

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

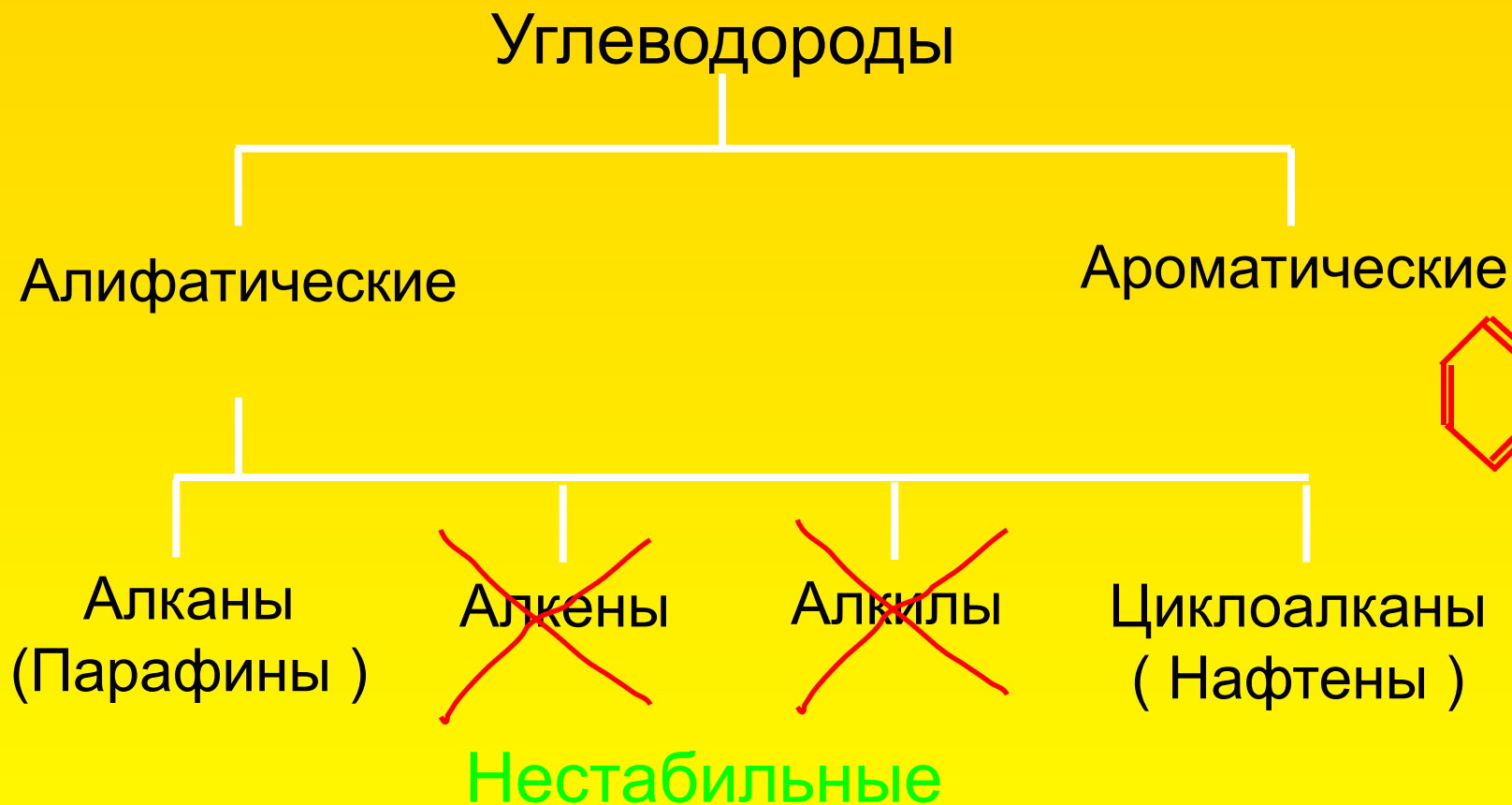
**Твердообразное
состояние**

**Асфальтены
Смолы**

Введение

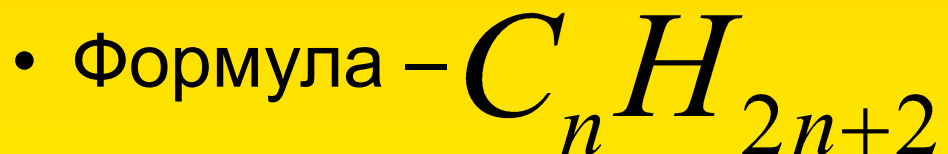
- **Композиционная модель** – многокомпонентное описание.
- **Модель черной нефти** – двухкомпонентное описание (товарная нефть, природный газ)

Углеводороды



Алканы

- **Алканы** или **парафины** – насыщенные углеводороды с открытой цепью атомов.



- Структура - стабильна

Изомеры

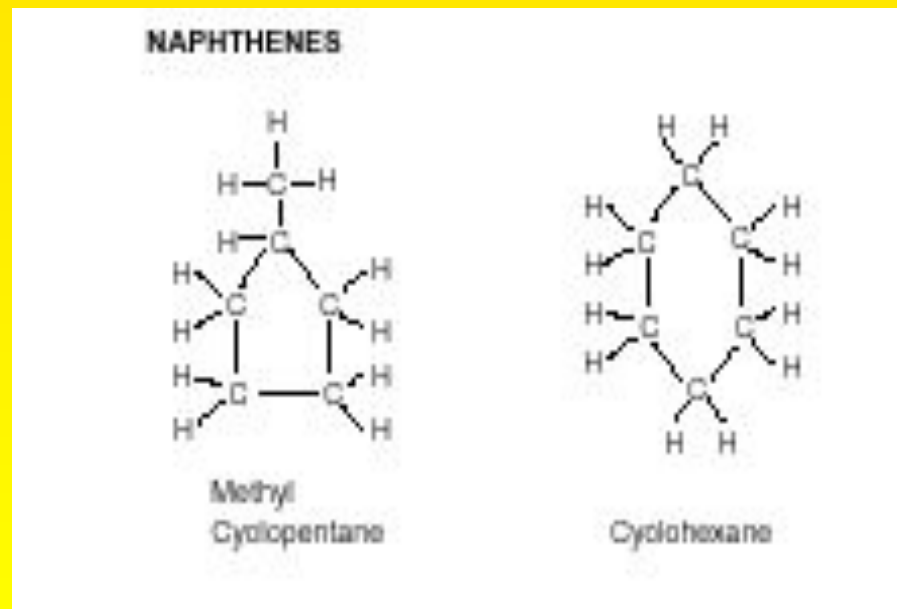
- Вещества, имеющие одинаковый состав и одинаковую молекулярную массу, но различное строение молекул, а потому обладающие разными свойствами, называются **изомерами**.
- Число изомеров увеличивается с увеличением количеств атомов углерода.

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 ₄	16.04	-161.4	-82.4	0.554	0.415 (-614°)
Ethane	C ₂ H ₆	30.07	-89.0	32.3	1.038	0.54 (-88°)
Propane	C ₃ H ₈	44.09	-42.1	96.8	1.522	0.585 (-44.5°)
n-butane	C ₄ H ₁₀	58.12	0.55	153.1	2.006	0.601 (0°)
Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.12	-11.72	134.0	2.006	0.557
n-pentane	C ₅ H ₁₂	72.15	36.0	197.2	2.491	0.626
Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.15	27.89	187.8	2.491	0.6197
n-hexane	C ₆ H ₁₄	86.17	60.30	228.0	2.975	0.6536

Нафтенy

- Циклоалканы (циклопарафины) имеют замкнутое циклическое строение.
- Формула - C_nH_{2n}
- Структура – стабильна.

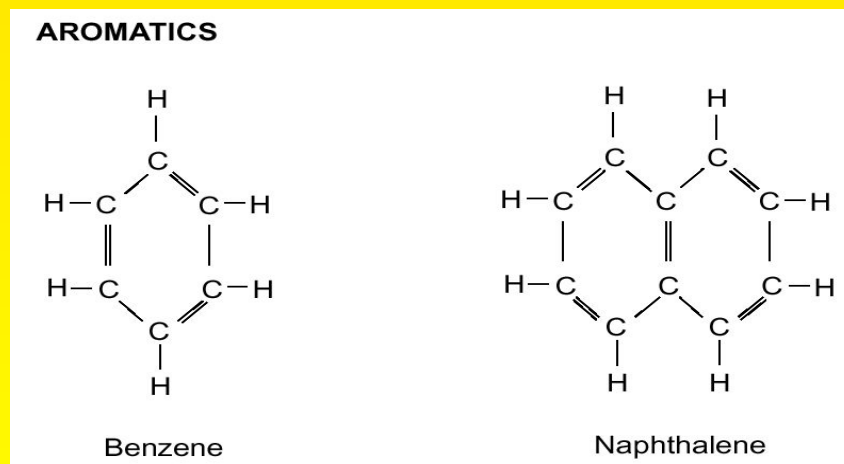


Ароматические углеводороды

- **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

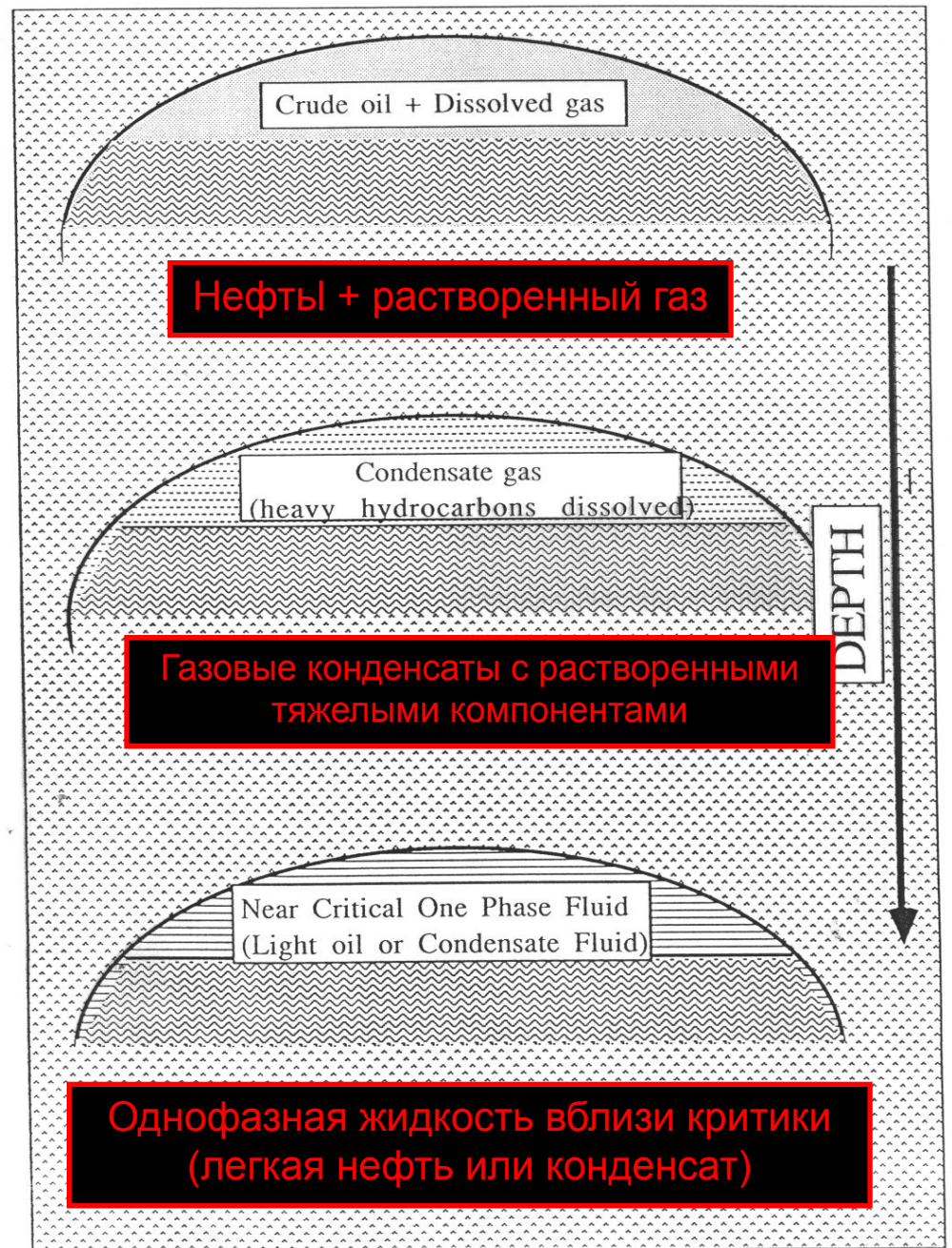


**Физические
свойства
ИЗВЕСТНЫ**

**Предельное С число
(C₆ или C₉)
С+ компонент**

**Эффективный
молекулярный
и удельный веса**

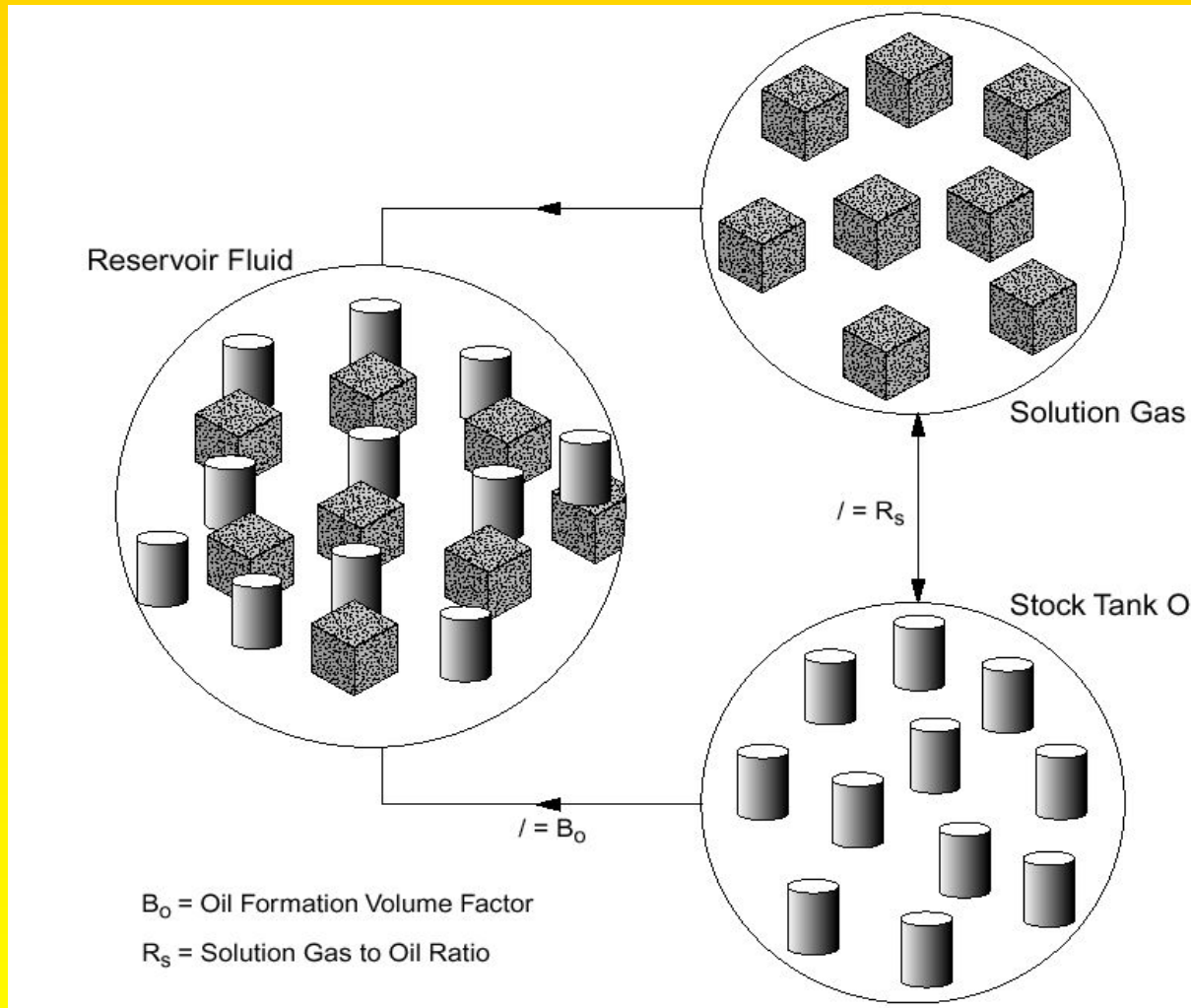
Типы залежей



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 ₁	96.3	88.7	72.7	66.7	52.6
C ₂	3.0	6.0	10.0	9.0	5.0
C ₃	0.4	3.0	6.0	6.0	3.5
C ₄	0.17	1.3	2.5	3.3	1.8
C ₅	0.04	0.6	1.8	2.0	0.8
C ₆	0.02	0.2	2.0	2.0	0.9
C ₇₊	0.0	0.2	5.0	11.0	27.9

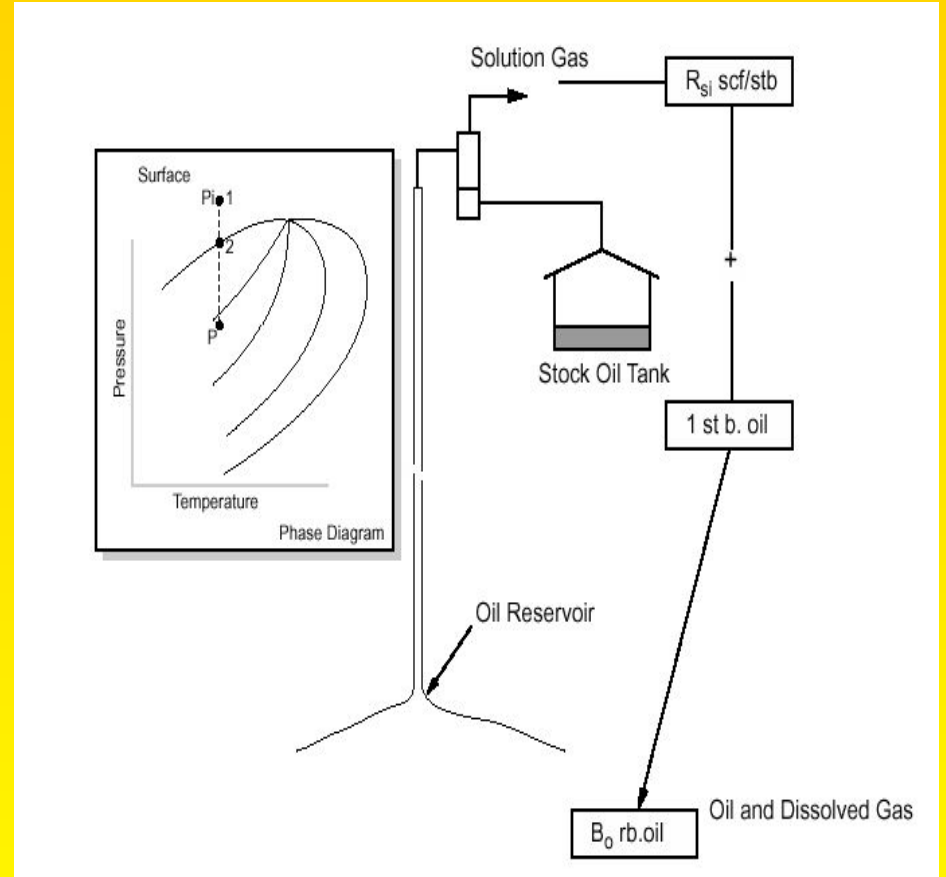
Модель черной нефти



Основные параметры модели черной нефти. Растворимость газа

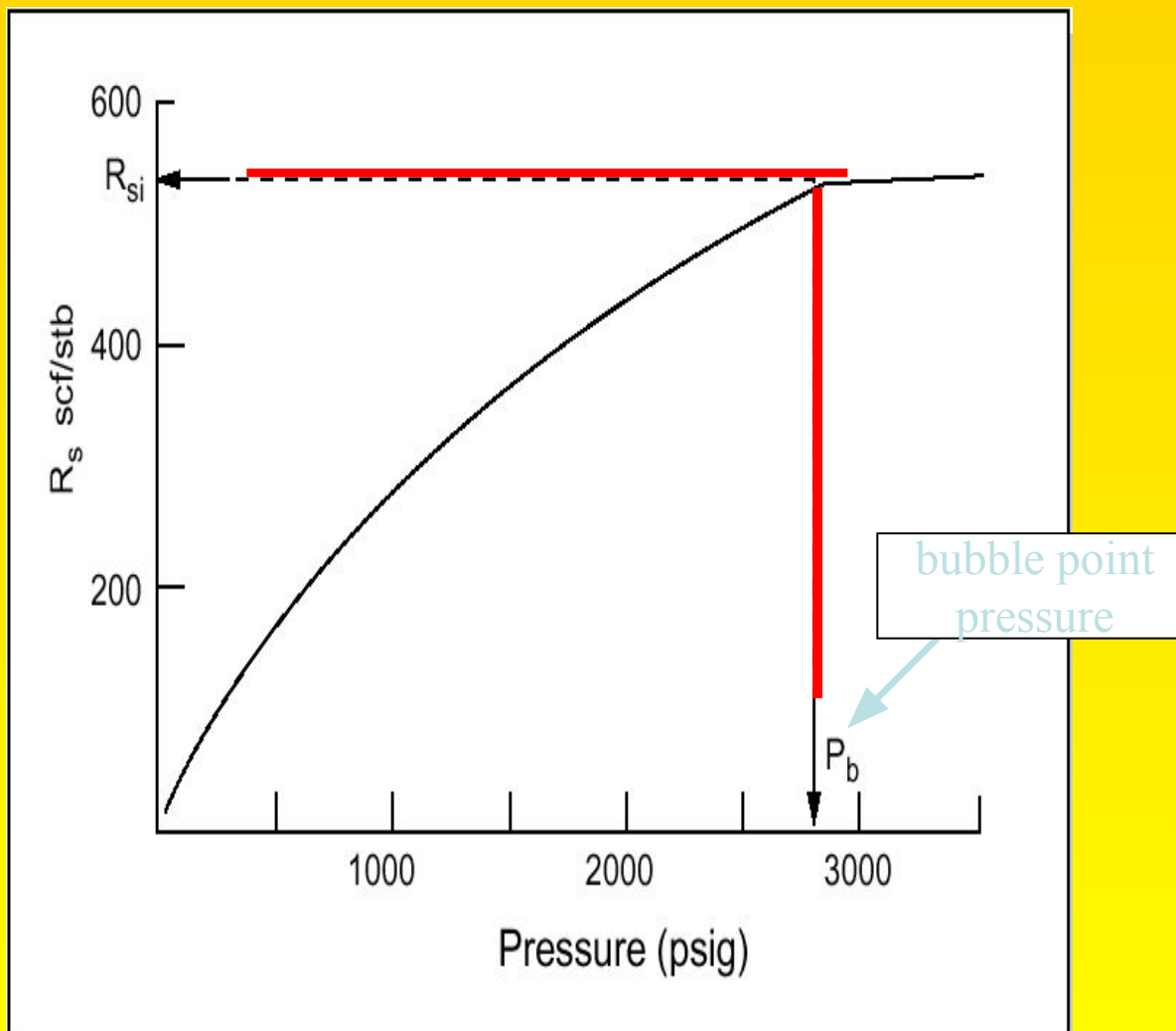
R_s – это такое количество стандартных кубических футов газа, которое может быть растворено в одном барреле нефти (при стандартных условиях) в пластовых условиях.

Единицы измерения: SCF/STB



Основные параметры модели черной нефти.

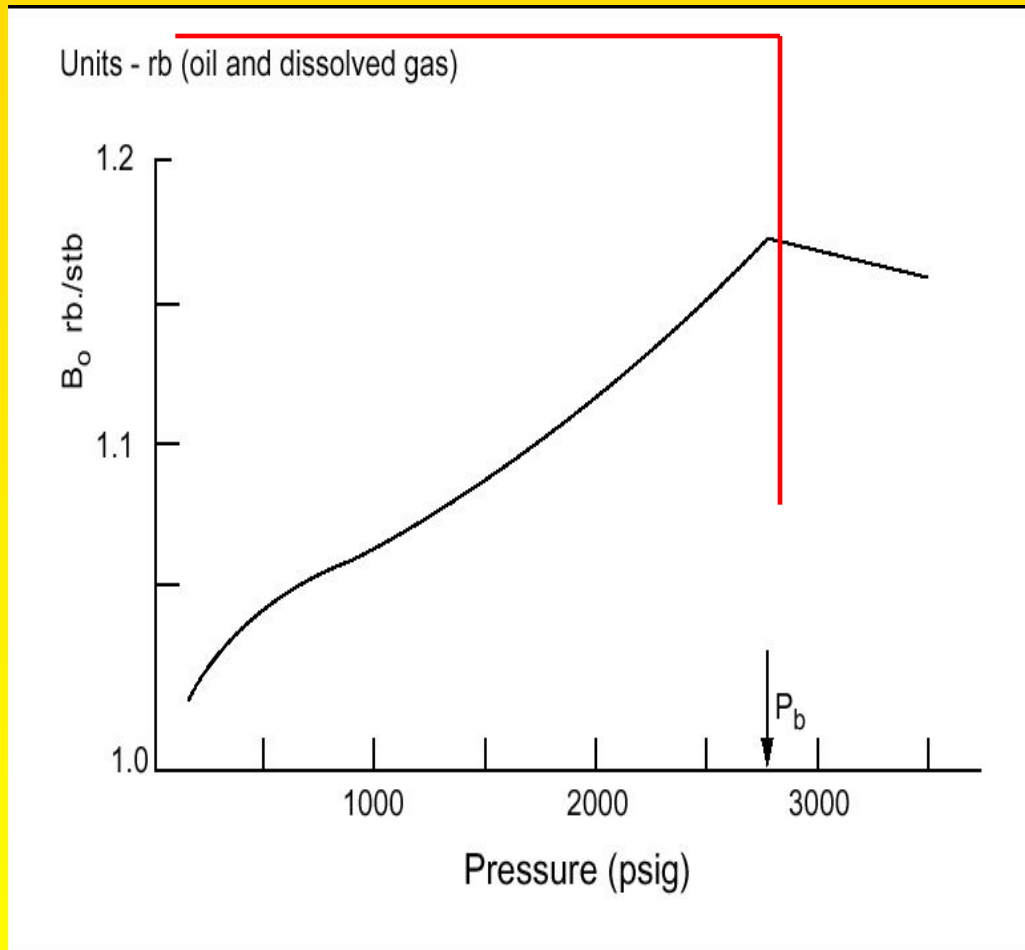
Растворимость газа



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.

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

- **⁰API gravity:**

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

где γ_o относительная плотность.

Эмпирические корреляции. Вязкость нефти

- Вязкость дегазированной нефти Beggs and Robinson:

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

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

μ_{od} вязкость разгазированной нефти в ср
при T в $^\circ F$.

- Вязкость дегазированной нефти Egboah and Ng:

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

- Влияние растворенного газа:

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

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

μ_{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 PVT?

- 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 м³ 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)

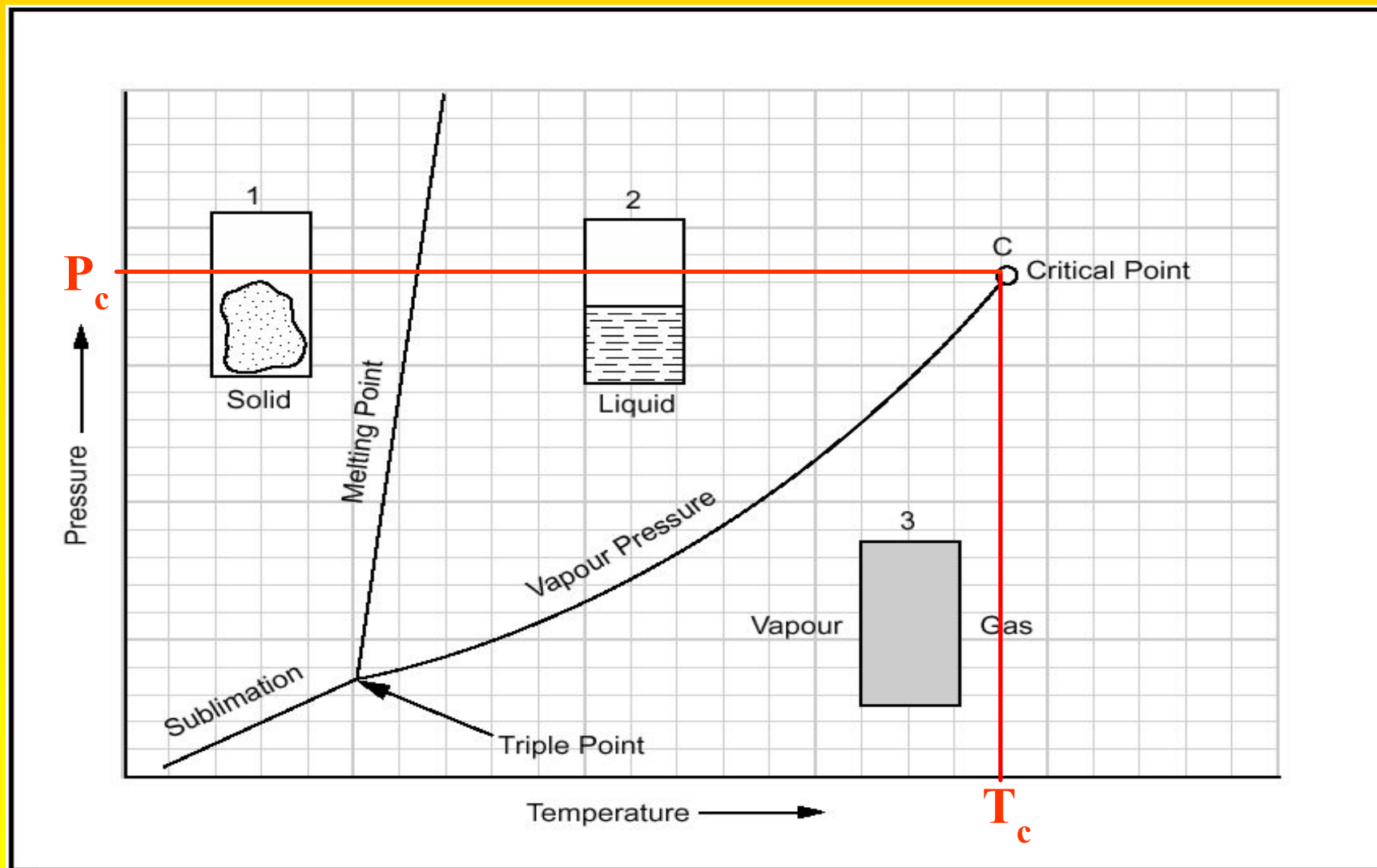


Диаграмма «давление-температура» (P-T)

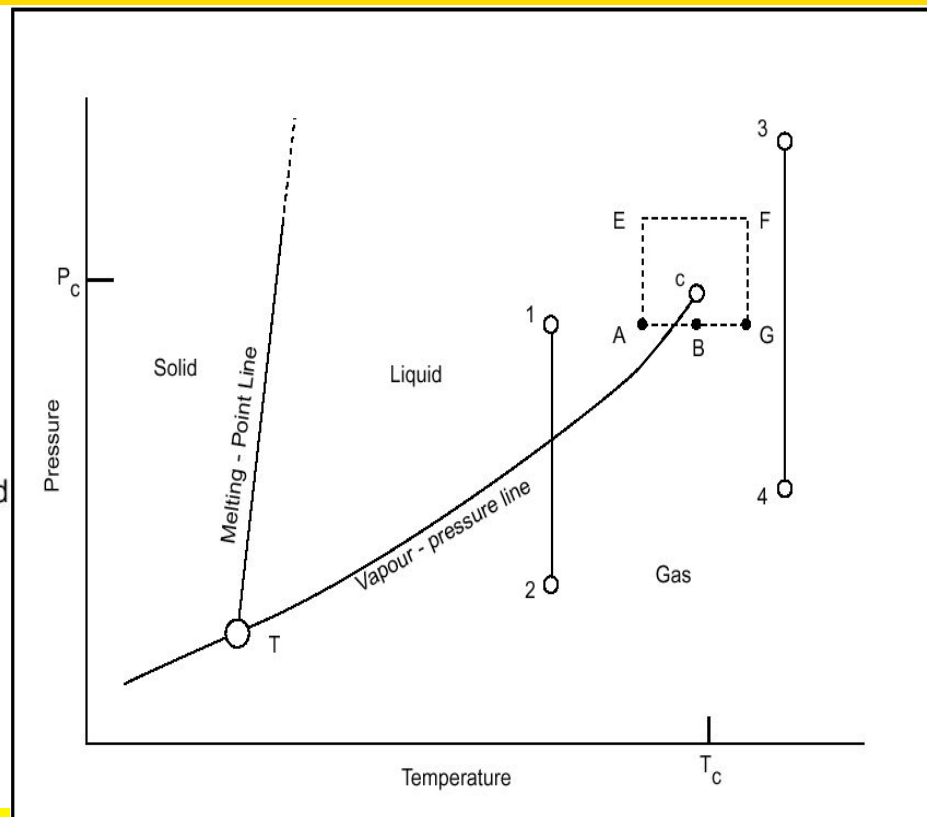
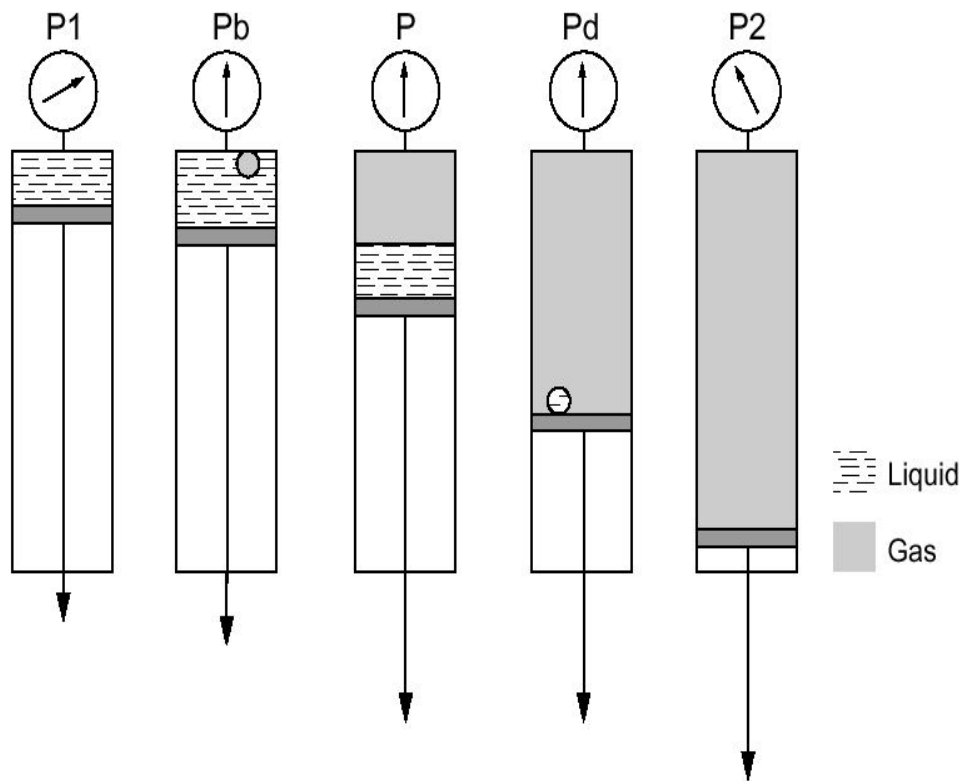
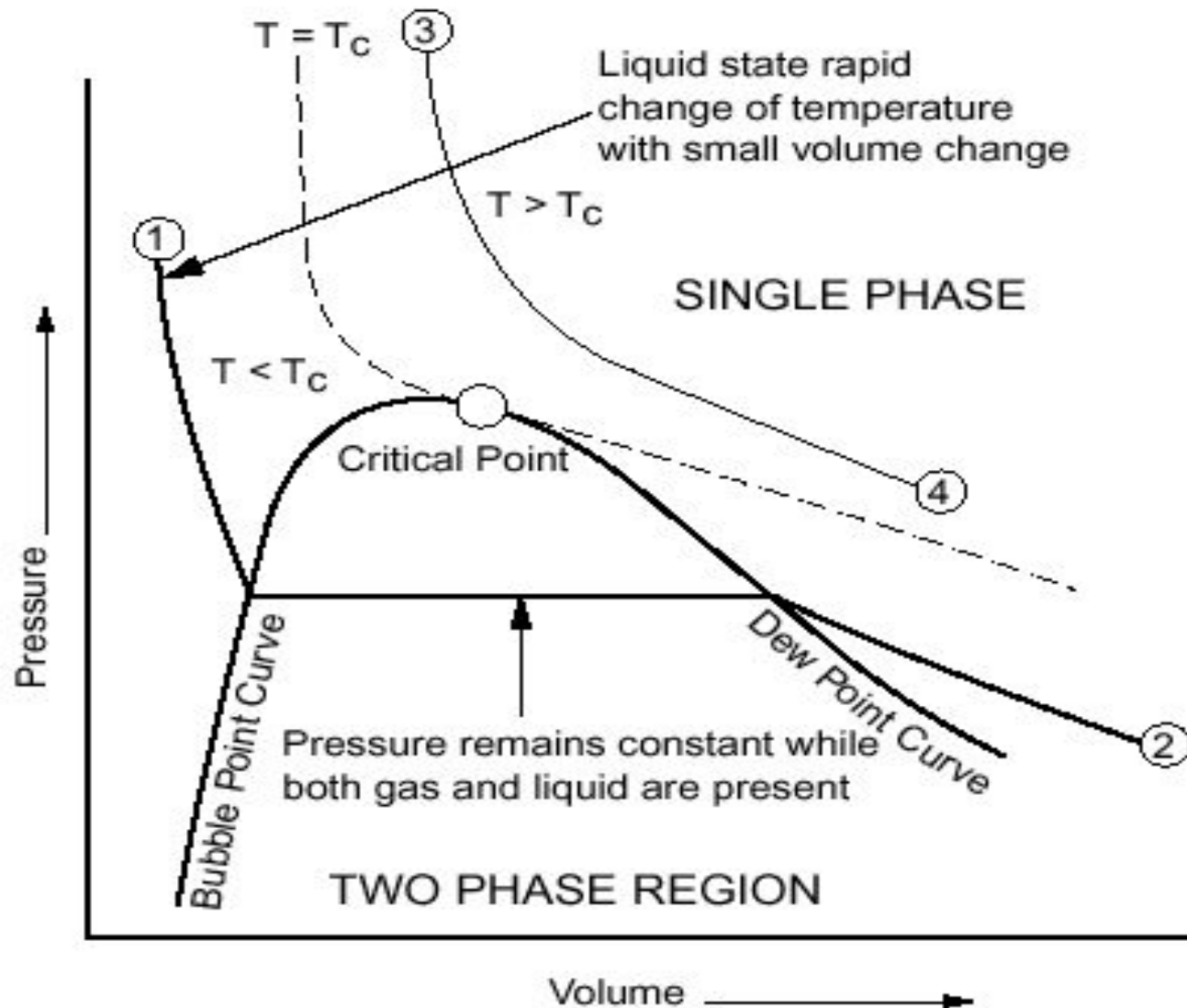


Диаграмма «давление-объем» (P-V)



Двухкомпонентная система

Диаграмма «давление-объем»

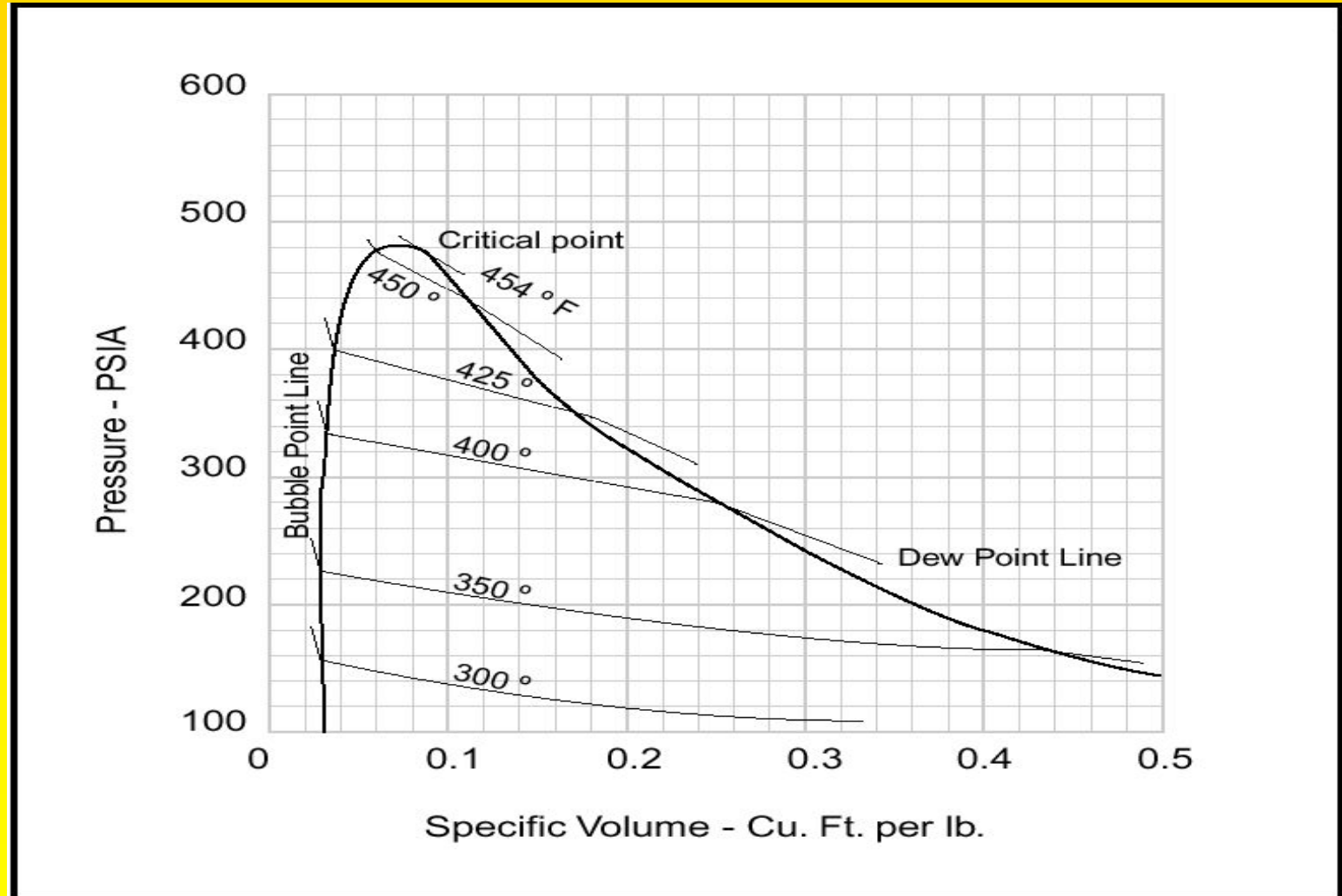
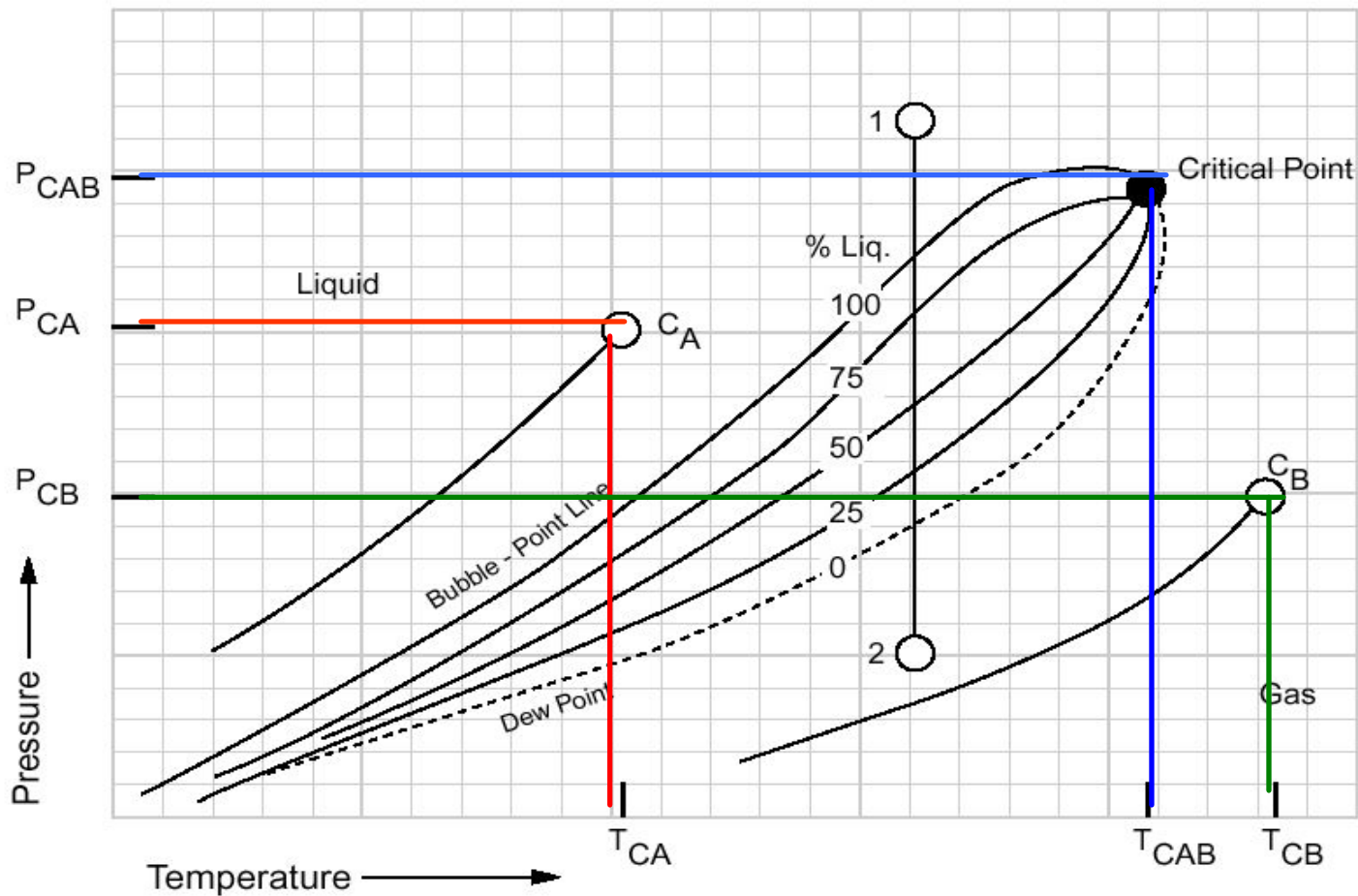
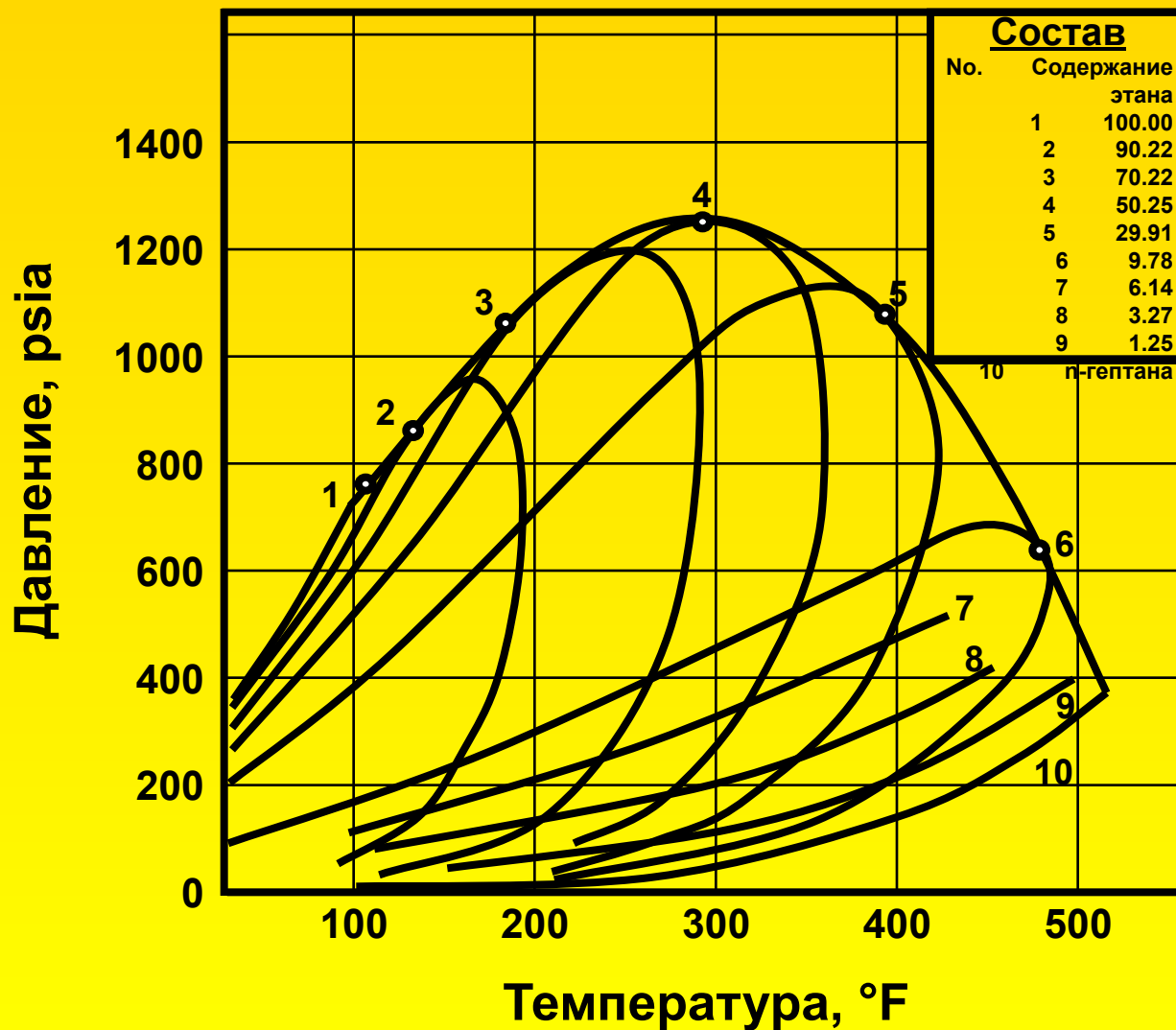


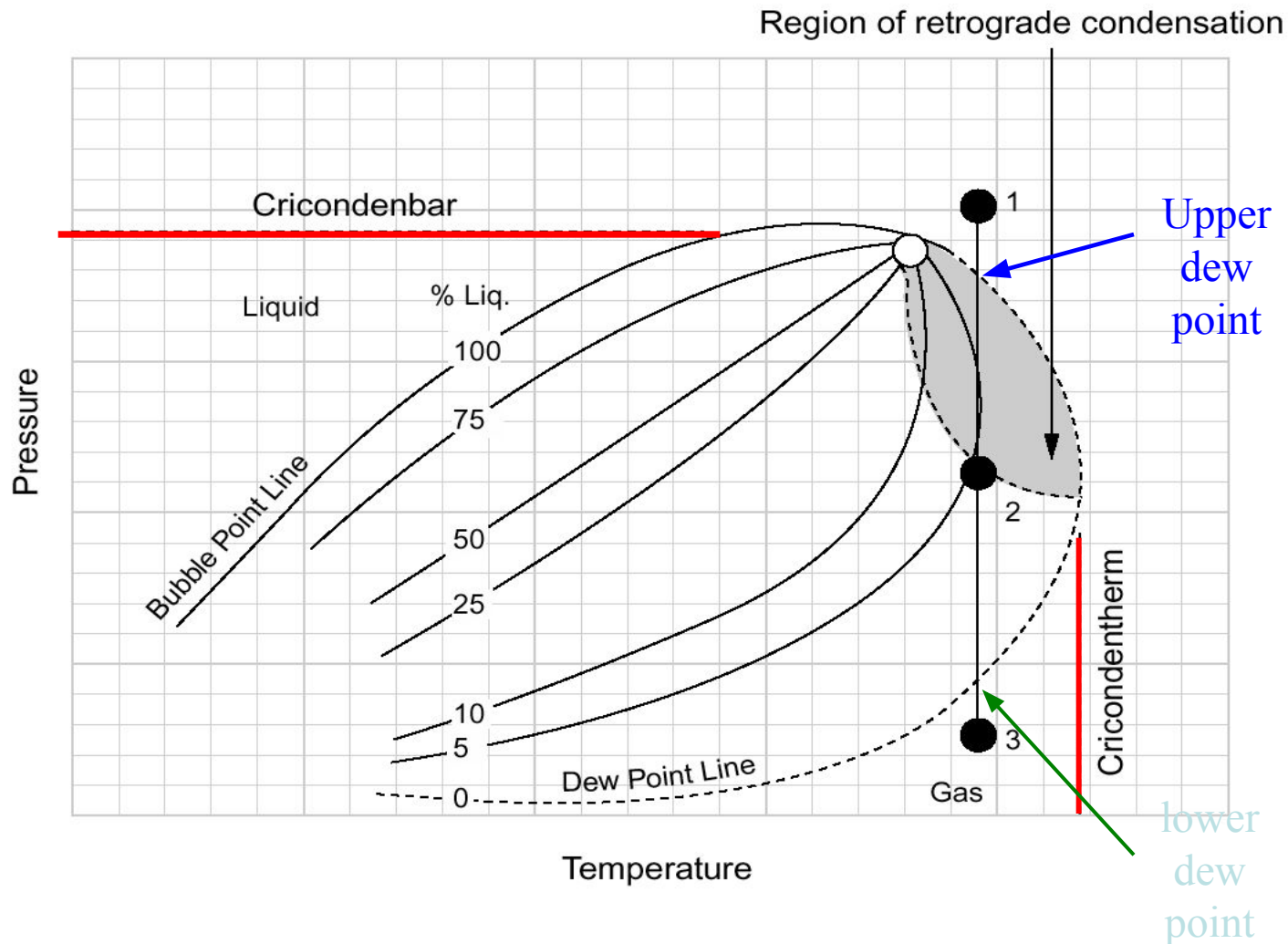
Диаграмма «давление-температура»



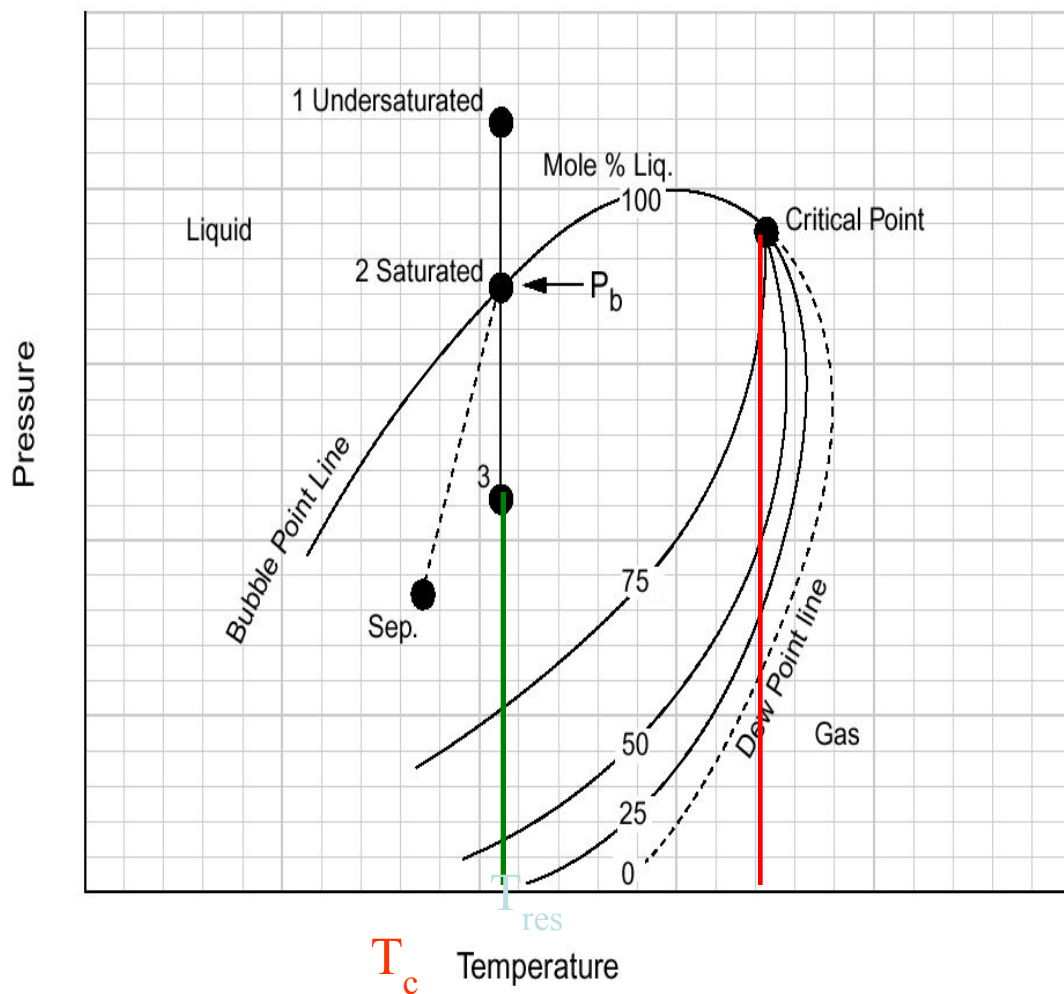
Фазовая диаграмма смесей этана и n-гептана



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

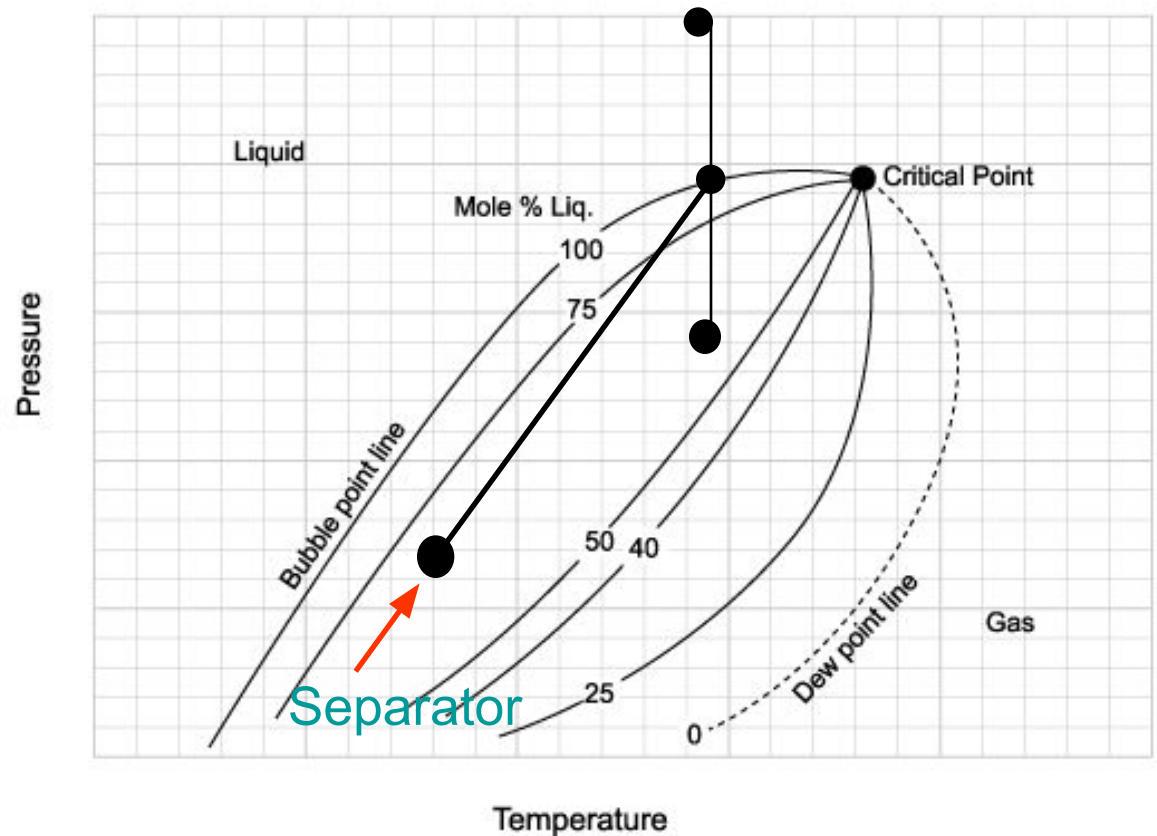
T_c выше чем пластовая температура

После сепарации
соотношение
нефть, газ 65/35%.

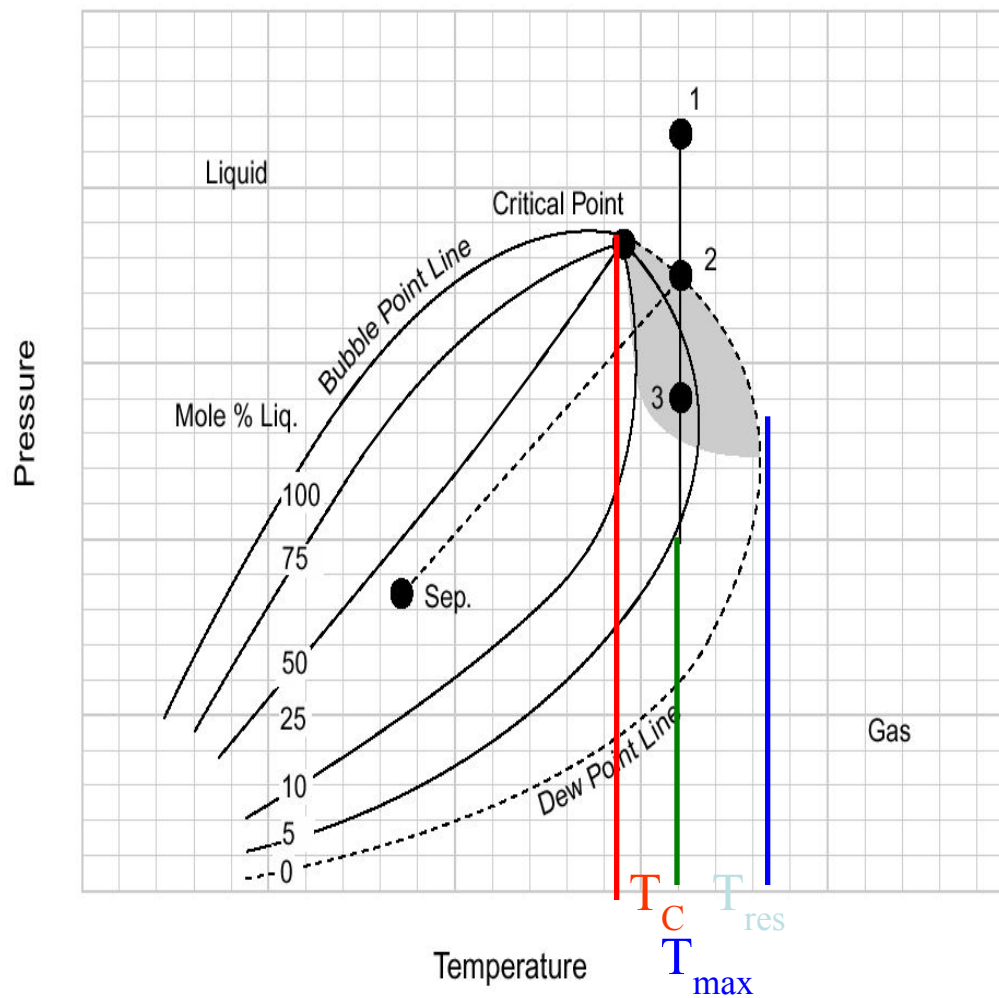
Большая
концентрация легких
и промежуточных УВ

Вязкость API < 50°

Газовый
фактор < 8000 scf/stb



Газоконденсатные системы



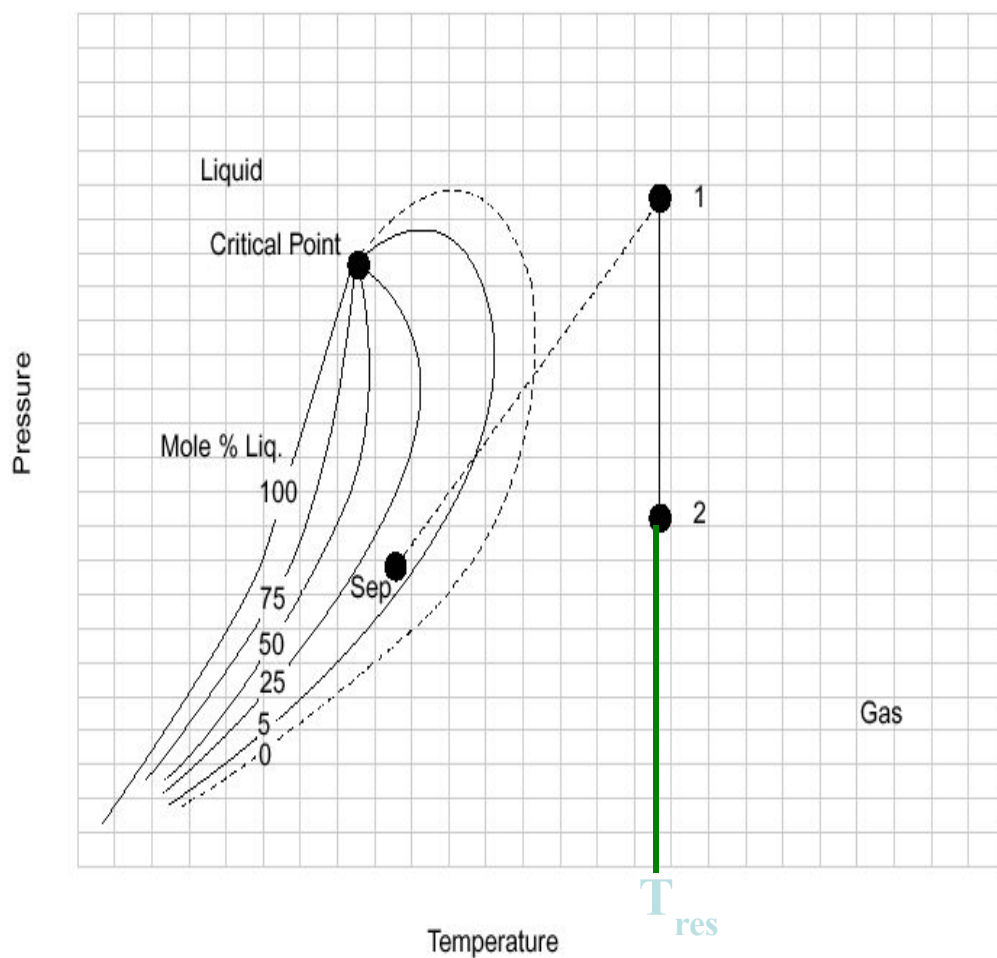
Больше легких
Углеводородов

Меньше тяжелых
углеводородов

Газовый фактор <70
000
SCF/STB

<60°API

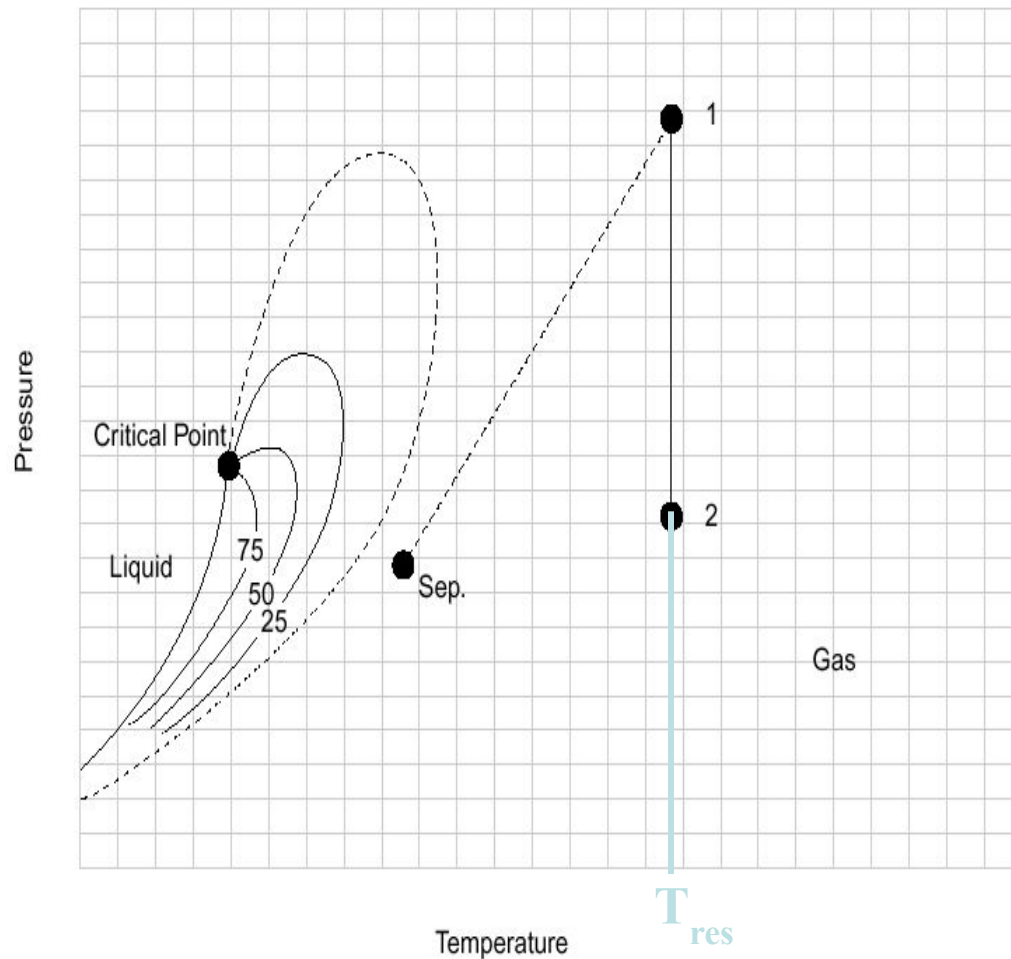
Природный газ (жирный газ)



Газовый фактор <100
000
SCF/STB

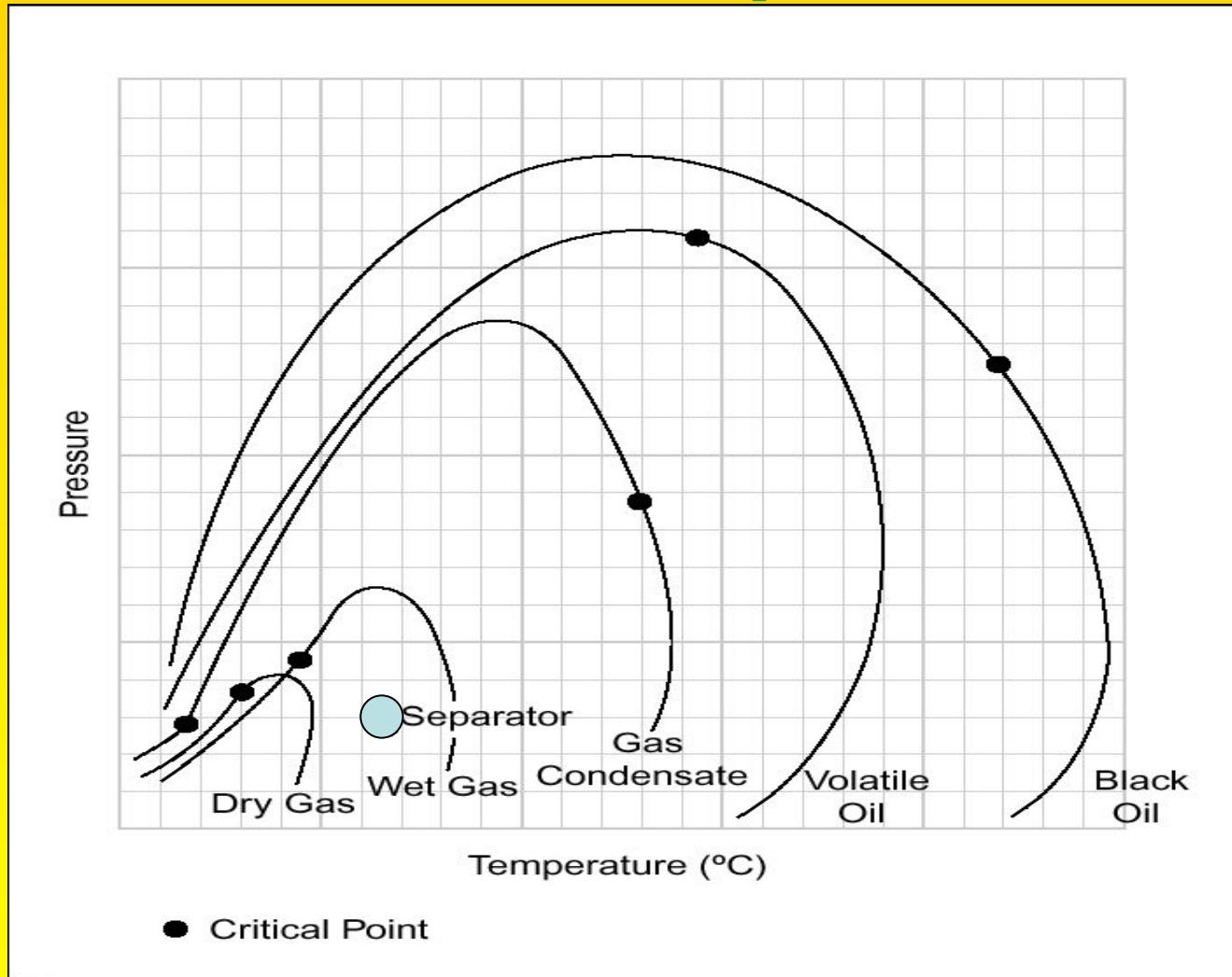
Конденсат >50°API

Природный газ (сухой газ)

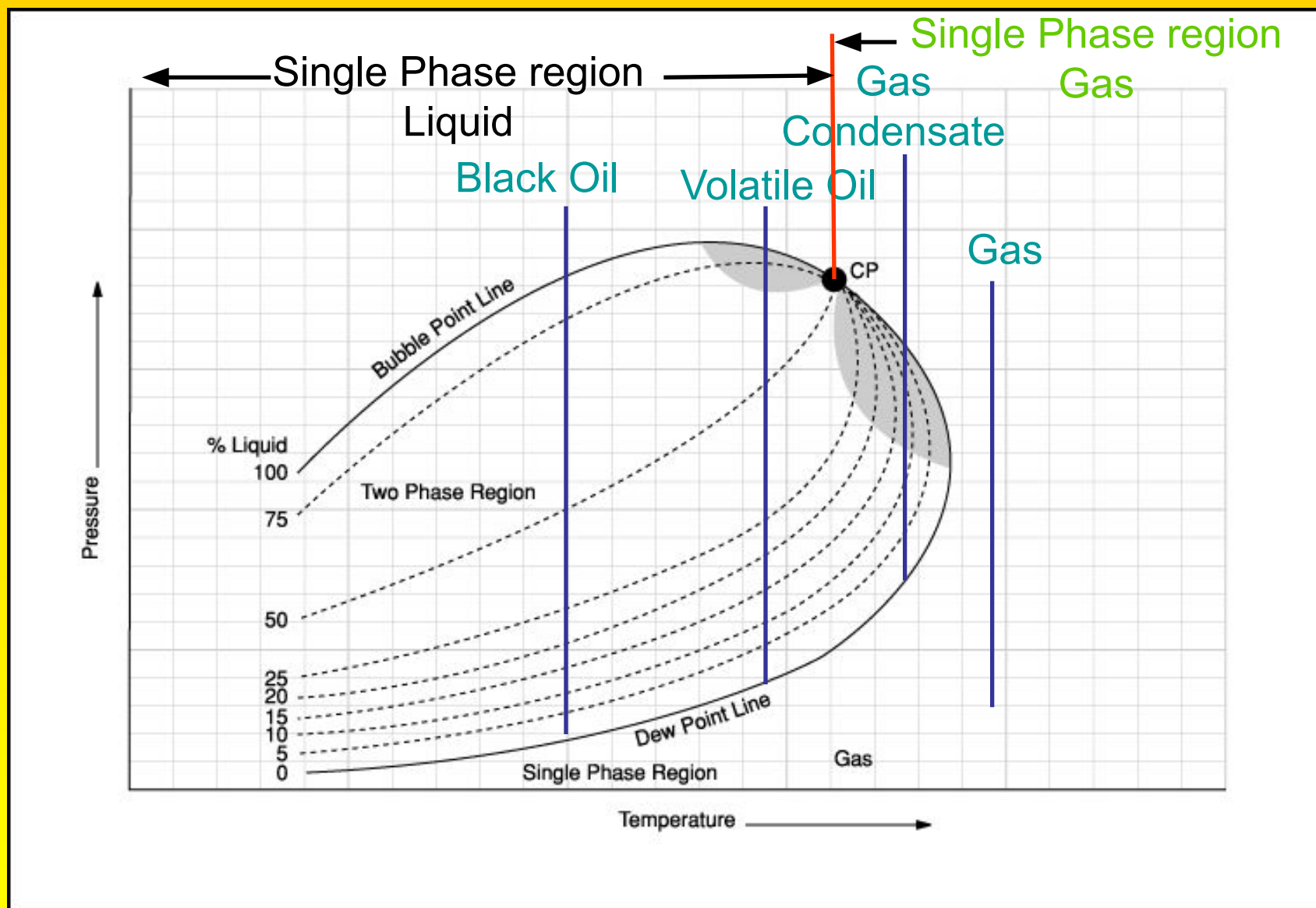


Газовый фактор >100
000
SCF/STB

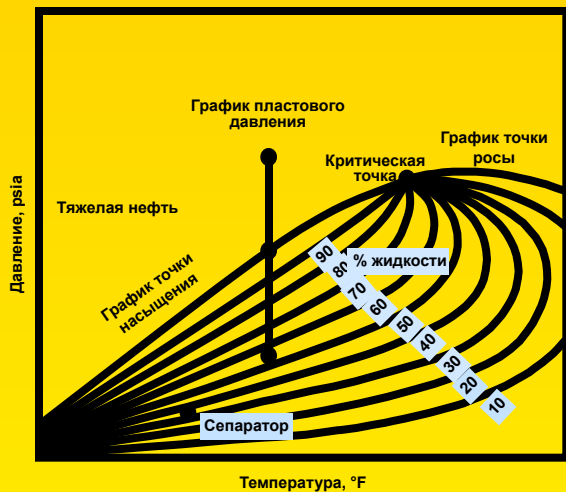
Сравнение фазовых диаграмм пластовых флюидов



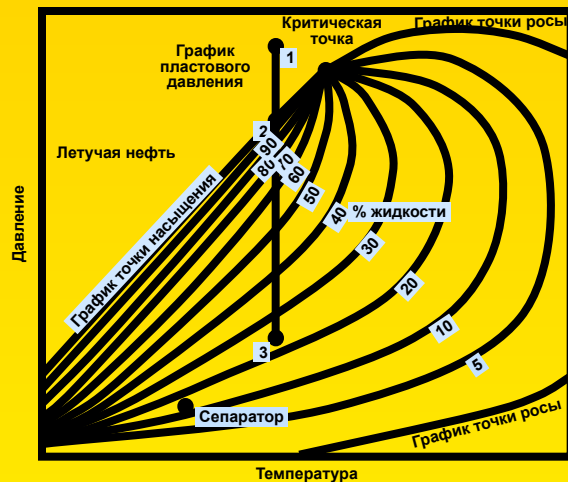
Сравнение фазовых диаграмм пластовых флюидов



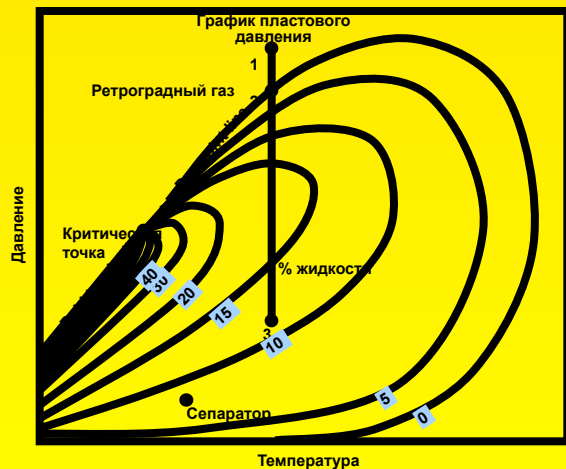
Нелетучая нефть



Летучая нефть



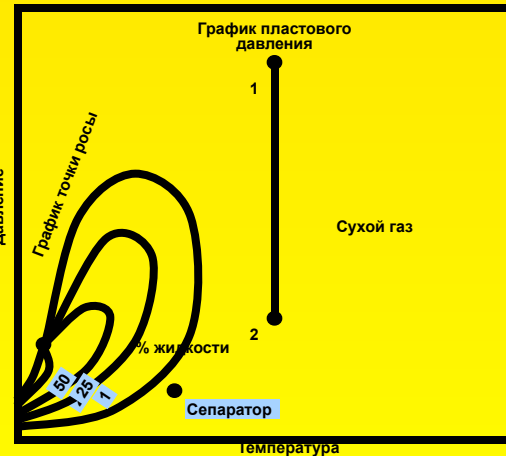
Пять пластовых флюидов



Ретроградный газ

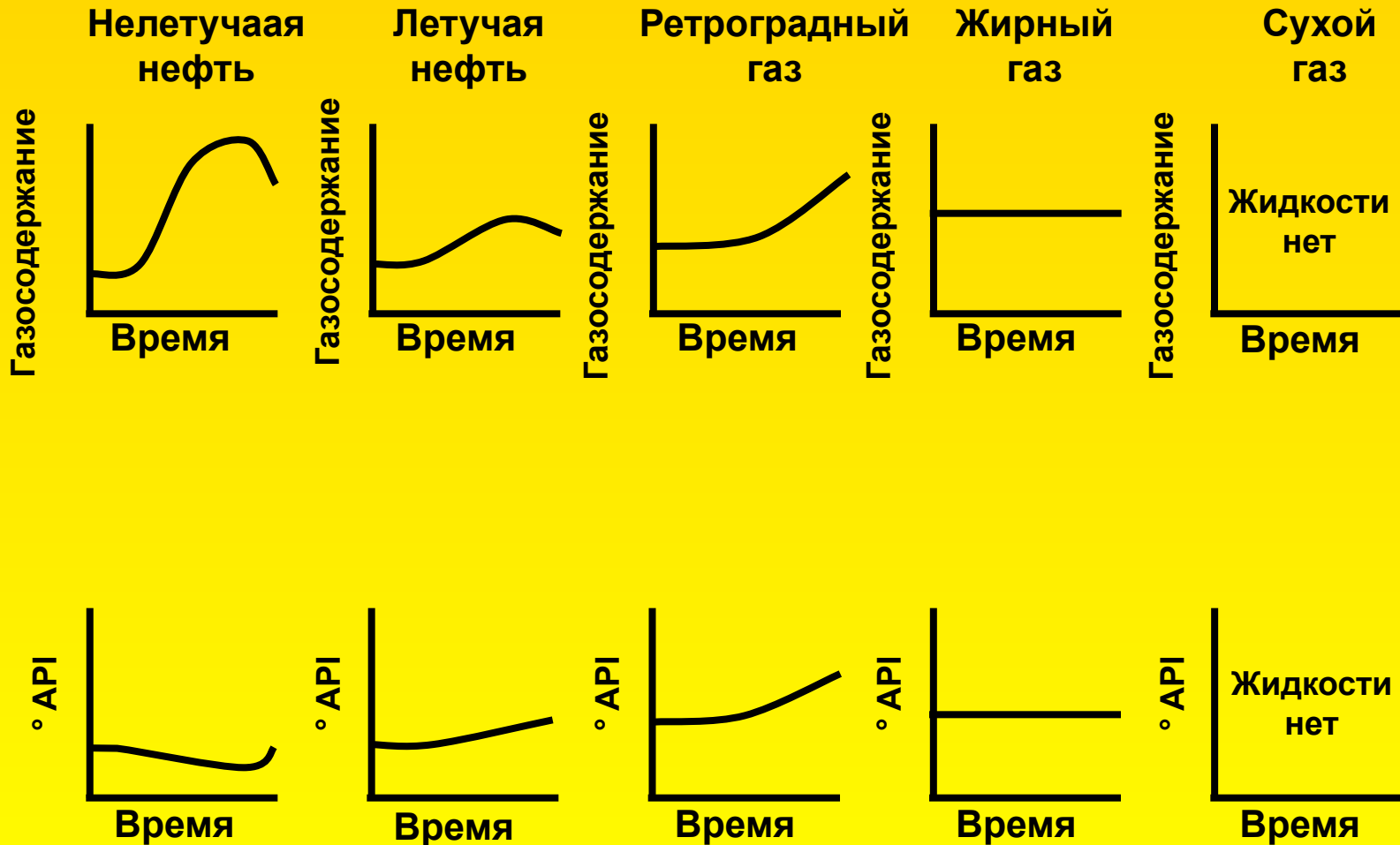


Жирный газ



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

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

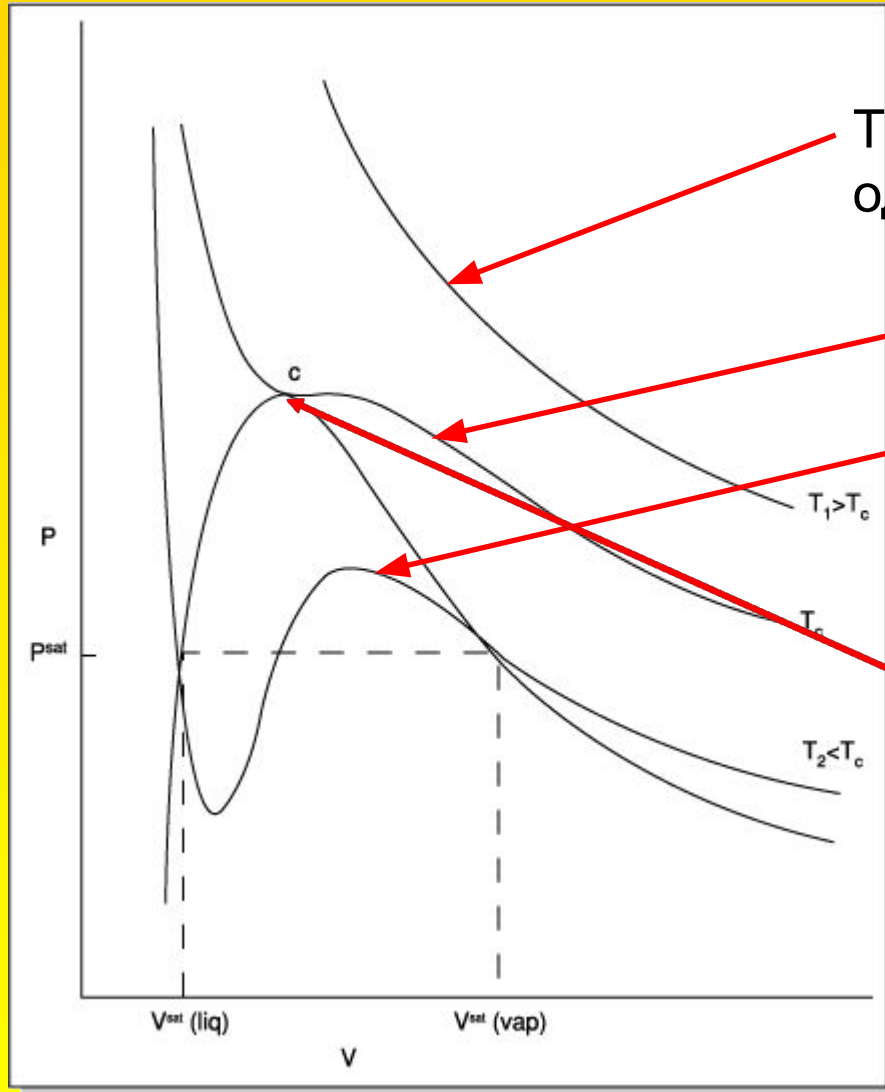
и

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

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

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

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

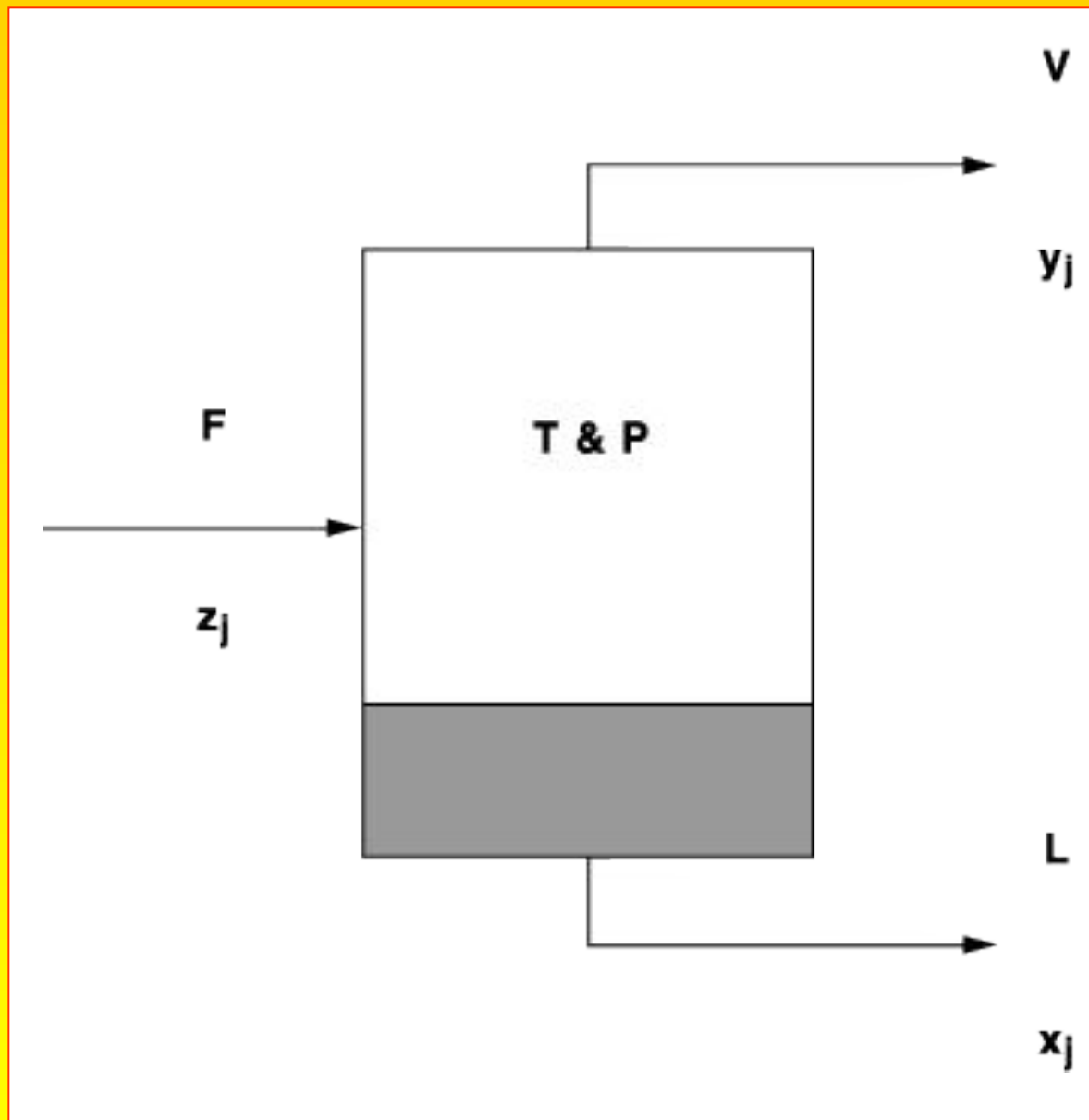
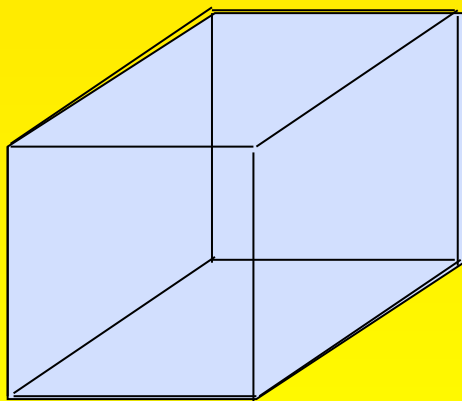
$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij})$$

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.

$$f_g = f_L$$

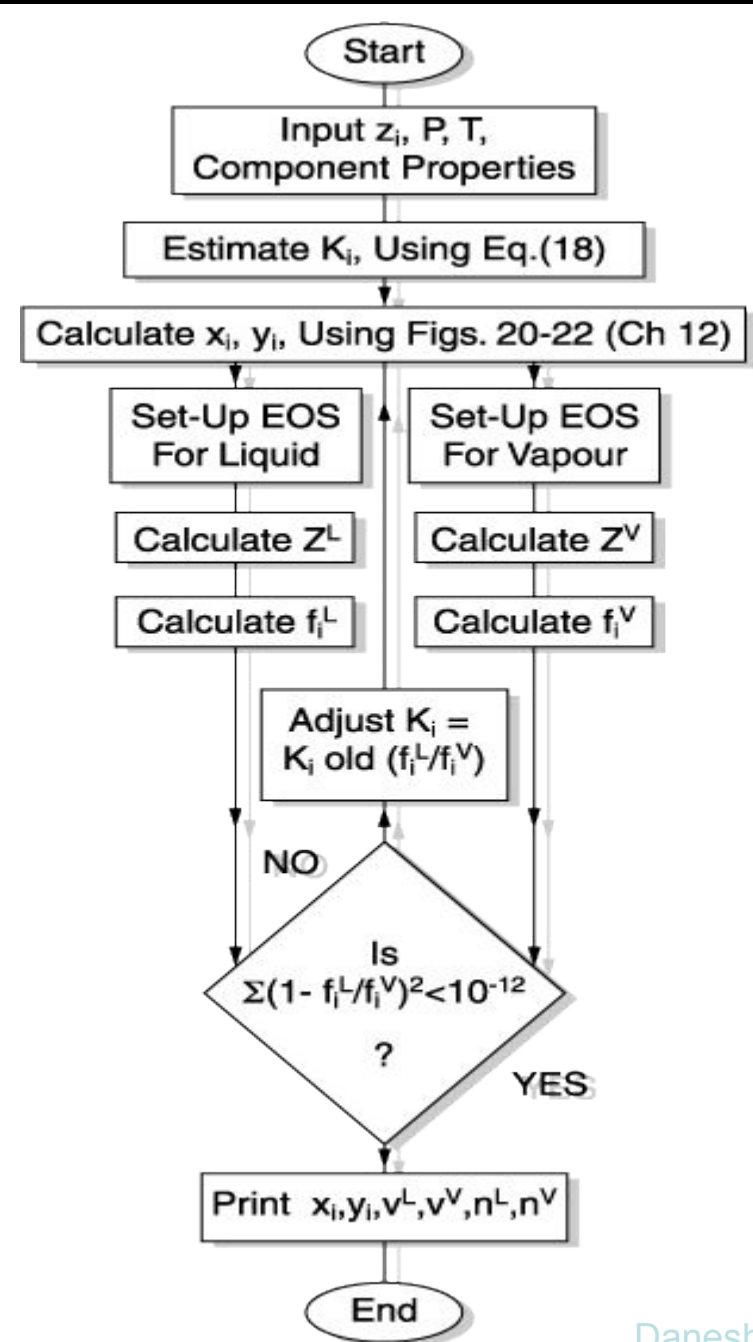
Fugacity coefficient can be calculated from the following equation, where v is molar volume.

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

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