одной стороны, создать уникальную по своей протяженности и пропускной способности сеть нефтепроводов, а с другой - не выработали адекватных механизмов реновации основных средств и воспроизводства имеющихся ресурсов. В итоге, прогрессирующее старение и снижение несущей способности линейной части заставляет пересматривать регламенты эксплуатации в сторону снижения эксплуатационных давлений, перехода на более «щадящие» режимы, снижающие пропускную способность эксплуатационных участков трубопроводов. Анализ укрупненных показателей темпов реконструкции и ремонтов линейной части позволил сделать вывод, что в исторически сложившихся условиях система нефтепроводов в ближайшие 20...30 лет будет эксплуатироваться в недогруженных режимах.

Актуальность вопроса об эффективной эксплуатации изношенных недогруженных трубопроводов со временем будет только расти. На современном этапе реализации рыночных отношений перед отраслью стоит основная проблема - как эффективно, безопасно с технологической и экологической точки зрения эксплуатировать изношенные транспортные сети. Данная проблема решаются внедрением системы автоматизированного

управления технологическими режимами нефтепроводов, зарекомендовавших себя в современных промышленных проектах.

**Второй раздел** посвящен разработке аналитического аппарата системы диагностики осложнений технологических режимов нефтепроводов, способного совмещать конкурирующие оценки осложнений, полученные по частным диагностическим алгоритмам.

Классические решения обратных задач тепло- и массопереноса в технологических расчётах трубопроводного транспорта нефти не обладают достаточной устойчивостью по входным данным, весьма чувствительны к качеству используемых моделей и полноте описания физического процесса. С учетом того, что производительность трубопровода, определяется не только его гидравлическим сопротивлением, но и возможностью насосно-силового оборудования, то технологический расчёт трубопроводного транспорта нефти описывается следующей системой дифференциальных уравнений при соответствующих краевых условиях и общепринятых допущениях:

- движения

$$\frac{\partial(\rho \cdot v)}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial z} (p + \rho \cdot v^2) = -\rho \cdot g \cdot \sin \alpha + \frac{2 \cdot \tau_{TP}}{R}, \quad (1)$$

- неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} = -\frac{\partial(\rho \cdot v)}{\partial z}, \quad (2)$$

- энергии

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} + v \cdot \frac{\partial t}{\partial z} = \frac{2 \cdot \pi \cdot R \cdot q(t)}{\rho \cdot c \cdot F} + \frac{v}{c} \cdot \frac{dh}{dz}, \quad (3)$$

где:  $q(t) = \frac{\lambda_1}{2 \cdot \pi \cdot R} \int_0^\pi \frac{\partial t_1}{\partial r} \Big|_{r=R} dr,$  (4)

- центробежных насосов

$$H_n = H' - k_0 \cdot Q^{b_0}, \quad (5)$$

- теплопроводности изоляции

$$\frac{\partial t_i}{\partial \tau} = a_i \cdot \left( \frac{\partial^2 t_i}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_i}{\partial r} \right), \quad (6)$$

- теплопроводности грунта

$$\frac{\partial t_{TP}}{\partial \tau} = a_{TP} \cdot \left( \frac{\partial^2 t_{TP}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t_{TP}}{\partial y^2} \right), \quad (7)$$

где:  $\rho, c$  и  $v$  - плотность, теплоемкость и скорость движения жидкости по трубопроводу;  $p$  и  $t$  - давление и температура;  $\tau$  - время;  $R, Ri$  - радиус трубы, изоляции, соответственно;  $x, y, z$  - координаты оси трубопровода;  $\alpha$  - угол наклона трубы к горизонту;  $\tau_{TP}$  - напряжение трения жидкости на стенке трубы;  $q(t)$  - тепловой поток через стенку трубы;  $F$  - площадь поперечного сечения трубы;  $h$  - потери энергии на трение;  $H_n, H'$  - напор центробежного

насоса при подаче  $Q$  и нулевой подаче;  $k_0, b_0$  - эмпирические коэффициенты в (2.13);  $t, t_1, t_i$  и  $t_{TP}$  - температуры жидкости, стенки трубы, слоев изоляции и грунта;  $\lambda_1, \lambda_i$  и  $a_i, a_{TP}$  - соответственно коэффициенты теплопроводности и температуропроводности.

Сопряженная задача в общем виде представляется системой уравнений (1-7), при соответствующих краевых условиях и условиях сопряжения. В условиях технических ограничений доступной в традиционных системах телемеханики и АСУ информации, как по количеству, так и по качеству, с одной стороны, и достаточно обширного списка осложнений технологических режимов, подлежащих идентификации, - с другой, решение задач функциональной диагностики лежит на стыке новейших методов математической логики, многокритериальных оценок и «мягких» вычислений.

Предложенная методика позволяет проводить полноценное моделирование стационарного, пускового, переходных режимов работы, а также остывания трубопровода. На основе такого моделирования можно решать следующие задачи, необходимые для трубопроводного транспорта реологически сложных нефтей:

1. Определение возможных технологий для транспорта реологически сложных нефтей, таких как внедрение депрессорной присадки, применение тепловой изоляции, электроподогрева, включение на трассе пункта подогрева нефти (задача по проектированию трубопроводов), комбинации этих технологий, а также наиболее эффективные объемы их применения (в стоимостном выражении);

2. Выбирать наиболее выгодные режимы работы, например, с точки зрения экономии электроэнергии;

3. Заранее прогнозировать возможные осложнения при транспорте нефти, находить время безопасной остановки.

В методологическую основу системы диагностики, рассмотренной в **третьем разделе**, положены генетические алгоритмы многопараметрического поиска решений, адекватно описывающих зарегистрированные значения технологических параметров в координатном пространстве диагностических признаков и логических конструкций свода правил диагностирования, которые дают возможность находить альтернативы на всём множестве возможных решений. Количество же независимых переменных достигает 140-200 при идентификации 5-7 осложнений на эксплуатационном участке нефтепровода протяженностью 400-500 км.

История применения генетических алгоритмов начинается с работ Р.Холстиена, Де Джонга, Дж. Холланда и Д. Гольдберга 1970-75 гг., в которых впервые были продемонстрированы возможности метода для решения задач многопараметрической оптимизации, хотя изначальная идеология «нечёткой» логики разработана Л. Заде на десятилетие ранее. Но только в последние 5-7 лет появились работы Savic D.A., Walters G.A.

(Великобритания), Vitkovsky J.P., Simpson A.R., Murthy L.J. (Австралия), Tang K.W., Zhang F. (Канада), предложивших использовать генетические алгоритмы в проектировании водопроводных сетей решением обратных задач гидравлики.

Алгоритм диагностирования осложнений технологических режимов на трассе нефтепродуктопровода включает три стадии нахождения решения.

На предварительном этапе выявляются осложнения, подлежащие оценке, из которых формируется структура хромосомы. Учитывая естественное ограничение, что дискретность пространства диагностического поиска не может превышать физического, обусловленного наличием датчиков по длине нефтепровода, каждому участку трассы между замерными пунктами поставлен в соответствие геном  $\{W, D, U, A, L\}$ , состоящим из пяти генов:

$W$  – скопления воды;

$A$  – газовые скопления;

$D$  – смолопарафиновые отложения

$U$  – неподвижные объекты

$L$  – утечки.

Реализация генетического алгоритма в диагностике технологических режимов на трассе нефтепродуктопровода сводится к следующей последовательности операций:

1. Оценивая условия существования каждого из внутритрубных образований на диагностируемом участке трубопровода в целом, определяется количество возможных осложнений  $k$ . После чего, для каждого участка трассы между замерными пунктами производится экспертная оценка максимально возможного уровня осложнения, которому ставится в соответствие максимальное значение кода - 7:

- для газовых скоплений – это длина всех нисходящих участков трубопровода;

- для водных скоплений – это длина всех восходящих участков трассы;

- для смолопарафиновых отложений рекомендовано принять предельную оценку толщины слоя -  $\delta_{\max} = D/4$ ;

- для утечек, чтобы не дублировать существующие возможности, целесообразно брать значения на пределе чувствительности традиционных методов систем обнаружения утечек (3-5% от номинального расхода).

2. Генерируется начальная популяция  $\{S\}^{(\zeta=0)}$  из  $N$  индивидов.

3. Формируется дочерняя популяция хромосом операциями кроссинговера и мутации, заложенными в используемом пакете прикладных программ. В случае выбора элитной хромосомы оператором кроссинговера или мутации она клонируется. Клоны полученных элитных хромосом, не участвуя в операциях кроссинговера или мутации, добавляются к дочерней популяции.

4. Определяется порог пригодности хромосом, по среднему значению функции пригодности:

$$\bar{fit} = \frac{\sum_{i=1}^N fit(\& S_i)}{N}, \quad (8)$$

5. На этапе селекции из родительской и дочерней популяций формируется новая из индивидов, годность которых больше средней по всей популяции:

$$fit(\& S_i) > \bar{fit}, \quad (9)$$

Цикл операторов пп.3-5 повторяется до тех пор, пока значение функции пригодности лучшей хромосомы не останется неизменной в заданном количестве поколений  $Np = 15-30$ .

6. Этап кластеризации – деление исходной популяции на группы  $\{W\}, \{A\}, \{D\}, \{L\}, \{U\}$  по принципу «родственной» близости индивидов.

7. Применение операций генетического алгоритма в каждой группе с пропорциональным увеличением вероятности мутаций и уменьшения вероятности кроссинговера обеспечивает получение 5 решений, каждое из которых имеет своё максимальное в группе  $\{W\}, \{A\}, \{D\}, \{L\}, \{U\}$  значение функции пригодности  $fit(\& S_{max} | \{G_i\})$ , чем уточняются локальные максимумы функций пригодности по доминантному геному  $\{G_i\}$ .

Нормированные значения этих функций определяет вероятность адекватности интерпретации результатов диагностирования технологических режимов:

$$P(@ G_i) = \frac{fit(\& S^{max} | \{G_i\})}{\sum_{i=1}^k fit(\& S^{max} | \{G_i\})}, \quad (10)$$

Окончательное заключение (право выбора варианта из предложенных альтернатив) остаётся за диспетчером.

8. Алгоритм дефаззификации хромосом зависит от принятых в п.1 вариантов кодирования:

- длина участков с газовыми скоплениями:

$$L_i^{\Sigma} = \frac{@ A_i}{7} \cdot \Delta L_i^{down}; \quad (11)$$

- длина участков с водными скоплениями:

$$L_i^{\Sigma} = \frac{@ W_i}{7} \cdot \Delta L_i^{up}; \quad (12)$$

- средняя по участку толщина слоя парафиновых отложений:

$$\delta_i^{cp} = \frac{@ D_i \cdot (@ D_i + 1)}{56} \cdot \frac{D}{4}; \quad (13)$$

- утечки:

$$Q_i^{leak} = 0,05 \cdot \frac{@ L_i \cdot (@ L_i + 1)}{56} \cdot Q; \quad (14)$$

- осложнения, не зависящие от режима эксплуатации участка МНП:1

$$\zeta_i^{diag} = \frac{\pi^2}{8} \cdot \frac{\zeta_i \cdot P_i^{ном} \cdot D^4}{\rho \cdot Q^2} \cdot U_i \cdot (U_i + 1) \quad (15)$$

где  $L_i^{up}$  - общая длина восходящих сегментов на  $i$ -ом участке трубопровода между замерными пунктами;

$L_i^{down}$  - общая длина нисходящих сегментов на  $i$ -ом участке трубопровода между замерными пунктами;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода;

$P_i^{ном}$  – номинал манометра на  $i$ -ом замерном пункте.

9. Несмотря на избыточное количество решающих правил для диагностики всех видов осложнений технологических режимов результаты диагностирования не могут быть интерпретированы однозначно. Можно лишь говорить о более или менее вероятном сочетании количественных оценок тех или иных осложнений.

10. Сохраняя в Базе Знаний хромосомы – результаты диагностирования предыдущих периодов, обеспечивается обучение системы диагностики. Если период «памяти» достаточно большой, велика вероятность повторения ситуации на трассе. Использование в п.2 алгоритма цепочек кодов, близких к искомому решению значительно сокращают время расчётов и повышают достоверность полученных результатов.

**В четвертом разделе** приведены практические результаты в реализации методологии «мягких» вычислений в системах управления добычей и транспортировкой нефти, указаны пути и перспективность интеграции информационно-аналитических компонентов в систему автоматического управления магистральными трубопроводами, разрабатываемую на стыке возможностей систем SCADA, функциональной диагностики технологических режимов, методологии Fuzzy Logic и ГИС-технологий, выводящую на новый качественный уровень решения практических задач эффективной эксплуатации объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов. Разработана структура информационной системы реального времени (ИСПВ), решающая задачи анализа достоверности входной информации.

Предложен алгоритм гидравлического расчета трубопровода на основе существующих методик, на основе которого разработан вариант информационной системы и показаны области применения разработанной системы.

Гидравлический расчет трубопровода предусматривает определение перепада давления по его длине, диаметра трубопровода или его пропускной способности. В основу расчета положено уравнение Бернулли

$$\left( z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} \right) - \left( z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} \right) = h_{II}, \quad (16)$$

где  $z_1, z_2$  – геодезические отметки, м;

$p_1$  и  $p_2$  – начальное и конечное давление;  
 $w_1, w_2$  – скорость жидкости в начале и конце трубопровода, м/с;  
 $h_{II}$  - путевые потери напора, м.

Путевые потери напора складываются из потерь на трение и на местные сопротивления. При гидравлическом расчете промышленных трубопроводов местными сопротивлениями можно чаще всего пренебречь, пренебрегаем и сжимаемостью жидкости, тогда из (16)

$$\Delta p = \Delta p_{TP} - \Delta z \rho g \quad (17)$$

$$\text{или суммарные потери напора } H = h_{TP} \pm (z_1 - z_2) \quad (18)$$

Потери давления на трение определяются по уравнению Дарси-Вейсбаха

$$\Delta p_{mp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho \omega^2}{2}, \quad (19)$$

а потери напора на трение из этой же формулы

$$h_{mp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2g}, \quad (20)$$

где  $L$  – длина трубопровода, м;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$w$  – средняя скорость течения жидкости в трубопроводе;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от режима течения (числа Рейнольдса) и относительной шероховатости труб.

Число Рейнольдса можно определить в зависимости от расхода жидкости по формуле

$$Re = \frac{wD}{\nu} \quad \text{или} \quad Re = \frac{wD\rho}{\mu} \quad (21)$$

где  $w = \frac{Q}{F}$  – скорость течения жидкости;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы;

$\nu$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па\*с.

При числе Рейнольдса  $Re \leq 2320$  режим движения жидкости в трубе ламинарный и гидравлические сопротивления определяют по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (22)$$

При турбулентном режиме течения жидкости, когда  $Re > 2320$ , для определения  $\lambda$  имеется ряд полуэмпирических формул.

При движении жидкости по трубам непосредственно у стенки труб образуется вязкий подслой, который может перекрывать или не перекрывать шероховатость этой трубы. Если микронеровности стенки не выступают за вязкий подслой, стенку считают гидравлически гладкой, если выступают –

гидравлически шероховатой. Толщина вязкого подслоя зависит от скорости течения жидкости. Чем больше эта скорость, тем она меньше.

Существуют зоны гладкого, смешанного и шероховатого трения. Границы зон определяют величиной выступов шероховатости. В расчетах трубопроводов принимают «эквивалентную» шероховатость  $K_э$ . Эквивалентная шероховатость определяется опытным путем. Для стальных цельнотянутых труб величина  $K_э$  колеблется в пределах 0,1-0,2мм.

- Зона гладкого трения лежит в диапазоне чисел Рейнольдса от  $Re=3000-4000$  до  $Re = \frac{15D}{K_э}$ , где  $D$  – внутренний диаметр трубопровода. В этой зоне справедлива формула Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0.25}} \quad (23)$$

- Зона смешанного трения лежит в диапазоне  $15D/K_э < Re < 560D/K_э$ . В этой зоне для расчета гидравлического сопротивления используют формулу Альтшуля

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{2K_э}{D} \right)^{0.25} \quad (24)$$

- Зона шероховатого трения (в диапазоне  $560D/K_э < Re$  и  $2K_э/D < 0,007$ ). В этой зоне величина  $68/Re$  становится пренебрежимо малой по сравнению с  $2K_э/D$  и формула принимает вид

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{2K_э}{D} \right)^{0.25} \quad (25)$$

Она называется формулой Шифирсона.

В нефтепроводах наблюдается в основном турбулентный режим с зоной гидравлически гладких труб, а в газопроводах могут встречаться все вышеперечисленные режимы течения.

Расчеты трубопроводов выполняются для наиболее сложных условий их работы – при максимальной нагрузке по жидкости и ее максимальной вязкости. Приведенные формулы позволяют определить перепад давления на длине трубопровода, и, следовательно, рассчитать начальное давление перекачки.

Гидравлический расчет простого напорного трубопровода, транспортирующего жидкость в однофазном состоянии, сводится к определению одного из следующих параметров:

- пропускной способности трубопровода  $Q$ ;
- необходимого начального давления  $p$ ;
- диаметра трубопровода  $D$ .

Для определения пропускной способности трубопровода или его диаметра задаются режимом течения жидкости, а затем определяют  $Q$  или  $D$ , после чего обязательно проверяют правильность выбора режима по числу Рейнольдса.

По величине напора (или давления) можно определить мощность перекачивающего насоса

$$N = \frac{\omega H \rho g}{1000 \eta}, \quad (26)$$

где  $\eta$  – общий коэффициент полезного действия насосной установки;  
1000 – переводной коэффициент Вт в кВт.

Полученные результаты подтверждены в информационной системе, разработанной в популярной интегрированной среде MS Office с использованием СУБД MS Access, рисунки (1-2).

Расчет диаметра трубопровода

Введите данные

Расход нефти, т/час	150
Скорость движения потока, м/с	0.10

D= 0.21

Record: 1 of 1 No Filter Search

Рисунок 1 - Интерфейсное окно для расчета диаметра трубопровода

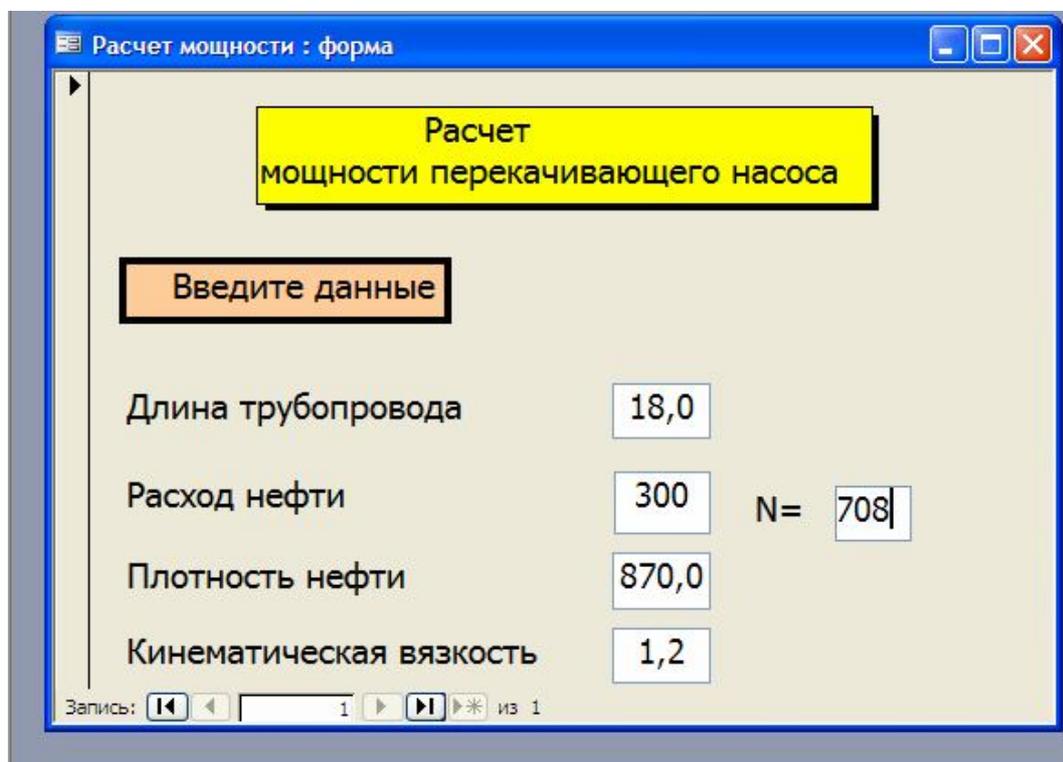


Рисунок 2 - Интерфейсное окно для расчета мощности перекачивающего насоса трубопровода

Разработанная система предназначена для анализа возможностей оперативного управления проектируемых систем, на основе которого принимались соответствующие конструкторско-технологические решения. Работа с системой показывает, что существенно повышаются эффективность процесса разработки и качество разрабатываемых систем.

Результаты данной научно-исследовательской работы, связанные с исследованием оперативного управления процессами добычи и транспортировки нефти, в течение 2007-2009гг были внедрены при разработке проектов, выполненных на ЦППН и ЦДН-2 АО «Каражанбасмунай» в рамках поисковых научно-исследовательских работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ представленных в диссертационной работе результатов исследований позволяет сформулировать основные выводы и рекомендации:

1) Проведен анализ состояния добычи и транспортировки нефти, на основе которого отмечается, что фактические показатели по вводу в эксплуатацию новых добывающих скважин и добычи из них нефти несопоставимы с проектными по технологическим причинам. Проанализированы реализации автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) добычи и транспортировкой нефти на примере компании «КазТрансОйл». Рассмотрены подходы по реализации на недорогих промышленных контроллерах различных алгоритмов

управления, построенных на базе технологических языков программирования.

2) Исследованы предпосылки и возможности внедрения системы диагностики в действующую систему оперативного управления нефтепроводами.

3) Рассмотрены особенности моделирования режимов работы трубопроводов, в том числе перекачивающих реологически сложные жидкости, для целей диагностики и управления. Показано, что современный уровень методов расчета нестационарных режимов работы неизотермических трубопроводов позволяет рассчитывать указанные процессы лишь приближенно, с той или иной степенью точности.

4) Предложен графоаналитический метод решений сопряженных задач с использованием динамических характеристик трубопроводной системы, который сводится к определению температур и построению на их основе мгновенных характеристик на каждый момент времени.

5) Рассмотрен подход к реализации системы оперативного управления на основе эволюционно-генетических алгоритмов, для решения трех различных классов задач многокритериальной оптимизации. Исходные задачи сводятся к единой модели поиска оптимальных вершин в многомерном гиперкубе.

6) Предложен генетический алгоритм для диагностики технологических режимов на трассе нефтепродуктопровода, результатом работы которого является конечный набор альтернатив допустимых видов осложнений технологических режимов в сочетании с качественными и количественными оценками каждой из них.

7) Разработан свод решающих правил базы знаний для идентификации газовых скоплений в рамках методологии функциональной диагностики технологических режимов.

8) Предложен метод диагностики смолотарафиновых отложений, основанный на оценке термического сопротивления на основе количественной оценки толщины слоя внутритрубных отложений является определением характеристик теплового взаимодействия по образующей трубы с внешней средой.

9) Рассмотрен алгоритм диагностирования водных скоплений, основанный на оценке характерных времён инерционных процессов, наблюдаемых при переключении с одного режима эксплуатации трубопровода на другой

10) Рассмотрены практические аспекты математического моделирования стационарных и нестационарных режимов работы трубопровода, перекачивающего реологически сложные жидкости, основанные на решении системы дифференциальных уравнений в двумерной постановке.

11) Разработана структура информационной системы реального времени (ИСРВ), решающая задачи анализа достоверности входной информации.

12) Представлены результаты практического моделирования различных режимов работы трубопровода для оперативного управления нефтепроводом.

13) Предложен алгоритм гидравлического расчета трубопровода на основе существующих методик, на основе которого разработан вариант информационной системы и показаны возможности применения разработанной системы в условиях эксплуатации.

Система функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации систем магистральных нефтепроводов является средством для:

- повышения эффективности оперативного принятия решений в различных ситуациях на основе раннего обнаружения осложнений технологических режимов;

- предотвращения аварий на трассе путем раннего выявления и предупреждения малых утечек, идентификация которых находится на пределе чувствительности современных систем обнаружения утечек;

- повышение надежности за счёт исключения ошибок в принятии решений благодаря контролю за ситуацией с выдачей персоналу оперативной информации состояния линейных объектов, а также прогнозированию развития ситуации на каждом шаге действий диспетчера;

- повышения эффективности эксплуатации за счет прогнозирования развития осложнений и применения, превентивных мер для устранения причин снижения пропускной способности участков нефтепродуктопровода;

- облегчения и упрощения работы персонала путем выдачи диспетчеру предварительно проанализированной и интерпретированной в понятных образах информации, быстрого и адресного доступа к документации

Результаты работы внедрены в АО «КаражанбасМунай» при разработке проектов, выполненных на объектах ЦППН и ЦДН-2, что позволило повысить эффективность процесса разработки и качество систем.

### **Список опубликованных работ по теме диссертации**

1 Кенжебаева Ж.Е. Математическое моделирование и автоматизация процесса нефтеизвлечения // Труды II Всерос. Науч. Конф. «Математическое моделирование и краевые задачи». – Самара, 2005г. - Ч.2. - с.125-127.

2 Кенжебаева Ж.Е. Оптимизация управления технологическими установками нефтяного производственного технологического процесса// Труды II междун. Научно-прак. Конф. «Естественно-гуманитарные науки и их роль в подготовке инженерных кадров». - Алматы, 2005г. - с.68-71.

3 Утепбергенов И.Т., Калиева К.А., Кенжебаева Ж.Е. Математическая модель оперативного управления технологическим процессом в нефтяной промышленности // Материалы научных конференций с международным участием (Греция) «Современные наукоемкие технологии». - Москва, 2005г.- №7 - с.93-94.

4 Утепбергенов И.Т., Калиева К.А., Сагындыкова Ш.Н., Кенжебаева Ж.Е. Проектирования нефтяных залежей с использованием CASE-технологий Материалы научных конференций с международным участием

(Египет) в журнале «Современные наукоемкие технологии». - Москва, 2005г. - № 8. - с.80-81.

5 Утепбергенов И.Т., Калиева К.А., Сагындыкова Ш.Н., Кенжебаева Ж.Е. Модель оперативного управления технологическим процессом // Материалы международной научно-практической конф. посвященной 10-летию образования университета Алматинского Университета Технологии и Бизнеса «Актуальные вопросы образования и науки в области экономики, технологии и информационных систем в XXI веке». - Алматы, 2006г. - с.340-343.

6 Утепбергенов И.Т., Есмагамбетов Б.-Б. С., Кенжебаева Ж.Е. Некоторые вопросы проектирования систем необратимого сжатия данных // Международная конференция «Автоматизация и управление. Перспективы, проблемы и решения». - Алматы, 2007г. - с.332-334.

7 Утепбергенов И.Т., Кенжебаева Ж.Е. Проблемы функционирования транспортных систем // Международная конференция «Автоматизация и управление. Перспективы, проблемы и решения». - Алматы, 2007г. - с. 190-192.

8 Ашимова Р.Б., Кенжебаева Ж. Е. Информационная система для гидравлического расчета трубопровода // Вестник КазАТК - 2009г. - №5. – с. 163-166.

9 Кенжебаева Ж.Е. Генетические алгоритмы в управлении технологическими режимами нефтепродуктопроводов Материалы Республиканской научно-практической конференции «Молодежь и информационные технологии». – Актау, 2009г. - с.237-242.

10 Кенжебаева Ж.Е., Доштаев К. Ж.. Анализ результатов гидравлического расчета нефтепровода с использованием информационной системы // Вестник ВКТУ. - 2010г. - № 2. – с. 142-146.

11 Утепбергенов И.Т., Коновалова А.П., Кенжебаева Ж.Е. Алгоритм решения задачи синтеза оптимальной структуры программных модулей по общесистемному критерию // Вестник КазАТК. - 2010г. - №1.- с. 85-91.

## **Кенжебаева Жанат Елубайқызы**

### **Мұнайды өндіру мен тасымалдау мысалында күрделі технологиялық объектілерді жедел басқару әдістері мен үлгілерін әзірлеу**

05.13.01 – Жүйелік талдау, басқару және ақпаратты өңдеу мамандығы бойынша техника ғылымдарының кандидаты дәрежесін алу үшін ұсынылған диссертация

#### **ТҮЙІНДЕМЕ**

Диссертациялық жұмыстың мақсаты пайдалану режимдерінің сипатты шиеленісулерінің диагностикасы негізінде магистралды мұнай құбырларын жедел басқару жүйесінің аналитикалық аппаратын және әдістерін әзірлеу болып табылады. Қойылған мақсатқа сәйкес жұмыста келесі міндеттер шешілді:

- магистралды мұнай құбырларын пайдаланудың технологиялық режимдерінің шиеленісу себептерін анықтау және жіктеу тұрғысынан мұнайдың магистралды тасымалдау объектілерін жүйелі талдау;

- технологиялық режимдердің шиеленісуін сапалық және сандық бағалау негізінде мұнай құбырының пайдалану участогының режимдерін жедел басқару үлгілерін құру;

- мұнай құбыры трассасында шиеленісулер жағдайын анықтау және табу мақсатымен телемеханика жүйесінің қазіргі заманғы мүмкіндіктерінде іске асырылатын алгоритмдер мен диагностика бағдарламаларын әзірлеу;

- мұнай құбыры трассасында технологиялық режимдердің анықталған шиеленісулерінің себептерін жою үшін шешім қабылдауға арналған алгоритмдер мен бағдарламаларды әзірлеу.

Жұмыс нәтижелерінің ғылыми жаңалығы келесілерден тұрады:

- қайта айдаудың технологиялық параметрлерінің мониторингімен сәйкестендіру мүмкін болатын мұнайды магистралды тасымалдау объектілерінің өткізу қабілетінің төмендеуіне әкелетін қайта айдаудың технологиялық режимдерінің шиеленісуінің негізгі себептері анықталды және топтастырылды.

- құбыр ішілік түзілімдермен, сондай-ақ анықталған режим ретінде де, құбырдағы ауыспалы процесс ретінде де сипатталатын ағулармен қиындатылған мұнай мен мұнай өнімдерін қайта айдау режимдерінің технологиялық үлгілері әзірленді

- әрбір феноменнің диагностика жаласатын шиеленісулер тізіміне кіргізілуін анықтайтын су және газдардың жиналуының, шайыр парафинді шөгінділердің және ағулардың болуы шарттары негізделген.

- шиеленісулерге сапалық және сандық баға беретін көп фазалы ағындар және жылу салмақ ауыстыру гидромеханикасының кері есептерін шешуге негізделетін диагностикалық алгоритмдер әзірленген.

- телемеханиканың техникалық құралдарының шектеулі болуымен

және дәлдік класымен трассалардан жедел ақпараттың жетіспеушілігінен белгісіздік жағдайында операцияларды жүзеге асыру қабілеті жеке диагностикалық бағаларды қиыстыратын магистралды құбырлардың технологиялық режимдерінің функционалды диагностикасы жүйесінің аналитикалық аппараты әзірленді.

- қайта айдау параметрлерінің көп өлшемді кеңістігінде диагностикалық бағалардың растығын арттыруға мүмкіндік беретін шешуші ережелер жиынтығы ұсынылды. Алгоритмнің жұмыс істеу процессінде өздігінен білім алу және білімін жинақтау механизмдері анықталды.

Жұмыстың практикалық құндылығы жұмыста алынған нәтижелердің жедел шешім қабылдау тиімділігін арттыруға, трассада апаттың алдын алуға, сенімділікті арттыруға, пайдалану тиімділігін арттыруға, қызметкерлер құрамының жұмысын жеңілдетуге және оңайлатуға мүмкіндік беруімен байланысты.

Берілген ғылыми-зерттеу жұмысының нәтижелері іздестіру ғылыми-зерттеу жұмыстары шегінде «Қаражанбасмұнай» АҚ жобаларын әзірлеу кезінде ендірілген.

## **Kenzhebayeva Zhanat Yelubaeyevna**

### **It's the development of methods and models for operational management of complex technological objects on the example of oil production and transportation.**

05.13.01 – Systematic analysis, management and processing of information  
Dissertation is presented for the scientific degree of candidate of technical sciences

#### **SUMMARY**

The aim of the thesis work is to develop the methods and analytical command and control system for operational control of main oil pipelines on the base of diagnostics on characteristic complications of operation conditions. In accordance with the target goal there are solved the following tasks in the work:

- Systematic analysis of objects on the main oil transports from the point of view in identifying and classifying the causes of complications of technological modes for operation of the main oil pipelines;
- Construction of models on operational management of operational modes for the pipeline area on the basis of qualitative and quantitative assessment of complications of technological modes;
- Development of algorithms and software programs for diagnosis, which is implemented in the current capacities of supervisory system, in order to identify and determine the position of complications in the pipeline route;
- Development of algorithms and programs on taking the decisions on removal of the reasons on identification of complications of technological regimes along the pipeline route.

Scientific novelty of the work results is as follow:

- Identified and classified the main causes of complications of technological regimes on pumping procedure, which leads to the decrease in the capacity of the main oil transport facilities, which may identify the monitoring of technological parameters of transfer.
- Designed the technological model regimes on pumping procedure of oil and petroleum products, the complicated intratubal formations as well as leakage, which describe how to install the regime and transitional processes in the pipeline.
- Proved the conditions on presence of water and gas accumulations, resin paraffin deposits and losses that determine the inclusion of every phenomenon in the list of diagnosed complications.
- Developed the diagnostic algorithms, which are based on solving of inverse problems in fluid mechanics of multiphase flow and heat mass transfer that give the qualitative and quantitative assessment of complications.
- Developed the analytical system of functional diagnostics of technological modes of pipelines that combines the private diagnostic evaluation, which is able to operate in conditions of uncertainty due to lack of timely information from the route and limited availability and accuracy class hardware of telecontrol system.

- Proposed the list of significant rules that allow improving the reliability of diagnostic assessments among the multidimensional space of pumping parameters. The learning and knowledge mechanisms are identified in the course of algorithm operation.

The practical value of this work is that the results allow increasing the efficiency of operational decisions, to prevent the event on the route, improve reliability, increase the operational efficiency, facilitate and simplify the work of staff.

The results of this research work were introduced under project design JSC Karazhanbasmunay in the search of research.