МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОБОСНОВАНИЮ И ВЫБОРУ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТАХ ТРУБОПРОВОДОВ

РД 39-30-857-83

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕНО
первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Игревским
12 января 1983г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОБОСНОВАНИЮ И ВЫБОРУ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТАХ ТРУБОПРОВОДОВ

РД 39-30-857-83

1984

Методическое руководство разработано Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) под научным руководством академика АН АзССР А.Х.Мирзаджанзаде.

Авторский коллектив: Галлямов А.К., Сковородников Д.А., Саттаров Р.М., Юфин В.А., Мукук К.В., Мамедов А.В., Бахтизин Р.Н., Ризванов Н.Р., Хайбуллин Р.Я., Шаммазов А.М., Бахишев А.А., Пивоваров В.Г., Васильченко С.В., Фаттахов М.М., Пирвердян Н.А.,

Настоящее руководство посвящено разработке методов контроля и регулирования работы трубопроводов, представляющих собой сложные системы. Рассмотрены вопросы расчета трубопроводов, транспортирующих различные гетерогенные системы (суспензии нефти, нефтепесчаные смеси, нефть с включениями парафина, газожидкостные потоки и др.) с учетом проявления неньютоновских свойств - реологических и гидродинамических параметров транспортируемых сред.

В методике подробно изложены вопросы обоснования и выбора моделей при гидравлических и тепловых расчетах трубопроводов с учетом адаптационных методов классификации и распознавания объектов на основе самоорганизующихся моделей.

Приведены методы диагностирования реологических свойств вязкоупругих нефтей при их движении по трубам.

Методическое руководство предназначено для инженерно-технических работников предприятий нефтяной промышленности, научно-исследовательских институтов и лабораторий, а также для студентов нефтяных вузов.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по обоснованию и выбору моделей при гидравлических и тепловых расчетах трубопроводов. РД 39-30-857-83

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 01.06.83г. № 284 срок введения установлен с 01.06.83г., срок действия до 01.06.88 г.

I. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗНАЧИМОСТИ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИССЛЕДУЕМЫЙ ПРОЦЕСС

Расчет трубопроводов, транспортирующих различные гетерогенные системы (нефть с включениями парафина, суспензии нефти, нефтепесчаные смеси, газожидкостные потоки и др.), необходимо проводить с учетом проявления вышеуказанными средами неньютоновских свойств. Поэтому в зависимости от особенностей проявления реологических свойств таких систем пользуются обычно при гидравлических расчетах эмпирическими полуэмпирическими формулами, учитывающими те или иные гидродинамические и реологические параметры транспортируемых сред. При таком подходе следует расположить факторы, влияющие на процесс, по степени их влияния на гидравлические характеристики. Это необходимо как для выявления режима течения, так и для выбора аппроксимационной зависимости коэффициента гидравлического сопротивления.

В случае вязкопластичных сред на коэффициент гидравлического сопротивления влияют такие параметры как V, d, ρ, η, τ_0 перекачиваемых по трубопроводам жидкостей.

Ниже приводится пример расчета информативности этих параметров на коэффициент гидравлического сопротивления на основании имею-

щейся экспериментальной информации при течении парафинистых нефтей в трубах.

Пример I.I.

По имеющимся экспериментальным исследованиям определялась информативность параметров V, d, ρ, η, τ_0 с точки зрения влияния их на λ по мере Кульбака [I]. В качестве примера ниже приводится расчет информативности скорости течения неньютоновской системы в смысле влияния на λ. В основу обработки взяты 44 эксперимента, характеризующие различные режимы.

Все объекты (44 эксперимента) разбиваются на две группы A и B: первая характеризуется изменением коэффициента гидравлического сопротивления в диапазоне $0{,}0125 \leqslant \lambda \leqslant 0{,}0359$; вторая - $0{,}0370 \leqslant \lambda \leqslant 0{,}1680$. Параметр V изменяется в диапазоне I,02 м/с $\leqslant V \leqslant$ 6,II м/с. Разобьем данный ряд на 8 интервалов (табл. I) от I,02 до I,65, от I,65 до 2,29 и т.д. (рекомендуется разбивать на 8-I0 интервалов). Эти интервалы вносятся в таблицу I (графа 2). Следующие две графы (3 и 4) содержат данные по частоте попадания экспериментов из групп A и B в каждый интервал. Графы 5 и 6 *заполняются значениями относительных частостей в процентах*, принимая за I00% сумму частостей соответственно A и B во всех диапазонах. Например, для интервала I,020÷I,655 для группы A имеем (I:25)xI00=4. Чтобы свести к минимуму влияние выбора границ интервалов на результаты, в каждом интервале определяются средне-взвешенные (сглаженные) частости методом вычисления взвешенной скользящей средней. При этом учитываются частости данного признака V в четырех соседних диапазонах. Вычисление взвешенной скользящей средней производится по формуле

$$\bar{y}_i = \left(y_{i-2} + 2y_{i-1} + 4y_i + 2y_{i+1} + y_{i+2}\right)/10.$$

Чтобы подсчитать сглаженную частость в первом интервале, вводятся некоторые фиктивные интервалы - нулевой и минус первый. По-

скольку в них не попало ни одного наблюдения, частости в этих диапазонах равны нулю: $y_0 = y_{-1} = 0$. Тогда сглаженные частости в первом, втором интервалах для группы A считаются так:

$$\bar{y}_{1A} = (0+0+4y_1+2y_2+y_3)/10 = (4\cdot4+2\cdot8+20)/10 = 5{,}2 \ ;$$

$$\bar{y}_{2A} = (0+2y_1+4y_2+2y_3+y_4)/10 = (2\cdot4+4\cdot8+2\cdot20+12)/10 = 9{,}2.$$

В следующую графу табл. I заносятся отношения сглаженных частостей $\bar{y}_A / \bar{y}_B$. Далее идет графа с диагностическим коэффициентом (DK): $DK = 10\lg(\bar{y}_A / \bar{y}_B)$ округленный с точностью до 0,0I.

Так как в табл. I появились сглаженные частости в фиктивных интервалах (нулевом и минус первом), то средневзвешенные величины $\bar{y}_1$, $\bar{y}_0$, $\bar{y}_{-1}$ следует суммировать и полученную сумму считать средневзвешенной частостью $\bar{y}_t$ данного признака в крайнем диапазоне. Следовательно, в первом интервале

$$\frac{\bar{y}_A}{\bar{y}_B} = \frac{7{,}2}{48{,}4} = 0{,}15 \qquad DK = 10\lg 0{,}15 = -8{,}24 \ .$$

Таблица I

Номер интервала	Интервал	Частота попадания в группы		Частость, % вероятная		Частость, % сглаженная		Отношение сглаженных частостей	DK	J
		A	B	A	B	A	B			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
-I	-	0	0	0	0	0,4	5,3	-	-	-
0	-	0	0	0	0	I,6	I4,2	-	-	-
I	I,020÷I,655	I	I0	4	52,5	5,2	28,9	6,7	-8,3	I,7I
2	I,656÷2,29I	2	7	8	36,8	9,2	26,3	2,9	-4,6	0,39
3	2,292÷2,927	5	I	20	5,3	I6,0	I4,7	I,I	0,3	0
4	2,928÷3,563	3	0	I2	0	I8,0	5,3	3,4	5,3	0;34
5	3,564÷4,I99	9	0	36	0	2I,6	I,6	I3,7	II,4	I,I4
6	4,20÷4,835	3	I	I2	5,3	I4,4	2,I	6,6	8,3	2,5I
7	4,836÷5,47I	I	0	4	0	8,4	I,I	8,0	9,0	0,29

I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II
8	5,472÷6,II0	I	0	4	0	3,6	0,5	9,9	9,9	0,23
9	-	-	-	-	-	I,2	-	-	-	-
IO	-	-	-	-	-	I,2	-	-	-	-
	$\sum$	25	I9	I00	I00	I00	I00	-	-	4,65

Последняя графа табл. I заполняется значениями информативности каждого признака в каждом интервале.

Согласно формуле Кульбака величина информативности i-го диапазона j-го признака равна

$$J_i(x_j^i) = DK(x_j^i)\,\frac{1}{2}\left[P\left(\frac{x_j}{A}^i\right) - P\left(\frac{x_j}{B}^i\right)\right],$$

где $\frac{x_j}{A}^i$, $\frac{x_j}{B}^i$ – вероятность (сглаженная частота) попадания соответственно в группу A и B i-го интервала j-го параметра.

Информативность показателя "скорость течения" в первом интервале (I,020÷I,655) определяется так:

$$J = -8{,}2 \cdot \frac{I}{2}\left(\frac{7{,}2}{I00} - \frac{48{,}4}{I00}\right) = I{,}7I$$

Информативность этого признака в целом находится путем суммирования значений информативности в интервалах

$$J(x_j) = \sum_i J(x_j^i),$$

откуда для скорости течения информативность составила $J_v = 4{,}65$.

Аналогичные расчеты, проведенные для параметров d, ρ, η, τ_0, позволили расположить их по степени влияния на λ следующим образом:

$J(v) = 4{,}65$; $J(\rho) = 3{,}90$; $J(\tau_0) = I{,}49$; $J(\eta) = I{,}44$;

$J(d) = 0{,}77$.

Оценка информативности проводилась с учетом изменения коэф-

фициента гидравлического сопротивления λ , характеризующего весь диапазон режимов течения.

С целью проведения гидравлических расчетов в реальных условиях помимо определения влияющих факторов на течение необходимо разделить зоны течения. Для решения этой задачи применяются классификационные методы.

2. ПРИМЕНЕНИЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫХ МЕТОДОВ К ВОПРОСАМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКОВ

Определение границы изменения режима течения жидкостей имеет важное значение при выборе той или иной аппроксимационной модели при проведении гидравлических расчетов трубопроводов. Известно, что режимы течения определяются многими параметрами, рассмотрение которых в совокупности вызывает значительные затруднения. В таких ситуациях целесообразно пользоваться методами классификации и распознавания образов.

При выявлении двух характерных областей течения может быть эффективно использован метод потенциальных функций, который применим даже тогда, когда исходная информация не подчиняется закону нормального распределения. Этот метод позволяет при наличии информации об экспериментах, относительно которых известно, к каким зонам течения они относятся (процесс обучения), диагностировать зоны течения в процессе проведения новых экспериментов (процесс распознавания).

В условиях, когда основные факторы, влияющие на исследуемый процесс, сильно коррелируются между собой, трудно установить, по каким из них может быть достигнуто эффективное распознавание режимов течения. В таких случаях удобно производить преобразование исходных данных методом главных компонент. Этот метод применяется также тогда, когда выбор основных факторов усложняется большим

числом рассматриваемых признаков.

Известно, что переход от одной области течения (структурной) к другой (турбулентной) происходит не скачкообразно, т.е. существует переходная область течения. Одним из возможных путей диагностирования переходной области является метод построения дендрограмм, позволяющий наилучшим образом разделять объекты на более мелкие однородные группы.

2.I. Метод потенциальных функций

Метод потенциальных функций является одним из методов распознавания с учителем. Применим его к задаче выявления двух характерных зон течения парафинистых нефтей [2].

Пример 2.I.

Для статистической обработки используются данные по 40 экспериментам (табл. 2). Представляет интерес определение двух характерных областей течения - структурной и турбулентной.

Ниже все величины, помеченные индексом T, относятся к турбулентной области течения, а индексом C - к структурной.

Метод потенциальных функций заключается в следующем. По точкам, взятым в основу обучения, строятся специальным образом потенциальные функции K^T и K^C (их построение приводится ниже). За критерий отнесения к той или иной области принимается выполнение неравенства $K^T > K^C$ или $K^C > K^T$ при подставлении в K^T и K^C параметров экзаменуемой точки. В первом случае экзаменуемый объект относится к области турбулентного течения, во втором - к структурной области.

Процедура распознавания производится в следующей последовательности.

I. Построение потенциальных функций K^T и K^C по точкам обучения.

Таблица 2

Номер опыта	$-\lg\lambda$	$\lg He$	$\lg Re$	Номер опыта	$-\lg\lambda$	$\lg He$	$\lg Re$
I	I,502	5,487	4,2I0	2I	I,456	4,856	3,780
2	I,553	4,355	3,7I4	22	0,455	4,662	3,060
3	I,554	4,439	3,827	23	0,609	4,846	3,247
4	I,587	4,533	4,035	24	0,775	4,980	3,392
5	I,588	4,627	4,I94	25	0,857	5,268	3,629
6	I,578	4,959	3,964	26	0,962	5,876	4,045
7	I,588	4,499	4,023	27	0,III	5,608	3,230
8	I,559	4,727	3,938	28	0,083	5,692	3,384
9	I,572	4,82I	4,097	29	0,205	5,798	3,5I8
I0	I,532	4,743	3,859	30	0,322	5,94I	3,659
II	I,557	4,80I	4,04I	3I	0,550	6,II5	3,886
I2	I,553	4,827	4,092	32	0,796	6,066	3,997
I3	I,564	4,80I	3,892	33	0,987	5,5I9	4,096
I4	I,565	4,8I2	4,038	34	I,495	5,658	4,I78
I5	I,553	4,827	4,092	35	I,536	4,632	3,729
I6	I,54I	5,367	4,I34	36	I,530	4,743	3,805
I7	I,55I	4,569	3,783	37	I,556	4,79I	3,827
I8	I,538	4,70I	3,905	38	I,533	5,293	4,022
I9	I,538	4,788	4,060	39	0,276	4,663	2,979
20	I,538	4,88I	4,225	40	I,5I6	4,86I	3,8I5

Для обучения по трем точкам, взятым из области развитой турбулентности (эксперименты 2,II и 20 табл. 2)

$\lg\lambda_1^T = -I,553$. $\lg He_1^T = 4,355$ $\lg Re_1^T = 3,7I4$

$\lg\lambda_2^T = -I,557$ $\lg He_2^T = 4,80I$ $\lg Re_2^T = 4,04I$

$\lg\lambda_3^T = -I,538$ $\lg He_3^T = 4,88I$ $\lg Re_3^T = 4,225$

и области структурного течения (эксперименты 2I,40,33 табл. 2)

$\lg\lambda_1^C = -0,987$ $\lg He_1^C = 5,5I9$ $\lg Re_1^C = 4,096$

$\lg\lambda_2^C = -I,456$ $\lg He_2^C = 4,856$ $\lg Re_2^C = 3,780$

$\lg\lambda_3^C = -I,5I6$ $\lg He_3^C = 4,86I$ $\lg Re_3^C = 3,8I5$

строятся потенциальные функции K^T и K^C:

$$K^T = \sum_1^N \exp\left[-\alpha_\lambda\left(\frac{lg\lambda - lg\lambda_i^T}{lg\lambda^{T*}}\right) - \alpha_{He}\left(\frac{lgHe - lgHe_i^T}{lgHe^{T*}}\right) - \right.$$
$$\left. - \alpha_{Re}\left(\frac{lgRe - lgRe_i^T}{lgRe^{T*}}\right)^2\right], \qquad (2.1)$$

$$K^C = \sum_1^N \exp\left[-\alpha_\lambda\left(\frac{lg\lambda - lg\lambda_i^C}{lg\lambda^{C*}}\right)^2 - \alpha_{He}\left(\frac{lgHe - lgHe_i^C}{lgH^{C*}}\right)^2 - \right.$$
$$\left. - \alpha_{Re}\left(\frac{lgRe - lgRe_i^C}{lgRe^{C*}}\right)^2\right], \qquad (2.2)$$

где N – число экспериментов по обучающим точкам ($N = 3$), $lg\lambda^{C*}$, $lgHe^{C*}$, $lgRe^{C*}$, $lg\lambda^{T*}$, $lgHe^{T*}$, $lgRe^{T*}$ – нормировочные коэффициенты, взятые как средние, $lg\lambda_i^{C,T}$, $lgHe_i^{C,T}$, $lgRe_i^{C,T}$ признаки экспериментов обучающих точек.

2. Выбор коэффициентов α_λ, α_{He}, α_{Re} производится исходя из информативности каждого параметра (λ, He, Re). Информативность подсчитывается по мере Кульбака (см.гл. I). Параметры в порядке информативности располагаются следующим образом: λ, He, Re ($J_\lambda = 3{,}2$; $J_{He} = 2{,}7$; $J_{Re} = 1{,}0$). Коэффициентам α условно придаются следующие значения:

$$\alpha_\lambda = \frac{J_\lambda}{J_\lambda + J_{He} + J_{Re}}; \quad \alpha_{He} = \frac{J_{He}}{J_\lambda + J_{Re} + J_{He}}; \quad \alpha_{Re} = \frac{J_{Re}}{J_\lambda + J_{Re} + J_{He}},$$

откуда, исходя из относительного вклада информативности каждого из рассматриваемых факторов, имеем

$\alpha_\lambda = 0{,}46$; $\alpha_{He} = 0{,}39$; $\alpha_{Re} = 0{,}14$.

3. Проведение численных расчетов

а) Вычисляются нормировочные коэффициенты:

$$lg\lambda^{T*} = \frac{1}{N}\sum_1^N lg\lambda_i^T = \frac{1}{3}\sum_1^3 lg\lambda_i^T = -1{,}549; \quad lgHe^{T*} = 4{,}679;$$

$lgRe^{T*} = 3{,}993$; $lg\lambda^{C*} = 1{,}320$; $lgHe^{C*} = 5{,}079$; $lgRe^{C*} = 3{,}897$.

б) Для проведения распознавания или экзамена выбирается, например, I -й эксперимент. Признаки этого эксперимента

$$\lg\lambda = -1{,}502; \qquad \lg He = 5{,}487; \qquad \lg Re = 4{,}210,$$

вычисленные нормировочные коэффициенты (п.а) и коэффициенты α (п.2) подставляются в (2.I) и (2.2).

Если распознавание проводится на уровне точности 0,0I, то вычисление показателей экспонент в (2.I), (2.2) следует проводить с точностью до 0,0I, так как дальнейшие уточнения не сказываются на результатах вычисления потенциальных функций с точностью до $0{,}0I\,(exp(-0{,}005) \approx exp(-0{,}01) = 0{,}99)$.

Для распознавания выбранного (I-го) эксперимента значения потенциальных функций получились следующими:

$$K^{T} = 2{,}96; \qquad K^{C} = 2{,}92 .$$

Здесь $K^{T} > K^{C}$. Следовательно, выбранный (I-й) эксперимент относится к турбулентной области течения. В результате экзамена по оставшимся 33 экспериментам (соответственно I6 из области турбулентного течения и I7 из структурной области) правильно распознались 28 экспериментов, что составляет 85 % распознавания (I00 % для турбулентной области и 75 % для структурной (табл. 3).

Пример 2.2

Применим метод потенциальных функций для диагностирования коэффициента гидравлического сопротивления трубопроводов, по которым транспортируется газонефтяная смесь на основе данных работы [I3]. В качестве потенциальной функции в данном примере взята зависимость вида

$$\Psi(x, y) = 1/\left(1+\alpha R^{2}(x, y)\right), \qquad (2.3)$$

где $$R(x,y) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (x_i - y_i)^2} ,$$

n - число параметров, характеризующих данный объект;

$$\alpha - const > 0 .$$

Основными входными параметрами выбирались W - скорость газонефтяной смеси в трубопроводе, m - содержание воды в жидкой фазе, β - газовое число, D - диаметр трубопровода.

Таблица 3

Номер опыта	Π^T	Π^C	Эффект	Номер опыта	Π^T	Π^C	Эффект
I	2,96	2,92	+	2I	2,I7	2,20	-
2	2,98	2,9I	+	22	2,36	2,4I	-
3	2,99	2,89	+	23	2,5I	2,57	-
4	2,99	2,86	+	24	2,66	2,72	-
5	2,99	2,89	+	25	2,7I	2,79	-
6	2,99	2,90	+	26	2,73	2,83	-
7	2,99	2,88	+	27	I,97	2,0I	-
8	2,99	2,90	+	28	I,94	I,98	-
9	2,92	2,90	+	29	2,07	2,I2	-
I0	2,99	2,9I	+	30	2,I7	2,26	-
II	2,99	2,9I	+	3I	2,38	2,49	-
I2	2,99	2,9I	+	32	2,60	2,7I	-
I3	2,99	2,90	+	33	2,7I	2,87	-
I4	2,99	2,90	+	34	2,94	2,9I	+
I5	2,99	2,9I	+	35	2,99	2,9I	+
I6	2,97	2,9I	+	36	2,99	2,9I	+
I7	2,99	2,90	+	37	2,99	2,9I	+
I8	2,99	2,9I	+	38	2,97	2,9I	+
I9	2,99	2,9I	+	39	2,94	2,96	-
20	2,99	2,93	+	40	2,94	2,95	-

Разделение на классы производилось по величине гидравлического сопротивления λ следующим образом:

I класс $0{,}03 < \lambda \leq 0{,}30$;

II класс $0{,}30 < \lambda \leq 0{,}50$;

III класс $0{,}50 < \lambda \leq 0{,}80$

Для решения использовались 266 экспериментов, из которых I52 были взяты для обучения.

В результате обработки экзаменационных экспериментов методом потенциальных функций получено 8I % верного распознавания.

2.2. Метод главных компонент

При выявлении характерных областей режимов течения важно проводить диагностирование по возможности по меньшему числу зависимых признаков. Это может быть достигнуто применением одного из методов распознавания образов – метода главных компонент.

Главные компоненты – это линейные комбинации статистических величин, характеризующиеся тем, что их нормированные линейные комбинации располагаются в порядке убывания дисперсии.

Метод главных компонент заключается в таком линейном преобразовании n случайных величин $X_1,\dots,X_n$ в новый набор случайных величин $Z_1,\dots,Z_n$, который сделал бы их независимыми и расположил в порядке убывания дисперсии. Число главных компонент равно числу признаков, однако несколько первых главных компонент учитывают всю долю изменения [3].

Пример 2.3.

В примере 2.I была показана возможность диагностирования характерных областей течения по параметрам λ, He, Re. Для уменьшения числа зависимых признаков можно использовать метод главных компонент. Для этого строятся главные компоненты по параметрам:
I) λ, He, Re; 2) λ, He; 3) λ, Re; 4) He, Re.
Ниже приводится полная схема построения главных компонент.

Имеется 40 наблюдений (табл. 2): $N = 40$, $n = N - I = 39$.
Каждое наблюдение состоит из 3 измерений (λ, He, Re).
В результате вычислений по данным табл. 2 получается следующая ковариационная матрица:

$$S = \begin{pmatrix} 0{,}260I & 0{,}I304 & -0{,}IIII \\ 0{,}I304 & 0{,}2304 & 0{,}0045 \\ -0{,}IIII & 0{,}0045 & 0{,}I024 \end{pmatrix}$$

Для нахождения первой главной компоненты применяем метод последовательных приближений, вычисляя последовательно произведение

$$r^{(j)} = S \cdot Z^{(j-1)}.$$

Принимается начальное приближение в виде

$$Z^{(0)} = \begin{pmatrix} I \\ 0 \\ I \end{pmatrix} \quad \text{и}$$

вычисляется произведение

$$r^{(1)} = SZ^{(0)} = \begin{pmatrix} 0,2604 & 0,I304 & -0,IIII \\ 0,I304 & 0,2304 & 0,0045 \\ -0,IIII & 0,0045 & 0,I024 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I \\ 0 \\ I \end{pmatrix}$$

$$r^{(I)} = 0,I490,\ 0,I349,\ -0,0087.$$

Этот вектор нормируется по формуле

$$Z^{(j)} = \frac{r^{(j)}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} r_i^2}}.$$

В результате получается первое приближение

$$Z^{(1)} = \begin{pmatrix} 0,7406 \\ 0,6705 \\ -0,0432 \end{pmatrix}$$

Аналогично вычисляется произведение и нормируется вектор $Z^{(2)}$.

В результате последовательных приближений на 8 шаге с точностью до 0,000I получаются постоянные Z.

Этот вектор есть собственный вектор первой главной компоненты

$$B^{(1)} = \begin{pmatrix} 0,763I \\ 0,5845 \\ 0,2757 \end{pmatrix}$$

Дисперсия первой главной компоненты будет

$$l_1 = \sqrt{\sum_{i=1}^{3} [r_i^{(1)}]^2} = \sqrt{0,4084^2 + 0,3I72^2 + 0,II3^2} = 0,5289.$$

Вычисляется матрица

$$S_2 = S - l_1 B^{(1)} B^{(1)'};$$

выбирается начальное приближение $Z^{(0)}$ и, аналогично, последовательно находятся r_i и $\beta^{(2)}$ собственный вектор второй главной компоненты:

$$B^{(2)} = \begin{pmatrix} -0,3915 \\ 0,9847 \\ -0,4334 \end{pmatrix}$$

Ее дисперсией будет

$$l_2 = \sqrt{0,0481^2 + 0,0131^2 + 0,0088^2} = 0,0506 .$$

Вычисляется матрица

$$S_3 = S_2 - l_2 B^{(2)} B^{(2)'} .$$

Находятся r_i и $\beta^{(3)}$ собственный вектор третьей главной компоненты:

$$B^{(3)} = \begin{pmatrix} -0,0096 \\ 0,0185 \\ 0,2361 \end{pmatrix}$$

$$l_3 = \sqrt{0,0301^2 + 0,0181^2 + 0,0101^2} = 0,0134 .$$

Результаты расчетов представляются в виде

$$L = (0,5289,\ 0,0506,\ 0,0134) ;$$

$$B = \begin{pmatrix} 0,7631 & -0,3915 & -0,0096 \\ 0,5845 & 0,9847 & 0,0185 \\ -0,2757 & -0,4334 & 0,2361 \end{pmatrix}$$

Следует отметить, что на долю первой главной компоненты приходится 89 % общей дисперсии этих трех измерений. На долю второй компоненты - 9 % и третьей - 2 %. Общая дисперсия есть диагональный элемент ковариационной матрицы. Она равна сумме дисперсий главных компонент:

$$0,2601 + 0,2304 + 0,1024 = 0,5289 + 0,0506 + 0,0134 = 0,5929 .$$

Графическая интерпретация результатов наблюдений в системе координат Z_1 и Z_2 для главных компонент λ, He, Re приведена на рис. I. Значения Z_1 и Z_2 вычисляются по уравнениям

$$Z_1 = 0,7631\ lg\lambda + 0,5845\ lgHe - 0,2757\ lgRe ;$$

$$Z_2 = -0,3915\ lg\lambda + 0,9847\ lgHe - 0,4334\ lgRe .$$

По параметрам λ , Re процент ошибки составил 18 % для структурной области и 6 % для турбулентной области, по λ , He - 18 % и 6 %, по He , Re - 6 % и 35 %, соответственно.

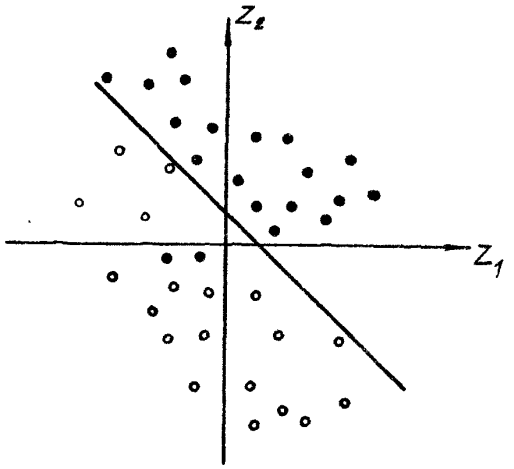

Рис. I. Графическая интерпретация метода главных компонент

Пример 2.4

Как было показано выше, определяющую роль при диагностировании режимов течения играет коэффициент гидравлического сопротивления λ . В связи с этим представляет интерес прогнозирование λ при течении неньютоновских систем типа суспензий. При движении суспензий на λ влияют такие факторы, как скорость, концентрация твердой фазы, вязкость, плотность суспензии. Для прогнозирования коэффициента гидравлического сопротивления можно использовать метод главных компонент.

В качестве исходных данных были использованы результаты экспериментальных исследований по движению суспензий различной концентрацией твердой фазы. В качестве рабочих сред использовались водонесущая среда и гранулированные частицы полиэтилена с концентрацией от 6 до 34 %. Результаты экспериментов приведены в табл. 4.

Таблица 4

Номер опыта	$\rho_{см}$, кг/м^3	V, м/с	K,%	$\eta_{эф}$ кг/м.с	λ
I	2	3	4	5	6
I	992,3	2,00	6	0,00II0	0,03525
2	99I,8	2,39	6	0,00II0	0,02757
3	989,0	2,45	6	0,00II0	0,02576
4	990,9	2,66	6	0,00II0	0,024I9
5	983,0	I,6I	I0	0,00I35	0,04473
6	985,7	2,52	I0	0,00I35	0,02200
7	985,7	4,84	I0	0,00I35	0,0I590
8	98I,6	4,93	I0	0,00I35	0,02502
9	982,0	5,02	I0	0,00I35	0,02I67
I0	987,5	5,52	I0	0,00I35	0,03666
II	977,5	I,04	I5	0,00I70	0,03213
I2	977,5	I,27	I5	0,00I70	0,03507
I3	977,5	I,9I	I5	0,00I70	0,0238I
I4	977,5	2,08	I5	0,00I70	0,02935
I5	977,5	2,I0	I5	0,00I70	0,03095
I6	977,5	2,3I	I5	0,00I70	0,0279I
I7	977,5	2,49	I5	0,00I70	0,02805
I8	977,5	2,80	I5	0,00I70	0,0253I
I9	977,5	3,I0	I5	0,00I70	0,03048
20	974,0	I,93	I8	0,00250	0,02732
2I	974,0	2,I0	I8	0,00250	0,03004
22	974,0	3,I0	I8	0,00250	0,0I885
23	974,0	4,02	I8	0,00250	0,0I932
24	974,0	4,30	I8	0,00250	0,02215
25	969,0	I,96	2I	0,00300	0,02365
26	969,0	2,00	2I	0,00300	0,02358
27	969,0	2,00	2I	0,00300	0,02420
28	969,0	2,50	2I	0,00300	0,02I80
29	969,0	2,60	2I	0,00300	0,02I29
30	969,0	2,73	2I	0,00300	0,0I928
3I	969,0	3,30	2I	0,00300	0,0205I
32	969,0	3,80	2I	0,00300	0,02216
33	969,0	3,92	2I	0,00300	0,0I864
34	969,0	4,0I	2I	0,00300	0,02779

I	2	3	4	5	6
35	969,0	5,00	2I	0,00300	0,02830
36	969,0	6,I0	2I	0,00300	0,0I70I
37	965,0	0,94	23	0,00350	0,0337I
38	965,0	I,85	23	0,00350	0,02538
39	965,0	2,50	23	0,00350	0,02303
40	965,0	2,60	23	0,00350	0,02202
4I	965,0	2,65	23	0,00350	0,0I940
42	965,0	3,42	23	0,00350	0,0I697
43	965,0	3,68	23	0,00350	0,0I740
44	965,0	3,73	23	0,00350	0,02II4
45	965,0	3,74	23	0,00350	0,02I29
46	965,0	4,I0	23	0,00350	0,02073
47	963,3	2,I0	25	0,004I0	0,03036
48	963,3	2,43	25	0,004I0	0,02522
49	963,3	2,54	25	0,004I0	0,02308
50	963,3	2,77	25	0,004I0	0,02747
5I	963,3	2,90	25	0,004I0	0,03335
52	963,3	3,23	25	0,004I0	0,0I902
53	963,3	3,30	25	0,004I0	0,0205I
54	963,3	3,75	25	0,004I0	0,02735
55	963,3	5,I0	25	0,004I0	0,0I956
56	958,0	0,88	27	0,00475	0,05449
57	958,0	I,26	27	0,00475	0,03907
58	958,0	I,55	27	0,00475	0,04079
59	958,0	I,93	27	0,00475	0,02665
60	958,0	2,02	27	0,00475	0,0304I
6I	958,0	2,68	27	0,00475	0,03020
62	958,0	2,80	27	0,00475	0,02375
63	958,0	2,95	27	0,00475	0,02522
64	958,0	3,20	27	0,00475	0,02I82
65	958,0	4,05	27	0,00475	0,02I93
66	958,0	4,96	27	0,00475	0,02462
67	958,0	4,63	27	0,00475	0,02I36
68	958,0	4,63	27	0,00475	0,0I60I
69	958,0	4,67	27	0,00475	0,02I36
70	958,0	5,02	27	0,00475	0,0I738
Точка А					
7I	958,0	6,I3	27	0,00475	0,02378

I	2	3	4	5	6
72	953,0	0,89	29	0,005I0	0,03I3I
73	953,0	I,34	29	0,005I0	0,03305
74	953,0	3,06	29	0,005I0	0,0I988
75	953,0	3,II	29	0,005I0	0,0205I
76	953,0	3,53	29	0,005I0	0,0I990
77	953,0	3,93	29	0,005I0	0,0I846
78	953,0	4,03	29	0,005I0	0,022I5
79	953,0	4,34	29	0,005I0	0,0I7I2
80	953,0	4,67	29	0,005I0	0,03I30
8I	953,0	4,88	29	0,005I0	0,02885
82	953,0	5,4I	29	0,005I0	0,02883
83	949,0	I,33	3I	0,00580	0,03277
84	949,0	I,42	3I	0,00580	0,0283I
85	949,0	I,94	3I	0,00580	0,02968
86	949,0	3,98	3I	0,00580	0,0I620
87	947,0	4,83	34	0,00650	0,02766
88	947,0	5,45	34	0,00650	0,02206
89	947,0	5,54	34	0,00650	0,0I827

Исследуемый объект характеризуется вектором состояния

$$X = \begin{pmatrix} \rho \\ V \\ \kappa \\ \lambda \\ \eta_{эф} \end{pmatrix},$$

где ρ - плотность суспензии, кг/м^3;

V - скорость потока, м/сек;

κ - концентрация твердой фазы;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

$\eta_{эф}$ - эффективная вязкость суспензии, кг/м.сек.

Пересчет исходной информации в компоненты Z_1 и Z_2 производится по формулам:

$$Z_1 = -0{,}046 \lg\rho + 0{,}I88 \lg V + 0{,}63I \lg\kappa - 0{,}099 \lg\lambda + 0{,}745 \lg\eta_{эф} \quad (2.4)$$

$$Z_2 = -0{,}054\,\lg\varphi + 0{,}915\,\lg V - 0{,}149\,\lg K - 0{,}033\,\lg\lambda + 0{,}165\,\lg\eta_{кр} \quad (2{,}5)$$

На долю этих компонент приходится 83,I % выборки по двум первым компонентам общей дисперсии пяти факторов. График, построенный в координатах Z_1 и Z_2, приведен на рис. 2. Анализ полученных результатов показывает, что точки с равными концентрациями лежат на одной прямой и, кроме того, линии равных концентраций параллельны друг другу. Таким образом, имея серию экспериментов для нескольких концентраций в широком диапазоне изменения скоростей, можно, имея одну экспериментальную точку для любых концентраций, прогнозировать коэффициенты гидравлического сопротивления для всех других скоростей исследуемой системы.

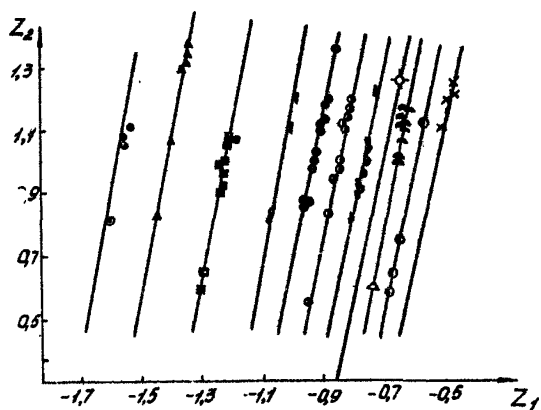

Рис. 2. Прогнозирование коэффициента гидравлического сопротивления λ при движении суспензий методом главных компонент: ● - 6 %; ▲ - I0 %; ■ - I5 %; ◆ - I8 %; ● - 2I %; ● - 23 %; ◗ - 25 %; ▲ - 29 %; ● - 3I %; × - 34 %

При обработке экспериментальных данных точки с концентрацией 27 % не подвергались обработке методом главных компонент, а служили для проверки вышеизложенной методики. После получения зависимостей

изменение режима течения происходят не скачкообразно, а постепенно, т.е. имеется *переходная область течения* жидкостей. Для определения наличия переходной области течения используем метод построения дендрограммы.

Дендрограмма позволяет производить построение иерархической системы, объединяющей группы сходных объектов. Пусть имеется класс объектов $A_i\,(i=\overline{1,n})$, характеризующийся набором признаков $a_{ip}\,(p=\overline{1,n})$. Коэффициенту корреляции можно придать геометрический смысл, рассматривая его как косинус угла между векторами в n-ном евклидовом пространстве [3]. Если провести преобразование арккосинуса, получим новую величину, рассматриваемую как меру расстояния между векторами, а следовательно, меру сходства между объектами. Вследствие этого, становится возможным представление результатов группировки переменных в графической форме. За меру сходства принимается коэффициент корреляции между объектами:

$$r_{A_i A_j} = \frac{\sum_{p=1}^{n} (a_{ip} - \bar{a}_i)(a_{jp} - a_j)}{\sqrt{\sum_{p=1}^{n} (a_{ip} - \bar{a}_i)^2 \sum_{p=1}^{n} (a_{ip} - \bar{a}_j)^2}},$$

где $\bar{a}_i$, $\bar{a}_j$ - средние арифметические, вычисленные по набору величин a_{ip}, a_{jp}.

Произведя преобразования $\arccos r_{A_i A_j}$, получим меру расстояния, по которой производится классификация объектов на подгруппы.

Пример 2.5.

Имеем три области течения - структурную, переходную и турбулентную, характеризуемые следующими признаками: λ, He, Re.

На рис. 3 приведена дендрограмма, из которой видно, что на уровне сходства 20 % ($r_{A_i A_j} = 0{,}2$) можно различить три группы.

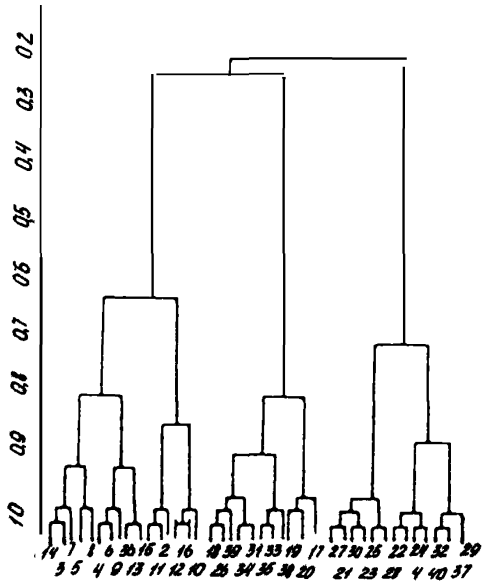

Рис. 3. Дендрограмма

I группа

Порядковый номер	I4	3	7	5	8	4	6	9	36	I3	I5	II	2	I2	I6	I0
Эффект	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

II группа

Порядковый номер	I8	26	39	34	3I	35	33	38	I9	20	I7
Эффект	+	+	+	+	–	+	+	+	+	+	+

III группа

Порядковый номер	27	2I	30	23	25	28	22	I	24	40	32	37	29
Эффект	+	+	+	+	+	+	+	–	+	–	+	–	+

В результате анализа дендрограммы составим следующую таблицу

Классификация экспериментов по зонам течения

№ группы	Количество		% эффективности
	эффект	неэффект	
I	I5	I	93,8
II	I0	I	90,9
III	I0	3	76,9

Если принять разделение на зоны по обобщенному числу Рейнольдса для структурного режима $Re^* \leqslant 1500$, турбулентного $Re^* > 3000$, и естественно, для переходной зоны $1500 \leqslant Re^* \leqslant 3000$, то результаты классификации по дендрограмме можно оценить следующим образом: экспериментальные точки, попавшие в I группу (I6 точек, ошибка классификации - 6 %), характеризуются $Re^* > 3000$, т.е. турбулентный режим течения; для точек, попавших в III группу (I3 точек, ошибка распознавания равна - 23 %), $Re^* \leqslant 1500$, т.е. структурный режим течения; во II группу (II точек, ошибка распознавания - 9 %) вошли точки, для которых $1500 \leqslant Re^* \leqslant 3000$, т.е. переходный режим течения.

2.4. Применение самоорганизующихся моделей

При рассмотрении характеристик течения неньютоновских систем выше использовались адаптационные методы классификации и распознавания образов, построенные на использовании различных мер близости. Эти методы являются эвристическими.

Одним из таких методов является и метод построения самоорганизующихся моделей, основанный на эвристической селекции построения моделей многорядной структуры с использованием критериев группового учета аргументов (несмещенности и регулярности). Данный метод также позволяет распознать объект в смысле нахождения структуры модели оптимальной сложности, описывающей поведение данного объекта.

В задачах распознавания образов эффективные признаки выбираются субъективно. Методы самоорганизующихся моделей (регуляризация) позволяют выбрать наиболее эффективные признаки из заданного их множества и из них подобрать структуру модели оптимальной сложности.

Ниже приведен один из методов построения самоорганизующихся моделей. Исходя из сложности вычислительных процессов и большого объема анализа нет возможности приводить полный алгоритм, реализующий данный метод. Он детально описан в [4]. Поэтому ниже приводится сблок-схема, описывающая общий подход к построению таких моделей (рис. 4).

В зависимости от выбора критерия регулярности или несмещенности решаются различные задачи. При идентификации объекта имеет смысл выбор критерия несмещенности. При этом, повышая сложность модели, находятся коэффициенты, которые остаются неизменными при перестановке множества экспериментальных точек. Минимальное значение критерия несмещенности обуславливает выбор модели. Критерий несмещенности ищется следующим образом: исходные данные ранжируются по минимуму дисперсии

$$D^{\ell} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^{M} \left[\left(\varphi_i - \bar{\varphi}_i \right) / \bar{\varphi}_i \right]^2$$

и делятся на два множества A_1 и $A \left(M = A_1 \cup A_2 \right)$

Точки с четными номерами образуют обучающую последовательность A_1, а с нечетными - проверочную A_2.

По алгоритмам МГУА выбираются по F (числу свободы выбора решений) уравнений регрессии y_j, найденных при вышеотмеченном делении исходных данных. Далее, при принятии множества за обучающую последовательность, а A_1 - за проверочную, находятся F новых уравнений регрессии ($1 \leqslant j \leqslant F$). Находятся среднеквадратичные отклонения, рассчитанные по всем точкам обеих последовательностей,

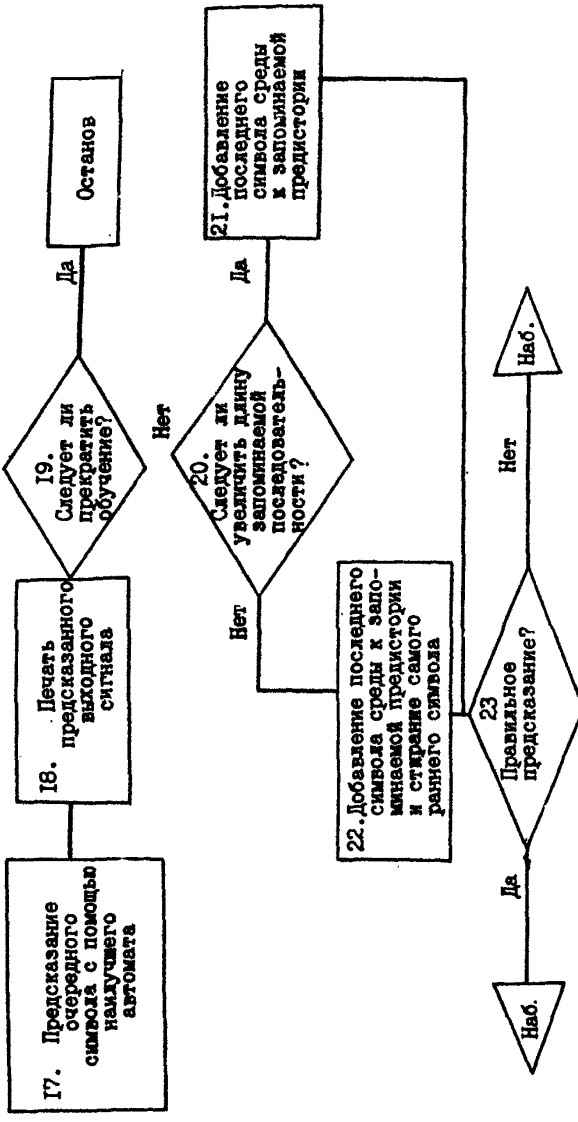

Рис. 4. Блок-схема реализации метода самоорганизующихся моделей

и каждое из найденных уравнений оценивается по величине $h_{см}$ Процедура проводится для всех рядов селекции. На каждом ряду селекции находится критерий несмещенности решений

$$N_k = \frac{1}{F} \sum_{i=1}^{n} n_i \qquad (K \text{ - число рядов селекции}).$$

Математическая модель при наращивании рядов селекции ищется до тех пор, пока N_k не достигнет минимума. Критерий несмещенности хорош тем, что он не чувствителен к способу разделения последовательности исходных данных на обучающую и проверочную последовательности.

Точность решений достигается на отдельных проверочных последовательностях данных. Вполне возможно, что она может быть недостаточной в силу того, что данные зашумлены, неудачно подобраны опорные функции, в массиве переменных отсутствуют влияющие аргументы, недостаточна свобода выбора и т.д.

Существуют различные алгоритмы МГУА. В данной работе использован полиномиальный алгоритм [4].

Полиномиальные алгоритмы, проводящие реализацию МГУА, применяются для осуществления самоорганизации при решении задачи поиска оптимальной математической модели, описываемой полным степенным полиномом, заменяемым рядом "частных описаний".

На основе изложенного были проведены расчеты на примерах течения парафинистых нефтей [5].

Пример 2.6.

Движение по трубопроводу парафинистых нефтей.

В [5] были получены результаты исследования движения по трубопроводам парафинистых нефтей месторождений Азербайджана.

Обрабатывалась сложная математическая функция вида

$$\lambda = f(v, \rho, \eta, \tau_0, d, g),$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

V - скорость течения нефти при турбулентном режиме, м/сек;

ρ - удельный вес нефти, $Н/м^3$;

η - вязкость нефти, $Н{\cdot}сек/м^2$;

τ_0 - предельное напряжение сдвига, $Н/м^2$;

d - диаметр трубы, м;

g - ускорение, $м/с^2$.

Входные параметры, влияющие на коэффициент гидравлического сопротивления λ, принимали следующие значения:

(м/с) $3{,}4 \leqslant V \leqslant 8{,}15$(м/с); 8725(н/м^3)$\leqslant \rho \leqslant 8873$(н/м^3);

$0{,}08$(Пз)$\leqslant \eta \leqslant 0{,}4$(Пз);

10(н/м^2)$\leqslant \tau_0 \leqslant 44$(н/м^2); $0{,}0509$(м)$\leqslant d \leqslant 0{,}0762$(м);

$(0{,}0258 \leqslant \lambda \leqslant 0{,}0315)$; $(3015 \leqslant Re \leqslant 10620)$

На 3-ем ряду селекции была получена следующая модель:

$$\lambda = a_0 + a_1\sqrt{\frac{\tau_0 d}{V\eta}} + a_2\frac{\tau_0}{\sqrt{V\eta\rho g}} + a_3\frac{\tau_0}{d\rho g}, \qquad (2.8)$$

где a_i - коэффициенты приняли следующие значения :

$a_0 = 0{,}0265$; $a_1 = -0{,}0569$; $a_2 = 0{,}2405$; $a_3 = 0{,}6530$

Полученная зависимость дает возможность расчета коэффициента гидравлического сопротивления при движении структурированных жидкостей по трубопроводам, при изменении входных параметров, влияющих на λ, в вышеуказанных диапазонах в пределах до 10 % погрешности.

Пример 2.7.

Теплообмен при движении газожидкостных смесей в трубопроводах.

Требуется определить расчетную зависимость коэффициента теплоотдачи через стенку трубы от параметров перекачиваемой газожидкостной смеси (газосодержание 0,9). При этом удобно исходить из зависимости вида

$$Nu = f(Re),$$

где $Nu = \alpha d/\lambda$ - критерий Нуссельта;

$Re = Vd/\nu$ - критерий Рейнольдса;

α - внутренний коэффициент теплоотдачи;

d - диаметр;

V - средняя скорость потока;

λ - коэффициент теплопроводности;

ν - кинематическая вязкость потока.

Исходя из зависимости (2.9), по имеющимся экспериментальным исследованиям ($Nu = 2 \div 80$; $Re = 6.10^4 \div 6.10^6$), методом построения самоорганизующихся моделей получим формулу

$$Nu = 0{,}000139\, Re^{0{,}8505} .$$

Пример 2.8. Анализ работы нефтепровода

Работа нефтепроводов характеризуется колебаниями состава нефти и воды (обезвоженностью). В таблице 6 представлены ряд значений нефтепровода Мыс Сангачалы-Дажгиль за август 1980 г. Производительность нефтепровода по нефти колеблется в пределах 6900 м^3/сут $< Q_н <$ 8800 м^3/сут, по жидкости 11600 м^3/сут $\leqslant Q_ж \leqslant$ 13700 м^3/сут.

Учесть влияние всего комплекса параметров на производительность нефтепровода сложно, так как на его работу влияют многочисленные параметры: температура окружающей среды, случайные колебания на входе в нефтепровод и др. параметры.

В данном примере приводится анализ влияния температуры окружающей среды на работу нефтепровода.

Основной аппарат, применяемый при исследовании, - спектральный анализ. Как и для всех методов статистического анализа, применение спектрального анализа предполагает предварительную обработку исходных данных. Проводится она с целью выявления степени однородности исходной информации. В данном случае эта информация представлена временными рядами суточной производительности нефтепровода Мыс Сангачалы-Дажгиль по нефти, воде и жидкости, а также температуре окружающей среды за 1980 г.

Таблица 6

Номер опыта	Q нефть $м^3$/сут	Q вода $м^3$/сут	Q жид. $м^3$/сут	t сут.возд. ^0C
I	8782	4375	I3632	22,7
2	7899	4762	I266I	26,2
3	7950	4850	I2800	27,0
4	7907	4875	I2782	26,2
5	7985	4800	I2785	26,8
6	7962	4725	I2687	25,2
7	7965	4725	I2690	23,9
8	7929	4925	I2854	24,4
9	7933	4850	I2783	24,8
I0	6948	4675	II623	25,8
II	8229	4600	I2829	25,2
I2	8II0	4550	I2660	25,I
I3	8002	4775	I2777	25,7
I4	80I5	4775	I2790	27,2
I5	7836	4900	I2736	27,2
I6	7789	4900	I2689	27,7
I7	7225	5550	I2775	27,8
I8	7867	4850	I27I7	27,9
I9	7845	4975	I2820	27,3
20	798I	473/	I27I8	26,9
2I	7903	4850	I2753	26,2
22	8005	4762	I2767	22,8
23	8005	4850	I2855	22,7
24	80I0	4750	I2760	24,8
25	6953	4725	II678	26,9
26	7938	4750	I2698	26,6
27	7987	4775	I2762	27,0
28	7971	4800	I277I	24,I
29	6960	4725	II685	2I,4
30	8085	4650	I2735	20,2

Как видно из таблицы 6, колебания исходных параметров не особенно велики, что позволяет сделать предположение об их однородности. Под однородностью в данном случае понимается то, что все наблюдения по какому-либо параметру принадлежат одному закону рас-

пределения и исходные данные являются реализациями одного процесса.

Однородность исходной выборки является важным фактором, позволяющим проводить дальнейший статистический анализ, например, корреляционный. В то же время в исходной выборке присутствуют данные, являющиеся реализациями нескольких случайных процессов с разными законами распределения, которые искажают результаты применения критерия Фишера, корреляционного отношения.

Основная проверка на однородность заключается в построении гистограммы по каждому из параметров..

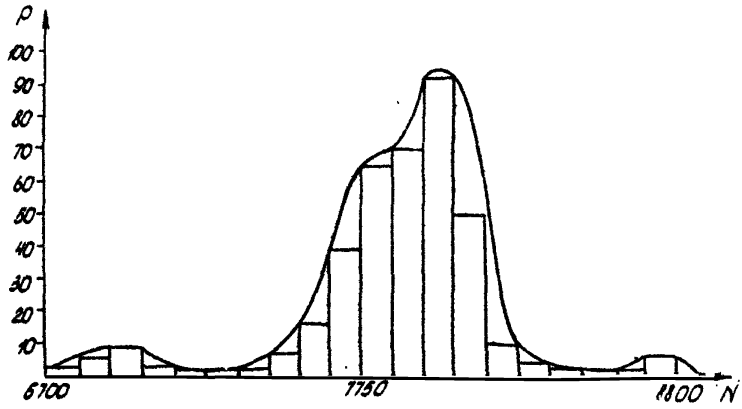

Рис. 5. Гистограмма производительности нефтепровода по нефти

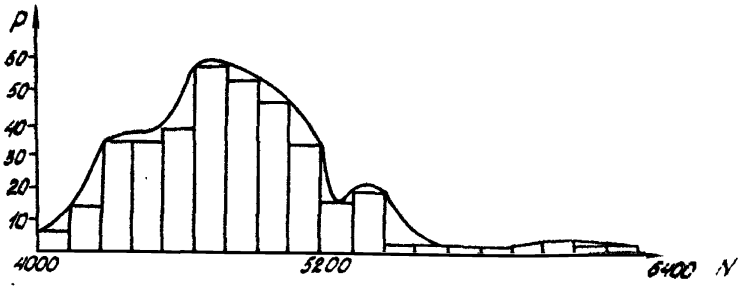

Рис. 6. Гистограмма производительности нефтепровода по воде

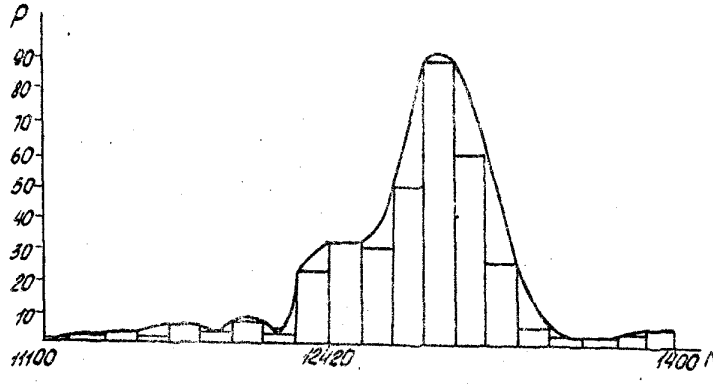

Рис. 7. Гистограмма производительности нефтепровода по жидкости

На рис. 5,6,7 представлены гистограммы производительности нефтепровода по нефти, воде и жидкости. Как видно из этих рисунков, все рассмотренные кривые имеют вид, близкий к нормальному закону распределения. Наличие максимума говорит об однородности исследуемых параметров, что проверяется при помощи χ^2 - критерия Пирсона. Расчетное значение данного критерия для производительности нефтепровода по нефти равняется 28,72, по воде 30,72, по жидкости 29,35 и по температуре 28,18.

Теоретическое значение χ^2 при числе свободы f = 19 и достоверностью α = 0,975 равно 32,85. Так как табличное значение критерия во всех случаях больше расчетного, то гипотеза о принадлежности исходных параметров к нормальному закону принимается.

Далее рассчитывается основная характеристика спектрального анализа- спектральная плотность. С помощью этой характеристики решаются такие задачи, как выделение скрытых периодических составляющих исходного временного ряда. Ниже приведена программа, позволяющая получить спектральную плотность (рассчитывается с помощью

```
      DIMENSION X(5001),R(300),POS(600),W(300)
     *,INF(10)
      READ 5,N,L
    5 FORMAT(2I3)
      READ 10,(X(I),I=1,N)
   10 FORMAT(10F7.0)
      L=L+1
      XBAR=0.
      DO 30 I=1,N
   30 XBAR=XBAR+X(I)
      XBAR=XBAR/FLOAT(N)
      PRINT 65,XBAR,VAR
   65 FORMAT(6X,'MEAN',9X,'VARIANCE'/2E19.7/)
      LL=2*L/3
      LL1=LL+1
      L1=L-1
      FL1=L1
      L2=L*2
      ANG=3.14159265/(FL1*2.)
      DO 40 J=1,L
      RR=0.0
      NJ=N-J+1
      DO 38 I=1,NJ
      IJ=I+J-1
   38 RR=RR+(X(I)-XBAR)*(X(IJ)-XBAR)
   40 R(J)=RR
      DO 45 J=2,L
   45 R(J)=R(J)/R(1)
      VAR=R(1)/FLOAT(N)
      R(1)=1.0
      DO 50 J=2,LL
      TAU=J-1
   50 W(J)=1.-(6.*TAU**2/(FL1**2))+(6.*TAU**3/(FL1**3))
      DO 55 J=LL1,L1
      TAU=J-1
   55 W(J)=2.0*(1.0-TAU/FL1)**3
      PRINT 60
   60 FORMAT(' LAG',6X,'AUTO-',5X,'FREQUENCY',2X,'SPEKTRAL'/7X,
     1'CORRELATION',13X,'DENSITY')
      DO 69 I=1,L2
      POS(I)=0.0
      FI=I-1
      DO 66 J=2,L1
      FJ=J-1
      POS(I)=POS(I)+R(J)*W(J)*COS(ANG*FJ*FI)
   66 CONTINUE
      DO 70 I=1,L
      II=I-1
      FII=II
      POS(I)=(1.+2.*POS(I))*2.
      F=FII/(4.0*FL1)
      PRINT 75,II,R(II),F,POS(I)
   75 FORMAT(I4,F11.4,F12.4,F10.4)
   70 CONTINUE
      L1=L+1
      L2=L2-1
      DO 80 I=L1,L2
      POS(I)=(1.+2.*POS(I))*2.
      FII=I-1
      F=FII/(4.*FL1)
      PRINT 85,F,POS(I)
   85 FORMAT(15X,F12.4,F12.4)
   80 CONTINUE
      RETURN
      END
```

преобразования Фурье автокорреляционной функции исходного временного ряда). На вход программы подается следующая информация: число точек обрабатываемого временного ряда (нефти, воды, жидкости и температуры окружающей среды); число точек сдвига, необходимое для расчета автокорреляционной функции (это число равно числу оценок спектральной плотности); исходный временной ряд.

Как было сказано выше, спектральные плотности позволяют выделить основные периодические составляющие процесса. Им соответствуют пики на графике спектральной плотности. На рис. 8 и 9 представлены графики спектральных плотностей производительности нефтепровода по жидкости, нефти, воде и температуре окружающей среды. Анализ графиков позволяет выделить следующие основные частотные составляющие (они отмечаются пиками соответствующих спектральных плотностей):

для жидкости:

I) f = 0,423 цикл/сутки; период колебания для этой частоты составляет T = 2,4 сутки;

для нефти:

I) f = 0,423 цикл/сутки; период колебания для этой частоты составляет 2,4 сутки;

2) f = 0,481 цикл/сутки; соответствующий период T = 2,1 сут;

для воды:

I) f = 0,423 цикл/сутки; период колебания для этой частоты составляет T = 2,4 сутки;

2) f = 0,461 цикл/сутки; T = 2,2 сутки;

для температуры окружающей среды отмечается два основных цикла:

I) f = 0,327 цикл/сутки; T = 3,1 суток;

2) f = 0,404 цикл/сутки; T = 2,5 суток.

Выделение основных периодических составляющих позволяет решить вопрос о необходимой частоте замеров производительности нефте-

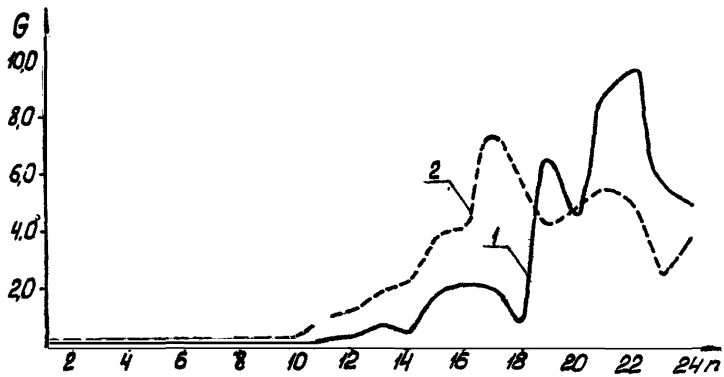

Рис.8. Спектральная плотность производительности нефтепровода по нефти (I) и динамика температуры окружающего воздуха (2)

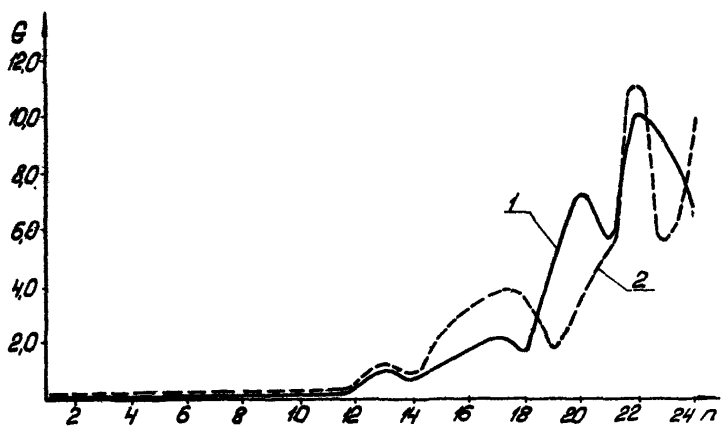

Рис.9. Спектральная плотность производительности нефтепровода по жидкости (I) и воде (2)

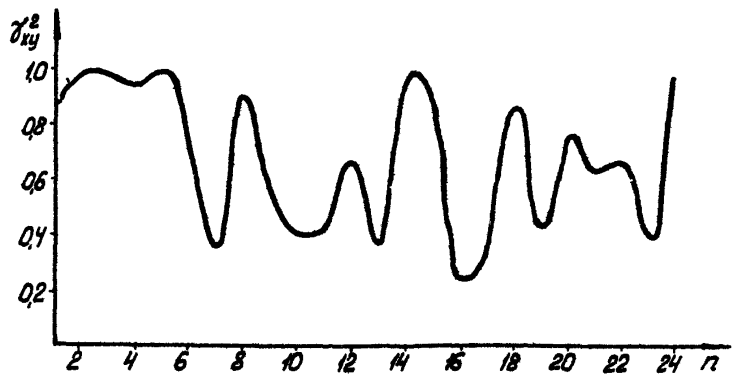

Рис.10. Распределение оценок функций когерентности производительности нефтепровода по жидкости и нефти по частотам

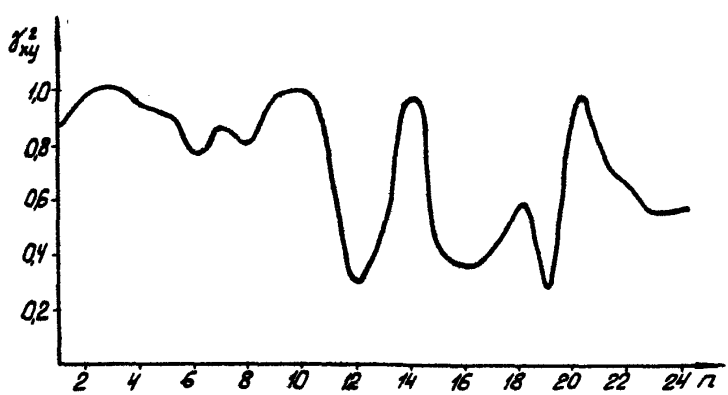

Рис.11. Распределение оценок функции когерентности производительности нефтепровода по жидкости и воде по частотам

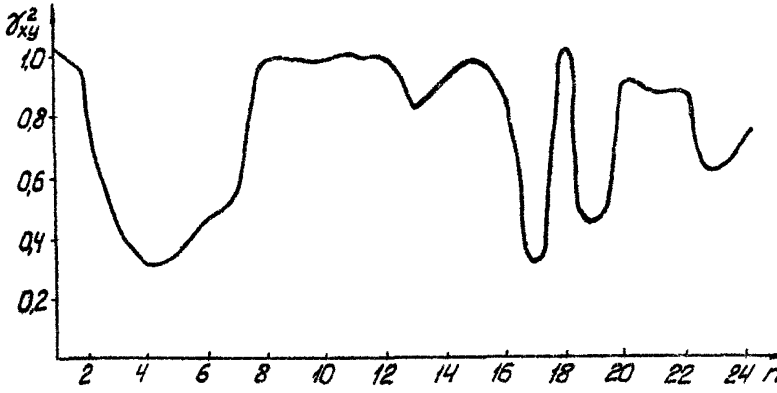

Рис.I2. Распределение оценок функции когерентности производительности нефтепровода по жидкости и окружающей среде по частотам

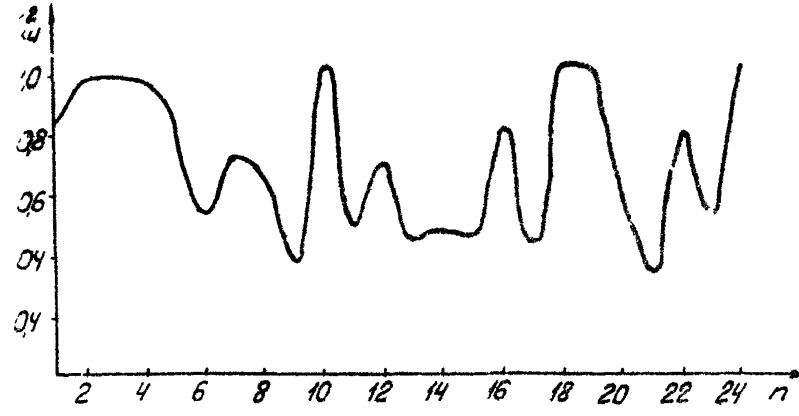

Рис.I3. Распределение оценок функции когерентности производительности нефтепровода по нефти и воде по частотам

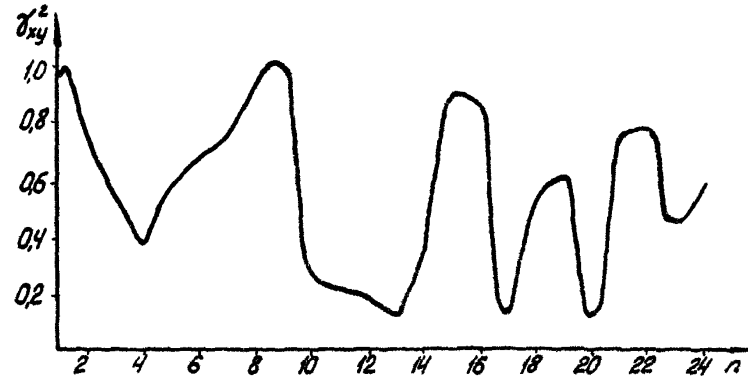

Рис.I4. Распределение оценок функции когерентности производительности нефтепровода по нефти и окружающей среде по частотам

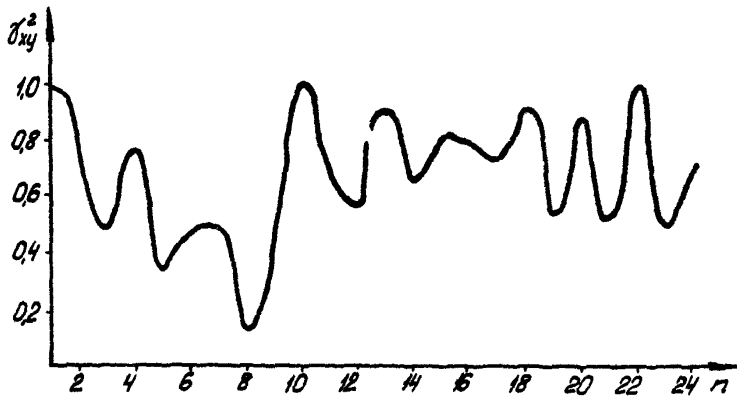

Рис.I5. Распределение оценок функции когерентности производительности нефтепровода по воде и окружающей среде по частотам

провода. Так для жидкости интервал между замерами не должен превышать 2,4 суток, для воды 2,2 суток и для нефти 2,I суток. За эти периоды проходит полный цикл колебания соответствующих параметров и замеры, взятые, например, через 2,4 суток для жидкости, являются наиболее характерными. Расчет средних значений производительности по жидкости, нефти и воде в указанные промежутки примерно равны. Отсюда следует, что применение спектрального анализа позволяет сократить необходимое число замеров без существенной потери информации при этом.

Другой не менее важной характеристикой спектрального анализа является функция когерентности, с помощью которой изучается взаимосвязь двух временных рядов на различных частотных составляющих: $\gamma^2_{xy}(f)$, где f - частота колебания ($f = \frac{i}{N}$).

Функция когерентности является аналогом коэффициента корреляции и заключена в интервале 0; I. На рис. I0-I5 представлены графики распределения по частотам функции когерентности следующих пар: $Q_ж - Q_н$; $Q_ж - Q_в$; $Q_ж - t$; $Q_н - Q_в$; $Q_н - t$; $Q_в - t$.

Анализ графиков позволяет выделить основную частоту, по которой отмечается максимум величины $\gamma^2_{xy}(f)$ для пар $Q_ж - Q_н$; $Q_ж - Q_в$. Численное значение этой частоты f = 0,269 цикл/сутки, соответствующей период T = 3,7 суток. Для пары $Q_н - Q_в$ наблюдается два пика на графике $\gamma^2_{xy}(f)$ (рис. I3), где f_1 = 0,I32, T_1 = 5,2 суток, f_2 = 0,346, T_2 = 2,9 суток.

Из рис. I2 следует, что в целом связь между $Q_ж$ и t по всем выделенным частотам существует.

Аналогичный вывод можно сделать и для пары $Q_в - t$ (рис. I5). Однако здесь выделяются две частоты: f = 0,I92, T = 5,2 суток и f = 0,442, T = 2,3 суток. Для пары $Q_н - t$ отмечается два пика (рис. I5). Первый - приходится на частоту f_1 = 0,I73, T_1 = 5,8 суток, а второй - на частоту f_2 = 0,288, T_2 = 3,5 суток.

Анализ приведенных выше результатов позволяет сделать следующие выводы.

I. Колебания производительности нефтепровода по жидкости существенно зависят от колебания температуры окружающей среды.

2. В целом колебания воды в продукции нефтепроводов также зависят от колебания температуры окружающей среды, но особенно сильна эта связь на двух частотах: f_1 = 0,I92 цикл/сутки и f_2 = 0,442 цикл/сутки.

3. Для производительности нефтепровода по нефти характерна сильная связь только по двум частотам: f_1 = 0,I73 цикл/сутки и f_2 = 0,288 цикл/сутки.

4. Связь между производительностью по жидкости и производительностью по нефти и воде выражена слабее. Наибольшая ее величина достигается на одной частоте - f = 0,269 цикл/сутки.

Кроме анализа, проведенного выше, выделение скрытых периодичностей позволяет решить задачу прогнозирования. Схема исследования в этом случае следующая.

По спектральным плотностям определяются основные периоды колебания, например, для производительности по жидкости эта частота равна 0,423 цикл/сутки. Далее весь временный ряд представляется как сумма определенного числа периодических компонентов. Для жидкости данная формула имеет вид:

$$Q_ж(t) = a_0 + a_1 \cos(2\pi f t) + b_1 \sin(2\pi f t).$$

Здесь f - частота; a_0, a_1, b_1 - неизвестные коэффициенты.

На следующем этапе неизвестные коэффициенты оцениваются с помощью метода наименьших квадратов. При этом составляется следующая система линейных уравнений (число уравнений равно числу неизвестных параметров).

Для производительности по жидкости эта система имеет вид:

$$\sum_{t=1}^{N} y_t = a_0 N + a_1 \sum_{t=1}^{N} \cos(2\pi f t) + b_1 \sum_{t=1}^{N} \sin(2\pi f t) ;$$

$$\sum_{t=1}^{N} y_t \sin(2\pi f t) = a_0 \sum_{t=1}^{N} \sin(2\pi f t) + a_1 \sum_{t=1}^{N} \cos(2\pi f t)\sin(2\pi f t) + b_1 \sum_{t=1}^{N} \sin^2(2\pi f t) ;$$

$$\sum_{t=1}^{N} y_t \cos(2\pi f t) = a_0 \sum_{t=1}^{N} \cos(2\pi f t) + a_1 \sum_{t=1}^{N} \sin(2\pi f t)\cos(2\pi f t) + b_1 \sum_{t=1}^{N} \cos^2(2\pi f t) .$$

Решение данной системы уравнений следующее:

$a_0 = 12675$; $a_1 = 3$; $b_1 = -106$.

Тогда прогнозное уравнение имеет вид:

$$Q_{пр}(t) = 12675 + 3\sin(2\pi f t) - 106\cos(2\pi f t)$$

Ошибка прогнозных значений, рассчитанных по модели, не превышает 10 %.

3. ДИСКРИМИНАНТНЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ВЫБОРА РАСЧЕТНЫХ ФОРМУЛ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И РЕЛАКСАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕД

В настоящее время накоплен большой экспериментальный материал по исследованию течения неньютоновских сред. Так, для определения коэффициента гидравлического сопротивления существуют различные эмпирические и полуэмпирические формулы, полученные на определенном классе экспериментов, характеризуемых различными диапазонами изменения гидравлических и реологических характеристик течения. Вследствие этого при проведении новых экспериментов исследователю трудно дать предпочтение той или иной аппроксимационной формуле. В этих случаях целесообразно проведение дискриминантного анализа по небольшому количеству экспериментов, что позволяет сделать выбор модели с целью дальнейших гидравлических расчетов.

3.I. Применение метода Бокса-Хилла

Пусть при изучении какого-либо процесса выполнено n экспериментов. Для описания результатов получены модели, которые характеризуются одинаковой мерой идентичности. В этих случаях целесообразно проведение ($n+1$)- го эксперимента, на основе которого можно было бы установить, какая модель лучше. Условия ($n+1$)-го эксперимента определяются по методу Бокса-Хилла [6]. Порядок проведения дискриминантного анализа следующий.

I. Оценивают параметры всех r предложенных моделей с помощью линейной или нелинейной регрессии, а также дисперсии σ_y^2 и σ_r^2 :

$$\sigma_r^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^{n} (y_i - \hat{y}_i)^2 \rho_i \ ;$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2 \ ,$$

где ρ_i - число повторных измерений;

$\hat{y}_i$ - вычисленные по r-ой модели значения;

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} y_i$$

2. Вычисляют для ($n+1$)-го эксперимента априорные вероятности, либо задаются ими, исходя из эвристических соображений. Априорные вероятности ($n+1$)-го опыта являются апостериорными для n-го опыта.

По теореме Байеса апостериорная вероятность определяется по формуле

$$p_r = \frac{p_r^{(n-1)} p_r(y^{(n)})}{\sum_{r=1}^{N} p_r p_r(y^{(n)})} \ ,$$

где $p_r^{(n-1)}$ - априорная вероятность, относящаяся к r-ой модели, если начальные вероятности $p_r^{(0)}$ неизвестны, то их принимают равными $1/r$.

$p_r\, y^{(n)}$ – плотность распределения вероятности наблюдаемого значения $y^{(n)}$ измеряемой величины при n -ом измерении.

Для r-ой модели она вычисляется по формуле

$$p_r\left(y^{(n)}\right)=\frac{1}{\sqrt{2\pi\left(\sigma_y^2+\sigma_r^2\right)}}\exp\left[-\frac{1}{2}\frac{\left(y^{(n)}-\hat{y}_r^{(n)}\right)}{\sigma_y^2+\sigma_r^2}\right].$$

Здесь $\hat{y}_r^{(n)}$ и $y^{(n)}$ соответственно вычисленное и измеренное значения показателя в n -ом опыте.

3. Выбираются условия проведения $(n+1)$-го опыта, который позволит различить модели. Для этого находим максимум дискриминантной функции:

$$K_y=\frac{1}{2}\sum_{r=1}^{V}\sum_{s=r+1}^{V} p_r^{(n)}\,p_s^{(n)}\left[\frac{\sigma_r^2-\sigma_s^2}{\left(\sigma_y^2+\sigma_r^2\right)\left(\sigma_y^2+\sigma_s^2\right)}+\right.$$

$$\left.+\left(\hat{y}_r^{(n+1)}-\hat{y}_s^{(n+1)}\right)^2\left(\frac{1}{\sigma_y^2-\sigma_r^2}+\frac{1}{\sigma_y^2+\sigma_s^2}\right)\right],$$

где $\hat{y}_r^{(n+1)}$ – предсказанное (вычисленное) значение показателя на r-ой модели в $(n+1)$-ом опыте; индексы r и s относятся к номерам моделей.

Величина $y^{(n+1)}$ определяется таким образом: задается значение аргумента $x^{(n+1)}$ и по предложенным моделям рассчитывается значение $\hat{y}^{(n+1)}$. Если K_y не достигает максимального значения, то проводится $(n+1)$-ый эксперимент, уточняющий параметры моделей и максимум функции K_y отыскивается в условиях $(n+2)$-го эксперимента.

Экспериментирование может быть прекращено, когда вероятности станут столь различными, что можно будет отдать предпочтение одной из них.

Пример 3.I.

Рассмотрим применение дискриминантного анализа на примере определения коэффициента гидравлического сопротивления при турбулентном режиме течения неньютоновских систем.

Для сравнения выбраны расчетные формулы для λ при течении парафинистых нефтей из примера 2.6 и расчетные зависимости, взятые из [7],

$$\lambda = \frac{0{,}08}{\sqrt[7]{Re^*}} , \tag{3.I}$$

$$\lambda = \frac{0{,}075}{\sqrt[7]{Re^*}} , \tag{3.2}$$

и полуэмпирические зависимости из [8,9,I0]

$$\frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{\lambda}} = \alpha + \frac{8\beta}{13\lambda} - \frac{8\alpha}{\lambda B} - \frac{64\beta}{\lambda^2 B^2} + \frac{1}{\varkappa} \lg \frac{\frac{1}{2}\sqrt{\frac{\lambda}{2}} Re}{\alpha + \frac{\beta}{\lambda}\frac{\beta}{B}} - 3{,}75 , \tag{3.3}$$

где коэффициенты α_1, $\varkappa$ и β соответственно равны II,5; 0,40 и 40;

$$B = V^2\rho/\tau_0 ; \quad Re = Vd\rho/\eta ;$$
$$\frac{1}{\sqrt{\mu}} = 1{,}2 \lg\left(Re^* \sqrt{\lambda}\right) + 3{,}0 ; \tag{3.4}$$

$$\frac{1}{\sqrt{\mu}} = 1{,}23 \lg\left(Re^* \sqrt{\lambda}\right) + 2{,}6 ; \quad Re^* = \frac{Re}{1 + \frac{1}{6}\cdot\frac{\tau_0 d}{\eta V}} \tag{3.5}$$

Все эти формулы были оценены по мере идентичности с зависимостью (2.8). Мера идентичности подсчитывалась по формуле

$$Q(\lambda) = \frac{\sum_{j=1}^{n} (\lambda_{pj} - \bar{\lambda})^2}{\sum_{j=1}^{n} (\lambda_{pj} - \bar{\lambda})^2 + \sum_{j=1}^{n} (\lambda_{pj} - \lambda_j)^2} ,$$

где λ_{pj} - значение λ , рассчитанное по полученной модели;

$\bar{\lambda}$ - математическое ожидание, рассчитанное по формуле

$$\bar{\lambda} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \lambda_j ,$$

λ_j - j -ое значение во множестве экспериментальных данных.

Мера идентичности для зависимостей, приведенных выше, составили соответственно 0,950; 0,948; 0,952; 0,950; 0,953, а для предложенной формулы (2.8) - 0,956. Отсюда видно, что нельзя с достаточной уверенностью отдать предпочтение ни одной из моделей. Поэтому был составлен последовательный план эксперимента.

Предлагаемые модели оценивались по вероятности соответствия эксперименту по последовательному плану до тех пор, пока вероятность одной из них не стала достаточно удовлетворительной. С вероятностью 0,9 после I2 опытов предпочтительной оказалась модель, предложенная в (2.8) настоящим руководством (рис. I6).

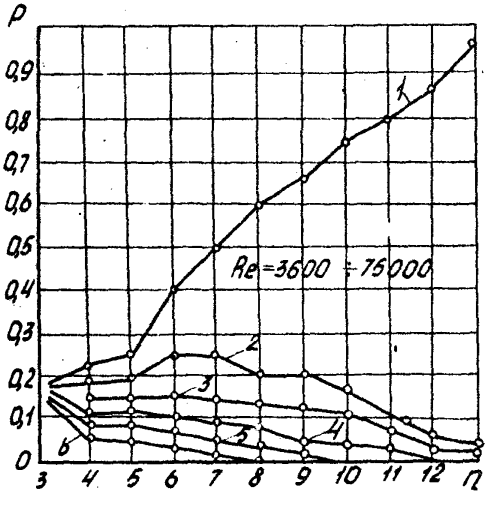

Рис. I6. Изменение вероятности P в процессе проведения эксперимента для зависимостей
I - (2.8); 2 - (3.3);
3 - (3.I); 4 - (3.2);
5 - (3.4); 6 - (3.5)

Таким образом, применение дискриминантного анализа показало,

что зависимости, определяемые по малому числу экспериментов с использованием построения самоорганизующихся моделей, могут быть конкурентоспособными с имеющимися рассчетными зависимостями, полученными в результате обработки широкого класса экспериментов.

3.2. Применение эволюционного моделирования

Приведенный выше дискриминантный анализ (метод Бокса-Хилла) удобно применять в тех случаях, когда для исследования процессов необходимо выбрать оптимальную модель в смысле прогноза из имеющегося набора моделей, описывающих данное явление.

Однако на практике эволюция сложных систем зачастую не определяется рамками одной модели из-за наличия внешних воздействий и автономного роста самой системы. В таких случаях необходимо определять характерные участки поведения этой системы и моменты их изменения с целью определения соответствующих им моделей роста. Весь процесс эволюции исследуемой сложной системы опишется при этом совокупностью найденных моделей роста отдельных характерных подсистем.

Пример 3.2.

Рассмотрим процесс восстановления температуры в дисперсной среде на основании проведенного лабораторного эксперимента (табл. 7)

Необходимо выделить характерные временные зоны процесса восстановления температуры, обусловленные внешним воздействием, в качестве которого может служить наличие твердых включений в рассматриваемой среде. Сам процесс восстановления температуры носит экспоненциальный характер, поэтому модели роста, соответствующие характерным зонам, выбираются в виде экспоненциальных моделей, а весь процесс будет суть поведения этих моделей.

Таблица 7

Номер опыта	ΔT	Номер опыта	ΔT
I	0,000	I5	0,850
2	0,I00	I6	0,880
3	0,200	I7	0,895
4	0,290	I8	0,9I5
5	0,370	I9	0,920
6	0,445	20	0,925
7	0,5I5	2I	0,930
8	0,575	22	0,940
9	0,628	23	0,950
I0	0,675	24	0,960
II	0,7I8	25	0,990
I2	0,760	26	0,995
I3	0,800	27	I,000
I4	0,825	28	I,000

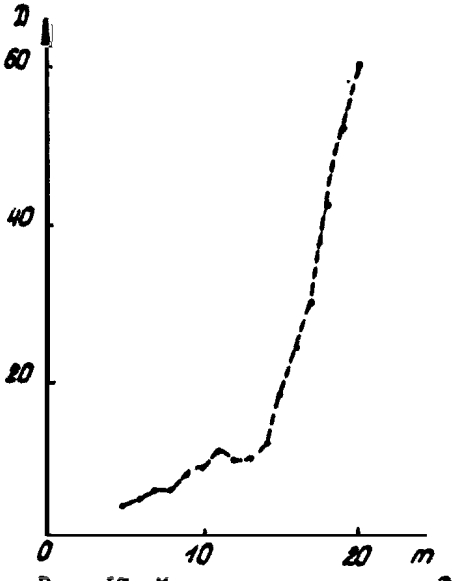

Рис. I7. Изменение дисперсии D от номера вновь вводимой точки

Реализация данного подхода может быть осуществлена в следующей последовательности:

а. По начальному участку кривой восстановления подбирается зависимость $A_1(1-exp(-B_1 t))$.

б. Выбрав такую зависимость, оценивается ошибка аппроксимации по минимуму дисперсии с вводом последующих точек и строится график $D-D(m)$, где D - дисперсия, m - номер вновь вводимой точки (рис. I7).

в. С резким возрастанием дисперсии D модель роста, описывающая первую характерную зону, ока-

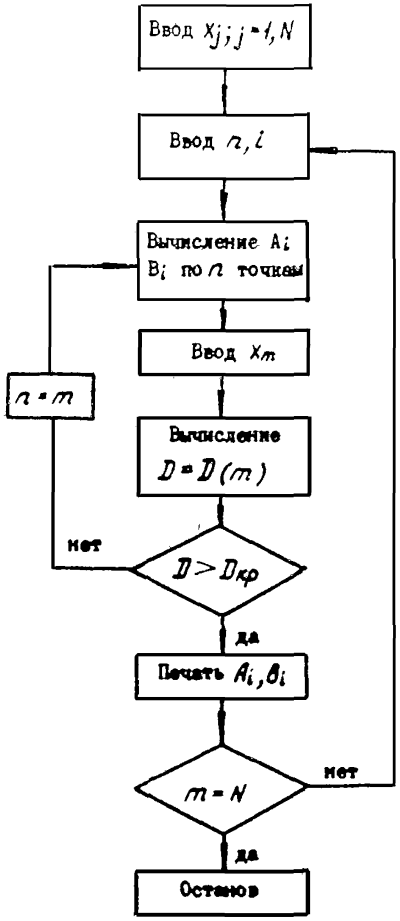

Рис.18. Блок-схема реализации возрастания дисперсии Д модели с внешним воздействием

зывается непригодной для дальнейшего описания. При этом момент резкого изменения дисперсии соответствует переходу от первой характерной зоны ко второй. Затем окончательно подбираются коэффициенты A_1 и B_1 на всем временном интервале первой характерной зоны. Данная процедура продолжается до тех пор, пока не будут выявлены все характерные зоны, описывающие процесс в целом. Таким образом, весь процесс описывается зависимостью

$$\sum_i A_i \left(1-\exp\left(-B\left(t-t_i\right)\right)\right), \qquad (3.6)$$

где t_i - соответствующие моменты переходов в $(i+1)$-ю характерную зону. Причем в (3.6) для текущего момента времени t остаются только те слагаемые, для которых $t-t_i$ больше нуля. Полная реализация данной процедуры приведена на блок-схеме (рис. I8).

Так, для данных, приведенных в табл. 7, весь процесс восстановления температуры описывается двумя характерными зонами, т.е. зависимостью вида

$$\Delta T = A_1\left(1-\exp\left(-B_1 t\right)\right) + A_2\left(1-\exp\left(-B\left(t-t_1\right)\right)\right),$$

где коэффициенты $A_1 = 1{,}16$; $B_1 = 1{,}08$; $A_2 = -0{,}17$; $B_2 = 0{,}48$ выбирались из минимума дисперсии (рис. I7), а $t = 1{,}083$ часа момент перехода во вторую характерную зону.

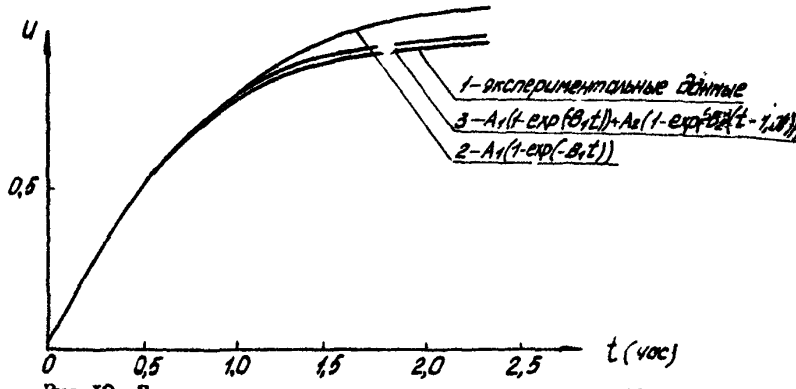

Рис.I9. Процесс восстановления температуры по эксперименту и расчетам

Полученная таким образом модель роста достаточно хорошо описывает весь процесс восстановления температуры (рис. I9).

3.3. Дискриминация моделей вязкоупругих сред по данным лабораторных исследований

На основании данных ротационной вискозиметрии можно определить касательное напряжение сдвига τ_{12} и вычислить эффективную вязкость $\eta_э = \tau_{12}/\dot{\gamma}$.

Однако определенная таким образом величина $\eta_э$ не может служить мерой вязкости, так как жидкость не испытывается в условиях чистого сдвига, а подвергается (в ротационном вискозиметре) длительному ламинарному сдвигу. Учитывая это, для определения коэффициента вязкости η_t, соответствующей чистому сдвигу, запишем формулу

$$\eta_t = \eta_э\left[1+\left(\frac{\tau_{11}-\tau_{12}}{2\tau_{12}}\right)^2\right]^{1/2}, \qquad (3.7)$$

где $\tau_{11}-\tau_{12}$ - первая разность нормальных напряжений.

Для модуля упругости G имеем

$$G = \frac{\tau_{12}^2}{\tau_{11}-\tau_{12}}. \qquad (3.8)$$

Соотношение (3.7) с учетом (3.8) можно записать в виде

$$\frac{1}{\eta_э^2} = \frac{1}{\eta_t^2} + \frac{\tau_{12}^2}{4G^2\eta_t^2}.$$

Если η_t и G постоянны (то есть систему можно отнести к линейным вязкоупругим средам), то $1/\eta_t^2$ и τ_{12}^2 связаны линейной зависимостью.

Таким образом, построение данных ротационной вискозиметрии в координатах $1/\eta_э^2$ и τ_{12}^2 может служить для дискриминации линейных вязкоупругих систем. Если в координатах $1/\eta_э^2$ и τ_{12}^2 получается

прямая, то исследуемая среда относится к линейным вязкоупругим системам и по точке пересечения этой прямой с осью $1/\eta_g^2$ и по углу ее наклона определим η_t и G. Отклонение от прямой указывает на нелинейность вязкоупругой жидкости в испытуемом интервале скоростей деформаций $\dot{\gamma}$.

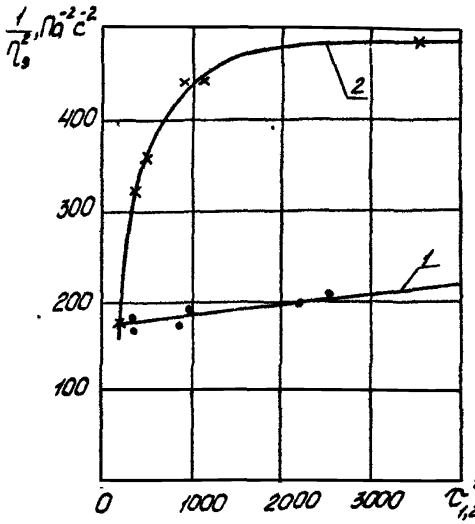

Рис.20. Данные ротационной вискозиметрии нефти месторождения "Гвизд":
I - нефть месторождения "Гвизд" (скв. 226) без микроэмульсии: t = 20 °С
$\dot{\gamma}$ =2I8,7÷I3I2 с$^{-I}$
2 -(нефть та же)90 % нефть + I0 % микроэмульсии: t = 20 °С
$\dot{\gamma}$ =2I8,7÷I3I2 с$^{-I}$

На рисунке 20 приведен результат обработки данных по ротационной вискозиметрии нефти месторождения "Гвизд" (кривая I) без микроэмульсии, кривая 2 - с добавкой микроэмульсии (при $\dot{\gamma}$ = 220÷I300 с$^{-I}$). Анализ данных показывает, что нефть без микроэмульсии является линейной вязкоупругой системой. При этом

η_t = 0,076 Па·с ; G = 60 Па.

Система "нефть плюс микроэмульсия", как видно из рисунка, перестает подчиняться модели линейной вязкоупругости.

4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ АДЕКВАТНОСТИ ВЫБИРАЕМЫХ МОДЕЛЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО И ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Многие нефти, перекачиваемые в настоящее время по трубопроводам, представляют собой сложные многокомпонентные системы. При транспортировке таких нефтей в них могут происходить различные процессы, такие как фазовые превращения, восстановление и разрушение структуры и т.д. Поэтому при описании конкретных технологических процессов необходимо учитывать, что традиционно принимаемые положения типа "модель вязкой жидкости", "однородность среды", "линейный закон трения" и другие не всегда правомерны. То есть необходимо использование методов, позволяющих на основании экспериментальной информации судить о степени адекватности выбранной модели для исследуемого процесса. Или же из первоначально выбранного набора моделей диагностировать модель, наиболее точно описывающую изучаемый процесс на основе натурных или лабораторных наблюдений за его поведением.

4.I. Применение метода последовательных спрямлений для обоснования выбора расчетных моделей

Часто при описании нестационарных гидравлических и тепловых процессов, происходящих в трубопроводах, пользуются линейными моделями с сосредоточенными параметрами. В этом случае характеристика процесса может быть представлена в виде суммы экспоненциальных составляющих. Поэтому важно по результатам экспериментальных наблюдений за поведением конкретного объекта оценить число экспоненциальных слагаемых и их параметры. В таких случаях можно воспользоваться методом последовательных спрямлений [II], который заключается в следующем.

а. Пусть имеется экспериментальная зависимость характеристик

процесса F от времени t .

б. Экспериментальную кривую F строим в координатах t и $\ln P$. В этой системе координат экспериментальные данные имеют на некотором интервале криволинейный характер, который затем переходит в прямую линию. Экспериментальные точки, лежащие на прямолинейном участке, описываются зависимостью вида $F(t)=A_1 exp(\alpha_1 t)$. Параметры A_1 и α_1 определяются по точке пересечения прямолинейного участка с осью ординат ($\ln A_1$) и тангенсу угла наклона этой прямой (α_1) в координатах (t , $\ln F$). В случае, когда криволинейный участок отсутствует, вся экспериментальная зависимость является функцией вида $F(t)=A exp(\alpha_1 t)$.

в. Экспериментальные точки криволинейного участка в координатах ($\ln F$, t) перестраиваются в системе координат $[\ln(F-A_1 exp\alpha_2 t), t]$. При этом снова возможно наличие криволинейного и прямолинейного участков. Для точек, лежащих на прямолинейном участке, справедливы рассуждения пункта б.

г. Эти операции продолжаются до тех пор, пока в зависимости $\ln[F-A_1 exp\alpha_1 t-A_2 exp\alpha_2 t...]$ от t не исчезнет криволинейный участок.

д. Таким образом, экспериментальная зависимость представляется в виде суммы конечного числа экспонент с параметрами, которые могут быть определены графически на основании вышеизложенной процедуры последовательных спрямлений.

Пример 4.I.

При описании процесса теплопереноса в неоднородных жидкостях используется квазигомогенный или гетерогенный подходы. Рассматривая исследуемую среду как систему с сосредоточенными параметрами, в случае квазигомогенной модели кривая восстановления температуры описывается экспоненциальной зависимостью, а в случае гетерогенной - суммой двух экспонент.

В проведенных экспериментах концентрация дисперсной фазы ме-

нялась от 0 % до 30 %. Для определения вида зависимости, описывающей полученные экспериментальные результаты, использовался метод последовательных спрямлений. При этом на первом этапе спрямления экспериментальные значения наносятся на график с координатами t и $\ln U_2 = f(t)$ (рис. 2I).

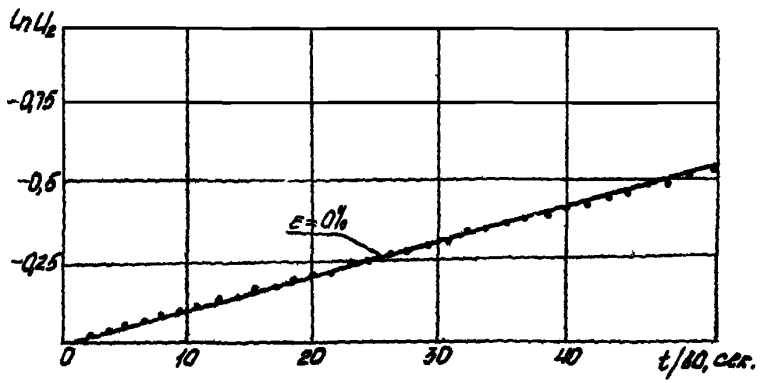

Рис. 2I. Зависимость температуры от времени при ε = 0 %

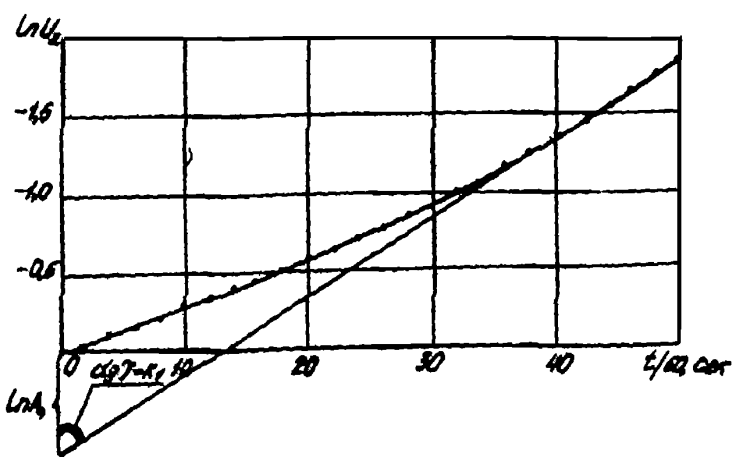

Рис. 22. Зависимость температуры от времени при ε = I0 %

Как видно из рис.2I, в случае малой концентрации дисперсной фазы (в данном случае до I0 %), полученная полулогарифмическая зависимость линейна. Это свидетельствует о том, что правомерна квазигомогенная модель. При концентрациях твердой фазы более I0 % линейность соблюдается лишь при больших значениях времен t. Следовательно, этот участок кривой можно описать экспонентой с коэффициентами $A_1 = 2{,}0$ и $K_1 = 0{,}05I$, которые легко определяются графически (см. рис. 22).

Определив коэффициенты A_1 и K_1, строим зависимость $\ln[U_2 - A_1 \exp K_1 t] = \ln[U_2 - 1{,}99\exp(-0{,}051t)]$ от t (рис. 23) и тем самым переходим ко второму этапу спрямления. Как видно из рисунка, вновь полученная зависимость линейна, а следовательно, описывается экспонентой $A_2 \exp K_2 t$, где $A_2 = I{,}0$, $K_2 = -0{,}8I$.

Таким образом, метод последовательных спрямлений показывает, что при концентрации дисперсной фазы более I0 % процесс описывается суммой двух экспонент:

$$U_2 = 2\exp(-0{,}051t) - \exp(-0{,}081t).$$

Пример 4.2.

При деформации с постоянной скоростью сдвига парафинистых нефтей на кривой кинетики развития касательных напряжений наблюдается точка максимума, затем постепенный спад до некоторого постоянного значения. На рис. 24 представлены кривые изменения касательных напряжений сдвига при постоянной скорости деформации. Для описания кривых можно воспользоваться обобщенной максвелловской моделью, содержащей спектр времени релаксаций. Тогда изменение касательных напряжений во времени можно выразить

$$\tau = \sum_{i=1}^{n} \tau_i \exp\left(-\frac{t}{T_i}\right). \qquad (4.I)$$

где τ - касательное напряжение сдвига, $Н/м^2$;

t - время, с;

T_i - время релаксации, с.

Для описания релаксационных процессов по формуле (4.I) необходимо вычислить спектр времени релаксаций T_i .

Время релаксаций находится следующим образом.

а. Кривую релаксации касательных напряжений τ от t нужно представить в виде $\ln\tau$ от t . Получаемая кривая имеет в начале криволинейный участок, который затем переходит в прямую. По этой прямой определяют : T_1 и τ_1 (рис. 25б).

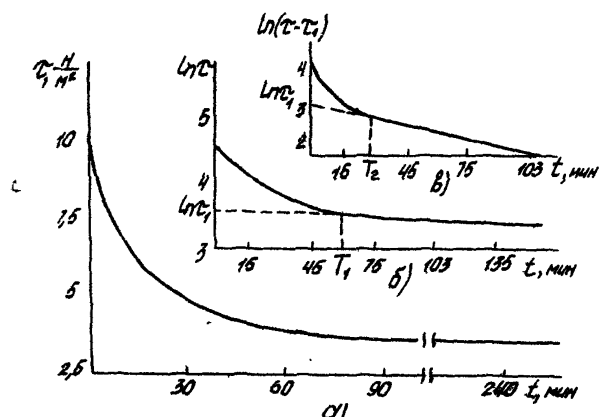

Рис. 25. Определение спектра времени релаксации для нефти месторождения "Бостон"

б. Для нахождения второго времени релаксации спектра строится кривая $\ln(\tau-\tau_1)$ от t и повторяются все вышеизложенные операции, позволяющие определить τ_2 и T_2 (рис. 25в).

в. Эти операции продолжаются, пока в зависимости $\ln(\tau-\tau_1-\tau_2-\ldots)$ от t не исчезнет криволинейный участок.

Результаты расчета параметров процесса для нефтей месторождения "Бостон" при $\dot{\gamma}$ = 8,I c^{-I} равны: T_1 =33,72.10^4с; T_2 =4,I4.10^3с; T_3 = 4,02.10^2с.

4.2. Применение метода детерминированных моментов для диагностирования адекватности выбираемых расчетных моделей и оценка их параметров

Для диагностирования адекватности выбираемой модели для описания исследуемого процесса может быть использован метод детерминированных моментов [II], который предполагает наличие следующей информации: известна теоретическая зависимость характеристики процесса от времени и некоторых параметров, соответствующая выбранной модели (обозначим ее $U_т$); имеется экспериментальная зависимость характеристики процесса, получаемая в виде соответствующих замеров во времени (обозначим ее $U_э$).

Детерминированные моменты определяются формулой

$$\mu_к = \frac{1}{к!}\int_0^{\infty} t^к [U_\infty - U(t)]\,dt,$$

где $к = 0, 1, 2, \ldots$;

U_∞ предельное значение характеристики процесса,

t - время.

Эти моменты могут быть определены как по теоретической зависимости $U_т$ (обозначим их $\mu_к^т$), так и по экспериментальной зависимости $U_э$ (обозначим их $\mu_к^э$). Приравняв соответствующие теоретические и экспериментальные значения моментов, получим соотношения для определения параметров модели:

$$\mu_к^т = \mu_к^э; \qquad к = 0, 1, 2, \ldots, N-1,$$

где число соотношений N определяется количеством неизвестных в модели параметров.

Кроме того, из величин моментов можно составлять диагностические критерии адекватности выбираемой модели и реального процесса. Составление таких критериев поясняется на нижеследующих примерах.

Пример 4.3

Диагностирование реологических свойств вязкоупругих нефтей при их движении по трубам.

С целью анализа и оптимизации технологических процессов, связанных с движением вязкоупругопластичных нефтей в трубах, необходимо прежде всего наиболее точно диагностировать внутреннюю структуру системы, после чего надежно оценивать значения ее параметров.

Предположим, что движущаяся по трубопроводу среда обладает как вязкоупругими, так и вязкопластичными свойствами. Ниже используются следующие обозначения:

τ - напряжение сдвига;

τ_0 - предельное напряжение сдвига;

W - средняя по сечению скорость потока;

P - давление;

θ - время релаксации напряжения сдвига;

λ - время релаксации градиента скорости;

R, L - соответственно радиус и длина трубы;

C - скорость распространения волны в трубе;

t - время.

Пусть вязкоупругопластичная среда в начальный момент времени находилась в покое. С некоторого момента перепад давления вдоль оси трубы скачкообразно изменяется и принимает постоянное значение $(P_0-P_1)/L$, при этом считается известным закон изменения во времени скорости, которая по длине остается постоянной. Детерминированные моменты относительно скорости подсчитываются по формуле

$$\mu_i = \int_0^\infty (W_\infty - W(t)) t^i dt, \quad i=0,1,$$

где предельное значение $W(t)$ равно

$$W_\infty = \frac{P_0-P_1-2\tau_0/R}{2\alpha\rho L}.$$

Для первых двух моментов теоретической зависимости скорости от времени получаются следующие выражения:

$$\mu_0^T = \frac{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R}{2\alpha\rho L} \cdot \frac{1+2\alpha\lambda}{2\alpha} ;$$

$$\mu_1^T = \frac{P_0 - P_1}{2\alpha\rho L}\left[\left(\frac{1+2\alpha\lambda}{2\alpha}\right)^2 - \frac{\theta}{2\alpha}\right].$$

Моменты от экспериментальной зависимости можно подсчитать по формуле трапеций.

Для диагностирования вязкоупругопластичных свойств среды вводятся следующие соотношения:

$$\frac{\mu_1}{\mu_0} = \frac{1+2\alpha\lambda}{2\alpha} - \frac{\theta}{1+2\alpha\lambda} ; \qquad (4.2)$$

$$\frac{\mu_0}{W_-} = \frac{1+2\alpha\lambda}{2\alpha} ; \qquad (4.3)$$

$$\frac{W_-\rho L}{P_0 - \mu_1 - 2\tau_0 L/R} - \frac{1}{2\alpha} \qquad (4.4)$$

Анализ этих формул показывает, что возможно выполнение следующих условий:

I $\quad \frac{\mu_1}{\mu_0} = \frac{\mu_0}{W_-} = \frac{W_-\rho L}{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R} = \frac{1}{2\alpha} \quad (\theta = 0; \lambda = 0)$;

II $\quad \frac{\mu_1}{\mu_0} \neq \frac{\mu_0}{W_-} = \frac{W_-\rho L}{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R} = \frac{1}{2\alpha} \quad (\theta \neq 0; \lambda = 0)$;

III $\quad \frac{\mu_1}{\mu_0} = \frac{\mu_0}{W_-} \neq \frac{W_-\rho L}{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R} = \frac{1}{2\alpha} \quad (\theta = 0; \lambda \neq 0)$;

IV $\quad \frac{\mu_1}{\mu_0} \neq \frac{\mu_0}{W_-} \neq \frac{W_-\rho L}{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R} = \frac{1}{2\alpha} \quad (\theta \neq 0; \lambda \neq 0)$.

Сначала определяются значения параметров τ_0 и 2θ по формуле (4.4) для двух стационарных режимов давления.

Затем подсчитываются значения отношений $\frac{\mu_1^2}{\mu_0^2}$, $\frac{\mu_0^2}{W_\infty}$, $\frac{W_\infty \rho L}{P_0 - P_1 - 2\tau_0 L/R}$, которые должны удовлетворять одному из условий I-IУ. Зная значения этих отношений, по формулам (4.2), (4.3) определяются параметры θ и λ .

Для апробации метода рассматривалось движение высоковязкой нефти с плотностью $\rho = 800 \frac{кг}{м^3}$ в трубопроводе длиной 630 м и диаметром 0,05 м (экспериментальные данные взяты из [2] . На рис. 26 представлены кривые расхода при постоянном перепаде давления на выходе, равном $P_1 = 0$, а на входе создавались давления $P_0 = 0{,}2I$ МПа (кривая I) и $P_1 = I{,}96$ МПа (кривая 2).

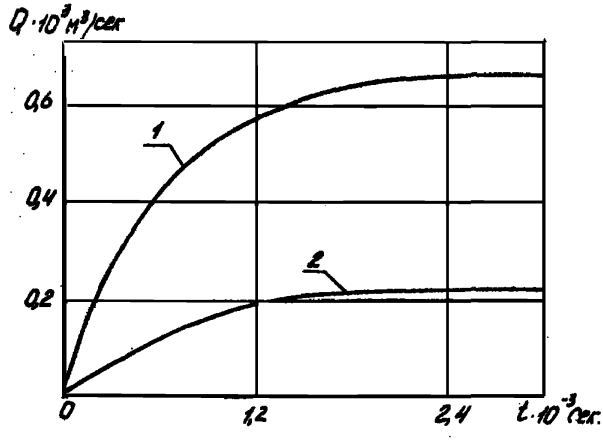

Рис. 26. Кривые восстановления расхода при постоянном перепаде давления

В табл. 8 приведены результаты расчетов, из которых видно, что исследуемая нефть подчиняется условию Ш, т.е. описывается вязкоупругопластичной моделью с $\theta = 0$ и $\lambda \neq 0$.

Таблица 8

τ_{01}, Н.м$^{-2}$	2α, с$^{-1}$	μ, Н.с.м$^{-2}$	W_0, м	W, м.с	$\frac{W_\infty \rho L}{\rho_0 - \rho_1 \frac{2\alpha_0 L}{R}}$, с	$\frac{W_1}{W_0}$, с	$\frac{W_0}{W_\infty}$, с	λ, с	θ, с
33	6	0,37	I09	37455	0,I7	346	346	346	0
33	6	0,37	37	I43I9	0,I7	38I	38I	38I	0

Пример 4.4

Оценка влияния межфазового теплообмена на процесс распространения тепла в неоднородных средах.

В процессах распространения тепла в дисперсных средах, в отличии от гомогенных сред, происходит теплообмен между фазами, который в зависимости от соотношений теплофизических параметров фаз оказывает различное влияние на температурные поля. Учет неоднородности в тепловых расчетах введением коэффициента межфазового теплообмена приводит к повышению точности расчетов по сравнению с квазигомогенным подходом.

Ниже приводится диагностический критерий, позволяющий выявить степень влияния межфазового теплообмена по результатам экспериментальных исследований. С этой целью был поставлен следующий эксперимент. Исследуемая среда помещается в цилиндрический контейнер, в центре которого устанавливается термопара. В начальный момент времени температуры фаз равны. На стенке контейнера на протяжении всего эксперимента поддерживается постоянная температура выше начальной температуры фаз. При этом снимается кривая восстановления температуры через показания вторичного прибора связанного с термопарой.

Теоретическая зависимость кривой восстановления температуры по времени в данном случае определяется тремя параметрами:

$$\varepsilon = \frac{\rho_1 c_1}{\rho_2 c_2}; \quad \chi = \frac{\lambda_1}{\rho_2 c_2 R^2}; \quad \tau = \rho_2 c_2 / \gamma,$$

где ρ - плотность, c - коэффициент удельной теплоемкости, λ - коэффициент теплопроводности, γ - коэффициент, учитывающий межфазовый теплообмен. Здесь и ниже величины, помеченные индексом I, относятся к жидкой фазе, а индексом 2 - к дисперсной фазе.

Детерминированные моменты подсчитываются относительно, безразмерной величины $U = \frac{T - T_{cm}}{T_0 - T_{cm}}$,

где T - температура,

T_0 - начальная температура фаз,

T_{cm} - температура стенок контейнера.

Для теоретической зависимости первые три момента получились следующими:

$$\mu_0^T = \frac{1+\varepsilon}{4\tau}\ ;\ \mu_1^T = \frac{3(1+\varepsilon)^2}{64\tau^2} + \frac{\tau}{4\tau}\ ;$$

$$\mu_2^T = \frac{(1+\varepsilon)^3}{128\tau^3} + \frac{3(1+\varepsilon)\tau}{32\tau} + \frac{\tau^2}{4\tau}\ . \qquad (4.5)$$

Используя их выражения через параметры модели, составляем следующую безразмерную величину:

$$\rho = \frac{(\mu_0^T)^2}{\mu_1^T} = \frac{4}{3} = \frac{64\tau\tau}{9(1+\varepsilon)+48\tau\tau}\ .$$

Анализ этого соотношения показывает, что значение ρ всегда не превышает 4/3, причем равенство достигается при $\tau = 0$, что соответствует квазигомогенной модели. Это позволяет использовать ρ в качестве диагностического критерия. В качестве испытуемой среды использовалась тяжелая нефть с равномерно распределенными по объему контейнера гранулами полиэтилена. Значения моментов относительно экспериментальной зависимости $U_э$ подсчитывались по формуле трапеций:

$$\mu_k^э \approx \frac{1}{n!} \sum_{i=1}^{n} \left[U_{i+1} t_{i+1}^k + U_i t_i^k \right] \frac{t_{i+1} - t_i}{2}\ ,$$

где U_i - замеренные значения U_9 в момент времени t . Ниже приведены результаты обработки экспериментальных данных.

I. Концентрация 0 %:

$\mu_0^9 = 39{,}75$; $\mu_1^9 = 1178{,}56$; $\mu_2^9 = 50934{,}3$; $\rho = 1{,}34$.

2. Концентрация 10 %:

$\mu_0^9 = 36{,}26$; $\mu_1^9 = 1054{,}5$; $\mu_2^9 = 51542{,}5$; $\rho = 1{,}25$.

3. Концентрация 20 %:

$\mu_0^9 = 28{,}48$; $\mu_1^9 = 749{,}59$; $\mu_2^9 = 31352{,}9$; $\rho = 1{,}08$.

Приравняв правые части соотношений (4.5) соответствующим значениям экспериментальных моментов, можно определить параметры модели ε , τ , χ. В случае, когда удельные теплоемкости и плотности фаз известны, для определения коэффициента τ получается формула

$$\tau = \frac{\mu_1^9}{\mu_0^9}(1+\varepsilon)(1-0{,}75\rho).$$

В данном эксперименте $\varepsilon \approx 2$. Для различных концентраций значения τ получились следующими:

$\tau = -64c$ при 0 % ;

$\tau = 327c$ при 10 % ;

$\tau = 679c$ при 20 % .

Пример 4.5

Диагностирование реологических свойств нефтей по данным исследования ротационной вискозиметрии.

Предполагается, что испытуемая среда обладает как вязкоупругими, так и вязкопластичными свойствами. Поэтому необходимо более точно диагностировать модель ее внутренней структуры и оценить значения параметров в рамках выбираемой модели на основании данных исследования на ротационном вискозиметре.

Ниже используются следующие обозначения:

τ - напряжение сдвига;

τ_0 - предельное напряжение сдвига;

μ - вязкость;

$\dot{\gamma}$ - скорость деформации;

$\theta_1;\theta_2$ - время релаксации;

t - время;

При снятии кривых кинетики развития касательных напряжений в начальный момент времени среда находится в покое. Начиная с некоторого момента времени, среда подвергается сдвиговому течению в рабочем узле "цилиндр-цилиндр" ротационного вискозиметра с постоянной скоростью деформаций.

Введем детерминированные моменты относительно сдвигового напряжения по формуле

$$\tau^{(i)} = \int_0^{\infty} (\tau - \tau_\infty) \frac{t^i}{i!} dt, \quad i = 0,1,\ldots,$$

где τ_∞ - предельное значение $\tau(t)$.

Тогда предельное напряжение сдвига определится по формуле

$$\tau_0 = \tau_\infty = \mu\dot{\gamma}$$

Для первых двух моментов теоретической зависимости напряжения сдвига от времени получаются следующие выражения:

$$\tau^{(0)} = \theta_1 \tau_\infty;$$

$$\tau^{(1)} = \tau_0\theta_1 - \tau_\infty\theta_2^2 = -\tau_\infty(\theta_1^2 - \theta_2^2).$$

Моменты от экспериментальных данных, полученных на ротационном вискозиметре, можно подсчитать по формуле трапеций. Для диагностирования вязкоупругих свойств среды вводятся следующие безразмерные критерии:

$$K_1 = -\frac{\tau^{(1)}}{\tau_\infty}\dot{\gamma}^2 = (\theta_1^2 - \theta_2^2)\dot{\gamma}^2;$$

$$K_2 = \frac{\tau^{(0)2}}{\tau_\infty^2}\dot{\gamma}^2 = \theta_1^2\dot{\gamma}^2.$$

Анализ этих соотношений показывает, что возможны выполнения следующих условий:

I $K_1 = K_2 = 0$ $\quad (\theta_1 = \theta_2 = 0)$

II $K_1 = K_2 \neq 0$ $(\theta_1 \neq 0;\ \theta_2 = 0)$;

III $K_1 \neq K_2 = 0$ $(\theta_1 = 0;\ \theta_2 \neq 0)$;

IV $K_1 \neq K_2 \neq 0$ $(\theta_1 \neq 0;\ \theta_2 \neq 0)$.

Для апробации метода были обработаны результаты исследования различных парафинистых нефтей на ротационном вискозиметре (рис. 27).

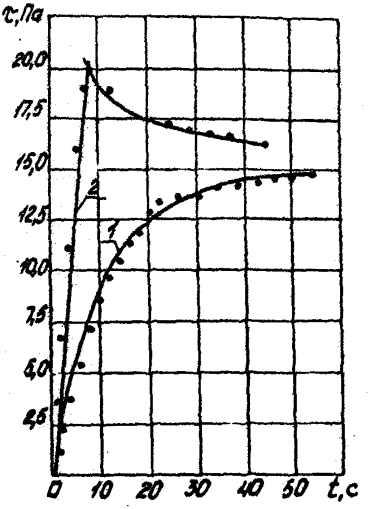

Рис. 27. Кривые кинетики развития напряжений от времени

Для кривой I значения критериев получились следующими:

$K_1 \approx 12$; $K_2 \approx 12$.

Следовательно, имеет место случай III. Коэффициенты равны:

$\theta_1 = 10{,}5$с; $\theta_2 = 0$.

Для кривой 2 значения критериев получились следующими:

$K_1 = 9{,}8$; $K_2 = 30{,}2$.

В данном случае имеет место случай IУ и коэффициенты соот-

ветственно равны:

$\theta_1 = 5{,}5c; \quad \theta_2 = 4{,}5c.$

4.3. Определение гидродинамических характеристик сред при их движении по трубам методом модулирующих функций

Часто при описании изучаемого процесса используются модели, которые могут быть записаны в виде дифференциальных уравнений относительно некоторой характеристики процесса, т.е. в виде выражения, содержащего характеристику U и ее производные. В случаях, когда по известным измерениям характеристики U необходимо оценить параметры модели, возникают трудности принципиального характера. Это связано с тем, что приходится применять операцию дифференцирования к экспериментальным данным. При этом малая погрешность измеряемой величины может привести к существенной погрешности ее производных.

В этих случаях бывает целесообразным применить метод модулирующих функций, который заключается в следующем [12].

Модель процесса, записанная в виде дифференциального уравнения, умножается на так называемую модулирующую функцию, которая будет определена ниже, и полученное выражение интегрируется. В результате получим алгебраическое уравнение для определения параметров модели, коэффициентами которого являются интегралы от произведения производных экспериментальной функции и модулирующих функций. Модулирующие функции выбираются с условием, что эти интегралы можно было бы преобразовать так, чтобы производные экспериментальной функции в них заменились производными модулирующих функций, известных точно, и дифференцирование которых является уже корректной операцией.

Таким образом, для применения метода модулирующих функций необходимо: выбрать вид модулирующих функций, исходя из модели

процесса; вычислить значения соответствующих интегралов от замеряемой характеристики процесса U и производных модулирующих функций.

Более подробное описание метода модулирующих функций приведем на конкретном примере.

Пример 4.6.

Оценка гидродинамических характеристик среды при нелинейном законе трения.

Рассматривается неустановившееся движение вязкой жидкости в трубе при квадратичном законе трения. В этом случае для давления P имеем следующую модель:

$$C^2 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \alpha \frac{\partial P}{\partial t} + \gamma \frac{\partial P^2}{\partial t}, \qquad (4.6)$$

где x - осевая координата $x_1 \leqslant x \leqslant x_2$;

t - время $t_1 \leqslant t \leqslant t_2$;

C - скорость распространения волны в трубе.

Предполагается, что на некотором интервале времени $[t_1, t_2]$ производятся замеры давления вдоль трубы, т.е. имеется экспериментальная информация о давлении в прямоугольнике $[t_1, t_2] \times [x_1, x_2]$.

Общее правило выбора модулирующих функций следующее.

Пусть порядок старшей производной по переменной, например x, равен m. Тогда модулирующая функция φ по этой переменной должна удовлетворять условию

$$\frac{d^i \varphi(x_2)}{dx^i} = \frac{d^i \varphi(x_1)}{dx^i} = 0, \quad i = 0, 1, \ldots, m-1. \qquad (4.7)$$

Таким условиям удовлетворяют, например, функции

$$\varphi(x) = \left(\sin \frac{\pi (x - x_1)}{x_2 - x_1}\right)^m, \quad \varphi(x) = (x - x_1)^m (x_2 - x)^m.$$

В данном примере порядок уравнения (4.6) по x и t равен двум.

Следовательно, модулирующие функции выбираются следующего вида:

$$\varphi_1(x)=\left(\sin\frac{\pi(x-x_1)}{x_2-x_1}\right)^2;\quad \psi_1(t)=\left(\sin\frac{\pi(t-t_1)}{t_2-t_1}\right)^2$$

$$\varphi_2(x)=(x-x_1)^2(x_2-x)^2;\quad \psi_2(t)=(t-t_1)^2(t_2-t_1)^2$$

Умножая обе части уравнения (4.6) на φ_i, ψ_i, $i=1,2$ и интегрируя по частям, пользуясь соотношениями (4.7), получаем систему алгебраических уравнений относительно α и γ:

$$Z_{1i}\alpha+Z_{2i}\gamma=Z_{3i}, \tag{4.8}$$

где

$$Z_{3i}=\int_{x_1}^{x_2}dx\int_{t_1}^{t_2}\left[\psi_i''\varphi_i-c^2\psi_i\varphi_i''\right]\rho\,dt;$$

$$Z_{ji}=\int_{x_1}^{x_2}dx\int_{t'}^{t_2}\varphi_i\psi_i'\rho^j dx,\quad i,j=1,2.$$

Следовательно, задача сводится к численному вычислению интегралов вида

$$I=\int_{x_1}^{x_2}dx\int_{t_1}^{t_2}f(x)g(t)U(x,t)\,dt, \tag{4.9}$$

где функция U задана в узлах $(x^{(\kappa)},t^{(j)})$ прямоугольника $[x_1,x_2]\times[t_1,t_2]$ и имеет значения $U_{\kappa j}$, $\kappa=1,2,\ldots,N$, $j=1,2,\ldots,M$

Этот интеграл может быть подсчитан следующим образом. Запишем (4.9) в виде

$$I=\int_{t_1}^{t_2}g(t)F(t)dt,$$

где

$$F(t)=\int_{x_1}^{x_2}\varphi(x)U(x,t)\,dx.$$

При фиксированном $t^{(j)}$ вычисляется $F_j=F(t^{(j)})$ по формуле трапеций с использованием узлов $x^{(\kappa)}$:

$$F_j=\sum_{\kappa=1}^{N-1}\left[\varphi(x^{(\kappa+1)})U_{\kappa+1,j}+\varphi(x^{(\kappa)})U_{\kappa j}\right]\frac{x^{(\kappa+1)}-x^{(\kappa)}}{2}.$$

Затем также по формуле трапеций вычисляется интеграл I, где $F(t)$ и $\psi(t)$ задаются в узлах $t^{(j)}$:

$$I=\sum_{j=1}^{M-1}\left[F_{j+1}\psi\left(t^{(j+1)}\right)+F_j\psi\left(t^{(j)}\right)\right]\frac{t^{(j+1)}-t^{(j)}}{2}.$$

Для апробации метода были обработаны данные по замерам давлений на участке нефтепровода "Куйбышев-Саратов", приведенные в таблице 9. Были получены следующие значения коэффициентов:
$\alpha = 0{,}11\ c^{-1}$; $\gamma = 10^{-2}\ (МПа.с)^{-1}$.

Таблица 9

Точки наблюдений, м	0	32.10^3	94.10^{-3}
Время, с	Давление, МПа		
0	0	0	0
60	0,60	0,08	0,01
120	0,78	0,33	0,02
180	0,85	0,43	0,05
240	0,95	0,53	0,15
300	1,00	0,60	0,15
360	1,05	0,68	0,25
420	1,10	0,74	0,40
480	1,14	0,78	0,45
540	1,18	0,82	0,49
600	1,20	0,85	0,50
660	1,21	0,87	0,53
720	1,22	0,89	0,55
780	1,23	0,91	0,57
840	1,24	0,93	0,58
900	1,25	0,94	0,58
960	1,25	0,95	0,59
1020	1,25	0,96	0,59
1080	1,25	0,96	0,60

Метод модулирующих функций может быть использован и в качестве диагностического критерия адекватности модели и изучаемого процесса. Для этого в соотношениях (4.8) под t_2 будем понимать

не фиксированный конец интервала замеров по времени, а переменную величину, изменяющуюся в интервале замеров. Учитывая это, перепишем (4.8) в виде

$$Y_1(t_2)=\alpha Y_2(t_2)+\gamma, \text{ где } Y_1(t_2)=Z_{2i}/Z_{1i};\ Y_2(t_2)=Z_{1i}/Z_{2i};\ i=1,2$$

Таким образом, если в координатах (Y_{1i}, Y_{2i}) получается прямая, проходящая через начало координат, то это свидетельствует о наличии в законе трения только линейного члена. Если прямая не проходит через начало координат, то имеет место квадратичный закон трения. Отклонение же от прямой линии означает влияние нелинейностей более высоких порядков. На рис. 28 приведен результат обработки данных табл. 9 в координатах (Y_{1i}, Y_2).

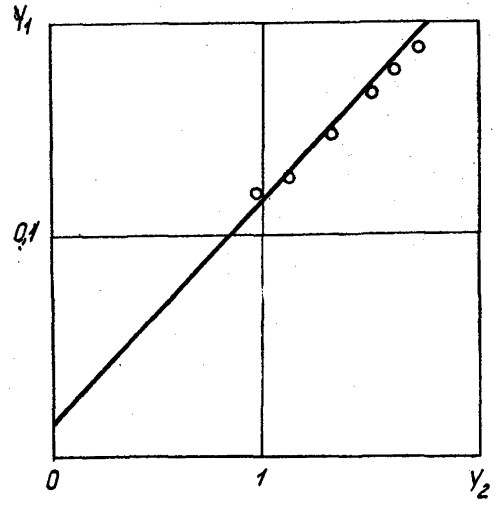

Рис. 28. Оценка гидродинамической характеристики среды методом модулирующих функций

Из рисунка видно, что для данного случая имеет место квадратичный закон трения, причем влияние квадратичного слагаемого процесса незначительно и составляет не более 10 % относительно линейного члена. Поэтому с допустимой погрешностью можно пренебречь в данном случае нелинейностью закона трения.

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Кульбак С. Теория информации и статистика. -М.:Наука,1967.

2. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

3. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977.

4. Ивахненко А.Г. и др. Принятие решений на основе самоорганизации. -М.: Сов.радио, 1976.

5. Шихлинская Д.Э. Исследование гидравлических сопротивлений при движении по трубопроводам парафинистых нефтей основных месторождений Азербайджана. Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд.техн.наук. -Баку, 1968.

6. Химмельблау Д. Анализ процессов статистическими методами. -М.: Мир, 1973.

7. Шищенко Р.И. и др. Течение утяжеленных глинистых растворов в трубах. -Изв. вузов. Нефть и газ, № 3, 1957.

8. Мирзаджанзаде А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче. -Баку, Азнефтьиздат, 1959.

9. Лещий Н.М., Мочернюк Д.Ю. Турбулентное течение глинистых растворов. -Изв.вузов. Нефть и газ, № I, 1964.

10. Матаев Г.А. Турбулентное течение глинистого раствора в трубах. -Изв. вузов. Нефть и газ, № 9, 1958.

11. Тобольский А. Свойства и структура полимеров. -М.: Химия, 1964.

12. Георгиевский В.Б. Унифицированные алгоритмы для определения фильтрационных параметров. -Киев: Наукова думка, 1971.

13. Минигазимов М.Г., Шакиров Р.Ш. Исследование движения водонефтяных смесей в трубах. Тр. ТатНИИ, вып. 13, 1969.

СОДЕРЖАНИЕ

I.	Определение степени значимости факторов, влияющих на исследуемый процесс	3
2.	Применение классификационных методов к вопросам прогнозирования характеристик потоков	7
2.1.	Метод потенциальных функций	8
2.2.	Метод главных компонент	I3
2.3.	Метод построения дендрограмм	2I
2.4.	Применение самоорганизующихся моделей	24
3.	Дискриминантный анализ для выбора расчетных формул по определению гидравлических и релаксационных характеристик сред	4I
3.I.	Применение метода Бокса-Хилла	42
3.2.	Применение эволюционного моделирования	46
3.3.	Дискриминация моделей вязкоупругих сред по данным лабораторных исследований	50
4.	Диагностирование адекватности выбираемых моделей гидравлического и теплового расчетов трубопроводов	52
4.I.	Применение метода последовательных спрямлений для обоснования выбора расчетных моделей	52
4.2.	Применение метода детерминированных моментов для диагностирования адекватности выбираемых расчетных моделей и оценка их параметров	58
4.3.	Определение гидродинамических характеристик сред при их движении по трубам методом модулирующих функций	67
5.	Литература	73

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОБОСНОВАНИЮ И ВЫБОРУ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТАХ ТРУБОПРОВОДОВ

РД 39-30-857-83

ВНИИСПТнефть

450055, Уфа-55, проспект Октября, 144/3

Редактор Г.Л.Левченко

Технические редакторы В.В.Антошкина
Л.А.Кучерова

Подписано в печать 17.02.84г. П01211
Формат 60х90 1/16 Уч.-изд.л. 4 Тираж 190 экз.
Заказ 38

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru