

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

## Уравнение установившегося течения флюида в трубопроводе:

где  $\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav}$  – потери давления на преодоление гравитационных сил, Па/м;  $\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric}$  – потери давления на преодоление сил трения, Па/м;  $\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$  – потери давления на преодоление сил инерции, Па/м.

$$-\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$$

## Для однофазного течения:

Потери давления на преодоление гравитационных сил:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} = g \cdot \rho \cdot \sin\theta$$

Потери давления на преодоление сил трения, согласно эмпирическому соотношению Дарси-Вейсбаха:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} = f \frac{G \cdot v}{2d}$$

где  $d$  – диаметр трубопровода, м;  $f$  – коэффициент потерь на трение, д. ед.;  $G$  – приведённый массовый расход флюида, кг/(м<sup>2</sup>·с);  $v$  – скорость течения флюида, м/с.

## Для многофазного течения:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} = g \cdot (\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)) \cdot \sin\theta$$

где  $H_l$  – истинное содержание жидкости в сечении, д. ед.;  $\rho_l$  – плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_g$  – плотность газовой фазы, кг/м<sup>3</sup>.

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} = f_{tp} \frac{G_m \cdot v_m}{2d}$$

где  $f_{tp}$  – коэффициент двухфазного трения, ;  $v_m$  – скорость течения газожидкостной смеси, м/с;  $G_m$  – приведённый массовый расход газожидкостной смеси, кг/(м<sup>2</sup>·с).

Потери давления на преодоление инерционных сопротивлений:

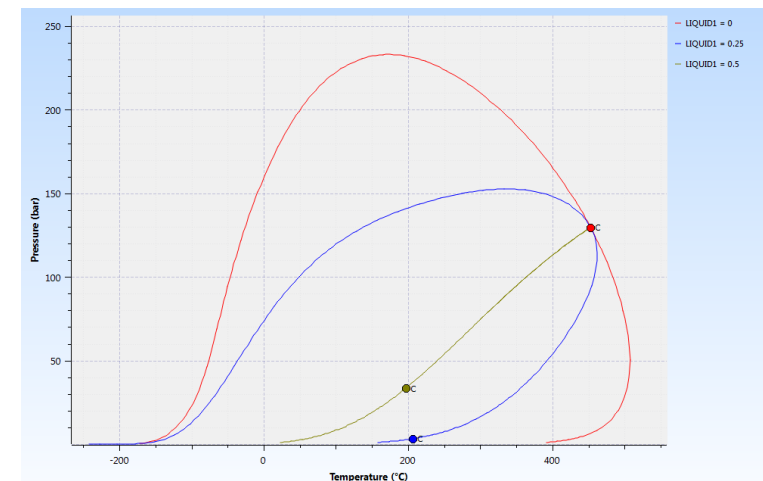
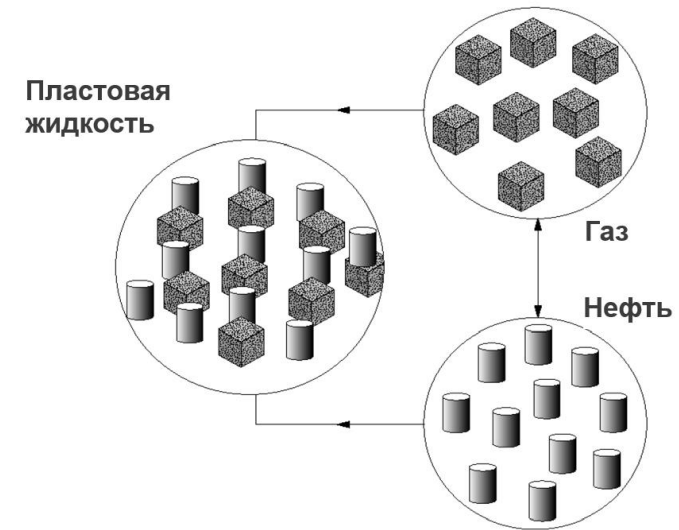
$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \rho \cdot v \cdot \frac{dv}{dZ}$$

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \rho_{tp} \cdot v_m \frac{dv_m}{dZ}$$

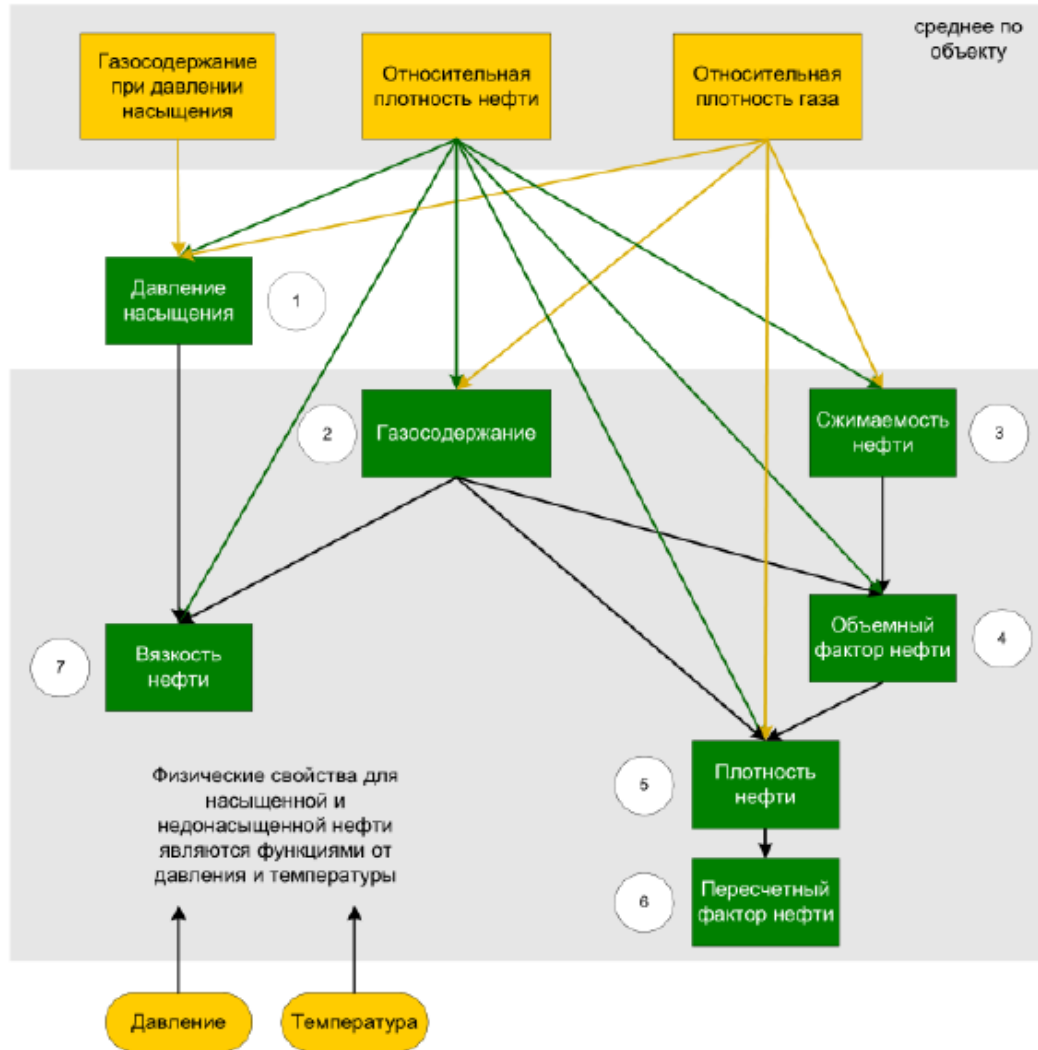
где  $v_{sg}$  – скорость газа без учёта проскальзывания, м/с.

# Моделирование свойств нефти – PVT моделирование

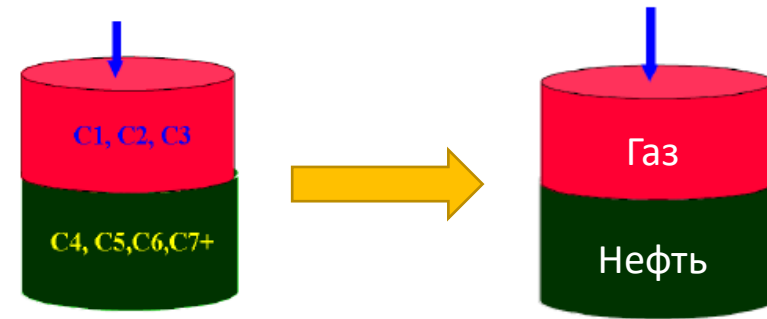
- Модель нелетучей нефти
  - Нефть состоит из двух компонент – нефти (жидкость) и газа
- Композиционное моделирование
  - Нефть состоит из множества компонент (реальных компонент – метан, этан и пр и псевдокомпонент – C7+ и т.д.)



# Black-Oil PVT модель



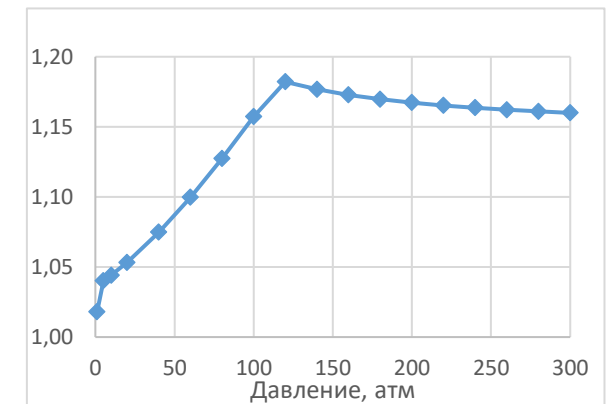
- 2 фазы: нефть, газ
- PVT-свойства считаются по статистическим зависимостям
- Минимальный набор входных данных



Standing Correlation

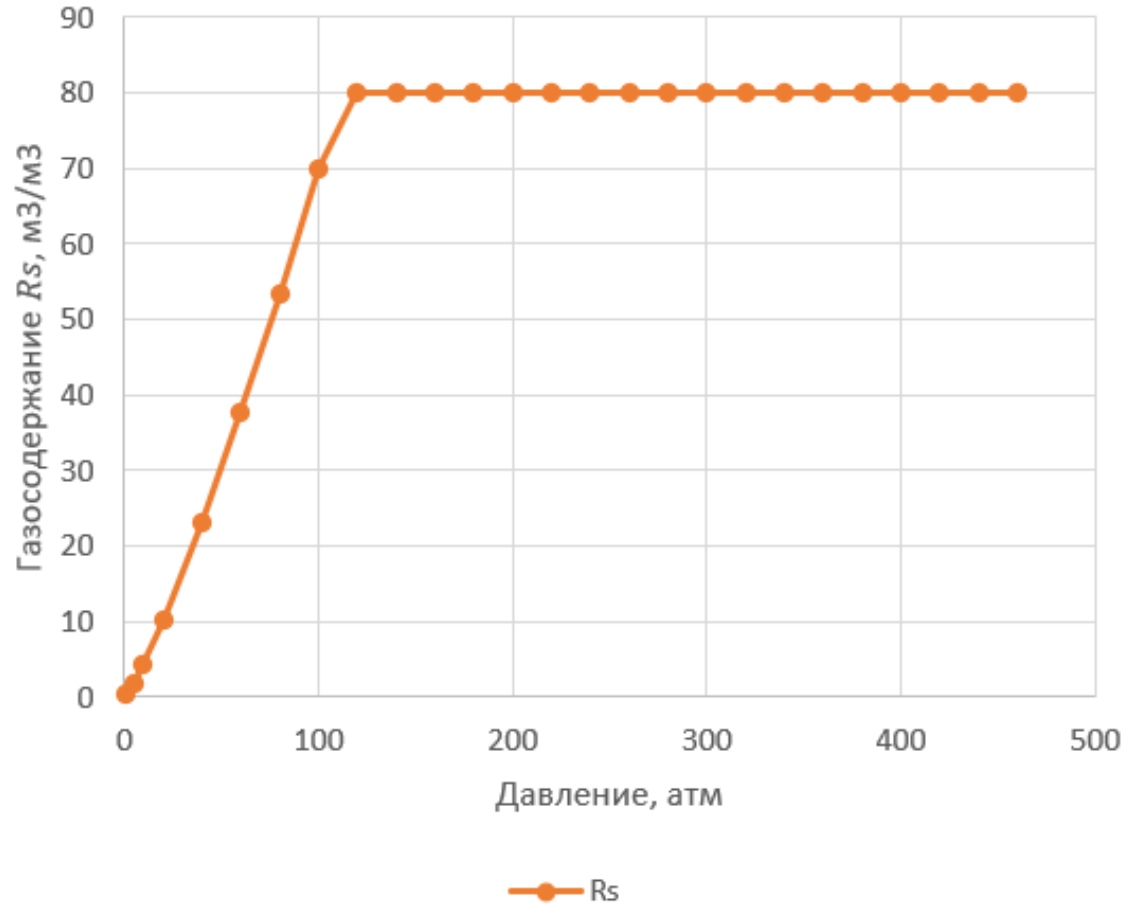
$$b_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$



# Газосодержание – ключевой параметр при проведении расчетов

Газосодержание  $R_s$  от давления



- Газосодержание ( $R_s$ )

$$R_s \text{ (м}^3 \text{ / м}^3\text{)} = \frac{V_g \text{ (растворенный в нефти, н.у.)}}{V_{oil} \text{ (добытый, н.у.)}}$$

- Газовый фактор ( $R_p$ )

$$R_p \text{ (м}^3 \text{ / м}^3\text{)} = \frac{V_g \text{ (добытый, н.у.)}}{V_{oil} \text{ (добытый, н.у.)}}$$

# Давление насыщения

Когда давление падает ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ.

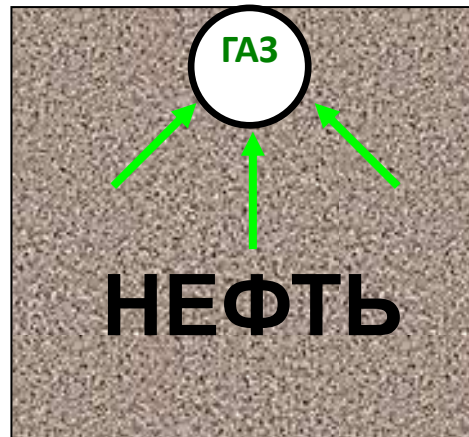
Давление, при котором выделяется первый пузырек газа, называется давлением насыщения ( $P_b$ ).

$$P > P_b$$

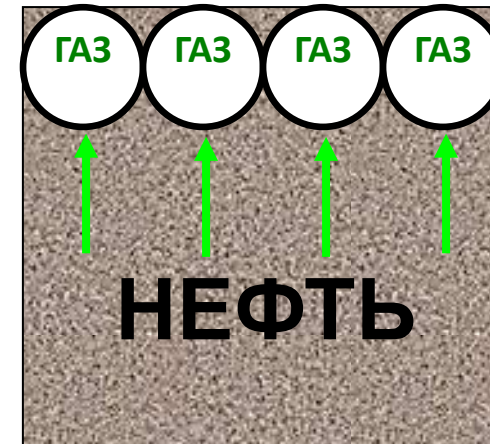


недонасыщенная

$$P = P_b$$



$$P < P_b$$

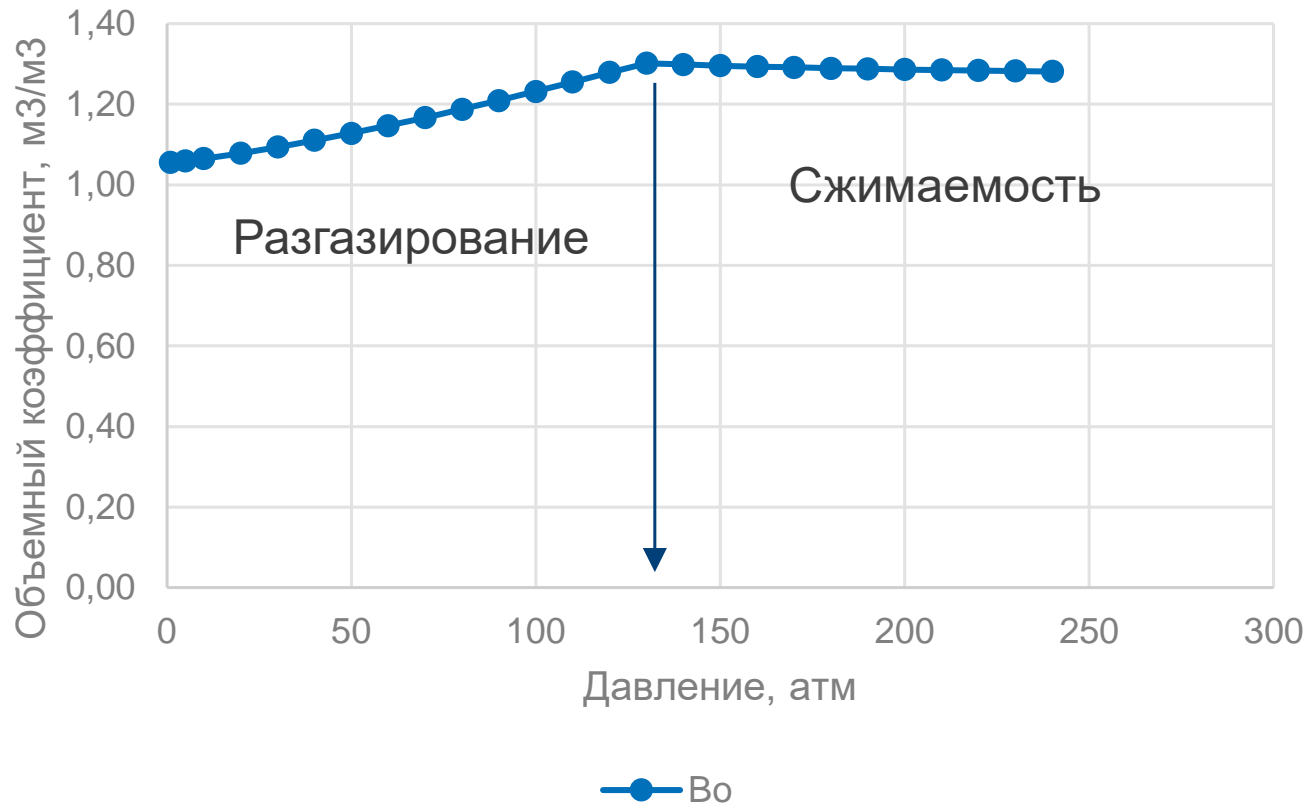


насыщенная

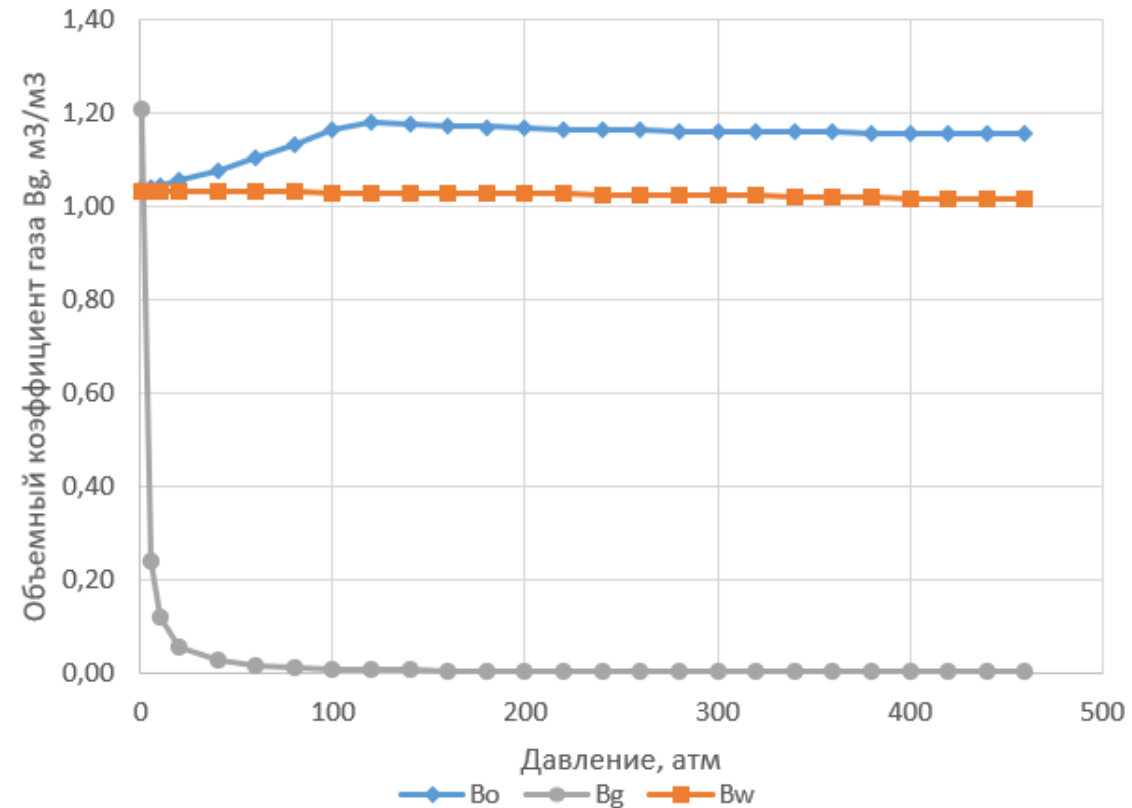
# Объемный коэффициент нефти

$$B(\text{м}^3/\text{м}^3) = \frac{V(\text{пласт. усл.})}{V(\text{н. у.})}$$

## Объемный коэффициент от давления

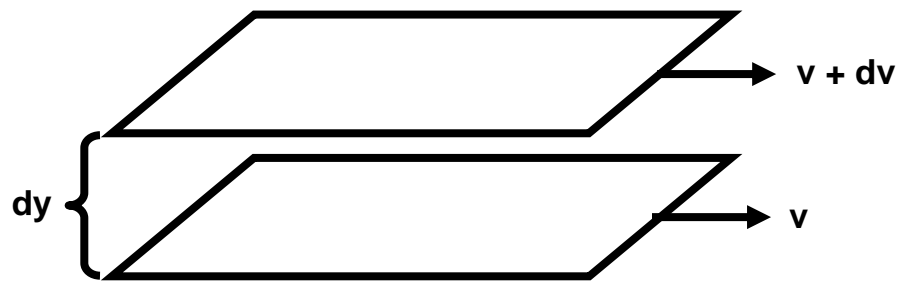


## Объемный коэффициент нефти, газа и воды



# Вязкость

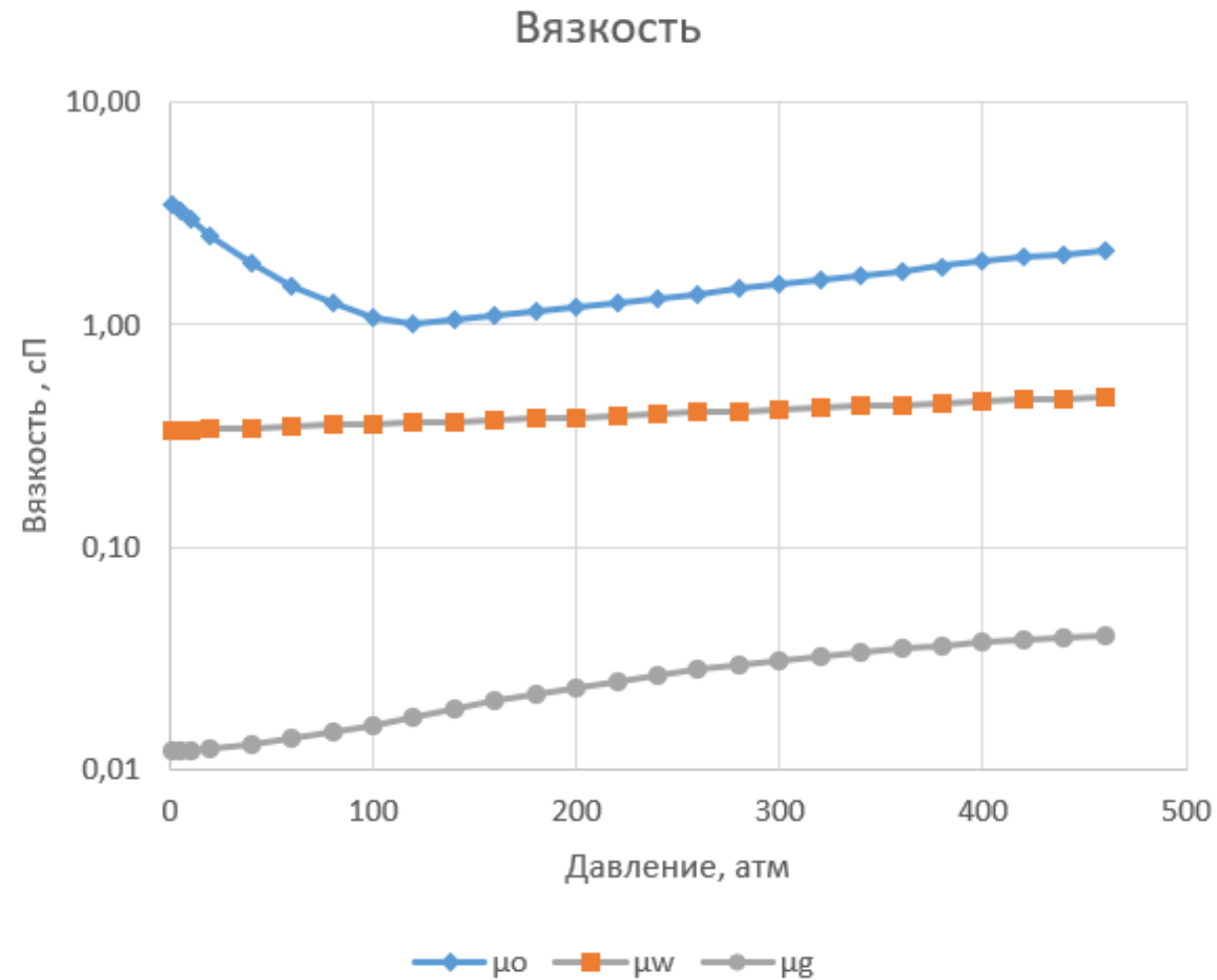
– это параметр, измеряющий сопротивление потоку ( $\mu_o, \mu_g, \mu_w$ ).



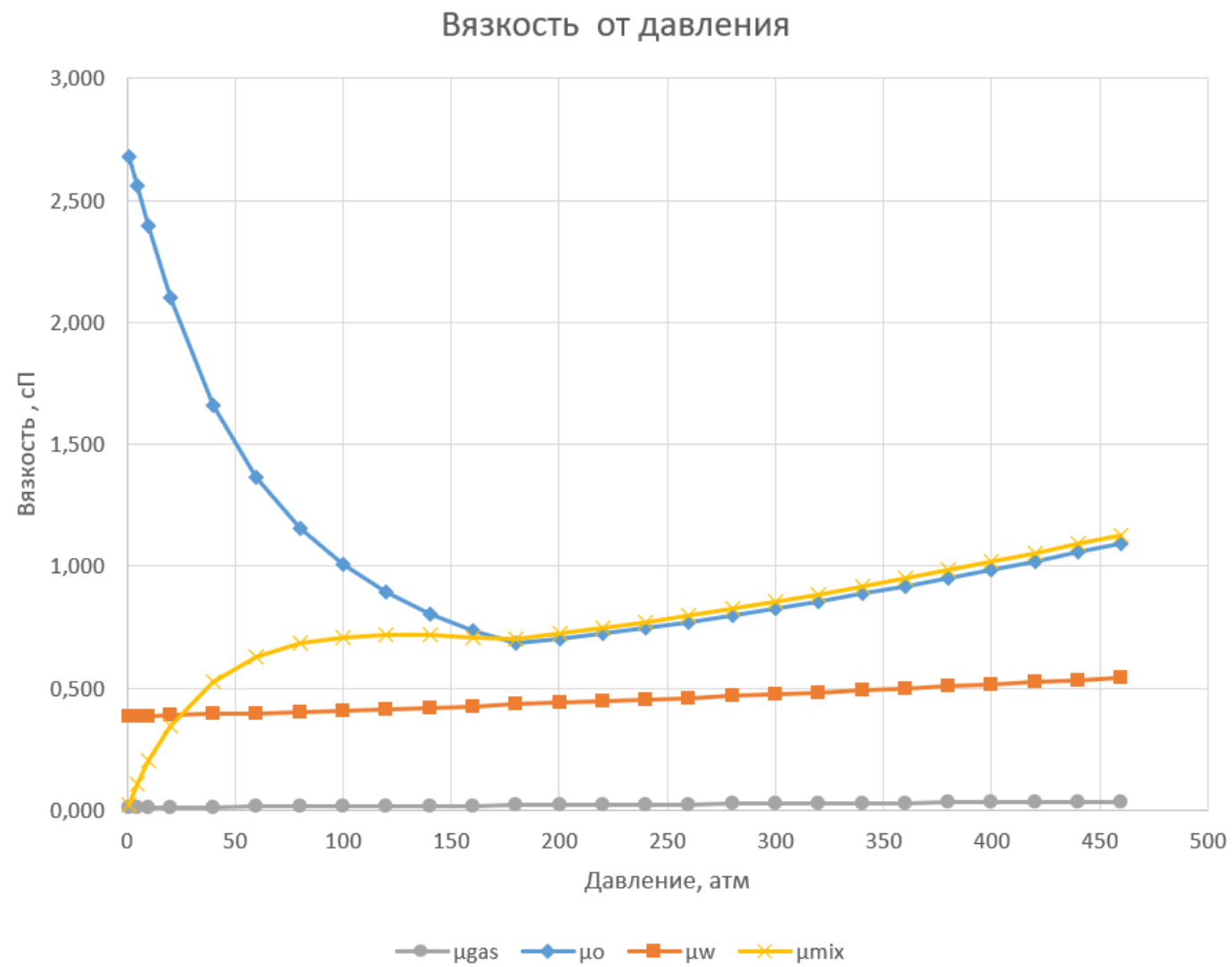
$$\mu = \frac{F}{A \frac{dv}{dy}}$$

Единицы измерения – сантипуаз (1 сР = 1 мПа\*с).

Источник – лабораторные данные, корреляции.



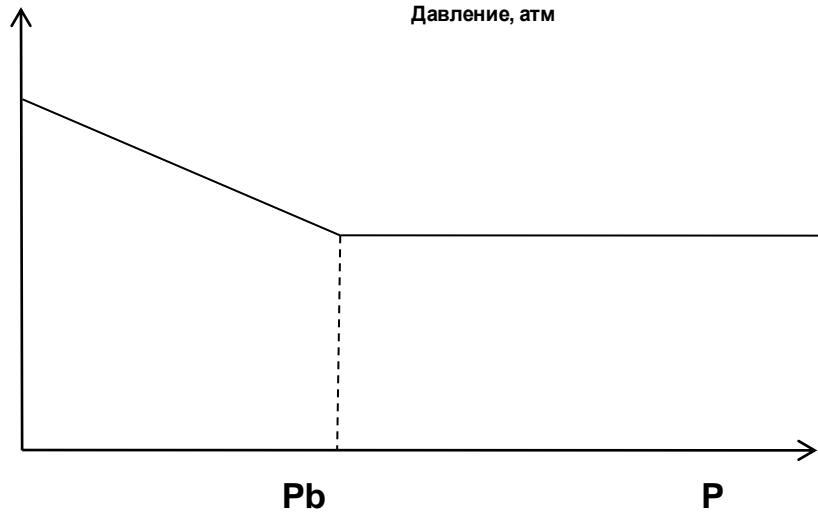
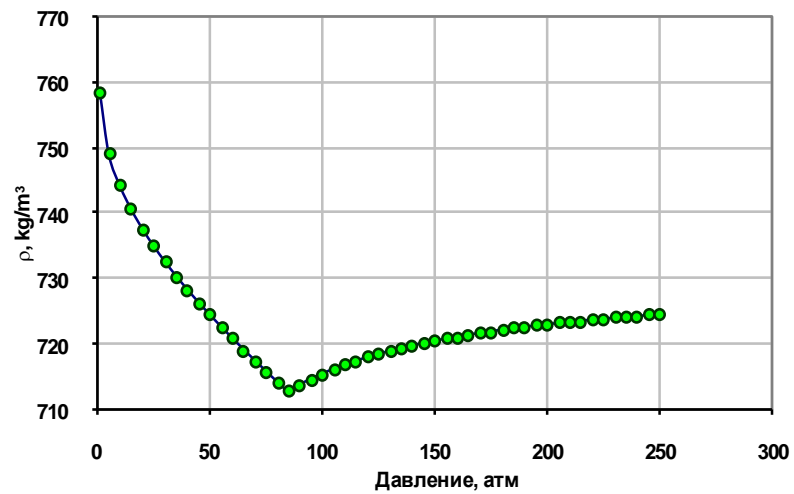
# Вязкость смеси



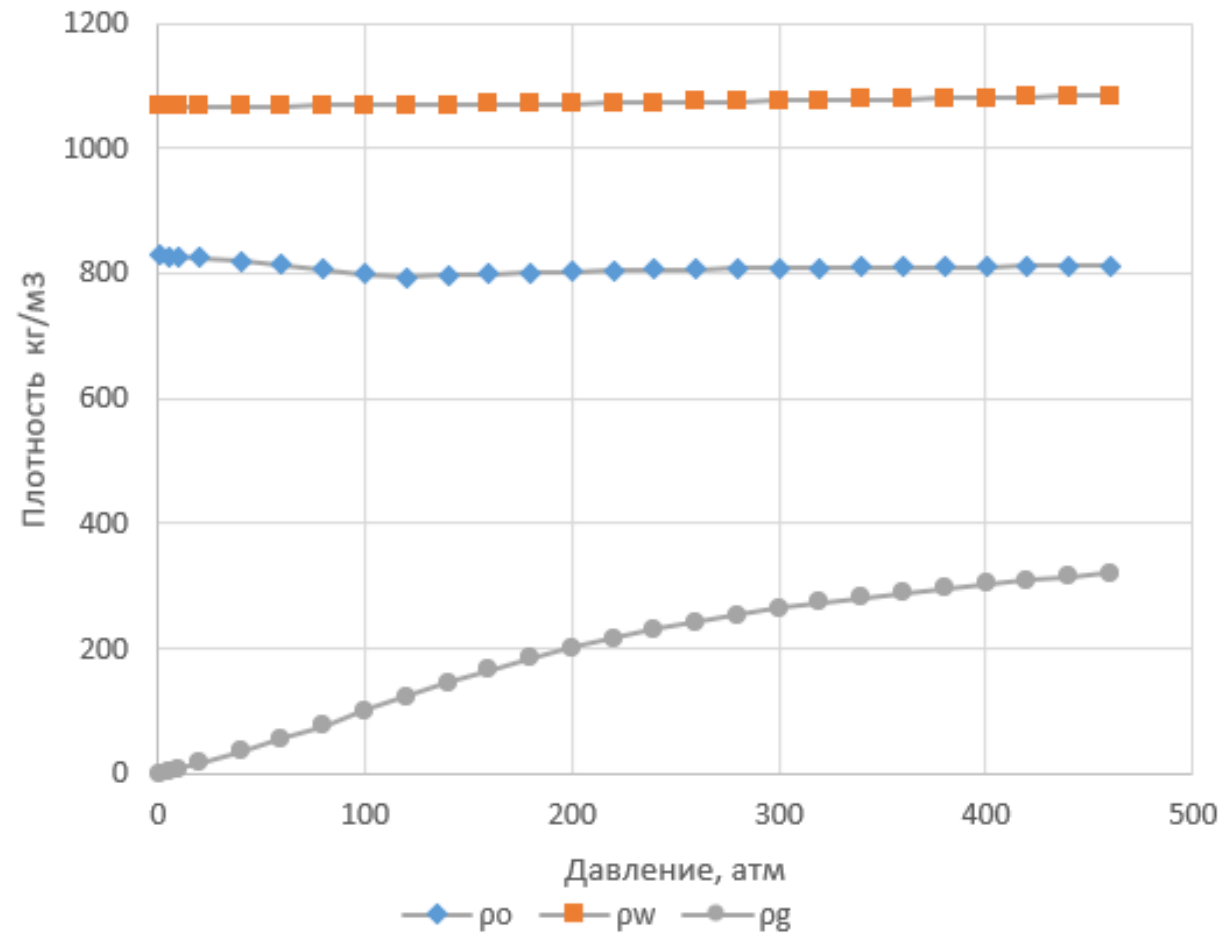


# Плотность

Плотность



Плотность

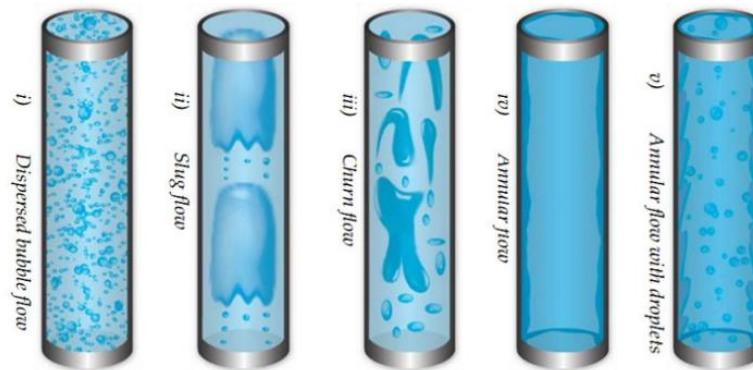
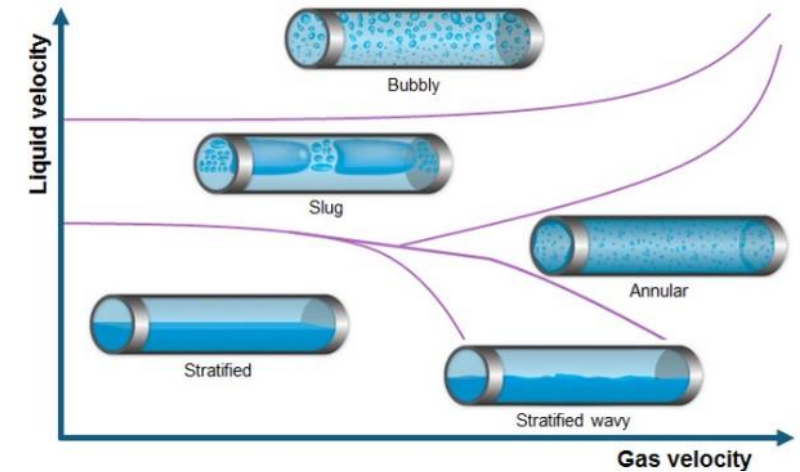
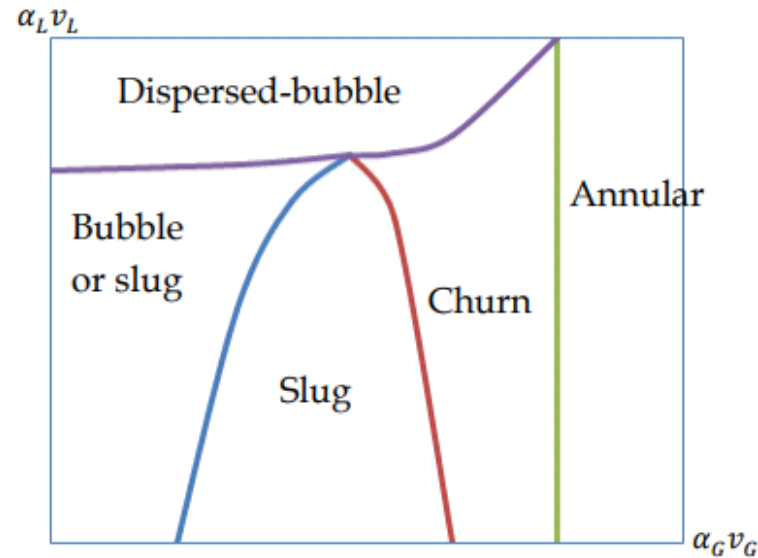


# Режимы потока и сложности моделирования многофазного потока

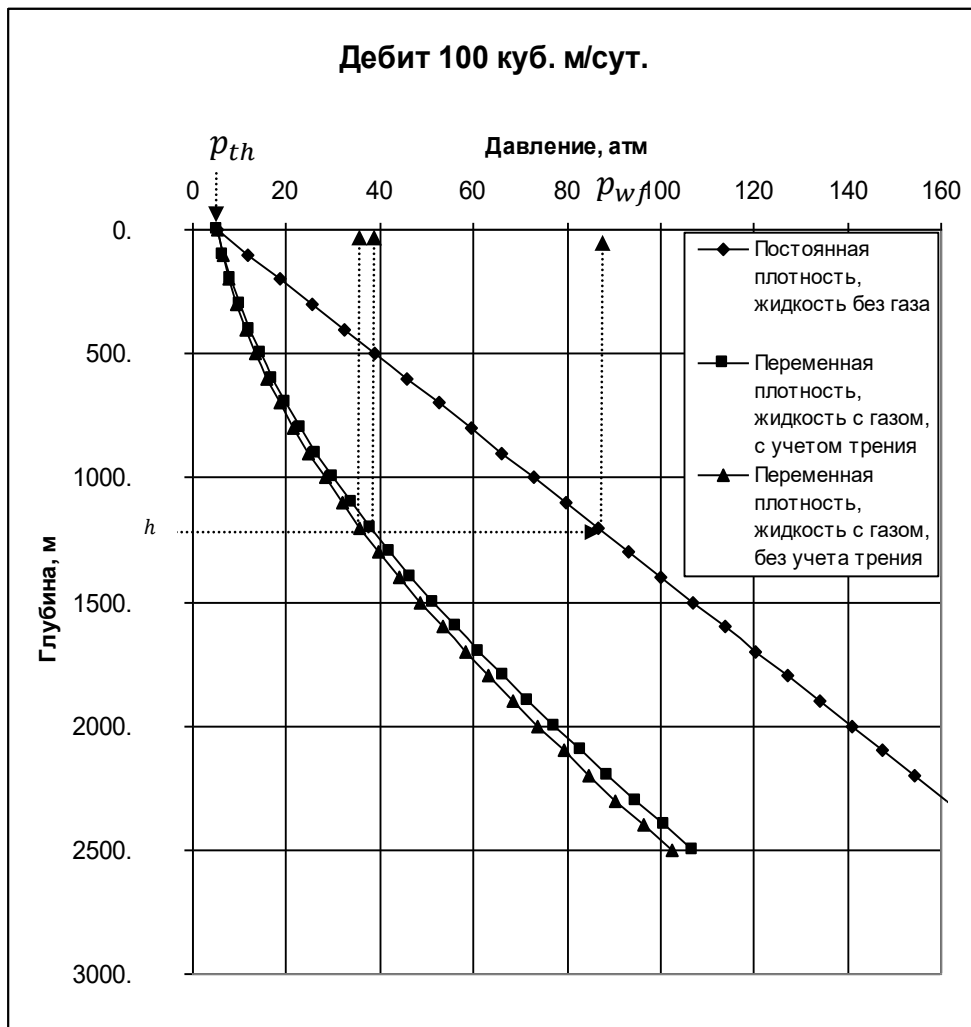
- Режим потока определяет его характеристики ( $H_L$ )

$$H_L = \frac{V_L}{V} = \frac{A_L}{A} \neq \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

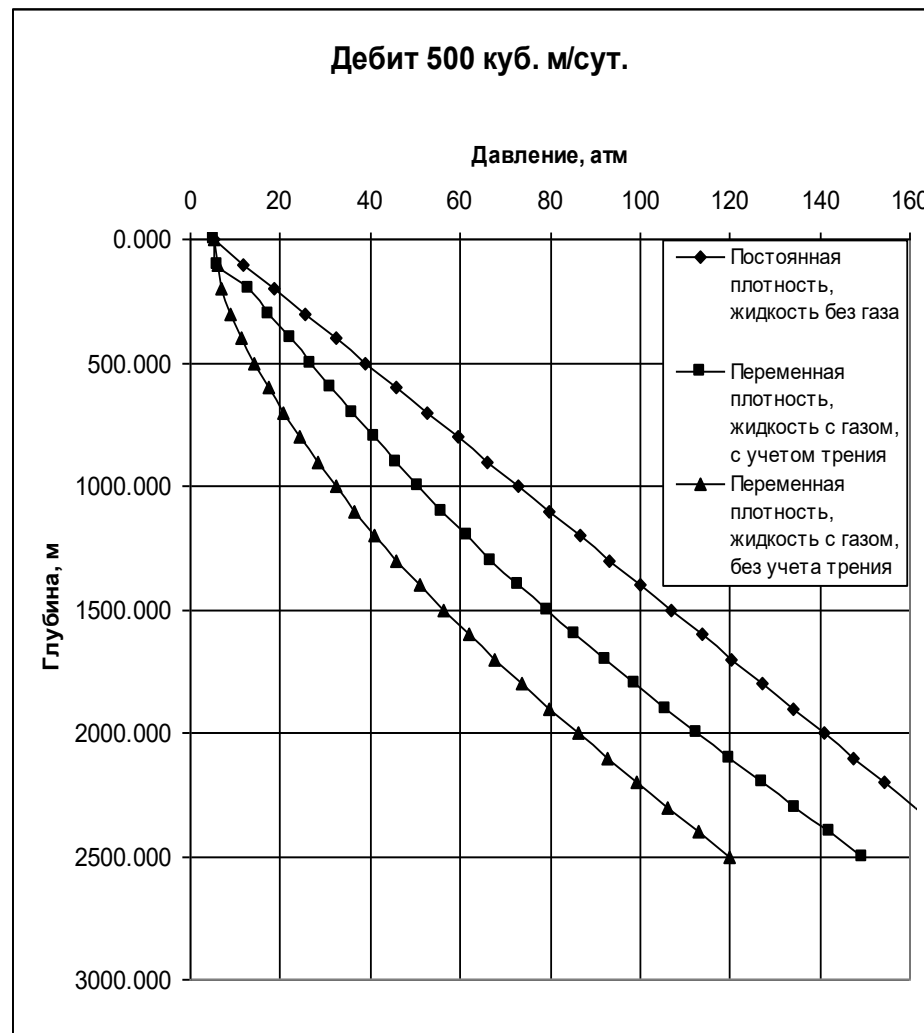
- Требуется
  1. Определить режим потока
  2. Определить характеристики потока



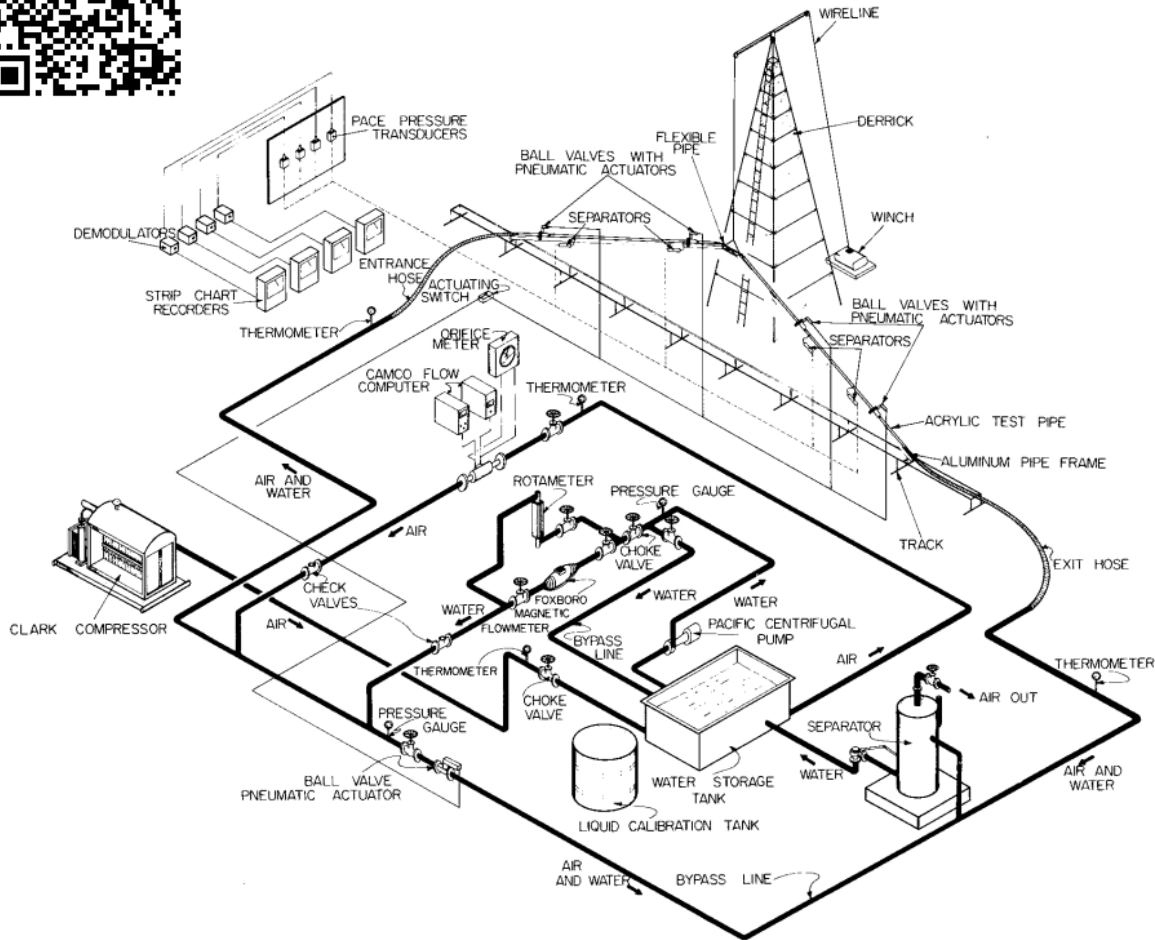
## Влияние корректного расчёта плотности



## Влияние корректного расчёта трения



# Расчет давления для двухфазной смеси



Гомогенные корреляции  
(Poetman and Carpenter,  
Fancher and Brown)



Корреляции, учитывающие проскальзывание  
(Hagedorn and Brown, Gray)



Механистические корреляции  
(Ansari, Hasan and Kabir)



Корреляции, учитывающие проскальзывание и структуры потока  
(Duns and Ros, Beggs and Brill)

Картинка:  
H.D. Beggs - A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, 1973

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

## Определение режимов течения (Beggs & Brill):

В горизонтальном трубопроводе:

Эмульсионный



Чёточный



Кольцевой



Кольцевой:

$$N_{fr} > L_1 \text{ и } N_{fr} > L_2$$

где  $\lambda$  – истинное содержание жидкости на входе, д. ед;  $N_{fr}$  – число Фруда, д. ед.

$$L_1 = e^{(-4,62 - 3,757X - 0,481X^2 - 0,0207X^3)}$$

$$L_2 = e^{(1,061 - 4,602X - 1,609X^2 - 0,179X^3 + 0,635 \cdot 10^{-3}X^5)}$$

В вертикальном трубопроводе:

Эмульсионный



Чёточный



Кольцевой



Чёточный:

$$L_1 < N_{fr} < L_2$$

Эмульсионный:

$$N_{fr} < L_1$$

$$X = \ln(\lambda) \quad N_{fr} = \frac{v_m^2}{gd}$$

Истинное содержание жидкости в сечении под наклоном (Beggs & Brill):

$$H_l(\theta) = H_l(0) \left( 1 + C \left( \sin(1,8\theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1,8\theta) \right) \right)$$

где  $H_l(0)$  – истинное содержание жидкости в горизонтальном трубопроводе, д. ед;  $\theta$  – угол наклона трубопровода относительно горизонтали, рад.

Для чёточного режима течения:

$$H_l(0) = \frac{0,845\lambda^{0,5351}}{N_{fr}^{0,0173}}$$

$$C = (1 - \lambda) \ln \left( \frac{2,96\lambda^{0,305} N_{fr}^{0,0978}}{N_{lv}^{0,4473}} \right)$$

Для кольцевого режима течения:

$$H_l(0) = \frac{1,065\lambda^{0,5824}}{N_{fr}^{0,0609}}$$

$$C = 0$$

Для эмульсионного режима течения:

$$H_l(0) = \frac{0,98\lambda^{0,4846}}{N_{fr}^{0,0868}}$$

$$C = (1 - \lambda) \ln \left( \frac{0,011 N_{lv}^{3,539}}{\lambda^{3,768} N_{fr}^{1,614}} \right)$$

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Двухфазный коэффициент трения (Beggs & Brill) :

$$f_{tp} = f_{ns} \cdot e^s$$

где  $f_{ns}$  – коэффициент трения без учёта проскальзывания по диаграмме Moody, д. ед.

$$s = \frac{1}{\ln(y)}$$

$$y = \frac{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 \ln^2(y) + 0,01853 \ln^4(y)}{1}$$

Если  $1 < y < 1,2$ :  $S = \ln(2,2y - 1,2)$

$$y = \frac{\lambda}{(H_l(\theta))^2}$$

Коэффициент трения без учёта проскальзывания (Moody):

$$\frac{1}{\sqrt{f_{tp}}} = 1,74 - 2 \lg \left( \frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18,7}{N_{rens} \sqrt{f_{tp}}} \right)$$

где  $N_{rens}$  – коэффициент Рейнольдса без учёта проскальзывания, д. ед.

$$N_{rens} = \frac{G_m d}{\mu_l \lambda + \mu_g (1 - \lambda)}$$

Для фонда с высоким газовым фактором корреляция Beggs & Brill оказывается не применима. Согласно корреляции Gray:

$$H_l = 1 - \frac{1 - e^{\left\{ -2,314 \left[ N_v \left( 1 + \frac{205}{N_d} \right) \right]^B \right\}}}{R + 1}$$

где  $N_v$  – безразмерная скорость смеси, д. ед.;  $N_d$  в – безразмерный диаметр трубопровода, д. ед.

$$B = 0,0814 \cdot \left( 1 - 0,0544 \cdot \ln \left( 1 + \frac{730R}{R + 1} \right) \right)$$

$$R = \frac{Q_l}{Q_g} \quad N_v = \frac{\rho_{ns}^2 \cdot v_m^4}{g \cdot \sigma_l \cdot (\rho_l - \rho_g)}$$

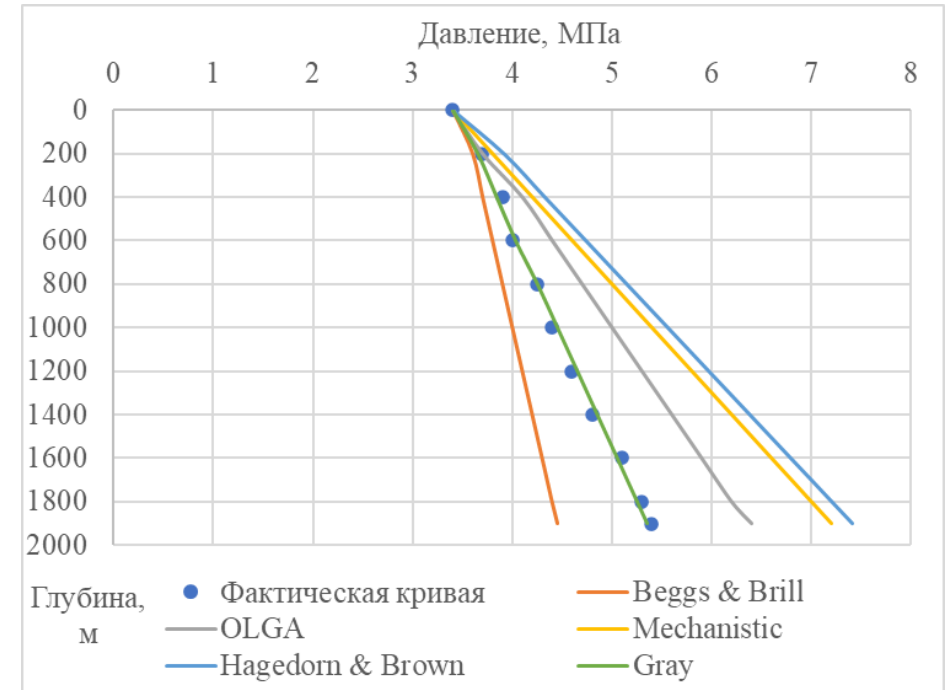
$$N_d = \frac{g \cdot (\rho_l - \rho_g) \cdot d^2}{\sigma_l} \quad \varepsilon' = \frac{28,5 \sigma_l}{\rho_{ns} v_m^2}$$

При  $R \geq 0,007$ :  $\varepsilon = \varepsilon'$

При  $R < 0,007$ :  $\varepsilon = \varepsilon_g + \frac{R(\varepsilon' - \varepsilon_g)}{0,0007}$

где  $\varepsilon_g$  – шероховатость стенки трубопровода, м.

Скважина	Относительное отклонение, %					Газовый фактор м³/м³
	Gray	Beggs & Brill	OLGA Steady State	Mechanistic	Hagedorn and Brown (Modified)	
X <sub>1</sub>	-1%	11%	-29%	-2%	-32%	1425.15
X <sub>1</sub>	-6%	7%	-52%	-7%	-36%	887.32
X <sub>2</sub>	-4%	1%	-10%	-4%	-21%	3284.8
X <sub>3</sub>	0%	11%	-39%	-44%	-18%	1321.2
X <sub>4</sub>	-4%	8%	-46%	-47%	-27%	552.53
X <sub>5</sub>	-1%	13%	-49%	-55%	-22%	1078.93



# Труба. Алгоритм расчета давления

- 1) Выбираем корреляцию. Расчет начинается от известного давления. Задаемся шагом  $\Delta h$ .
- 2) Рассчитываем свойства для известного давления и температуры
- 3) Рассчитываются расходы, скорости фаз, дополнительные параметры корреляции, плотности эмульсии
- 4) По эмпирическим соотношениям в корреляции определяется структура потока в данном сечении
- 5) Рассчитывается трение
- 6) Рассчитываем перепад давления на выбранном шаге и новое давление.
- 7) Возвращаемся к шагу 2 и повторяем процедуру