

**РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И КОМПЛЕКСА
ПРОГРАММ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

Кузьминский Ю.Г.

*Институт механики металлополимерных систем им. В.А. Белого
НАН Беларуси, Гомель*

Введение

Технологический процесс трубопроводного транспорта нефти характеризуется высокой энергоемкостью; производительностью, близкой к предельно допустимой; риском аварий, обусловленных ошибками в управлении технологическим режимом, несанкционированным доступом к трубопроводу и последствиями коррозионных повреждений труб вследствие эксплуатации, превышающей амортизационные сроки [1-3]. Частые изменения состояния основного оборудования требуют оперативного управления параметрами энергоэффективности и безопасности. Следовательно, актуальна оценка состояния оборудования в реальном масштабе времени, включая прогнозирование гидродинамических и энергетических параметров в стационарных и переходных режимах.

Проблема в том, что магистральные трубопроводы, строившиеся в 60-е годы, не оснащались средствами мониторинга в виде датчиков напряженного и коррозионного состояния труб, а в настоящий момент такое оснащение трубопроводов считается дорогостоящим мероприятием, не обеспечивающим значительного роста эффективности транспорта нефти. Поэтому прогнозирование безопасности рассматриваемого технологического процесса возможно только на основе математического моделирования с использованием текущих значений гидродинамических параметров, контролируемых имеющимися АСУ ТП.

Представляется, что интеграция средств мониторинга, моделей гидродинамических процессов, деформационно-прочностного анализа и возможностей автоматизированных информационных систем позволяет реализовать наиболее эффективные и безопасные режимы эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Цель настоящей работы заключается в разработке математических моделей гидродинамических процессов, характерных для трубопроводного транспорта нефти, и реализация на их основе программного комплекса для прогнозирования параметров технологических режимов и идентификации состояния основного оборудования.

Описание моделируемого процесса

Технология трубопроводного транспорта нефти характеризуется преобразованием потребляемой мощности в напор перекачиваемой нефти, который расходуется на преодоление вязкого трения в трубе с гладкими стенками и при дросселировании на заслонках систем автоматического регулирования. Технологический режим может быть *раздельным* (закрыты все перемычки); *полностью гидравлически связанным* (открыты все станционные перемычки) и *частично связанным* (открыты, например, входные перемычки станции в целях ликвидации низких, кавитационно опасных, давлений). Ударная волна при распространении переходного процесса проходит по всем трубопроводам, связанным перемычками.

Системы регулирования изменяют положения заслонок, системы защит отключают отдельные насосы или станции; возможен также порыв труб на трассе. Для течения нефти в трубопроводе типична турбулизация потока, что приводит к существенному увеличению гидродинамического сопротивления.

Как показано в [4-9], указанные возмущающие факторы приводят к непрерывному и существенному изменению характера течения, что усложняет его математическое описание и приводит к необходимости разработки нескольких взаимосвязанных моделей.

Описание моделей

Модель статике технологического процесса включает блоки моделирования насосных агрегатов и систем автоматического регулирования, расчета распределения потоков по связанным трубопроводам, производительности перекачки и потерь напора в трубопроводах,

Основной параметр, определяемый в *модели производительности* в статике, а именно, объемная скорость потока q , определяется из уравнения баланса энергии, левая часть которого представляет сумму напора, развиваемого насосными агрегатами, а правая – сумму потерь напора в трубопроводах. При этом должны выполняться граничные условия для давлений в виде ограничения по давлению приема и выхода систем регулирования на станциях. Повреждение трубы моделируется истечением нефти из отверстия. Решение уравнения баланса энергии производится методом половинного деления за несколько (до шести) итераций.

Модель противотурбулентных присадок включает коэффициенты α и β обобщенной формулы Лейбензона при турбулентном течении нефти в зоне труб с гладкими стенками:

$$\Delta h = \beta \frac{v^\alpha q^{2-\alpha}}{d^{5-\alpha}} l + z_{\text{кон}} - z_{\text{нач}},$$

где названные коэффициенты зависят от степени ламинаризации потока x и граничных значений числа Рейнольдса для переходной зоны течения нефти по формулам [4, 5]:

$$\alpha(x) = 0,25 + x \cdot (1 - 0,25)$$

$$\beta(x) = \frac{(0,2572(\text{Re}_2 - x \cdot (\text{Re}_2 - \text{Re}_1))^{\alpha(x)-0,25})}{4^{\alpha(x)} \pi^{2-\alpha(x)}}.$$

Степень ламинаризации потока линейно зависит от концентрации присадок, коэффициенты соответствующей зависимости устанавливаются экспериментально. Существует предел концентрации присадок, выше которой рост ламинаризации потока не проявляется. В частности, на рис. 1 приведен экспериментально установленный график изменения степени ламинаризации потока на перегоне Гомель - Защелье нефтепровода «Дружба». Отличие второго перегона от остальных состоит в наличии лупинга на водном переходе через р. Днепр.

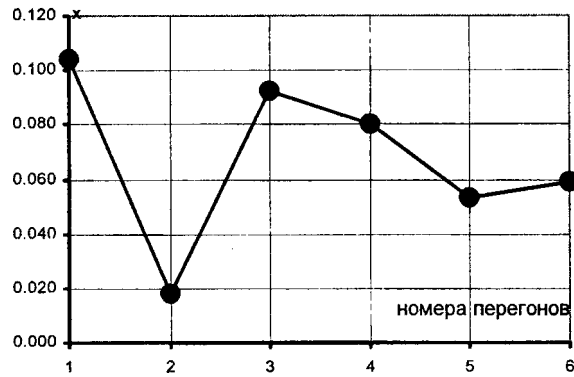


Рис. 1. Изменение степени ламинаризации в зависимости от расстояния от точки впрыска

Модель системы регулирования, обеспечивающей заданные давления на входе и выходе станции, устанавливает зависимость потерь напора на местном сопротивлении поворотной заслонки от степени открытия λ , сечения и величины потока

$$\Delta h = \frac{1}{2g} \cdot \left(\frac{q}{S_0} \right) \cdot \left(\frac{1}{0.62 \frac{S_\lambda}{S_0} - 0.117 \left(\frac{S_\lambda}{S_0} \right)^2 + 0.328 \left(\frac{S_\lambda}{S_0} \right)^3} - 1 \right)^2,$$

$$\frac{S_\lambda}{S_0} = 1 - \cos \left(\lambda \cdot \frac{\pi}{2} \right)$$

и обратную зависимость степени открытия заслонки от величины дросселирования.

Модель распределения потоков по гидравлически связанным трубопроводам включает формулы расчета эквивалентного диаметра дополнительной трубы (лупинга) и вставки, распределения потоков по двум трубопроводам при равенстве давлений на границах связанных труб, а также для распространенного способа регулирования потока прикрытием задвижек на перемычке

$$\frac{P_1 \cdot 10^5}{\rho \cdot g} - 0,0247 \frac{x^{1,75} q^{1,75} v^{0,25}}{d_1^{4,75}} l = \frac{(P_1 - \Delta P) \cdot 10^5}{\rho \cdot g} - 0,0247 \frac{(1-x)^{1,75} q^{1,75} v^{0,25}}{d_2^{4,75}} l.$$

Блок идентификации эквивалентного диаметра основан на нижеприведенной зависимости искомого диаметра от скорости и характера течения, давлений на границе участка, перепада высот, дросселирования на принимающей станции, плотности и вязкости нефти

$$d_e = \left[\frac{\left(\frac{v}{10^6} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{Q}{3600} \right)^{1,75} \cdot (l_{кон} - l_{нач}) \cdot 0,0247 \cdot 10^3}{\left[P_{нач} - P_{кон} + \frac{(P_{НПС-2}^к - P_{НПС-2}^о) \cdot (l_{кон} - l_{нач})}{2 \cdot (l_{НПС-2} - l_{НПС-1})} \right] \cdot 10^5 + (z_{нач} - z_{кон})} \right]^{1/4,75} \cdot 10^3.$$

Модель насосного агрегата основана на применении параболической аппроксимации паспортных характеристик зависимостей напора и потребляемой

мощности от подачи насоса, исходные коэффициенты которых определяются классическими методами решения систем линейных алгебраических уравнений и сведены в базу данных.

Идентификация характеристик путем расчета коэффициентов параболических аппроксимаций по текущим значениям давления, потока и мощности включает определение коэффициентов k_h и k_N изменения напорной и мощностной характеристик из уравнений с учетом изменения плотности нефти, напряжения и частоты питающего тока

$$\begin{cases} k_h^2 a + k_h b q + c q^2 = \Delta h \\ k_N^3 a_e + k_N^2 b_e q + k_N c_e q^2 = N \end{cases}$$

Коэффициент изменения зазора щелевого уплотнения насоса k_b определяется, исходя из коэффициента изменения напорной характеристики k_h , дифференциального давления, скорости потока и геометрических размеров зазора по формуле

$$k_b = (k_h - 1) \frac{q}{2\pi d b \frac{1}{\sqrt{\frac{0.06l}{2d} + 1.5}} \sqrt{2 \frac{\Delta P}{\rho}}}$$

Модель систем защит на основании двухуровневых пределов стационарных давлений (минимум на входе, максимумы до и после системы регулирования) и соответствующих временных задержек описывает по первому уровню пределов давлений отключение первого работающего насоса, а по второму – останов всей станции.

Модель динамики переходных процессов использует основные блоки статической модели и дополнительно блоки циклических (таймерных) перерасчетов параметров, моделирования систем защит и распространения ударных волн, включая определение начальных значений параметров.

Модель распространения ударной волны по связанным трубопроводам определяет скорость распространения волны по формуле

$$c = \left[\rho \left(\frac{1}{K_o} + \frac{(d_y - 2\delta)}{2\delta K_s} \right) \right]^{\frac{1}{2}},$$

а степень гашения волны давления – по формуле Жуковского для связи напора в исходной точке и на расстоянии x , скорректированной с учетом фактических данных

$$|\Delta h_x| = |\Delta h_0| \cdot \left(e^{-k_h \frac{\beta \sqrt{\alpha} q^{2-\alpha}}{d^{5-\alpha}}}{c} \right)^x$$

Уточнение коэффициента k_h необходимо для повышения точности волновой локализации мест несанкционированного отбора нефти. Кроме того, модель распространения волны устанавливает связь амплитуд волн напора и объемной скорости потока по второй уточненной формуле Жуковского

$$|\Delta q_x| = |\Delta h_x| \cdot k_q \cdot \frac{\pi d^2}{4 \cdot 10^5 c}$$

Общая длительность моделируемого переходного процесса ограничена временем, достаточным для прохождения прямой и обратной волны.

Блок начальных параметров волны определяет амплитуды и знаки давления для задаваемых (пуск/останов насосов, открытие/закрытие задвижек, порывы трубопроводов) и генерируемых (изменение положения заслонок систем регулирования, реакции систем защит, порывы трубопроводов) переходных процессов в начальной точке.

Модель телемеханики, необходимая при создании стенда отладки программ АСУ ТП, должна передавать от объекта моделирования к АСУ группы телеизмерений (циклическим образом), группы телесигнализации при изменении сигналов (спорадическим образом), группу любых параметров по запросу, принимать для исполнения команды изменения состояний задвижек и насосов.

Для прогнозирования энергопотребления взята обобщенная формула Лейбенса

$$E = \frac{k_E G}{\eta_{MA} \eta_{собств} \eta_{НПС} \eta_d \eta_t \eta_T \eta_q} \cdot \left(k_m \beta \frac{v(t)^\alpha \left(\frac{G}{T \rho(t)} \right)^{2-\alpha}}{d^{5-\alpha}} l + (h_K - h_H) + k_p \frac{\Delta p_{НПС} + p_K - p_H}{\rho(t)} \right),$$

где E – расчетное потребление электроэнергии, G – планируемая производительность, T – длительность работы участка, t – температура, $\rho(t)$ – плотность, $v(t)$ – вязкость, h_H , h_K и p_H , p_K – геодезические высоты и давления в начале и конце участка соответственно, $\Delta p_{НПС}$ – суммарные потери давления на НПС участка, α и β – функции, характеризующие вид течения.

Влияющие параметры: $\eta_{НПС}$ – коэффициент учета отклонений потерь давления на НПС, η_t – коэффициент отклонений температуры, η_T – коэффициент изменения расчетного периода, η_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра, η_q – коэффициент перераспределения потоков. Несмотря на нелинейность влияния указанных параметров, в существующем узком диапазоне их изменения может быть использован линейная аппроксимация.

Дискретными параметрами моделирования определены состояния насосных агрегатов, задвижек труб, а также систем регулирования и защит. Аналоговыми параметрами являются гидравлические параметры (плотность и кинематическая вязкость нефти, давления и объемная скорость течения), топография объектов (расстояния и высоты), параметры энергопотребления (потребляемые мощности, напряжения, сила тока), диаметры трубопроводов, параметры систем регулирования (диаметры и предельные положения заслонок), пределы давлений систем регулирования и защит, пределы рабочих давлений на трассе, коэффициенты аппроксимаций характеристик насосных агрегатов.

Исходными являются топографические параметры; параметры качества нефти; диаметры труб, характеристики насосных агрегатов, уровень нефти в резервуарах, пределы давлений, параметры систем регулирования, параметры порывов трубопровода, состояние задвижек и насосных агрегатов. Результатирующими параметрами являются давления и объемные скорости течений в контрольных точках, потребляемые мощности для насосных агрегатов, состояния флагов систем регулирования и защит. Интегральными результирующими параметрами являются производительность участка нефтепровода, расход электроэнергии за сутки и удельный расход электроэнергии КПД насосных агрегатов.

Пример использования модели

На стадии проекта реконструкции участков нефтепроводов Унеча – Мозырь и Мозырь – Адамова застава с помощью моделирования статических и динамических режимов получены рекомендации по: местам прокладки дополнительных ниток трубопроводов; заменам насосов, двигателей, трансформаторов; параметрам защит и регулирования; результирующим изменениям производительности энергопотребления и энергоэффективности; локализации нарушений пределов рабочих давлений на трассе при развитии переходных процессов в целях замены труб в этих точках.

В оперативной практике диспетчерского управления моделирование статических режимов названных участков позволяет прогнозировать изменения параметров при ремонтах, а моделирование переходных процессов использовалось в процессе подготовки диспетчеров. Фрагмент сопоставления давлений исходного статического режима и развивающегося переходного процесса приведен на рис. 2.

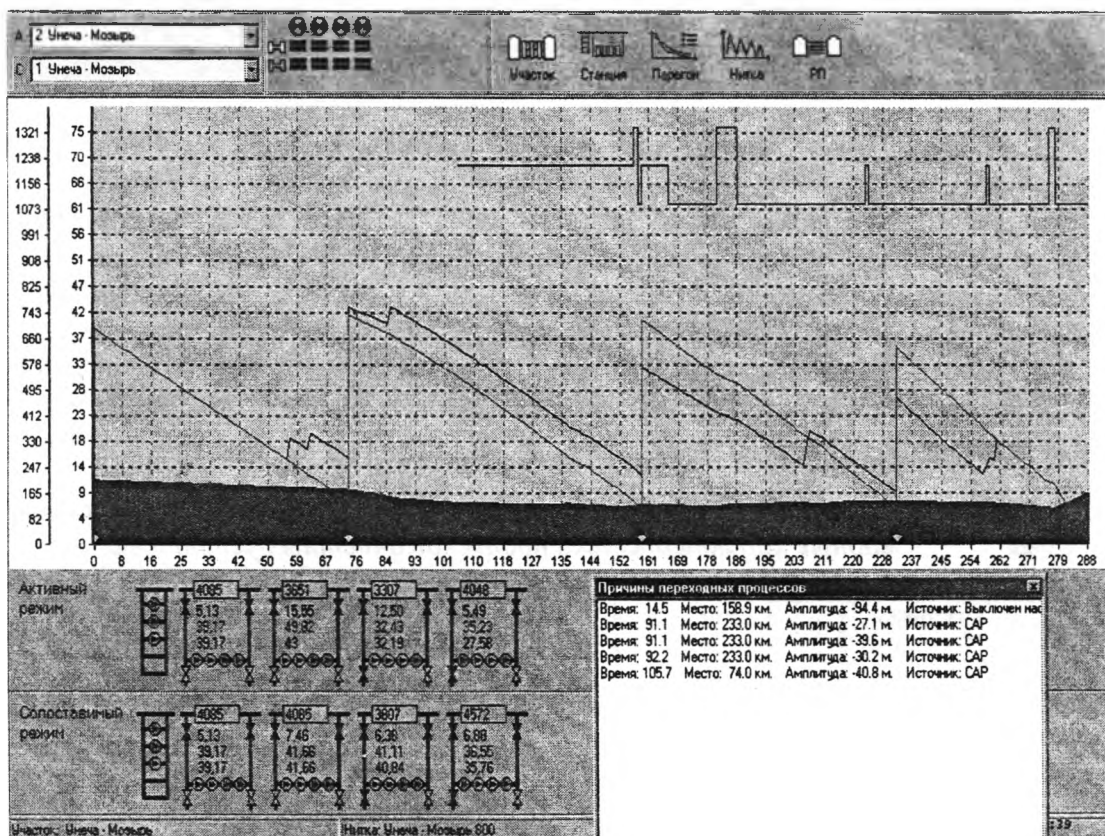


Рис. 2. Результаты моделирования переходного процесса останова насоса и реакции системы регулирования

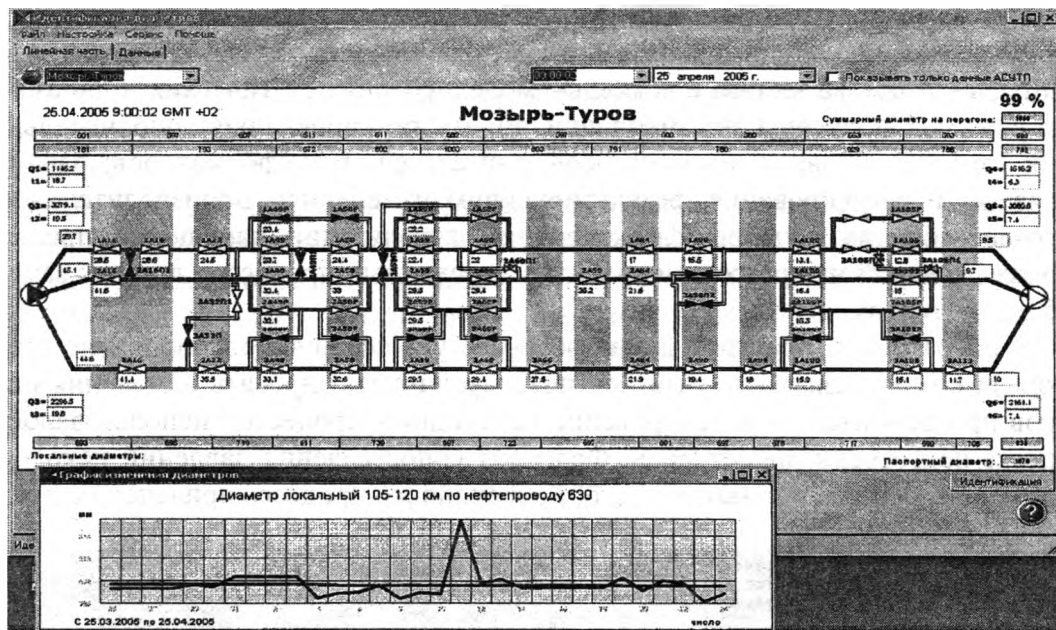


Рис. 3. Данные программы идентификации эквивалентного диаметра

Таблица 1
Соотношение паспортных и идентифицированных диаметров

Параметр	Перегоны						
	106 км Гомель	Гомель Защелье	Зашелье Мозырь	Мозырь Туров	Туров Пинск	Пинск Кобрин	Кобрин 441 км
Пасп. D	1174 мм	1189	1176	1070	1073	1078	1070
Идент. D	1166	1165	1155	1055	1061	1063	1065
Соотношение	99,3 %	98,0	98,2	98,6	98,9	98,6	99,5

Таблица 2
Сводные характеристики пропусков очистных устройств

Участок	Дата	Сопоставление с предыдущим равным периодом	
		Производительность	Уд. расход энергии
Мозырь-Адамова Застава	10-14.01.2005	100,7%	100,9%
	21-25.01.2005	99,9%	99,4%
	04-08.02.2005	101,8%	103,2%
	18-22.02.2005	100,2%	99,9%
	03-07.03.2005	110,2%	101,8%
	Среднее	102,1%	100,6%

Автономные системы расчета эквивалентных диаметров и характеристик насосов по архивным данным дают их оценки во времени (рис. 3), позволяя, с учетом паспортных значений (таблицы 1-3), дать рекомендации по периодичности очистки и выделению наиболее существенных факторов снижения энергоэффективности.

Таблица 3
Параметры энергоэффективности насосных агрегатов

Насос	k_h	k_N	$k_{КПД}$	КПД
Гом ³ ₁	0,99	1,02	0,9	73,7
Гом ⁴ ₁	1,0	1,03	0,93	75,6
Гом ² ₂	0,92	0,96	0,9	75,4
Гом ⁴ ₂	0,97	1,0	0,93	78,4

Насос	k_h	k_N	$k_{КПД}$	КПД
Защ ² ₁	0,96	1,01	0,84	69,8
Защ ⁴ ₁	0,96	1,03	0,81	66,8
Защ ⁴ ₂	0,96	0,98	0,98	82,0

Дана также оценка потерь энергоэффективности вследствие отклонения от распределения потоков по многоточным гидравлически связанным трубопроводам, имеющая вид

$$\eta_q = 100 \cdot \left(1 - \frac{1}{1 + k_1 \left(\frac{(1 - x_q(d_1, d_2) \cdot k_q)^{2,75}}{d_2^{4,75}} + \frac{(x_q(d_1, d_2) \cdot k_q)^{2,75}}{d_1^{4,75}} \right) \frac{x_q(d_1, d_2)^{1,75}}{d_1^{4,75}}} \right)$$

где x_q – доля потока по первому из двух трубопроводов, k_1 – доля длины трубопровода с нарушением распределения потоков, k_q – коэффициент изменения распределения потока.

Так, при объемной фактической скорости 1100 м³/ч по трубопроводу $D_y = 630$ м перегона Мозырь–Туров участка Мозырь–Адамова Застава, потери электроэнергии составят 1,1 % в сравнении с режимом теоретической скорости 1500 м³/ч.

Результаты прогноза энергопотребления участка Мозырь–Адамова Застава на 2006 год приведены в табл. 4 и отличаются от фактических значений на 0,5 %. Прогнозы показали целесообразность применения присадок при тарифе за электроэнергию 0,1 \$/кВтч.

Таблица 4

Исходные параметры Влияющие параметры Результаты прогнозирования

D	1,076	м	Базовые значения	D_d	-0,01	м	Поправки	$\eta_{\text{собст}}$	97,7 %	Влияние поправок	0,217	Стоимость млн \$
L	444	км		T_d	-9	дни		$\eta_{\text{НПС}}$	93,81 %		0,585	
G	40000000	т		t_d	-2,1	град		η_T	96,40 %		0,341	
T	365	дни		$\Delta P_{\text{НПС}}$	6	кг/см ²		η_i	98,79 %		0,114	
t	20	град		k_1	0,25			η_d	96,34 %		0,346	
$h_{\text{нач}}$	158	м		k_{q1}	0,73			η_q	98,92 %		0,102	
$h_{\text{кон}}$	165	м		d_1	0,612	м		E	188961551		кВт·ч	
$\Delta P_{\text{НПС}}$	6	кг/см ²		d_2	0,974	м		Стоимость	9,448		млн \$	
$P_{\text{нач}}$	0,5	кг/см ²		q_{d1}	0,221			A	10,64		кВт·ч/м·1000км	
$P_{\text{кон}}$	9	кг/см ²										
$\eta_{\text{собст}}$	97,7 %											
$\eta_{\text{МА}}$	75 %											
Тариф	0,05	\$/кВтч										
ρ	858,8	кг/м ³										
ν	13,2	сСт										

Волновая локализация места отбора [7] требует расчета плотности и вязкости по температуре, скорости звука, гидравлического уклона, степени гашения волны давления по формуле Жуковского с поправочным коэффициентом. Расстояние до места отбора x , находящегося между точками замеров x_1 и x_2 находится в волновом методе из уравнения, полученного на основании формулы Жуковского для гашения амплитуды волны в трубопроводе

$$\Delta p_1 \cdot k_{gash}^{x_1-x} = \Delta p_2 \cdot k_{gash}^{x-x_2},$$

где Δp_1 и Δp_2 амплитуды скачков давления в точках замеров, k_j коэффициент гашения

$$k_{gash} = e^{-k_p \frac{i}{c}}.$$

Гидравлический уклон i определяется по обобщенной формуле Лейбенсона или формуле Альтшуля. В приведенных зависимостях Δp – амплитуда скачков давления, c – скорость распространения волны.

Заключение

Разработана гидродинамическая модель трубопроводного транспорта нефти и программный комплекс, позволяющие прогнозировать параметры технологического режима и идентифицировать состояние основного оборудования в реальном масштабе времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гумеров, А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, А.Н. Акбердин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2001.
2. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти: в 2 т. / С.М. Вайншток. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», –2004.
3. Вязунов Е.В. Методика расчета перегрузок трубопровода по давлениям в переходных процессах // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 9. – С. 45-47.
4. Кузьминский, Ю.Г. Математическое моделирование влияния противотурбулентных присадок на производительность участка нефтепровода / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько, В.И. Вьюн // Трение и износ. – 2004. – № 3. – С. 238-243.
5. Шилько С.В., Кузьминский Ю.Г. Моделирование гидродинамического трения: аналогия системы кровообращения и трубопроводного транспорта нефти // Совр. информ. и телемед. технол. для здравоохранения (АІТТН'2008): матер. 2-й Междун. конф. ОИПИ.– Минск.– 1-3 окт. 2008 г. – С. 338–343.
6. Шилько С.В., Кузьминский Ю.Г. Роль мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов в системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций // Чрезв. ситуации: образов. и наука. – 2006. –№ 1. – С. 17–24.
7. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация модели переходных процессов течения нефти в магистральных трубопроводах (реальный масштаб времени) / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько, В.И. Вьюн // Материалы. Технологии. Инструменты. – 2006. – Т.11, № 2. – С. 15-21.
8. Кузьминский, Ю.Г. Расчет гидравлических характеристик путем идентификации моделей насосных агрегатов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько, В.И. Вьюн // Механика машин, механизмов и материалов. – 2008. – № 2. – С. 58-63.
9. Кузьминский, Ю.Г. Математическая модель технологического процесса трубопроводного транспорта нефти / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько // Информатика. – 2009. – № 1. – С.25-34.