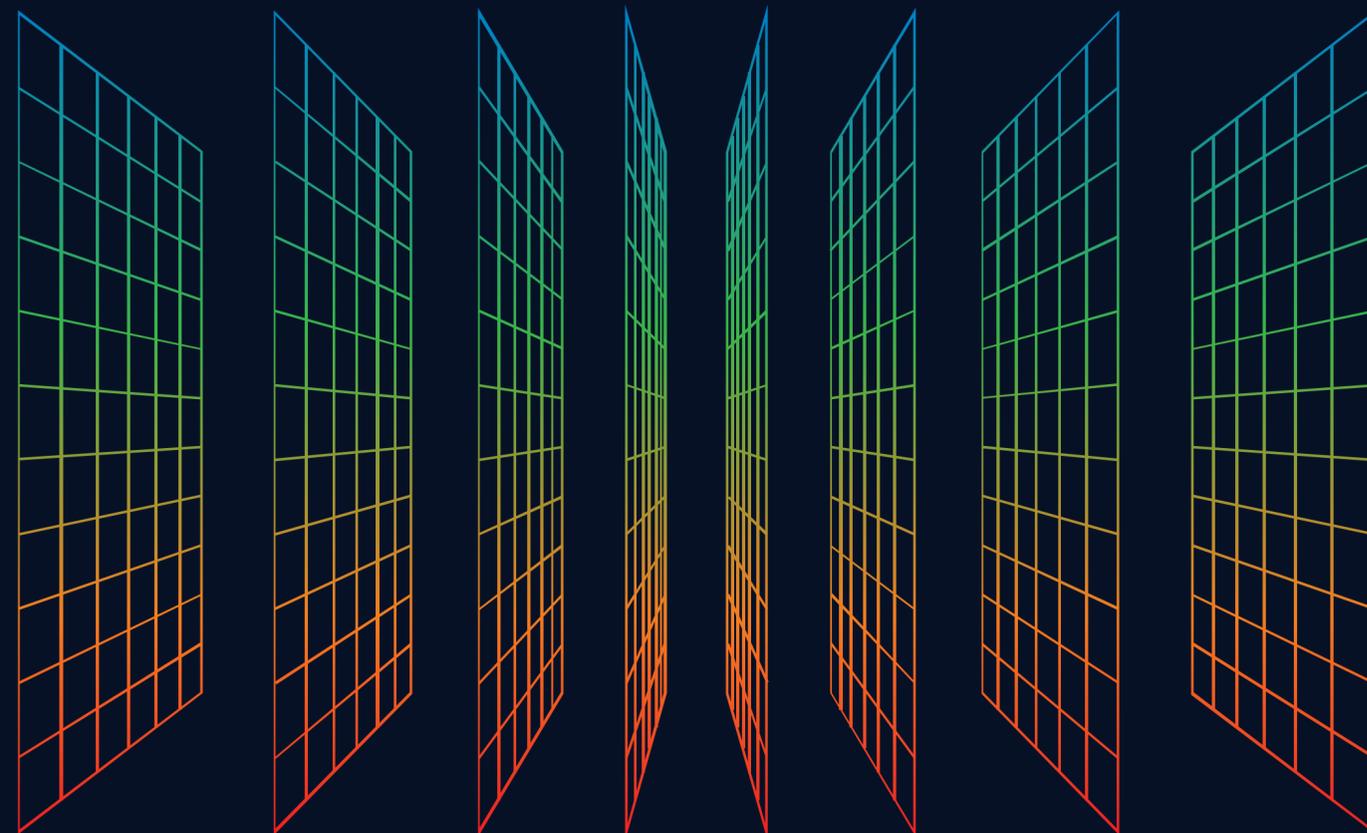


# Настройка PVT модели на результаты лабораторных исследований газоконденсатных месторождений



Амбарян Тигран

Старший инженер-разработчик отдела технической поддержки



# Содержание

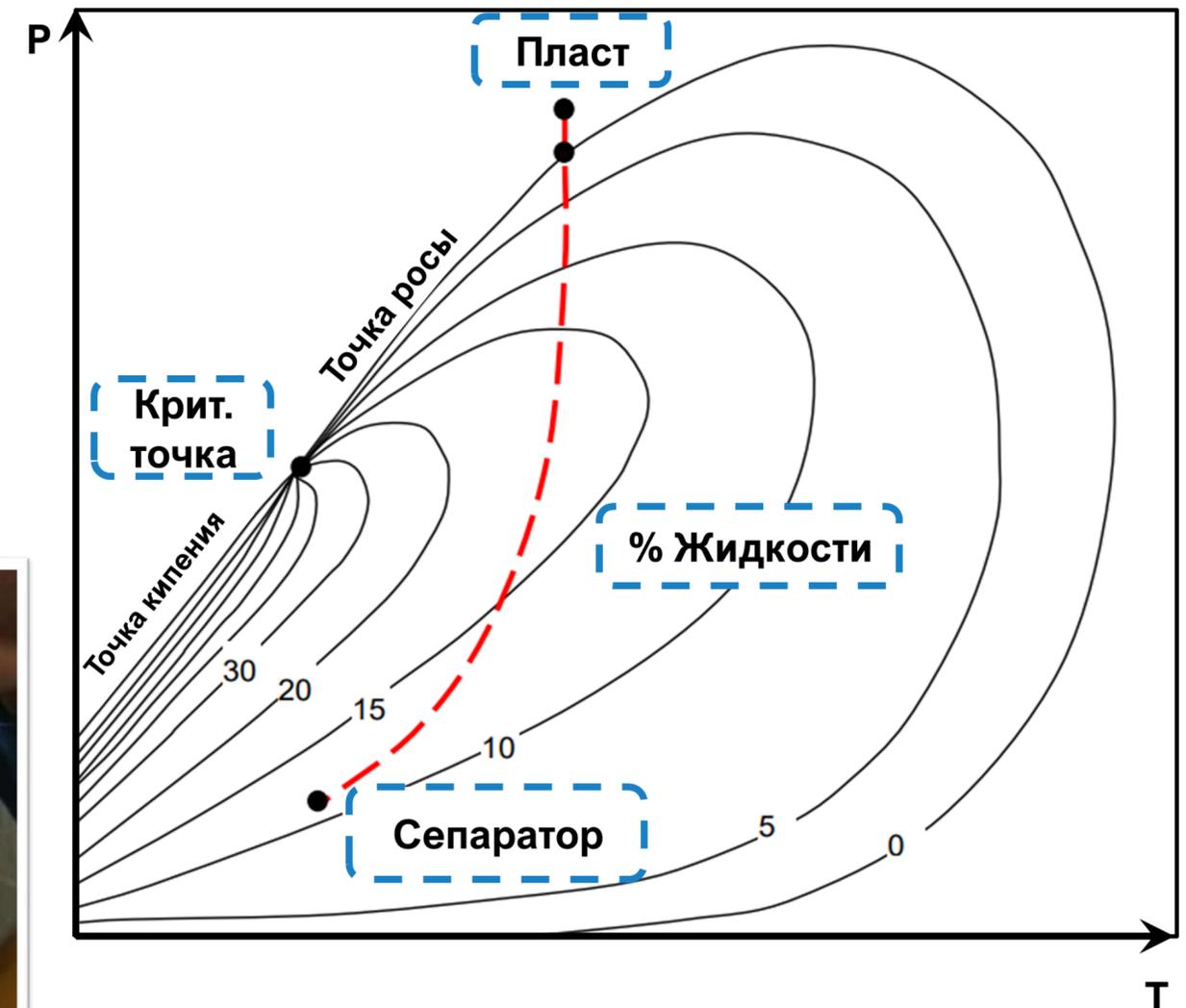
1. Основные свойства газоконденсатных систем
2. Определение состава
3. Уравнение состояния и его переменные
4. Эксперименты – CVD, CCE, Separator
5. Разбиение(Splitting) + фракции
6. Методики адаптации PVT моделей газоконденсатных систем
7. Группирование(Lumping)
8. Контроль качества (QC) проб и PVT-модели
9. Выводы
10. Полезные материалы

# Р-Т диаграмма Газоконденсат (ретроградный газ)

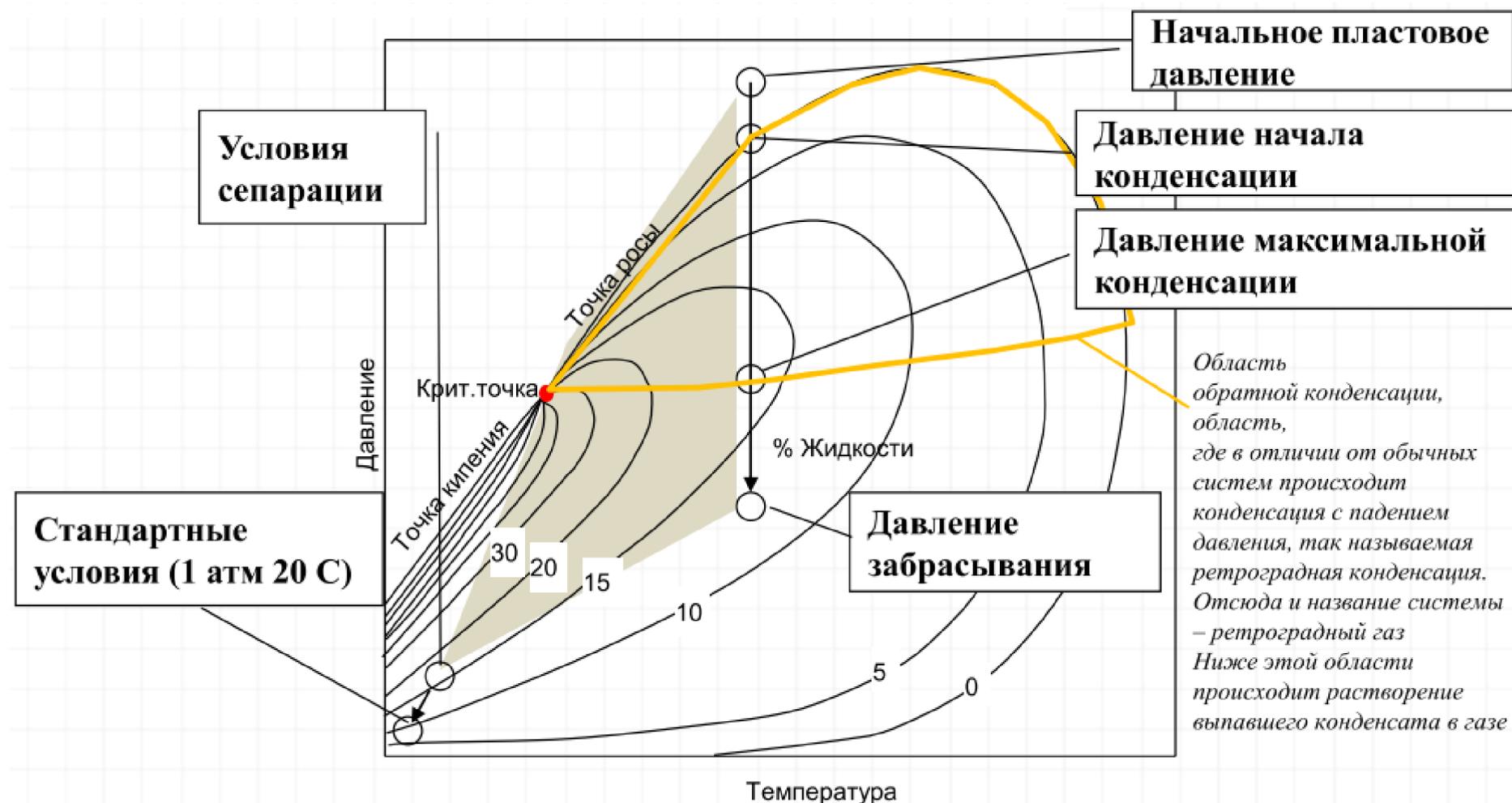
- $600 \text{ м}^3/\text{м}^3 < \text{Газовый фактор} < 26000 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- Если Газовый фактор  $> 9000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  то  $R_v$  очень низкое и можно интерпретировать как жирный газ
- $40^\circ < \text{плотность API} < 60^\circ$   
( $740 \text{ кг}/\text{м}^3 < \text{плотность} < 820 \text{ кг}/\text{м}^3$ )

## Отличительные особенности:

- В резервуаре конденсат светлый или коричневый, оранжевый, зеленоватый, беловатый (как вода)



# Изменение PVT свойств при разработке Газоконденсат(ретроградный газ)



Давление забрасывания – минимально возможное Рпл при разработке газовой залежи

Образование жидкой фазы в пористой среде при снижении Рпл приводит к потерям жидкости. При разработке газоконденсатной залежи без ППД в условиях газового режима потери жидкого конденсата в пласте могут составлять 30-60% начального потенциального содержания C5+.

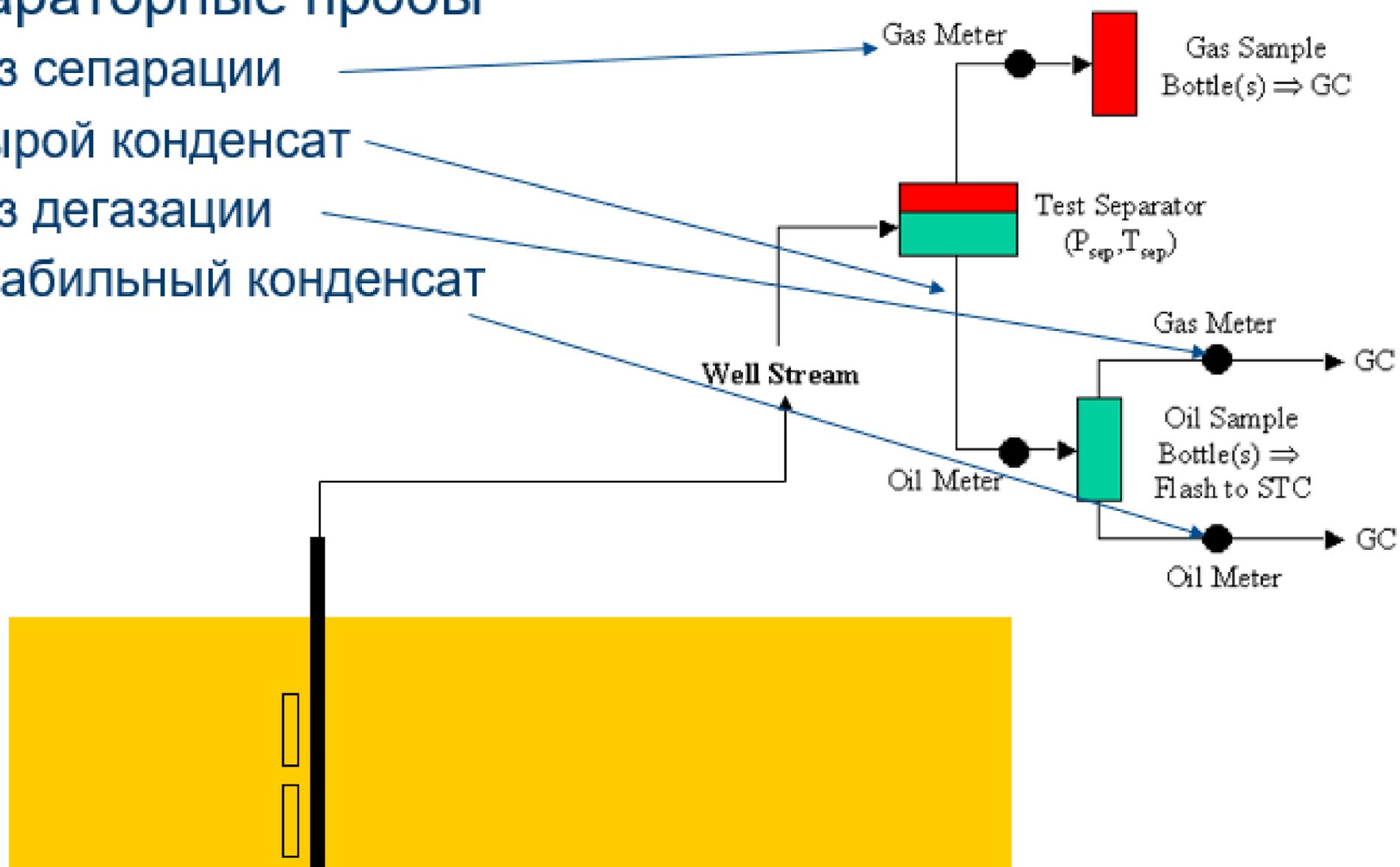
Одним из возможных способов сократить потери конденсата, выпадающего в пласте является применение сайклинг-процесса – обратной закачки газа (как правило сухого) в пласт для ППД и растворения выпавшего конденсата.



# Отбор проб Газоконденсат(ретроградный газ)

Для газоконденсатных исследований отбираются сепараторные пробы

- Газ сепарации
- Сырой конденсат
- Газ дегазации
- Стабильный конденсат



- Существует ряд требований к отбору проб
  - Длительная (6 часов) стабильность
    - Устьевое и забойное давлений
    - Дебита и КГФ
    - Температуры
  - Отсутствие накопления конденсата в скважине
    - Достаточная скорость потока = большой дебит
  - Соответствие продукции скважины начальному составу смеси
    - Испытание как можно раньше после перфорации
    - Отсутствие выпадения конденсата (малая депрессия)
  - Насыщенные залежи углеводородов (давление равно давлению начала конденсации) необходимо исследовать с депрессией до 10% от пластового давления.
  - Залежи с легким конденсатом, могут исследоваться с депрессией до 15%.
  - Недонасыщенные залежи можно исследовать с депрессией до 20% и больше.

# Определение состава пластового газа

## Исходные данные

	Обозначение	Величина
Удельное количество выделяющегося сырого конденсата (выход сырого конденсата, определяется на промысле), см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> отсепарированного газа	q	146
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см <sup>3</sup>	V	70
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера:		
при дегазации, л	a	8,6
при дебутанизации, л	б	1,6
Объем дебутанизованного конденсата (C5+) в объеме контейнера, см <sup>3</sup>	в	45
Плотность C5+ при стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	ρ дбк (C5+)	0,7
Молекулярная масса C5+ (ДБК)	M	98
Содержание в дебутанизованном конденсате:		
i-пентана, % мол.	c	11,4
n-пентана, % мол.	d	15,2

# Определение состава пластового газа

## Последовательность расчета

<b>При расчете состава пластового газа исходят из 1000 молей отсепарированного газа</b>			
Кол-во газа (А), выделяющегося при дегазации сырого конденсата, (л/м <sup>3</sup> газа сепар)=(кол-во молей газа дегазации/1000 молей отсепарированного газа)	$A=(a/V)*q$		17,94
Кол-во газа (Б), выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, (л/м <sup>3</sup> газа сепар)=(кол-во г-молей газа дебут/1000 молей отсепарированного газа)	$B=(b/V)*q$		3,34
Содержание в сыром конденсате ДБК (УВ С5+ ) (В), моль/1000 молей отсепарированного газа	$B=(v/V)*q*(\rho_{дбк}/M_{дбк})*24.04$		16,12
Примечание: $v/V$ = объемный коэффициент усадки конденсата			
В дебутанизированном конденсате содержится, моль:			
изопентана (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	$D=B*c/100$		1,84
n-пентана (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	$E=B*d/100$		2,45
Компонентов группы С <sub>6</sub> +	$F=B-(D+E)$		11,83

# Определение состава пластового газа

## Пример из отчета рассчитанного состава пластового газа

Состав пластового газа рассчитывается на основе аналитической модели по известным экспериментальным данным газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации дебутанизованного конденсата (ДБК)

Microsoft Excel - Термодинамика и таблицы 305

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Введите вопрос

Times New Roman 12 Ж К Ч

B9 % мол.

Объединить и поместить в центре

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ

Таблица 2 - Расчет состава пластового газа

Компоненты	Состав газов						Состав конденсата						Состав пластового газа	
	сепарации		дегазации		дебутанизации		дебутанизованного		сырого				моли	% мол.
	% мол.	моли	% мол.	моли	% мол.	моли	% масс.	% мол.	моли	моли	% мол.	% масс.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CH <sub>4</sub>	84.43	844.3	31.02	4.38	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	4.38	10.10	2.09	848.67	81.34
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.33	53.3	16.42	2.32	0.73	0.01	0.00	0.00	0.00	2.33	5.37	2.09	55.64	5.33
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.57	35.7	31.24	4.41	36.46	0.62	0.00	0.00	0.00	5.02	11.59	6.60	40.76	3.91
и-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.79	7.9	9.59	1.35	31.28	0.53	0.08	0.13	0.04	1.92	4.43	3.33	9.77	0.94
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.67	6.7	7.88	1.11	27.37	0.46	0.52	0.89	0.24	1.82	4.20	3.15	8.50	0.81
и-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.28	2.8	1.72	0.24	3.34	0.06	4.19	5.81	1.60	1.90	4.38	4.09	4.71	0.45
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.08	0.8	0.75	0.11	0.63	0.01	9.40	13.03	3.59	3.70	8.55	7.97	4.48	0.43
∑ C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.01	0.1	0.17	0.02	0.02	0.00	17.49	20.36	5.61	5.63	13.00	14.42	5.71	0.55
∑ C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	24.89	25.09	6.91	6.91	15.95	20.43	6.91	0.66
∑ C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.44	9.17	2.53	2.53	5.83	8.57	2.53	0.24
∑ C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.74	8.37	2.31	2.31	5.32	8.82	2.31	0.22
C <sub>10+</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	22.26	17.14	4.72	4.72	10.89	18.27	4.72	0.45
N <sub>2</sub>	4.34	43.4	0.53	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.17	0.06	43.50	4.17
CO <sub>2</sub>	0.50	5.0	0.68	0.10	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.22	0.13	5.13	0.49
CO	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
He	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub> S	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RSH	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего	100.00	1000.0	100.00	14.10	100.00	1.70	100.00	100.00	27.54	43.34	100.00	100.00	1043.34	100.00

Готово

Количество чисел=84

# Определение состава пластового газа

## Пример из отчета рассчитанного состава пластового газа

Состав пластового газа рассчитывается на основе аналитической модели по известным экспериментальным данным газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации дебутанизованного конденсата (ДБК)

Microsoft Excel - Термодинамика и таблицы 305

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Введите вопрос

Times New Roman 12 Ж К Ч

Объединить и поместить в центре

В9 % мол.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ

Таблица 2 - Расчет состава пластового газа

Компоненты	Состав газов						Состав конденсата						Состав пластового газа	
	сепарации		дегазации		дебутанизации		дебутанизованного		сырого				моли	% мол.
	% мол.	моли	% мол.	моли	% мол.	моли	% масс.	% мол.	моли	моли	% мол.	% масс.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CH <sub>4</sub>	84.43	844.3	31.02	4.38	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	4.38	10.10	2.09	848.67	81.34
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.33	53.3	16.42	2.32	0.73	0.01	0.00	0.00	0.00	2.33	5.37	2.09	55.64	5.33
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.57	35.7	31.24	4.41	36.46	0.62	0.00	0.00	0.00	5.02	11.59	6.60	40.76	3.91
и-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.79	7.9	9.59	1.35	31.28	0.53	0.08	0.13	0.04	1.92	4.43	3.33	9.77	0.94
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.67	6.7	7.88	1.11	27.37	0.46	0.52	0.89	0.24	1.82	4.20	3.15	8.50	0.81
и-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.28	2.8	1.72	0.24	3.34	0.06	4.19	5.81	1.60	1.90	4.38	4.09	4.71	0.45
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.08	0.8	0.75	0.11	0.63	0.01	9.40	13.02	2.50	2.70	8.55	7.07	4.48	0.43
∑ C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.01	0.1	0.17	0.02	0.02	0.00	17.49							0.55
∑ C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	24.89							0.66
∑ C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.44	9.17	2.53	2.53	5.83	8.57	2.53	0.24
∑ C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.74	8.37	2.31	2.31	5.32	8.82	2.31	0.22
C <sub>10+</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	22.26	17.14	4.72	4.72	10.89	18.27	4.72	0.45
N <sub>2</sub>	4.34	43.4	0.53	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.17	0.06	43.50	4.17
CO <sub>2</sub>	0.50	5.0	0.68	0.10	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.22	0.13	5.13	0.49
CO	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
He	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub> S	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RSH	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего	100.00	1000.0	100.00	14.10	100.00	1.70	100.00	100.00	27.54	43.34	100.00	100.00	1043.34	100.00

$m_i^{stab} = 100 \cdot m^{stab} \cdot mf_i^{stab}$

Готово

Количество чисел=84

# Определение состава пластового газа

## Пример из отчета рассчитанного состава пластового газа

Состав пластового газа рассчитывается на основе аналитической модели по известным экспериментальным данным газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации дебутанизованного конденсата (ДБК)

Microsoft Excel - Термодинамика и таблицы 305

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Введите вопрос

Times New Roman 12 Ж К Ч

Объединить и поместить в центре

В9 % мол.

Термодинамические исследования газоконденсатной системы

Таблица 2 - Расчет состава пластового газа

Компоненты	Состав газов						Состав конденсата						Состав пластового газа	
	сепарации		дегазации		дебутанизации		дебутанизованного		сырого				моли	% мол.
	% мол.	моли	% мол.	моли	% мол.	моли	% масс.	% мол.	моли	моли	% мол.	% масс.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CH <sub>4</sub>	84.43	844.3	31.02	4.38	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	4.38	10.10	2.09	848.67	81.34
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.33	53.3	16.42	2.32	0.73	0.01	0.00	0.00	0.00	2.33	5.37	2.09	55.64	5.33
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.57	35.7	31.24	4.41	36.46	0.62	0.00	0.00	0.00	5.02	11.59	6.60	40.76	3.91
и-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.79	7.9	9.59	1.35	31.28	0.53	0.08	0.13	0.04	1.92	4.43	3.33	9.77	0.94
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.67	6.7	7.88	1.11	27.37	0.46	0.52	0.89	0.24	1.82	4.20	3.15	8.50	0.81
и-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.28	2.8	1.72										4.09	4.71
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.08	0.8	0.75										7.97	4.48
∑ C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.01	0.1	0.17										14.42	5.71
∑ C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	24.89	25.09	6.91	6.91	15.95	20.43	6.91	0.66
∑ C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.44	9.17	2.53	2.53	5.83	8.57	2.53	0.24
∑ C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	10.74	8.37	2.31	2.31	5.32	8.82	2.31	0.22
C <sub>10+</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	22.26	17.14	4.72	4.72	10.89	18.27	4.72	0.45
N <sub>2</sub>	4.34	43.4	0.53	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.17	0.06	43.50	4.17
CO <sub>2</sub>	0.50	5.0	0.68	0.10	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.22	0.13	5.13	0.49
CO	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
He	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub>	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub> S	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RSH	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего	100.00	1000.0	100.00	14.10	100.00	1.70	100.00	100.00	27.54	43.34	100.00	100.00	1043.34	100.00

$m_i^{sep} = m_i^{gdeg} + m_i^{gdeb} + m_i^{stab}$

Готово

Количество чисел=84

# Потенциальное содержание $C_{5+}$ $P_{C_{5+}}$ в пластовом, сухом, сепарированном газе

Исходные данные:	Обозначение	Величина
Содержание $C_{5+}$ (% мол.) в газе дегазации	L1	2,20
Содержание $C_{5+}$ (% мол.) в газе дебутанизации	L2	9,23
Содержание $C_{5+}$ (% мол.) в отсепарированном газе	L3	0,42
Молярная масса $C_{5+}$ в отсепарированном газе (по составу или по графику $M(t_{сеп})$ )	M3	75
Формулы для расчета потенциального содержания конденсата		
1. $P^{(1)}C_{5+} = (q/V) * ( (0.033*a*L1) + (0.033*б*L2) + (в*ρ) ) + (10*L3*M3/24.04)$ г/м <sup>3</sup> отсепарированного газа		81,1
2. $P^{(2)}C_{5+} = P^{(1)}C_{5+} * 1000/N_{пл.г}$ г/м <sup>3</sup> пластового газа		78,2
3. $P^{(3)}C_{5+} = P^{(2)}C_{5+} / (1 - y_{C_{5+}}/100)$ г/м <sup>3</sup> сухого газа		79,8

# Уравнение состояния Пенга-Робинсона

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

$$A = a \frac{p}{(RT)^2} \quad B = b \frac{p}{RT} \quad Z = \frac{pv}{RT}$$

Для многокомпонентных систем стандартным для вычисления параметра **A** является использование классического правила смешивания, а для расчета **B, c** – линейного (правила аддитивности):

$$b = \Omega_b^o \frac{RT_c}{p_c} \quad a = \Omega_a^o \frac{RT_c^2}{p_c} \quad \alpha = \left[ 1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

$$A = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j \sqrt{A_i A_j (1 - k_{ij})} \quad B = \sum_{i=1}^N z_i B_i \quad c = \sum_{i=1}^N z_i s_i b_i \quad z_i - \text{мольная доля } i\text{-ой компоненты в системе.}$$

$$\ln \left( \frac{f_i}{z_i p} \right) = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left( \frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N z_j A_{ij} \right) \ln \left[ \frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right]$$

## Исходные данные необходимые для расчета уравнения состояния

Компонентный состав системы  $z_i$

Свойства компонент:

Молекулярная масса  $M_i$

Плотность  $\rho_i$

Критическая температура  $T_{ci}$

Критическое давление  $p_{ci}$

Ацентрический фактор  $\omega_i$

Коэффициенты парного

взаимодействия  $k_{ij}$

Коэф.сдвига (shift-параметр)  $s_i$

**Значения свойств индивидуальных компонент (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) системы определены однозначно и являются справочными данными. Чего мы не знаем – так это свойств + фракции (остатка)**

# Откуда брать данные

## Настраиваемые параметры PVT модели

Свойства фракций, а также коэффициенты парного взаимодействия и шифт-параметры могут быть настраиваемыми параметрами и обычно рассчитываются с использованием различных корреляций

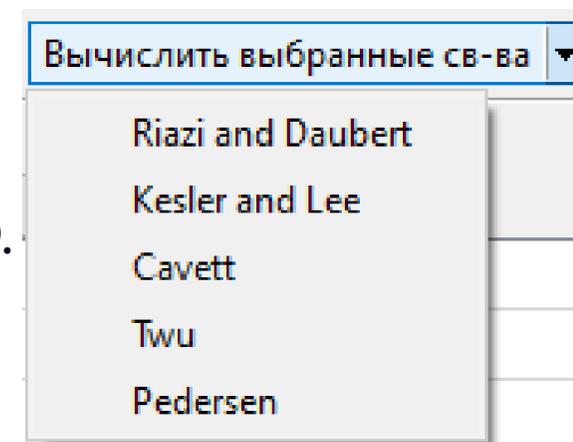
*Для определения свойств фракций могут использоваться следующие корреляции:*

**Критические параметры:** *Kesler-Lee, Riazi-Daubert, Cavett, Twu, Pedersen, Ahmed, Winn, и др.*

**Ацентрический фактор:** *Edmister, Lee-Kesler, Riazi-Al-Sahhaf, Pedersen и др.*

**Shift-параметр:** *Jhavery и Yungren.*

**Коэффициенты парного взаимодействия:** *Chu и Prausnitz, Fender и Halsey, Tsonopoulos, Брусилловский и др.*

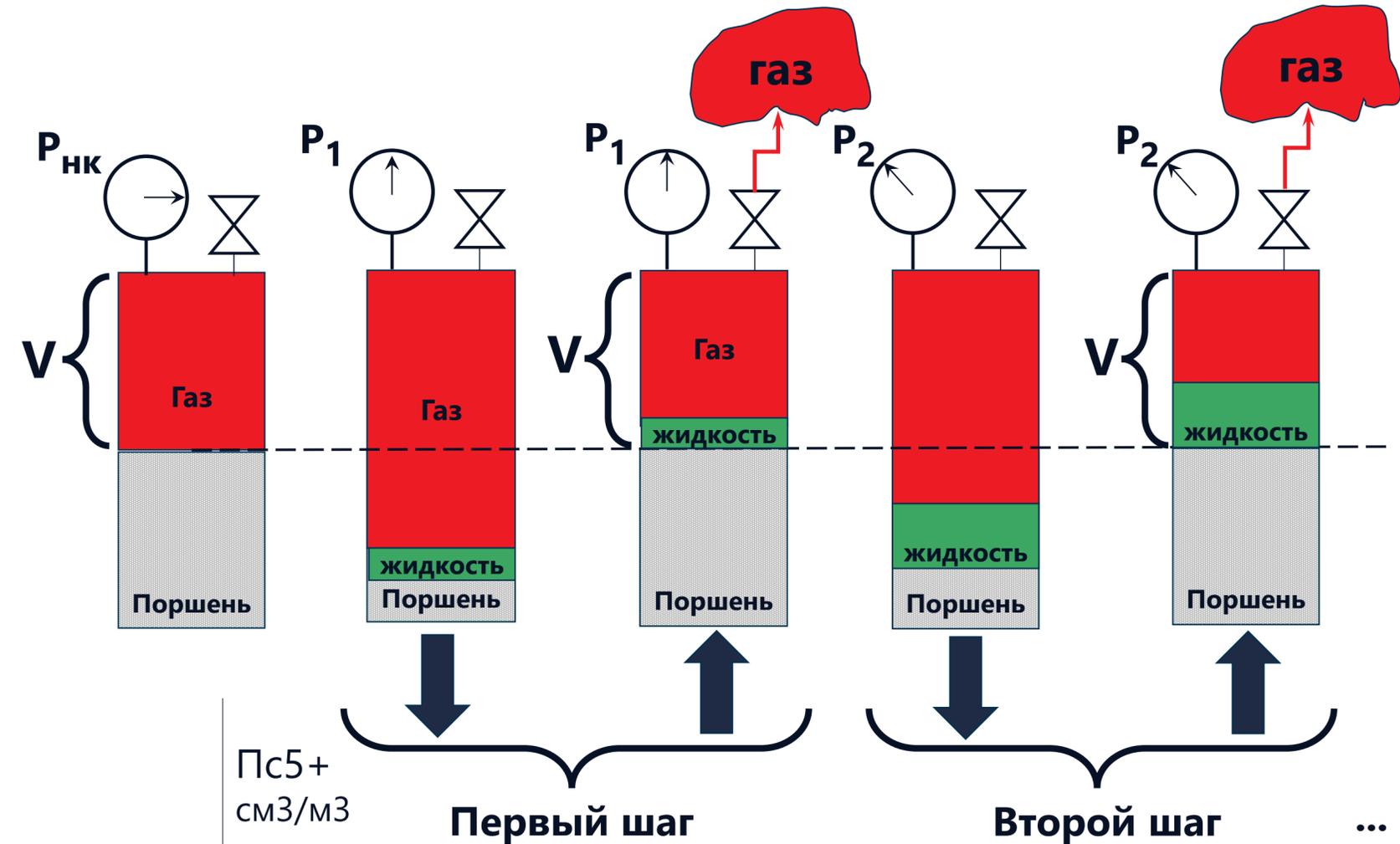
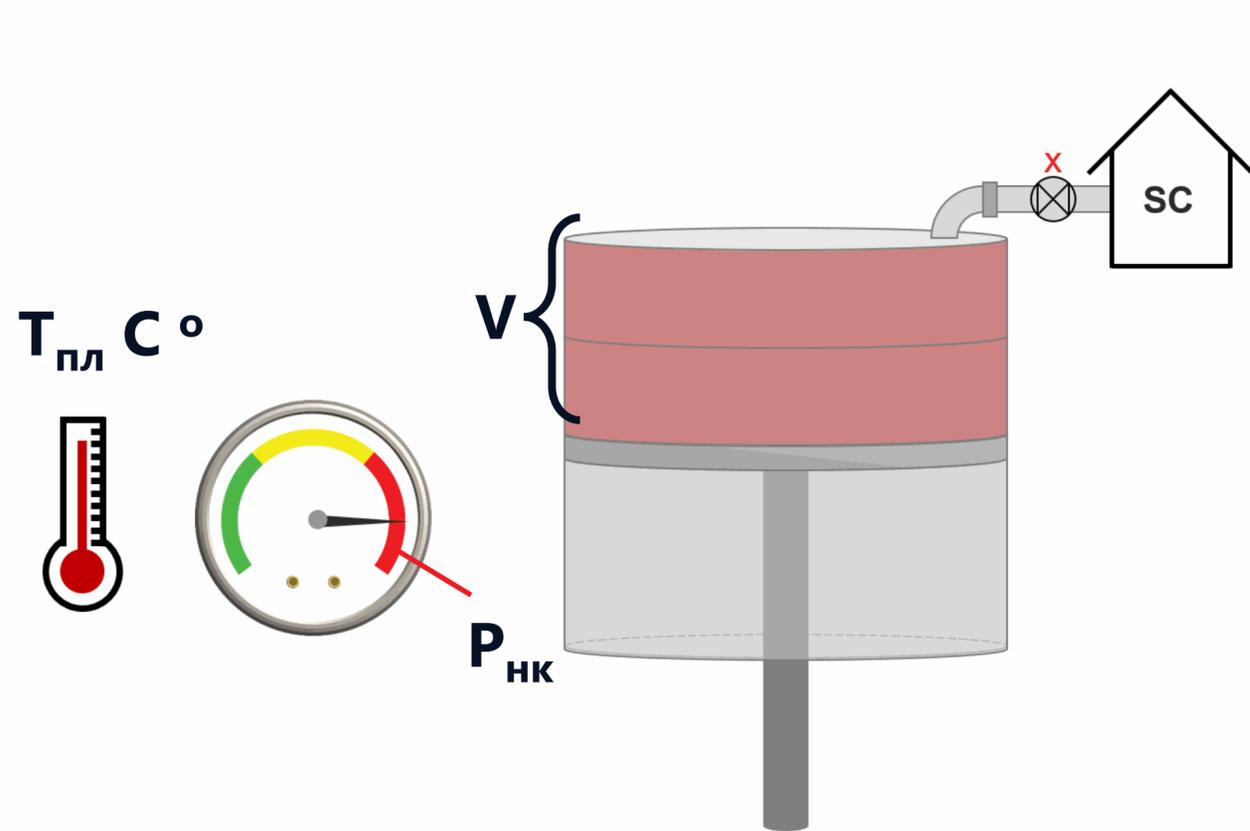


### **Литература:**

1. Rodriguez I., Hamouda A.A. *An Approach for Characterization and Lumping of Plus Fractions of Heavy Oil/ SPE-117446.* - 2008. - 20 p.
2. Whitson C.H. *Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions/ SPE J.* - 1984. - P. 685.
3. Al-Meshari A. A., Asudi Aramco, McCain W.D. *An Accurate Set of Correlations for Calculating Critical Properties and Acentric Factors for Single Carbon Number Groups/ SPE-106338.* - 2006. - 13 p.

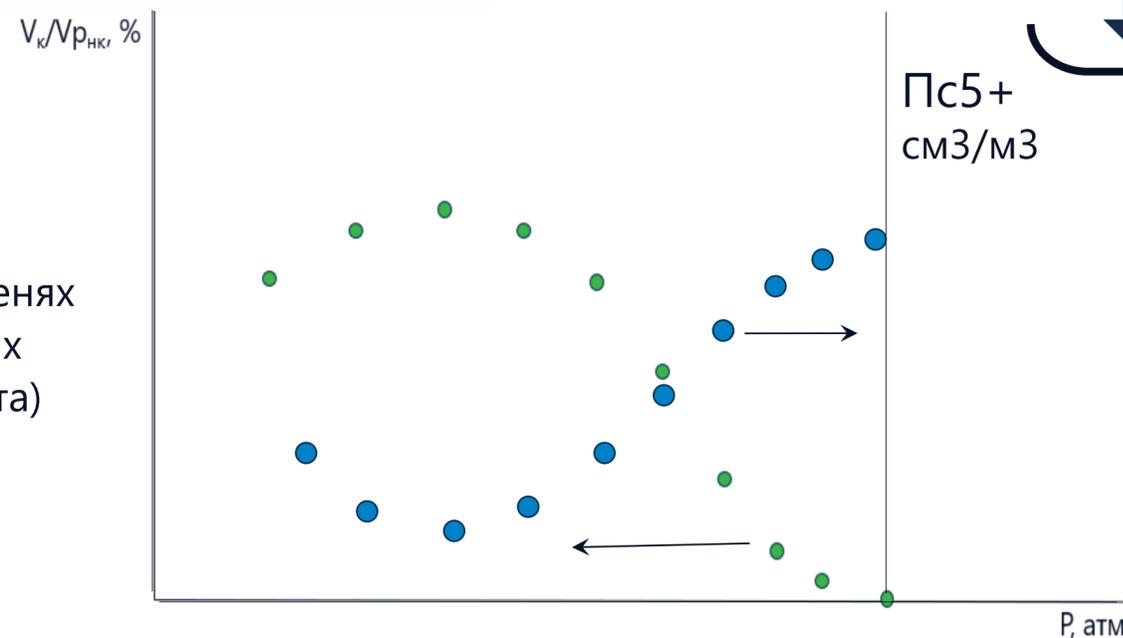
# CVD – истощение при постоянном объеме

Этот эксперимент известен также как дифференциальная конденсация или контактно-дифференциальная конденсация. Имитирует изменения свойств флюида **в пласте** в процессе разработки.



## Определяемые величины:

- Давление начала конденсации
- Количество добываемого газа (молей)
- Коэффициент сверхсжимаемости Z газа
- Объем потерь насыщенной конденсата на ступенях
- Состав и свойства добываемого газа на ступенях
- Состав и свойства оставшейся нефти (конденсата)
- Коэффициент извлечения



Первый шаг

Второй шаг ...

Потенциальное содержание C5+ на пластовый газ (г/м3)

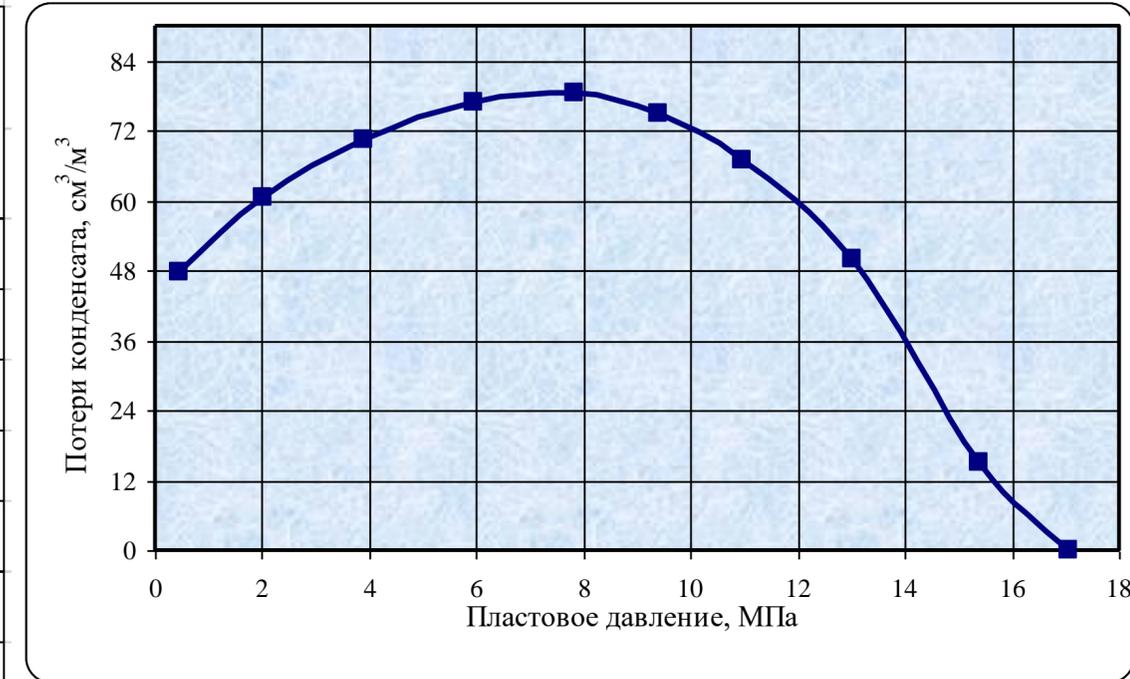
$$П_{C5+} = \frac{n_{C5+} \cdot M_{C5+} \cdot 10}{24.04}$$

$$КИК = П_{C5+} - \text{Потери} / П_{C5+}$$

# Формы представления результатов CVD

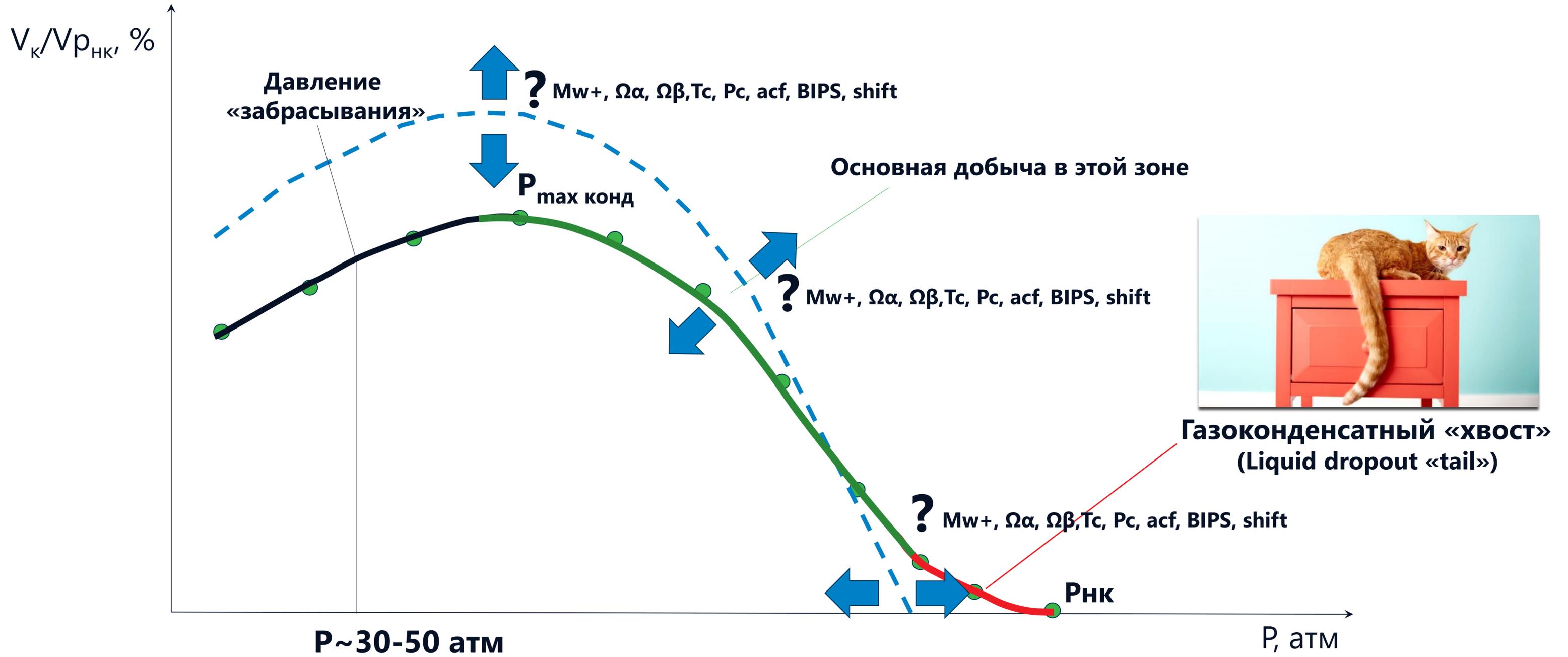
Таблица 7 - Баланс распределения C<sub>5+</sub> в извлекаемом из пласта газе

Пластовое давление, МПа	Пластовые потери УВ C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup>	Текущее потенциальное содержание УВ C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup>		Суммарный отбор УВ C <sub>5+</sub> из пласта, г/м <sup>3</sup>	Содержание УВ C <sub>5+</sub> в газовой фазе пласта, г/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения, %
		на "сухой газ"	на пластовый газ			
17,06	0	125,37	121,61	0	121,61	0
15,40	8,3	116,3	112,6	11,71	101,60	0,10
13,02	28,5	93,2	89,4	21,81	71,30	0,18
10,98	39,4	78,1	74,4	30,00	52,21	0,25
9,40	45,0	69,8	66,0	37,02	39,59	0,30
7,83	48,4	63,6	59,9	43,32	29,89	0,36
5,95	49,0	62,2	58,4	49,23	23,38	0,40
3,90	46,7	68,9	65,1	55,41	19,50	0,46
2,03	41,7	88,8	85,0	62,91	17,00	0,52
0,47	34,2			73,92	13,49	0,61
0,101	32,1			89,21	0	0,734



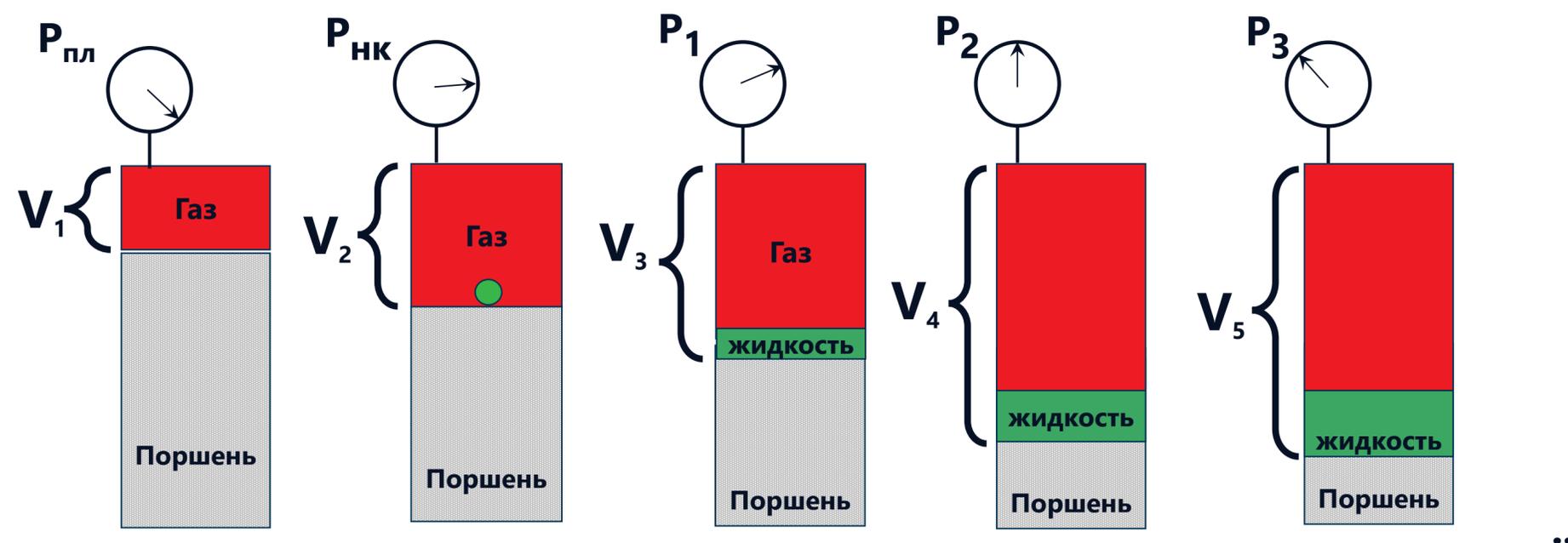
$$V_2 = \frac{(P_0 + 0,101) \times V_0 \times 293}{0,101 \times Z \times (273 + t_0)}$$

# Потери конденсата в тесте CVD



# ССЕ – истощение при постоянной массе

Этот эксперимент известен также как контактная конденсация или PV-соотношения, flash-liberation  
Имитирует изменения свойств флюида **в трубе** в процессе разработки



Определяемые величины:

Коэффициент сверхсжимаемости  $Z$  газа при  $P_{пл}$  и  $P_{нк}$

Объем потерь насыщенного конденсата на ступенях

Состав и свойства добываемого газа на ступенях

Состав и свойства оставшейся нефти

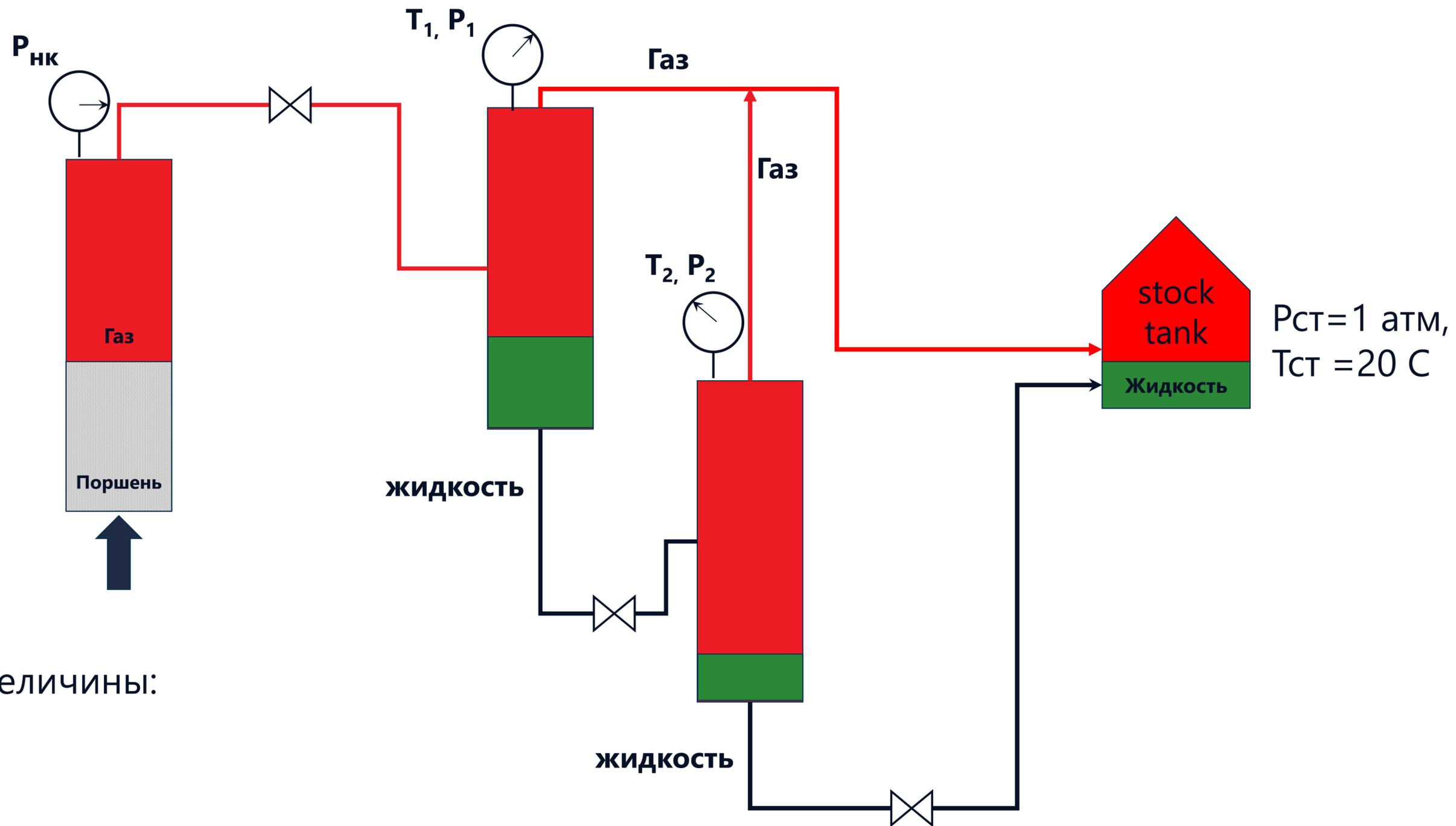
# Форма представления результатов ССЕ

## ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОСТОЯННОЙ МАССЕ СМЕСИ

\_\_\_\_\_ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °С

Давление	Относительный объем	Изотермический коэффициент сжимаемости	Z-фактор	Динамическая вязкость	Объемная доля УВ ретроградной жидкой фазы
<i>МПа</i>		<i>МПа<sup>-1</sup></i>		<i>мПа·с</i>	<i>% об.</i>
$P_{НАЧ}=57.3$	0.956	0.004399	1.4137	0.0736	-
55	0.966	0.004666	1.3711	0.0715	-
50	0.991	0.005354	1.2105	0.0671	-
$P_{НК}=48.3$	<b>1.000</b>	0.006056	1.1771	0.0656	0.
48	1.002	-	-	-	7.3
45	1.029	-	-	-	26.5
40	1.084	-	-	-	29.3
35	1.158	-	-	-	28.5
30	1.266	-	-	-	26.4
25	1.429	-	-	-	23.3
20	1.702	-	-	-	19.3
15	2.209	-	-	-	14.4
10	3.329	-	-	-	9.1
5	6.941	-	-	-	4.0
3	11.906	-	-	-	2.2

# Сер – Сепаратор-тест

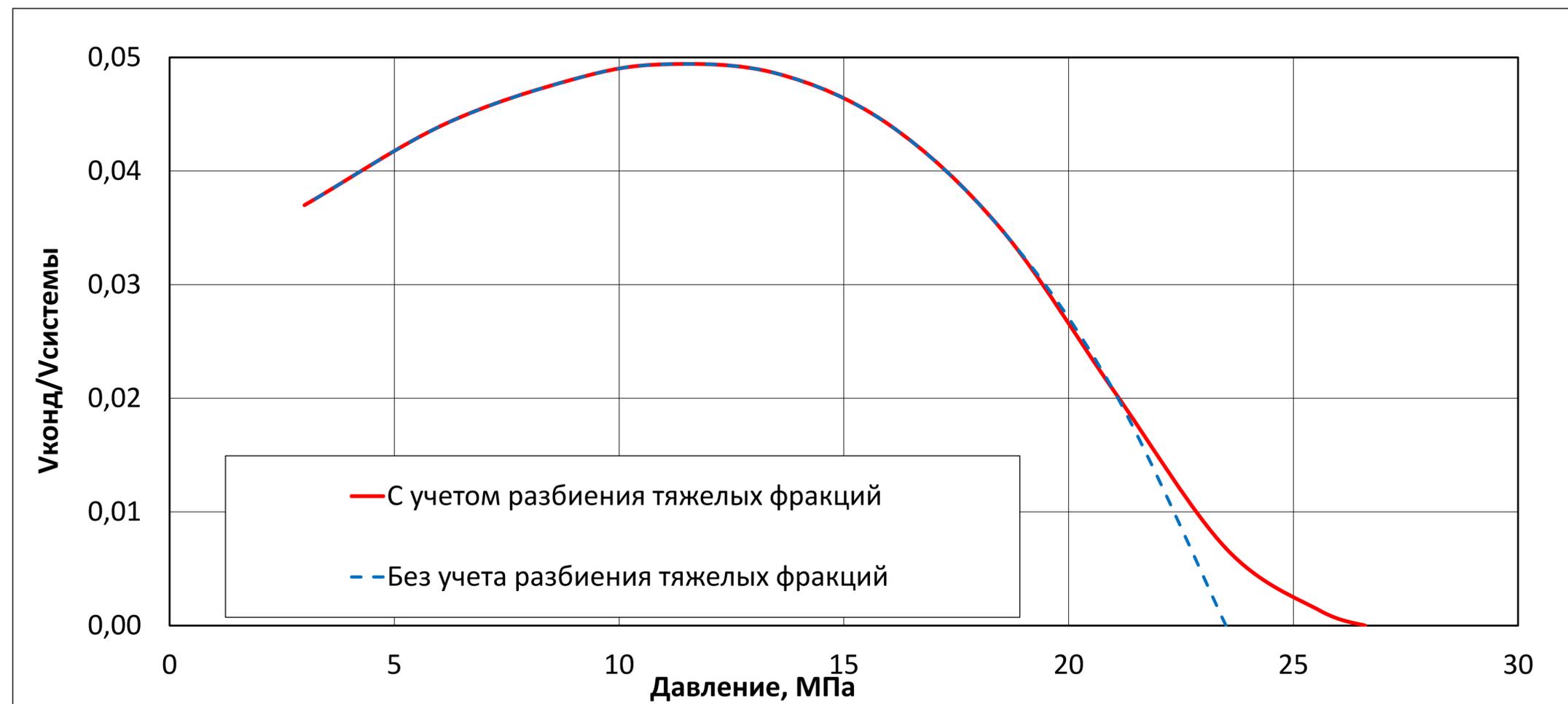


Определяемые величины:  
КГФ  
Плотность

# Компонентный состав системы в PVT-модели

## Влияние + фракции

- Если в техническом отчете представлен подробный компонентный состав, например до  $C_{40+}$ , то желательно провести группировку фракций с мольной долей меньше 0.1% в псевдофракции с соблюдением монотонности изменения мольной долей от молекулярной массы
- Если приведен ограниченный компонентный состав и доля остатка превышает 2-3 %, то следует разбить фракцию остатка (на основе данных о разгонке или математически) таким образом, чтобы мольная доля остатка не превышала 1-2 %.



# Характеризация остатка (+фракции)

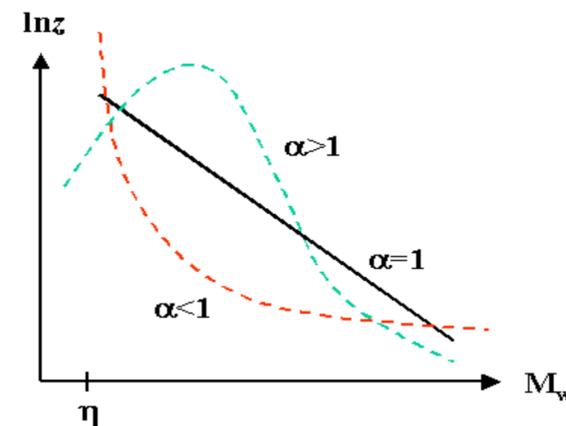
## Методы разбивки остатка на ряд псевдокомпонент

При адаптации PVT модели на экспериментальные показатели необходимо задать свойства остатка (т.н. +фракции) многокомпонентной системы. Обычно +фракцию разбивают на псевдофракции для того, чтобы более точно охарактеризовать свойства остатка и, тем самым, точнее настроить PVT модель на экспериментальные данные. Это можно сделать математически. Одна из наиболее используемых методов – метод Витсона (C.Whitson)

### Gamma Distribution Model (GDM)

$$p(MW) = \frac{(MW - \eta)^{\alpha-1} e^{-(MW-\eta)/\beta}}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)}$$

$$\beta = (MW_{N+} - \eta) / \alpha$$

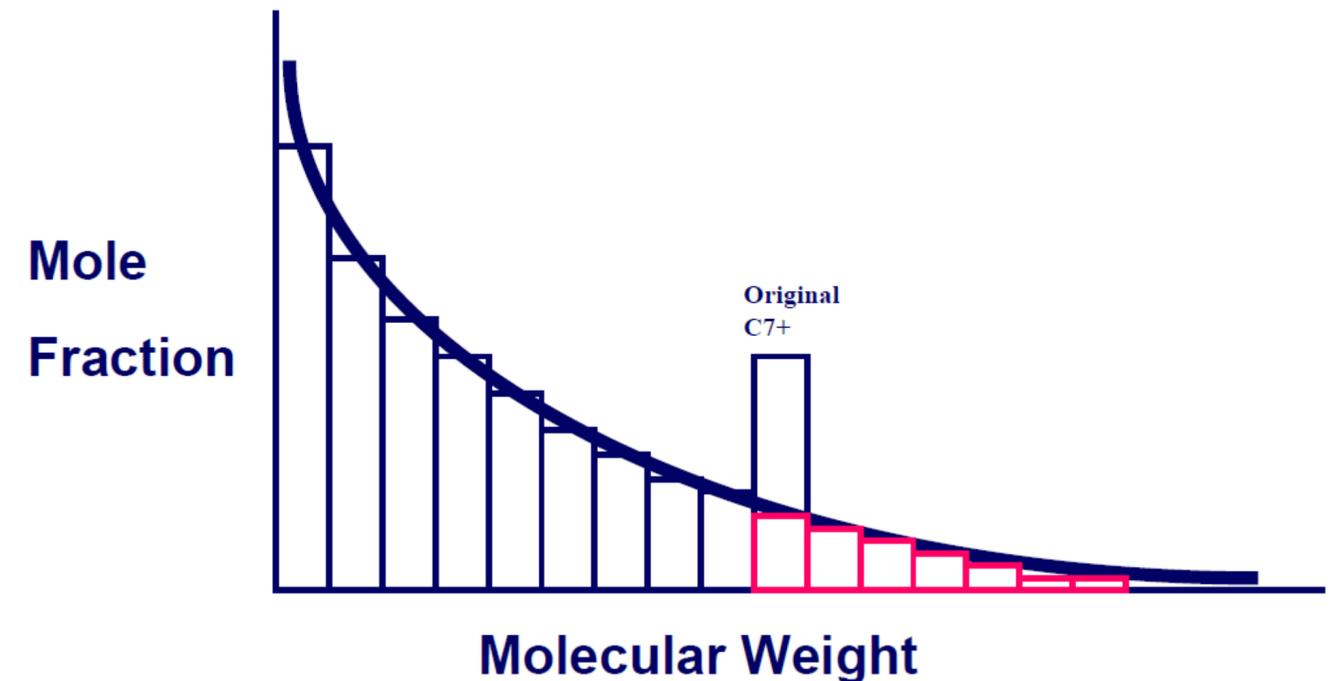


$p(M)$  – вероятностная плотность распределения мол.массы компонентов внутри «+» фракции

$\alpha$  - асимметрия  $\alpha$  определяет форму распределения, находится в диапазоне  $0.5 < \alpha < 2.5$

$\beta$  - нормализация

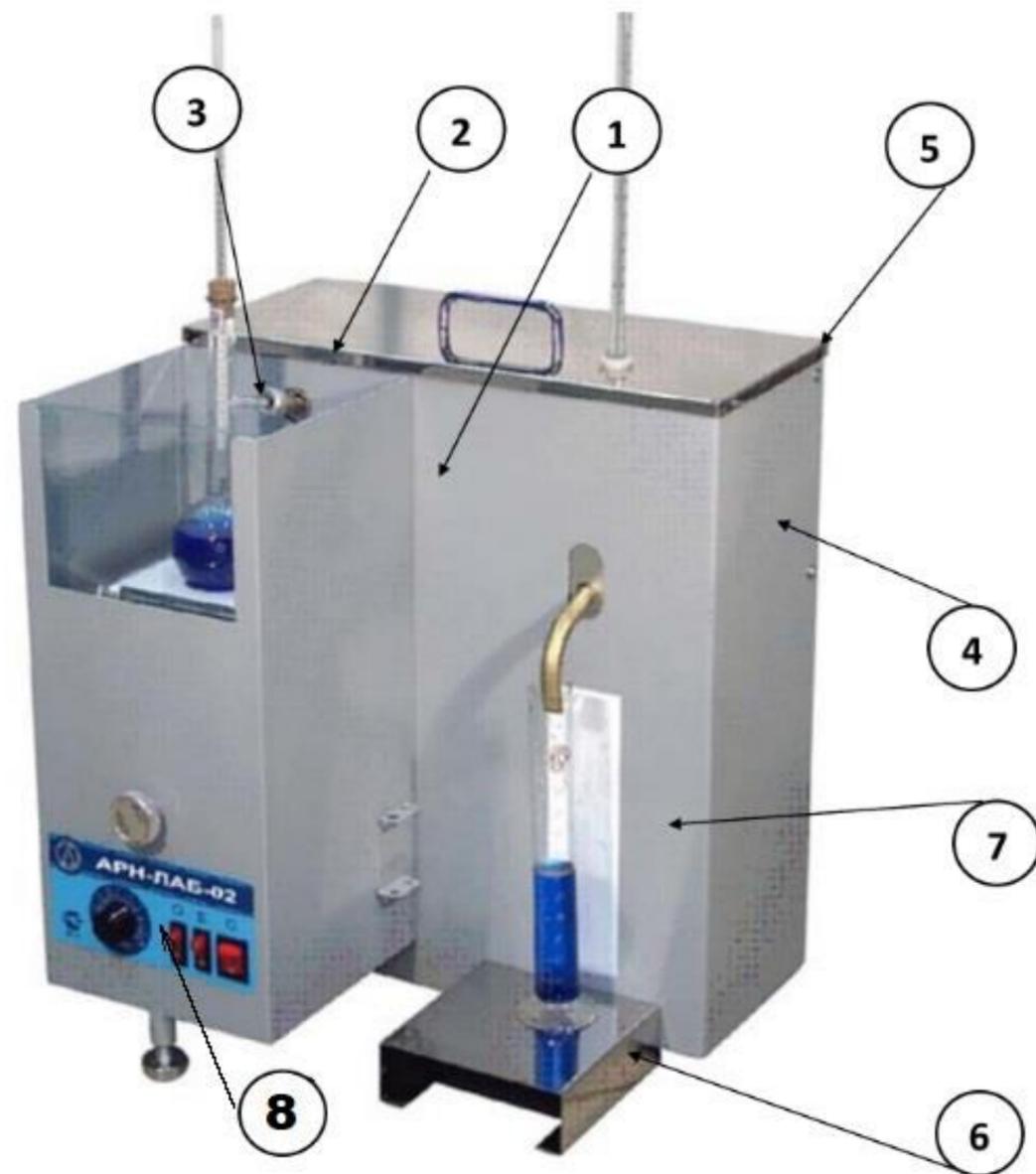
$\eta$  – минимальный молекулярный вес в «+» фракции (может задаваться пользователем)



Существует методика разделения на псевдофракции, основанная на результатах фракционной разгонки по Энглеру и по ИТК(истинным температурам кипения). **Выбор данной методики обоснован разделением тяжелых компонентов на псевдофракции по одному из основных характеризующих параметров - температуре кипения.** Как правило использование данных по фракционной разгонке позволяет точнее настроить PVT модель на фактические данные.

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Аппарат для определения фракций



Простая перегонка по ГОСТ 2177-99 является стандартным методом определения фракционного состава и считается аналогом разгонки по Энглеру используемой за рубежом. При перегонке с постепенным испарением образующиеся пары непрерывно отводятся из перегонного аппарата, они конденсируются и охлаждаются в конденсаторе-холодильнике и собираются в приемник в виде жидких фракций. Прибором предназначенным для определения фракционного состава нефтепродуктов и нефти в соответствии с ГОСТ 2177-99, ISO 3405, ASTM D 86 и другими аналогичными стандартами является АРН-ЛАБ-2, на котором производится разгонка как светлых так и темных нефтепродуктов по методам А и Б ГОСТ 2177-99, соответственно.

Определение фракционного состава по ГОСТ 2177-99 предусматривает:

- нагрев нефти или анализируемой фракции от начальной температуры  $t_1$  до температуры конца кипения фракции  $t_2$ ;
- пары фракции конденсируются и собираются в приёмной ёмкости (пробирке);
- приёмная ёмкость имеет тарировку и позволяет определить объём испарившейся фракции.

Прибор АРН-ЛАБ-2:

1 - блок нагрева; 2 - колба; 3 - защитное стекло; 4 - блок конденсации;  
5 - съёмная крышка; 6 - подставка; 7 - мерный цилиндр; 8 - блок управления.

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Исходные данные

Связь пределов кипения, плотности и молекулярной массы фракций группы C<sub>5+</sub> газоконденсатонефтяных систем из библиотеки свойств.

Таблица 1

<b>Фракционный состав:</b>	
Н.К.. °С	49.8
10 % (объемн.) перегоняется при температуре °С	100.7
20 %	106.2
30 %	118.6
40 %	134.7
50 %	151.4
60 %	173.1
70 %	205.0
80 %	259.8
85%	300.2
К.К.. °С	335.0
Отгон. % объемный	87.1
Остаток. % объемный	10.1
Потери. % объемный	2.8

Мольная доля C<sub>5+</sub> высшие 0,0283 в составе пластового газа.

Таблица 2

Номер фракции	Пределы выкипания, К	Относительная плотность	Молекулярная масса
1	НК-315	0.634	72
2	315-358	0.685	86
3	358-372	0.722	96
4	372-399	0.745	107
5	399-424	0.764	121
6	424-448	0.778	134
7	448-469	0.789	147
8	469-490	0.800	161
9	490-509	0.811	175
10	509-527	0.822	190
11	527-544	0.832	206
12	544-560	0.839	222
13	560-576	0.847	237
14	576-590	0.852	251
15	590-604	0.857	263
16	604-617	0.862	275
17	617-630	0.867	291
18	630-642	0.872	305
19	642-654	0.877	318
20	654-665	0.881	331
21	665-675	0.885	345
22	675-686	0.889	359
23	686-696	0.893	374
24	696-705	0.896	388
25	705-714	0.899	402
26	714-723	0.902	416
27	723-732	0.906	430
28	732-741	0.909	444
29	741-749	0.912	458
30	749-756	0.914	472
31	756-764	0.917	486

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Последовательность расчета

Расчеты для определения молярной доли псевдофракций в составе группы C5+<sub>высшие</sub> пластового газа проводятся в следующей последовательности:

1. Выделяются N фракций ДБК (дебутанизированного конденсата), соответствующие каждым 10% (по объему) выкипания, согласно разгонке по Энглеру. Последняя фракция соответствует невыкипающему остатку. Потери добавляются к первой псевдофракции.
2. Плотность и молекулярная масса выделенных фракций определяются согласно значениям, приведенным в *Таблице 2* (см. выше). В случае отсутствия данных по плотности и молекулярной массе выкипевших фракций.

Расчет плотности последней фракции проводится по следующей формуле:

$$(\rho_4^{20})_{10} = \frac{(\rho_4^{20})_{\text{ДБК}} - \sum_{i=1}^9 (\rho_4^{20})_i V_i}{V_{10}}$$

$\rho_4^{20}$  - плотность фракции при 20°C и 0.1 Мпа, отнесенная к плотности дистиллированной воды при 4°C и 0.1 Мпа

$V_i$  - объем  $i$ -той фракции.

Молекулярная масса последней фракции вычисляется следующим образом:

$$M_{10} = \frac{(\rho_4^{20})_{10} V_{10}}{\frac{\rho_{\text{ДБК}}}{M_{\text{ДБК}}} - \sum_{i=1}^9 (\rho_4^{20})_i V_i / M_i}$$

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Последовательность расчета

3. Для оценки средней температуры кипения (K) последней псевдофракции в зависимости от плотности используется одно из выражений:

$$\begin{aligned} \rho_4^{20} \leq 0.9 \quad T_b &= 60,5 \cdot M^{0,4206} \left( \rho_{15,5}^{15,5} \right)_N^{0,3941} \\ \rho_4^{20} \geq 0.9 \quad T_b &= 113,7 \cdot M^{0,311} \left( \rho_{15,5}^{15,5} \right)_N^{0,2914} \end{aligned}$$

$T_b$

где

$\rho_{15,5}^{15,5}$  - плотность фракции при 15.5°C (60°F, стандарт SPE), отнесенная к плотности дистиллированной воды при 15.5°C.

Зависимость между  $\rho_{15,5}^{15,5}$  и  $\rho_4^{20}$  выражается в виде:

$$\rho_{15,5}^{15,5} = 0.99345 \rho_4^{20} + 0.00907$$

4. Молярная доля каждой  $i$  – той фракции определяется согласно выражению:

$$x_i = \frac{(\rho_4^{20})_i V_i / M_i}{\sum_{j=1}^{10} (\rho_4^{20})_j V_j / M_j}$$

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Результат расчета

Свойства каждой псевдофракции (плотность, молекулярная масса и средняя температура кипения) и молярный фракционный состав зачисляются в качестве исходных данных для +фракции в PVT симулятор.

Разбиение по результатам фракционной разгонки

Псевдо-фракция	Свойства псевдофракции				Количество молей при V=1	Молярная доля в составе
	Объемная доля, д.ед.	Средняя температура кипения, К	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль		
C <sub>5+(1)</sub>	0.128	<b>348.25</b>	0.685	<b>86</b>	0.00102	<b>0.004878</b>
C <sub>5+(2)</sub>	0.1	<b>376.45</b>	0.745	<b>107</b>	0.000696	<b>0.003331</b>
C <sub>5+(3)</sub>	0.1	<b>385.4</b>	0.745	<b>107</b>	0.000696	<b>0.003331</b>
C <sub>5+(4)</sub>	0.1	<b>399.65</b>	0.764	<b>121</b>	0.000631	<b>0.003021</b>
C <sub>5+(5)</sub>	0.1	<b>416.05</b>	0.764	<b>121</b>	0.000631	<b>0.003021</b>
C <sub>5+(6)</sub>	0.1	<b>435.25</b>	0.778	<b>134</b>	0.000581	<b>0.002778</b>
C <sub>5+(7)</sub>	0.1	<b>462.05</b>	0.789	<b>147</b>	0.000537	<b>0.002568</b>
C <sub>5+(8)</sub>	0.1	<b>505.4</b>	0.811	<b>175</b>	0.000463	<b>0.002217</b>
C <sub>5+(9)</sub>	0.05	<b>553</b>	0.839	<b>222</b>	0.000189	<b>0.000904</b>
C <sub>5+(10)</sub>	0.021	<b>590.6</b>	0.857	<b>263</b>	6.84E-05	<b>0.000327</b>
C <sub>5+(11)</sub> остаток	0.101	<b>719.03</b>	1.22	<b>310.31</b>	0.0004	<b>0.001912</b>
Всего C <sub>5+</sub>	1		0.8112	137.2	0.005913	0.0283

# Фракционная разгонка по Энглеру

## Пример

Фракционный состав:														Номер фракции	Пределы выкипания, К	Плотность	Молекулярная масса
Н.К., оС	49.8	Ткип К										имя компонента	доля от +	1	НК-315	0.634	72
10 % (объемн) перегоняется при температуре, оС	100.7	322.8	Ткип ср.	V доля	Sg	масс.доля	Mw	моли до +	Ткип +фр	моли с +	мол.доля			2	315-358	0.685	86
20 %	106.2	373.7	348.25	0.128	0.685	0.08768	86	0.00102		0.00102	0.17244	C51	0.00488	3	358-372	0.722	96
30 %	118.6	379.2	376.45	0.1	0.745	0.0745	107	0.000696		0.0007	0.11776	C52	0.00333	4	372-399	0.745	107
40 %	134.7	391.6	385.4	0.1	0.745	0.0745	107	0.000696		0.0007	0.11776	C53	0.00333	5	399-424	0.764	121
50 %	151.4	407.7	399.65	0.1	0.764	0.0764	121	0.000631		0.00063	0.10679	C54	0.00302	6	424-448	0.778	134
60 %	173.1	424.4	416.05	0.1	0.764	0.0764	121	0.000631		0.00063	0.10679	C55	0.00302	7	448-469	0.789	147
70 %	205	446.1	435.25	0.1	0.778	0.0778	134	0.000581		0.00058	0.0982	C56	0.00278	8	469-490	0.8	161
80 %	259.8	478	462.05	0.1	0.789	0.0789	147	0.000537		0.00054	0.09078	C57	0.00257	9	490-509	0.811	175
85%	300.2	532.8	505.4	0.1	0.811	0.0811	175	0.000463		0.00046	0.07838	C58	0.00222	10	509-527	0.822	190
К.К., оС	335	573.2	553	0.05	0.839	0.04195	222	0.000189		0.00019	0.03196	C59	0.0009	11	527-544	0.832	206
Отгон. % объемный	87.1	608	590.6	0.021	0.857	0.017997	263	6.84E-05		6.8E-05	0.01157	C510	0.00033	12	544-560	0.839	222
Остаток. % объемный	10.1				$\Sigma$ мас.дол	0.687227	$\Sigma$ молей	0.005513		0.0004	0.06757	C6+	0.00191	13	560-576	0.847	237
Потери. % объемный	2.8			0.101			M+	310.3092		0.00591				14	576-590	0.852	251
					$\rho_{+}^{20}_4$	1.227455446		$\rho_{15}^{15}<0.9$	732.8667					15	590-604	0.857	263
					$\rho_{ДБК}/M_{ДБК}$	0.005912536		$\rho_{15}^{15}>0.9$	719.0367					16	604-617	0.862	275
Табл 3.48	$\rho_{ДБК}$	0.8112			$\rho_{+}^{15}_{15}$	1.228485612						мол.доля+	0.02829	17	617-630	0.867	291
	$M_{ДБК}$	137.2			$\rho_{15}^{15}<0.9$	1.084478								18	630-642	0.872	305
					$\rho_{15}^{15}>0.9$	1.061799312								19	642-654	0.877	318
Табл 3.29	$\rho_{ДБК}$	0.8181		M+										20	654-665	0.881	331
	$M_{ДБК}$	134.08			$\rho_{15}^{15}<0.9$	11.16988883								21	665-675	0.885	345
					$\rho_{15}^{15}>0.9$	5.955910345								22	675-686	0.889	359
														23	686-696	0.893	374

# Фракционная разгонка по ИТК

## Пример исходных данных по ИТК

T<sub>b</sub>

	Температурные пределы выкипания фракции. °С	Выход фракции. %масс	Суммарный выход фракции. %масс	Свойства фракции			
				Плотность при 20°С. кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса. г/моль	Вязкость кинематическая. при 20°С мм <sup>2</sup> /с	Содержание общей серы % масс.
	Н.К.-60	0,24	0,24	658,7	81,4	не опр.**	не опр.**
	60-70	0,76	1	661,8	85,3	не опр.**	0,33
	70-80	1,28	2,28	699,8	92,8	0,327	0,21
	80-90	4,63	6,91	721,6	97	0,206	0,18
	90-100	4,79	11,7	737,7	100,5	0,18	0,19
	100-110	6,03	17,73	758,9	105,2	0,193	0,24
	110-120	5,69	23,42	773,8	108,6	0,237	0,29
	120-130	6,31	29,74	785,2	112,4	0,291	0,34
	130-140	6,25	35,98	794,7	114	0,34	0,37
	140-150	5,62	41,6	804,6	117,6	0,373	0,43
	150-160	5,3	46,9	813,2	120,7	0,434	0,49
	160-170	4,19	51,09	819,9	124	0,487	0,56
	170-180	3,58	54,67	824,8	132	0,563	0,66
	180-190	4,36	59,03	834,9	150	0,663	0,82
	190-200	2,62	61,65	846,6	154,1	0,82	1,07
	200-210	2,73	64,38	855,9	160,9	1,075	1,1
	210-220	3,17	67,55	865,7	168,4	1,096	1,4
	220-230	2,44	70	875,5	174,7	1,404	1,33
	230-240	2,62	72,61	884,2	182,5	1,326	1,69
	240-250	0,68	73,29	889,7	183,8	1,693	1,96
	250-260	1,69	74,98	893,2	184	1,963	2,05
	260-270	1,24	76,22	896,8	184,7	2,05	2,15
	270-280	0,18	76,4	906	186,5	2,149	2,43
	280-290	0,88	77,28	911,1	200	2,426	2,88
	290-300	1,68	78,96	919,1	215,7	2,878	3,31
	300-310	0,43	79,39	923,7	216,2	3,308	3,02
	310-320	1,08	80,47	932,7	219,8	3,018	3,7
	320-330	1,41	81,88	950,2	227,2	3,704	3,09
	330-360	0,92	82,81	998,4	234	3,085	7,7
	360-390	6,15	88,96	1002	249,2	7,703	7,35
	390-420	1,76	90,71	990,7	287,8	не опр.	5,65
<b>ОСТАТОК</b>	420-450	1,61	92,33	990,3	318,9	не опр.	5,7
	450-480	1,72	94,04	984,7	363,9	не опр.	не опр.**
	480-510	1,08	95,12	986,4	408	не опр.	не опр.**
	Остаток выше 510	4,88	100				

# Автоматизация адаптации PVT модели

## Регрессия

Определим разности расчетного и измеренного параметра

$$r_i = w_i \frac{(y_i^{Obs} - y_i^{EoS})}{y_i^{EoS}} \quad y_i^{EoS} = y_i^{EoS}(\underline{x})$$

$\underline{x}$  - переменные ур-ия состояния

Затем рассчитаем, среднеквадратическое отклонение

$$f(\underline{x}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^M r_i^2$$

п/п	Настраиваемые параметры	Отклонение*
1	Молярная масса Cn+	±10%
2	Бинарные коэффициенты (BIPS)	-
3	Критические свойства (Pc, Tc) Cn+	±20%
3	Коэффициенты EOS ( $\Omega_a, \Omega_b$ ) Cn+ (вместо крит.параметров)	-
4	Ацентрический фактор (w) Cn+	±20%
	Шифт-параметр коррекции объема Cn+ (Shift)	±100%

\*Допустимые отклонения параметров по Pedersen K.S «Phase behavior of petroleum reservoir fluids» – Taylor&Francis Group 2007

Использование весов  $w^{**}$

Свойство	Вес
Pнас	40
Pн.конд	1
Плотность	20
Состав	1
Объем выпавшей жидкой фазы	10

\*\* Ali Danesh «Pvt and Phase behaviour of petroleum reservoir fluids» - Elsevier, 1998

В сильно нелинейных задачах часто находит лишь локальный минимум и не позволяет получить конечное решение с приемлемой точностью

# Методики адаптации PVT модели

## Обзор существующих методов адаптации

Существует множество различных методик адаптации PVT-моделей газоконденсатных систем к результатам лабораторных и промышленных исследований.

Такие методики начали появляться с середины 1980-х годов вместе с бурным развитием использования уравнений состояния.

Рассмотрим наиболее распространенные.

# Методики адаптации PVT модели

## Алгоритм Coats и Smart и его модификации

**Coats и Smart** [1] (1986) (настройка ведется итерационно):

Разбиение остатка на 4 фракции

Изменение коэффициентов парного взаимодействия между метаном ( $C_1$ ) и фракциями остатка ( $C_{N+}$ ),  $k_{C_1-C_{n+}}$

Изменение констант уравнения состояния  $\Omega_A$ ,  $\Omega_B$  для метана ( $C_1$ ) и тяжелых фракций ( $C_{N+}$ )

Whitson (2000) [2]:

модифицировал метод Coats и Smart и предложил заменить  $\Omega_A$ ,  $\Omega_B$  на параметры  $\rho_c$ ,  $T_c$

*Отсутствие конкретики в методе адаптации PVT-модели. Непонятно какие свойства какими параметрами настраивать и в каком порядке.*

### **Литература:**

1. Coats K.H., Smart G.T. Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data/ SPE Reservoir Engineering. - 1986. - V.5. - P. 277-300.
2. Whitson C.H., Brule M.R. Phase behavior/ Monograph volume, Texas: SPE Henry L. Doherty series, 2000. - 235 p.

# Методики адаптации PVT модели

## Алгоритм Pedersen и его модификации

**Pedersen** [1] (1989):

Давление начала конденсации с помощью молярной массы остатка  $M_{C_{n+}}$

Плотность жидкой фазы с помощью *shift*-параметра тяжелых фракций  $S_{C_{n+}}$

Изменять  $T_c$ ;  $p_c$ ,  $\omega$  тяжелых фракций и  $k_{C_1-C_{n+}}$  при необходимости.

Cristensen (1999) [2]:

модифицировал метод Pedersen [3] и предложил использовать для определения  $T_c$ ,  $p_c$ ,  $\omega$  корреляции Pedersen (зависимость  $T_c$ ,  $p_c$ ,  $\omega$  от молярной массы и относительной плотности фракции) и изменять при настройке коэффициенты в этих корреляциях

*Отсутствие последовательности в методе адаптации PVT-модели. Молярная масса фракций, как и критические параметры влияют на все свойства системы.*

### **Литература:**

1. Pedersen K.S, Fredenslund A, Thomassen P. *Properties of Oils and Natural Gases/ Denmark: Petroleum Geology and Engineering, 1989. - 252 p.*
2. Christensen P.L. *Regression to Experimental PVT Data/ Journal of Canadian Petroleum Technology. - 1999. - V. 38. - P. 1.*
3. Pedersen K.S., Thomassen P., Fredenslund A. *Characterization of Gas Condensate Mixture/ AIChE spring National Meeting. - 1988.*

# Методики адаптации PVT модели

## Алгоритм Al-Meshari и McCain

**Al-Meshari и McCain** (2005) [1]:

Разбиение остатка на ряд фракций, расчет свойств этих фракций с помощью корреляций Cavett [2] для критических параметров  $T_c$ ;  $p_c$  и Riazi – Al-Shhaf [3] для ацентрического фактора  $\omega$

Давление начала конденсации настраивать с помощью ацентрического фактора  $\omega$  последней фракции

Плотность фаз с помощью изменения shift-параметра  $s_i$

*Отсутствие последовательности в методе адаптации PVT-модели. Мало параметров для качественной настройки на экспериментальные данные.*

### **Литература:**

1. Al-Meshari A.A., McCain W.D. New Strategic Method to Tune Equation-of-State for Compositional Simulation/ SPE-106332. - 2005. - 13 p.
2. Cavett R.H. Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibria/ Proc. 27th API Meeting, San Francisco. - 1962. - P. 351
3. Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils/ Fluid Phase Equilibria. - 1996. - V.117. - P. 217.

# Методики адаптации PVT модели

## Алгоритм Ющенко и Брусиловский

**Т.С. Ющенко и А.И. Брусиловский (2014):**

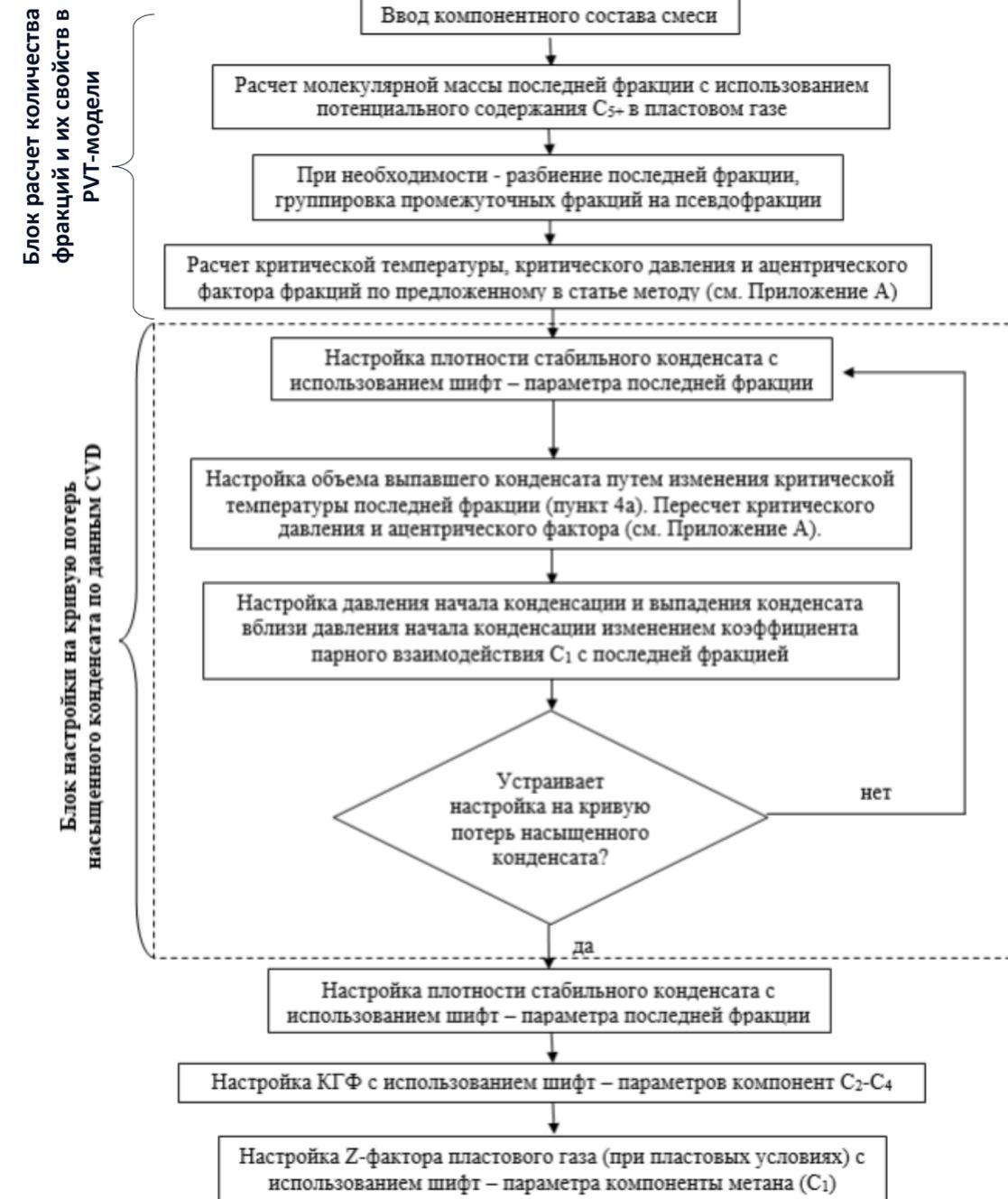
- Разбиение/группировка тяжелых фракций  $C_{N+}$
- Настройка потенциального содержания  $C_{5+}$  в пластовом газе с помощью молекулярной массы последней фракции ( $M_{C_{n+}}$ )
- Настройка  $R_{nk}$  с помощью коэффициентов парного взаимодействия метана с +фракциями  $k_{C1-C_{n+}}$
- Настройка плотности стабильного конденсата  $\rho_{ст.кond.}$  с помощью shift-параметра тяжелых фракций  $s_{C_{n+}}$
- Настройка КГФ с помощью shift-параметра этана-бутана  $s_{C2-C4}$
- Настройка Z-фактора пластового газа при пластовых условиях с помощью shift-параметра метана  $s_{C1}$
- Настройка ретроградной области кривой потерь насыщенного конденсата с помощью критической температуры  $T_c$  тяжелых фракций (пересчет критического давления  $p_c$ , ацентрического фактора  $\omega$ )

### **Литература:**

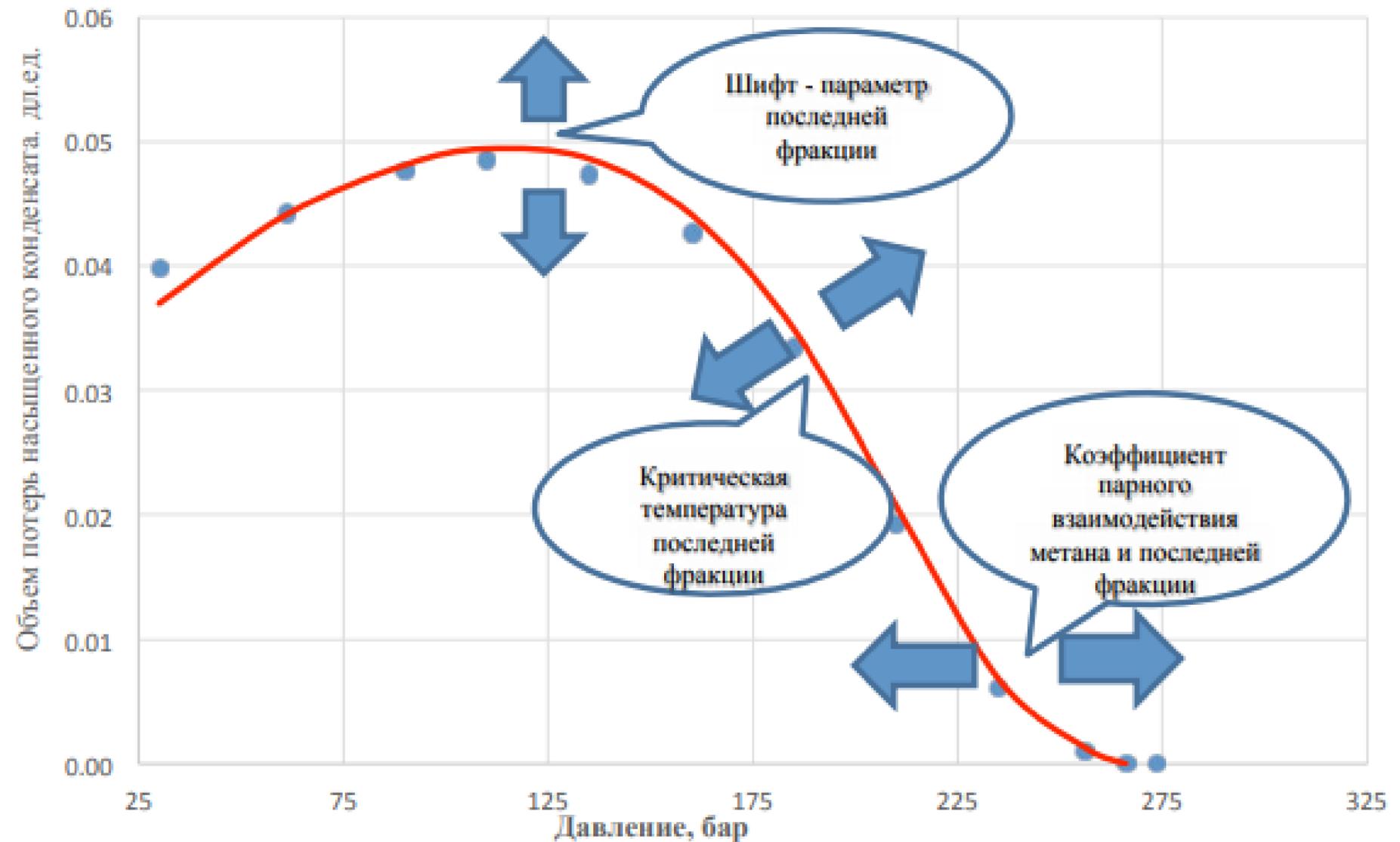
- 1.Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State / SPE-171238 presented on Russian oil & gas 2014 conference and exhibition, Moscow. – 2014. – 18 p.
- 2.Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Новый инженерный метод создания PVT-модели природной конденсатной смеси/ Вести газовой науки. - 2015. - №4(24). - С. 14.

# Методики адаптации PVT модели

## Блок-схема и влияние параметров УРС на кривую потерь



Влияние параметров уравнения состояния на поведение кривой потерь насыщенного конденсата



### SPE-171238-RU

«Эффективный инженерный метод создания адекватной PVT модели природной газоконденсатной смеси с использованием уравнения состояния»

Ющенко Т.С. МФТИ (ГУ), А.И. Брусиловский ООО Газпромнефть-НТЦ

# Методики адаптации PVT модели

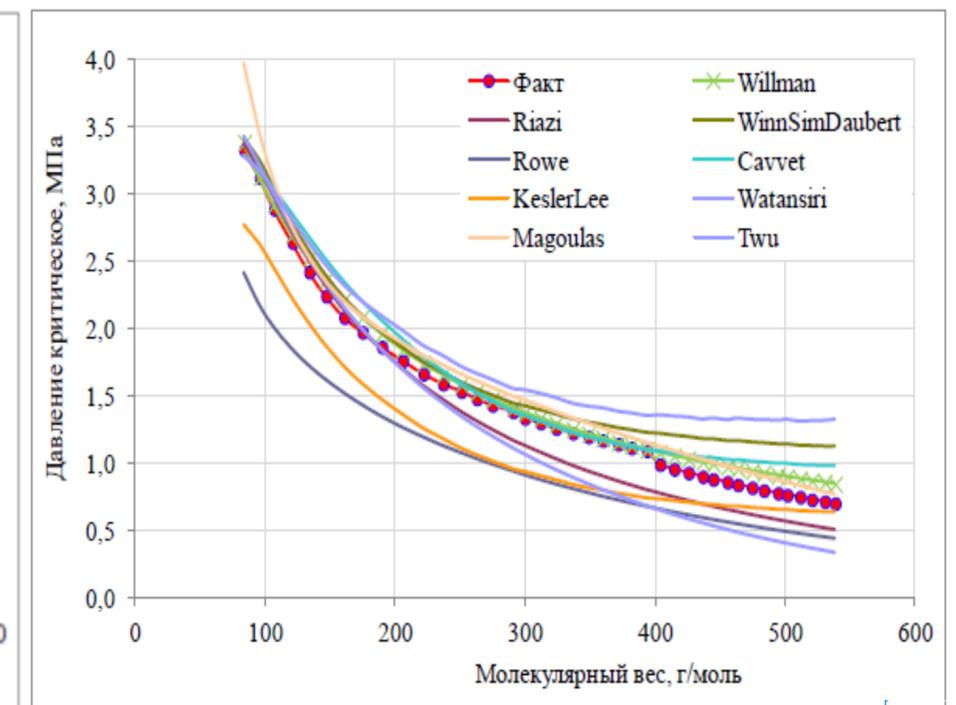
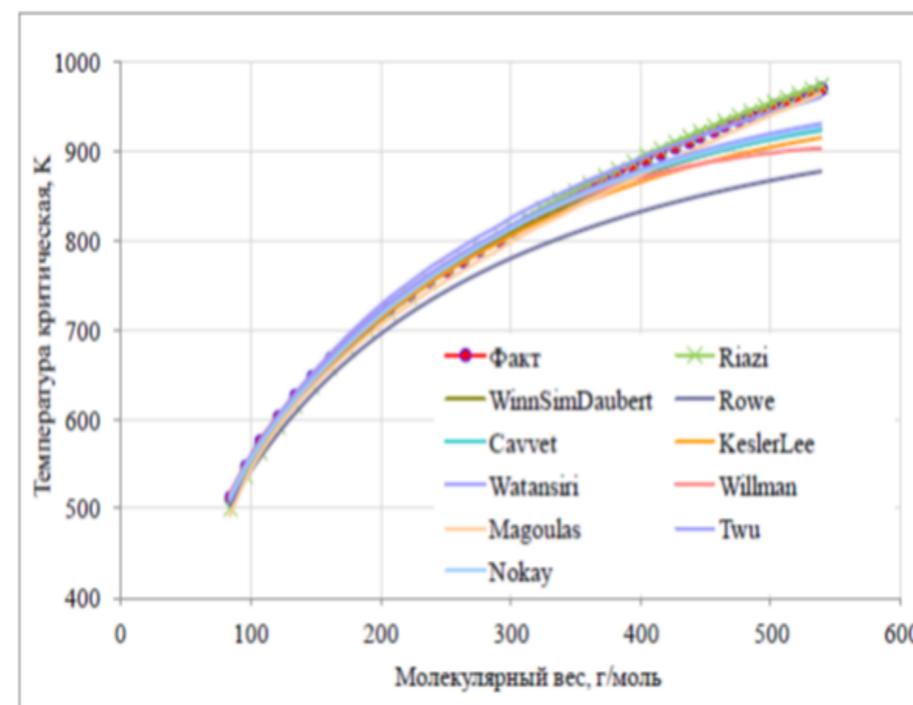
## Алгоритм Ющенко и Брусиловский

Для настройки потенциального содержания стабильного конденсата в пластовом газе рассчитываем молекулярную массу остатка через экспериментальное значение величины  $P_{C5+}$ :

$$M_{C_{n+}} = \frac{0.02404 * (1 - z_{C_{5+}}) * P_{C_{5+}} - \sum_{i=0}^{n-1} z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{z_{C_{n+}}}$$

Для определения свойств фракций используются следующие корреляции:

- **Критические параметры:** корреляции Кеслера – Ли, Риази– Дауберта, Кэветта, Тву, Ахмеда, Винна, Педерсен и др.
- **Ацентрический фактор:** Эдмистера, Ли – Кеслера, Риази – Аль-Саххафа, Педерсен и др.
- **Шифт-параметр:** Явери – Юнгрен.
- **Коэффициенты парного взаимодействия:** Чу и Прауснитц, Фендер и Халси, Тсонопоулос и др.



# Методики адаптации PVT модели

## Алгоритм Ющенко и Брусиловский

Для расчета свойств фракций (критические температура и давление, ацентрический фактор) используют независимые корреляции, в которых параметрами являются молекулярная масса, плотность фракции, температура кипения и т.д.

В таком случае система, состоящая из:

- уравнения состояния для отдельной фракции при стандартных условиях;
- уравнения для критической температуры;
- уравнения для критического давления;
- уравнения для ацентрического фактора

Является переопределенной. (4 уравнения и 3 неизвестных).

# Методики адаптации PVT модели

## Расчет критических свойств фракций

Расчет  $P_c$  фракций с использованием УРС, записанного для стандартных условий

1. Расчет  $T_c$  с помощью корреляций (например Lee-Kesler)

$$T_c = \left( 615.06 + 1459.8\gamma + 0.4244(1 + 0.1174\gamma)T_b + \frac{1(.5128 - 10.5699\gamma)10^5}{T_b} \right)$$

2. Расчет ацентрического фактора с помощью корреляции (например Riazi-Al-Sahhaf)

$$\omega = -\left( 0.3 - e^{-6.252 + 3.64457 \cdot M^{0.1}} \right)$$

3. Расчет  $P_c$  фракции с помощью УРС записанного для фракции для стандартных условий

$$p_c^3 + \frac{pBv - 2RTv + A}{pv^2 - RTv} p_c^2 - \frac{3pBv + B^2RT - AB}{pv^3 - RTv^2} p_c + \frac{pB^3}{pv^3 - RTv^2} = 0$$

$$A = 0.45724R^2T_c^2, B = 0.0778RT_c$$

# Оценка чувствительности

## Оценка влияния параметров на свойства у/в системы

В таблице приведено относительное изменение свойств модели к 10% изменению параметра модели:

Параметры модели	Относительное изменение значения давление начала конденсации	Относительное изменение плотности
$T_c$	$\approx 4\%$	$\approx 20\%$
$p_c$	$\approx 15\%$	$\approx 7\%$
$\omega$	$\approx 1\%$	$\approx 10\%$
$K$	$\approx 12\%$	$\approx 0$
$s_i$	$\approx 0$	$\approx 10\%$
Параметры разбиения $C_n+$	$\approx 2\%$	$\approx 8\%$

# Группирование PVT модели

## Необходимость и правила группировки

### Для чего проводится группирование?

- Уменьшение времени расчетов при композиционном моделировании

$t_b$

### Сколько должно быть компонентов для моделирования?

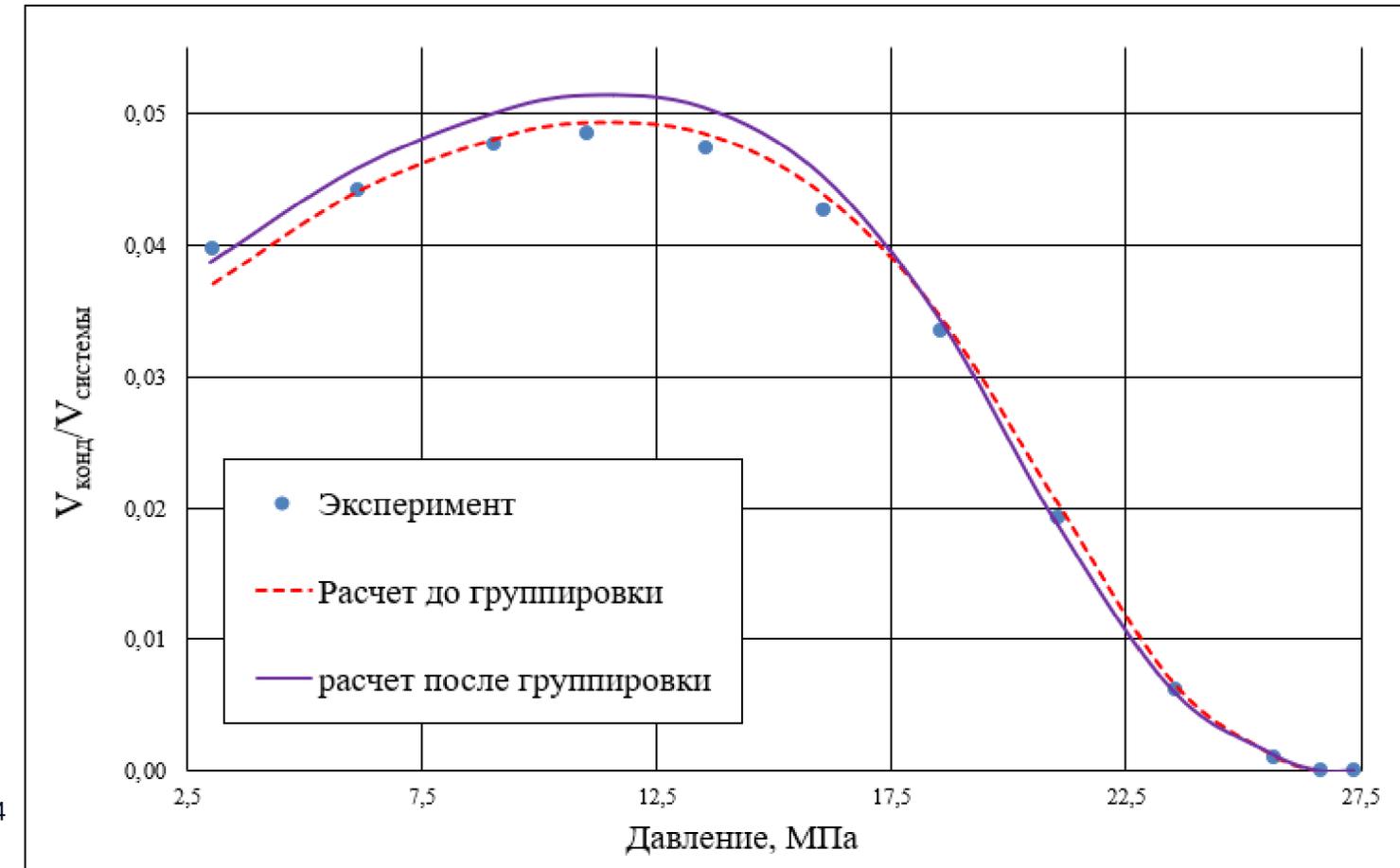
Для истощения достаточно в пределе два компонента, для моделирования смешиваемости (например газовые МУН) – 4-10 компонент

Критерии группирования:

- Близкие свойства компонентов (константы равновесия, молярная масса и др.)
- Близкий тренд зависимости  $\log(K)$  от давления
- Удовлетворительная настройка группированной модели на экспериментальные замеры

### Правила группировки компонент:

- «Газовые» ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$ ) и «нефтяные» ( $\text{C}_5$  и тяжелее) компоненты нельзя группировать друг с другом;
- Газовые компоненты лучше объединять следующим образом:  $\text{N}_2$ - $\text{C}_1$ ,  $\text{CO}_2$ - $\text{H}_2\text{S}$ - $\text{C}_2$ ,  $\text{C}_3$ - $\text{C}_4$
- Если планируется закачка газа (например,  $\text{CO}_2$ ), то данный компонент не рекомендуется объединять с остальными;
- Тяжелые компоненты рекомендуется объединять таким образом, чтобы закономерность распределения мольной доли от молекулярной массы компонент сохранялась.
- Для более точного моделирования ретроградных процессов вблизи давления начала конденсации несколько последних фракций не следует объединять.



# Точность адаптации PVT-модели

## Пределы допустимых погрешностей PVT параметров

### Z-factor

- Влияет на запасы – точность сбивки 3-5%

### КГФ в Separator-тесте

- Погрешность сбивки 5%

### Плотность

- Определяется в лаборатории с точностью до 1% - погрешность сбивки должна быть 1-2%

### Потери конденсата в CVD тесте

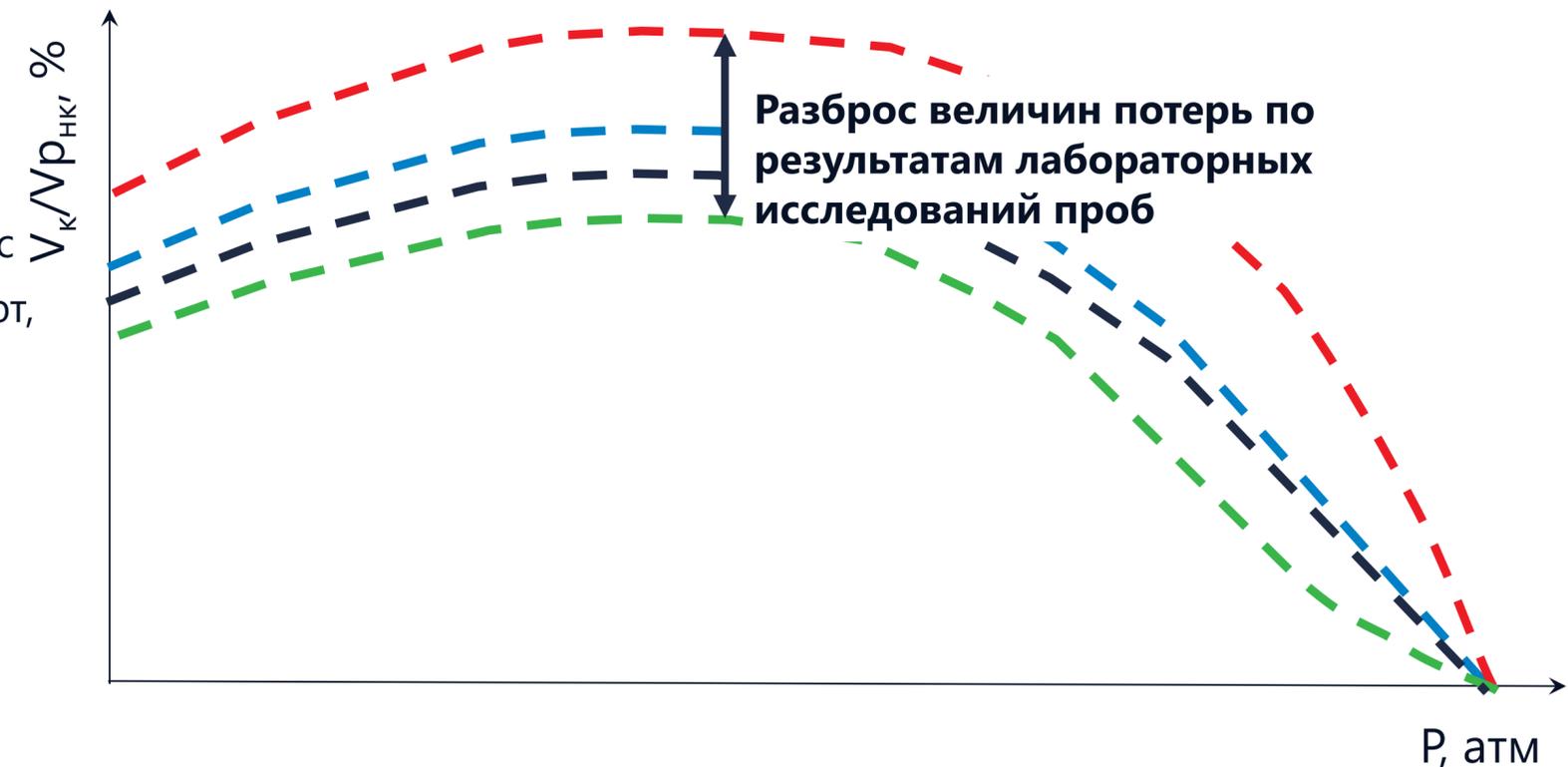
- Надо руководствоваться разбросом величин по другим пробам с этого пласта и с этих глубин. Обычно сбивают с точность 5-8% (зависит от того какую часть сбивают, правую – точнее, чем левую около  $P_{забрасывания}$ )

### $R_{нк}$

Определяется достаточно точно, погрешность сбивки 1-2 %

### Вязкость

точность определения в лаборатории варьируется в широких пределах 5-15% по газу. Погрешность при адаптации желательна 5%



## Контроль качества PVT свойств сепараторных проб

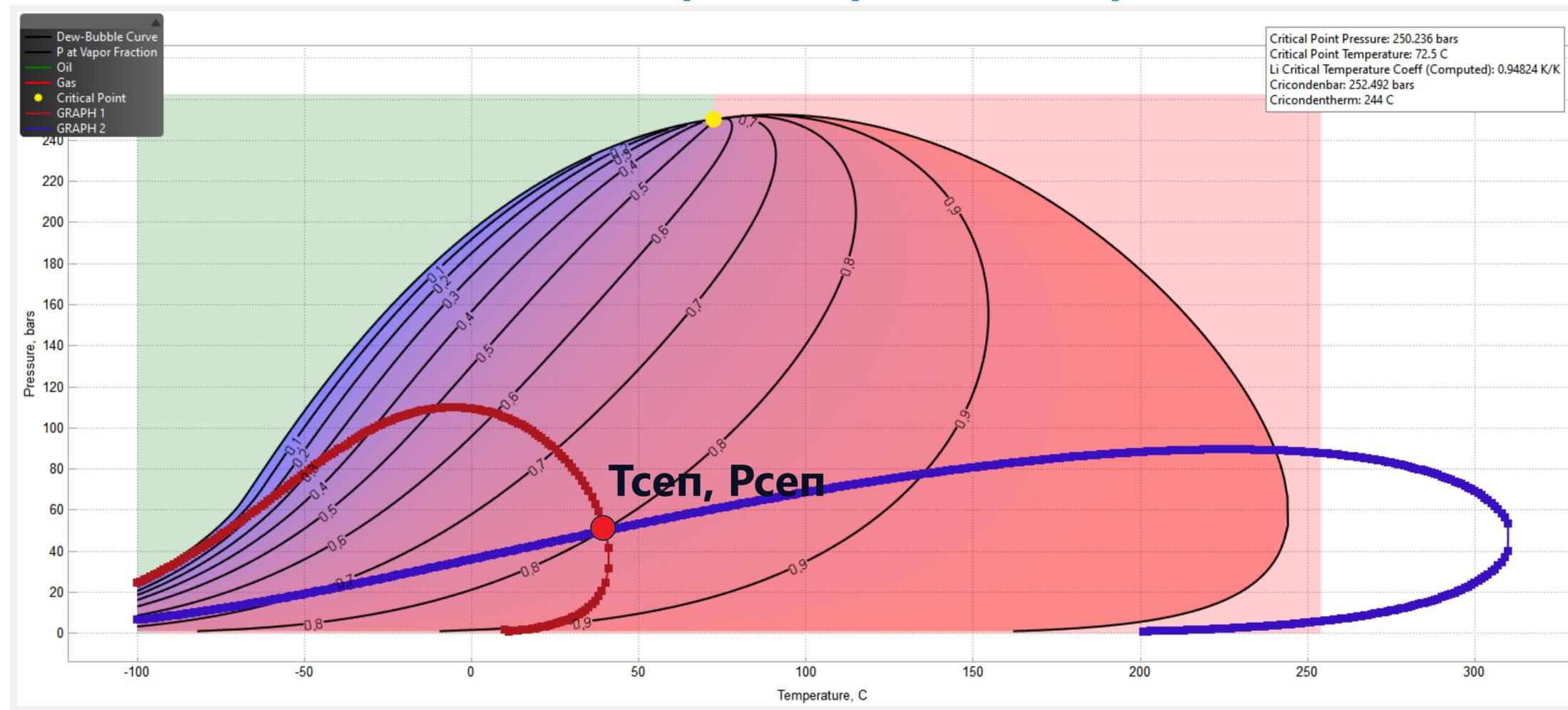
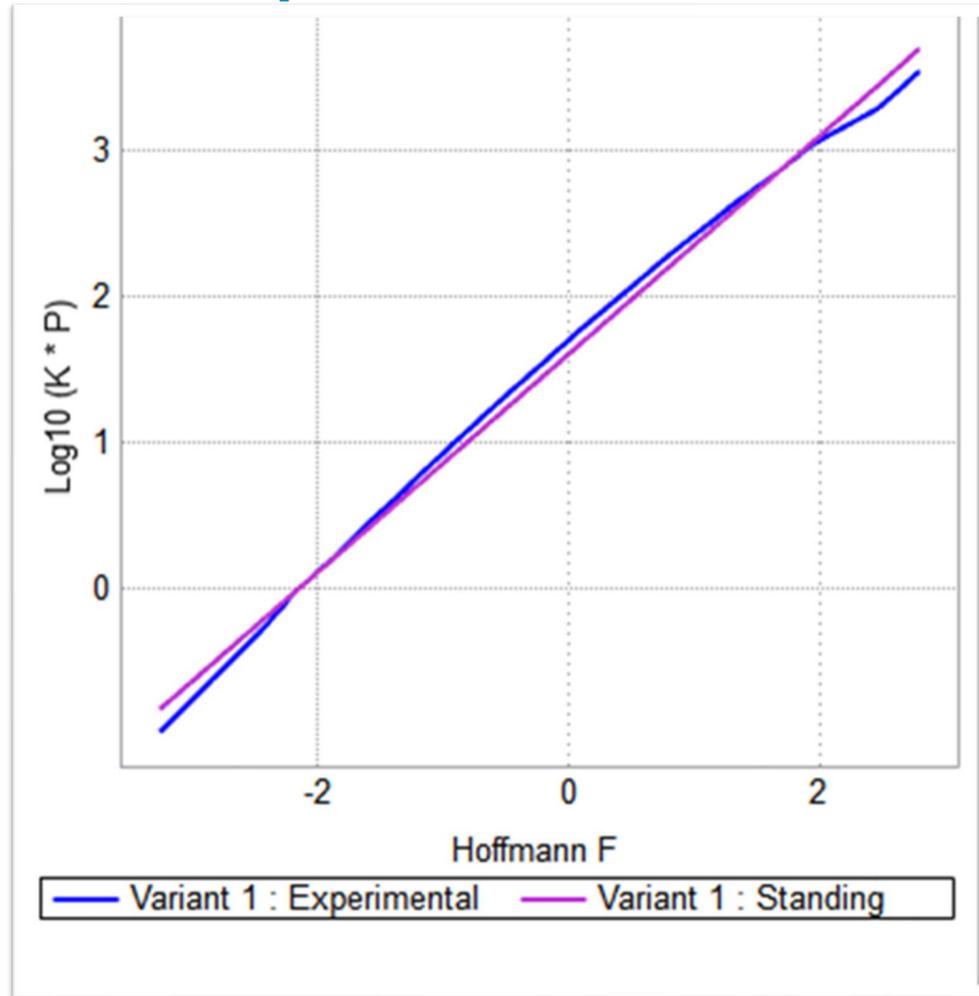


График Hoffman-Crump-Hocott\*  
При равновесии составов газа сепарации и насыщенного конденсата  $R^2 > 0.99$

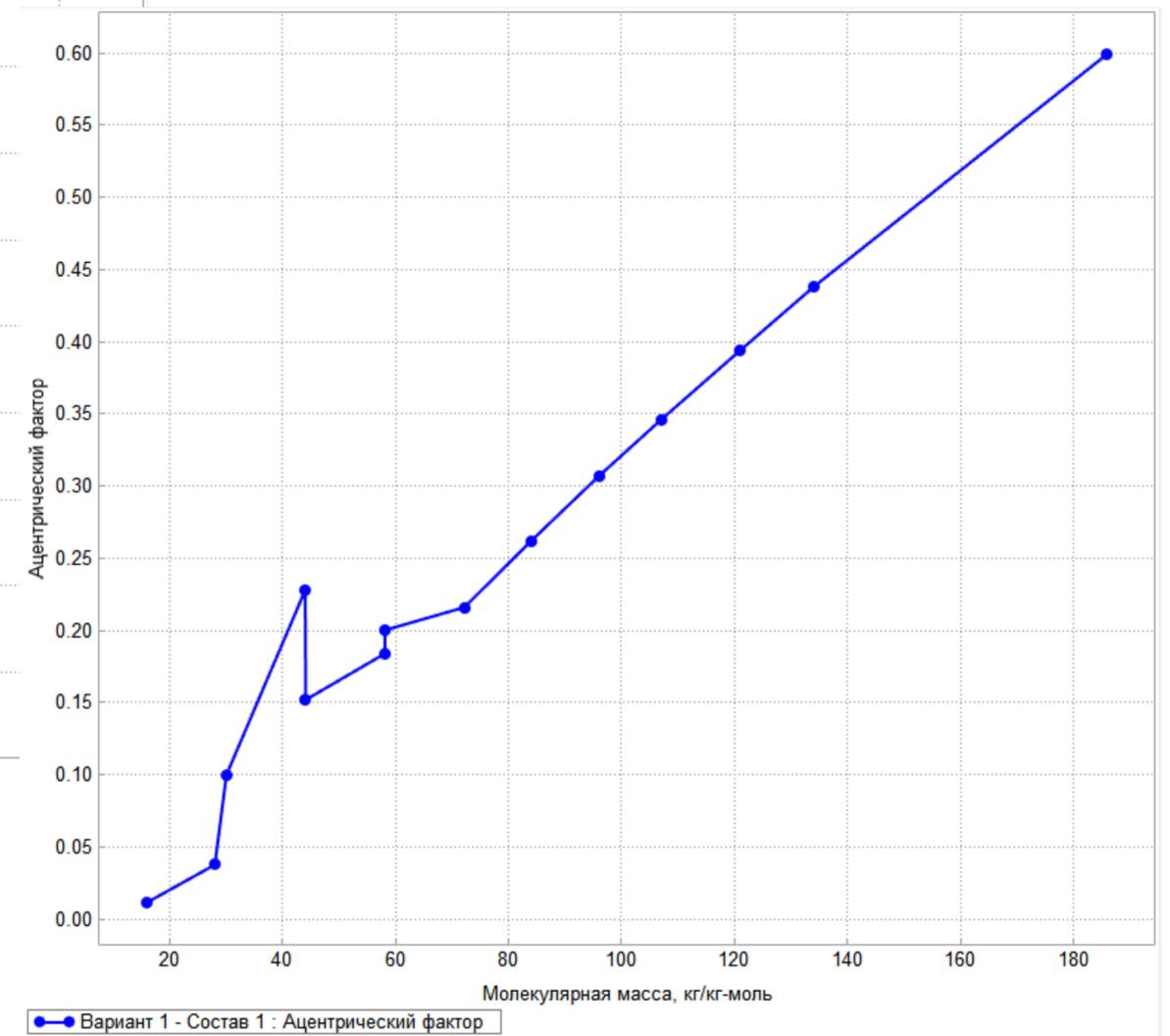
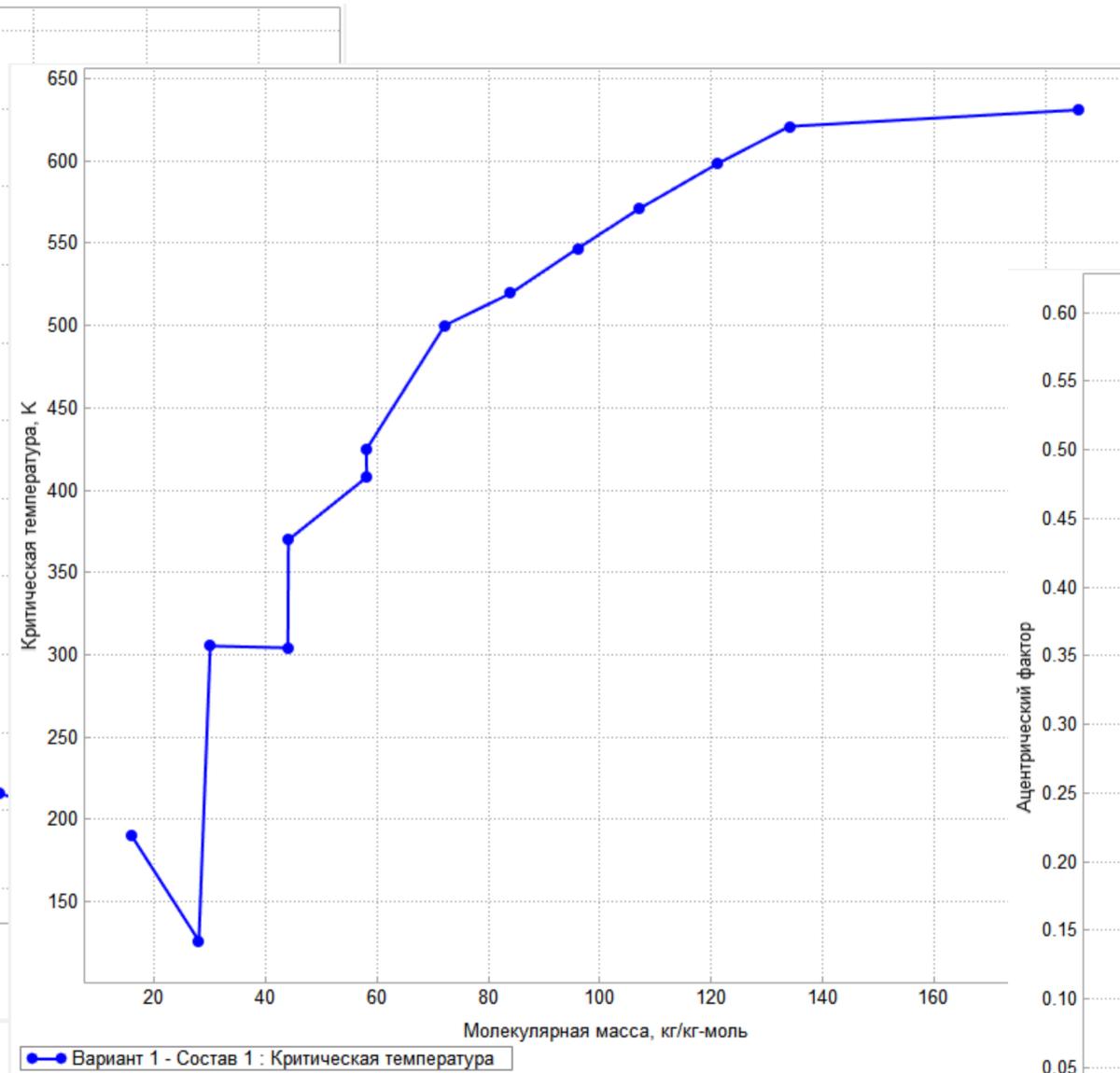
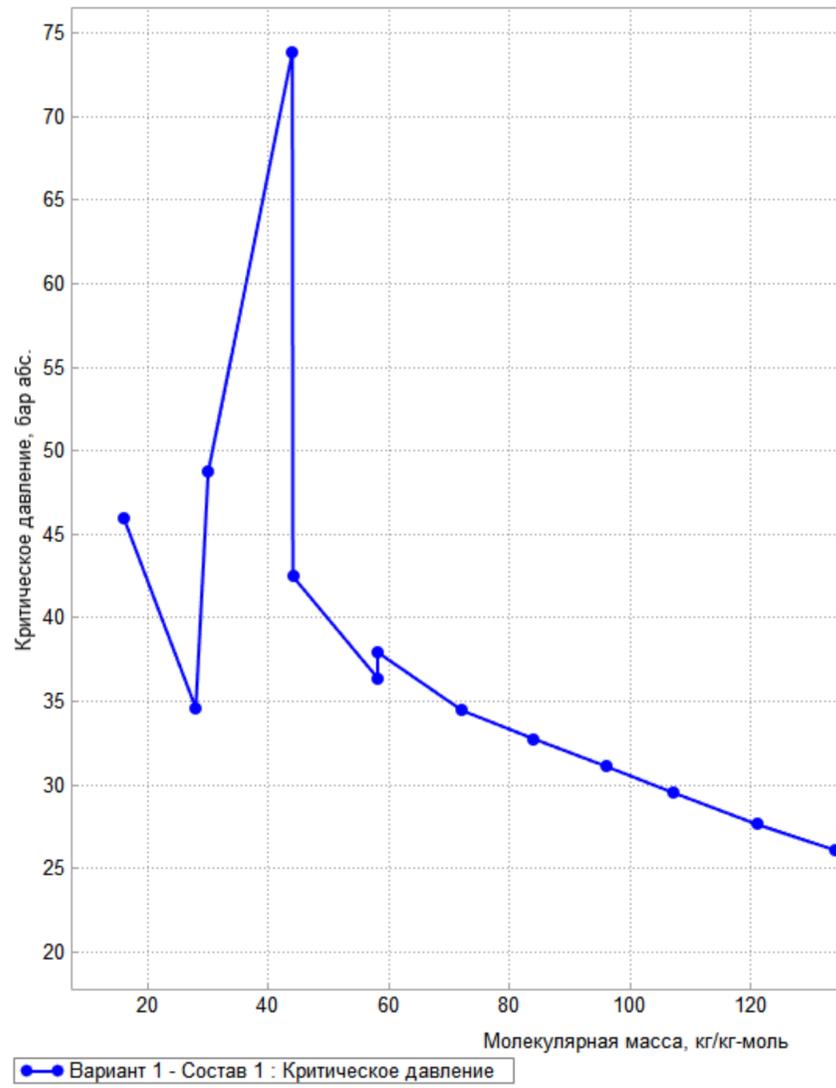
$$b_i = \frac{\log_{10}(P_{ci})}{\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}}}$$

Фазовые диаграммы газа сепарации и насыщенного конденсата. Точка пересечения должна соответствовать условиям сепарации

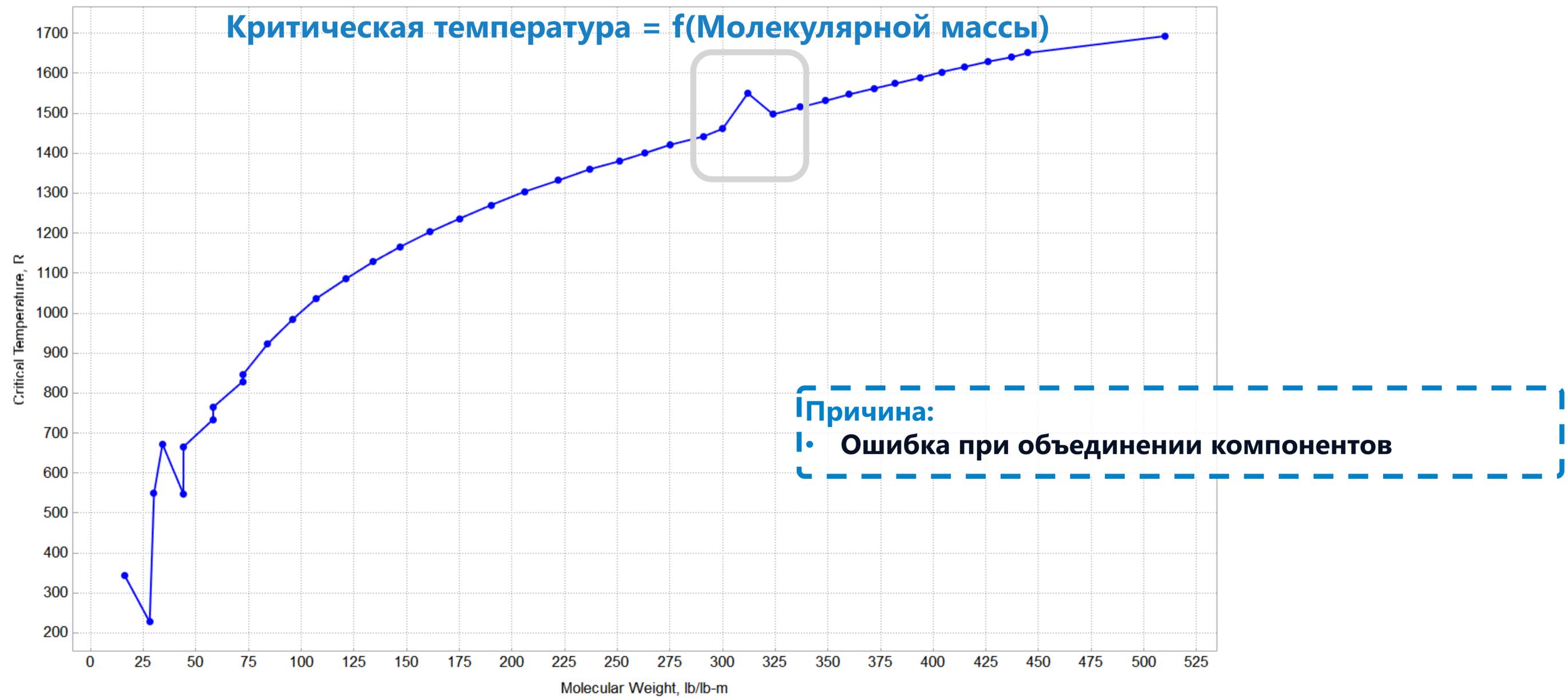
- i - индекс компонента
- K - Константа равновесия (соотношение мольных долей компонентов в газе и жидкости  $K_i = y_i/x_i$ )
- P - Давление (индекс sep – давление на ступени сепаратора, std – стандартное давление)
- $P_c$  - Критическое давление
- T - Абсолютная температура ( $T_{sep}$  – температура на ступени сепаратора)
- $T_b$  - Температура кипения при атмосферном давлении
- $T_c$  - Критическая температура

# QC

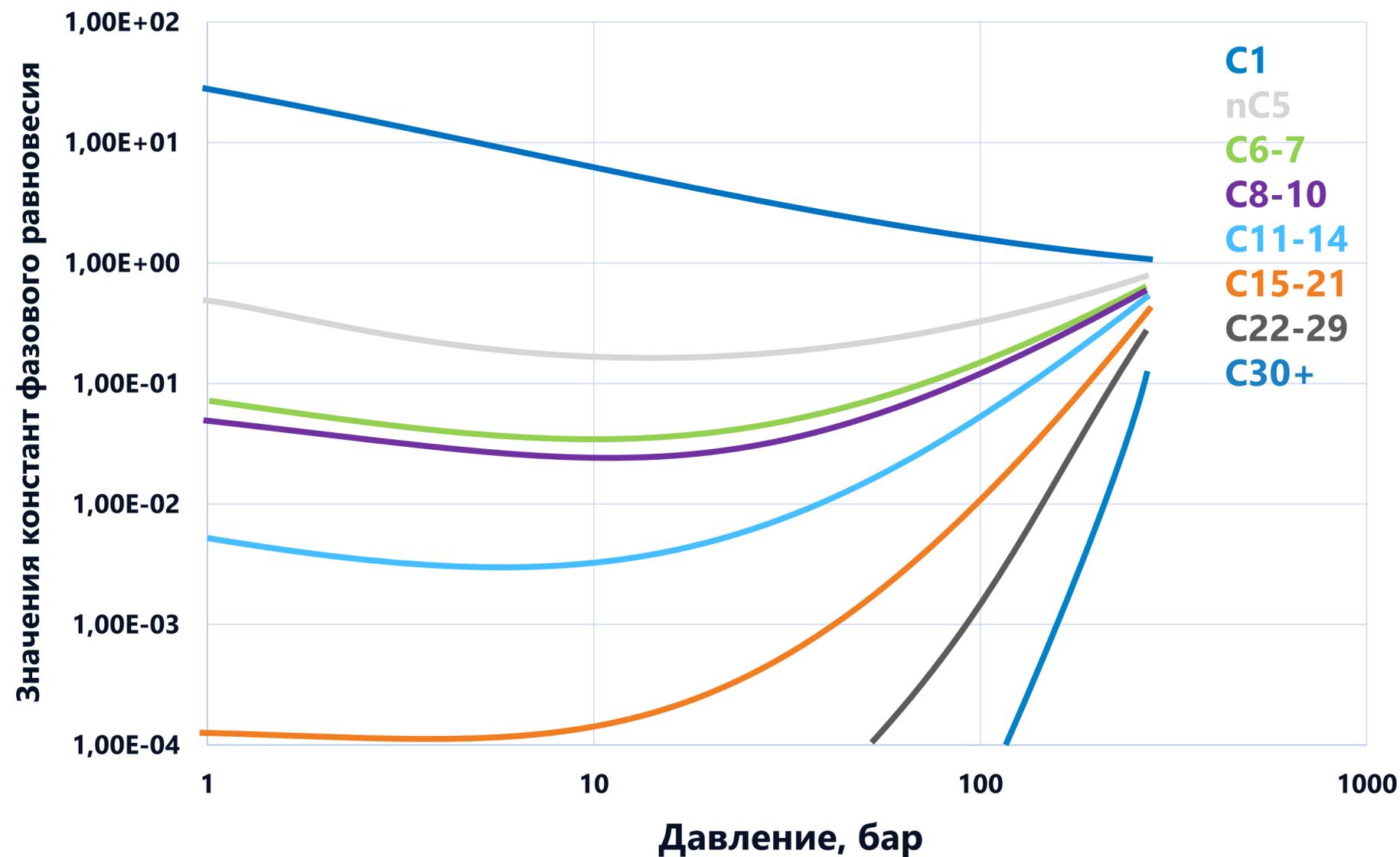
## Физичность и корректность PVT-модели



## Физичность и корректность PVT-модели



## Физичность и корректность PVT-модели



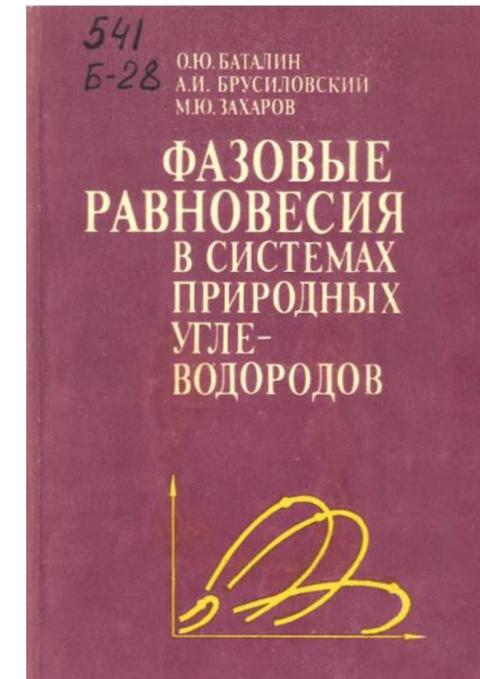
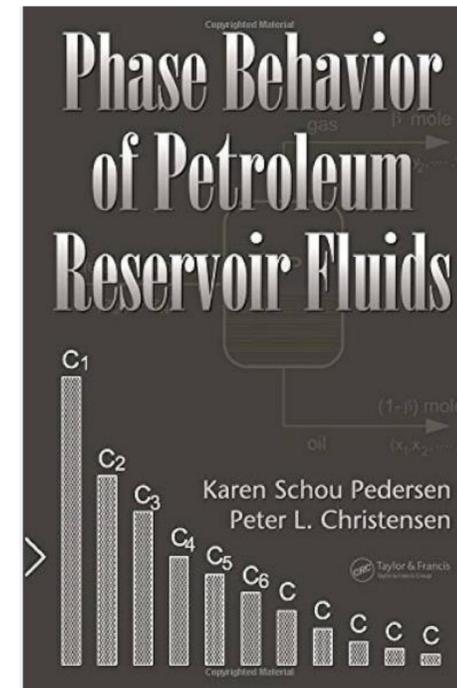
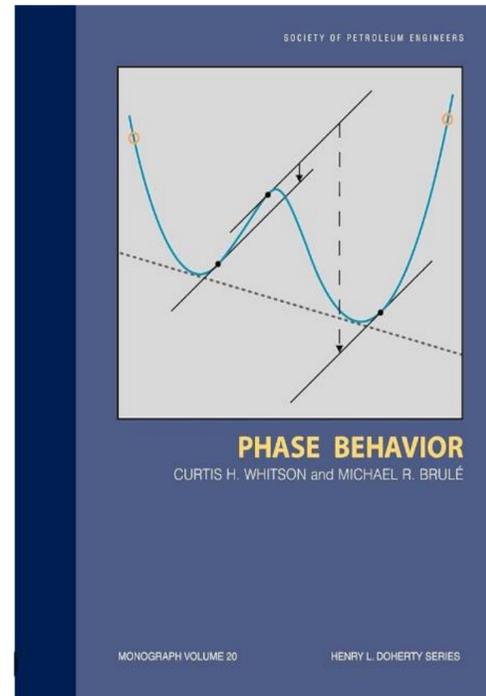
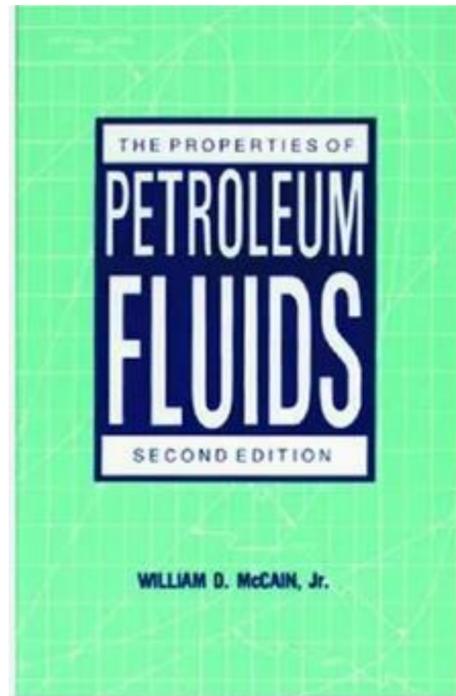
- Линии констант фазового равновесия должны монотонно уменьшаться с ростом молярной массы компонентов
- Линии констант фазового равновесия не должны пересекаться друг с другом (часто пересечение кривых связано с изменением коэффициентов бинарного взаимодействия)

# Выводы

- 1. Определиться с какой целью создается PVT модель**
- 2. Имеется несколько методик адаптации показателей модели с лабораторными экспериментами. Использование поэтапной методики Ющенко и Брусиловского позволяет с хорошей точностью воспроизводить основные результаты лабораторных исследований.**
- 3. Для описания свойств + фракции используйте данные фракционной разгонки, если они имеются, в качестве альтернативы – используйте один из математических методов разбивки (Whitson, Pedersen)**
- 4. Используйте методы проверки физичности и адекватности заданных данных и рассчитанной PVT-модели**



# Полезные материалы



# Полезные материалы

1. Gas Condensate – what is important and why? C.H Whitson NTNU, O. Fevang PERA
2. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. Society of Petroleum Engineers Journal, 683 (August 1983). C. H. Whitson, NTNU
3. «Эффективный инженерный метод создания адекватной PVT модели природной газоконденсатной смеси с использованием уравнения состояния» SPE-171238-RU Ющенко Т.С. МФТИ (ГУ), А.И. Брусиловский ООО Газпромнефть-НТЦ
4. PVT in liquid-rich shale reservoirs SPE 155499 C.H. Whitson, NTNU; S. Sunjerga, PERA
5. <https://wiki.whitson.com/>
6. «Проблемы и недостатки нормативно-методологической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов» Нефтяное Хозяйство 12.2021г. , П. А. Гужиков, ООО ТННЦ
7. Tuning an Equation of state – the critical importance of Correctly Grouping Composition Into Pseudocomponents SPE 96416 A.A. Al-Meshari, Saudi Aramco; R.A.A Zurita, Schlumberger; W.D. McCain Jr., Texas A&M U.

# Хотите узнать больше?

Описание функционала, учебные курсы и видеоуроки доступны на сайте:

[www.rfdyn.ru](http://www.rfdyn.ru)

# Остались вопросы?

Обратиться в техническую поддержку:

[tnavigator@rfdyn.ru](mailto:tnavigator@rfdyn.ru)

