

УДК 622.692.4.058

С.Е.Кутуков<sup>1</sup>, Ф.И.Бадиков<sup>2</sup>, Г.Х.Самигуллин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия

<sup>2</sup>СП "ВьетСовПетро", Вьетнам

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ В МОНИТОРИНГЕ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Работами многочисленных авторитетов от дефектоскопии термин "контроль технического состояния" или "мониторинг" раскрывается как диагностирование работоспособности или исправности технического объекта. В приложении к линейной части магистрального нефтепровода (МНП) весь спектр проблем диагностирования обычно сводится к вопросу поиска и идентификации дефектов стенки трубы. И необходимо признать, что методология и аппаратное обеспечение поиска таких дефектов развиваются весьма успешно. В трубопроводном транспорте нашли широкое применение такие методы тестового диагностирования состояния стенки трубопровода как: пропуск специальных внутритрубных снарядов, наружные методы непосредственного контроля: магнитная, вихретоковая, радиоволновая, радиационная дефектоскопия и акустическая эмиссия, а так же электрическая и тепловая дефектоскопия для контроля трубной изоляции.

Однако, в столь узком одностороннем подходе к проблеме мониторинга МНП кроется причина принципиальной невозможности решения задач генезиса (технической генетики) и прогнозирования состояния объекта в перспективе его развития. Расширение горизонтов проблемы на контроль технологического состояния участка МНП дало бы возможность решать задачи не только расследования причин возникновения дефектов или аварий, прогнозировать состояние объекта в будущем, но и оперативно оптимизировать технологические параметры эксплуатации объекта с учетом многочисленных особенностей каждого участка системы.

Проблемами всякого диагностирования являются задачи проверки исправности, работоспособности и правильности функционирования объекта, а так же поиска дефектов, нарушающих исправность, работоспособность или правильность функционирования [1]. Строгая постановка этих задач предполагает, во-первых, прямое или косвенное задание класса возможных дефектов и, во-вторых, наличие формализованных методов построения алгоритма диагностирования, реализация которых обеспечивает обнаружение дефектов из заданного класса с требуемой полнотой или поиск последних с требуемой глубиной.

Вопрос о "правильности функционирования участка МНП" не поднимается по причине отсутствия методологии определения "эталонного состояния (уставки)" объекта, или в терминах тестирования электронной аппаратуры - KGU

"Known good unit" - "заведомо хорошей единицы", так же как и явной недостаточностью технических средств контроля технологических параметров эксплуатации по трассе МНП.

Актуальность же подобного контроля как составной части экологического мониторинга, системы управления надежностью стареющих МНП и повышения эффективности их эксплуатации в современных экономических условиях очевидна.

## **ПРОБЛЕМЫ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ**

Экологический мониторинг техногенеза особенно необходим техническим объектам, сооруженным в сложных погодно-климатических и геокриологических условиях. Однако, в рамках развития сугубо детерминированных моделей проблемы диагностирования состояния МНП не решаются. На сегодняшний день проведен ряд исследований, описывающих качественную картину взаимодействия трубопровода с вечномерзлыми (оттаивающими) грунтами, позволяющих в общем случае разрабатывать экопрогнозы методом физико-географического сравнения. Но использование детерминированных моделей теплового взаимодействия трубопроводов предполагает определение количественных характеристик процесса. Указанное требование делает задачу экологического и технологического мониторинга сверх сложной, что объясняется рядом причин:

Во-первых, это нелинейность большинства связей между искомыми величинами и влияющими факторами. Например, глубина сезонного промерзания-протаивания связана корнем квадратным с температурой поверхности; та же величина, но с поверхности трубопровода - с температурой, в степени меньшей  $1/2$ , а деформация грунта - с механическими напряжениями в степени больше единицы, и т.д.

Во-вторых, это физическая неоднородность грунтов, как по трассе трубопровода, так и в сечении грунта, полей температуры и влажности, от которых зависят (причем нелинейно) все свойства пород

В-третьих, это наличие обратных связей между характеристиками грунтовых условий и факторами их определяющими.

В-четвертых, характерное время инерции всей геокриологической системы зависит от воздействия разномасштабных процессов, обладающих разными временами инерции (релаксации), таких как динамика растительного почвенного покровов, изменение температуры перекачиваемого продукта и атмосферного воздуха, динамика влажности, развитие механических напряжений и т.д.

В-пятых, непредсказуемы и разнообразны техногенные воздействия в предпостроечный период и период строительства трубопровода, в результате чего проследить причинно-следственные связи таких локальных возмущений в системе задача чрезвычайно трудоемкая.

В-шестых, влияние загрязнения грунта при растекании продукта или сбросах при производстве строительно-монтажных работ практически не изучено, но, безусловно, лишь то, что это сильно влияет на теплофизические и

механические свойства подстилающего грунта, нарушая термодинамическое равновесие массива и т.д.

Необходимо так же отметить принципиальную невозможность использования физического моделирования для получения количественных оценок параметров подобных систем на малых моделях [2]. Это связано с противоречивостью критериев подобия во времени. Каждый из действующих процессов накладывает на масштаб времени свои требования, выполнить которые одновременно можно лишь при условии равенства размеров модели и природы. Но тогда, в рамках детерминированных моделей, физическое моделирование теряет свой смысл, превращаясь в статистико-аналоговый метод [2].

Абстрагируясь от методов расчета параметров взаимодействия трубопровода с внешней средой, которые сами по себе приносят существенную ошибку в прогноз, необходимо отметить принципиальную невозможность получения точных количественных оценок технического состояния объекта, оперируя с осредненными значениями теплофизических и механических свойств окружающей трубу среды. Даже камеральное определение этих свойств у локальных проб грунта предполагает ошибку 25%. Принимая во внимание количество входных параметров (более 30 для каждого локального участка трассы с идентичными параметрами системы) и частоту смены таких участков (как минимум, 10 - 12 на километре) удивляет превосходное (40-50%) совпадение прогноза и реалий.

Не лучше обстоит дело с "внутренней задачей" – расчетом параметров тепло- массопереноса при движении продукта внутри трубопровода. В 10% погрешность укладываются лишь методы гидравлического расчета установившегося движения стабильной ньютоновской гомогенной среды – ничего общего не имеющего с реальной товарной нефтью, транспортируемой по трубам. Но именно осложнения эксплуатационного режима приводят к снижению эффективности перекачки, являются первопричиной возникновения внештатных ситуаций и, в конечном итоге – разгерметизации трубопровода, разливов нефти и аварий. Возможности диспетчерской службы в оперативной диагностике таких ситуаций на ранних стадиях весьма ограничены.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОТЕХНОЛОГИЙ**

Современные требования контроля технологического состояния МНП хорошо укладываются в возможности нейротехнологии - рейтинговой классификации по эффективности эксплуатации того или иного участка на основе оперативного распознавания отклонений режима их эксплуатации от «эталонного» (КГУ). В терминах нейротехнологий эту задачу можно сформулировать с разбивкой на следующие этапы:

- 1) обучение и запоминание поведенческих образцов и стандартных эталонов, задаваемых внешними условиями;
- 2) распознавание внешней ситуации, отнесение ее к одной из запомненных ситуаций, выбор соответствующего поведенческого образца;
- 3) реализация выбранного образца поведения, поддержание эталонных значений переменных, возвращение к ним после возмущений, исправление ошибок и нейтрализация помех, создаваемых внешней средой.

Конкретизация задач мониторинга технологического режима эксплуатации МНП выявил 56 типичных отклонений, каждое из которых можно идентифицировать по ряду признаков

1) По генезису:

- Планомерные воздействия персонала (диспетчера, линейных служб и т.п.);
- Деформации труб (гофры, вмятины, свищи и трещины);
- Изменения режимов работы оборудования насосных станций;
- Нарушение сплошности перекачиваемой среды (выделение-растворение парафина, смол, газовых и водяных включений и пр.);
- Смена реологических и физических свойств перекачиваемой среды вследствие изменения внешних условий (гидрологических, грунтовых, погодноклиматических и криологических).

2) По возможности регистрации традиционными КИП параметров технологического режима:

- Распределение давления по длине трубопровода;
- Баланс расходов по локальным участкам трассы;
- Распределение средней температуры продукта.

3) По ретроспективе изменения технологических параметров перекачки во времени и по длине трубопровода.

Основным методом нейронной технологии является конструирование соответствующей конфигурации "нейросети" - набора универсальных нелинейных элементов (нейронов), предназначенных для получения нелинейной функции нескольких переменных  $X_i$  с возможностью настройки его параметров  $C_j$  [3]:

$$Y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_m, C_1, C_2, C_3, \dots, C_n) \quad (1)$$

Обычно нейроны описываются физиологическими терминами. Как правило, нейрон имеет один выход  $S$  и несколько входов - "синапсов", на которые поступают внешние воздействия  $X_i$  (от рецепторов и других нейронов). Выходная функция (иногда ее называют передаточной функцией) будет выглядеть следующим образом

$$Y_i = f\left(\sum_j C_{1,j} X_i + C_{0,j}\right) \quad (2)$$

В качестве функциональной зависимости в настоящее время используется т.н. логистическая функция вида:

$$Y = \frac{1}{1 + \exp(-K \cdot S)} \quad (3)$$

где  $S = \sum(C_{ij}X_i + C_{0j})$ .

Подобный подход при решении поставленных выше задач обеспечивает универсальность поведения нейрона в сети при описании сложных нелинейных откликов системы на внешние воздействия. Именно универсальность логистической функции позволят не беспокоиться о процессах, происходящих в нейроне и нейронной сети. Основной ключевой проблемой, в данном случае,

является генерация "правильной" конфигурации (архитектуры) сети, позволяющей адекватно описывать поведенческие эталоны системы. Наиболее распространенной архитектурой, используемой в настоящее время на практике является многослойная сеть с принципом связи "один со всеми" (см.рис.1).

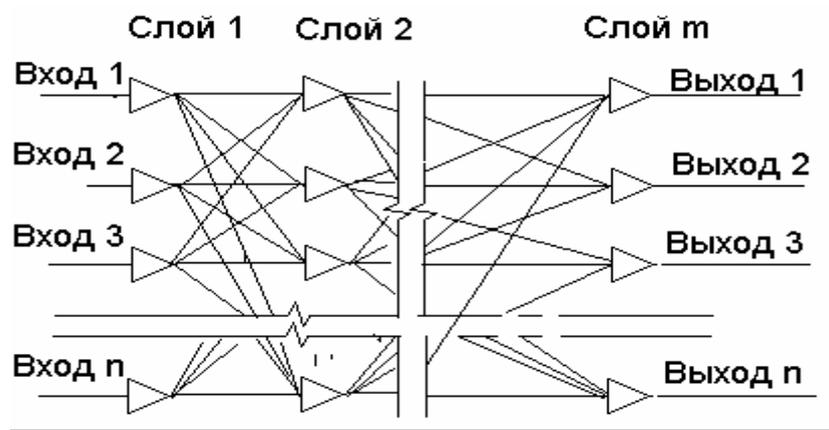


Рис.1

Архитектура приведенной многослойной сети однозначно определяется матрицей весовых коэффициентов  $C$ , которая формируется при обучении нейронной сети. Обучение нейронной сети проводилось по следующему алгоритму:

- 1) путем экспертного анализа изменений контролируемых параметров была разработана таблица эталонных состояний наблюдаемого объекта - участка МНП;
- 2) для каждого эталонного состояния был определен коэффициент значимости - для ранжирования состояний МНП по степени опасности предполагаемых последствий;
- 3) все элементы матрицы весовых коэффициентов  $C$  приравниваются к единице;
- 4) на входной слой нейросети подается комбинация входных сигналов, соответствующая определенному состоянию участка МНП;
- 5) на выходном слое нейросети формируется сигнал (образ), представляющий собой одно из стандартных или эталонных состояний МНП. Вполне естественно, что для начальных этапов обучения вероятность распознавания чрезвычайно низка и высока доля ошибок, для устранения которых используется метод "обратного распространения ошибки" [4];
- 6) При "обратной прогонке" соответствующие элементы матрицы  $C$  для каждого слоя нейросети рассчитываются по выражению вида:

$$C_k = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N (Ci * \frac{1}{(k-i)^2}) \quad (4)$$

где  $k$  - номер рассматриваемого нейрона в текущем слое.

При этом следует минимизировать число шагов "прямой" и "обратной" прогонки во избежание таких распространенных "вредных" явлений при обучении сети, как "паралич" сети, "ловушки локальных минимумов", "перетренировка" и т.д. [5]. Таким образом, в результате обучения формируется нейросеть с такими значениями матрицы  $C$ , которые по изменению входных

контролируемых параметров позволяют распознать ситуации, возникающие при эксплуатации МНП. Особенностью организации нейросетей является то, что основная информация содержится не в самих нейронах, а в связях между нейронами - по аналогии с нервной системой биологических объектов.

При функционировании нейросетей иногда может возникнуть неоднозначность, т.е. такая ситуация, когда при идентичных контролируемых сетью параметрах диагностируется несколько возможных состояний наблюдаемого объекта. В этом случае нейронная сеть выступает в качестве примитивной экспертной системы для лиц, принимающих решение или "советчика" обслуживающего персонала линейной диспетчерской службы и с учетом коэффициентов значимости ситуации выдавать рекомендации по управлению сложившейся ситуации для устранения нежелательного внешнего воздействия. Кроме этого, при наличии возможности ретроспективного обзора нейросеть может провести причинно- следственный статистический анализ для повышения точности и корректности выдаваемого результата. В последнем случае кроме диагностики состояния объекта контроля появляется возможность вероятностного прогнозирования дальнейшего развития критических и нестандартных ситуаций, возникающих при эксплуатации МНП.

На основе предлагаемого "нейросетевого" подхода ведется разработка программно - аппаратных комплексов для непрерывного мониторинга и диагностики состояния участков МНП по текущим эксплуатационным параметрам. В части оперативного отслеживания режима течения нефти и состояния внутренней полости подводного коллектора месторождения "Белый Тигр", разрабатываемого на Вьетнамском шельфе данная система была апробирована в СП "ВьетСовПетро". Предварительно методом экспертных оценок был определен характер функционального отклонения режима эксплуатации системы подводных трубопроводов в виде сужения проходного сечения труб из-за отложений смолотпарафиновых отложений, что сузило задачу идентификации отклонений. Но алгоритм количественной оценки параметров функционального отклонения потребовал решения обратных внутренней и внешней задач тепло-массопереноса, алгоритм решения которых поясним графическими аналогиями.

## **МОНИТОРИНГ КОЛЛЕКТОРА ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Жесткие требования к технологическим режимам эксплуатации нефтесборных коллекторов шельфовых месторождений Вьетнама заставили искать нетрадиционные подходы к системам управления и контроля состояния внутренней полости трубопроводов нефтесборной системы. Температура начала кристаллизации парафинов добываемых нефтей лежит в диапазоне +35...38 °С. Возможности регулирования технологическими режимами весьма ограничены - продолжительное снижение производительности неизбежно приведет к застыванию продукта в трубах. Возобновление процесса перекачки после продолжительной остановки штатными средствами невозможно.

Мониторинг режима течения нефти и состояния внутренней полости трубопровода в условиях месторождения "Белый Тигр" – насущная

необходимость и условие надежной эксплуатации нефтесборных коллекторов и нефтепромысла в целом.

Необходимый уровень достоверности оценки технологического режима эксплуатации подводного коллектора нефтесборной системы не может быть достигнут при использовании косвенных расчетов, по какому бы то ни было отдельно взятому параметру. Для выбранного участка трубопроводной сети доступна лишь ретроспектива значений расхода, перепада давлений и температур начала и конца трубопровода. При столь ограниченном объеме информации оценить распределение параметров по длине участка не представляется возможным, однако провести косвенную оценку осредненных по длине "эффективных" значений возможно. Общие положения методики диагностирования технологического состояния и оценки "эффективных" значений сформулированы в [6] и подразумевает моделирование процесса для получения эталона сравнения (КГУ – "заведомо верной величины").

Наиболее значимым параметром режима перекачки является мощность слоя парафиновых отложений на стенках трубопровода, а так же термодинамическое состояние перекачиваемого продукта. При значительном сужении проходного сечения труб возможна его закупорка. Однако, прямых методов измерения проходного сечения подводного трубопровода не существует, а расчет по косвенным параметрам дает большую погрешность. Поэтому в работе предложено диагностировать диаметр проходного сечения запарафиненного трубопровода по совокупности оценок, как по осредненной по длине удельной теплоотдачи с погонного метра трубы, так и по гидравлическому сопротивлению эксплуатационного участка.

В явном виде решить обратную задачу теплопередачи от транспортируемого продукта в окружающую среду с получением искомого параметра не представляется возможным. Для оценки проходного сечения по удельной теплоотдачи с погонного метра трубы используем хорошо зарекомендовавший себя подход Лейбензона [8], разделивший чрезвычайно сложную задачу теплопередачи на внутреннюю и внешнюю. Полный коэффициент теплопередачи от продукта в окружающую среду с учетом изолирующего эффекта парафиновых отложений имеет вид:

$$K\pi D = \left[ \frac{1}{\alpha_1 \pi D_\xi} + \frac{1}{2\pi \lambda_{\text{пар}}} \ln \frac{D_{\text{вн}}}{D_\xi} + \frac{1}{\alpha_2 \pi D} \right]^{-1}, \quad (5)$$

- где  $K$  – полный коэффициент теплопередачи, [Вт/(м<sup>2</sup> К)];  
 $D_\xi$  – диаметр проходного сечения трубопровода, [м];  
 $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр труб, [м];  
 $D$  – внешний диаметр трубопровода, [м];  
 $\alpha_1$  – внутренний коэффициент теплоотдачи, [Вт/(м<sup>2</sup> К)];  
 $\alpha_2$  – внешний коэффициент теплоотдачи, [Вт/(м<sup>2</sup> К)];  
 $\lambda_{\text{пар}}$  – теплопроводность парафиновых отложений, [Вт/(м К)].

Задаваясь диаметром проходного сечения  $D_\xi/D$ , можно построить график изменения параметра  $K\pi D$ . Теплофизические и реологические свойства нефти и парафиновых отложений определены из прямых экспериментов. Внутренний

коэффициент теплоотдачи от перекачиваемой нефти к внутренней поверхности парафиновых отложений  $\alpha_1$  наиболее адекватно описывается зависимостью Л.С.Абрамзона [7], в которой учтено влияние осаждения парафина на теплоотдачу:

$$Nu_1 = 348Po^{-1,41} Pr^{0,139} Ec^{0,101} \quad (6)$$

где  $Nu_1 = \alpha_1 \lambda / D_\xi$  - параметр Нуссельта;  
 $Po = 1 - \varpi / C_p d\xi / dT$  - параметр Померанцева;  
 $Ec = V^2 / C_p / (T_f - T_w)$  - параметр Эккерта;  
 $T_f, T_w$  - температура продукта в потоке и на стенке трубопровода, [K];  
 $\varpi = 230300$  Дж/кг - теплота плавления парафина;  
 $d\xi / dT$  - интенсивность кристаллизации парафина [кг/K];  
 $V$  - скорость движения нефти, [м/с];  
 $\lambda, C_p$  - теплоемкость и теплопроводность нефти, определяемые по формулам Крего [8]:

$$\lambda = \frac{0,157}{\rho_{15}^4} (1 - 0,47 \cdot 10^{-3} T_{cp}) \quad (7)$$

$$C_\lambda = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^4}} (0,762 + 3,39 \cdot 10^{-3} T_{cp})$$

где  $\rho_{15}^4$  - относительная плотность нефти;  
 $T_{cp}$  - осредненная по длине участка температура продукта, [K]:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_H - T_K}{\ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}}, \quad (8)$$

Асимптотическую температуру  $T_0$  следует вычислять с учетом поправки Лейбензона [8], учитывающий тепло трения при перекачке вязкой жидкости:

$$T_0 = T_{окр} + \frac{G \cdot i \cdot g}{K\pi D}, \quad (9)$$

где  $T_{окр}$  - температура морской воды на глубине заложения коллектора, [K];  
 $G$  - массовый расход нефти, [кг/с];  
 $i$  - гидравлический уклон;  
 $g$  - ускорение свободного падения.

В отсутствии достоверных данных о морских течениях внешний коэффициент теплоотдачи можно оценить по регрессионной зависимости, полученной для свободной конвекции [9]:

$$Nu_2 = 0,523(Gr Pr)^{0,25} \quad (10)$$

где  $Gr = gD^3 \beta \Delta T / \nu^2$  - параметр Грасгофа, рассчитанный по параметрам воды;  
 $Pr = \nu / a$  - параметр Прандтля.

Предложенная модель может быть интерпретирована в виде зависимости удельной теплоотдачи с погонного метра трубопровода  $K\pi D$  от отношения диаметра проходного сечения к внутреннему диаметру трубы  $D_\xi/D_{вн}$  (Табл.1).

Таблица 1.

Зависимость удельной теплоотдачи погонного метра трубопровода от мощности парафиновых отложений на стенках труб.

$D_\xi/D_{вн}$	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$K\pi D$ , Вт/мК	0,624	0,878	1,153	1,479	1,893	2,452	3,264	4,566	7,020	13,32

Используя диспетчерские данные, определим из решения обратной задачи теплоотдачи диапазон изменения фактических параметров  $K\pi D$  [8]:

$$K\pi D = \frac{G \cdot C_P}{L} \left[ \ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0} + \frac{\varpi}{C_{PTK}} \int_{T_0}^{T_H} \xi(t) dt \right], \quad (11)$$

где  $\xi(t)$  – кривая кристаллизации парафина.

Анализ диспетчерских данных по параметрам  $G$ ,  $T_H$ ,  $T_K$  определяется диапазон изменения параметра  $K\pi D$  (2,186...3,123 Вт/мК) и соответствующий этому диапазону оценки диаметров проходного сечения  $D_\xi/D_{вн}$ , которые лежат в пределах 0,557...0,686.

Аналогичный прогноз, но в другом координатном пространстве – по анализу гидравлического сопротивления участка подводного трубопровода, не только повышает достоверность полученных оценок, но и помогает сделать ряд выводов по режиму движения жидкости по трубопроводу.

Оценка проходного сечения трубопровода по градиенту температур перекачиваемого продукта.

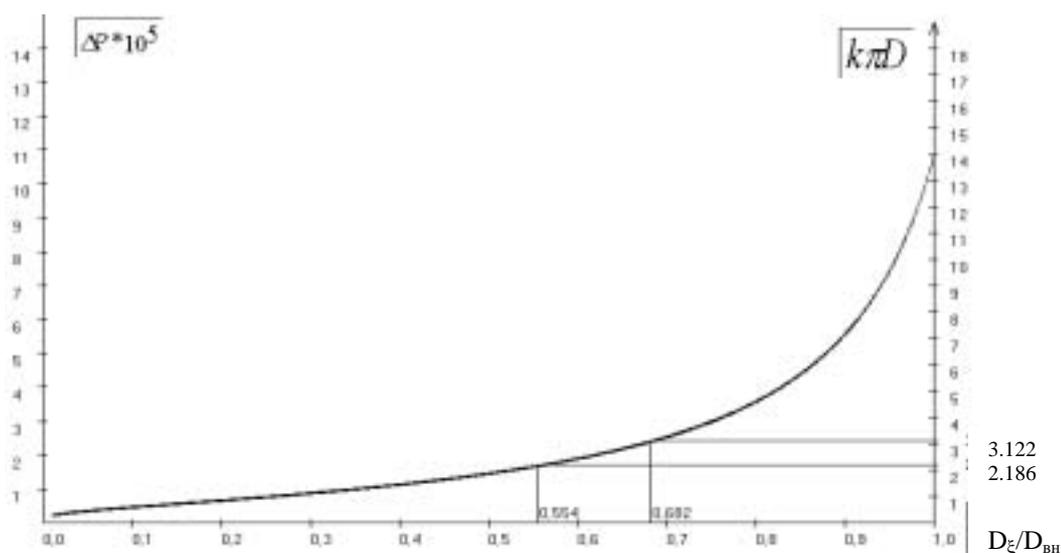


Рис.2

Методика оценки так же подразумевает моделирование процесса для получения эталона сравнения (КГУ) [6]. Но в отсутствии достоверных данных по режиму течения нефти по трубам возникает необходимость использования двух моделей – ламинарного и структурированного течения нефти.

Перепад давления на исследуемом участке трубопровода при движении нефти в ламинарном режиме движения моделируется по известным аналитическим зависимостям [8]:

$$\Delta P = 4,15 \frac{Q \cdot v_n \cdot L \cdot p \cdot g}{Shu \cdot D_\xi^4} [Ei\{-u(T_n - T_0)\} - Ei\{-u(T_k - T_0)\}], \quad (12)$$

где  $Ei$  – интегрально-показательная функция [10];

$Shu = K\pi D L / (G C_p)$  – параметр Шухова;

$u$  – коэффициент крутизны вискограммы.

В табулированном поле значений  $D_\xi/D_{вн}$  из предыдущих расчетов значений параметра  $K\pi D$  известно, поэтому трудностей с вычислением параметра Шухова нет. В таблице 2 можно отследить поведение перепада давления при движении нефти по подводному участку коллектора в ламинарном режиме ее движения.

Таблица 2.

Зависимость перепада давления на концах исследуемого участка трубопровода в ламинарном режиме движения продукта от мощности парафиновых отложений на стенках труб.

$D_\xi/D_{вн}$	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$\Delta P, атм$	296	13,13	1,976	0,487	0,156	0,058	0.024	0,009	0,004	0,001

В общем случае в трубопроводе, по которому перекачивают «горячую» неньютоновскую жидкость, могут наблюдаться различные режимы движения. В области высоких температур (более 58 °С) будет наблюдаться устойчивый ламинарный режим. При температуре ниже точки насыщения парафинами может случиться структурный режим движения, при котором нефть движется в виде застывшей структурированной массы пастообразного состояния.

Потери энергии на трение при структурном движении нефти по трубам рассчитываются по методике Г.Д.Розенберга и Б.И.Мительмана [8]:

$$\Delta P = 4,15 \frac{Q \cdot v_n \cdot L \cdot p \cdot g}{Shu \cdot D_\xi^4} [Ei\{-u(T_n - T_0)\} - Ei\{-u(T_k - T_0)\}] + \frac{16\varepsilon \cdot L}{3D_\xi \cdot Shu} \exp\{-s(T_0 - 273)\} [Ei\{-s\}(T_n - T_0)] - Ei\{-s\}(T_k - T_0)] \quad (13)$$

где  $\varepsilon$  - предельное напряжение сдвига в модели В.Г.Котена [8]

$s$  – коэффициент крутизны номограммы статического напряжения сдвига [8]. Результаты расчета по приведенной модели представлены в таблице 3.

Таблица 3.  
Зависимость перепада давления на концах исследуемого участка трубопровода в структурном режиме движения продукта от мощности парафиновых отложений на стенках труб.

$D_{\xi}/D_{вн}$	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$\Delta P, \text{атм}$	417,3	56,25	23,88	13,29	8,16	5,20	3,34	2,08	1,20	0,57

Для прогнозирования мощности парафиновых отложений на стенках трубопровода используем зарегистрированные значения перепада давления на концах трубопровода по диспетчерским данным ( $\Delta P \in [4.0...13.5]$ , атм). Оценка осредненного по длине диаметра проходного сечения в предположении ламинарного движения нефти лежит значительно левее  $D_{\xi}/D_{вн} \in [0,19...0,27]$ , что ставит под сомнение существование устойчивого ламинарного движения на рассматриваемом участке трубопровода. (см.рис.3)

Оценка проходного сечения трубопровода по градиенту давлений на его концах.

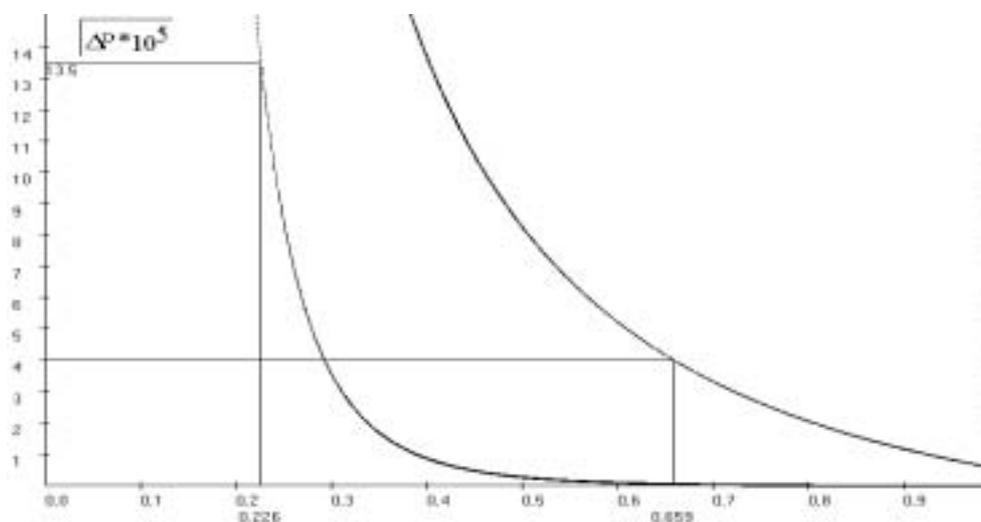


Рис. 3

Напротив, оценки по градиенту температур и по градиенту давлений совпадают в предположении структурного режима движения нефти по подводному участку коллектора  $D_{\xi}/D_{вн} \in [0,39...0,66]$ . Совмещенные графики с оценками мощности парафиновых отложений в двух координатных пространствах представлены на рис.4.

Совмещенные графики моделирования  
перепадов давлений и температур на концах трубопровода

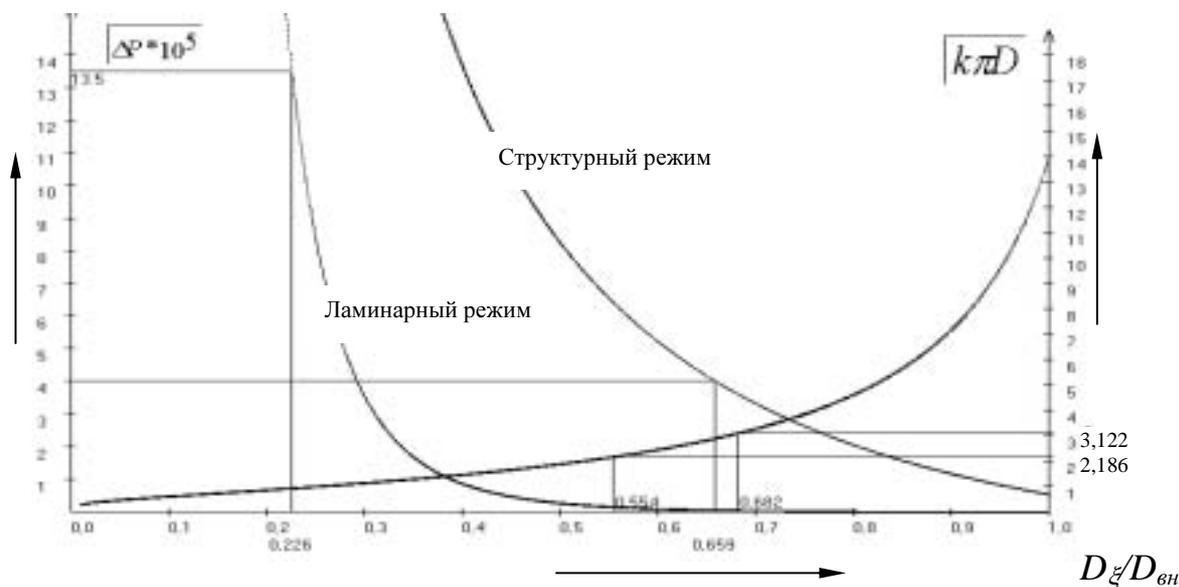


Рис.4

Пересчет в двух координатных пространствах уточняют оценку осредненного по длине трубопровода диаметра проходного сечения, которую необходимо брать как область пересечения двух частных оценок:  $D_{\xi}/D_{вн} \in [0,557...0,659]$ . Кроме того, можно сделать мотивированное заключение о структурном движении нефти, по крайней мере, на значительной части длины исследуемого трубопровода.

### АНАЛИЗ КОНКУРИРУЮЩИХ РАЗРАБОТОК

В заключение отметим наивысшие достижения в мониторинге некоторых нештатных технологических режимов, достигнутые АО «Сибнефтепровод», специалисты которого при участии ТОО «Энергоавтоматика» на участке «Торгили» - ЛПДС «Юргамыш» протяженностью 250 км на МНП УБКУА и НКК диаметром 1220 мм внедрили систему диагностики утечек [11]. Алгоритм диагностирования основан на анализе пьезометрических уклонов по длине диагностируемого участка. Исходными данными являются: распределение давлений по трассе МНП, потребляемые мощности насосных агрегатов, объем перекачки, плотность и вязкость нефти, а так же состояние задвижек по трассе трубопровода. Сбор информации со всех участков трассы осуществлялся системой телемеханики MicroSCADA фирмы АВВ (Германия). Как известно, гидравлический расчет стационарного режима дает погрешность по расходу порядка 10%, хотя авторами декларируется вдвое лучшая чувствительность метода.

Принципиально лучшие результаты достигнуты фирмой Combitec АВ (Швеция), которая предложила систему обнаружения утечек из трубопровода 990 LD, основанную на анализе непосредственно баланса расходов по трассе МНП, контролируемом универсальным ультразвуковым расходомером Uniflow фирмы

Controlotron [12]. Система внедрена на трансальпийском двухниточном нефтепроводе «Триест-Мюнхен». Декларируемая чувствительность метода – 1%. Аналогичные расходомеры разработаны и отечественными коллективами, например «Бесконтактный расходомер газожидкостных потоков РГЖ-001» [13]. Однако, задача мониторинга технологического режима эксплуатации участка магистрального трубопровода в целом как система генезиса, диагностирования и прогнозирования состояния технического объекта во взаимодействии с окружающей средой требует не только принципиально нового аппаратного обеспечения, но и новых методологических подходов к ее разработке.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. Разработка алгоритмов идентификации функциональных отклонений режимов перекачки позволяет значительно повысить оперативность управления и надежность эксплуатации систем транспорта нефти.
2. Количественную оценку параметров выявленных функциональных отклонений целесообразно производить решением обратных задач теплоидравлического расчета трубопроводных систем.
3. Наложение частных оценок в двух (трех) координатных пространствах (по количеству регистрируемых параметров перекачки) уточняют прогноз величины отклонений, который лежит в области пересечения этих частных оценок.

## **Литература.**

1. Технические средства диагностирования: Справочник / Под ред. В.В.Клюева. – М: Машиностроение, 1989. – 672 с.
2. Геоэкологический прогноз для Западно-Сибирской газоносной провинции./ Гречищев С.Е., Москаленко Н.Г., Шур Ю.Л. и др. – Новосибирск: Наука, 1983.-127с.
3. Голицын Г.А. Применение нейросетевой технологии в ЭС // Материалы семинара "Экспертные системы реального времени". - М., РДЗ, 1995.
4. Trelieven P. Neurocomputers. - L.: University College, 1989.
5. Голицын Г.А., Фоминых И.Б. Интеграция нейросетевых технологий с экспертными системами // Труды 5 Национальной конференции по ИИ. - Казань, 1996.
6. Кутуков С.Е. Оперативная диагностика осложнений при эксплуатации участка МНП. / Материалы Всероссийской науч.-техн. конф. «Новоселовские чтения» – Уфа: УГНТУ, 1998. – с.12-13.
7. Абрамзон Л.С., Яковлев В.А. О запарафинивании нефтепроводов. Тр. НИИтранснефть, Вып. 3, - М.: Недра, 1964.
8. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1984.- 222 с.
9. Джалурия Й. Естественная конвекция. Тепло- и массообмен. Пер. с англ. – М.: Мир, 1983. – 400 с.

10. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и математическими таблицами./ Под ред. М.Абрамовича, И.Стиган.- М.: Наука, 1979. - 830 с.
11. Экспериментальная проверка алгоритмов прикладного программного обеспечения по диагностике утечек нефти на нефтепроводах. Лосенков А.С., Трефилов А.Г., Нархов В.П. и др. // Трубопроводный транспорт нефти. № 11, 1996. – с.7-10.
12. Прохоров Б.М. Универсальный ультразвуковой расходомер для мониторинга и контроля утечек нефтепроводов. // Трубопроводный транспорт нефти. № 11, 1996. – с.32-34.
13. Микроволновая техника для газовой промышленности. Москалев И.Н., Кориткин И.П., Москалев М.И. и др. //Газовая промышленность. № 4, 1997. – с.56 – 58.