

**О. В. Калашников**

*Институт газа АН Украины, г. Киев*

## **Инженерные расчетные модели технологических сред газопереработки.**

### **4. Вязкость, теплопроводность и поверхностное натяжение**

Среди предложенных методов расчета вязкости, теплопроводности и поверхностного натяжения углеводородов наибольший интерес для практики представляют обобщенные корреляции. Важнейшее качество таких методов — возможность расчетного определения свойств газовых и жидких взаиморастворимых смесей, характерных для технологии газопереработки.

Вязкость газовых смесей при повышенных давлениях рекомендуется в [1] находить с помощью уравнения Дина—Стила [2]:

$$\left( \mu_{см} - \mu_{см}^0 \right) \frac{T_{пк}^{1/6}}{M_{см}^{1/2} P_{пк}^{2/3}} = 1,08 \cdot 10^{-7} \left( e^{1,439\rho_{п}} - e^{-1,11\rho_{п}^{1,858}} \right) \quad (1)$$

где  $\mu_{см}$  - вязкость смеси при повышенном давлении, Па·с;  $\mu_{см}^0$  - вязкость при низком давлении, Па·с;  $T_{пк}$  - псевдокритическая температура;  $P_{пк}$  - псевдокритическое давление;  $M_{см}$  - молекулярная масса смеси;  $\rho_{п}$  - псевдоприведенная плотность смеси.

В [3] сообщаются результаты проверки точности уравнения (1) при давлениях до 30 МПа. Средние погрешности расчета вязкости углеводородов  $C_1—C_8$ , смеси метан—пропан и природного газа составляют 2,9—10,1 %.

Представляет интерес (в частности, для проектирования сайклинг-процессов) оценка точности расчета вязкости и других свойств природных газов при высоких давлениях. В табл. 1 приведены экспериментальные и расчетные значения вязкости природного газа при давлениях до 45,6 МПа, в табл. 2 — данные для метана как основного компонента природных газов, в табл. 3 — данные по смеси метан—пропан с преимущественным содержанием метана. Для расчета величин  $\mu_{см}^0$  и  $\rho_{п}$  использованы уравнения Стила—Тодоса, Вильке и Бенедикта—Вебба—Рубина [ 1, 6 ]. Из таблиц видно, что повышение давления приводит к увеличению отклонения расчетных значений вязкости от экспериментальных. С целью повышения точности расчета вязкости природного газа при высоких давлениях выполнена переаппроксимация корреляции Дина—Стила с использованием следующих данных: а) стандартных справочных данных по чистому метану [5] при температурах от 260 до 500 К и давлениях от 1 до 100 МПа; б) вязкости газовой смеси метан— пропан с содержанием метана 80 % (мол.) [4] при температурах от

**Таблица 1. Экспериментальные [4] и рассчитанные значения вязкости природного газа по уравнениям (1) и (2)**

T, К	P, МПа	μ, мкПа с			δ, %	
		Экспериментальные	(1)	(2)	(1)	(2)
324,15	4,05	12,30	12,66	12,79	+2,8	+4,0
	10,13	14,38	14,57	14,96	+1,3	+4,0
	20,26	19,00	19,47	19,31	+2,5	+1,6
	30,40	24,02	25,19	23,98	+4,9	-0,2
	40,53	28,87	30,74	28,6	+6,5	-0,9
	45,60	31,12	33,36	30,8	+7,2	-1,0
473,15	4,05	16,30	16,42	16,48	+0,7	+1,1
	10,13	17,11	17,36	17,62	+1,5	+3,0
	20,26	19,04	19,33	19,73	+1,5	+3,6
	30,40	21,08	21,67	21,82	+2,8	+3,5
	40,53	23,20	24,18	23,89	+4,2	+3,0
	45,60	24,32	25,46	24,94	+4,7	+2,5

Примечание. Состав природного газа, % (мол.): N<sub>2</sub> - 5; CH<sub>4</sub> - 91,5; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> - 1,8; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> - 0,8; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> - 0,6; C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> - 0,3.

**Таблица 2. Экспериментальные [4], стандартные [5] и рассчитанные значения вязкости метана по уравнениям (1) и (2)**

T, К	P, МПа	μ, мкПа с			δ, %	
		Экспериментальные и стандартные	(1)	(2)	(1)	(2)
298,15	10,13	13,95	13,9	14,2	-0,7	+1,4
	20,26	19,30	19,7	19,2	+2,1	-0,5
	40,53	29,42	32,3	29,7	+9,8	+1,0
	60,80	37,40	42,7	38,5	+14,2	+2,9
	81,06	44,10	51,6	46,0	+17,0	+4,3
300	10	13,77	13,82	14,21	+0,4	+3,2
	20	19,08	19,43	19,06	+1,8	-0,1
	40	29,50	31,78	29,3	+7,7	-0,7
	60	36,95	42,03	37,96	+13,6	+2,7
	80	43,02	50,80	45,38	+18,1	+5,5
	100	48,39	58,67	52,03	+21,2	+7,5
400	10	15,66	15,43	15,73	-1,4	+0,5
	20	18,07	17,94	18,27	-0,7	+1,1
	40	24,04	24,22	23,48	+0,7	-2,3
	60	29,30	30,83	26,95	+5,2	-1,2
	80	33,61	37,31	34,40	+11,0	+2,3
	100	37,30	43,54	39,66	+16,7	+6,3

**Таблица 3. Экспериментальные [4] и рассчитанные значения вязкости газовой смеси метан—пропан (80% (мол.) метана) по уравнениям (1) и (2)**

T, К	P, МПа	μ, мкПа с			δ, %	
		Эксперимент	(1)	(2)	(1)	(2)
373,15	0,1	12,41	12,38	12,38	-0,2	-0,2
	10,13	14,34	15,24	15,66	+6,3	+9,2
	20,26	18,40	20,73	20,50	+12,7	+11,4
	30,40	23,27	27,06	25,67	+16,3	+10,3
	40,53	27,85	33,13	30,73	+18,9	+10,3
	50,66	32,09	38,73	35,45	+20,7	+10,5
	60,80	36,05	43,86	39,79	+21,7	+10,4

348,15 до 473,15 К и давлениях от 0,1 до 60,8 МПа; в) вязкости природного газа [4] при температурах от 273,15 до 473,15 К и давлениях от 0,1 до 45,6 МПа.

Уточненное уравнение Дина—Стала для газовых смесей с преимущественным содержанием метана:

$$(\mu_{см} - \mu_{см}^0) \frac{T_{пк}^{1/6}}{M_{см}^{1/2} P_{пк}^{2/3}} = 0,977 \cdot 10^{-7} (e^{1,415\rho_{п}} - e^{-3,046\rho_{п}^{1,684}}) \quad (2)$$

Сравнение экспериментальных (стандартных) и рассчитанных по уравнению (2) значений вязкости приведено в табл. 1—3.

Обобщенные методы расчета вязкости углеводородов в жидком состоянии обсуждались в [3]. Наилучшую точность расчета вязкости жидких углеводородов и их смесей в состоянии насыщения даст корреляция Недужего, Хмары и Волкова [7]. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений вязкости выполнено в [7] для смесей, содержащих углеводороды от C<sub>1</sub> до C<sub>10</sub>. Заметим, что значения коэффициентов уравнений, используемых для расчета как вязкости, так и плотности жидкостей, даны в [8] для углеводородов от C<sub>1</sub> до C<sub>20</sub>.

Нами выяснена возможность применения обсуждаемой корреляции для расчета вязкости тяжелых углеводородов. Основное соотношение, для вязкости жидкости имеет вид:

$$\lg \frac{\mu}{\mu_k} = \frac{\lg \pi}{f(\tau)} \quad (3)$$

где  $\mu$  — вязкость, 10<sup>-8</sup> Па·с;  $\mu_k$  — корреляционная вязкость в критической точке;  $\tau$  — приведенная температура ( $\tau = T/T_k$ );  $\pi$  — приведенное давление насыщения ( $\pi = P^0/P_k$ );  $T$  — температура;  $P^0$  — давление насыщения;  $T_k$  — критическая температура, К;  $P_k$  — критическое давление, 10<sup>-1</sup> МПа.

Величины  $\mu_k$ ,  $\pi$  и  $\tau$  вычисляются по формулам

$$\mu_k = 74,77 \left( \frac{M^3 P_k^4}{T_{пк}^{1/6}} \right)^{1/6} \quad (4)$$

$$\lg \pi = A \left( 1 - \frac{1}{\tau} \right) - \varphi(\tau - \Delta \tau) \quad (5)$$

$$f(\tau) = -9,7404 + 40,795 \tau - 114,647 \tau^2 + 194,005 \tau^3 - 167,925 \tau^4 + 57,4705 \tau^5 \quad (6)$$

где  $M$  — молекулярная масса;  $A$  и  $\Delta \tau$  — константы, значения которых для углеводородов C<sub>1</sub> - C<sub>20</sub> приведены в [8].

При  $(\tau - \Delta \tau) < 0,6$

$$\varphi(\tau - \Delta \tau) = 7,82818 - 67,1322(\tau - \Delta \tau) + 243,65(\tau - \Delta \tau)^2 - 400,672(\tau - \Delta \tau)^3 + 446,633(\tau - \Delta \tau)^4 - 175,426(\tau - \Delta \tau)^5 \quad (7)$$

При  $(\tau - \Delta \tau) > 0,6$

$$\varphi(\tau - \Delta \tau) = 0.$$

С целью распространения соотношения (3) на смеси непрерывного состава значения  $A$  и  $\Delta\tau$  аппроксимированы в зависимости от нормальной температуры кипения  $T_n$  (в интервале  $T_n$  309—617 К):

$$\Delta\tau = -0,133427 + 0,28785 \theta_n - 0,0471851 \theta_n^2 \quad (8)$$

$$\omega + 1$$

$$A = \frac{\quad}{0,42857} + 0,060002 + 0,0057119 \theta_n - 0,0092506 \theta_n^2 - 0,045255 \theta_n^3 \quad (9)$$

где  $\omega$  — фактор ацентричности Питцера [1];  $\theta_n = T_n / 300$ .

Проверка обобщения (6) показала адекватность его только для углеводородов  $C_1 - C_9$ . С переходом к более тяжелым  $n$ -парафинам отклонения значений  $\mu$ , вычисленные по формуле (3), от экспериментальных возрастают и для  $n$ -эйкозана достигают величин порядка 100 %. Найдено, что обобщение (6) может быть применено для тяжелых углеводородов с учетом следующей поправки:

$$\Delta f(\tau) = 0,0063 (0,8 - \tau) (T_n - 440). \quad (10)$$

Значения  $\Delta f(\tau)$  вычитаются из значений  $f(\tau)$ , полученных по формуле (6), если  $\Delta f(\tau) < 0,8$  и  $T_n > 440$  К:

$$f'(\tau) = f(\tau) - \Delta f(\tau). \quad (11)$$

В этом случае в соотношении (3) используется величина  $f'(\tau)$ . Параметры  $n$ -парафинов, используемые при расчете вязкости, также выражены через нормальную температуру кипения с использованием формул Лидерсена и Эдмистера [1]:

$$M = -123,715 + 298,162 \theta_n - 163,027 \theta_n^2 + 55,5348 \theta_n^3 \quad (12)$$

$$T_k = T_n / [0,567 + 0,02 n - (0,02 n)^2]. \quad (13)$$

$$\omega = 0,1861 \ln P_k / (T_k / T_n - 1) - 1, \quad (15)$$

где число  $n$ , соответствующее  $T_n$ , равно  $(M-2)/14$ .

В табл. 4 экспериментальные данные по вязкости  $n$ -пентана,  $n$ -декана и  $n$ -эйкозана сравниваются с расчетными значениями, полученными с использованием формул (8)—(15). Общая оценка точности этих формул для углеводородов  $C_{10} - C_{12}$  приведена в табл. 5.

Таблица 4. Экспериментальные [4] и рассчитанные значения вязкости жидких углеводородов

Углеводород	$T$ , К	$\mu$ , мПа С		$\delta$ , %
		Эксперимент	Расчет	
Метан	133,15	0,0742	0,0799	+7,7
	153,15	0,0531	0,0557	+4,9
	173,15	0,0371	0,0374	+0,8
Н-пентан	173,15	1,25	1,23	-1,6
	233,15	0,419	0,425	+1,4
	303,15	0,220	0,208	-5,5
Н-декан	253,15	1,93	1,95	+1,3
	293,15	0,907	0,943	+3,6
Н-эйкозан	313,15	4,072	4,178	+2,6
	373,15	1,403	1,355	-3,5
	473,15	0,505	0,476	-5,8

Теплопроводность газовых смесей под давлением рекомендуется в [1] находить по соотношениям Стила—Тодоса:

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\kappa}^5 = 14,0 \cdot 10^{-8} (e^{0,535 \rho_{\text{п}}} - 1) \quad \text{при } \rho_{\text{п}} < 0,5; \quad (16)$$

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\kappa}^5 = 13,1 \cdot 10^{-8} (e^{0,67 \rho_{\text{п}}} - 1) \quad \text{при } 0,5 < \rho_{\text{п}} < 0,5; \quad (17)$$

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\kappa}^5 = 2,976 \cdot 10^{-8} (e^{1,115 \rho_{\text{п}}} + 2,016) \quad \text{при } 2,0 < \rho_{\text{п}} < 2,8; \quad (18)$$

где  $\lambda^0$  — теплопроводность газовой смеси при низком давлении;  $Z_{\kappa}$  — критический коэффициент сжимаемости;  $\gamma$ -комплекс  $T_{\kappa}^{1/6} M^{1/2} / P_{\kappa}^{2/3}$ .

В [1] сравниваются расчетные и экспериментальные значения  $\lambda$ , смесей этилен—диоксид углерода, этилен—азот, азот—диоксид углерода.

**Таблица 5. Результаты сравнения расчетных и экспериментальных [4] значений вязкости углеводородов**

Углеводород	T, К	Число точек	$\delta_{\text{ср.}}, \%$	Углеводород	T, К	Число точек	$\delta_{\text{ср.}}, \%$
Н-декан	243—293	6	2,8	Н-пентадекан	293—373	9	0,5
Н-ундекан	263—473	17	1,3	Н-гексадекан	293—513	16	1,4
Н-додекан	263—373	12	1,5	Н-гептадекан	313—673	17	1,0
Н-тридекан	273—473	16	1,7	Н-октадекан	303—373	8	1,5
Н-тетрадекан	283—373	10	0,7	Н-эйкозан	313—493	12	4,1

да и метан—диоксид углерода при давлениях до 70 МПа. Погрешности В расчета лежат в пределах 0—16 %. В табл. 6 приводятся результаты расчета теплопроводности природного газа при давлениях до 14,7 МПа, в табл. 7 — теплопроводности мотана при давлениях до 100 МПа. Величина  $\lambda^0$  находились по соотношениям Мисика—Тодоса [1]. Совпадение расчетных данных с экспериментальными можно считать удовлетворительным (максимальная погрешность в табл. 6 и 7 — 8,2%).

В [1] уравнения (17) и (18) рекомендуются и для расчета теплопроводности жидкостей, если приведенные температуры не ниже 0,8.

**Таблица 6. Сравнение расчетных и экспериментальных [9] значений теплопроводности природного газа**

T, К	P, МПа	$\lambda$ , мВт / (м К)		$\delta$ , %
		Эксперимент	Расчет	
233,15	0,1	24,7	23,7	- 4,0
	4,9	33,0	31,0	-6,7
	9,8	71,6	77,0	+7,6
273,15	0,1	29,1	28,3	-2,7
	4,9	34,8	33,6	-3,4
	9,8	46,0	42,5	-8,2
	14,7	58,3	56,1	-3,8
393,15	0,1	45,6	44,0	-3,5
	4,9	49,0	47,2	-3,7
	9,8	53,4	50,8	-4,9
	14,7	58,3	54,8	-5,0

Примечание. Состав природного газа, % (мол.) : N<sub>2</sub> - 2,2; CH<sub>4</sub> - 93,1; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> — 1,0; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> — 0,4; C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> + высш — 0,7.

**Таблица 7. Теплопроводность газообразного метана**

T, К	P, МПа	λ, мВт / (м К)		δ, %
		Стандарт	Расчет	
300	10	45,1	43,3	-4,0
	20	61,8	62,2	+0,6
	40	87,4	93,8	+7,3
	60	107,1	113,8	+6,3
	90	123,5	128,4	+4,0
	100	137,9	146,6	+6,3
400	10	56,3	53,1	-5,7
	20	64,4	61,8	-4,0
	40	80,8	81,8	+1,2
	60	95,6	99,0	+3,6
	80	108,7	113,3	+4,2
	100	120,5	125,3	+4,0

В табл. 8 приводятся отклонения значений теплопроводности, рассчитанных по уравнениям (17) и (18), от экспериментальных данных [10, 11]. Для расчета плотности жидких углеводородов использовано уравнение состояния Старлинга—Хана (СХ) [12, 13]. Видно, что порядок погрешностей мало зависит от величины приведенной температуры, причем для углеводородов C<sub>5</sub> и более тяжелых отрицательные отклонения сохраняются в широком диапазоне температур, и лишь при τ ≈ 0,4 погрешности меняют знак. В [14] адекватное экспериментальным данным описание теплопроводности углеводородов C<sub>1</sub>—C<sub>10</sub> азота и диоксида углерода выполнено посредством введения поправочных коэффициентов к уравнениям (17) и (18) и следующего дополнительного соотношения:

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\text{к}}^5 = 61,693 \cdot 10^{-8} A (\rho_{\text{п}} - 1,537) \quad \text{при } \rho_{\text{п}} > 2,5. \quad (19)$$

Эти поправки к корреляции Стала—Тодоса получены при использовании для расчета плотности жидкостей уравнения состояния БВР.

В [13] для определения плотности жидких углеводородов при τ < 0,95 рекомендовалось уравнение СХ. В этом случае вместо соотношения (19) следует использовать

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\text{к}}^5 = 87,23 \cdot 10^{-8} A (\rho_{\text{п}} - 1,865) \quad \text{при } \rho_{\text{п}} > 2,8. \quad (20)$$

Уравнения (17) и (18) для жидкостей с поправочными коэффициентами A:

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_{\text{к}}^5 = 13,1 \cdot 10^{-8} (e^{0,67 \rho_{\text{п}}} - 1) \quad \text{при } 1,0 < \rho_{\text{п}} < 2,0; \quad (21)$$

**Таблица 8. Результаты сравнения расчетных и экспериментальных [10, 11] значений теплопроводности жидкостей**

Углеводород	T, К	τ	P, МПа	λ <sub>эксп</sub> , мВт / (м К)	Отклонения от λ <sub>расч</sub> от λ <sub>эксп</sub>	
					Уравнения (17) и (18)	Уравнения (20) и (22)
Метан	100	0,53	0,1	212	+2,1	+2,1
	140	0,73	1,0	151	+0,7	+0,7
	170	0,89	3,0	104	+8,6	+8,6
Этан	200	0,65	2,5	163	-13,0	-13,0

	250	0,82	2,5	111	-2,2	-2,2
	280	0,92	10,0	95,4	+3,8	+3,8
Пропан	150	0,41	0,1	184	-2,3	-4,6
	250	0,68	1,0	120	-4,0	-4,1
	340	0,92	4,0	75,6	+8,0	+8,0
Н-пентан	150	0,32	0,1	170	+12,1	+3,3
	200	0,43	0,1	154	-4,1	-3,4
	300	0,64	0,1	112	-6,0	-2,0
	400	0,85	5,0	87,3	-3,1	+0,2
Н-гексан	200	0,39	0,1	154	-2,4	+7,1
	300	0,59	0,1	122	-11,9	+2,2
	400	0,79	2,0	99,3	-13,3	-1,8
	500	0,99	5,0	81,0	-14,3	-6,6
Н-декан	250	0,40	0,1	143	-7,0	-0,1
	300	0,49	0,1	131	-12,6	-1,5
	400	0,65	0,1	106	-13,7	-1,2
	500	0,81	5,0	90,6	-10,7	-0,2
	600	0,97	5,0	79,5	-13,1	-5,9
Н-тетрадекан	300	0,43	0,1	136	-5,7	-1,5
	400	0,58	0,1	113	-10,7	-1,6
	450	0,65	0,1	100	-9,9	+1,3
Н-гексадекан	300	0,42	0,1	140	-5,6	+3,8
	400	0,56	0,1	117	-10,7	+3,2
	450	0,63	0,1	106	-9,9	+3,4

Примечание. Данные для н-тетрадекана и н-гексадекана взяты из рисунка [11].

**Таблица 9. Экспериментальные [15] и рассчитанные теплопроводности жидкой смеси метан - н-бутан (39,4 % (мол.) метана)**

T, К	P, МПа	$\lambda$ , мВт / (м К)		$\delta$ , %
		Эксперимент	Расчет	
277,8	10,2	101,1	105,9	+4,7
	17,0	106,3	110,4	+3,6
311,1	10,2	87,2	92,4	+6,0
	17,0	92,6	98,6	+6,5
344,4	10,2	77,9	78,4	+0,6
	17,0	83,6	87,9	+5,1
377,8	10,2	67,0	61,6	-8,1
	17,0	75,9	78,1	+2,9

**Таблица 10. Сравнение точности методов расчета поверхностного натяжения**

Углеводород	Температура, К	$\sigma_{\text{эксп}}$ , мН/м [9]	Расчет		$\delta$ , %	
			МС	ББМ	МС	ББМ
Метан	93,1	18,0	15,6	15,9	-13,3	-11,7
	113,1	13,7	11,4	12,0	-16,8	-12,4
Этан	113,1	28,1	34,3	28,1	+22,1	0,0
	183,1	16,3	16,3	16,2	0,0	-0,6
Пропан	143,1	27,8	31,6	28,1	+13,7	+1,3
	233,1	15,2	13,9	15,2	-8,6	0,0
Н-пентан	253,1	20,5	20,5	20,4	0,0	-0,4
	313,1	13,8	13,4	13,7	-2,9	-0,7
Н-декан	273,1	25,7	22,5	24,0	-12,5	-6,6
	373,1	16,5	16,1	16,2	-2,4	-1,8
Н-тетрадекан	293,1	26,7	26,4	24,8	-1,1	-7,1
	373,1	19,8	17,8	18,8	-10,1	-5,1

$$(\lambda - \lambda^0) \gamma Z_k^5 = 2,976 \cdot 10^{-8} A (e^{1,115 \rho_n} + 2,016) \quad \text{при } 2,0 < \rho_n < 2,8; \quad (22)$$

Точность комплекса уравнений (20) — (22) при  $A = 1,18$  для углеводородов  $C_6 - C_{16}$  показана в табл. 8. Для н-пентана  $A = 1,05$ .

Форма корреляции Стила—Тодоса позволяет использовать ее для расчета теплопроводности газонасыщенных жидкостей. В качестве примера в табл. 9 приведены результаты расчета теплопроводности жидкой смеси метан—н-бутан с содержанием метана 39,4 % (мол.).

Для определения поверхностного натяжения жидких сред могут быть использованы соотношения Маклеода—Сагдена (МС) и Брока—Берда—Миллера (ББМ) [1]. В табл. 10 сравнивается точность обоих методов по данным для индивидуальных углеводородов. Видно, что ее отношения ББМ дают меньшую погрешность, поэтому они могут рекомендоваться для практических расчетов.

## Литература

1. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей.—Л.: Химия, 1982.—591 с.
2. Dean D. E., Stiel L. I. The viscosity of nonpolar gas mixtures at moderate and high pressures // *AIChE J.*— 1965.—Vol. 11, N 3—P. 526—532.
3. Яворик Г. К., Калашников О. В. Сравнение инженерных методов расчета вязкости алканов и их смесей // Математическое моделирование и системный анализ технологических процессов.— Киев : Наук. думка, 1981.—С. 62—68.
4. Голубев Н. Ф. Вязкость газов и газовых смесей.—М.: Физматгиз, 1959.—375 с.
5. Метан. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91—1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа. -М.: Изд-во стандартов, 1986.— 16 с.
6. Stiel L. I., Thodos G. The viscosity of nonpolar gases at normal pressures // *AICh J.*—Vol. 7, N 4.—P. 611—615.
7. Недужий И. Л., Хмара Ю.И., Волков О. И. Исследование вязкости смесей н-парафинов и олефинов в жидкой фазе // Теплофизические свойства жидкостей.— М.: Наука, 1970.— С. 77—78.
8. Недужий И. А., Хмара Ю. И., Волков О. И. Методика расчета плотности жидких смесей н-парафинов и олефинов на линии насыщения // Там же.—С. 59—62.
9. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. -М.: Физматгиз, 1963.—708 с.
10. Теплопроводность жидкостей и газов / Н.Б. Варгафтик, Л.П. Филиппов, А.А. Тарзиманов и др.—М.: Изд-во стандартов, 1978.— 472 с.
11. Расторгуев Ю. Л., Богатов Г.Ф., Григорьев Б.А. Исследование теплопроводности углеводородов при высоких давлениях и температурах // Теплофизические свойства жидкостей.—М. : Наука, 1970.—С. 88—91.
12. Starling K. E., Han M. S. Thermo data refined for LPG // *Hydrocarbon proc.*— 1972.—Vol. 51, N 5.- P. 129—132.
13. Калашников О. В., Иванов Ю. В. Инженерные расчетные модели технологических сред газопереработки. 3. Плотность газовых и жидких смесей // *Хим. технология.* 1991— № 2.—С. 26—29.
14. Калашников О. В., Иванов Ю. В. Определение теплопроводности жидких сред в системах газопереработки // Подготовка и переработка газа и газового конденсата.— 1981.—№ 7.—С. 11—14.
15. Carmichael L. T., Jacobs J., Sage B. H. Thermal conductivity of fluids. A mixture of methane and n-butane // *J. Chem, Eng. Data.*— 1968.— Vol. 13, N 4.—P. 489— 495.