

# Физические свойства нефти и газа.

Физические свойства нефти. Фазовые диаграммы. Газосодержание. Объемный коэффициент нефти. Давление насыщения. Сжимаемость пластовой нефти.

Физические свойства газа. Уравнение состояния газа. Уравнение состояния для реальных данных.

Андрианова Алла Михайловна

25.10.2015



# План урока

---

## Физические свойства нефти

- Фазовые диаграммы.
- Газосодержание.
- Объемный коэффициент нефти.
- Давление насыщения.
- Сжимаемость пластовой нефти.

## Физические свойства газа

- Уравнение состояния газа.
- Уравнение состояния для реальных данных.

# Степени свободы термодинамической системы

---

## Правило фаз Гиббса:

Если  $N$ -компонентная система находится в состоянии термодинамического равновесия под воздействием двух интенсивных параметров – давления и температуры, и число фаз равно  $m$ , то число независимых переменных, характеризующих эту систему,

$$F = N - m + 2$$

Переменными, характеризующими систему, являются мольные доли компонентов в фазах, давление и температура.

Параметр  $F$  - **число термодинамических степеней свободы**.

Правило фаз дает ответ на **2 основных вопроса**:

- Каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов  $N$

Ответ:  $N+2$  (при этом  $F=0$ )

- Какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных

# Правило фаз Гиббса на примере воды

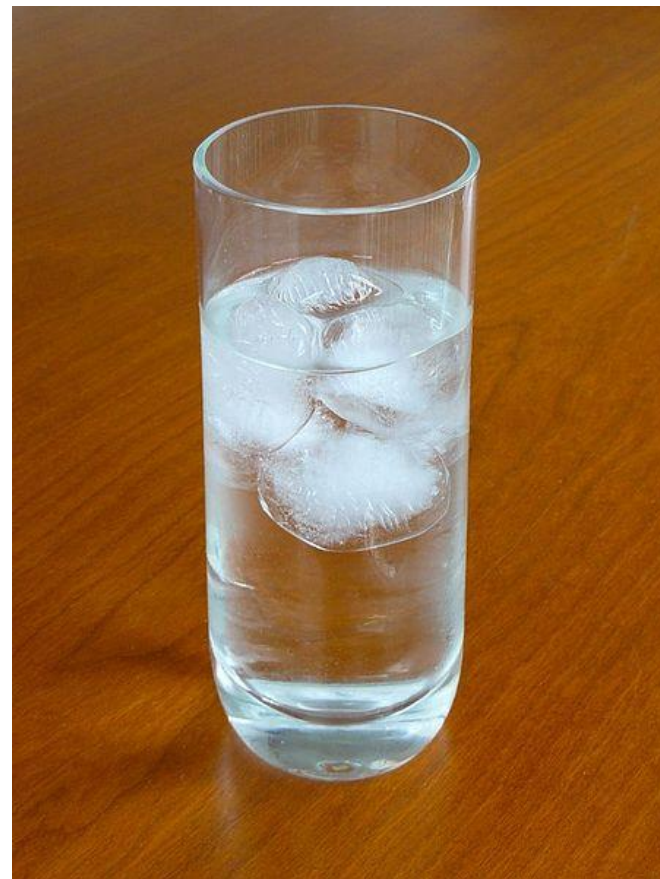
---

$$F = N - m + 2$$

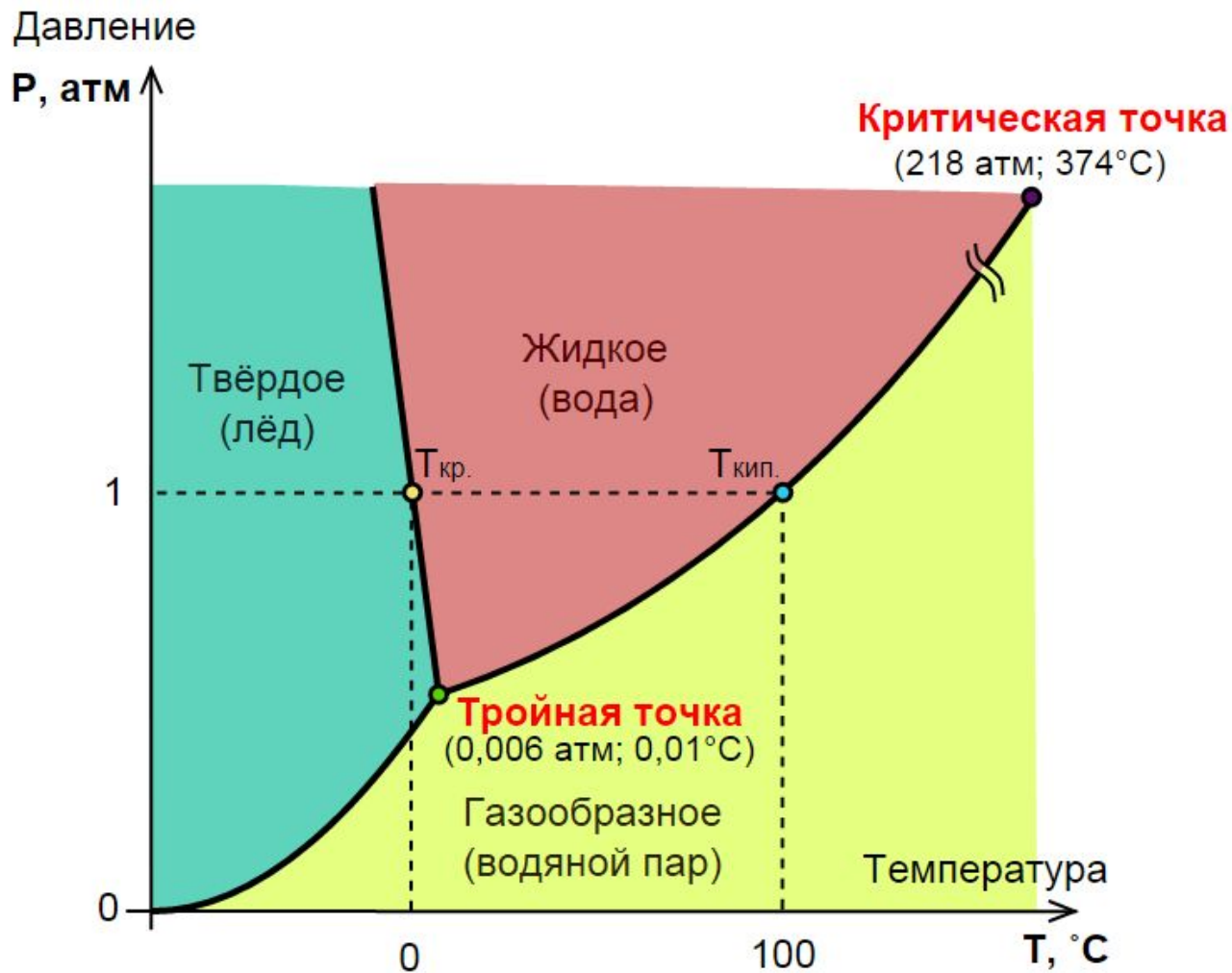
$N$  - кол-во компонент в системе

$m$  - число фаз

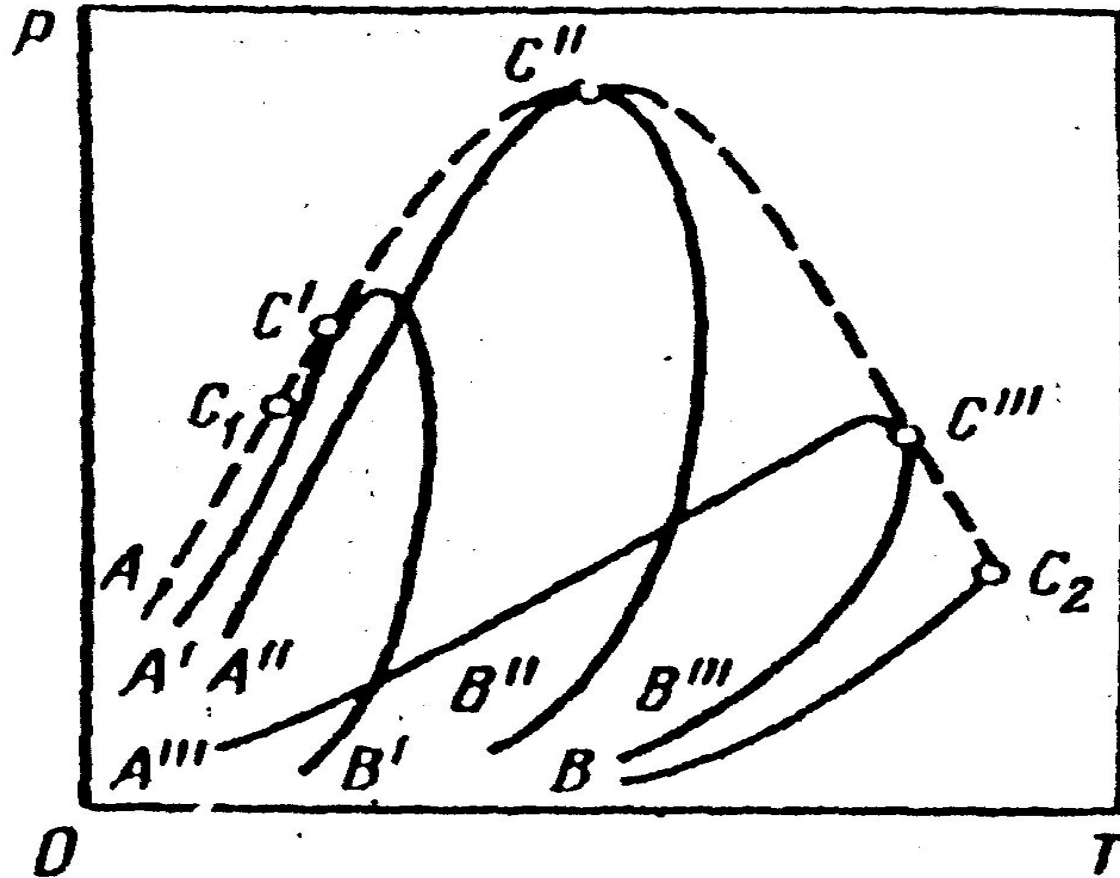
$F$  - число независимых переменных,  
характеризующих эту систему



# Фазовая диаграмма “давление-температура” для ВОДЫ

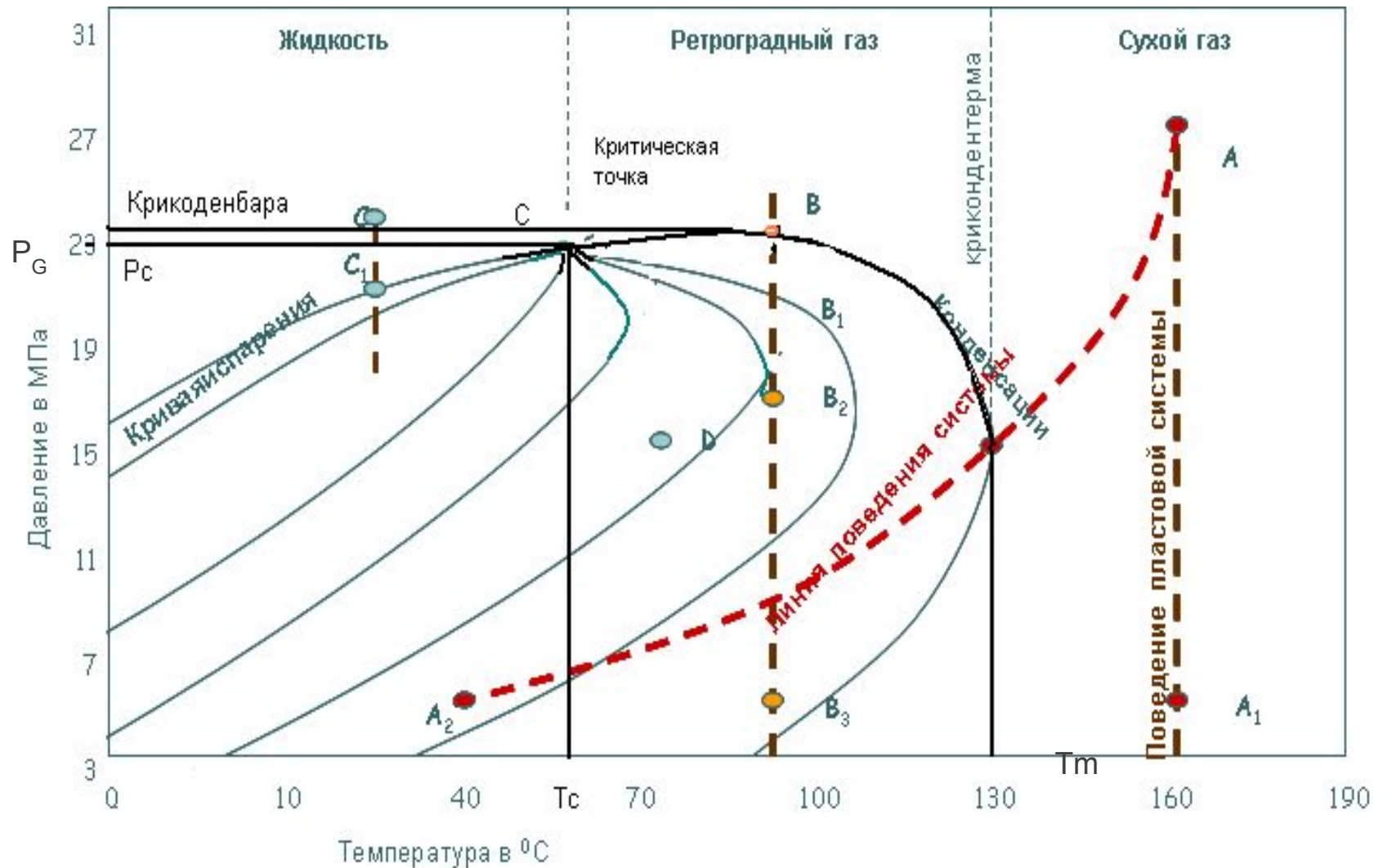


# Фазовая диаграмма “давление-температура” бинарной системы



$C_1, C_2$  – критические точки 1-го и 2-го веществ

# Фазовая диаграмма пластовой системы



-AA1=однофазный газ - AA2=двухфазный газ - BB3=ретроградный конденсат ;

CC1=движение растворенного газа; - D=две фазы в пласте

# Базовые параметры, характеризующие пластовую нефть

---

- $P_b$  – давление насыщения
- ГФ – газовый фактор (при  $P > P_b$  )
- $R_{sb}$  – газосодержание нефти при давлении насыщения ( $P > P_b$  )
- $V_o$  – объёмный коэффициент нефти
- $\gamma_o$  – относительная плотность нефти
- $\mu_o$  – вязкость нефти
- КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ



# Давление насыщения.

---

Давление насыщения ( $P_b$ ) - давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости. Зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или же быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором недонасыщена.



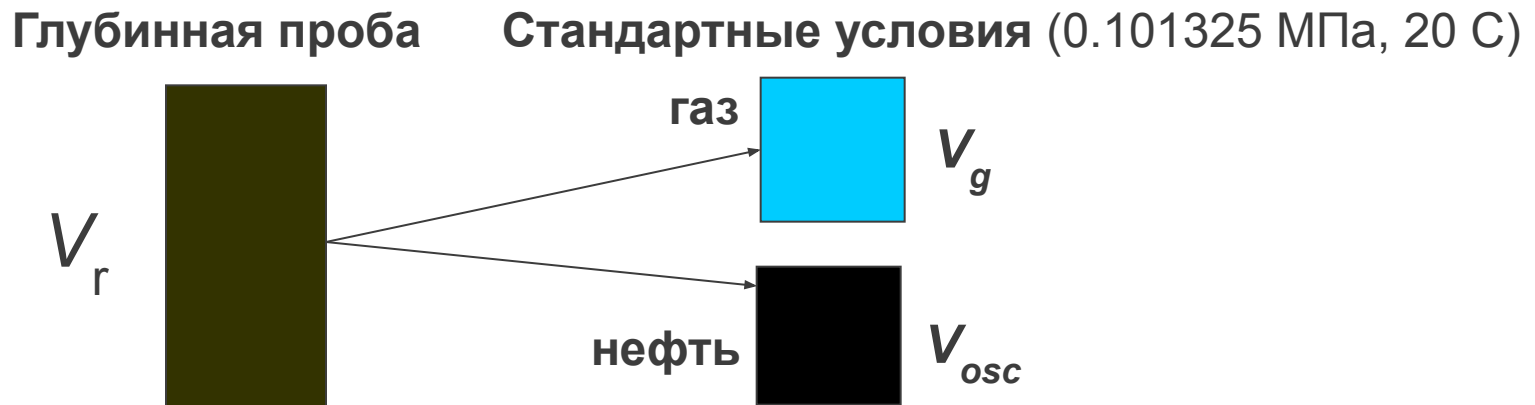
# Объемный коэффициент и газосодержание.

**Объемный коэффициент пластовой нефти** равен отношению объема, занимаемого углеводородной жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях  $V_r$ , к объему дегазированной нефти при стандартных условиях  $V_{osc}$

$$B_o = V_r / V_{osc}$$

**Газосодержание пластовой нефти** – количество газа, выделившегося из нефти при изменении условий от пластовых до стандартных (0.101325 МПа, 20 С) и отнесенного к объему дегазированной нефти при стандартных условиях  $V_{osc}$

$$R_{sb} = V_g / V_{osc}$$



# Сжимаемость.

---

**Сжимаемость** — свойство вещества изменять свой объём под действием всестороннего равномерного внешнего давления. Сжимаемость характеризуется коэффициентом сжимаемости, который определяется формулой

$$\beta = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp},$$

где  $V$  — это объём вещества,  $p$  — давление; знак минус указывает на уменьшение объёма с повышением давления.

Коэффициент сжимаемости показывает, на сколько увеличится объём нефти при снижении давления на одну атмосферу.

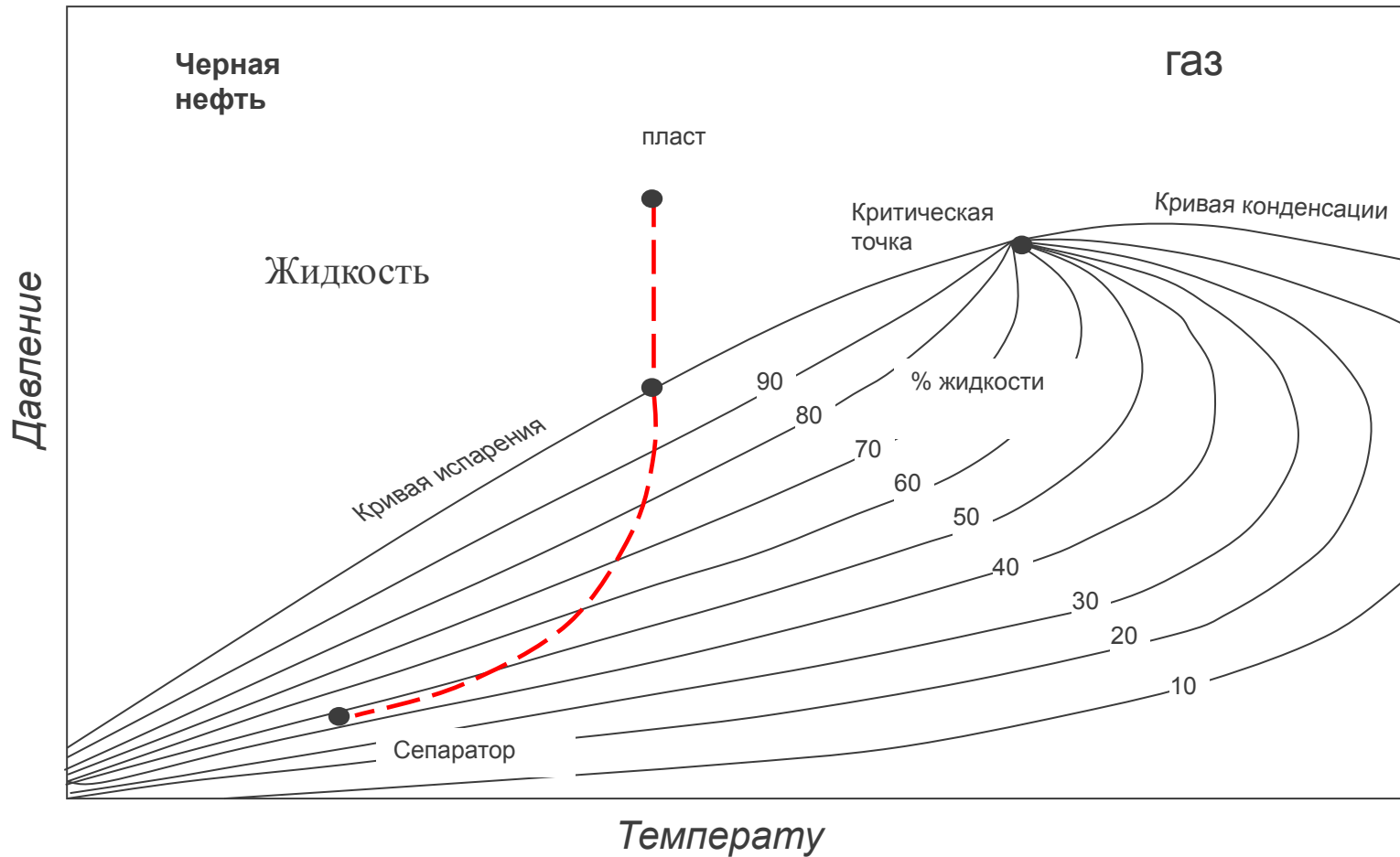
Данный коэффициент необходим для оценки упругих сил, развиваемых нефтью в пласте в процессе ее отбора при давлениях выше давления насыщения.

# Типы пластовых углеводородных смесей

---

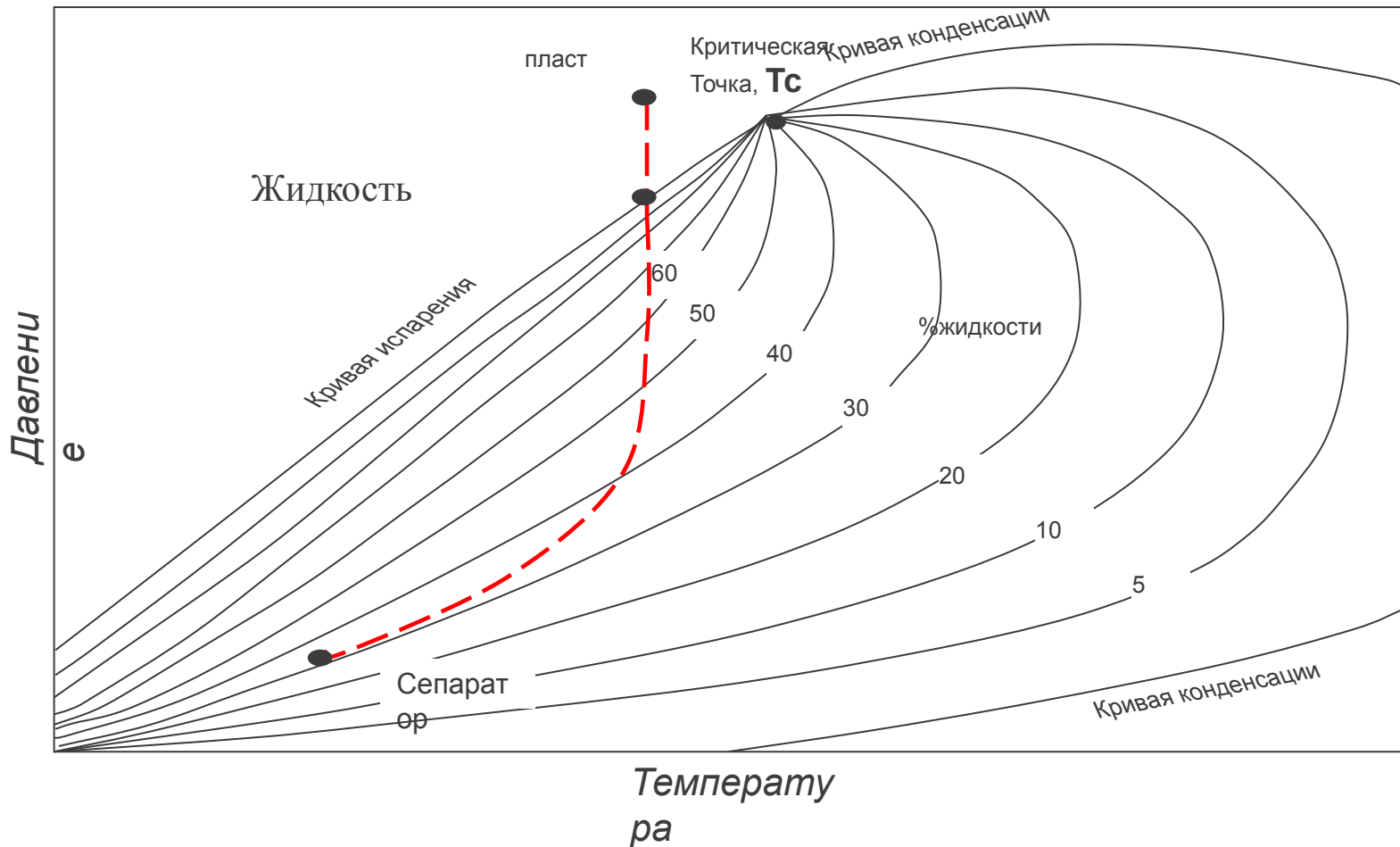
- **Черная нефть** (*black oil или ordinary oil*)
- **Летучая нефть** (*volatile oil*)
- **Газоконденсат** (*gas condensate, retrograde gas*)
- **Жирный газ** (*wet, fat gas*)
- **Сухой газ** (*dry, lean gas*)

# 1. Черная нефть



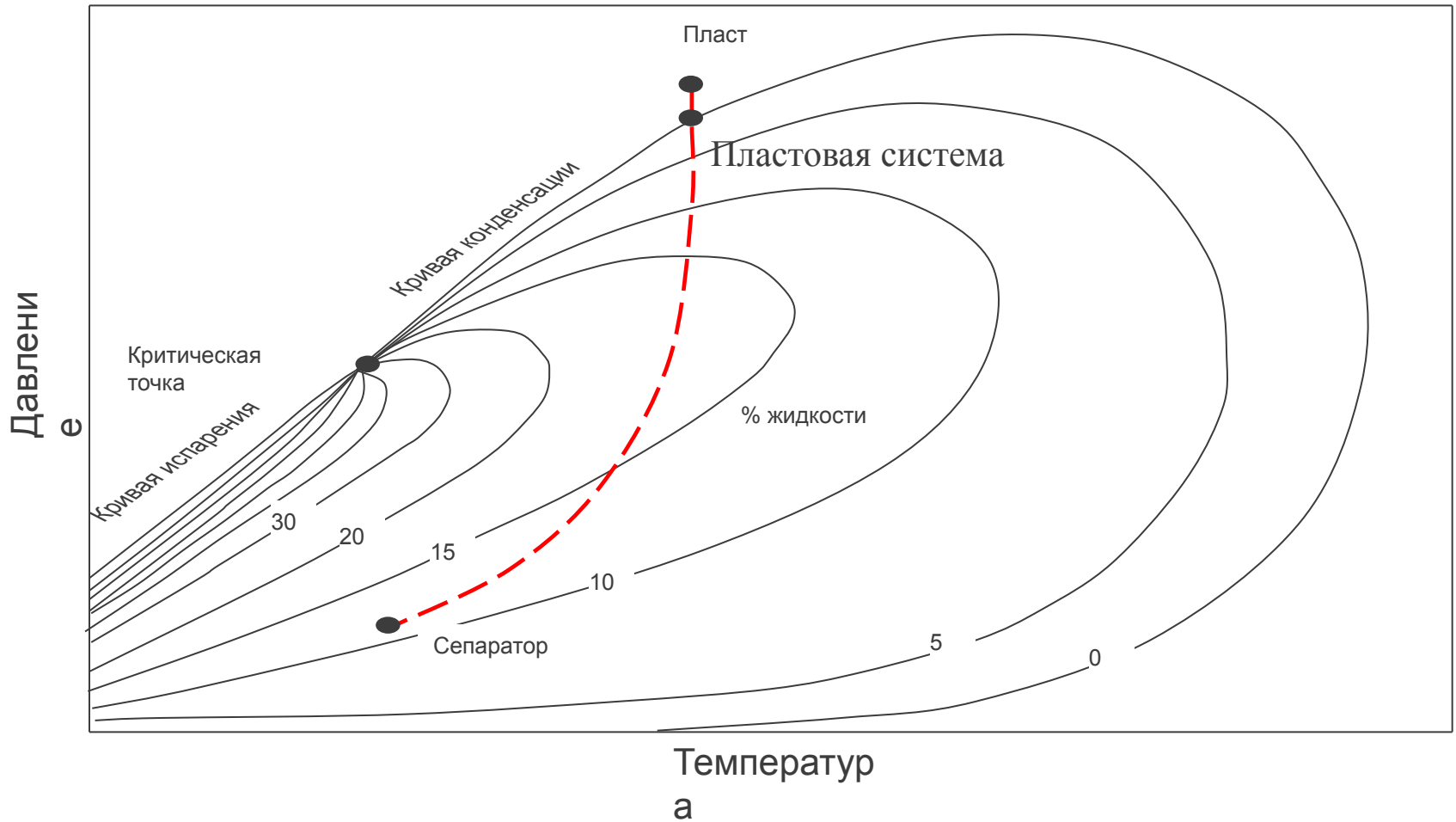
1. Изоплеры расположены на одинаковом расстоянии  $\rho_a$
2. Газовый фактор  $< 350$
3. Относительная плотность  $\gamma_o > 0.825$
4. Объёмный фактор  $Bo < 2$

## 2. Летучая нефть



1. Разные расстояния между изоплерами
2.  $T_c$  близка к  $T_{пл}$ , но  $T_c > T_{пл}$
3.  $350 < \text{Газовый фактор} < 600$
4.  $0.760 < \gamma_o < 0.825$
5. Объемный коэффициент 2 и больше

### 3. Газоконденсатная смесь

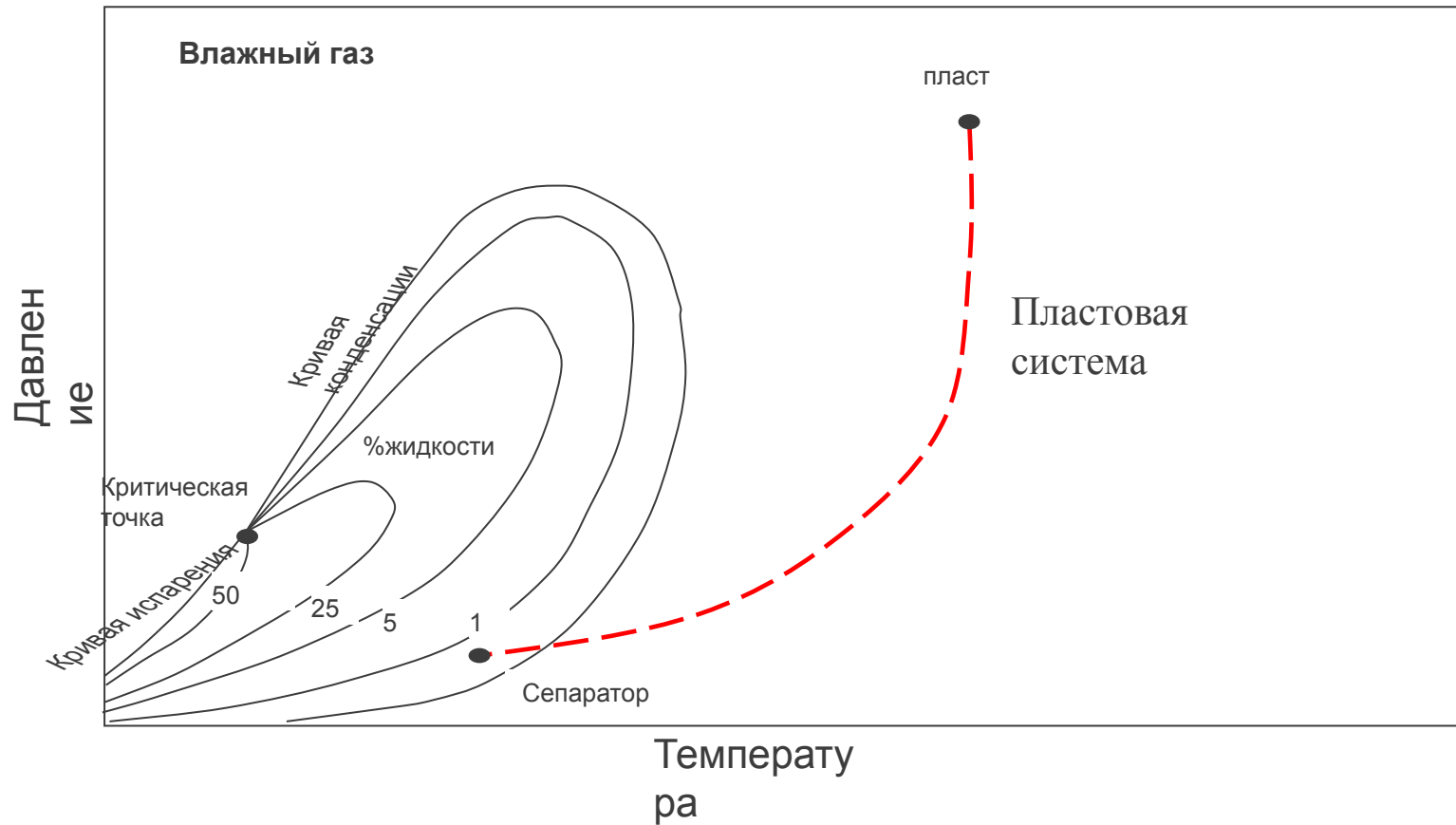


1. Газовый фактор  $>600$

2.  $T_c < T_{пл} < T_m$

3.  $0.700 < \gamma_o < 0.825$

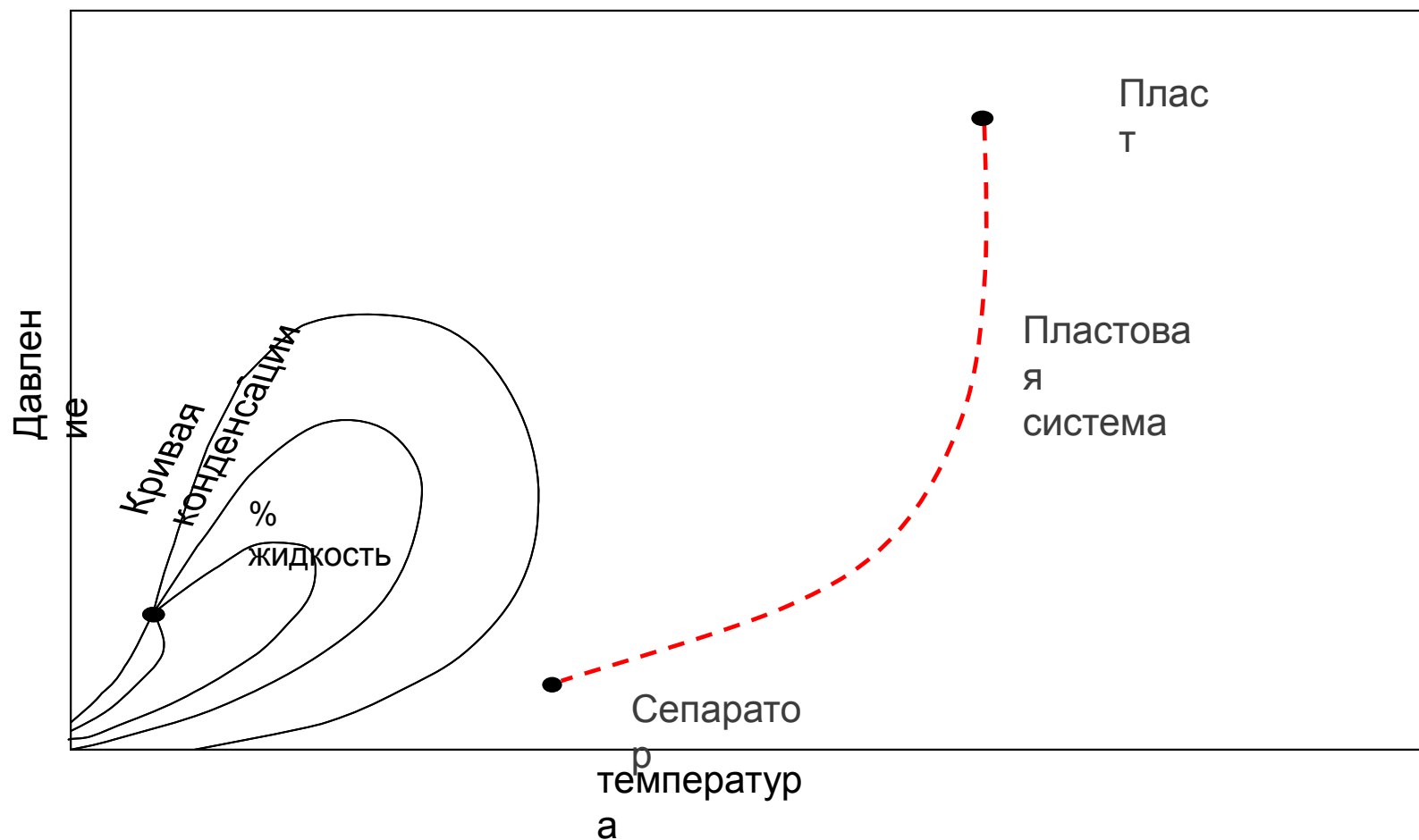
# 4. Жирный газ



1. Жидкость(конденсат) выделяется на сепараторе
2. Газовый фактор  $>9000$
3. Большой разброс значений плотности жидкости на сепараторе



## 5. Сухой газ



# Основные параметры, определяемые при исследовании свойств сухого и жирного газа

---

## Сухой газ:

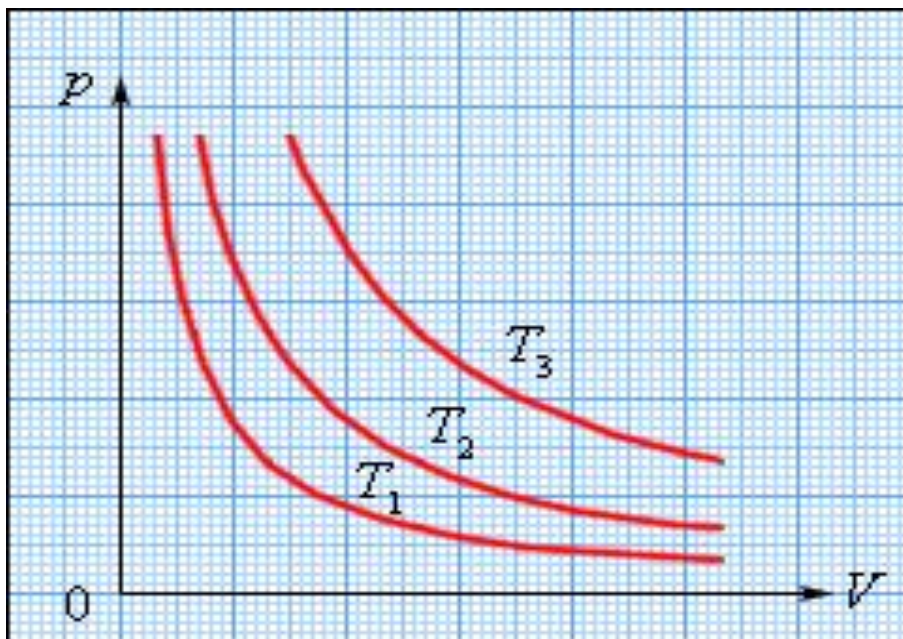
- $y_i$  – компонентный состав,
- $\gamma_g$  – относительная плотность газа
- $Z$  – фактор,
- $V_g$  – объёмный коэффициент нефти
- $\mu_g$  – вязкость

## Жирный газ:

вышеперечисленное для сухого газа плюс информация о термодинамических условиях выпадения конденсата, его количества и свойствах.

# Уравнение состояния идеального газа

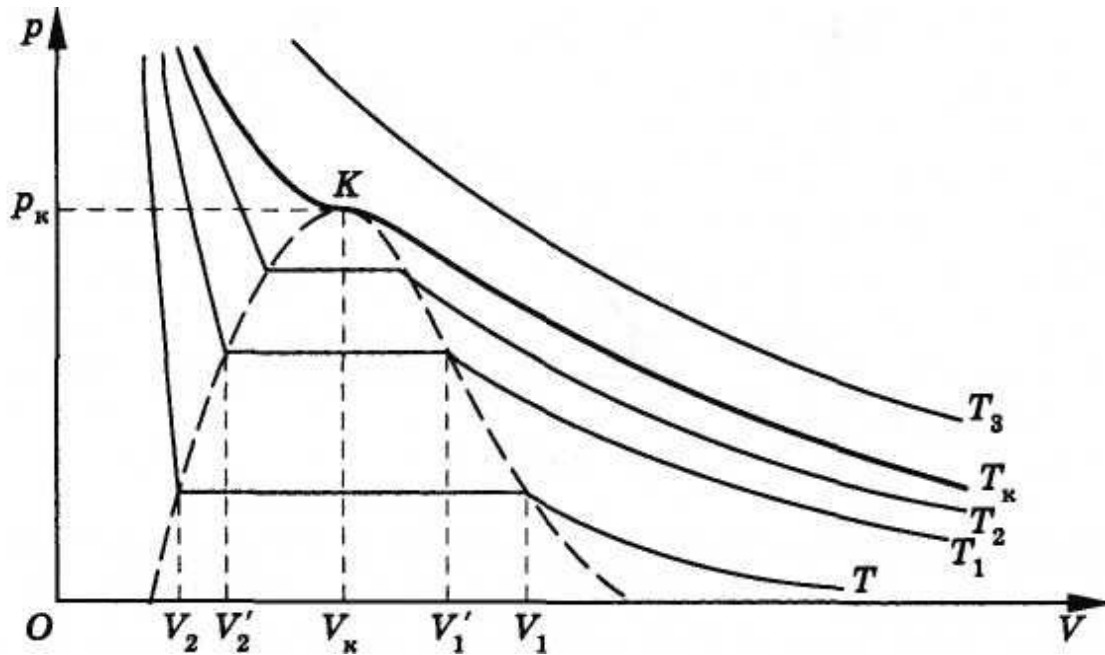
$$PV = nRT$$



где  $P$  – давление,  
 $V$  – объём,  
 $n$  – количество вещества,  
 $R$  – универсальная газовая  
постоянная,  
 $T$  – абсолютная температура.

# Уравнение состояния реального газа

$$PV = ZnRT$$



где  $Z$  – коэффициент сжимаемости газа;  
 $P$  – давление,  
 $V$  – объём,  
 $n$  – количество вещества,  
 $R$  – универсальная газовая постоянная,  
 $T$  – абсолютная температура.

# Коэффициент сжимаемости ( $Z$ – фактор)

---

Определение

$$Z = \frac{V_{\text{реальный}}}{V_{\text{идеальный}}}$$

Из этого следует

$$V_{\text{идеальный}} = \frac{n R T}{p}$$

$$V_{\text{реальный}} = \frac{z n R T}{p} = z V_{\text{идеальный}}$$

## Выводы:

---

- **Четких границ** между свойствами пластовых флюидов соседних типов **не существует**. Граничные значения параметров смесей перекрывают друг друга. Это особенно показательно при разграничении газоконденсатных залежей и нефтяных залежей переходного состояния (летучих нефтей)
- **Обычно** при газовом факторе  $\Gamma\Phi < 540 \text{ м}^3/\text{м}^3$  пластовая УВ смесь – нефть, а при  $\Gamma\Phi > 1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$  - природный газ. Природные УВ флюиды с газовым фактором от 540 до 1200  $\text{м}^3/\text{м}^3$  могут быть, в зависимости от компонентного состава и пластовой температуры, как пластовой нефтью, так и - газоконденсатной системой;
- **Обычно** если в пластовой смеси  $\text{C7+} > 13 \%$  мол. – нефть, а при  $\text{C7+} < 11 \%$  мол. – природный газ.