

# **МОДЕЛИ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ.**

**СОСТАВ  
ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА**

# Введение

## Углеводороды

```
graph TD; A[Углеводороды] --> B[Газообразное состояние]; A --> C[Жидкое состояние]; A --> D[Твердообразное состояние]; B --> E[Природный газ]; C --> F[Нефть]; D --> G[Асфальтены]; D --> H[Смолы];
```

**Газообразное  
состояние**

**Природный  
газ**

**Жидкое  
состояние**

**Нефть**

**Твердообразное  
состояние**

**Асфальтены  
Смолы**

# Введение

- **Композиционная модель** – многокомпонентное описание.
- **Модель черной нефти** – двухкомпонентное описание (товарная нефть, природный газ)

# Углеводороды



# Алканы

- **Алканы** или **парафины** – насыщенные углеводороды с открытой цепью атомов.
- Формула –  $C_n H_{2n+2}$
- Структура - стабильна

# Изомеры

- Вещества, имеющие одинаковый состав и одинаковую молекулярную массу, но различное строение молекул, а потому обладающие разными свойствами, называются **изомерами**.
- Число изомеров увеличивается с увеличением количеств атомов углерода.

# Изомеры

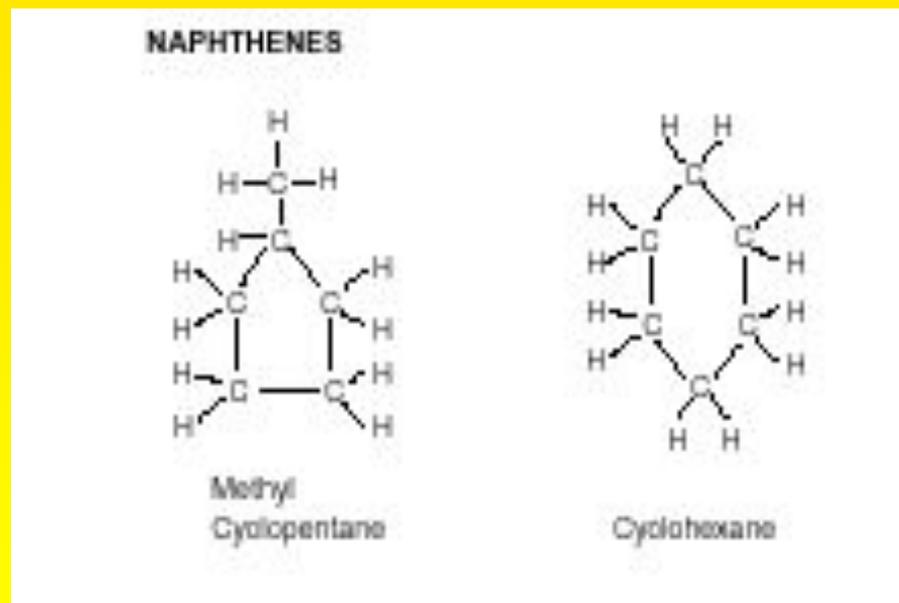
Name	Chemical Formula	Molecular Weight	Boiling Point (°C) at normal	Critical Temp °C	Density	
					Gas (air = 1)	Liquid (water = 1) conditions sp.gr.
Methane	CH <sub>4</sub>	16.04	-161.4	-82.4	0.554	0.415 (-614°)
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.07	-89.0	32.3	1.038	0.54 (-88°)
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.09	-42.1	96.8	1.522	0.585 (-44.5°)
n-butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	0.55	153.1	2.006	0.601 (0°)
Isobutane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	-11.72	134.0	2.006	0.557
n-pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.15	36.0	197.2	2.491	0.626
Isopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.15	27.89	187.8	2.491	0.6197
n-hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.17	60.30	228.0	2.975	0.6536

# Нафтенy

- Циклоалканы (циклопарафины) имеют замкнутое циклическое строение.

- Формула -  $C_n H_{2n}$

- Структура – стабильна.

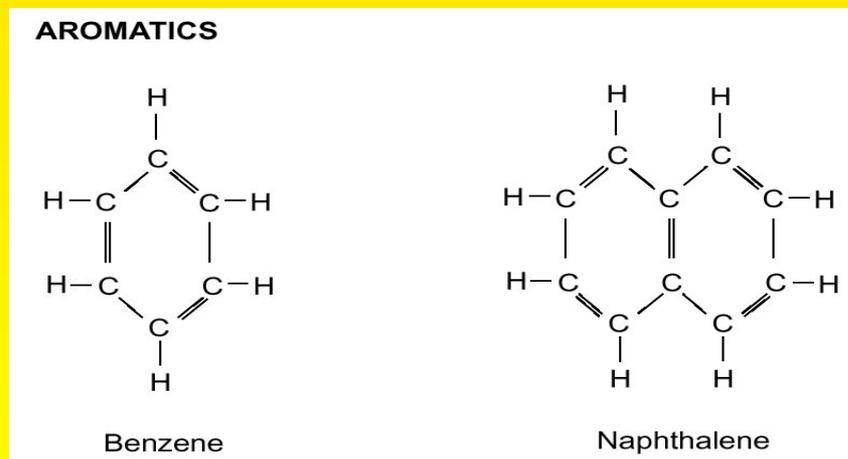


# Ароматические углеводороды

- **Ароматические углеводороды** – это циклические, непредельные углеводороды, содержащие ядро бензола.

- Формула –  $C_n H_{2n-6}$

- Структура стабильна.



# Асфальтены

- Асфальтены – очень вязкие, полутвердые, темно-коричневые углеводороды.
- Содержат большое количество серы, азота, кислорода.

# Неуглеводородные компоненты

- Сера – 0.04%-5%.
- Сера, сероводород (токсичен) – коррозийны
- Сульфиды – не коррозийны.
- Кислород – до 0.5%.
- Азот – 0.1% - 2%
- Углекислый газ - вызывает коррозию

# Упрощенное описание пластовой нефти

Газовый  
фактор

Объемный коэффициент  
пластовой нефти

Модель черной нефти

```
graph TD; A[Модель черной нефти] --> B[Газовый фактор]; A --> C[Объемный коэффициент пластовой нефти]; A --> D[Дегазированная нефть]; A --> E[Растворенный газ];
```

Дегазированная  
нефть

Растворенный  
газ

# Композиционное описание

## Композиционная модель

**Парафины**

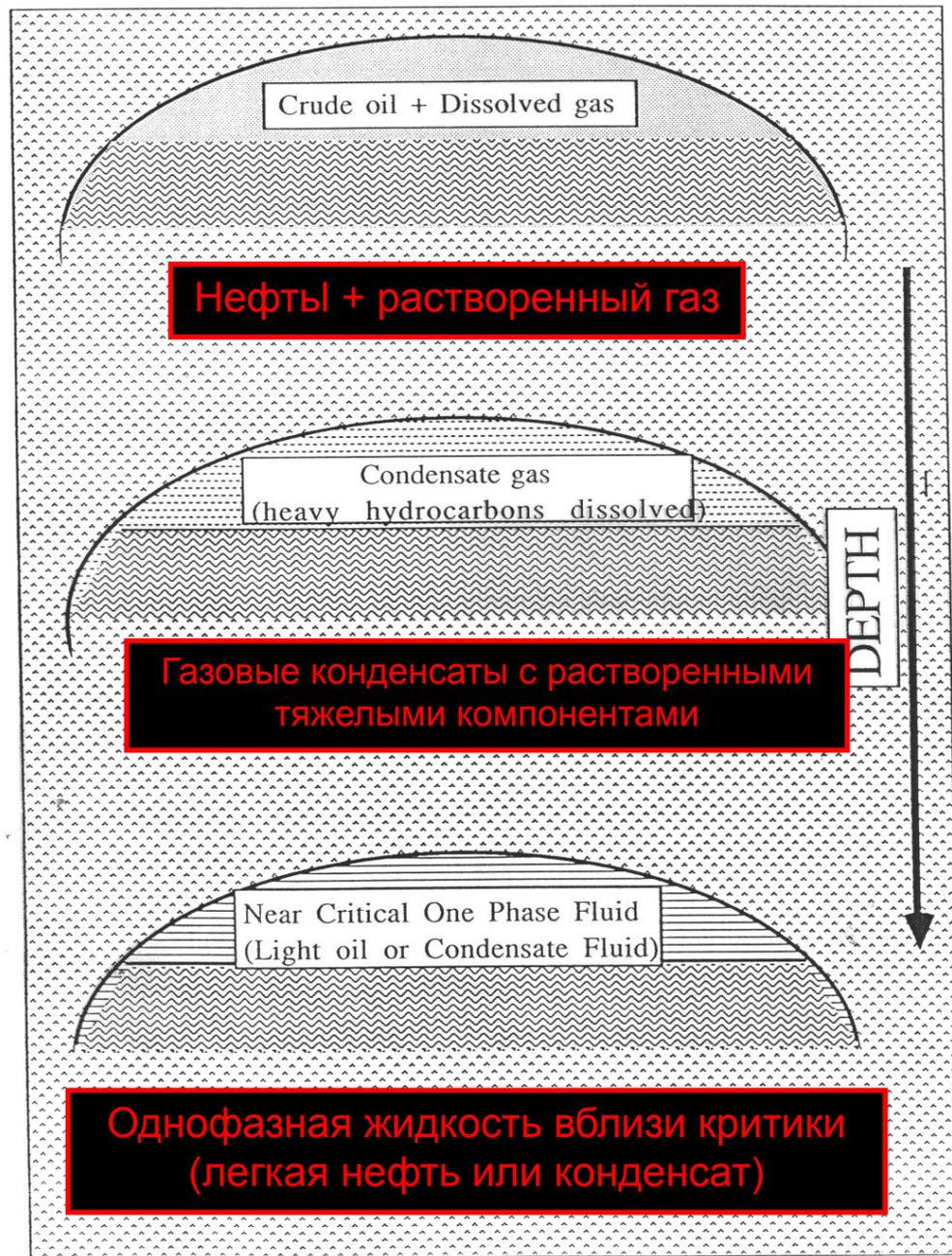


**Физические  
свойства  
ИЗВЕСТНЫ**

**Предельное С число  
(C<sub>6</sub> или C<sub>9</sub>)  
С+ компонент**

**Эффективный  
молекулярный  
и удельный веса**

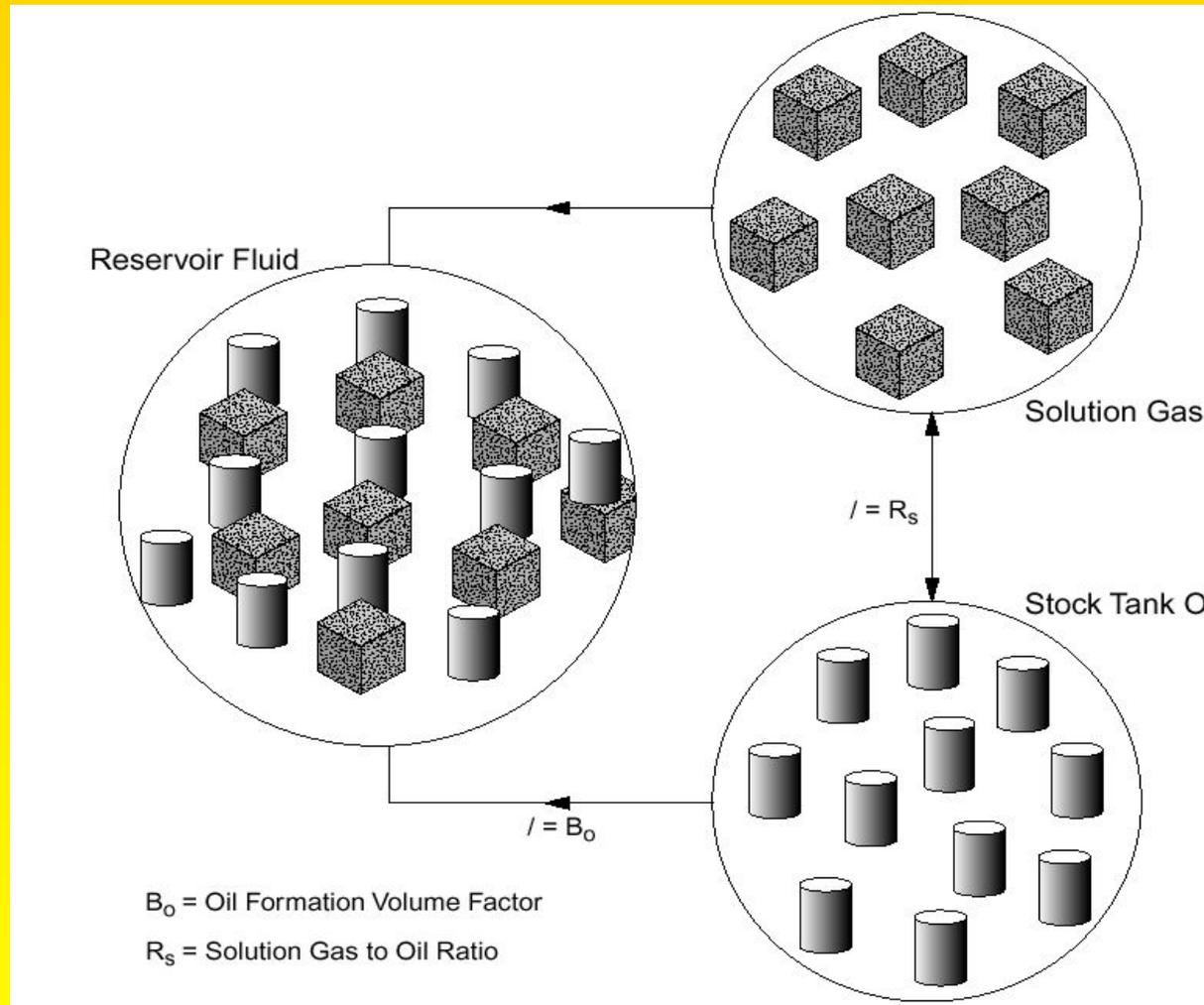
# Типы залежей



# Общий анализ (какую модель выбрать?)

Type	Dry Gas	WetGas	Gas Condensate	Volatile Oil	Black Oil
Appearance at surface	Colourless Gas	Colourless Gas + clear liquid	Colourless + significant clear/straw Colour	Brown liquid Some Red/Green Liquid	Black Viscous Liquid
Initial GOR (scf/stb)	No Liquids	>15000	3000-15000	2500-3000	100-2500
°API	-	60-70	50-70	40-50	<40
Gas S.G. (air=1)	0.60-0.65	0.65-0.85	0.65-0.85	0.65-0.85	0.65-0.85
Composition (mol %)					
C <sub>1</sub>	96.3	88.7	72.7	66.7	52.6
C <sub>2</sub>	3.0	6.0	10.0	9.0	5.0
C <sub>3</sub>	0.4	3.0	6.0	6.0	3.5
C <sub>4</sub>	0.17	1.3	2.5	3.3	1.8
C <sub>5</sub>	0.04	0.6	1.8	2.0	0.8
C <sub>6</sub>	0.02	0.2	2.0	2.0	0.9
C <sub>7+</sub>	0.0	0.2	5.0	11.0	27.9

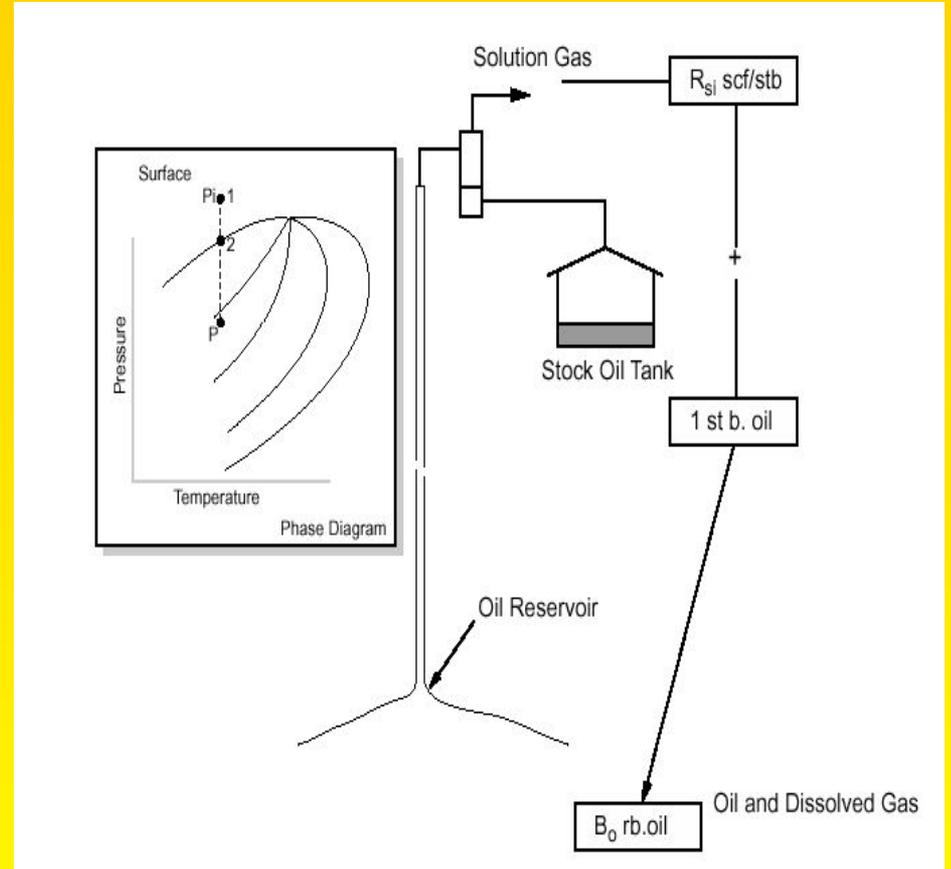
# Модель черной нефти



# Основные параметры модели черной нефти. Растворимость газа

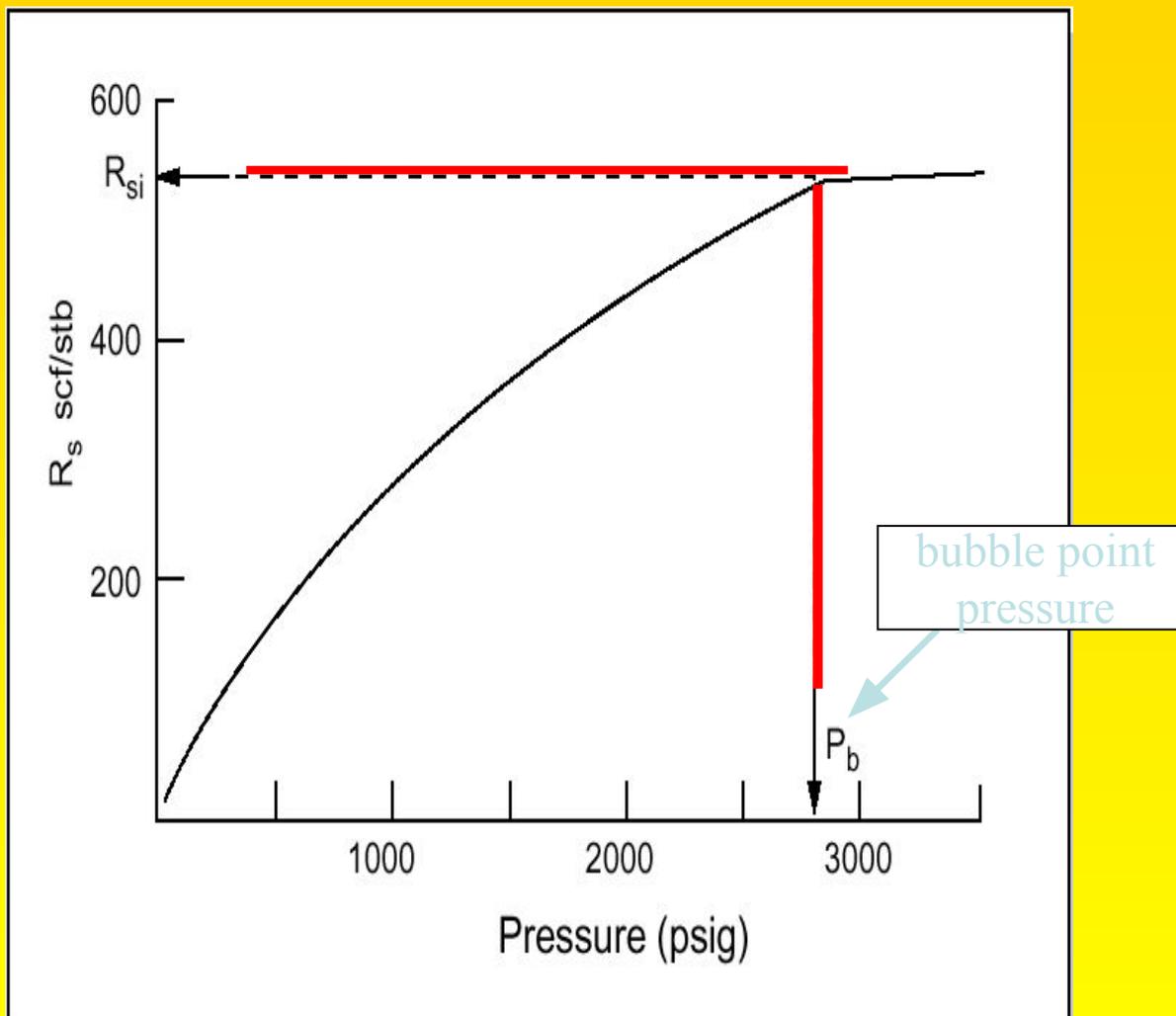
$R_s$  – это такое количество стандартных кубических футов газа, которое может быть растворено в одном барреле нефти (при стандартных условиях) в пластовых условиях.

Единицы измерения: SCF/STB



# Основные параметры модели черной нефти.

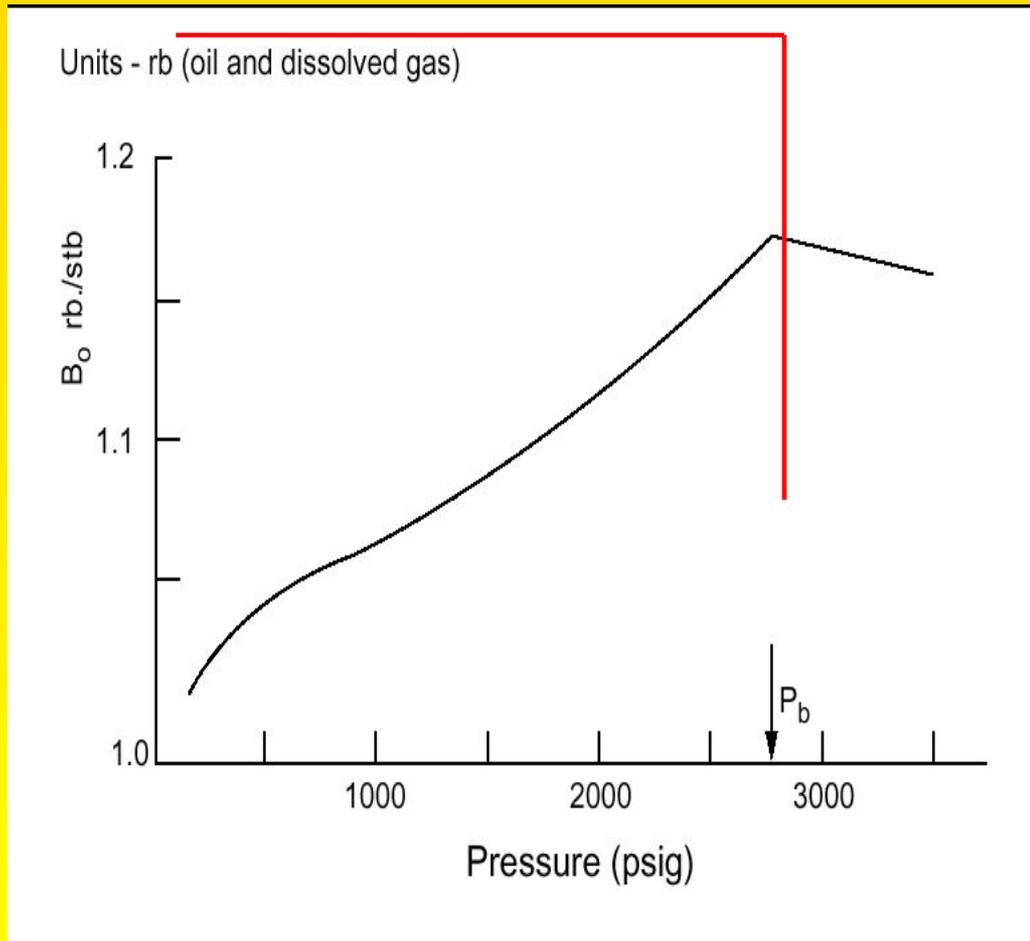
## Растворимость газа



# Основные параметры модели черной нефти. Объемный коэффициент нефти

- Объем нефти в пластовых условиях **больше**, чем объем нефти при стандартных условиях.
  1. **Выделение газа.**
  2. **Расширение нефти, вызванное уменьшением давления.**
  3. **Сжатие нефти в результате уменьшения температуры**

# Основные параметры модели черной нефти. Объемный коэффициент нефти



$B_o$  – объем пластовой нефти  
требуемый для производства  
одного стандартного барреля  
нефти.

**Единицы измерения:**  
res bbl/STB

$$b_o = \frac{1}{B_o}$$

# Основные параметры модели черной нефти. Сжимаемость нефти

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad c_o(P_2 - P_1) = -\ln \frac{V_2}{V_1}$$

выразим через объемный коэффициент

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T$$

# Основные параметры модели черной нефти.

## Удельная плотность жидкости

- **Относительная плотность** жидкости это отношение ее истинной плотности к плотности воды при нормальных условиях.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

- **<sup>0</sup>API gravity:**

$$\boxtimes API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

где  $\gamma_o$  относительная плотность.

# Эмпирические корреляции. Вязкость нефти

- Вязкость дегазированной нефти Beggs and Robinson:

$$\mu_{od} = 10^A - 1$$

$$\text{где, } \log A = 3.0324 - 0.0202^\circ API - 1.163 \log T$$

$\mu_{od}$  вязкость разгазированной нефти в ср  
при T в °F.

- Вязкость дегазированной нефти Egbogah and Ng:

$$\log A = 1.8653 - 0.025086^\circ API - 0.56441 \log T$$

- Влияние растворенного газа:

$$\mu_{ob} = C \mu_{od}^B \quad C = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338}$$

$\mu_{ob}$  вязкость нефти с растворенным газом

## Эмпирические корреляции. Давление насыщения, объемный коэффициент (Standing)

Для расчета давления разгазирования

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right) 10^{(0.00091T - 0.0125(\text{API}) - 1.4)} \right]$$

Для расчета объемного коэффициента

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\rho_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2}$$

# Подведем итоги.

## Parcimony Principle



# Подведем итоги.

- Нефть и газ сложные многокомпонентные системы, содержащие алканы, нафтены, ароматические УВ, смолы и асфальтены.
- Существует два подхода к описанию этих систем: упрощенный - черная нефть, композиционный с расчетом компонентного изменения фаз.
- Выбор модели осуществляется по: значению газового фактора, плотности выделяемого из нефти газа, плотности газа в  $API^0$
- В модели черной нефти основными характеристиками жидкой фазы являются: коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, плотность, давление разгазирования, вязкость.
- Существуют эмпирические зависимости указанных параметров от плотности  $API^0$

# **КОМПОЗИЦИОННЫЕ МОДЕЛИ.**

**ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ  
МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ  
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ**

# Для чего нужны РVT?

- Продуктивность скважины невозможно рассчитать правильно, не зная свойств флюидов
- Зимой многие нагнетательные скважины замерзают, но показатели добычи нефти выше, чем летом. Почему? Вода занимает  $\frac{3}{4}$  вертикальной трубы длиной 2,4 км. Каково давление в забойной зоне?
- Свойства нефти и газа в скважине непостоянны. Как рассчитать  $P_{wf}$ ?

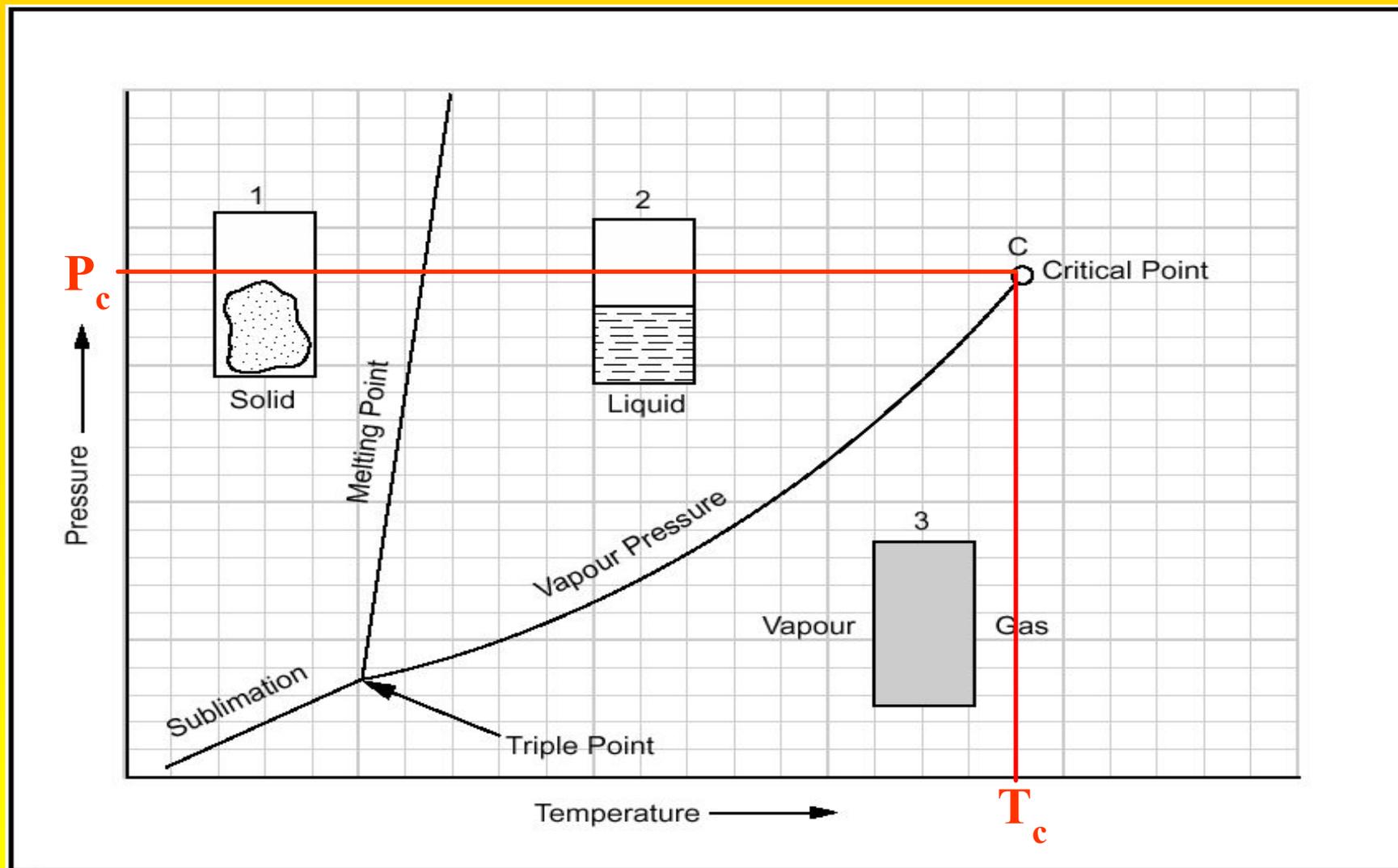
# Для чего нужны PVT?

- Извлечен 1 м<sup>3</sup> нефти. Как заполнилось созданное пустое пространство?
- Извлечены 1,000,000 тонн нефти и 300,000 тонн газа. Как заполнилось созданное пустое пространство?
- Как добыча нефти влияет на среднее пластовое давление? На PVT-свойства флюидов?

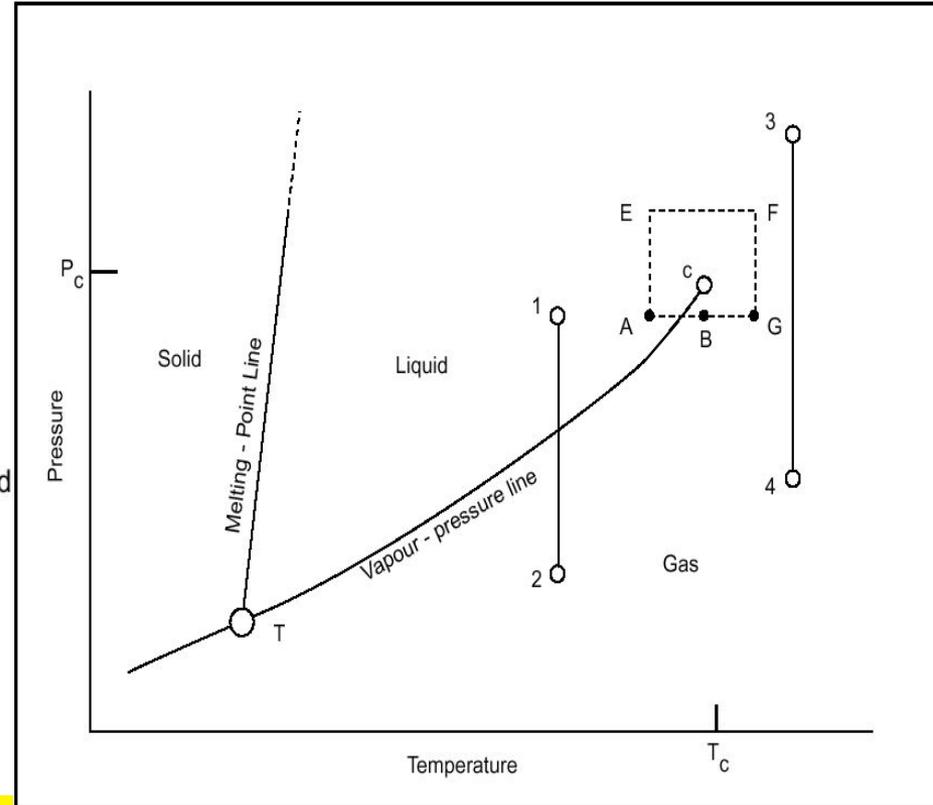
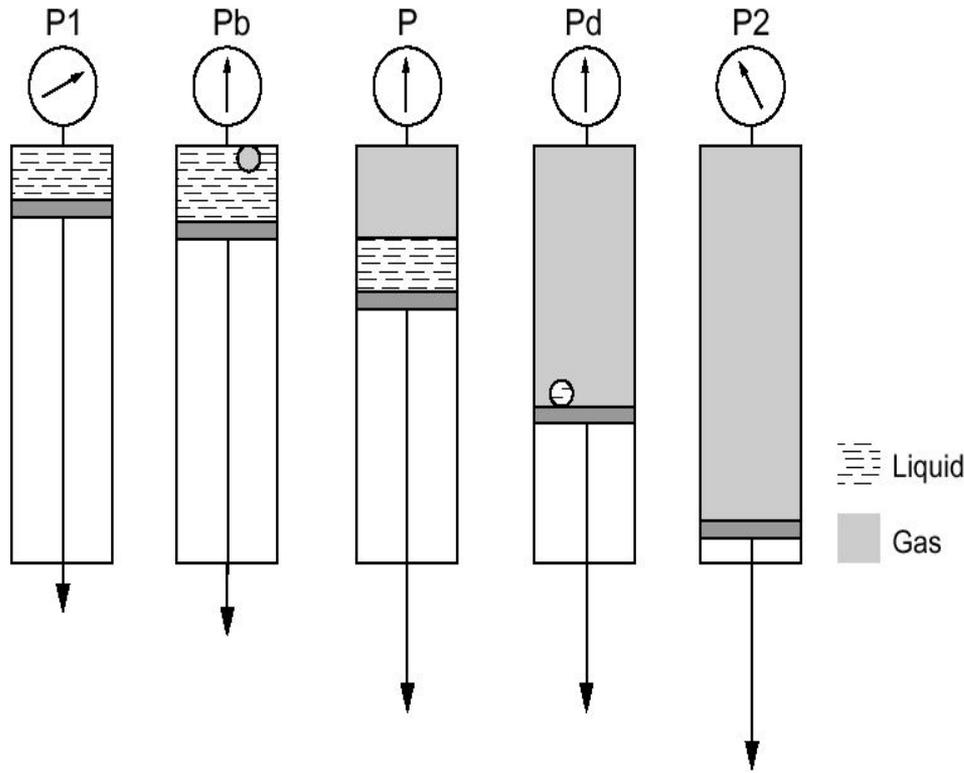
# PVT - Определения

- Фаза (состояние) описывает агрегатное состояние системы (газообразное, жидкое, твердое);
- Компонент относится к отдельным составным частям независимо от состояния системы;
- Моль – грамм-молекулярный вес;
- Мольная доля – отношение количества молей компонента к общему количеству молей в смеси;
- Массовая доля – отношение массы компонента к общей массе смеси

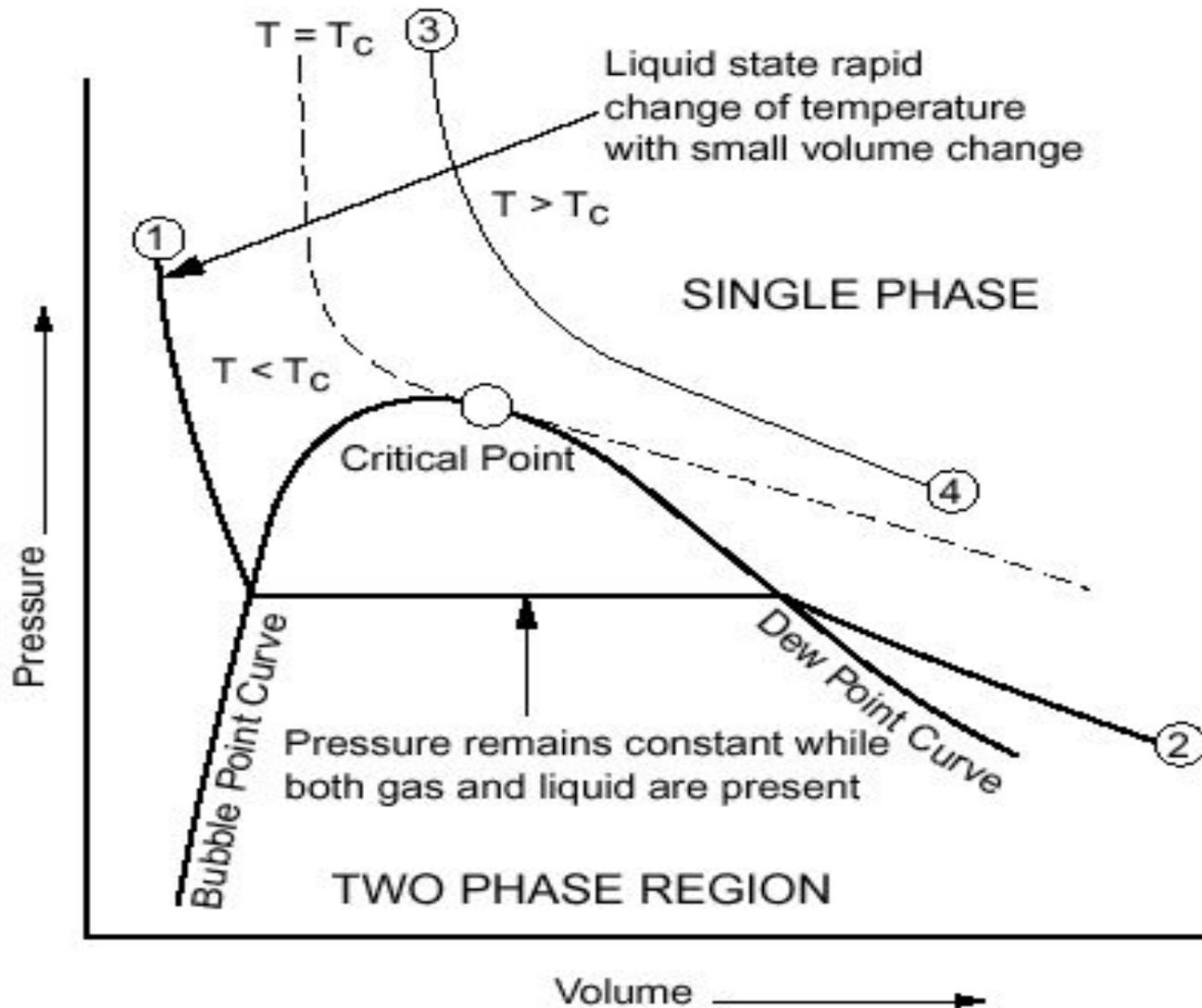
# Фазовая диаграмма (чистые вещества)



# Диаграмма «давление-температура» (P-T)

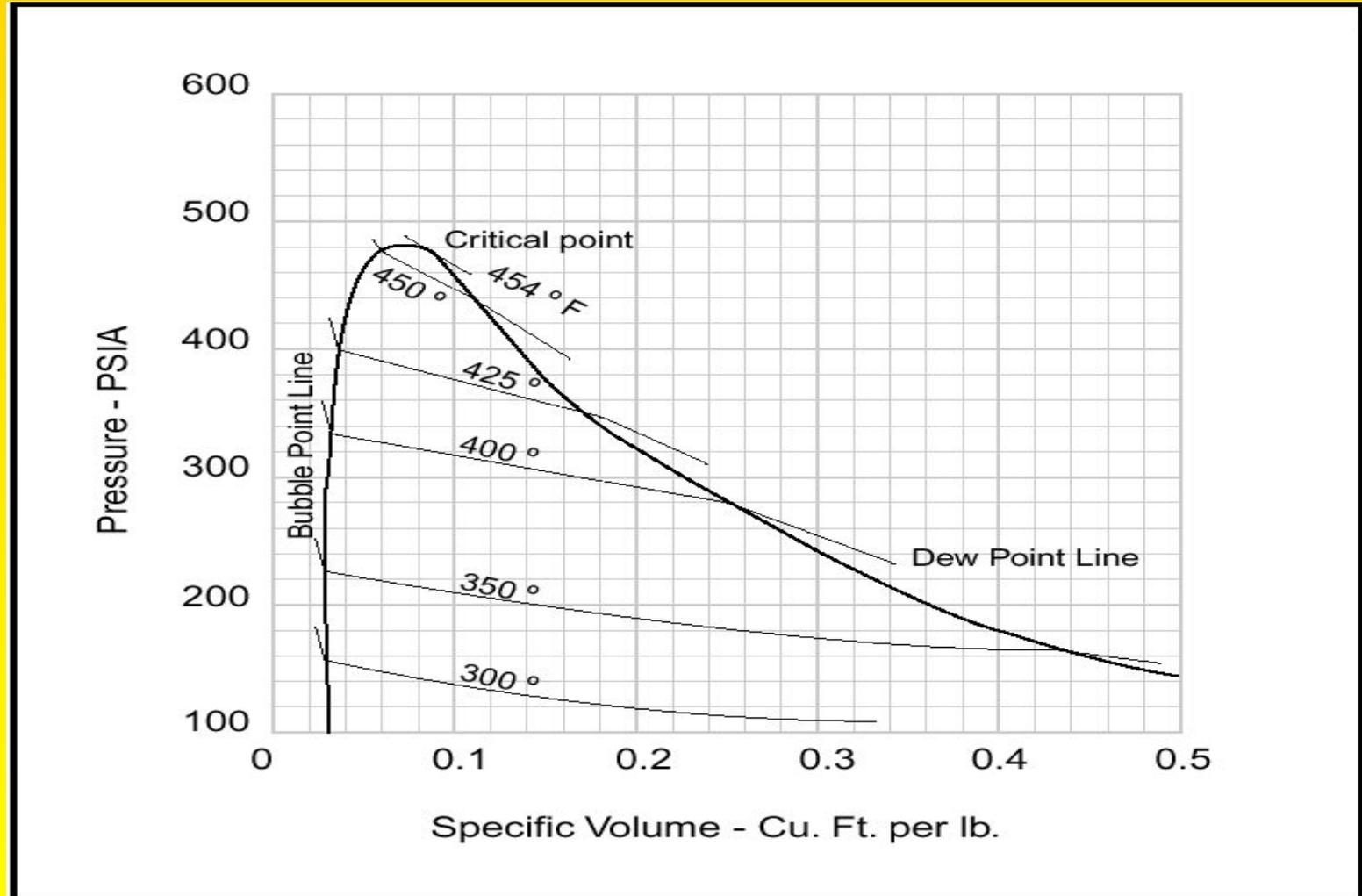


# Диаграмма «давление-объем» (P-V)

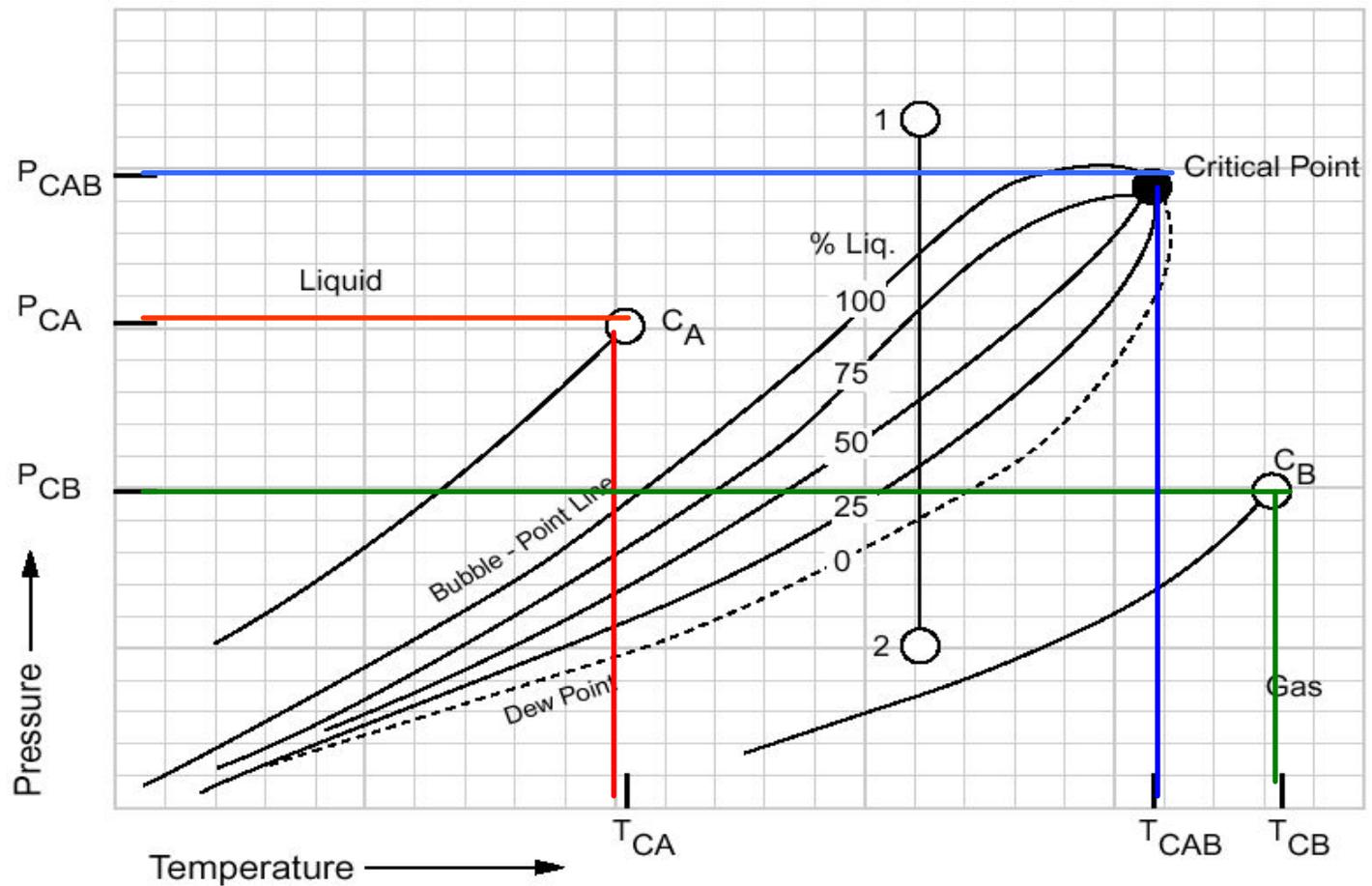


# Двухкомпонентная система

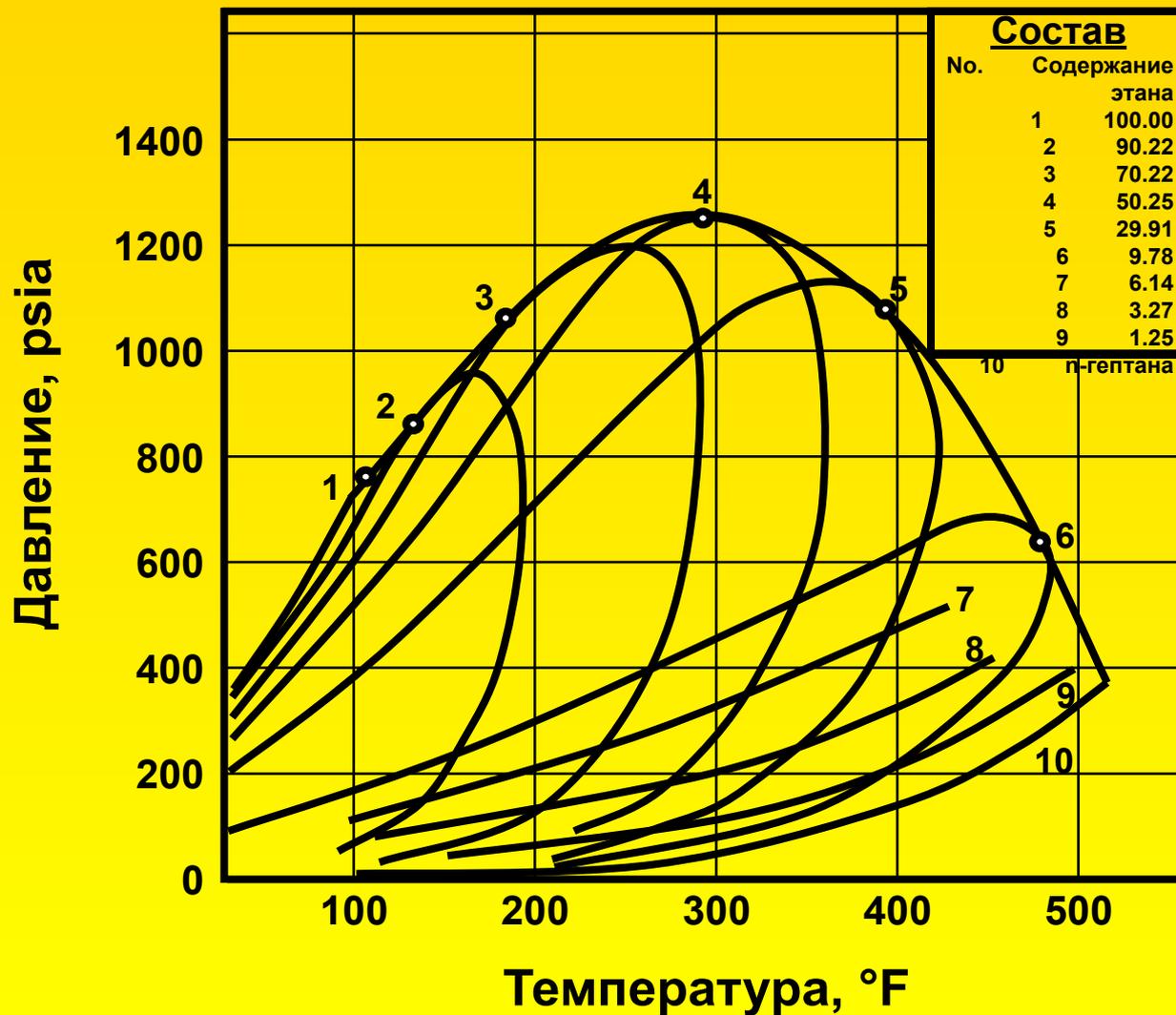
## Диаграмма «давление-объем»



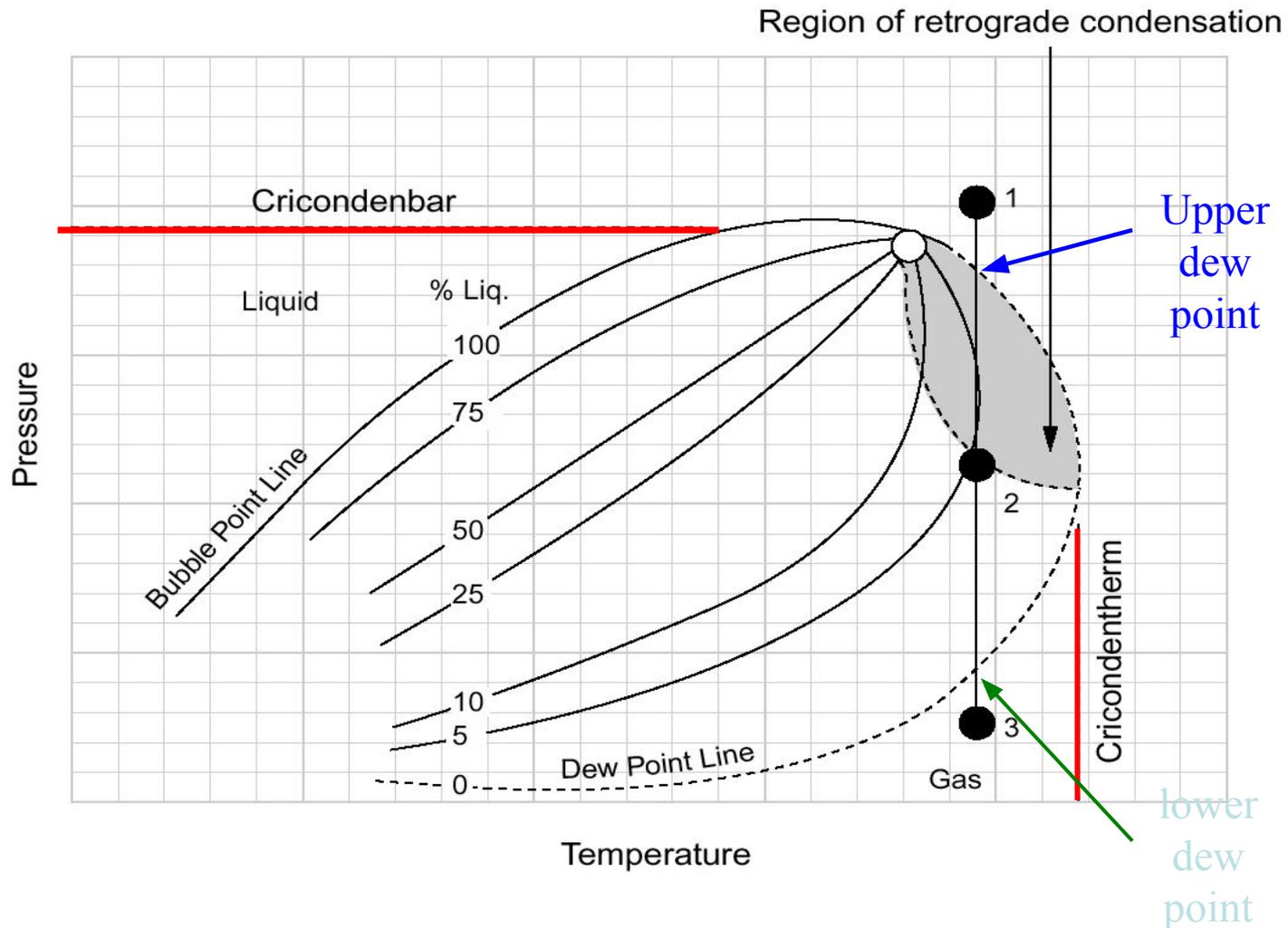
# Диаграмма «давление-температура»



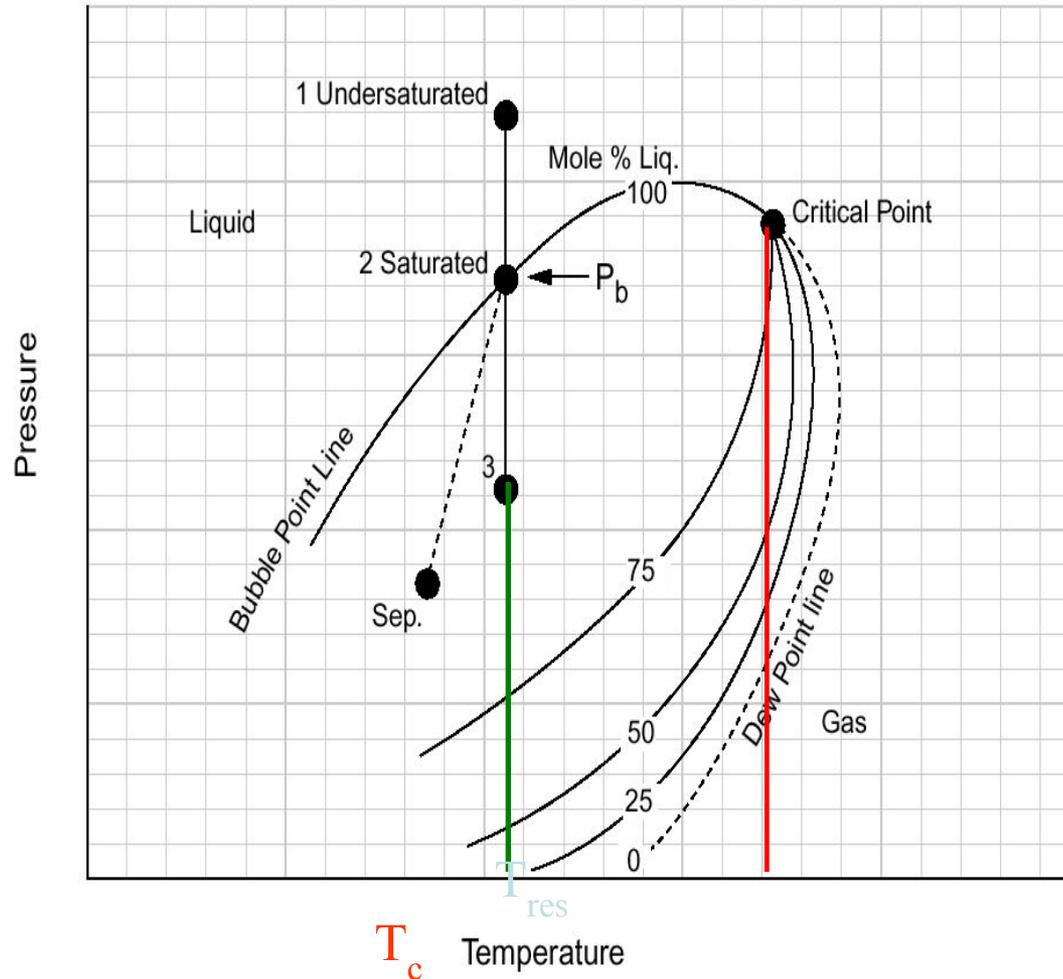
# Фазовая диаграмма смесей этана и n-гептана



# Ретроградная конденсация



# Тяжелая нефть



**Широкая двухфазная область**

**Высокий процент жидкой фазы**

**Большая доля тяжелых углеводородов**

**Газовый фактор <500 SCF/STB**

**Вязкость более 30°API**

# Легкая нефть

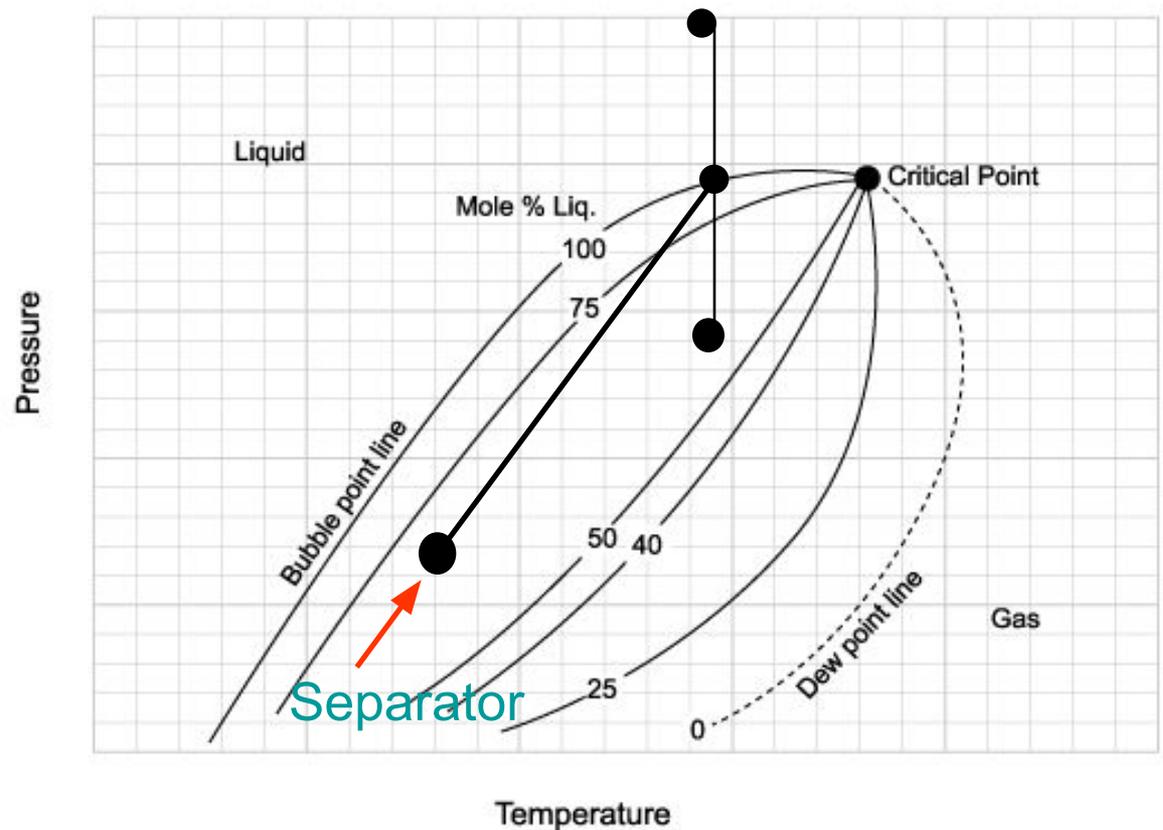
$T_c$  выше чем пластовая температура

После сепарации  
соотношение  
нефть, газ 65/35%.

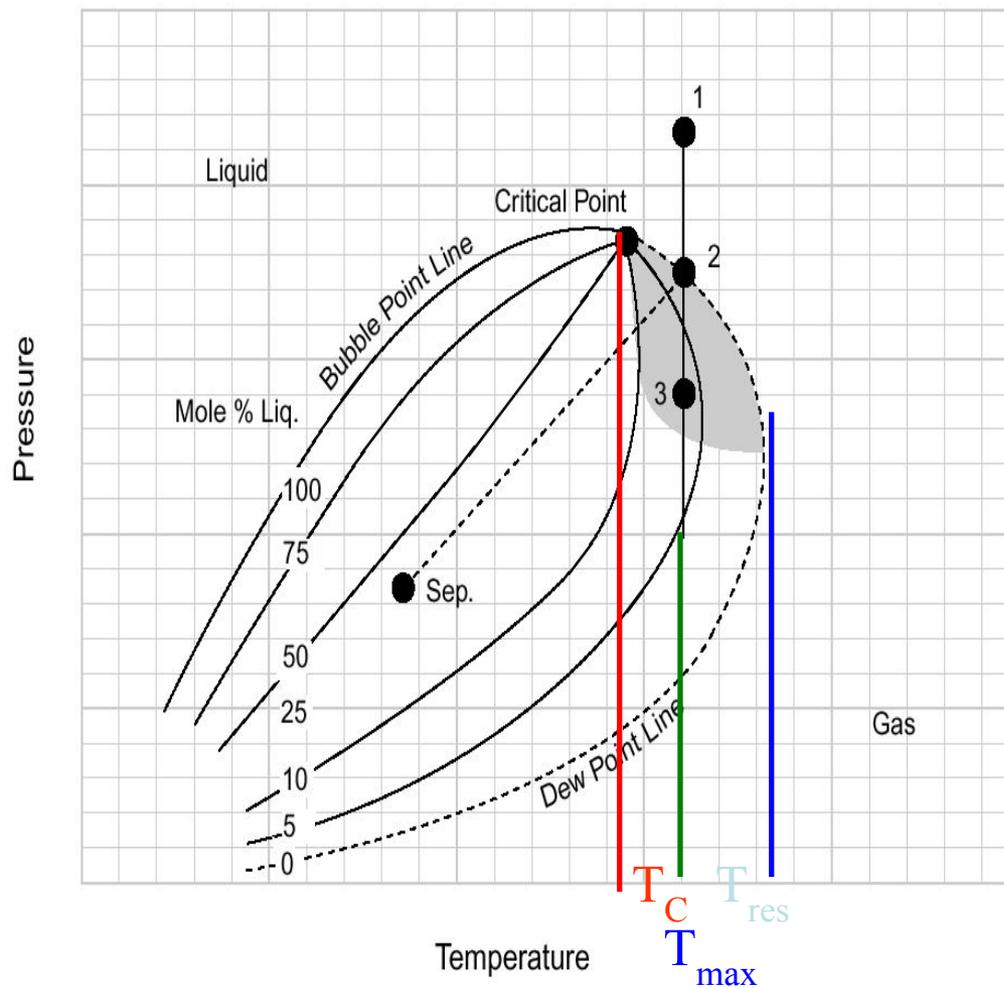
Большая  
концентрация легких  
и промежуточных УВ

Вязкость API < 50°

Газовый  
фактор < 8000 scf/stb



# Газоконденсатные системы



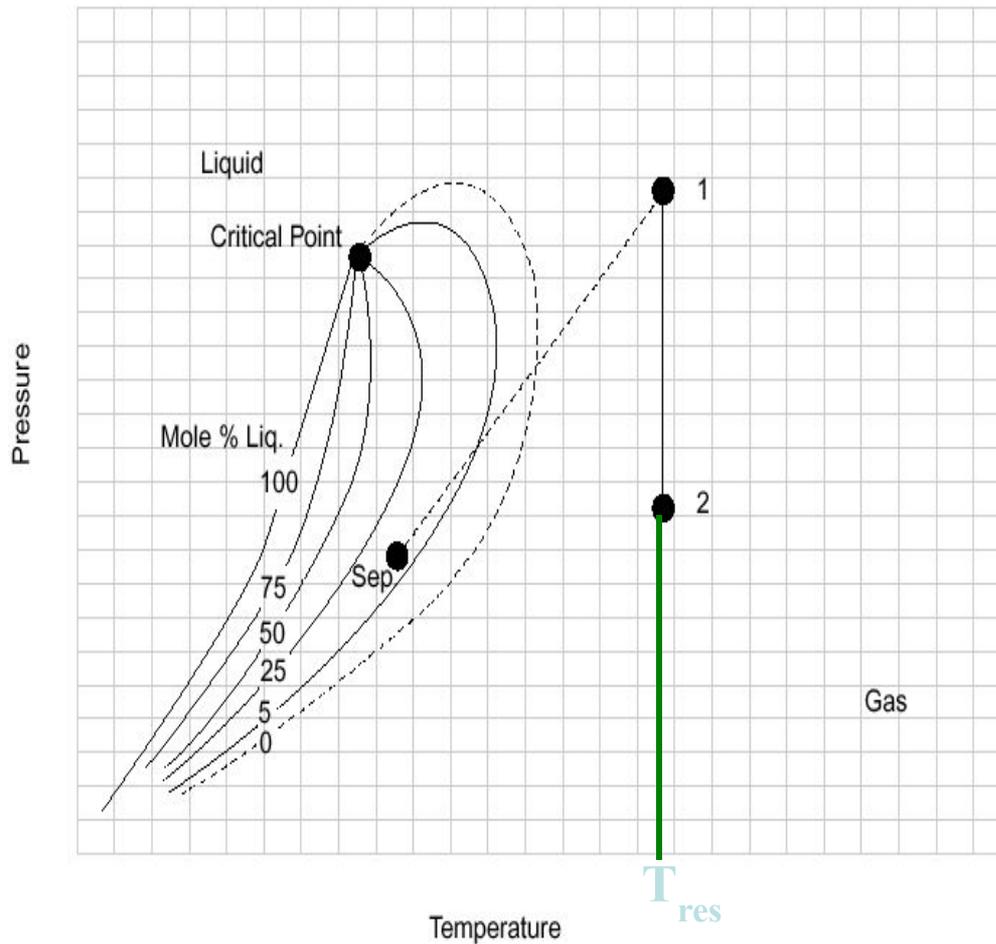
Больше легких  
Углеводородов

Меньше тяжелых  
углеводородов

Газовый фактор <70  
000  
SCF/STB

<60°API

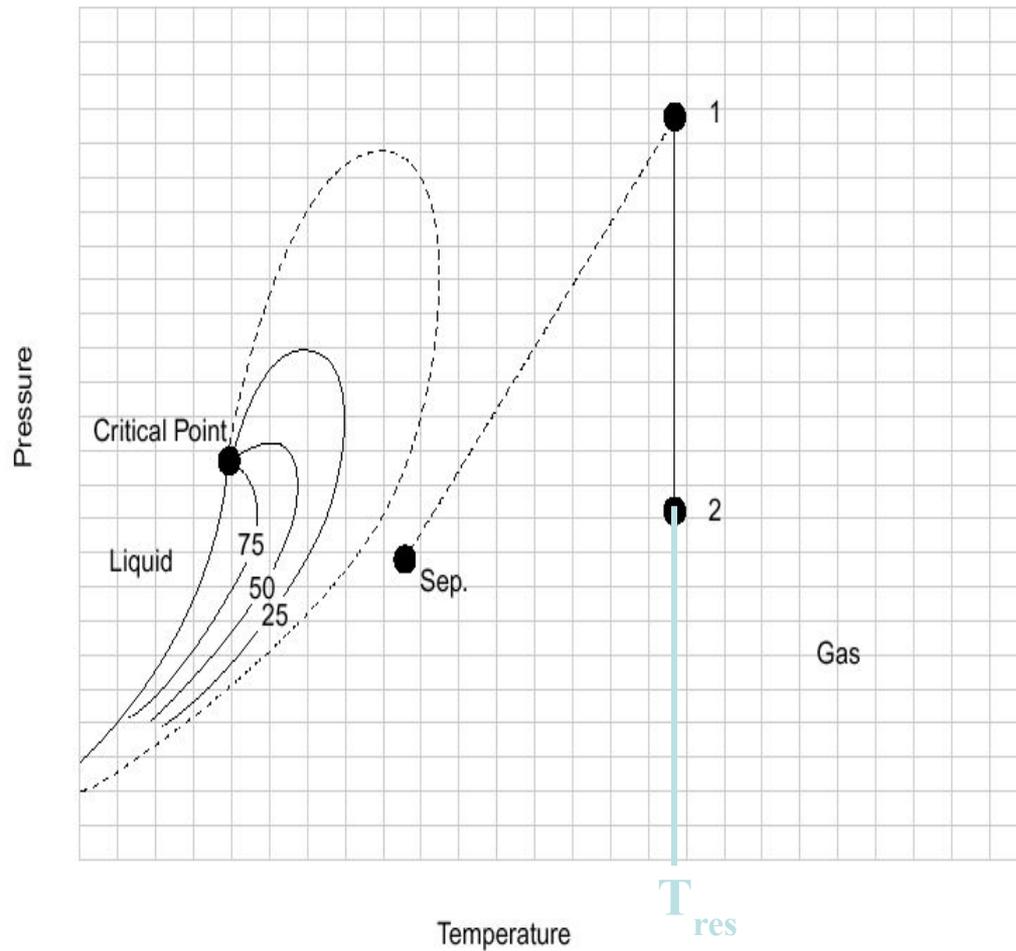
# Природный газ (жирный газ)



Газовый фактор <100  
000  
SCF/STB

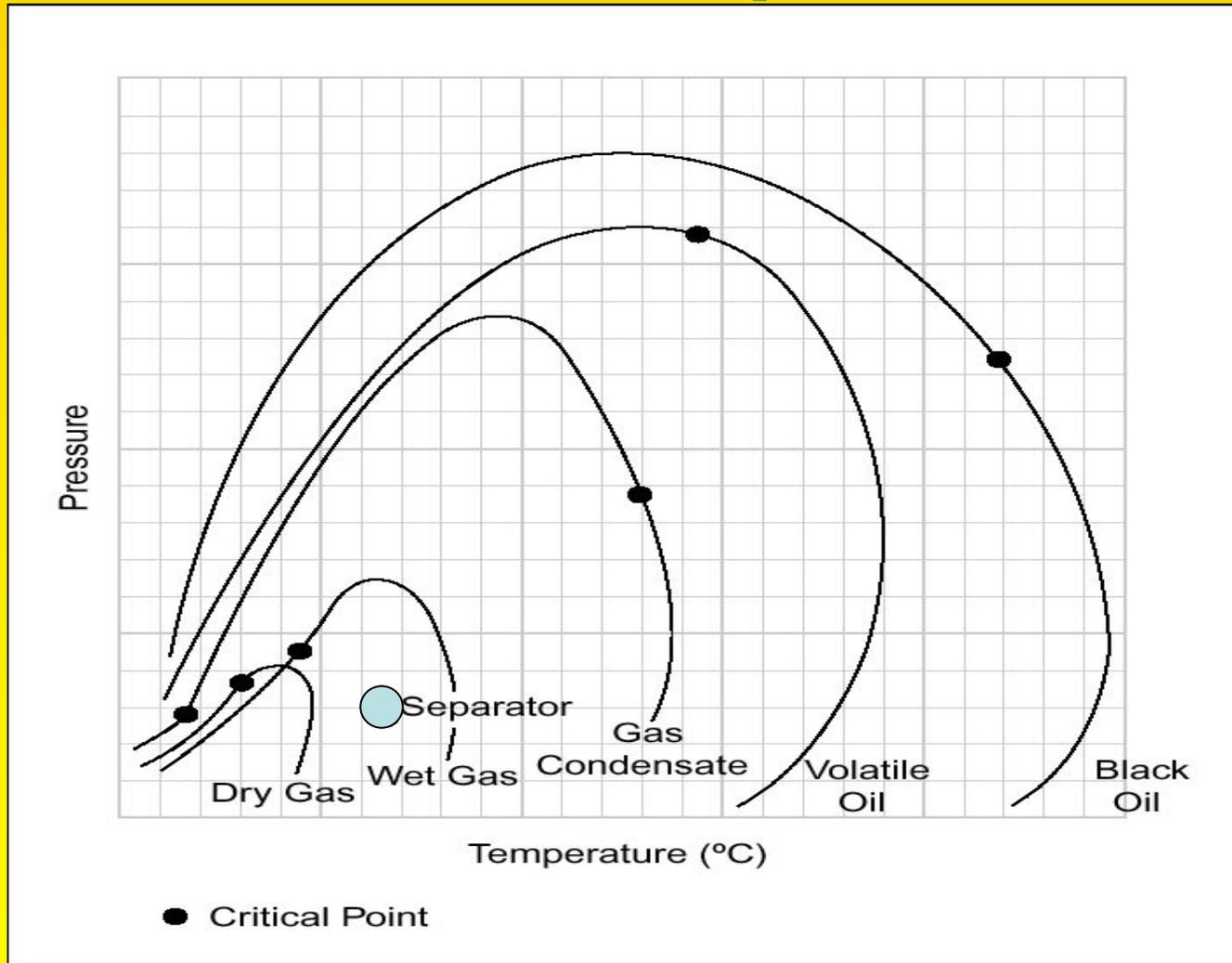
Конденсат >50°API

# Природный газ (сухой газ)

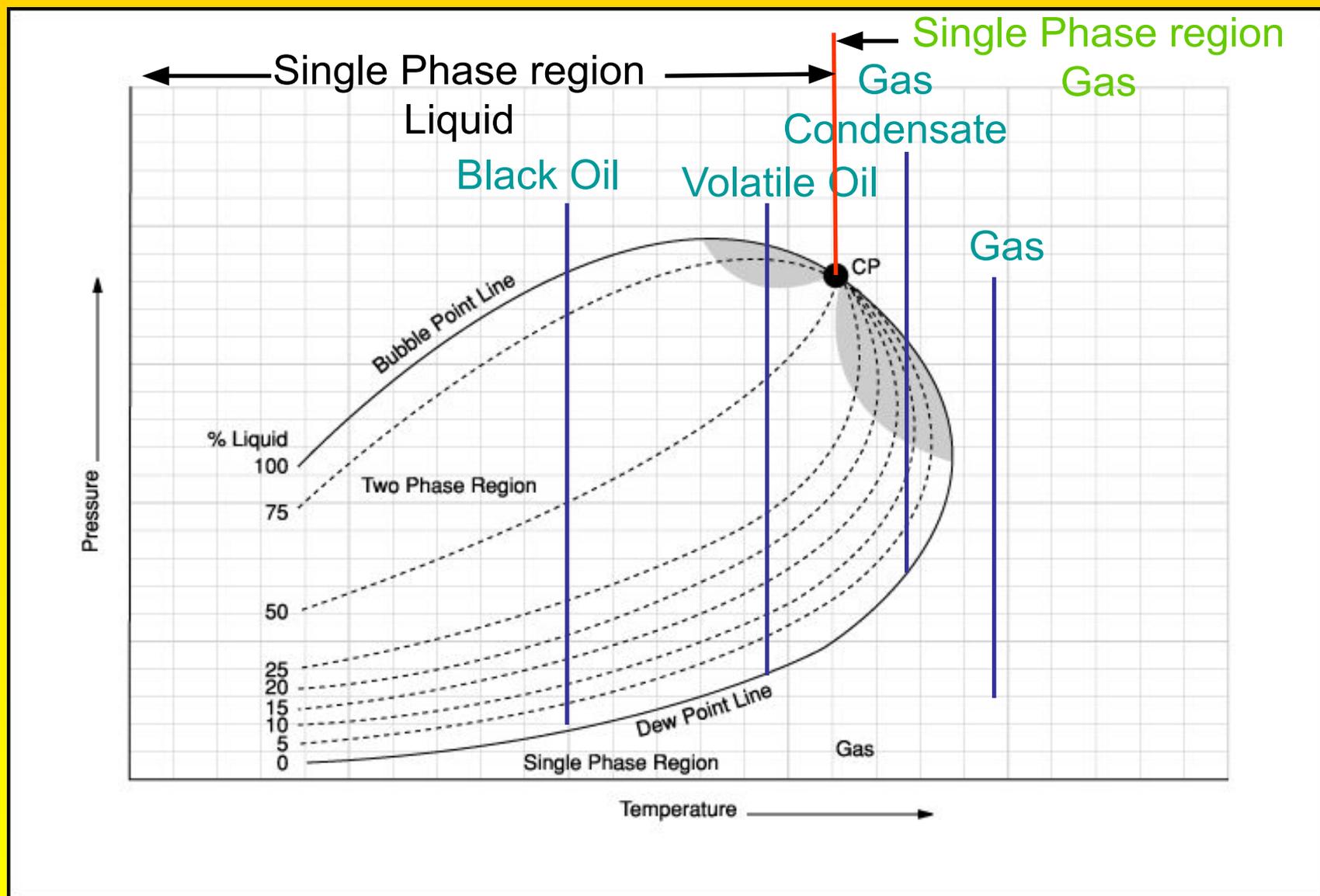


Газовый фактор >100  
000  
SCF/STB

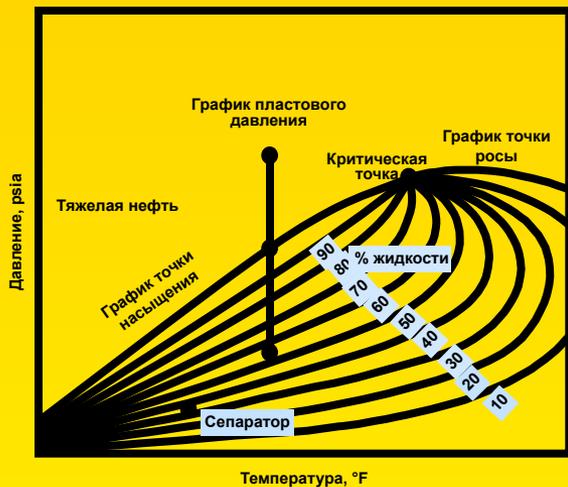
# Сравнение фазовых диаграмм пластовых флюидов



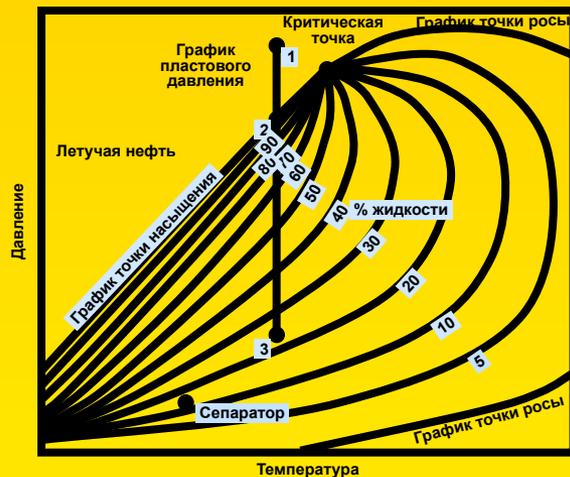
# Сравнение фазовых диаграмм пластовых флюидов



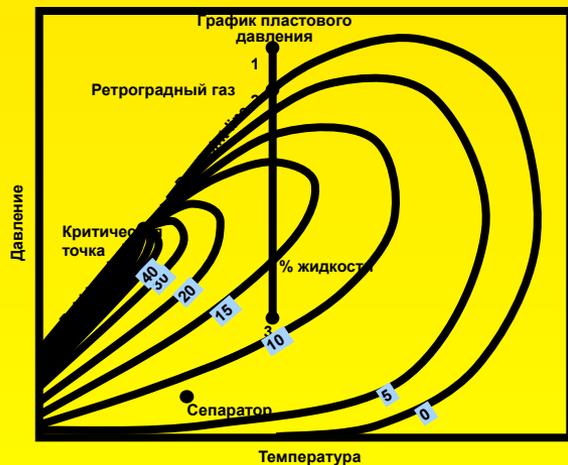
## Нелетучая нефть



## Летучая нефть



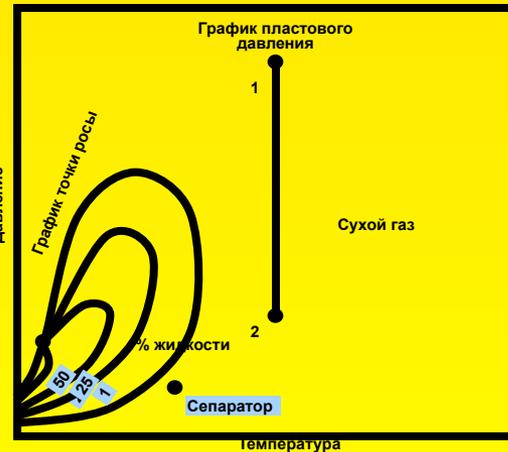
# Пять пластовых флюидов



## Ретроградный газ

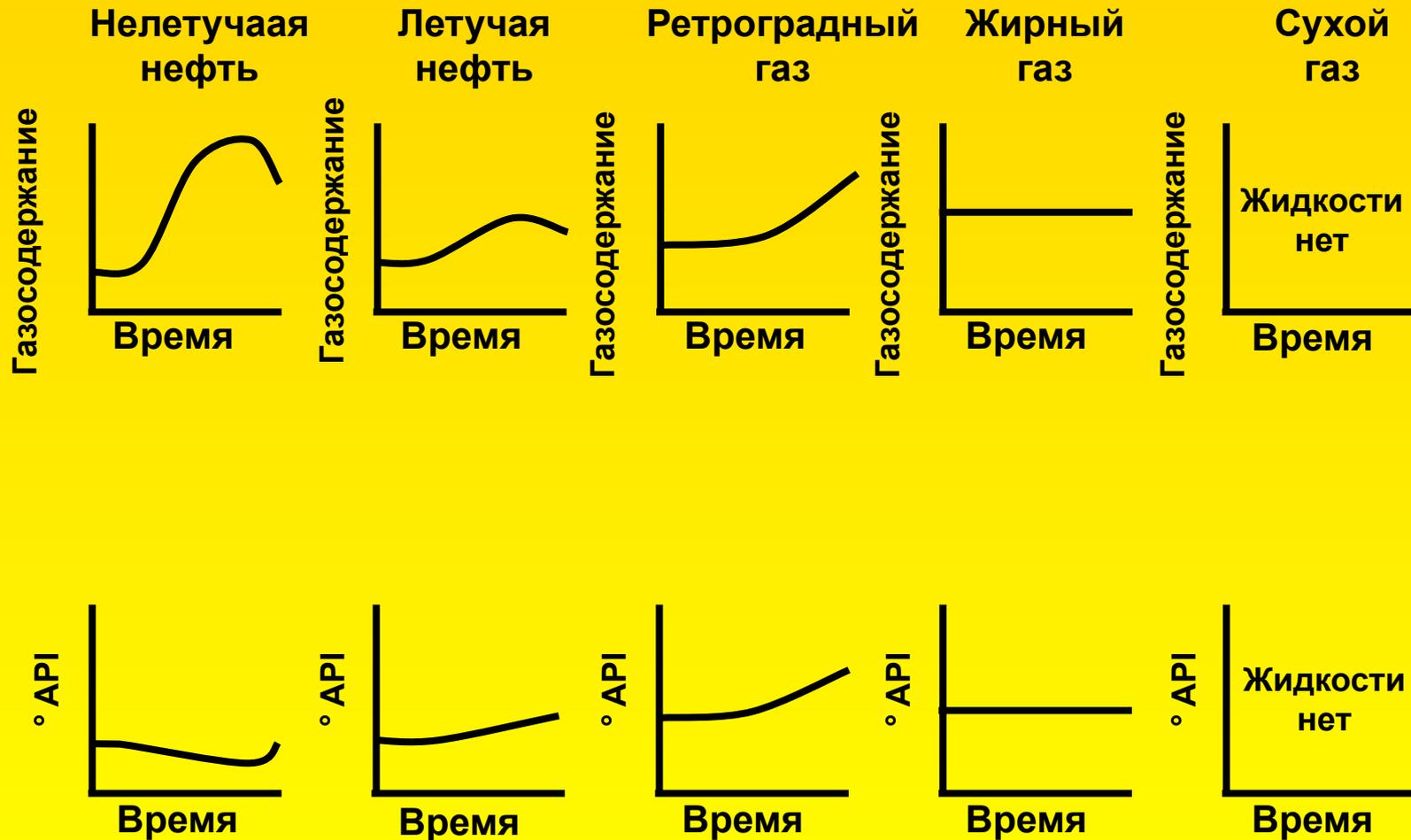


## Жирный газ



## Сухой газ

# Основные тенденции добычи



# Подведем итоги.

## Parcimony Principle



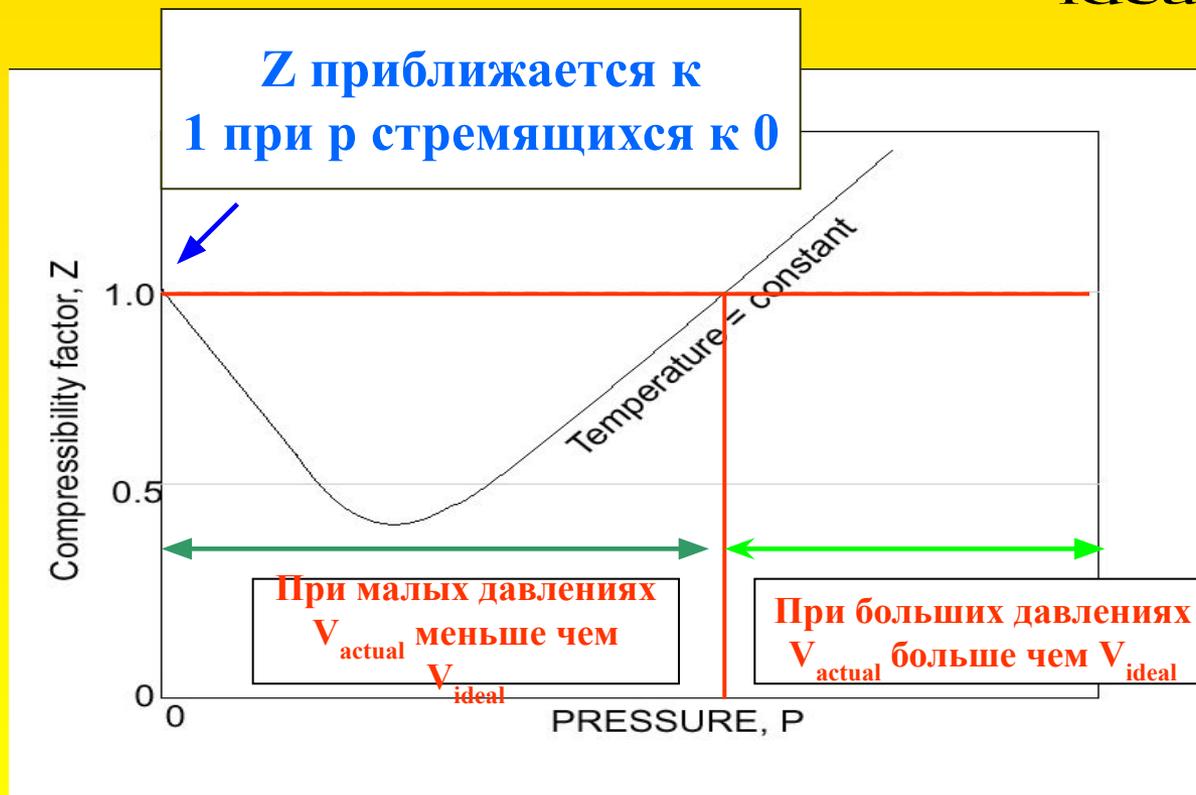
# Подведем итоги.

- Фазовое поведение системы обычно отражается на  $p$ - $T$  и  $p$ - $V$  диаграммах состояния.
- Для многокомпонентных систем линия кипения на  $p$ - $T$  диаграмме переходит в конечную область, ограниченную линиями кипения и росы. Эти линии соединяются в критической точке.
- Ширина и конфигурация этой области и положение линии пластового давления связаны с понятиями тяжелая(нелетучая), легкая (летучая) нефть, газоконденсат, жирный и сухой газ.
- Ретроградные явления заключаются в выделении жидкости из газа, а затем ее испарении при снижении давления в системе и выделении газа из жидкости, а затем его растворения при снижении температуры.

# Описание фазового поведения с помощью уравнений состояния

- Поправочный коэффициент  $z$  – функция от состава газа, давления и температуры.

$$PV = znRT \quad z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}}$$



# Уравнения состояния, Ван дер Ваальс, 1873

$$\left( P + \frac{a}{V^2} \right) (V - b) = RT$$

Два уточняющих члена используются для описания реального газа.

Внутреннее давление отталкивания  $a/V^2$ .

Поправка  $b$  определяет объем занимаемый молекулами газа при бесконечном давлении.

Уравнение состояния реального газа может быть переписано в форме

$$V^3 - \left( b + \frac{RT}{P} \right) V^2 + \left( \frac{a}{P} \right) V - \frac{ab}{P} = 0$$

# Уравнение состояния Ван дер Ваальса

Можно переписать уравнение через коэффициент сверхсжимаемости

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

где

$$A = \frac{aP}{(RT)^2}$$

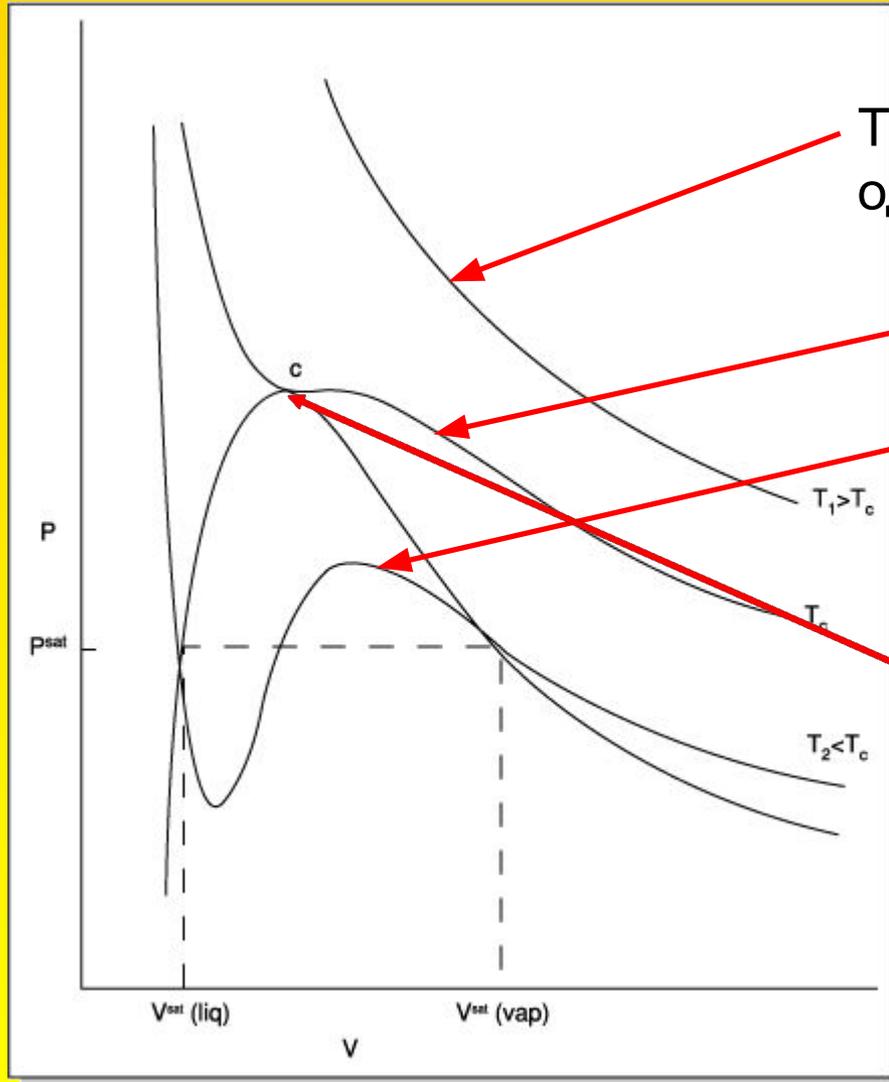
и

$$B = \frac{bP}{RT}$$

Значения  $A$  и  $B$  положительные константы, характеризующие вещество.

# Уравнение состояния Ван дер Ваальса

Уравнение позволяет построить P vs. V изотермы



$T_1 > T_c$  изотермы соответствующие однофазной области

$T_c$  критическая изотерма.

$T_2 < T_c$  двухфазные изотермы.

At the critical point, for a pure substance.

$$\left( \frac{\partial P}{\partial V} \right)_{T=T_c} = \left( \frac{\partial^2 P}{\partial V^2} \right)_{T=T_c} = 0$$

This yields

$$a = \frac{27}{64} \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \text{ and } b =$$

# Уравнение состояния Редлиха-Квонга, 1949

- Предложено большое количество уравнений состояния с большим количеством констант.
- Наибольшее развитие получили все же кубические уравнения

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_c \alpha}{V(V + b)}$$

Поправки  $a$  и  $b$  в этих уравнениях функции температуры

В критической точке

$$a = 0.42748 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \text{and} \quad b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c}$$

# Приложение с смесям

- Для смесей используются правила определения констант через параметры индивидуальных компонентов
- Для уравнений Соаве-Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона

$$b = \sum_j y_j b_j$$

и

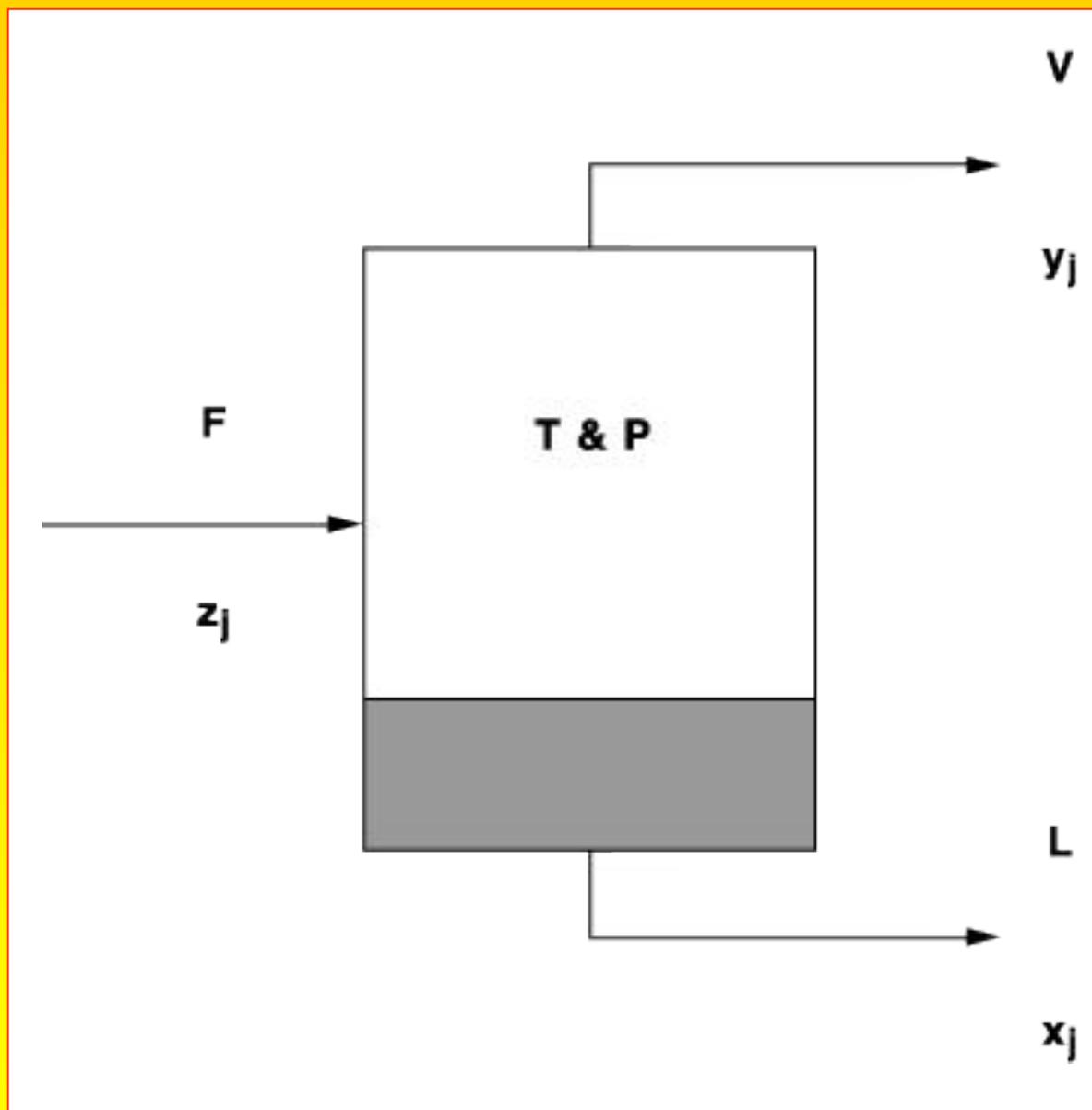
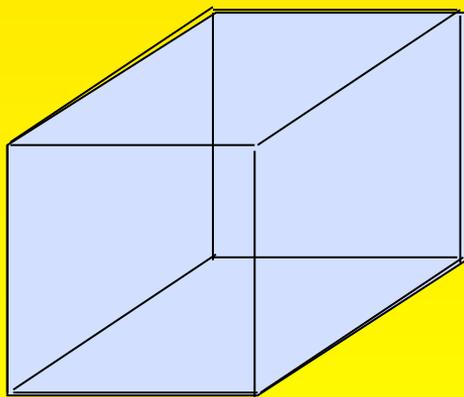
$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij})$$

$K_{ij}$  коэффициенты бинарного взаимодействия  
Они не имеют определенного физического смысла.

Для каждого уравнения свои значения коэффициентов, определяются экспериментально, для индивидуальных углеводородов составлены таблицы коэффициентов.

# Расчет парожидкостного равновесия

- Уравнения для расчета парожидкостного равновесия используются для анализа процессов сепарации и в композиционных моделях.



# Идеальные растворы

Закон Рауля  
(растворы жидкости)

$$p_j = x_j p_{vj}$$

$p_j$  = partial pressure of component j

$x_j$  = mole fraction of j in the liquid

$p_{vj}$  = vapour pressure of pure component

Закон Дальтона  
(газовые смеси)

$$p_j = y_j P$$

$p_j$  = partial pressure of component j

$y_j$  = mole fraction of j in the vapour

$P$  = total pressure of the system

# Идеальное равновесное распределение компонентов

Коэффициент распределения определяется как отношение концентрации компонента в газовой фазе к его концентрации в жидкости.

$$\frac{y_j}{x_j} = \frac{p_{vj}}{P}$$

Из законов Рауля и Дальтона следует

$$x_j p_{vj} = y_j P$$

$$\frac{y_j}{x_j} = \text{Equilibrium Ratio, } K_j = \frac{p_{vj}}{P}$$

# Коэффициенты распределения

$K_j$  определяется для конкретного давления и температуры.

Другие названия: К-коэффициент,  
К- константа,  
константы равновесного  
парожидкостного распределения

# ФУГИТИВНОСТЬ

Понятие фугитивности  $f$ , вводится для расчетов равновесия реальных систем, аналог парциального давления в идеальной смеси.

Фугитивность – функция термодинамического состояния, однозначно связана с функцией Свободной энергии.

Отношение фугитивности к давлению называется коэффициентом фугитивности.

$$\text{Fugacity coefficient, } \phi = \frac{f_i}{Pz_i}$$

# ФУГИТИВНОСТЬ

Фугитивность это мера способности молекул перейти из одной фазы в другую(Danesh)

Условием равновесия в многокомпонентной системе является равенство фугитивностей компонентов в жидкой и газовой фазах.

$$f_g = f_L$$

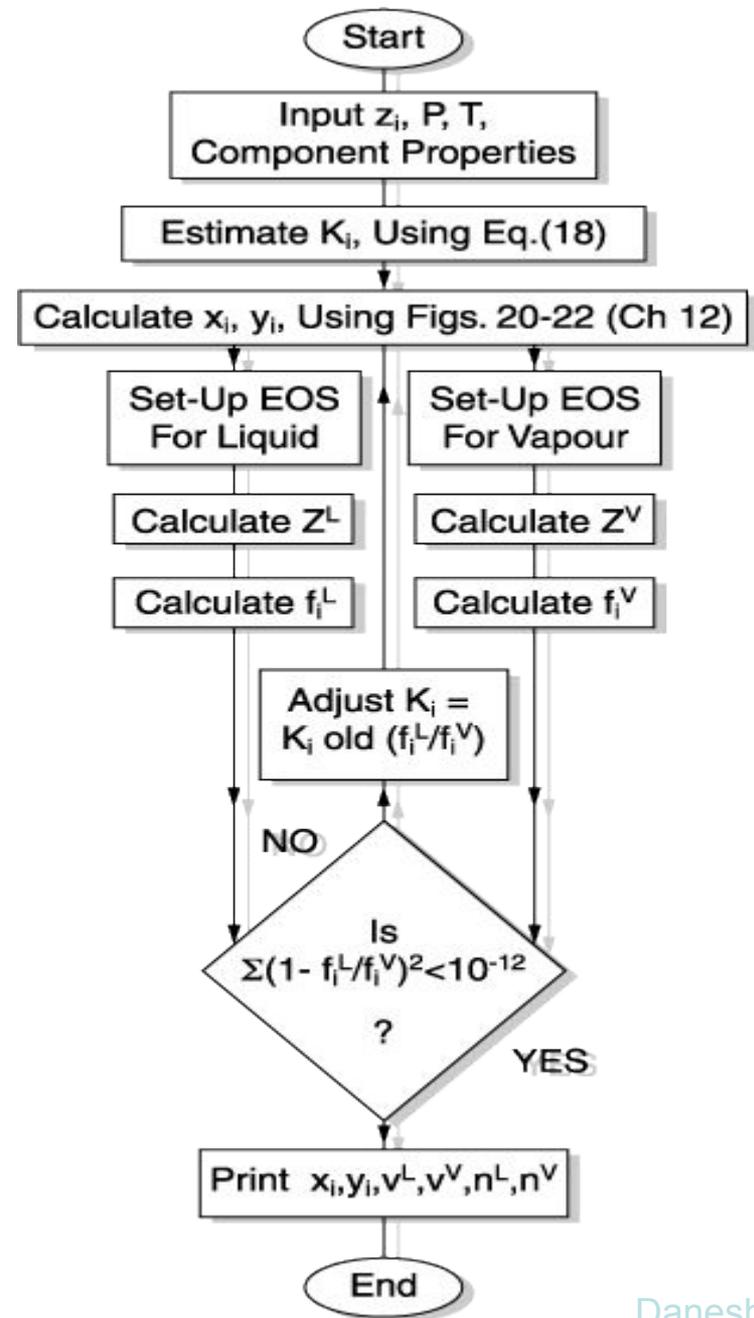
Fugacity coefficient can be calculated from the following equation, where  $v$  is molar volume.

$$\phi = \int_0^p \left( \frac{z-1}{p} \right) dp = (z-1) - \ln z + \frac{1}{RT} \int_{\infty}^v \left( \frac{RT}{v} - p \right) dv$$

# РЕАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

- Теория идеальных растворов не подходит для описания углеводородных систем при их добыче, транспорте и переработке.
- Теория идеальных растворов применима только при низких давлениях и средних температурах.
- Имеются различные методы расчета равновесия неидеальных систем.
- Однако термодинамические основы расчета фазового равновесия и концепция констант равновесия используются и для неидеальных систем.
- Неидеальные константы равновесия определяются из экспериментов или рассчитываются с использованием уравнений состояния реальных систем.

Схема  
использования  
уравнения  
состояния для  
расчета  
фазового  
равновесия



# Процедура расчета фазового равновесия с использованием уравнения состояния.

- Определить пробные значения коэффициентов распределения (например, в приближении идеального раствора)
- Определить долю жидкости и пара по уравнениям парожидкостного равновесия.
- Решить уравнение состояния записанное относительно коэффициента сверхсжимаемости  $Z$ .
- Выбрать минимальный корень для жидкости, максимальный для газа.
- Рассчитать коэффициенты фугитивности для каждого компонента в жидкой и газовой фазах
- Рассчитать константы распределения.
- Повторять процедуру для новых  $K_j$ -ых до сходимости.

# Для чего нужны столь сложные расчеты фазового равновесия?

- Эти расчеты позволяют определить соотношения жидкой и газовой фаз, их состав, а следовательно свойства. Это важно как для расчетов гидродинамики, так и процессов сепарации (в скважинах, наземном оборудовании).
- В каждом расчетном блоке пласта соотношения объемов газа и жидкости определяют фазовые проницаемости и подвижности фаз. Их компонентный состав определяет плотность и вязкость фаз. Таким образом гидродинамика пластовых жидкостей зависит от перераспределения компонентов между газом и нефтью.

# Подведем итоги.

## Parcimony Principle



# Подведем итоги.

- Коэффициент сверхсжимаемости  $Z$  вводится для учета поправок на неидеальность газа.
- Наибольшее распространения для описания уравнения состояния реальных газов получили кубические уравнения Соаве-Редлиха-Квонга, Пенга-Робинсона.
- В задачах гидродинамики и сепарации необходимо по общему составу смеси, давлению и температуре рассчитать соотношение объема газовой и нефтяной фаз, их компонентный состав и основные физические свойства фаз.

# Подведем итоги.

- Расчет состава и объемного соотношения фаз производится на основе условия равенства фугитивностей компонентов в каждой фазе, фугитивность рассчитывается по выбранному уравнению состояния. Расчет этой сложной системы уравнений осуществляется итерационным способом.
- Для расчета гидродинамики такая итерационная процедура проводится в каждой ячейке пласта в каждый момент времени, поэтому расчеты занимают значительно больше времени.

# Сравнение моделей пластовых флюидов

- **Модель «черной нефти»**
- **2 компонента – растворенный газ и нефть.**
  - Эмпирические корреляции
  - Параметры нефти и газа фиксированы.
- **Композиционные модели**
  - N компонентов, в основе парафиновый ряд
  - Расчеты фазового поведения по уравнению состояния
  - Прогнозирование изменения состава и параметров нефти и газа