

УДК 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ АДАПТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ МОНИТОРИНГЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Катанов Р.Ш.

Уфимский государственный нефтяной технический университет
k_rinat@inbox.ru

Для оперативного управления трубопроводом рассмотрено применение адаптивной модели, использующей актуальную информацию из системы телемеханики.

Ключевые слова: *нефтепроводы, адаптивные модели, системы телемеханики, временные ряды.*

При описании промышленных объектов выбираются различные виды моделей. Формальное разделение моделей основывается на классификации используемых математических средств. Выделяют следующие типы математических моделей:

- детерминированные и стохастические;
- активные и пассивные;
- статические и динамические;
- дискретные и непрерывные;
- линейные и нелинейные;
- распределённые, структурные, сосредоточенные;
- функциональные и объектные;
- феноменологические и абстрактные.

Выбор типа модели зависит от специфики изучаемого объекта. В трубопроводном транспорте нефти используются модели разработанные Л. Прандтлем, Н.Е. Жуковским, Л.С. Лейбензоном, И.А. Чарным и Г.Д. Розенбергом [1, 4, 6], описывающие движение жидкости по трубам. Эти модели можно классифицировать как детерминированные пассивные феноменологические модели линейного участка трубопровода. Данные математические модели были представлены и получили дальнейшее развитие в работах Л.Г. Лойцянского, В.В. Грачева, С.Г. Щербакова, Е.И. Яковлева, М.А. Гусейнзаде, В.А. Юфина [6 - 9]. Общим подходом для всех исследователей является допущение, что длина труб является

много большей, чем диаметры их поперечного сечения. Это позволяет перейти от трехмерной дифференциальной формулировки к эквивалентной двумерной дифференциальной форме. В случае корректного выполнения перехода сокращается время численного анализа системы, в ряде случаев, не снижая точности результата.

Данный подход является традиционным, он основывается на классических уравнениях гидромеханики и тепломассопереноса. Решения, полученные при различных начальных и краевых условиях покрывали потребности мониторинга в широком спектре технологических задач трубопроводного транспорта с достаточной для конца XX века точностью расчётов. Дальнейшее развитие моделей этого класса не привело к повышению точности расчетов, в связи с тем, ни в одной детерминированной модели невозможно учесть все конструктивные и технологические индивидуальные особенности столь протяженных и сложных технических объектов, коим является магистральный трубопровод.

Как показывает опыт эксплуатации объектов магистрального транспорта нефти, фактические значения технологических параметров перекачки могут отличаться от рассчитанных по самым «точным» методикам на 20-30 % и более [3]. Далеко не полный список неучтённых факторов, влияющих на параметры перекачки включает более полтора десятка позиций:

Неизменяющиеся в эксплуатационном режиме:

- гофры и вмятины;
- деформация труб;
- закрытые линейные задвижки;
- засорение фильтров НПС;
- инородные тела в полости трубопровода;
- смолопарафиновые отложения на стенках трубопровода;
- скопления грата и песка на нижней образующей труб.

Изменяющиеся в эксплуатационном режиме:

- скопления воды на пониженных участках трассы;
- газовые скопления на нисходящих участках трассы;
- застойные зоны седиментированного продукта;
- смена режима течения (турбулентный – ламинарный -структурированный).

Отклонения переходных режимов эксплуатации (локальное изменение реологических характеристик продукта).

- эмульгирование воды при выносе водных скоплений;
- перемежающиеся течения и вынос сепарированного газа;
- образование суспензий кристаллов парафинов.

Волновые отклонения технологических режимов (быстропротекающие):

- инерционные составляющие давления;
- гидроудар;

Аварийные режимы:

- утечки;
- порывы;
- сбои работы насосного оборудования.

Большая часть из приведённых осложнений технологических режимов магистральных нефтепроводов приводит к снижению пропускной способности (увеличению гидравлических сопротивлений). Учесть всё многообразие факторов в рамках классического подхода построения детерминированной пассивной феноменологической модели линейного участка трубопровода не представляется возможным. Однако отказываться от явных преимуществ моделирования, базирующегося на достижениях в решении уравнений гидромеханики, так же нерационально. Альтернативным путём является построение адаптивной феноменологической модели линейного участка трубопровода, использующей хорошо зарекомендовавшие классические решения, но с адаптивными параметрами. По приведённой выше классификации она должна быть активной по принципу автоматической актуализации настраиваемых параметров по данным системы телемеханики. Введение адаптивных параметров позволит повысить точность расчета, чрезмерно не усложняя саму модель.

Основываясь на реальных возможностях системы телемеханики, предлагается ввести и использовать при расчетах следующие коэффициенты адаптации:

- коэффициент изменения проходного сечения трубопровода ζ ;
- коэффициент вязкости α , для оценки эффективной вязкости;
- коэффициент времени Δ .

Все адаптивные коэффициенты взаимосвязаны между собой, это выражается во взаимном действии на регистрируемые параметры работы нефтепровода.

В отличие от адаптивных параметров стохастических или абстрактных моделей предложенные коэффициенты имеют физический смысл, и поэтому могут иметь оценку во всём диапазоне изменения их значений.

Под коэффициентом времени (Δ) понимаем это отношение фактического времени распространения возмущений в полости трубопровода t_ϕ к её расчетному значению t_P :

$$\Delta = \frac{t_\phi}{t_P}.$$

В данном уравнении члены определяются как

$$t_P = \frac{2L}{a},$$

где L – длина участка нефтепровода, м;

a – скорость звука в нефти, м/с.

Имеющиеся осложнения в полости трубопровода будут вносить различие между расчетными значениями и фактическими параметрами эксплуатации в переходных режимах его эксплуатации, будет увеличиваться время распространения возмущений в полости трубопровода. Так, например, при расслоенном течении данное значение меньше на два-три порядка, чем аналогичного показателя напорного режима [11]. Известно, что плотность среды также влияет на скорость распространения звука [11, 12]. Уравнение для времени распространения возмущений на перегоне между насосными станциями будет выглядеть следующим образом:

$$t_\phi = \frac{2L}{\bar{a}_{np}}.$$

Согласно вышеизложенным рассуждениям параметр Δ примет следующий вид:

$$\Delta = \frac{\frac{2L}{\bar{a}_{np}}}{\frac{2L}{a}} = \frac{a}{\bar{a}_{np}}.$$

Анализ данного уравнения показывает, что необходимость ввода коэффициента Δ является уменьшение расхождений между расчётными (моделируемыми) и фактическими (регистрируемыми SCADA) параметрами эксплуатации неф-

тепровода в переходных режимах его эксплуатации. Увеличение данного параметра говорит о росте осложнений на участке рассматриваемого нефтепровода.

Коэффициент изменения проходного сечения трубопровода ζ – это изменение проходного сечения трубопровода во времени относительно проектного значения, определяется как отношение расчетного значения диаметра к проектному.

$$\zeta_i = \frac{D_i}{D_0},$$

где D_i - расчетное значение диаметра, м;

D_0 - проектное значение диаметра, м.

Коэффициент вязкости α – это отношение расчетного значения вязкости, найденное на при решении обратных задач гидромеханики, к паспортному значению.

Необходимость ввода параметра при вязкости можно обосновать следующим. Большинство эксплуатируемых трубопроводов работают в турбулентном режиме течения нефти. Для турбулентного режима течения (особенно при больших значениях числа Рейнольдса) введено понятие турбулентной составляющей вязкости, которая определяется по формуле [17]:

$$\mu_T = \rho \cdot l^2 \left(\frac{dV}{dr} \right),$$

где l – длина пути перемешивания, определяемая поперечными перемещениями частиц жидкости, обусловленная турбулентностью потока.

Полная вязкость жидкости движущейся в турбулентном потоке можно выразить как:

$$\mu_n = \mu + \mu_T.$$

В литературе [17, 18] можно найти понятие эффективной вязкости, которая представляет собой некоторую условную характеристику неньютоновской жидкости, используемую при выполнении расчетов по обычным формулам гидравлики, которая определяется следующим образом:

согласно модели Бакли-Гершеля

$$\mu_s = \frac{\tau_0}{\frac{dV}{dr}} + \eta \left(\frac{dV}{dr} \right)^{n-1},$$

или модели Шведова-Бингама

$$\mu_э = \mu_{nl} + \frac{\tau_0}{\frac{dV}{dr}},$$

где τ_0 – начальное напряжение сдвига, Па;

n – индекс течения;

η – мера консистенции, Н сⁿ/м²;

$\mu_{пл}$ – пластичная вязкость, Па·с.

Обобщив уравнения эффективной вязкости с уравнением турбулентного потока, получим полное уравнение эффективной вязкости, для жидкости перекачиваемой в турбулентном режиме течения:

$$\mu_э = \left(\frac{\tau_0}{\frac{dV}{dr}} + \eta \left(\frac{dV}{dr} \right)^{n-1} \right) + \mu_T.$$

Анализ данного уравнения показывает, что учет всех параметров работы является слишком трудоемким процессом, поэтому предлагается использовать следующий подход.

Адаптивный коэффициент рассчитывается как:

$$\alpha = \frac{\mu_э}{\mu},$$

или

$$\alpha = \frac{1}{\mu} \frac{dV}{dr} \left(\frac{\tau_0}{\frac{dV}{dr}} + \eta \left(\frac{dV}{dr} \right)^n \right) + \frac{\mu_T}{\mu},$$

где μ – фактическая вязкость нефти, Па·с.

Из формулы виден физический смысл поправочного коэффициента — коэффициент учитывает влияние возмущений и неоднородностей в потоке.

К сожалению, при мониторинге действующего нефтепровода выделить режимы, позволяющие однозначно оценить какой-либо адаптивный коэффициент отдельно от других невозможно. Отслеживая установившиеся режимы, можно исключить параметр времени, но изменение проходного сечения и вязкости всегда будут накладывать свои коррективы в технологические параметры перекачки одновременно. Необходимо разработать методику совместного определения этих коэффициентов.

Для обоснования последовательности операций необходимых для определения параметров ζ и α , оценим влияние фактора изменения проходного сечения трубопровода и вязкости перекачиваемого продукта на перепад давления. Для этого используем модель Л.С. Лейбензона, предложенную для расчёта изотермических трубопроводов, перекачивающих однофазную жидкость:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{5-m}}, \quad (1)$$

где Q – производительность перекачки;

D – диаметр проходного сечения трубопровода;

ν – вязкость жидкости;

β, m – коэффициенты уравнения Лейбензона.

Изменение гидравлического уклона в изменении диаметра в рамках модели Лейбензона можно выразить в частных производных:

$$\delta i_D = \left(\frac{\partial i}{\partial D} \right) \cdot \delta D = -(5-m) \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{6-m}} \cdot \delta D. \quad (1)$$

Зависимость того же параметра от вязкости:

$$\delta i_\nu = \left(\frac{\partial i}{\partial \nu} \right) \cdot \delta \nu = m \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^{(m-1)}}{D^{5-m}} \cdot \delta \nu \quad (2)$$

Сравнение чувствительности параметра $i = (\partial P / \partial x)$ к изменению проходного сечения δD и вязкости $\delta \nu$ можно произвести, приравняв приращение δi по уравнениям (1) и (2):

$$\delta i = -(5-m) \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{6-m}} \cdot \delta D = m \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^{(m-1)}}{D^{5-m}} \cdot \delta \nu. \quad (3)$$

Приведение подобных членов дает:

$$-\frac{5-m}{m} \cdot \frac{\delta D}{D} = \frac{\delta \nu}{\nu}, \quad (4)$$

что демонстрирует большую чувствительность гидравлического уклона к изменению проходного сечения трубопровода. Относительное приращение линейного размера проходного сечения D дает при ламинарном режиме течения в 4 раза большее изменение градиента давления, чем вариации вязкости.

Следовательно, по имеющемуся перепаду давлений наиболее достоверно оценивать живое сечения трубопровода, чем эффективную вязкость нефти.

В процедуре расчета взаимозависимых коэффициентов необходимо исключить образование цикла при определении адаптивных параметров. Значит, алгоритм должен предусматривать определение более значимого параметра, затем определение менее чувствительного параметра. Данный подход позволит исключить возможность образования цикла при расчете коэффициентов. Расчет самих коэффициентов адаптации производится согласно данных телемеханики путем решения обратных задач гидромеханики. Для уменьшения погрешности определение параметров производится на основе множественной оценки входных данных.

Количество регистрируемых параметров в традиционных системах телемеханики и АСУ весьма ограничено: давление (P), температура (T) и расход (Q). К ним можно ещё добавить время (τ). Регистрация всех параметров сопряжена с некоторой погрешностью (табл. 1), собственной ошибкой обладают и решения обратных задач в алгоритмах диагностирования. В условиях ограничений по набору параметров (P, Q, T) и по точности производимых измерений ($\Delta P, \Delta Q, \Delta T$), существует проблема нахождения актуальных значений коэффициентов.

Таблица 1

Погрешность регистрации физических параметров в SCADA

Параметр	Погрешность, %
Температура нефти	0,5
Давление нефти	0,6
Расход нефти на НПС	1,5
Расход нефти на узлах коммерческого учета	0,25
Давление во вспомогательных системах	1,0
Ток, напряжение, мощность (мгновенные значения)	0,6
Показатели счетчика электроэнергии	1,0
Уровень нефти в резервуарах (абсолютная погрешность)	3 мм

На основании данных, представленных в таблице 1, найдем погрешность расчета эффективного диаметра по формуле Лейбензона:

$$\Delta = \frac{1}{5-m} \left[(2-m) \frac{\Delta Q}{Q} + m \frac{\Delta v}{v} + \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta g}{g} + \frac{\Delta L}{L} - \frac{\Delta P}{P} \right].$$

Упростим последнее выражение:

$$\Delta = \frac{1}{5-m} \left[(2-m) \frac{\Delta Q}{Q} + m \frac{\Delta v}{v} + \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta g}{g} + \frac{\Delta L}{L} - \frac{\Delta P}{P} \right] =$$

$$\frac{m}{5-m} \frac{\Delta v}{v} + \frac{1}{5-m} [(2-m)1,5 + 0,5 + 0,6]$$

Погрешность определения диаметра проходного сечения трубопровода незначительно зависит от погрешности в оценке вязкости в турбулентном режиме эксплуатации ($0,05\Delta v/v + 0,78\%$, при $m = 0,25$) и несколько возрастает при переходе в ламинарный режим течения нефти ($0,25\Delta v/v + 1,5\%$, при $m = 1$). Однако итерационные процедуры остаются устойчивыми во всём диапазоне изменений чисел Рейнольдса.

Достоверно определить вклад каждого вида осложнений при одновременном их возникновении весьма затруднительно, так как признаки их проявления схожи, а информация весьма ограничена как по количеству, так и по качеству.

Значительное повышение точности расчетов достигается использованием данных из автоматизированной системы диспетчерского управления и сбора данных. Предлагаемый вариант решения задачи основывается на использовании фактических данных SCADA, что позволяет приблизиться к работе в режиме реального времени. Чтобы исключить влияние случайных ошибок измерений целесообразно произвести фильтрацию исходных данных во временных интервалах характерных режимов эксплуатации трубопровода.

При обработке значений систем телемеханики и SCADA возникает ситуация (см. таблицу 2) когда значение какого-либо исходного параметра (P,Q,T) в определенный момент времени расходится с «соседними» значениями, иными словами значение параметра выбивается из общей динамики. «Соседними» значениями названы значения параметра, которые соответствуют более позднему ($i+1$) и раннему моменту ($i-1$) времени, по сравнению с данным моментом времени (i). Для иллюстрации алгоритма приведем пример фактических данных действующего нефтепровода (см. табл. 2).

Для определения достоверности значения рассматриваемого параметра на нефтеперекачивающей станции (НПС) было предложено использовать критерии достоверности.

Таблица 2

Фактические данные работы перекачивающей станции

Параметр	2:00	4:00	6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00	20:00	22:00	24:00
P, кПа	918	935	930	916	932	895	902	904	893	926	917	914
T, С	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Q, м3/ч	1935	1927	1932	1944	1936	1949	1935	1944	1958	1931	1935	1947

Определение достоверности локального замера производится согласно аппроксимационной модели, в которой критерием является принадлежность значение рассматриваемого параметра доверительному интервалу, образованному согласно значению соседних замеров. Если рассматриваемое значение параметра в некоторый момент времени выпадает из данного интервала одновременно (превышает заданный пороговый уровень отклонения), то данное значение параметра не рассматривается в дальнейших операциях. Также недостоверными считаются нулевые значения параметров. Был разработан алгоритм, «фильтрующий» по заданному пороговому отклонению значения параметров в рассматриваемый промежуток времени.

Результатом работы алгоритма является массив входных данных, значения которого удовлетворяют параметрам фильтрации. Тем самым алгоритм позволяет не учитывать в дальнейших расчетах ошибочные значения входных величин, чем повышается точность расчета. Результат работы алгоритма по параметру вязкость на основании фактических данных работы нефтепровода приведен на следующем рисунке (см. рис. 1).

Приведенный результат изменения вязкости во времени показан без выявления недостоверных значений выбранного параметра (штриховая кривая). Результат с «фильтрацией» со значением критерия фильтрации $\delta = 10\%$ показан сплошной линией.

При сравнении выше приведенных рисунков не трудно заметить результат работы предложенного алгоритма фильтрации входных данных. Результатом выполнения операции по выявлению недостоверных значений параметра будет качественная исходная информация, на основе которой возможно проводить дальнейший расчет.

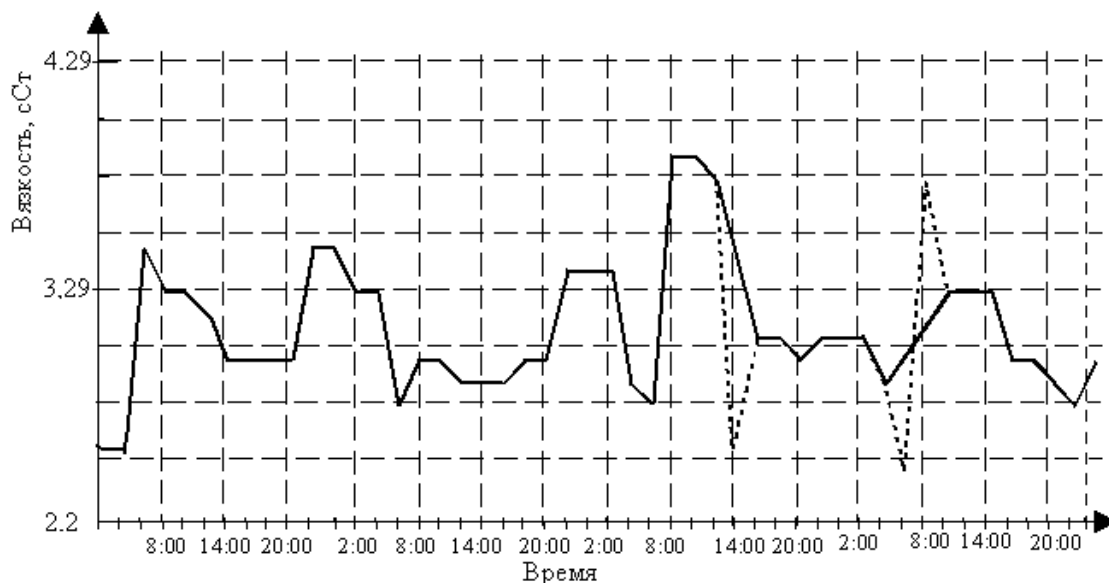


Рисунок 1. Изменение вязкости нефти на выходе с НПС

Используемые данные системы SCADA следующие: температура, расход, и давление на выходе из НПС, и давления на входе в НПС соответствующих участков трубопровода. Перечисленная информация использовалась в следующих целях:

- данные фактических давлений на входе НПС в конце участка и выходе НПС в начале участка нужны для расчета потерь давления на трение;
- данные расхода нужны для вычислений по формулам, используемым в предлагаемых алгоритмах;
- данные температуры необходимы для расчета теплообмена трубопровода с окружающей средой, также при расчетах вязкости перекачиваемой нефти.

Оценка адаптивных параметров производится интервально. На следующем рисунке отображено взаимосвязь диаметра и вязкости в различные промежутки времени, на основании фактических данных работы трубопровода.

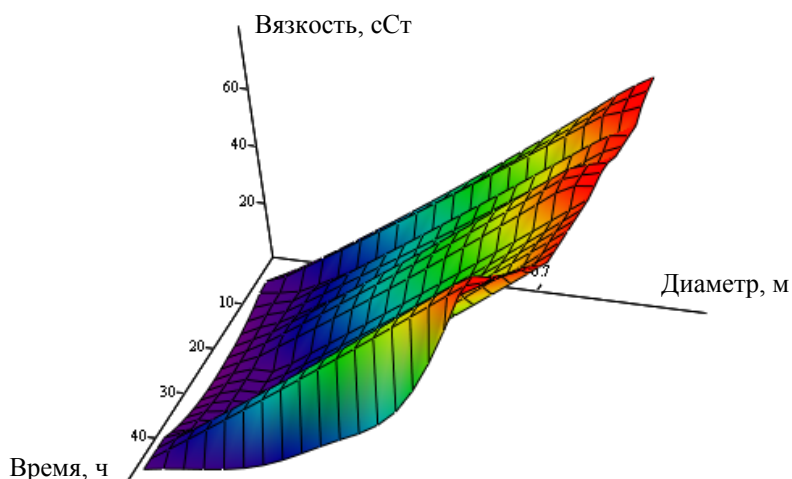


Рисунок 2. Сплайн-поверхность «время-диаметр-вязкость»

Поверхность состоит из гладких участков и изломов. Для гладкого участка характерно наличие первой производной. Резким излом поверхности может быть в трех случаях:

1. смена технологического режима перекачки;
2. смена перекачиваемого продукта;
3. смена режима течения жидкости.

Гладкий участок - это индикатор неизменности перекачиваемого продукта и установившегося режима течения нефти на контролируемом участке нефтепровода.

Виртуальное построение сплайн-поверхности является эффективным средством анализа входных данных на достоверность и позволяет в мониторинговом режиме производить интервальную оценку взаимозависимых параметров, таких как характерный диаметр проходного сечения трубопровода и кажущуюся вязкость перекачиваемого продукта.

Предлагаемая адаптивная модель участка трубопровода, использующая классические решения с адаптивными параметрами, активна по принципу автоматического поиска настраиваемых параметров по входным данным системы телемеханики. Использование феноменологической модели линейного участка нефтепровода позволяет повысить точность технологического мониторинга состояния магистрального трубопровода.

Литература

1. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / Под ред. В.Е. Селезнева. Изд. 2-е, перераб. М.: КомКнига, 2005. 496 с.
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов /Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
3. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1990. – 296 с.
4. Прандтль Л. Гидроаэромеханика. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2000. 576 с.
5. Лейбензон Л.С. Движения природных жидкостей и газов в пористой среде. М.: Недра, 1947. 244 с.
6. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Дрофа, 2003. 840 с.
7. Чарный И.А. Неустановившиеся движение реальной жидкости в трубах. Изд. 2-е перераб. и доп. М.: Недра, 1981. 232 с
8. Гусейнзаде М.А., Юфин В.А. Неустановившиеся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. М.: Недра, 1981. 232 с.
9. Грачев В.В., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. Динамика трубопроводных систем. М.: Наука, 1987. 467 с.
10. Кутуков С.Е. Приложение генетических алгоритмов в управлении технологическими режимами нефтепродуктопроводов // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал, 2003. 11 с. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_6.pdf (дата обращения 25.12.2008).
11. Кутуков С.Е Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М.: СИП РИА, 2002. 324 с.
12. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч1. М.: Наука, 1987. 464 с.