

**МАТЕРИАЛЬНЫЙ**

**БАЛАНС**

# МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС

Простейшей формой динамической модели является материальный баланс.

Материальный баланс – простая концепция, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому **извлеченный объем равен сумме изменения первоначального объема и привнесенного объема** (в пласте, например).

$$V_{\text{извлеченный}} = \Delta V_{\text{первоначальный}} + V_{\text{привнесенный}}$$

## ПРИМЕР Архимеда

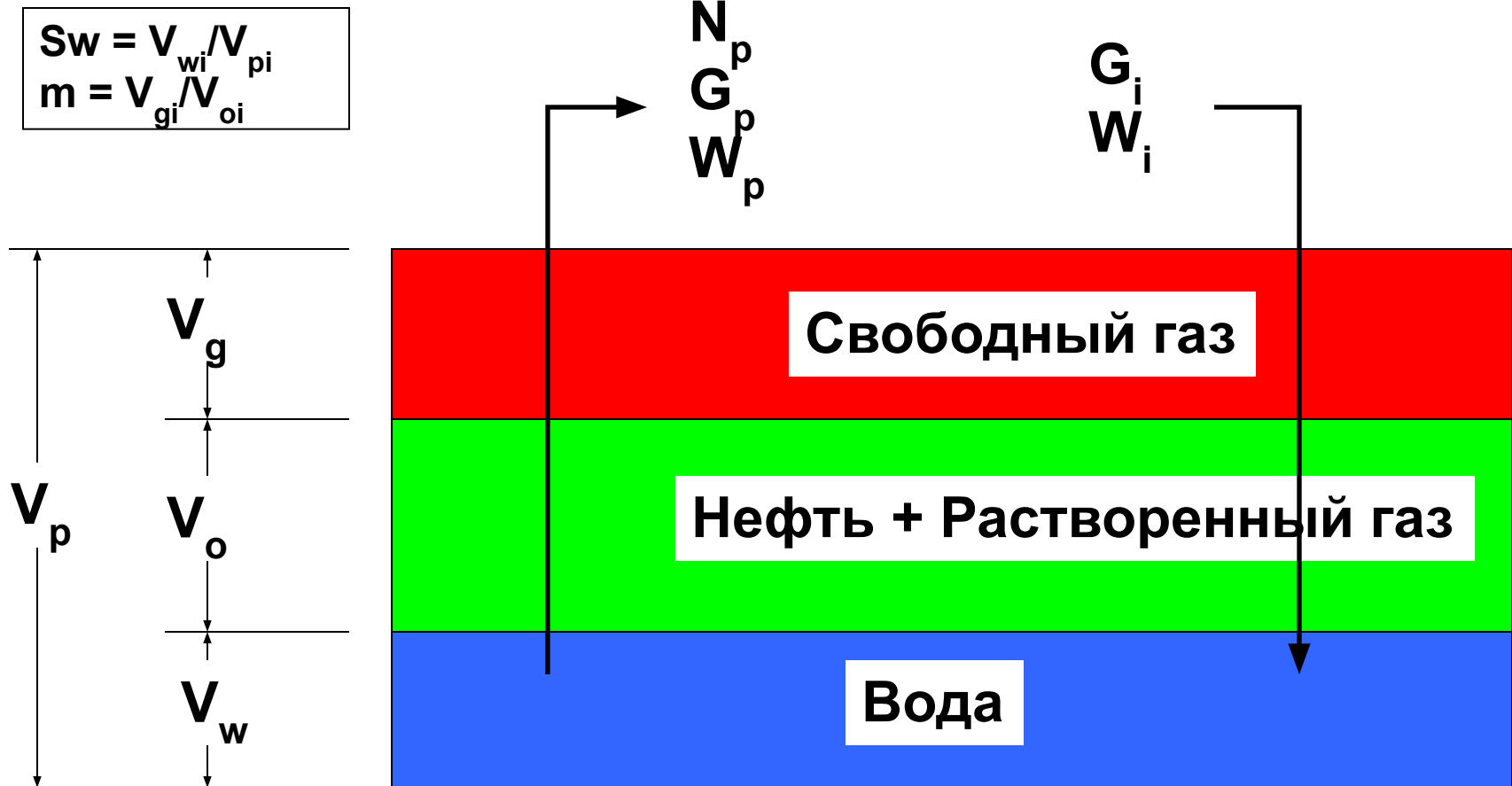
Любое моделирование должно поддерживаться проверкой с использованием метода материального баланса.

# Концепция материального баланса

- Поскольку объем пласта постоянен, алгебраическая сумма изменений объема (включая добычу и нагнетание) нефти, свободного газа и воды должны равняться нулю
- Другими словами, расширение образует пустоты: пустоты (добыча минус закачивание минус приток) образуются путем расширения веществ породы

**Мы можем представить поровое пространство пласта в виде закрытого резервуара, содержащего воду, нефть, растворенный газ и свободный газ.**

**Как говорилось ранее, объем флюидов в стандартных условиях сильно отличается от объема флюидов в пластовых условиях.**



## ОБОЗНАЧЕНИЯ:

$N$  – балансовые запасы нефти ( $m^3$ )

$N_p$  – накопленная добыча нефти ( $m^3$ )

$W_p$  – накопленная добыча воды ( $m^3$ )

$W_{inj}$  – накопленная закачка воды ( $m^3$ )

$W_e$  – приток воды из-за контура ( $m^3$ ) (aquifer | аквифер)

$G_p$  – накопленная добыча газа ( $m^3$ )

$B_o, B_w, B_g$  – объемный коэффициент нефти, воды, газа ( $m^3/m^3$ )

$C_o, C_w, C_f$  – сжимаемость нефти, воды, породы

$S_o, S_w$  – насыщенность нефтью, водой

$S_{wir}$  – связанная вода

$R_s$  – содержание растворенного газа в нефти

$R_p$  – накопленное газосодержание

$\Delta P_r$  – изменение давления от начального пластового (атм)

$V_o, V_w, V_f$  – объем нефти, объем воды, объем пор ( $m^3$ )

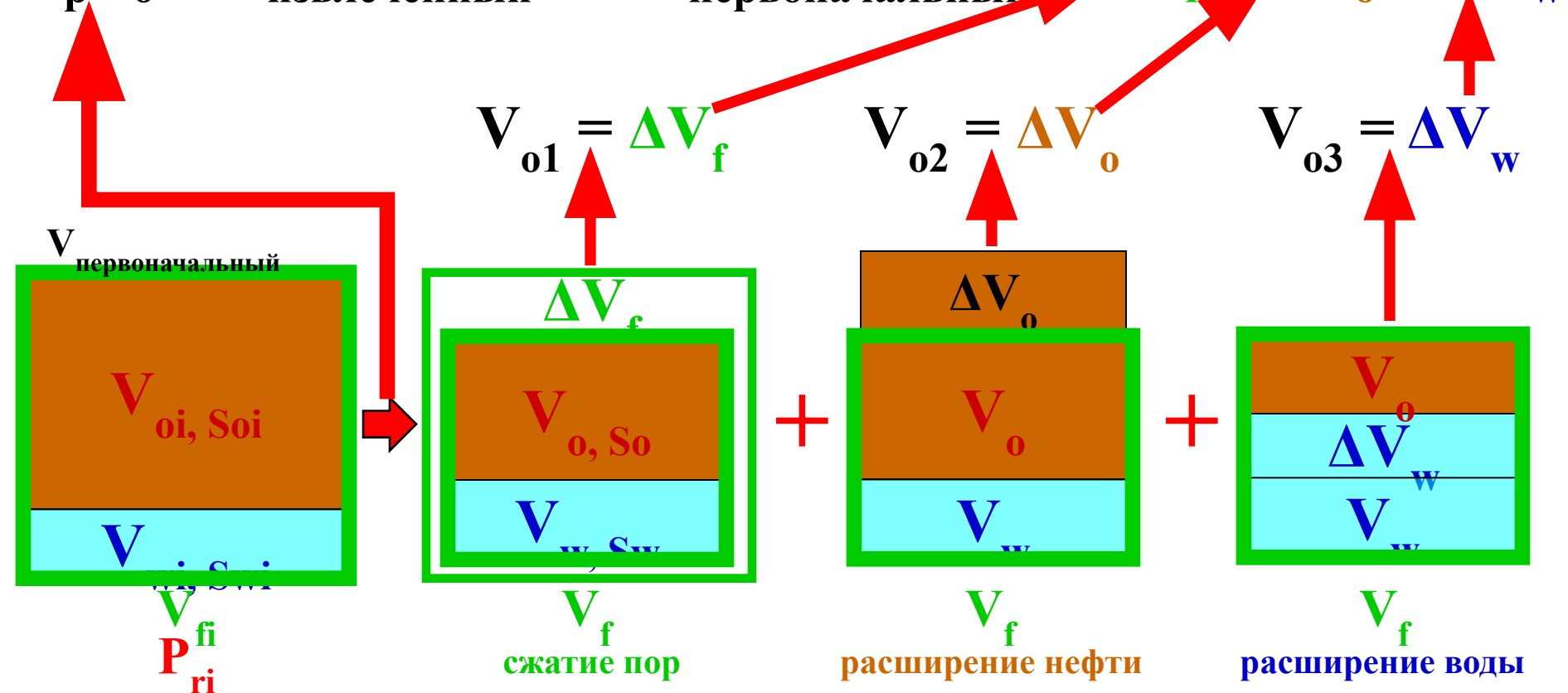
Подстрочный индекс «i» обозначает начальные условия

# Выведение уравнения материального баланса

Из пласта добывается нефть ( $N_p V_o$ ), давление в пласте ( $P_r$ ) ниже начального ( $P_{ri}$ ) на  $\Delta P$ , но выше давления насыщения ( $P_b$ ), недонасыщенный пласт  $P_{ri} > P_r > P_b$ .

Нет притока воды и нет добычи воды.

$$N_p V_o = V_{\text{извлеченный}} = \Delta V_{\text{первоначальный}} = \Delta V_f + \Delta V_o + \Delta V_w$$



# Выведение уравнения материального баланса

$$N_p V_o = \Delta V_f + \Delta V_o + \Delta V_w$$

накопленная добыча нефти равна сумме изменений объемов пор, нефти и воды

Изменение объема пор  $\Delta V_f$  равно произведению начального объема пор  $V_{fi}$  на сжимаемость породы  $C_f$  и на изменение давления  $\Delta P$  :

$$\Delta V_f = V_{fi} * C_f * \Delta P$$

Начальный объем пор  $V_{fi}$  можно выразить как отношение начального объема нефти  $V_{oi}$  к начальной нефтенасыщенности  $S_{oi}$  :

$$V_{fi} = V_{oi} / S_{oi}$$

(т.к. например:  $V_{fi}=100$ ,  $V_{oi}=60$ ,  $V_{wi}=40$ ,  $V_{fi} = V_{oi} + V_{wi} = 60 + 40 = 100$   
 $S_{oi}=0.6$ ,  $S_{wi}=0.4$ ,  $S_{oi} + S_{wi} = 0.6 + 0.4 = 1$   
 $V_{oi} / S_{oi} = 60 / 0.6 = 100 = V_{fi}$ )

Следовательно,  $\Delta V_f = V_{oi} / S_{oi} * C_f * \Delta P$

# Выведение уравнения материального баланса

$$N_p V_o = \Delta V_f + \Delta V_o + \Delta V_w$$

накопленная добыча нефти равна сумме изменений объемов пор, нефти и воды

Изменение объема нефти  $\Delta V_o$  равно произведению объема нефти измененного за счет сжатия пор  $V_o$  на сжимаемость нефти  $C_o$  и на изменение давления  $\Delta P$  :

$$\Delta V_o = V_o * C_o * \Delta P$$

Объем нефти измененный за счет сжатия пор  $V_o$  равен произведению начального объема нефти  $V_{oi}$  на коэффициент изменения насыщенности нефти  $S_o / S_{oi}$  :

$$V_o = V_{oi} * S_o / S_{oi}$$

Следовательно,  $\Delta V_o = V_{oi} * S_o / S_{oi} * C_o * \Delta P$



# Выведение уравнения материального баланса

$$N_p V_o = \Delta V_f + \Delta V_o + \Delta V_w$$

накопленная добыча нефти равна сумме изменений объемов пор, нефти и воды

Изменение объема воды  $\Delta V_w$  равно произведению объема воды измененного за счет сжатия пор  $V_w$  на сжимаемость воды  $C_w$  и на изменение давления  $\Delta P$  :

$$\Delta V_w = V_w * C_w * \Delta P$$

Объем воды измененный за счет сжатия пор  $V_w$  равен произведению начального объема воды  $V_{wi}$  на коэффициент изменения насыщенности воды  $S_w / S_{wi}$  :

$$V_w = V_{wi} * S_w / S_{wi}$$

значит 
$$\Delta V_w = V_{wi} * S_w / S_{wi} * C_w * \Delta P$$

так как  $V_{wi} / S_{wi} = V_{oi} / S_{oi}$ , то  $V_{wi} = V_{oi} / S_{oi} * S_{wi}$

тогда 
$$\Delta V_w = (V_{oi} / S_{oi} * S_{wi} * S_w / S_{wi}) * C_w * \Delta P$$

в скобках сокращаем  $S_{wi}$ , 
$$\Delta V_w = V_{oi} * S_w / S_{oi} * C_w * \Delta P$$

# Выведение уравнения материального баланса

$$N_p B_o = \Delta V_f + \Delta V_o + \Delta V_w$$

накопленная добыча нефти равна сумме изменений объемов пор, нефти и воды

$$\Delta V_f = V_{oi} / S_{oi} * C_f * \Delta P$$

$$\Delta V_o = V_{oi} * S_o / S_{oi} * C_o * \Delta P$$

$$\Delta V_w = V_{oi} * S_w / S_{oi} * C_w * \Delta P$$

$$N_p B_o = (V_{oi} / S_{oi} * C_f * \Delta P) + (V_{oi} * S_o / S_{oi} * C_o * \Delta P) + (V_{oi} * S_w / S_{oi} * C_w * \Delta P)$$

из всех трех скобок вынесем  $V_{oi} * \Delta P$

$$N_p B_o = V_{oi} \Delta P * (C_f / S_{oi} + C_o S_o / S_{oi} + C_w S_w / S_{oi})$$

$$N_p B_o = V_{oi} * \Delta P * ((C_f + C_o S_o + C_w S_w) / S_{oi})$$

Определим  $C_e = (C_f + C_o S_o + C_w S_w) / S_{oi}$ , (эффективная сжимаемость).

Начальный объем нефти  $V_{oi}$  равен произведению запасов нефти  $N$  на

начальный объемный коэффициент нефти  $B_{oi}$ ,  $V_{oi} = N * B_{oi}$ .

$$N_p B_o = N * B_{oi} * \Delta P * C_e$$

# Выведение уравнения материального баланса

1. - Недонасыщенный пласт – давление в пласте выше давления насыщения ( $P_r > P_b$ )  
- Нет притока воды и нет добычи воды

При этих условиях уравнение материального баланса имеет следующий вид:

$$N_p V_o = N * V_{oi} * \Delta P * C_e$$

# Выведение уравнения материального баланса

2. - Недонасыщенный пласт – давление в пласте выше давления насыщения ( $P_r > P_b$ )
- В пласт есть приток воды (закачка и приток из законтурной области - аквивер), из пласта добывается нефть и вода

При этих условиях в уравнении материального баланса необходимо учитывать компоненту «закачанная и подтянутая вода, оставшаяся в рассматриваемом пласте»:

$$W_e + (W_{inj} - W_p) * B_w$$

уравнение материального баланса принимает следующий вид:

$$N_p B_o = N * B_{oi} * \Delta P * C_e + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w$$

# Выведение уравнения материального баланса

3. - Насыщенный пласт – давление в пласте ниже давления насыщения ( $P_r < P_b$ ), из нефти выделяется газ

Ниже давления насыщения в уравнении материального баланса необходимо учитывать расширение свободного газа выделившегося из нефти.

При этих условиях уравнение материального баланса выглядит так:

$$\begin{aligned} & N_p B_o + G_p B_g - N_p R_s B_g = \\ = & N(B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g) + N_p B_{oi} \Delta P (C_w S_w + C_f) / (1 - S_{wi}) + \\ & + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w + G_{inj} B_g \end{aligned}$$

# Данные, необходимые для расчета материального баланса:

- давление (замеры пластового давления)
- объемы флюидов (учет добычи нефти и воды)
- свойства флюидов (PVT)
- свойства породы

# Применение материального баланса:

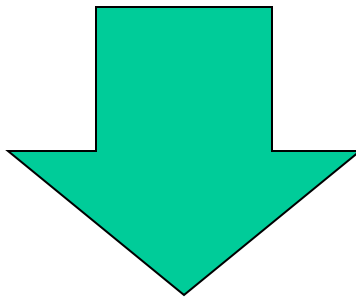
- подсчет запасов
- прогноз динамики пластового давления
- определение аквифера
- проверка моделирования

*Применение программного продукта  
УФ ЮНИПИнефть для расчёта  
динамики пластового давления по  
уравнению материального баланса  
для объекта разработки Дк  
Белозёрско – Чубовского  
месторождения НГДУ  
«Первомайнефть»*

# Сущность проблемы и предлагаемая методика



1. **Необходимость оценки активности контура (целесообразности ППД) до построения модели.**
2. **Наличие большого количества многопластовых объектов, построение полноценных моделей по которым в условиях НГДУ невозможно.**



**Применение уравнения материального баланса с учётом активности контура и тренда ВНФ для прогноза динамики пластового давления и разработки мероприятий по ППД для сложных объектов.**



# Варианты расчёта



**Для проведения сравнительного анализа было сделано два варианта расчёта прогноза пластового давления с адаптацией истории. Для корректного сравнения при расчётах использовались одинаковые входные данные.**

- 1. Расчёт в программе «EXEL» по методике Ван Эвердингена и Херста с адаптацией истории пластового давления вручную по коэффициенту эффективности закачки, геометрии аквифера и свойствам флюидов и породы.**
- 2. Программный продукт УФ «ЮганскНИПИнефть» с автоматической адаптацией истории.**

# Основные уравнения (расчёт в EXCEL)



Прогноз ВНФ

$$ВНФ = a e^{bN_p}$$

Уравнение материального баланса

$$N_p B_o = NB_{oi} \Delta P C_e + W_e + (W_i - W_p) B_w$$

Накопленный приток из аквифера (Hurst and van Everdingen)

$$W_e = 1,119 f \phi h \bar{c} r_o^2 \Delta P W_D(t_D)$$

где безразмерное время

$$t_D = \frac{2,309kt}{\phi \mu \bar{c} r_o^2}$$

# Основные уравнения (расчёт по программе УФ ЮНИПИНефть)



Прогноз ВНФ

$$\ln(\text{ВНФ}) = a \cdot N_p + b$$

Уравнение материального баланса

$$b \frac{\partial P}{\partial t} = K_{\text{эфф}} \cdot Q_z - Q_n - Q_v - \lambda(P - P_0)$$

Пластовое давление на шаге n+1

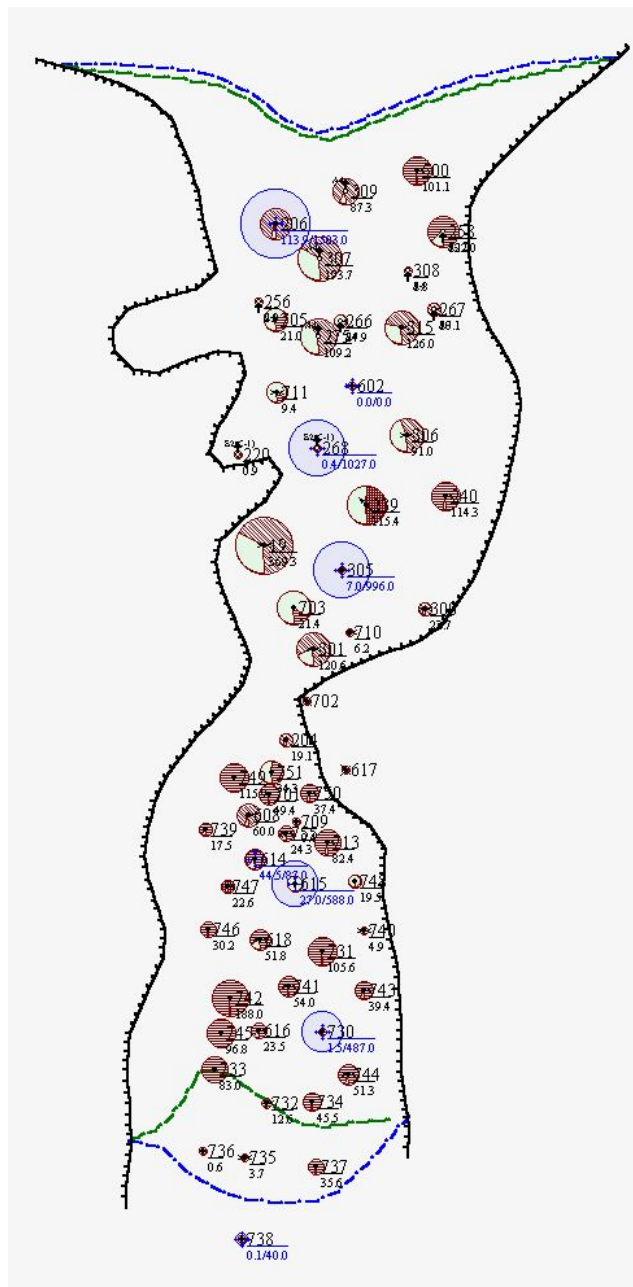
$$P_{n+1} = \frac{Q_{n+1} + P_0 \lambda + P_n b}{\lambda + b}$$

Коэффициент,  
учитывающий активность  
контура

$$b = C_e \cdot N$$

$$\lambda = \lambda_0 \cdot PV$$

# Карта разработки объекта Дк Белозёрско - Чубовского месторождения



# Исходные данные



Площадь объекта	7115800 м <sup>2</sup>
Начальная водонасыщенность	0.09
Средняя нефтенасыщенная толщина	7.6 м
Пористость	0.17
Плотность нефти	0.863
Объёмный коэффициент нефти	1.11
Объёмный коэффициент воды	1.01
История добычи нефти, воды, закачки воды, пластового давления	

# Расчёт в EXCEL (методика Дона Уолкотта)

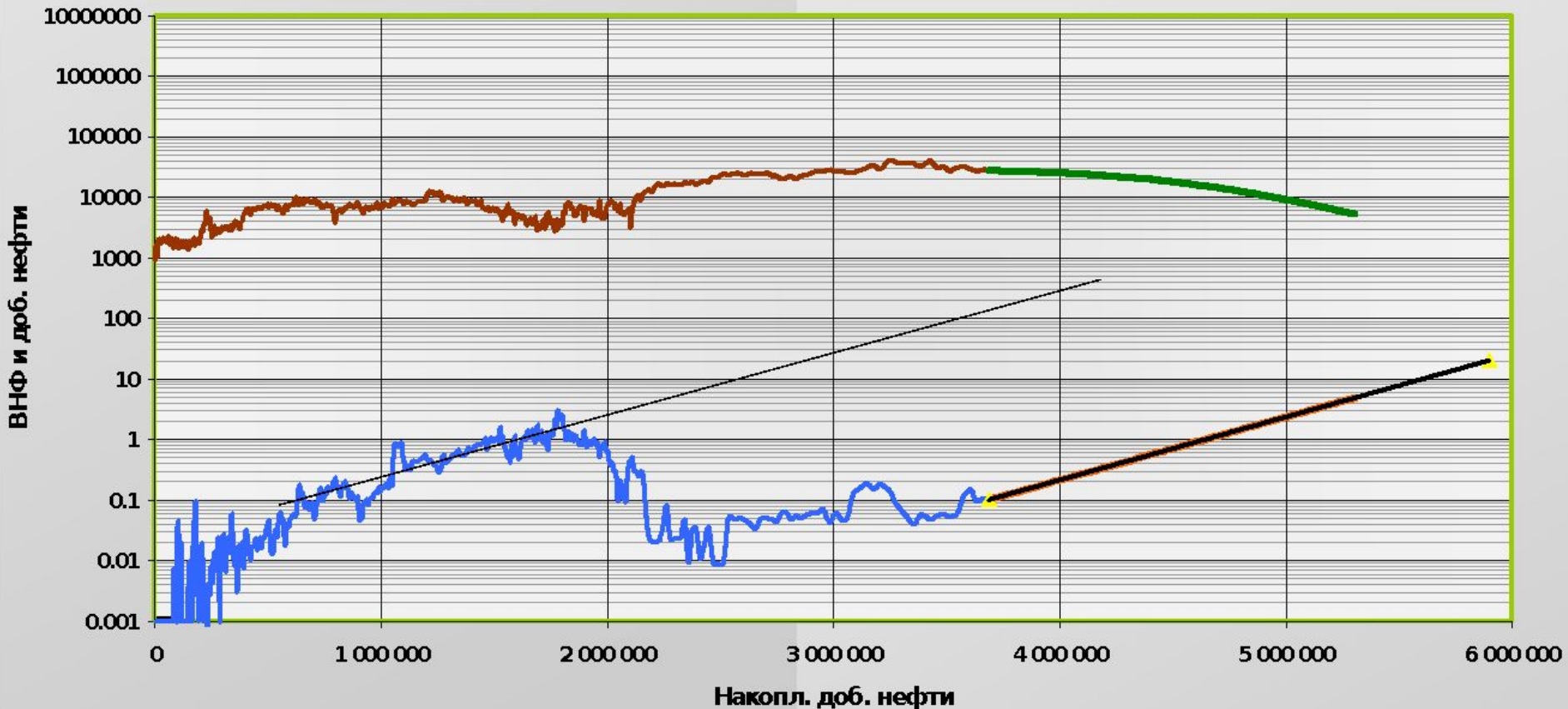


ЮКОС

Характерный участок

$$y = 0.000014592389e^{0.000002395041x}$$

### График эффективности



— доб. нефти — внф — прог. доб. — прог.внф

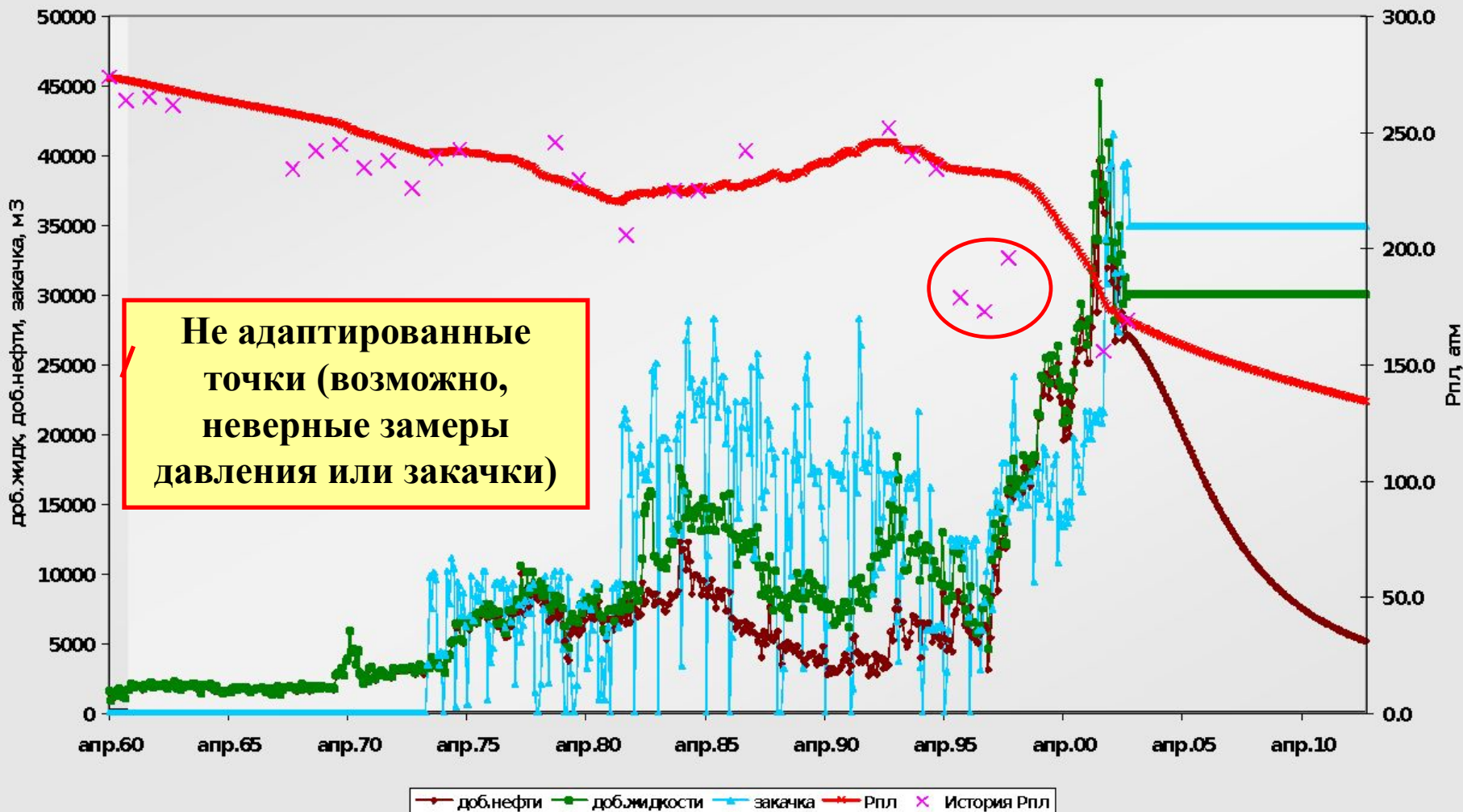
# Расчёт в EXEL (Van Everdingen & Hurst)



Адаптация истории по  
пластовому давлению

Прогноз пластового  
давления

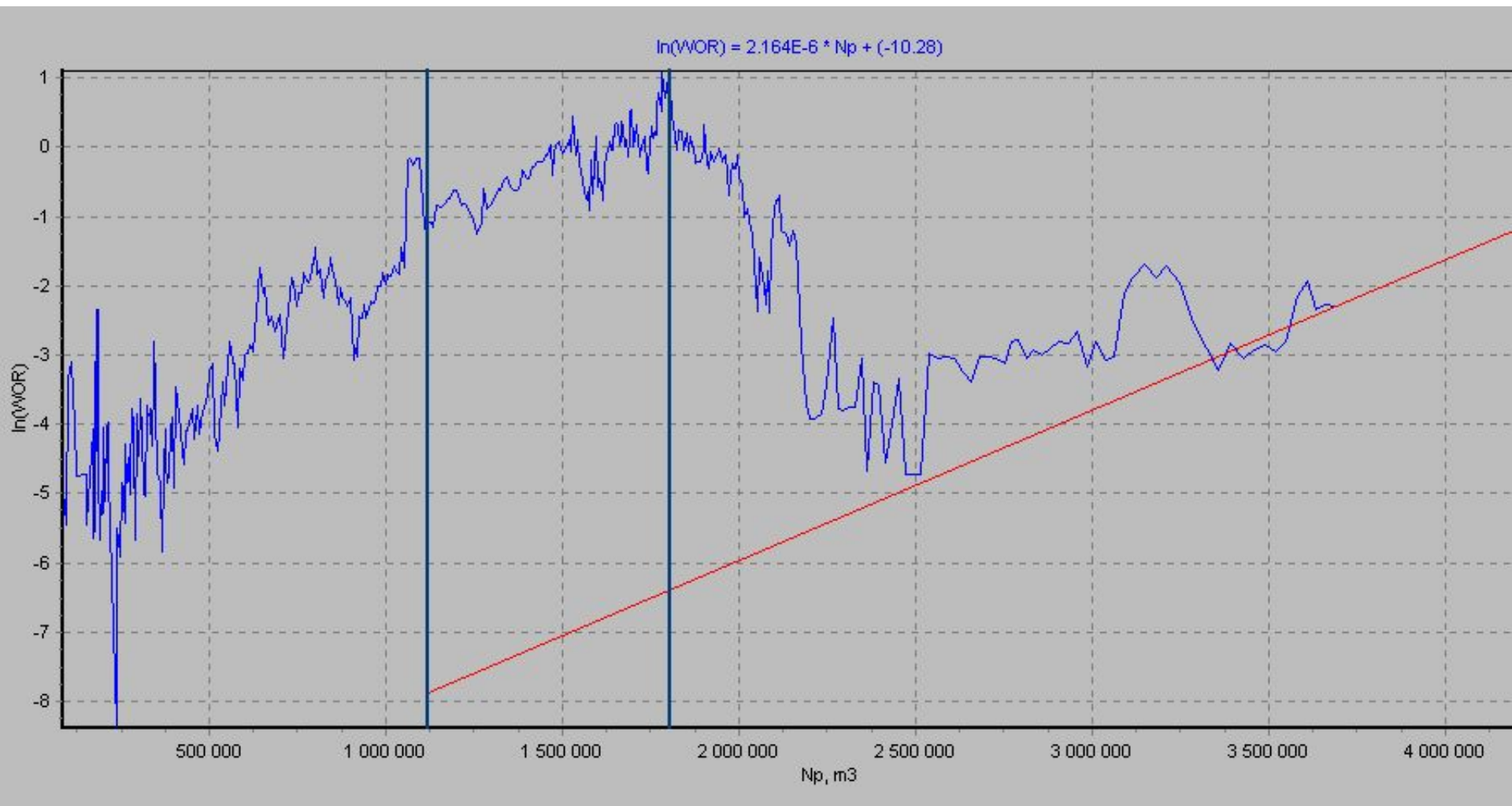
График разработки



# Расчёт по программе УФ ЮНИПИНефть

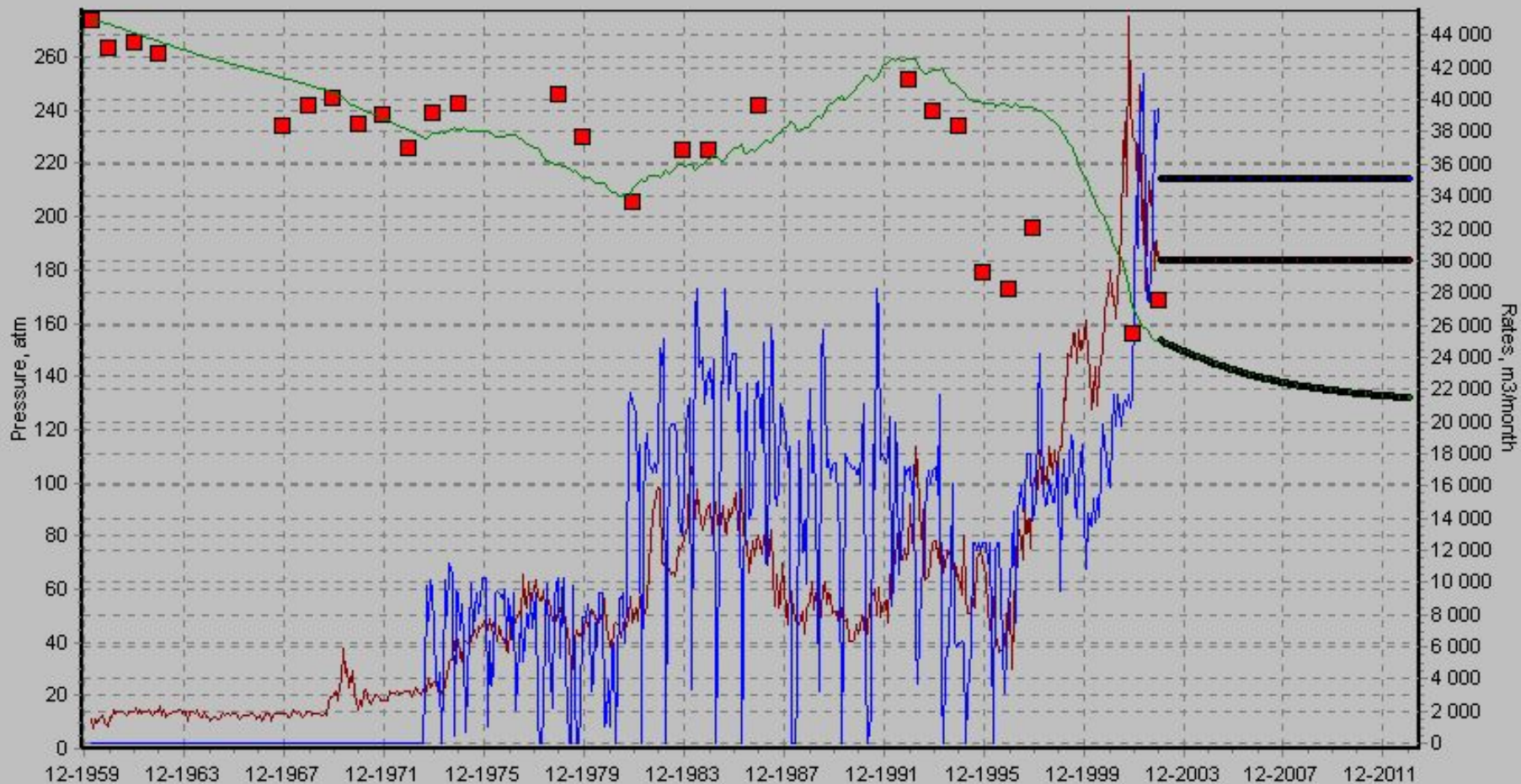


Характерный участок





# Расчёт по программе УФ ЮНИПИНефть



# Сравнительный анализ результатов расчётов



<b>Входные и выходные параметры</b>	<b>EXEL</b>	<b>УФ ЮНИПИ</b>
Коэффициент эффективности закачки	0.8	0.8
Отбор жидкости на прогнозный период	30000 м <sup>3</sup>	30000 м <sup>3</sup>
Закачка на прогнозный период	35000 м <sup>3</sup>	35000 м <sup>3</sup>
Пластовое давление на последний месяц прогноза	134	132
Добыча нефти на последний месяц прогноза	5176	5049



ЗАО «ЮКОС ЭП»

---

*Применение уравнения  
материального баланса для  
расчета прогноза пластового  
давления по залежи пласта  
БС10 Энтельской площади*

# Необходимо

- Определить текущее пластовое давление по залежи
- Определить режим притока и размер водоносного пласта
- Рассчитать прогноз пластового давления

## *Уравнение материального баланса*

---

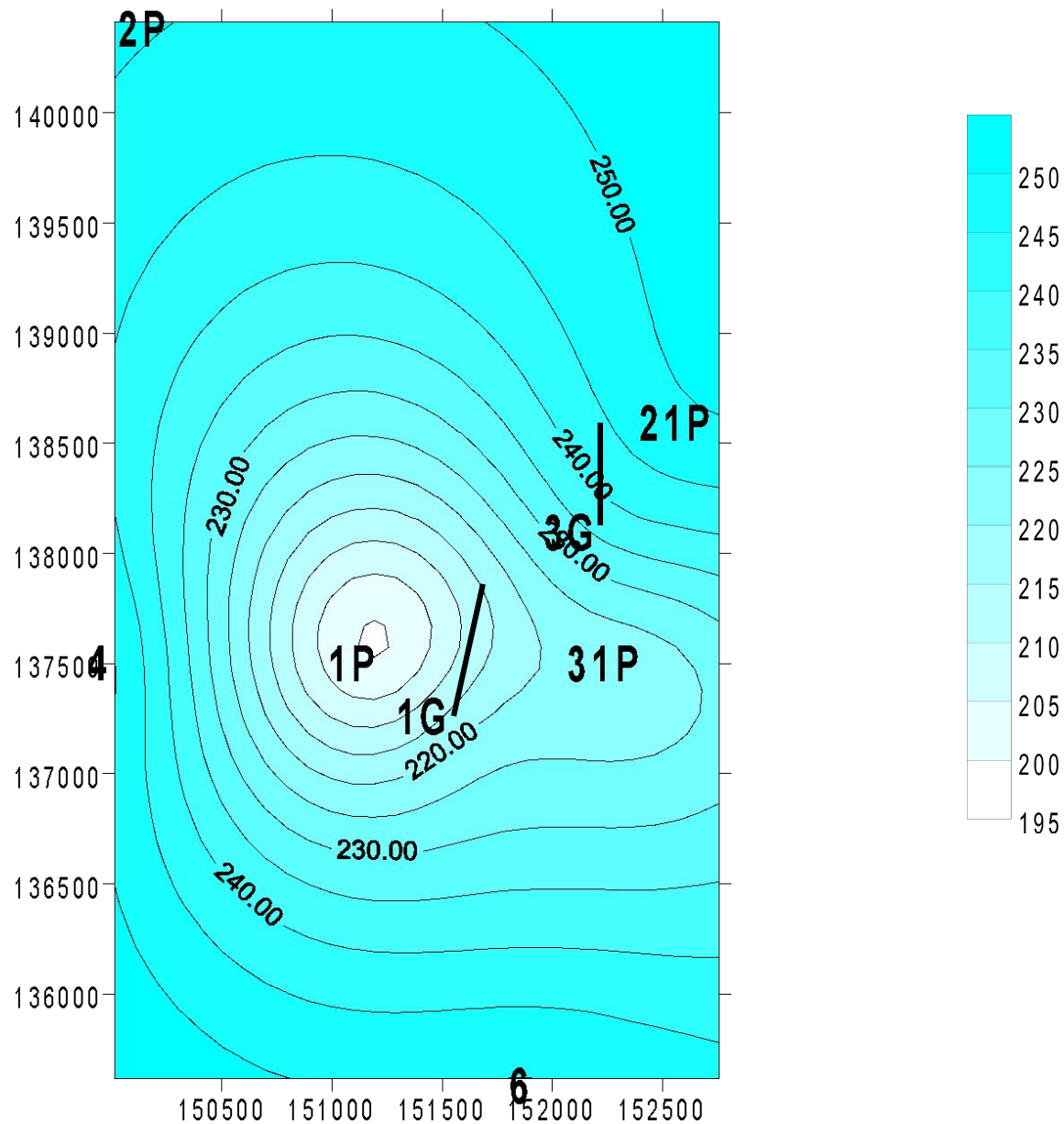
$$N_p B_o = NB_{oi} \Delta p C_e + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w$$

$$W_e = 2\pi\phi h \bar{c} r_o^2 \Delta p W_D(t_D)$$

## *Параметры работы скважин*

№ скв	Q <sub>ж</sub> , т/сут	Q <sub>н</sub> , т/сут	Q <sub>в</sub> , т/сут	P <sub>пл</sub> , атм
1Р	435	430	5	200
31Р	541	237	304	223
1Г	1837	1817	20	225
3Г	1402	1370	32	243
<b>Σ</b>	<b>4215</b>	<b>3854</b>	<b>361</b>	<b>238</b>

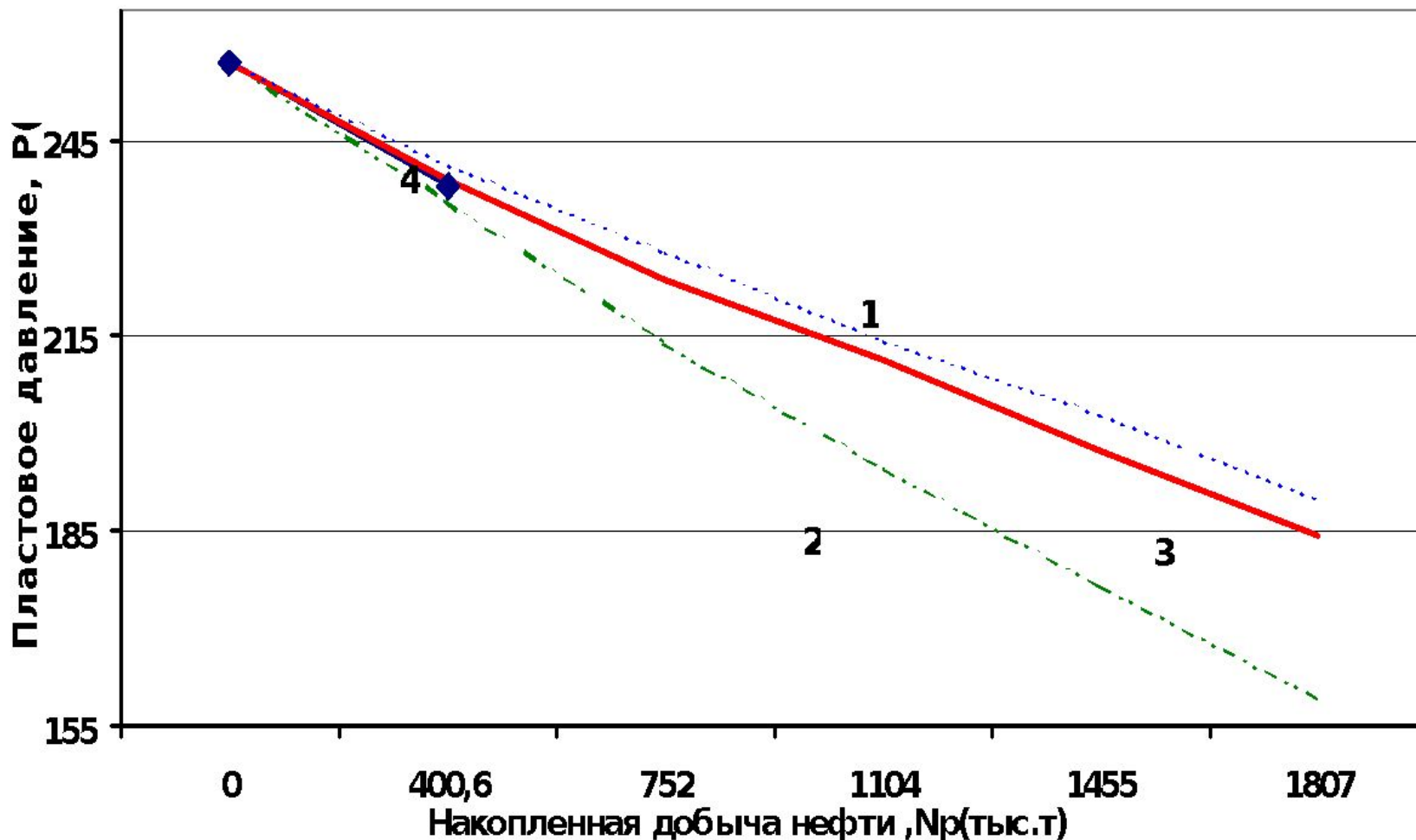
# Карта пластового давления



# Расчет прогноза пластового давления

Дата	№р	Wр	ΔP	P	Wd	ΔP	P	Wd	ΔP	P	Wd	ΔP	P	We
			Бесконечный водоносный пласт			$r_e = 2r_o$			$r_e = 2.5r_o$			факт		
	0	0										0	257	
1,11,02	401	47	16	241	1.9	24	233	1.08	18	239	1.58	19	238	393
1,02,03	752	80	29	228	1.91	43	214	1.15	33	224	1.60			
1,05,03	1104	146	43	214	1.95	62	195	1.20	46	211	1.80			
1,08,03	1455	212	54	203	2.08	80	177	1.25	60	197	1.85			
1,00,03	1807	277	67	190	2.10	98	159	1.30	73	184	1.90			





## Зависимость пластового давления от накопленной добычи

1- для бесконечного водоносного пласта; 2 – для  $r_e = 2r_0$  ;  
 3 -- для  $r_e = 2,5r_0$  (ожидаемая ); 4 - факт

# ***Выводы и рекомендации***

- **Площадь водоносного пласта значительно выше продуктивного ( $r_e = 2.5r_o$ ).**
- **После года работы пластовое давление снизится до 184 атм**
- **Для уточнения модели залежи необходимы**
  - 1. Данные по пластовому давлению продуктивных скважин ( по результатам Well Test по 1Г и 3Г и рассчитанные по уровням по 1Р и 31Р).**
  - 2. Замеры пластового давления в водоносной части пласта (для определения падения давления в аквифере).**

# Примеры применения Мат.Бал.

**подсчет запасов**

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g + (W_p - W_i - W_e) B_w - G_i B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} + \frac{B_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 + m) (S_w c_w + c_f) (P_{iR} - P_R)}$$

**прогноз ...**

**определение аквифера**

**проверка моделирования**

# Выведение уравнения материального баланса - недонасыщенный пласт

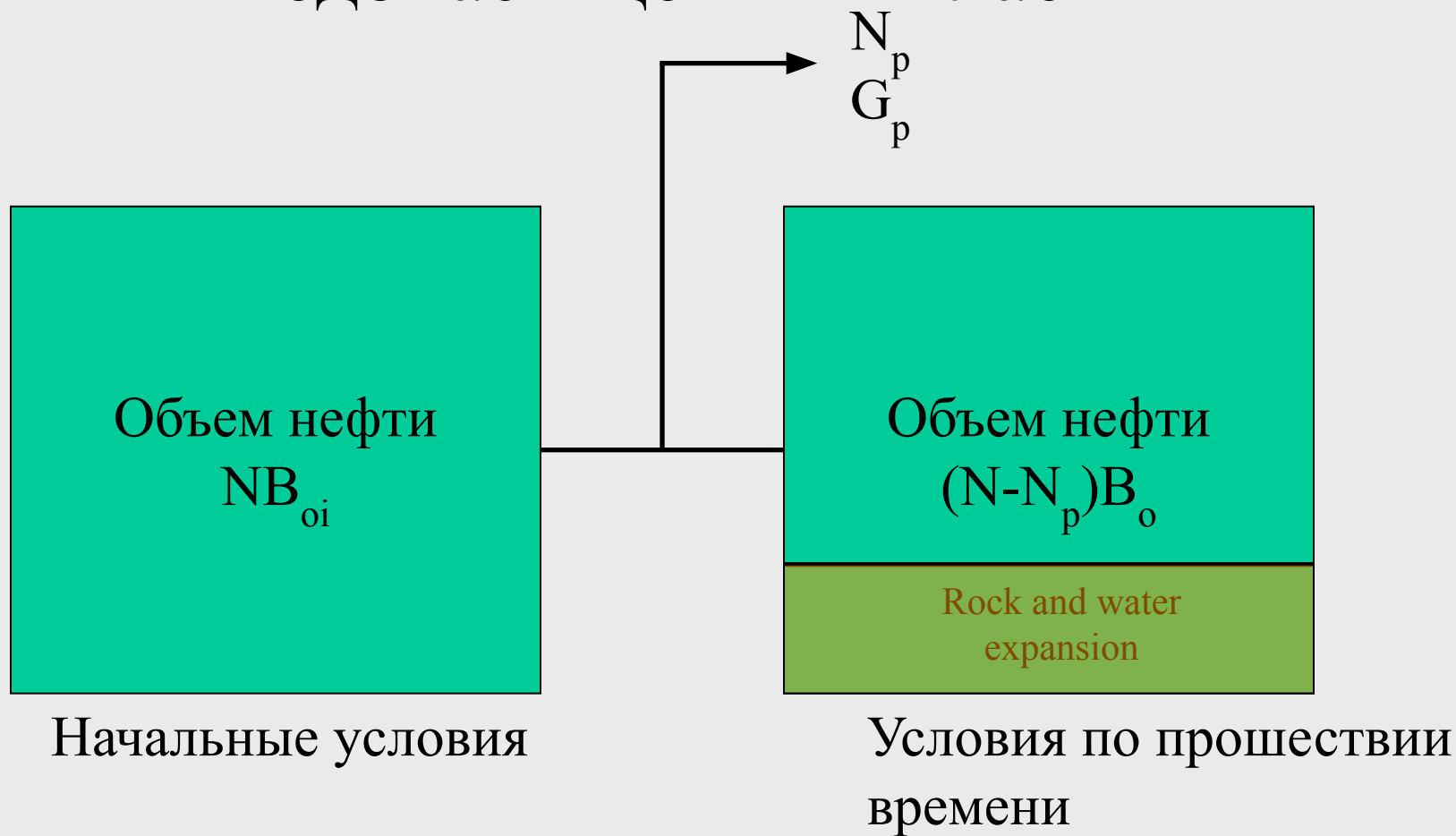
- Посылки

- $P > P_b$

- Нет первичной либо конечной газовой шапки

- Нет притока воды или нет добычи воды

# Выведение уравнения материального баланса - недонасыщенный пласт



# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Из определения сжимаемости

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{dV_w}{dp} \right)_T = -\frac{1}{V_{wi}} \frac{\Delta V_w}{\Delta p}$$

- Таким образом, изменение объема воды в пласте под воздействием перемены давления:

$$\Delta V_w = -c_w V_{wi} \Delta p$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- При понижении давления, структура опоры матрицы разрушается и на ее месте образуется поровое пространство

$$c_f = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{dV_p}{dp} \right)_T = -\frac{1}{V_{pi}} \frac{\Delta V_p}{\Delta p}$$

- Таким образом, изменения объема порового пространства связаны с изменением давления :

$$\Delta V_p = -c_f V_{pi} \Delta p$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Общие изменения объема воды и порового пространства:

$$\Delta V_w + \Delta V_p = -(c_w V_{wi} + c_f V_{pi}) \Delta p = \Delta V_{total}$$

- Обратите внимание, что

$$V_w = S_w V_p$$

$$V_{wi} = S_{wi} V_{pi}$$

- Таким образом

$$\Delta V_{total} = -(c_w S_{wi} + c_f) V_{pi} \Delta p$$



# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Также

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

- Таким образом

$$\Delta V_{total} = -\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} (c_w S_{wi} + c_f) \Delta p$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Баланс объема принимает вид

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o - \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} (c_w S_{wi} + c_f) \Delta p$$

- Решение для N:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o + B_{oi} \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} (p_i - p) - B_{oi}}$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Упростим:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dp} \right)_T = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

- Если  $V_{sc}$  – объем нефти в стандартных условиях

$$-\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p} = -\frac{1}{V_i/V_{sc}} \frac{V/V_{sc} - V_i/V_{sc}}{p - p_i} = -\frac{1}{B_{oi}} \left( \frac{B_o - B_{oi}}{p - p_i} \right)$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Значит  $B_o - B_{oi} = c_o B_{oi} (p_i - p)$

- Подставим

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} \left( c_o + \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) (p_i - p)}$$

# Выведение уравнения материального баланса – недонасыщенный пласт

- Определим

$$c_e = c_o + \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} = \frac{c_o S_{oi} + c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}}$$

- Наконец

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} c_e (p_i - p)}$$

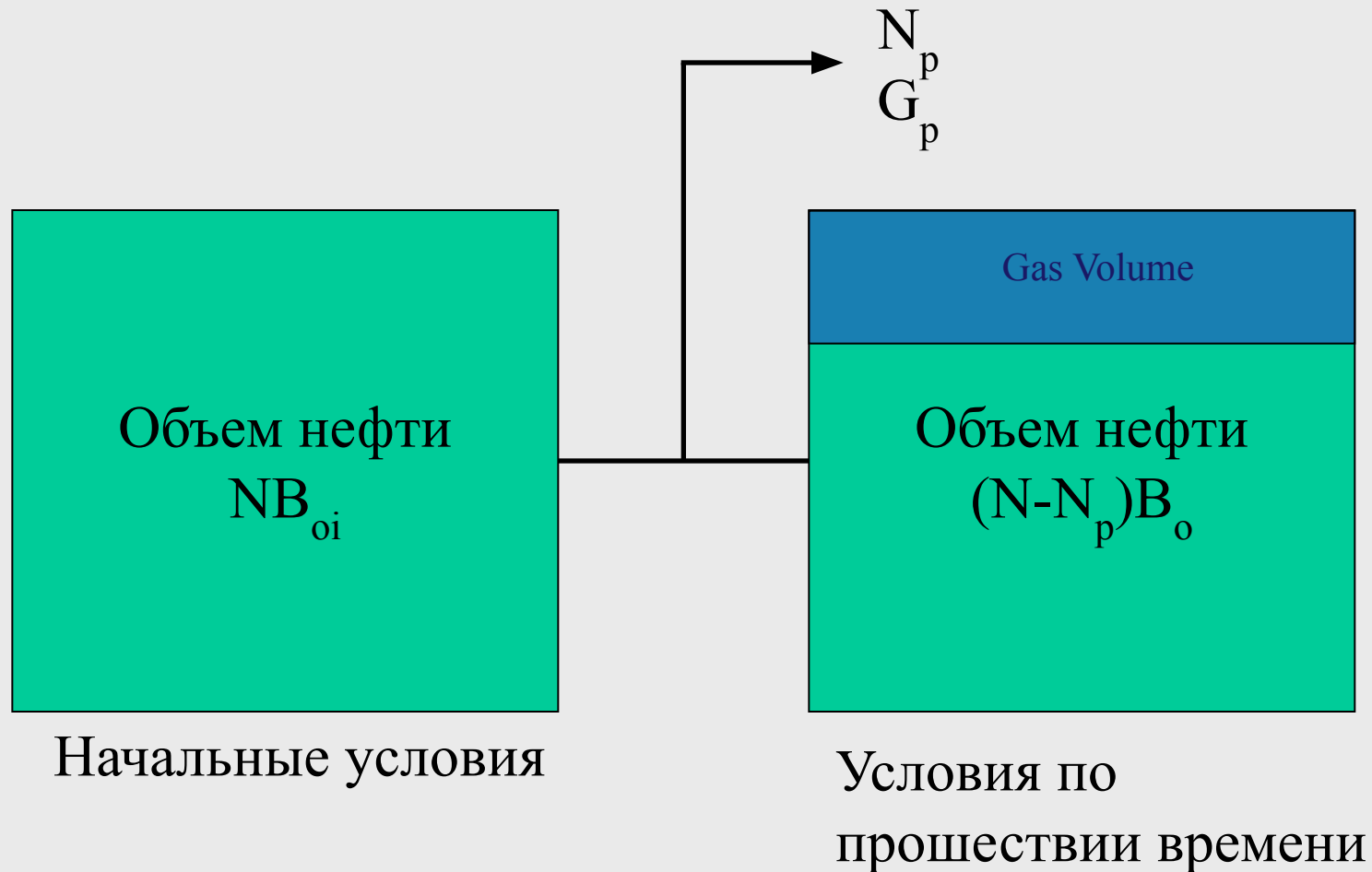
# Упражнение

- Определите начальные балансовые запасы нефти для недонасыщенного пласта при заданных данных
  - $N_p = 1.4 \cdot 10^6$  STB
  - $B_o = 1.46$  RB/STB
  - $B_{oi} = 1.39$  RB/STB
  - $c_w = 3.71 \cdot 10^{-6}$  1/psi
  - $c_f = 3.52 \cdot 10^{-6}$  1/psi
  - $S_{wi} = 32\%$
- Начальное пластовое давление = 4,300 psi. Давление понизилось до 2,450 psi
- Также вычислите  $N$ , предположив, что  $c_f = 0$  и сравните результаты

# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт

- Посылки
  - $P \leq P_b$
  - Не существует первичной газовой шапки
  - Нет притока и добычи воды
  - Несущественное расширение воды и породы

# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт





# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт

- Определите конечный объем свободного газа, используя уравнение материального баланса
  - Начальное содержание растворенного газа =  $NR_{si}$
  - Конечное содержание растворенного газа =  $(N-N_p)R_s$
  - Извлеченный газ =  $G_p$
- Следовательно,
  - Конечное содержание свободного газа =  $NR_{si} - (N-N_p)R_s - G_p$
- Переведите в пластовые условия
  - Конечное содержание свободного газа =  $(NR_{si} - (N-N_p)R_s - G_p) V_g / 5.61$

# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт

- Баланс объема принимает вид:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + \frac{B_g}{5.61} [NR_{si} - (N - N_p)R_s - G_p]$$

- Решение для N

$$N = \frac{N_p B_o - (N_p R_s - G_p) \frac{B_g}{5.61}}{B_o + (R_{si} - R_s) \frac{B_g}{5.61} - B_{oi}}$$

# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт

- Упростим

$$B_T = B_o + (R_{si} - R_s) \frac{B_g}{5.61}$$

$$R_p = \frac{G_p}{N_p}$$

- Также, поскольку не было выделения газа при  $R_b$

$$B_{oi} = B_{Ti}$$

# Выведение уравнения материального баланса – насыщенный пласт

- Наконец

$$N = \frac{N_p \left[ B_T + (R_p - R_{si}) \frac{B_g}{5.61} \right]}{B_T - B_{Ti}}$$

# Уравнение материального баланса в общем виде

$N =$

$$\frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g + (W_p - W_i - W_e) B_w - G_i B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} + \frac{B_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 + m) (S_w c_w + c_f) (P_{iR} - P_R)}$$

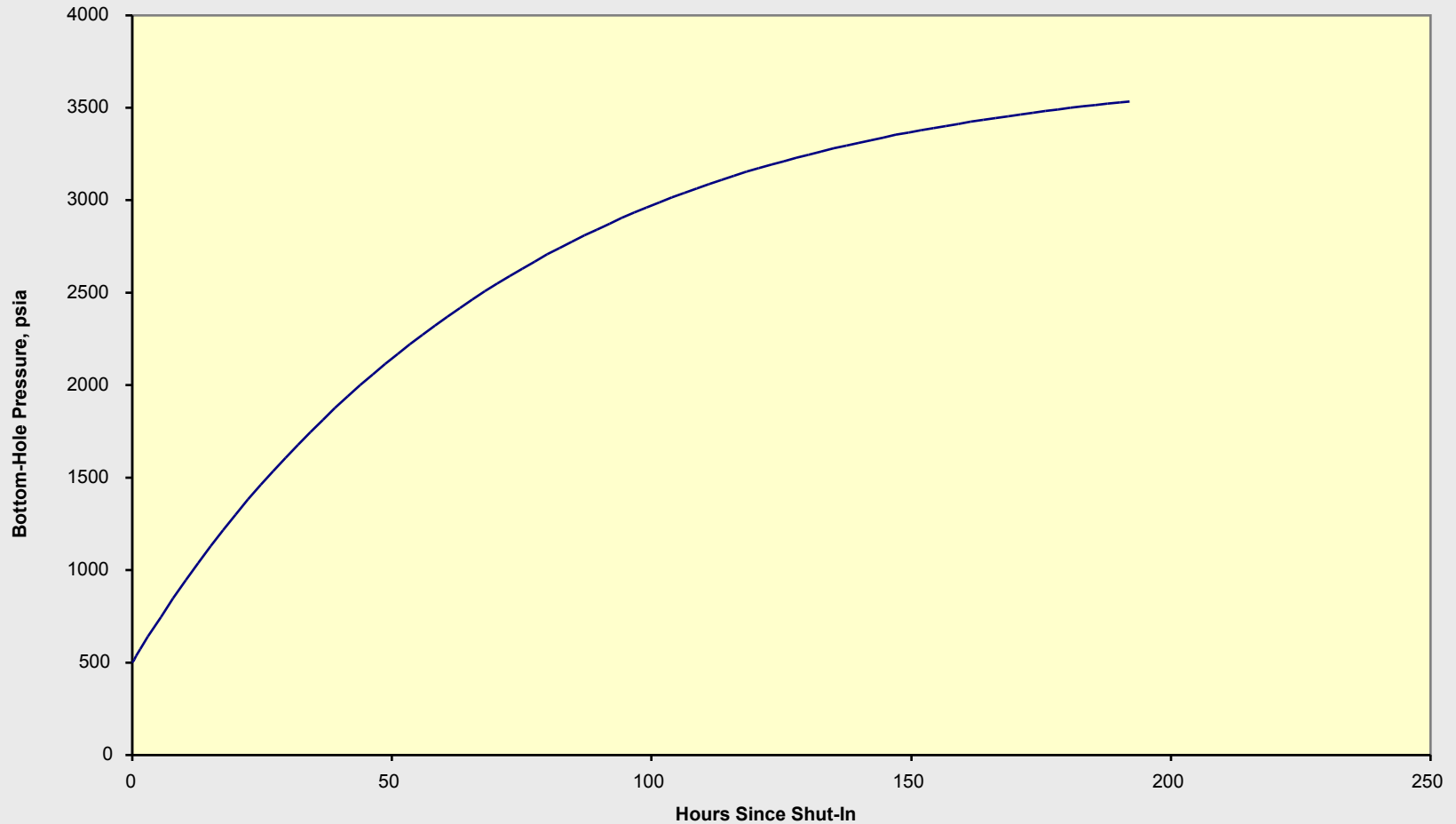
# Анализ материального баланса

- Требования к данным
- Сбор и упорядочение данных
- Контроль качества данных
- Материальный баланс нелетучей нефти
- Приток воды

# Анализ материального баланса

- Требования к данным
  - Должны давать оценку отношений среднего пластового давления и времени
  - Отношения  $PVT$  пластовых флюидов
  - Накопленная добыча и объемы нагнетания

# Среднее пластовое давление





# **PVT отношения флюидов**

- **Методы определения отношений**
  - **Изучение пластового флюида (лабораторный анализ)**
  - **Корреляции**

# Накопленная добыча/ данные нагнетания

- **Источники**
  - Фиксирование данных добычи за месяц
  - Поставщик PI/Dwights или открытой информации
  - Архивы государственных агенств
- **Возможные нюансы**
  - Дата первой записи ≠ Дата первой добычи
  - Неточные доклады некоммерческих/непроизводственных фаз
  - Неправильная компоновка скважин

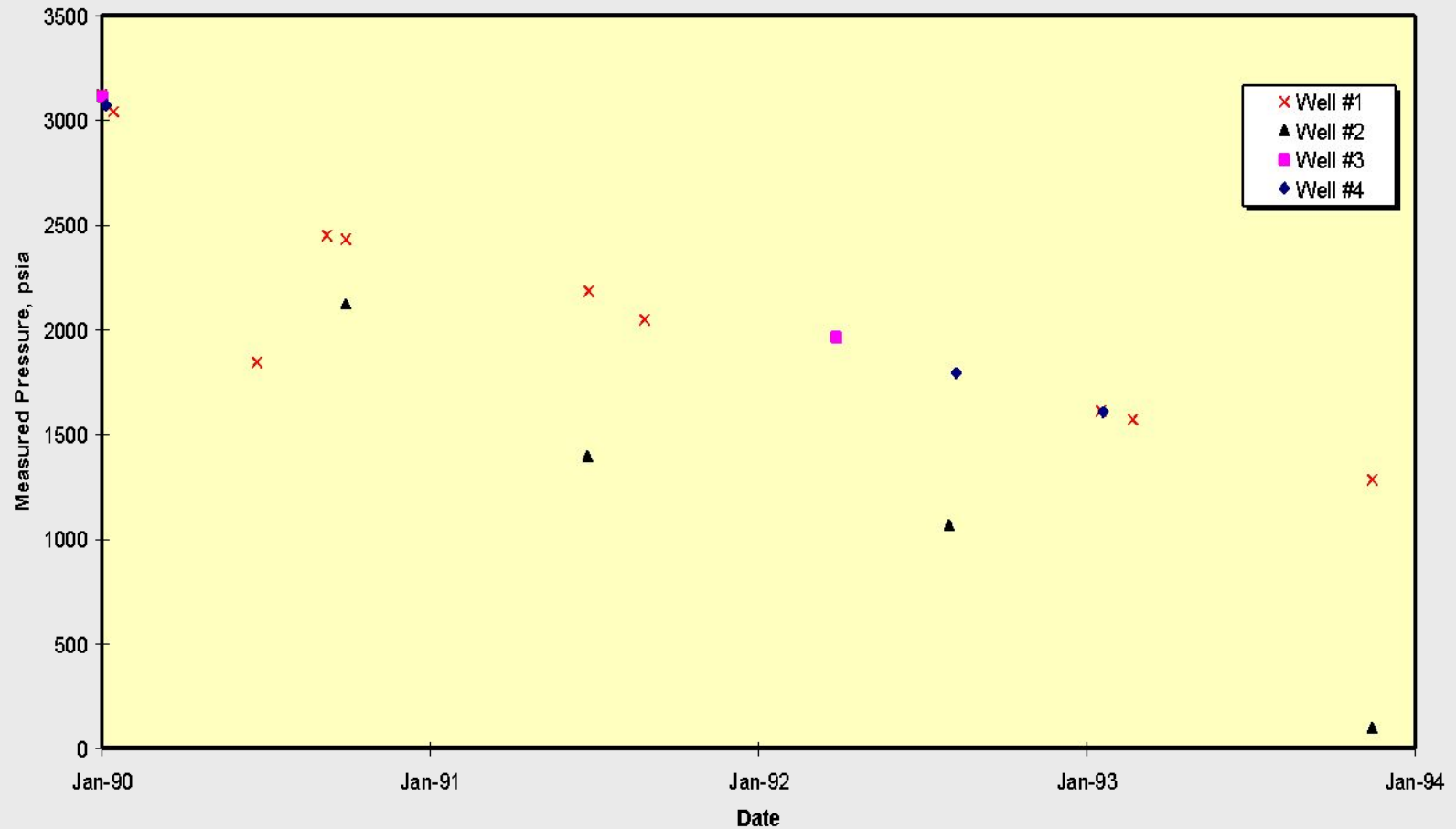
# Подготовка данных

- Приведите все данные давления к единому уровню
- Составьте график отношения давления ко времени для всех скважин
- Рассчитайте отношение совокупной добычи к нагнетанию в пласт
- Соберите PVT данные флюидов

# Приведение всех значений давления к базовому уровню

$$p_{\text{базовое}} = p_{\text{измеренное}} + \text{Gradient}(h_{\text{базовая}} - h_{\text{измеренная}})$$

# График отношения давления ко времени



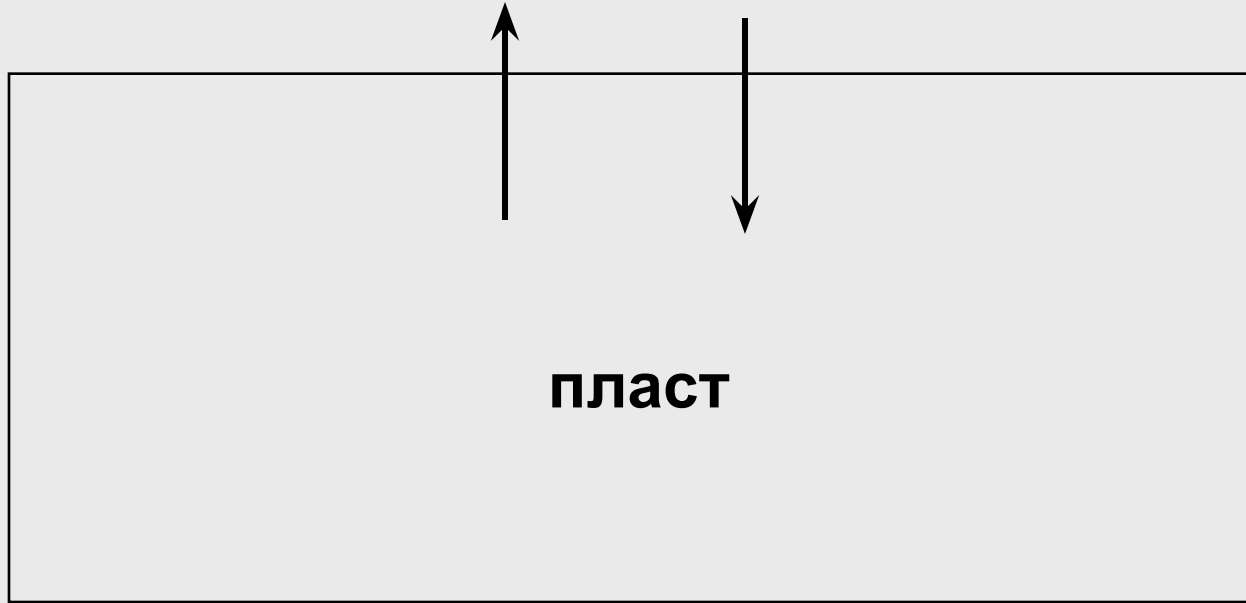
# Материальный баланс для нелетучей нефти

- Методы линейного анализа  
(Navlena-Odeh)
  - Посылки
  - Методы анализа
  - Наиболее частые ошибки и заблуждения

# Основные послылки

- **Модель замкнутого коллектора**
  - **Закрытая система (нет внешнего притока жидкости в пласт)**
- **Показания замеров давления представляют собой среднее пластовое давление**
- **Значения PVT отношений нелетучей нефти являются точными**

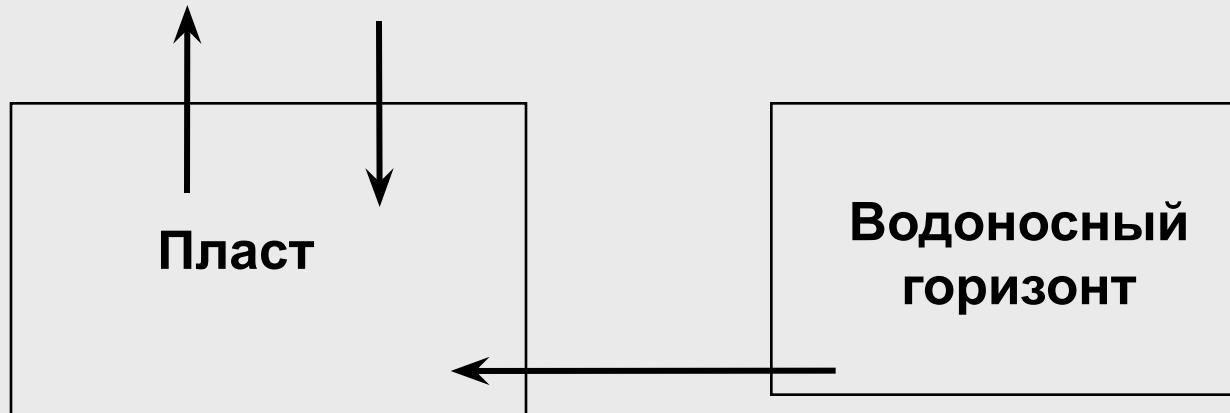
# Модели пласта



**Замкнутый пласт-коллектор**

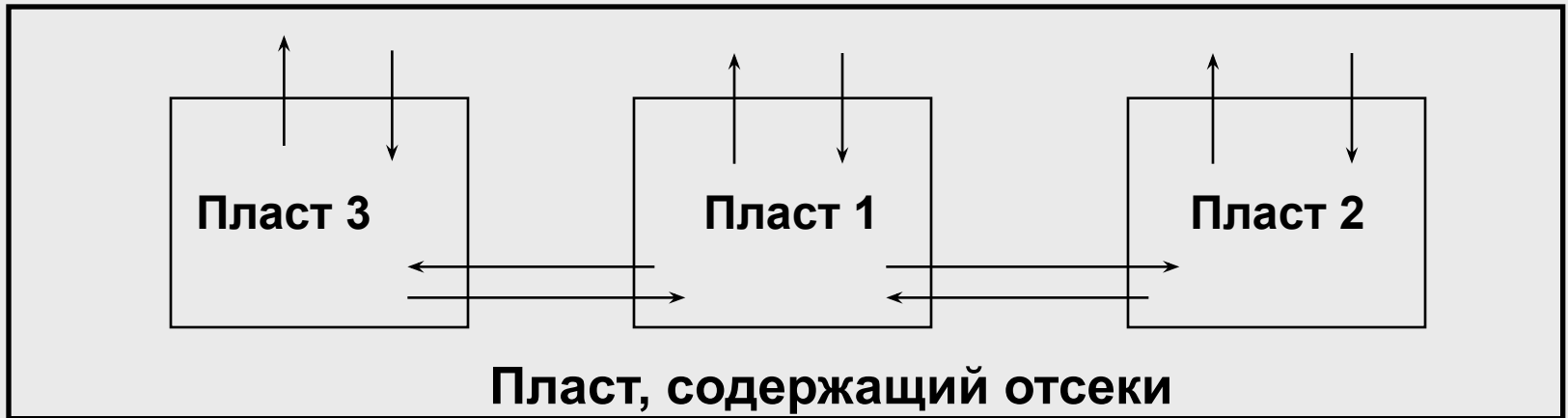


# Модели пласта



**Нагнетание воды из  
горизонта в пласт**

# Модели пласта



# Методы линейного анализа

- Уравнение материального баланса как прямая линия
- Методы введены Navlena-Odeh
- Типичные методы линейного анализа
  - Отношение начальных балансовых запасов нефти (OOIP) к накопленной нефтедобыче
  - Отношение  $F$  к  $E_{total}$
  - Отношение  $F/E_o$  к  $Eg/E_o$

Уравнение материального  
баланса (МВЕ) как прямая  
ЛИНИЯ

$$F = N(E_o + mE_g + E_{fw})$$

или

$$F = NE_{total}$$

# МВЕ как прямая линия

$$F = N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g + W_p B_w$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g$$

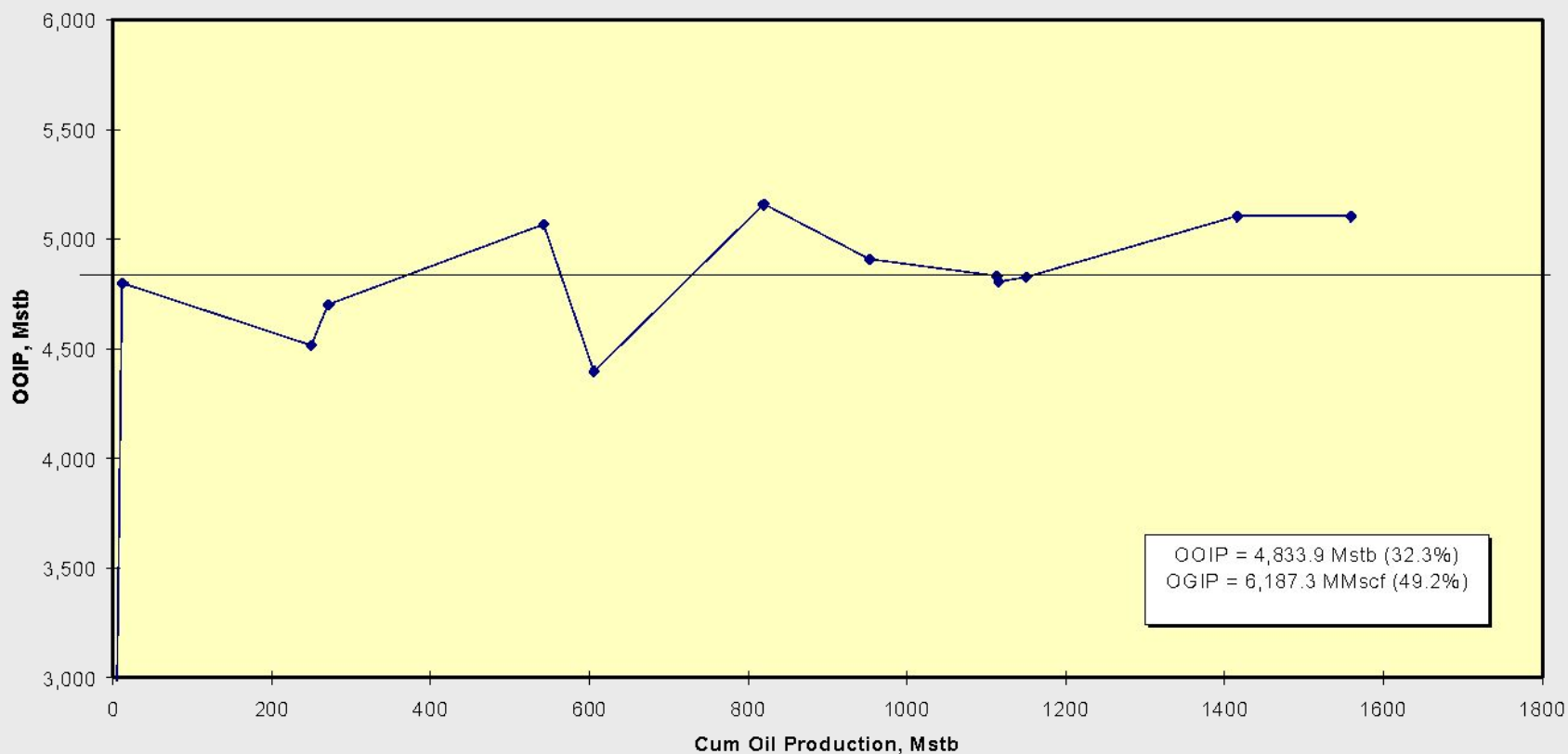
$$E_g = B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

$$E_{fw} = (1 + m) B_{oi} \left( \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p$$

# Типичные методы прямых линий

## Отношение $F/E_{total}$ к накопленной добыче нефти

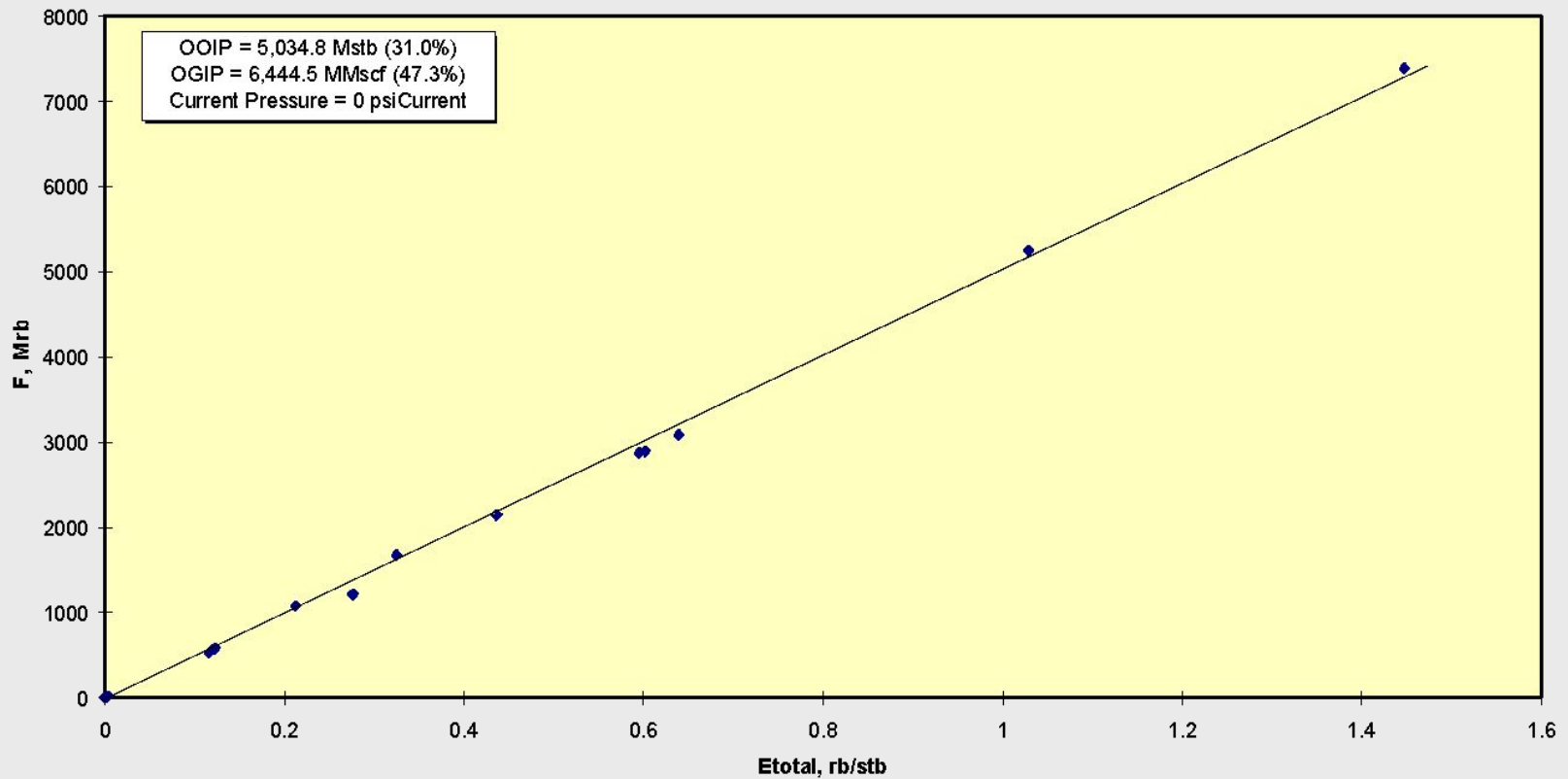
OOIP vs. Cum Oil - Example Reservoir



# Типичные методы линейного анализа

## Отношение $F$ к $E_{total}$

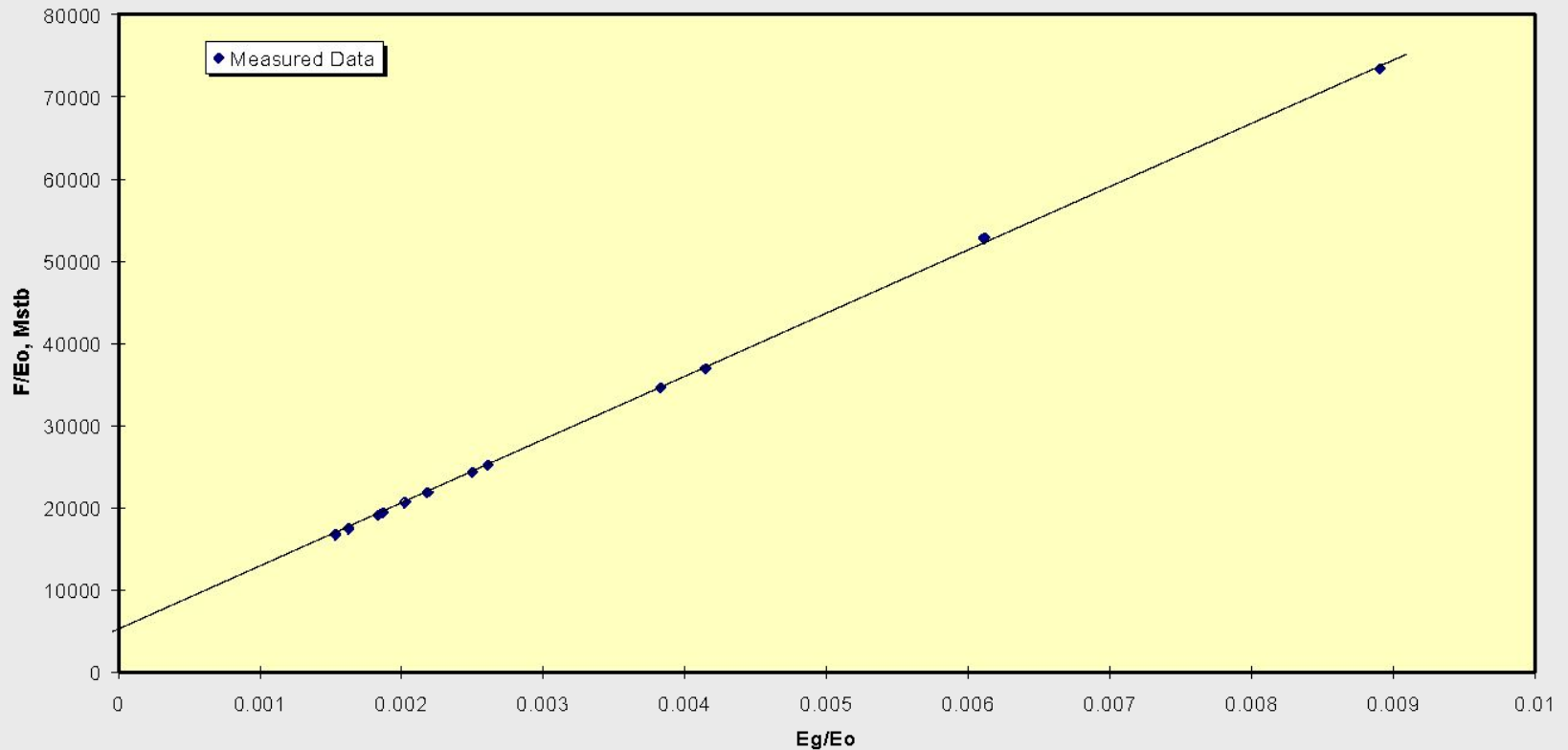
F vs.  $E_{total}$  - Example Reservoir



# Типичные методы линейного анализа

## Отношение $F/E_o$ к $E_g/E_o$

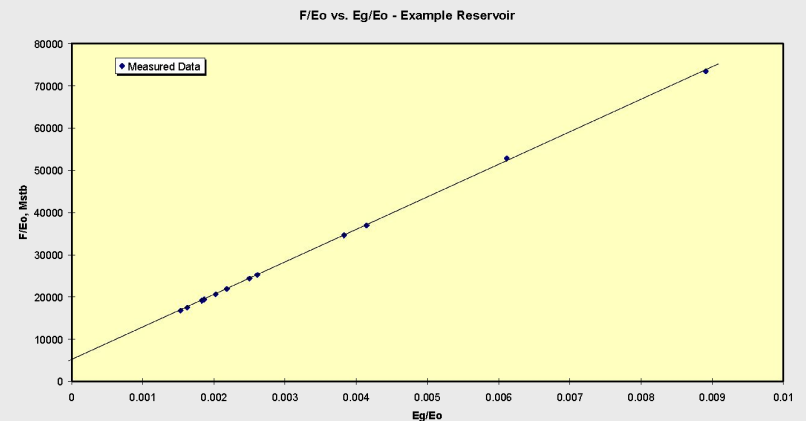
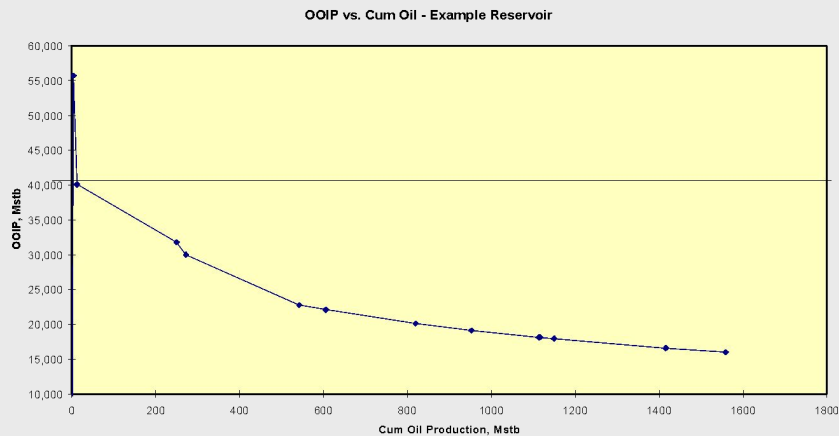
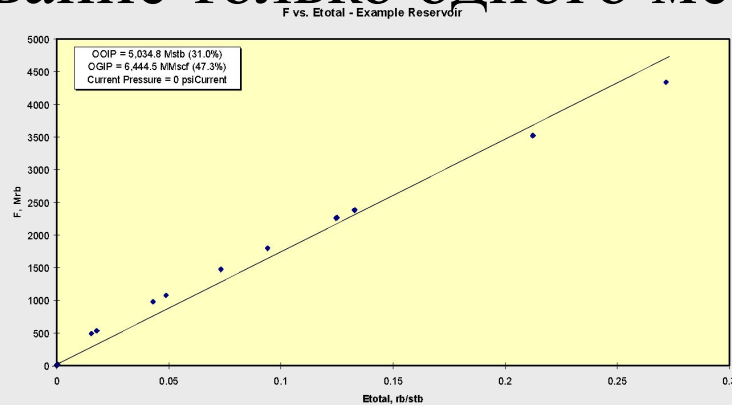
F/Eo vs. Eg/Eo - Example Reservoir





# Распространенные ошибки и заблуждения

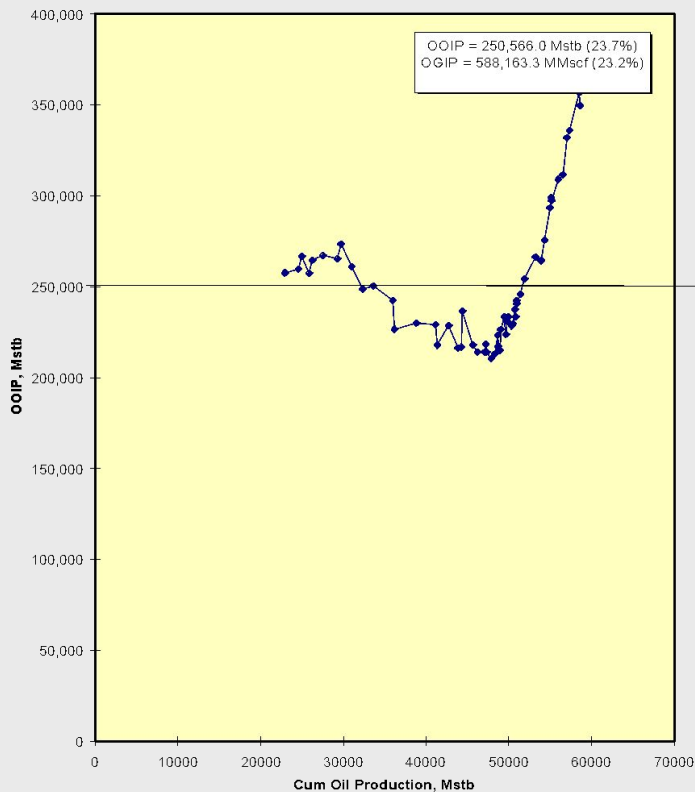
## Использование только одного метода анализа



# Распространенные ошибки и заблуждения

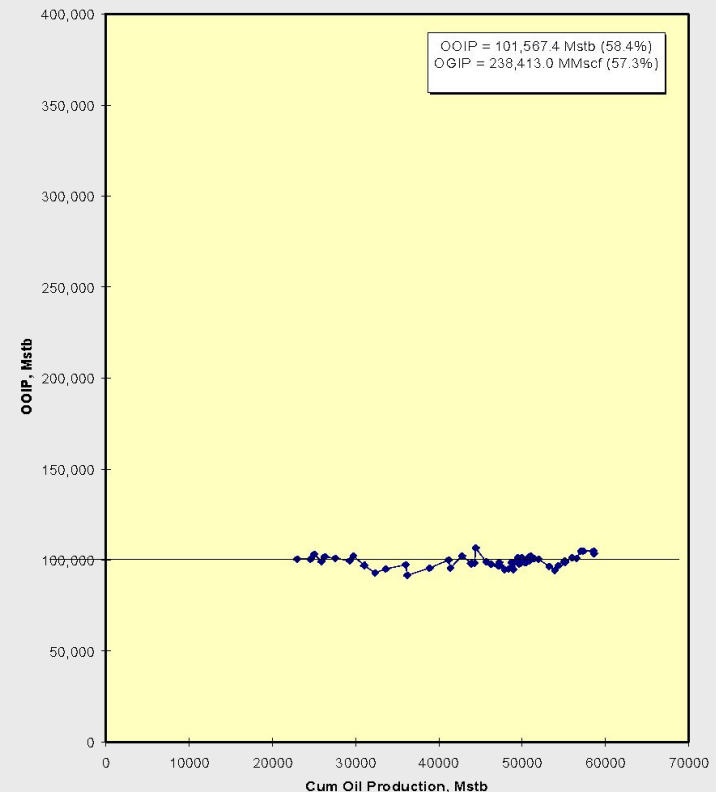
## Неправильная модель пласта

OOIP vs. Cum Oil - 9700 ft Sand



**Замкнутый пласт**

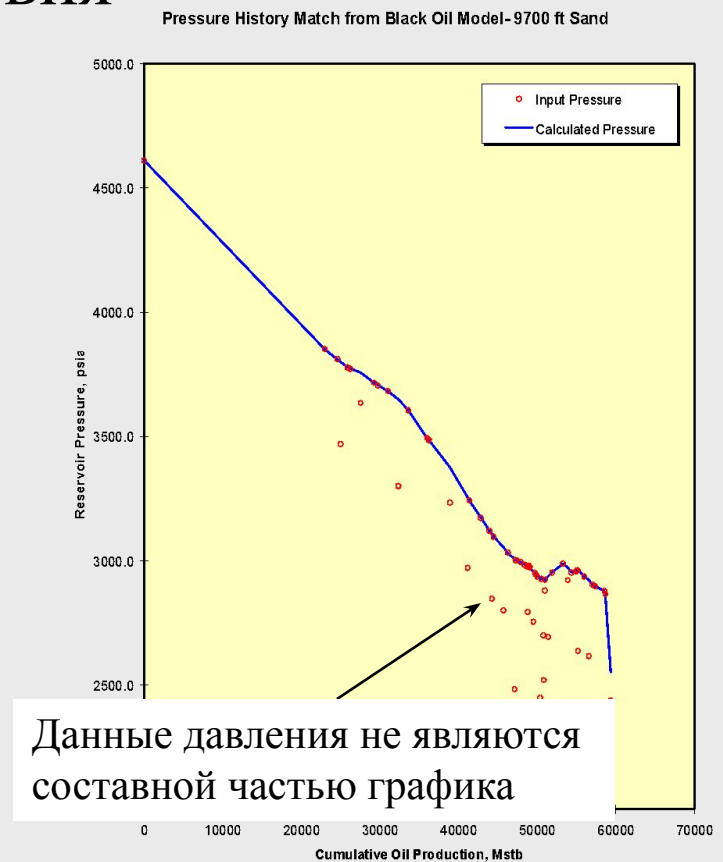
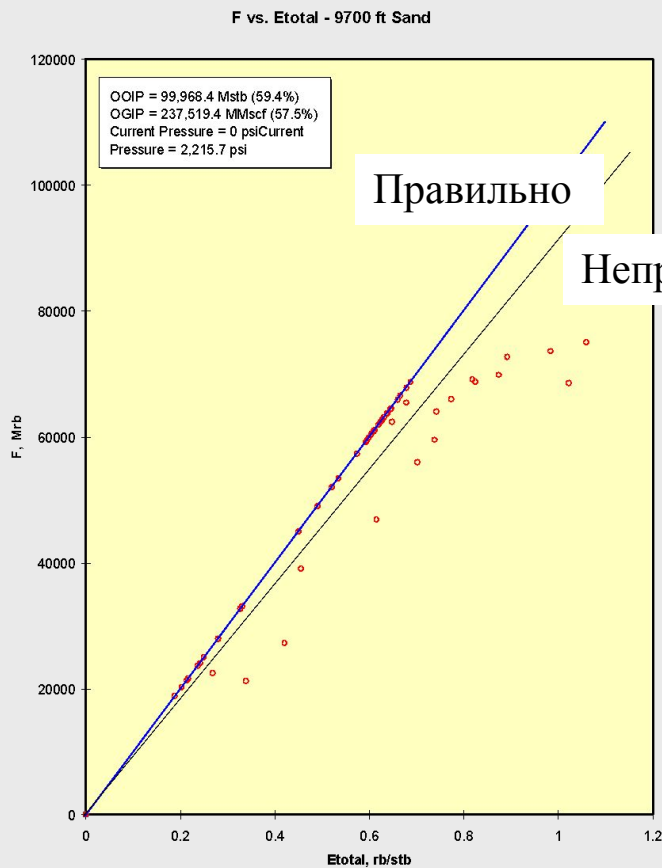
OOIP vs. Cum Oil - 9700 ft Sand



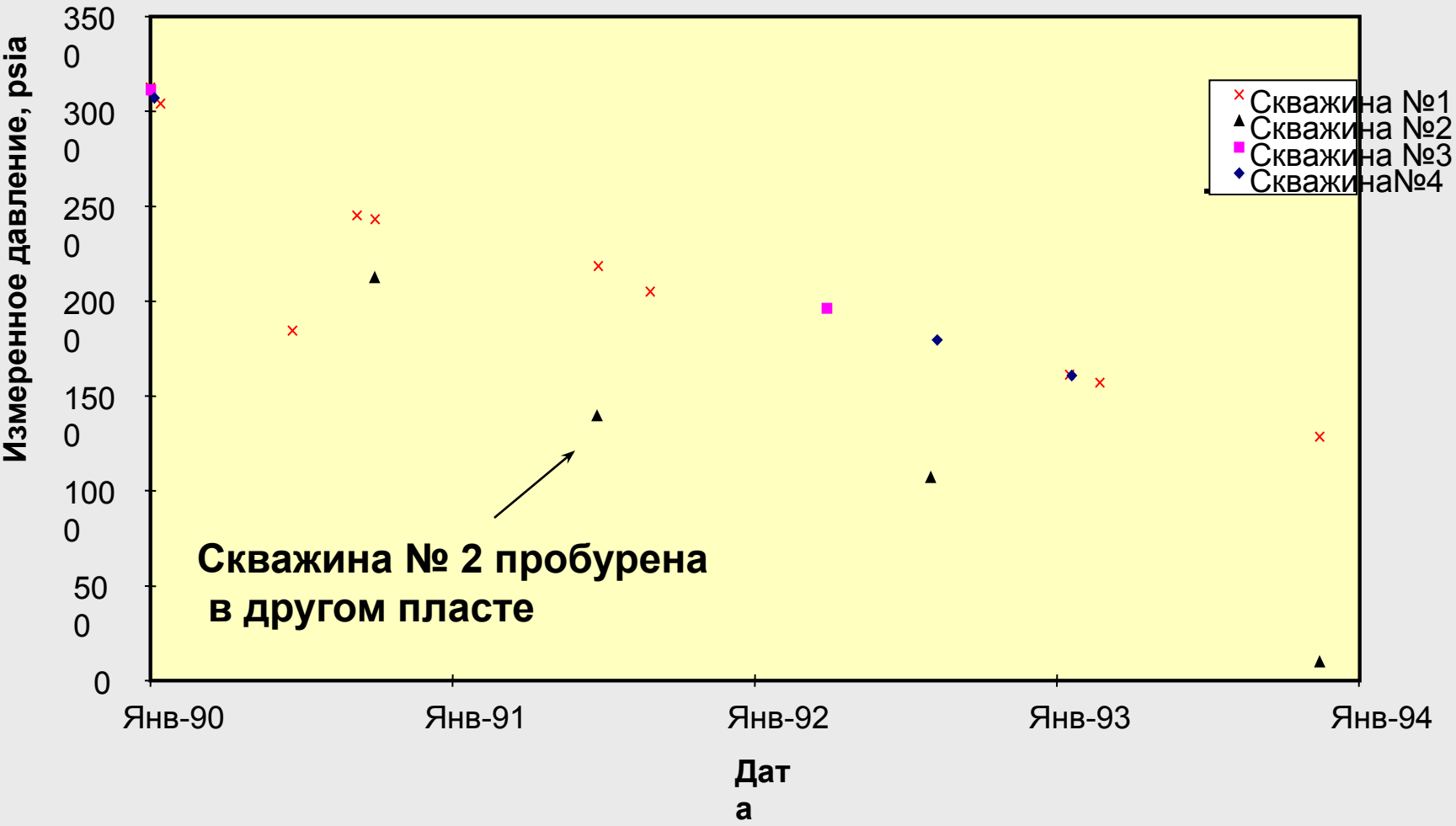
**Пласт, нагнетаемый водой  
из водоносного горизонта**

# Распространенные ошибки и заблуждения

## Неправильное использование линий наилучшего соответствия



# Неправильный выбор скважин



# **Физически невозможные результаты**

- **Накопленная добыча > начальных балансовых запасов**
- **Отрицательные показатели насыщения**

# Упражнение 4

(Dake, FRE, p.88)

- Планируется начать проведение нагнетания воды в пласт, для которого определены свойства PVT. Цель – поддержание давления на уровне 2,700 psia ( $p_b = 3,330$  psia). Если газосодержание на настоящий момент составляет 3,000 scf/STB, какой начальный расход воды при нагнетании потребуется для добычи 10,000 баррелей нефти в день?

# Упражнение 5

- Недонасыщенный пласт, разрабатываемый при давлении выше точки насыщения, имел начальное давление 5,000 psia. При этом давлении коэффициент объема нефти был равен 1.510 RB/STB. Когда давление упало до отметки 4,600 psia, так как добыча составила 100,000 баррелей нефти, объемный коэффициент нефти составил 1.520 RB/STB. Насыщенность связанной водой составила 25%, сжимаемость воды была равна  $3.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ , средняя пористость 16%, сжимаемость породы  $4.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ . Средняя сжимаемость нефти в интервале 5,000-4,600 psia по отношению к объему при 5,000 psia равнялась  $17 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ .

# Упражнение 5 (продолжение)

- Геологические данные и отсутствие воды указывали на замкнутый коллектор. Предположим, что это верно. Какова величина рассчитанных начальных балансовых запасов нефти?
- Когда давление упало до 4,200 psia, а объемный коэффициент до 1.531 RB/STB, добыча составила 205,000 баррелей. Рассчитайте начальные балансовые запасы нефти, если средняя сжимаемость нефти составляла  $17.65 \times 10^{-6}$  psi<sup>-1</sup>?
- После анализа всех кернов и каротажных диаграмм запасы были оценены в 7,5 миллионов баррелей. Если эта цифра верна, какое количество воды попало в пласт, когда давление упало до отметки 4,600 psia?



## Упражнение 6

- Далее следуют данные за 10 лет добычи. Эти данные включают накопленную нефтедобычу,  $N_p$ , и накопленное газосодержание,  $R_p$ , которые являются функциями среднего пластового давления. Используйте методы Navlena-Odeh, чтобы рассчитать начальные балансовые запасы нефти и газа (и в свободном, и в растворенном состояниях).

# Упражнение 7

- Используйте следующие данные для вычисления начальных балансовых запасов нефти. Используйте метод Navlena-Odeh. Предположим, что нет притока воды и газовой шапки. Давление насыщения равно 1,800 psia.

# Материальный баланс для газоносного пласта

- Методы линейного анализа
  - Разработка
  - Посылки
  - Методы анализа
- Программа материального баланса для газоносного пласта
  - Использование программы
  - Примеры задач

# МВЕ для газоносного пласта

- Изменения порового объема пласта =  
изменения объема газа в пласте +  
изменения объема воды в пласте

# Изменения порового объема пласта

$$\Delta V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} c_f \Delta \bar{p}$$

Изменения объема газа в  
пласте

$$\Delta V_g = GB_{gi} - (G - G_p)B_g$$

# Изменение объема воды в пласте

$$\Delta V_w = - \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} S_w c_w \Delta \bar{p}$$

МВЕ для газоносного пласта

$$\Delta V_p = \Delta V_g + \Delta V_w$$



## МВЕ для газоносного пласта

$$G - G_p = \frac{GB_{gi}}{B_g} \left( 1 - \frac{S_w c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta \bar{p} \right)$$

МВЕ для газоносного пласта

$$B_g = \frac{P_{sc} T z}{P T_{sc}}$$

$$G - G_p = G \frac{(p/z)}{(p/z)_i} \left( 1 - \frac{S_w c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta \bar{p} \right)$$

# МВЕ для газоносного пласта

$$\frac{p}{z} \left( 1 - \frac{S_w c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta \bar{p} \right) = \left( \frac{p}{z} \right)_i - \left( \frac{p}{z} \right)_i \frac{G_p}{G}$$

# МВЕ для газоносного пласта

**Более привычные формы МВЕ для газоносного пласта:**

$$\frac{p}{z} \left( 1 - c_e \Delta \bar{p} \right) = \left( \frac{p}{z} \right)_i - \frac{G_p}{G} \left( \frac{p}{z} \right)_i$$

$$\frac{p}{z} = \left( \frac{p}{z} \right)_i - \frac{G_p}{G} \left( \frac{p}{z} \right)_i$$

# Принятые модели газоносных пластов

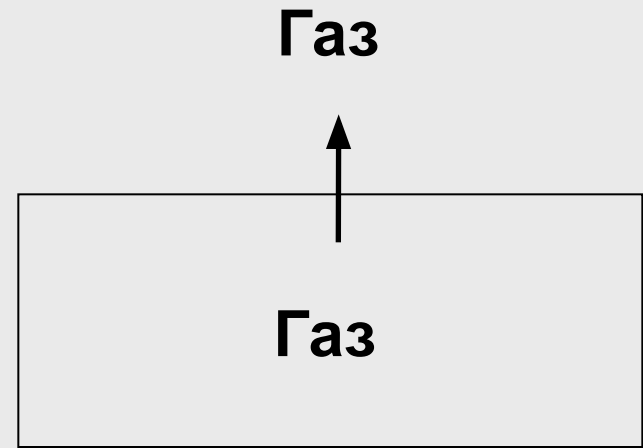
- Замкнутый коллектор сухого газа
- Замкнутый коллектор жирного газа
- Замкнутый коллектор жирного газа с высокой степенью сжимаемости
- Газоносные пласты, испытывающие приток воды

# Замкнутые коллекторы сухого газа



**Начальные  
условия**

$$\frac{\rho}{z} = \left( \frac{\rho}{z} \right)_i \frac{G_p}{G} + \left( \frac{\rho}{z} \right)_i$$



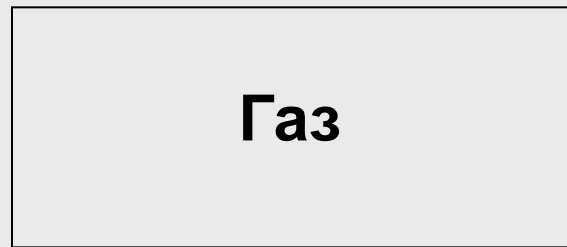
**По истечении времени**

# Замкнутый коллектор сухого газа

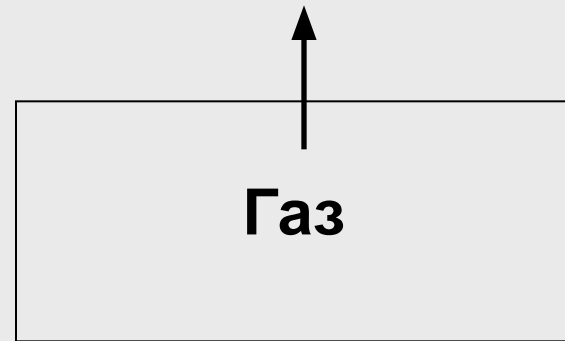
- Предположения для замкнутых коллекторов сухого газа
  - Поровый объем, занятый углеводородами не меняется
  - В пласте присутствует только сухой газ
  - Добывается только сухой газ
  - Нет водопритока

# Замкнутые коллекторы жирного газа

Газ + Конденсат



Начальные  
условия



$T = 2$

$$\frac{p}{z} = \left( \frac{p}{z} \right)_i \frac{G_{p,eq}}{G_{eq}} + \left( \frac{p}{z} \right)_i$$

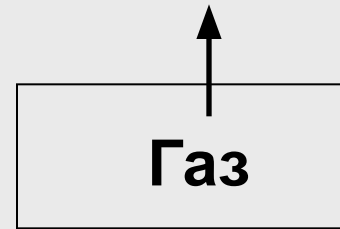


# Модели пластов жирного газа, находящихся под геологическим давлением



**Начальные  
условия**

**Газ + Конденсат**



**T = 2**

$$\frac{p}{z} \left( 1 - c_e \Delta \bar{p} \right) = \left( \frac{p}{z} \right)_i \frac{G_{p,eq}}{G_{eq}} + \left( \frac{p}{z} \right)_i$$

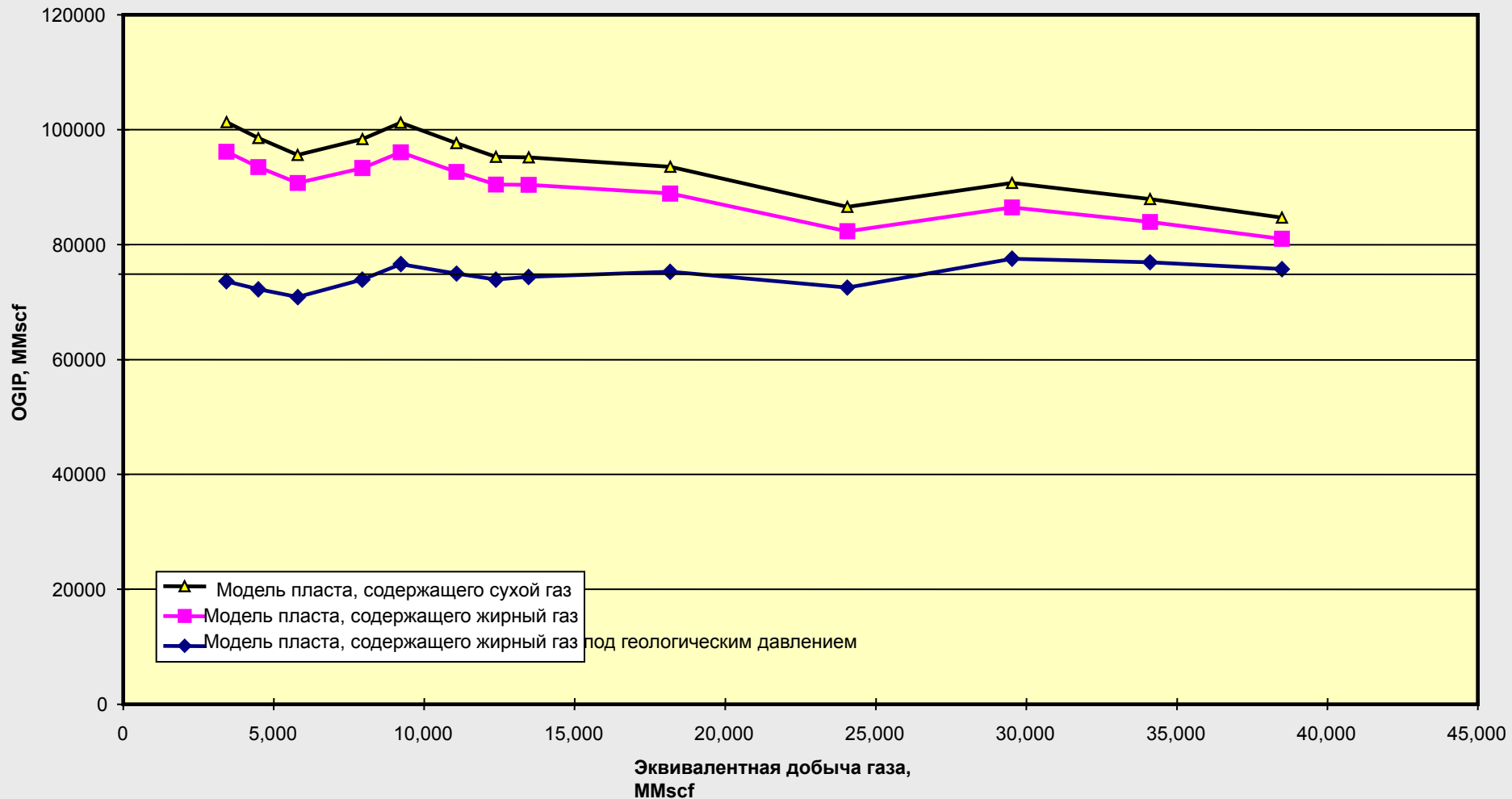
# Модели пластов жирного газа, находящихся под геологическим давлением

- Предположения относительно моделей пластов жирного газа, находящихся под геологическим давлением
  - Постоянная сжимаемость коллектора и воды
  - В пласте содержится только сухой газ
  - Добываются только сухой газ и конденсат
  - Нет притока воды – или существует приток воды из небольшого горизонта

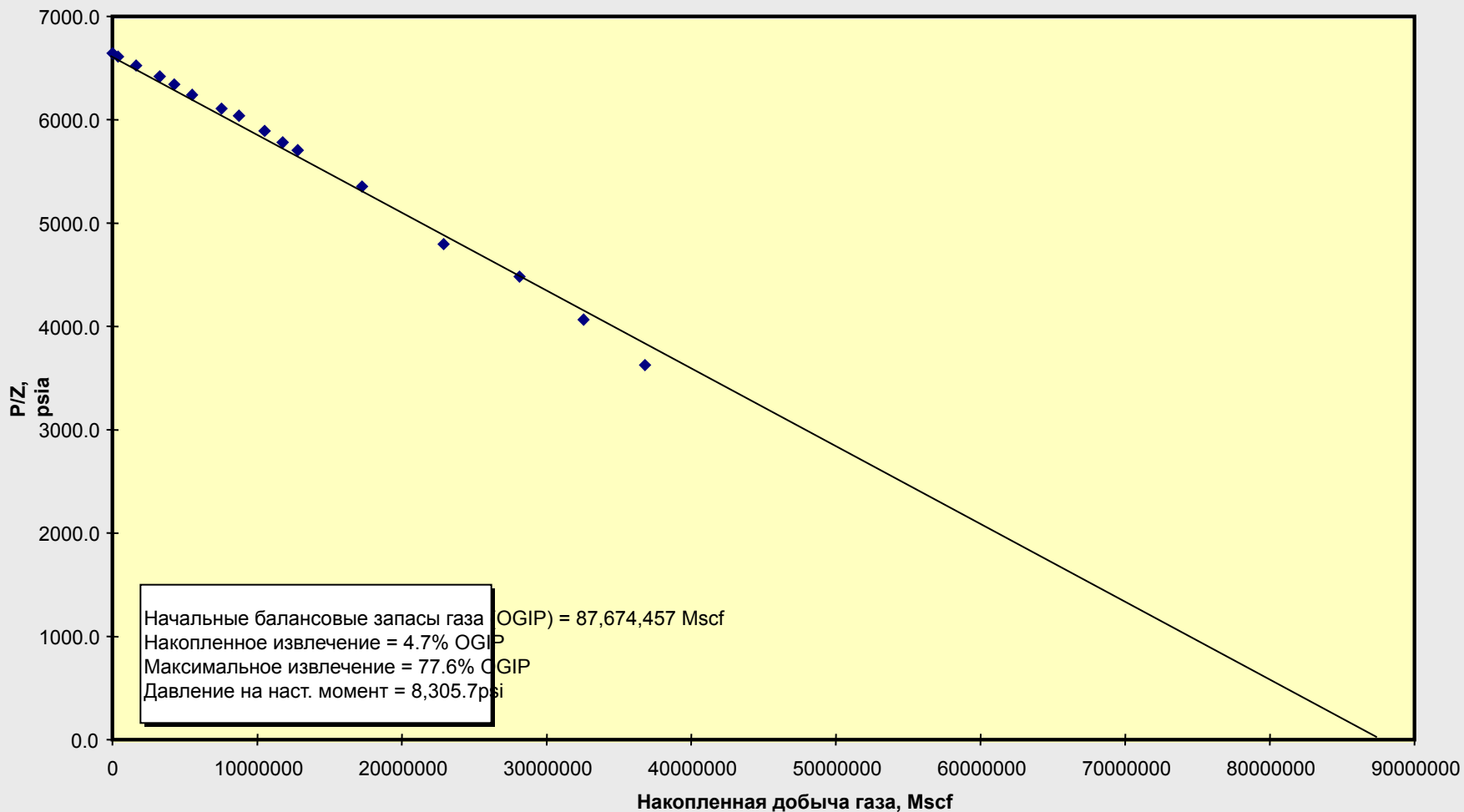
# Методы линейного анализа

- График отношения OGIP к накопленной добыче газа
- График отношения  $p/z$  к накопленной добыче газа
- График отношения  $p/z$  к накопленной эквивалентной добыче газа
- График отношения  $p/z(1-c_e \Delta p)$  к накопленной эквивалентной добыче газа
- График Роуча

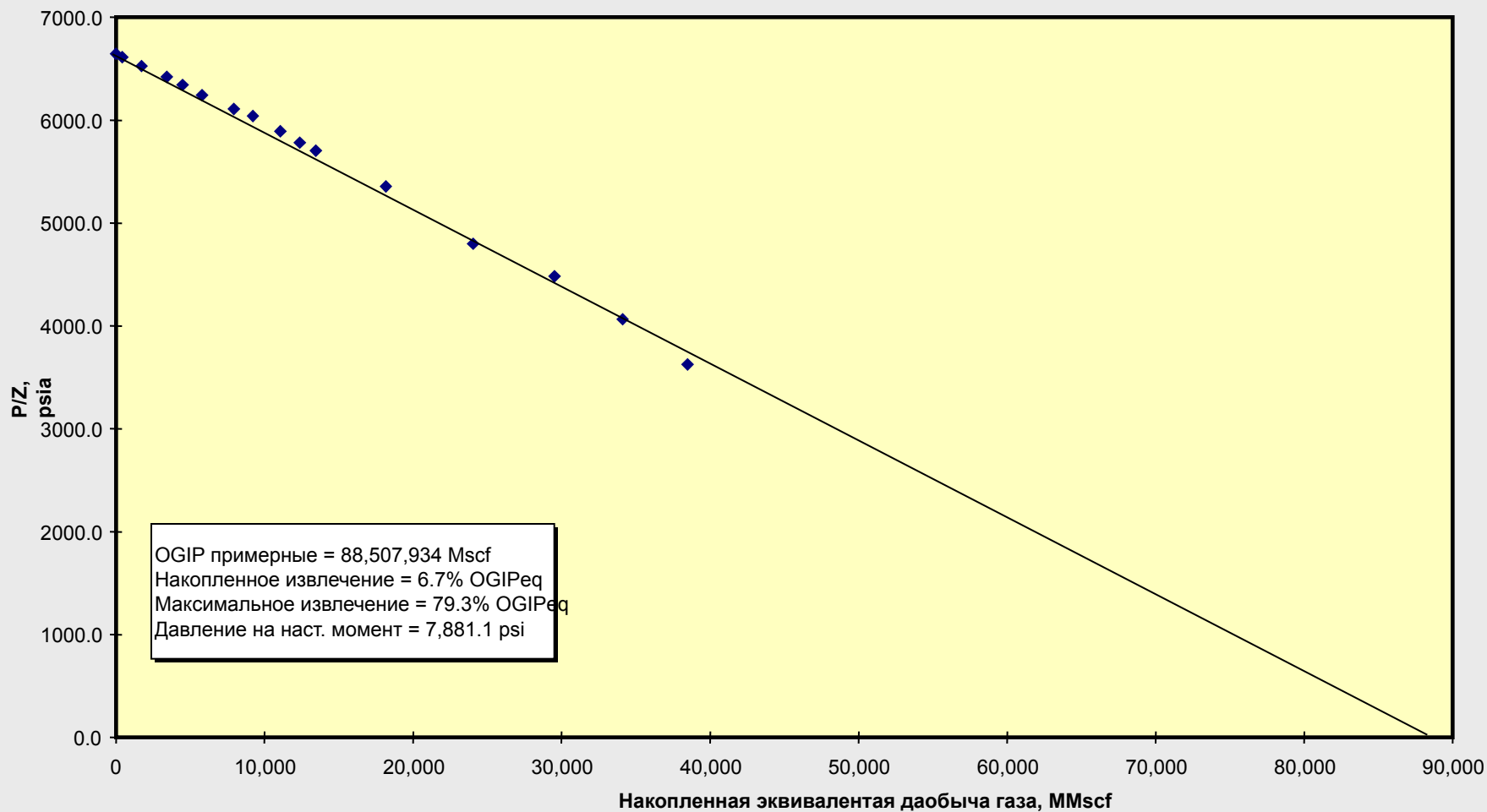
# График отношения OGIP к накопленной добыче газа



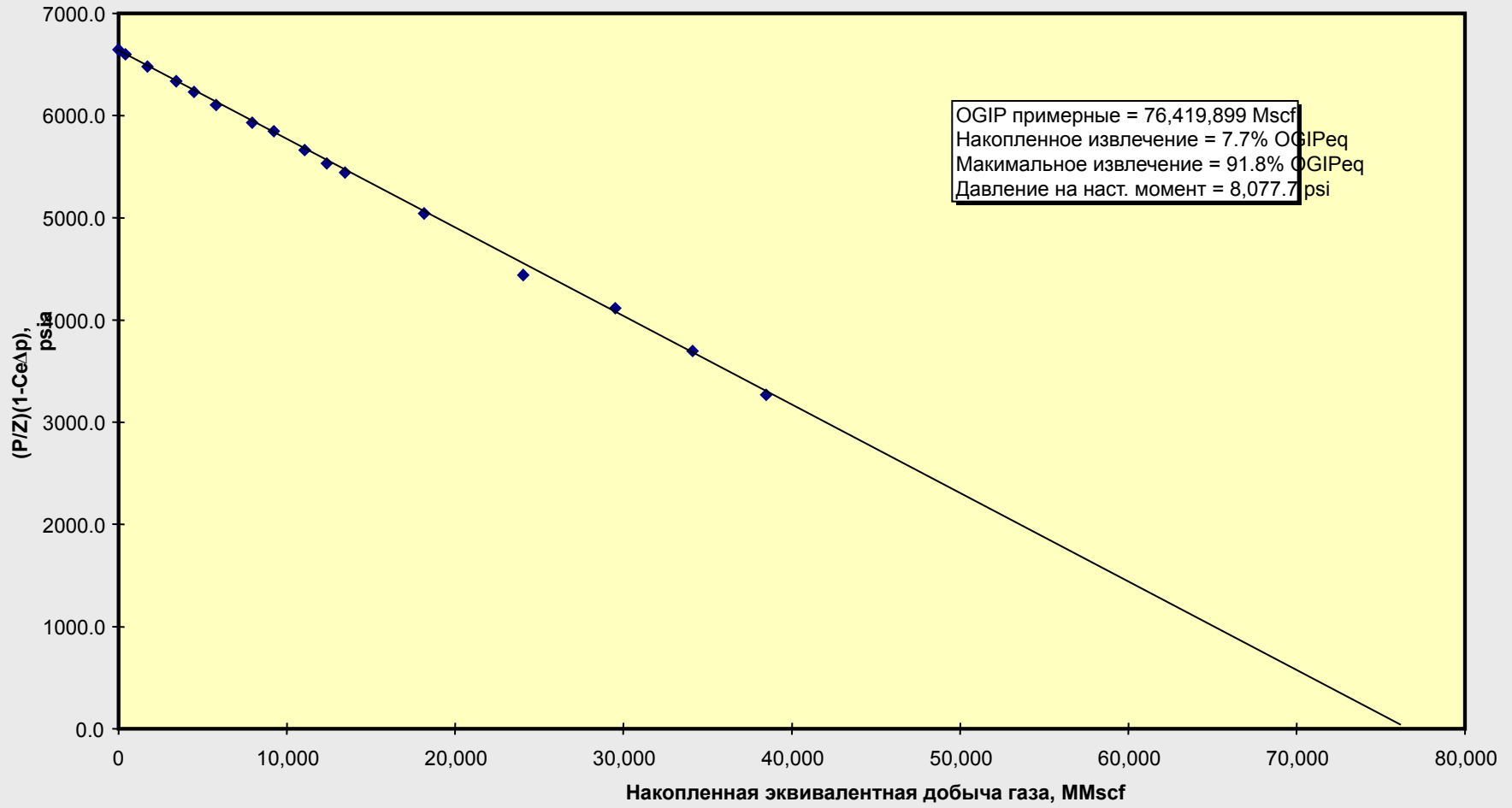
# График зависимости $p/z$ от накопленной добычи газа



# График зависимости $p/z$ от накопленной эквивалентной добычи газа



# График зависимости $p/z(1-c_e \Delta P)$ от накопленной эквивалентной добычи газа

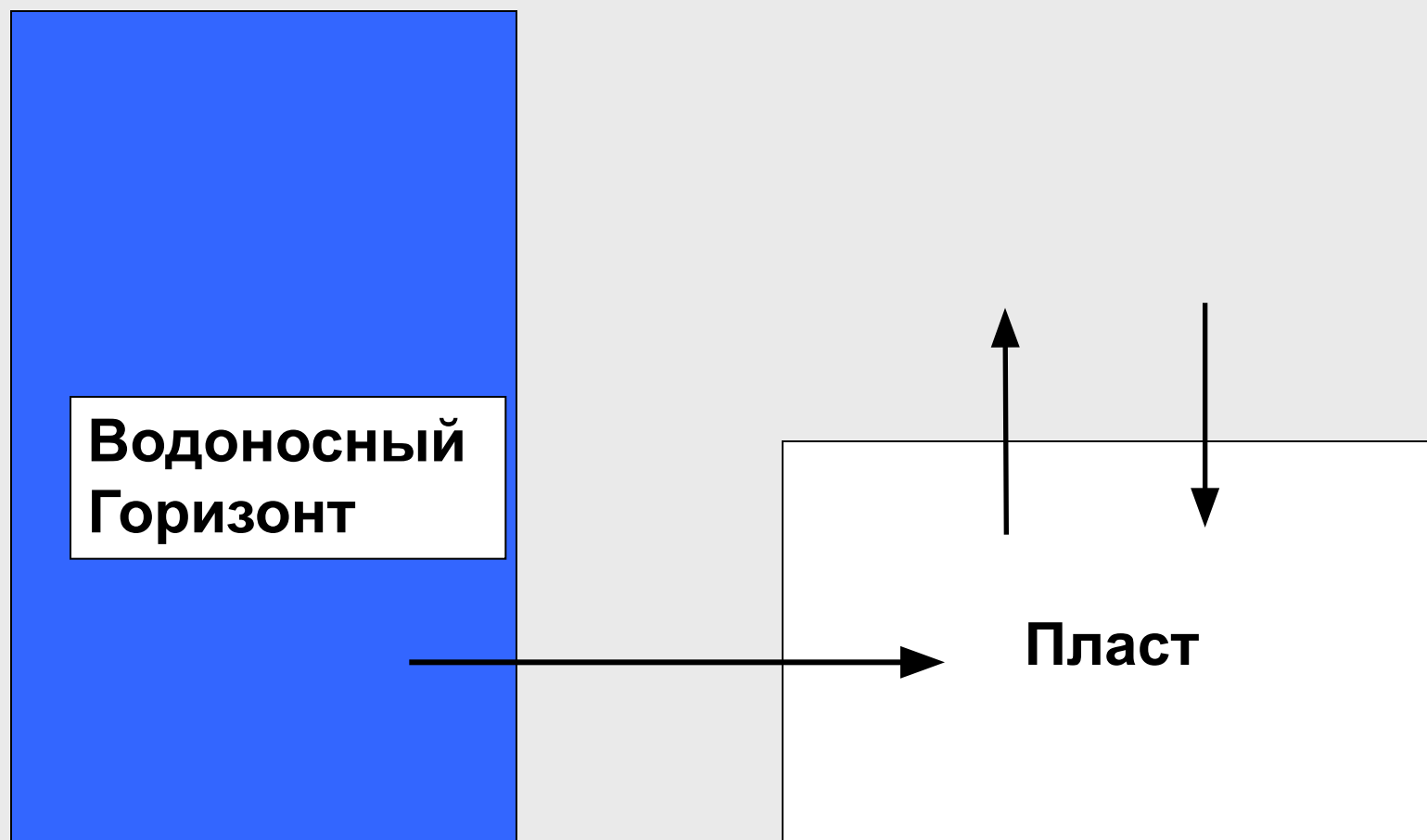


# Распространенные ошибки и заблуждения при вычислении материального баланса газоносных пластов

- Неправильная модель пласта
- Неправильное использование линий наилучшего соответствия
- Неправильный выбор скважин
- Физически невозможные результаты



# Пласты, нагнетаемые водоносными горизонтами



# Пласты, нагнетаемые водоносными горизонтами

- Модель пласта, нагнетаемого малыми водоносными горизонтами
- Модель пласта, нагнетаемого ограниченными водоносными горизонтами
- Модель пласта, нагнетаемого бесконечными водоносными горизонтами

# Модель пласта, нагнетаемого малыми водоносными горизонтами

- Предполагает, что вода поступает в пласт мгновенно
- Применима только к очень небольшим водоносным горизонтам

$$(V_{p, aq} < 3V_{p, res})$$

# Модель малого водоносного горизонта

- Замените  $S_w$  в модели замкнутого коллектора на следующее отношение:

$$S_w = \frac{V_{p,res} S_w + V_{p,aq}}{V_{p,res} + V_{p,aq}}$$

# Модели ограниченных и бесконечных горизонтов

- Вода горизонта может расширяться быстрее, чем она поступает в пласт
- Решения уравнения диффузии дают значения притока воды как функции пластового давления и времени
- Свойства горизонта редко известны
- Модели дают несколько значений начальных балансовых запасов углеводородов

# Решения для моделей ограниченных и бесконечных горизонтов

- Метод Ван Эвердингена и Хёрста
- Метод Картера и Трейси
- Метод Фетковича

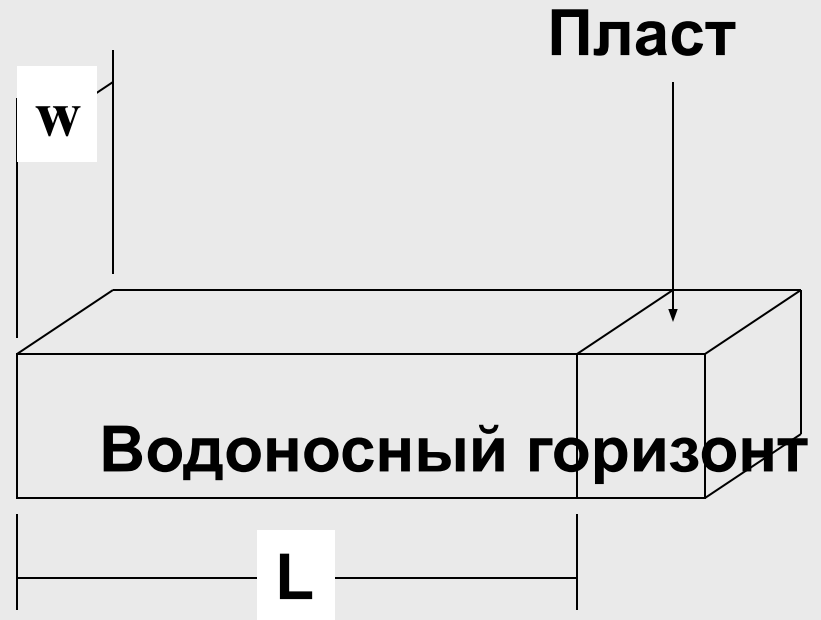
$$\frac{\partial^2 p_d}{\partial^2 r_d} + \frac{1}{r_d} \frac{\partial p_d}{\partial r_d} = \frac{\partial p_d}{\partial t_d}$$

# Геометрия водоносного горизонта

## Модель радиального водоносного горизонта



## Модель линейного водоносного горизонта



# Условия на внешних границ

- Ограниченный водоносный горизонт
  - Нет притока (закрытый водоносный горизонт)
  - Постоянное давление (водоносный горизонт подпитывается с поверхности)
- Бесконечный водоносный горизонт



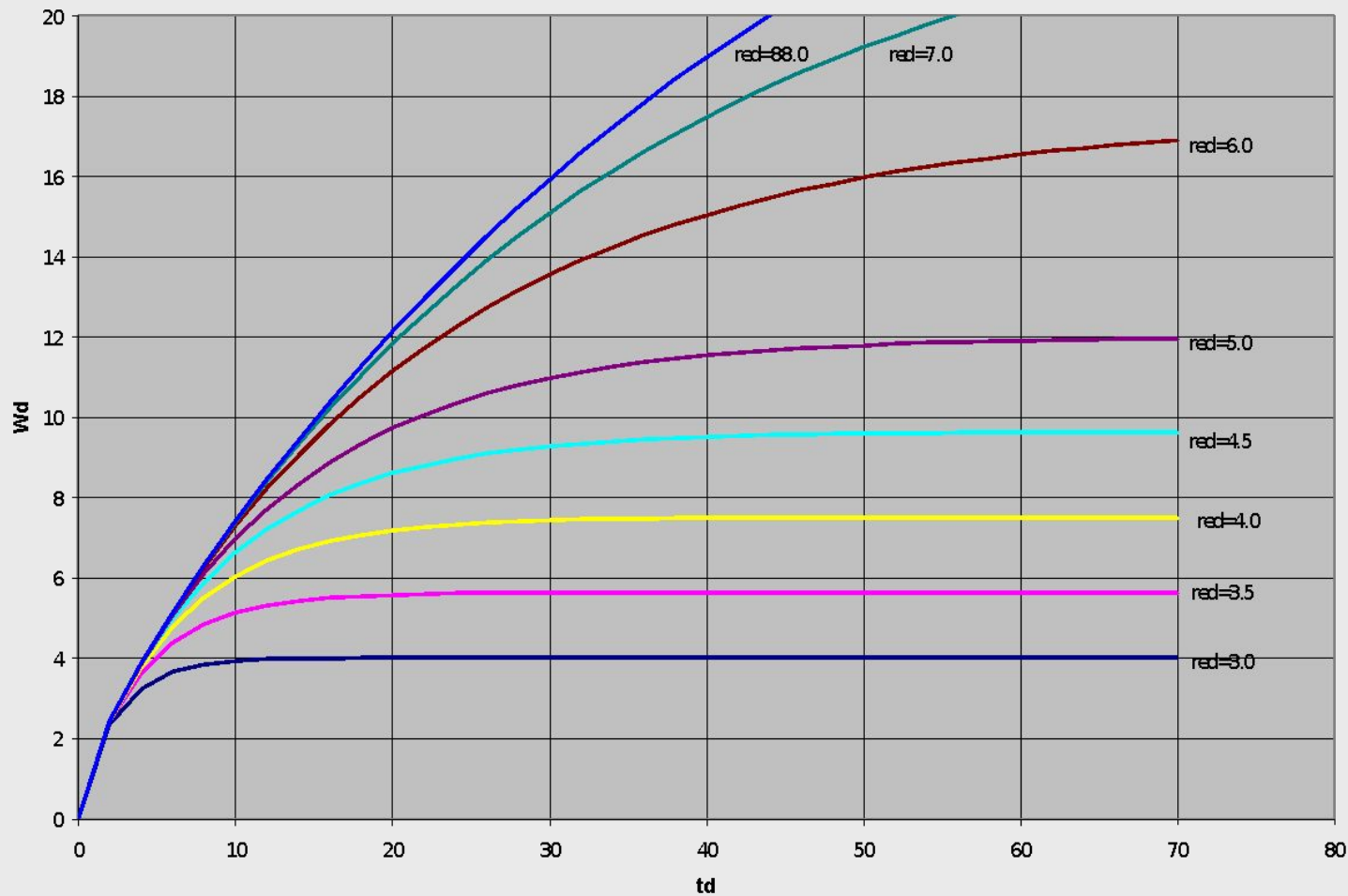
# Безразмерные переменные

$$t_d = 0.00634 \frac{kt}{\phi \mu c_t r_o}$$

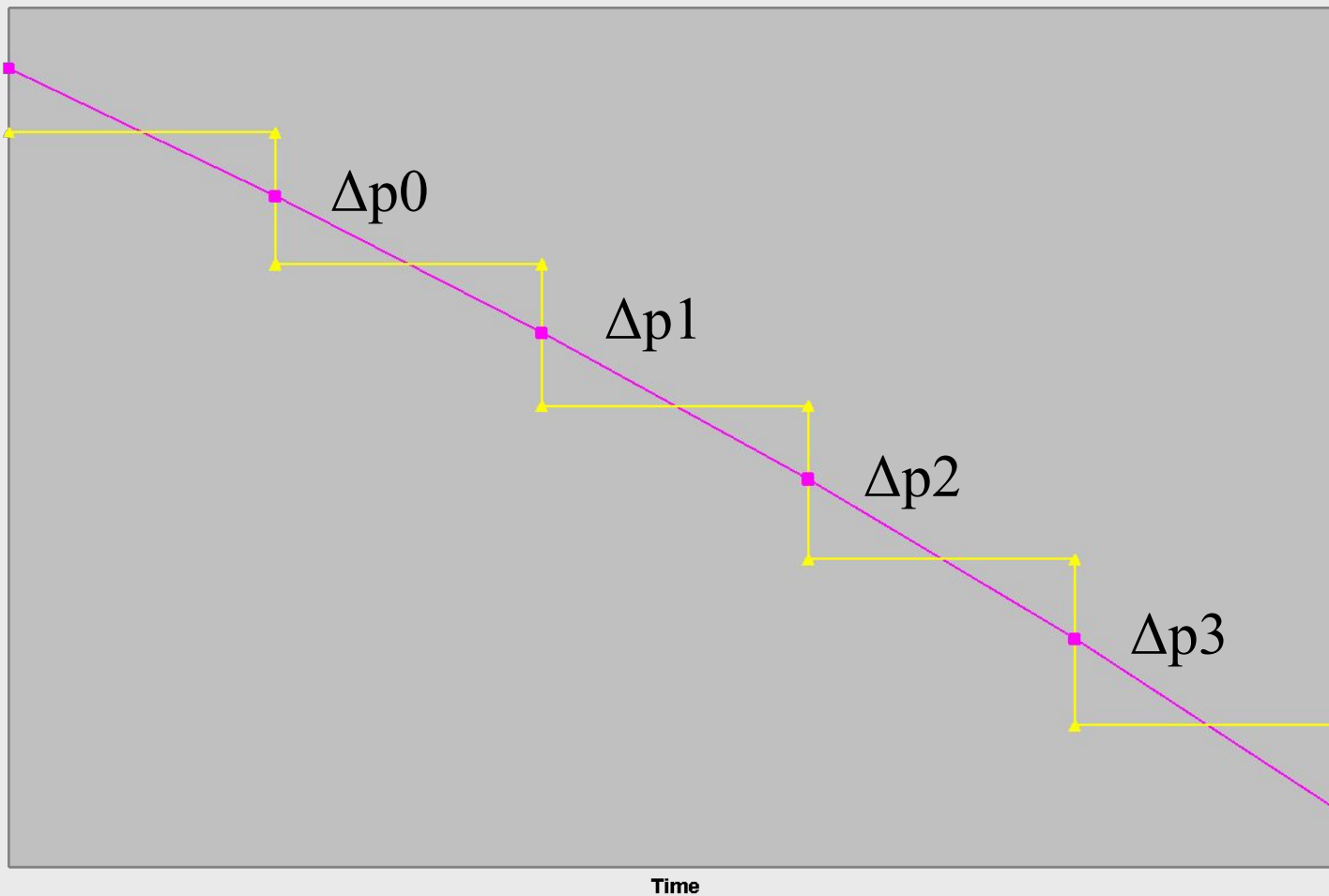
$$W_d = \frac{W_e}{1.119 \frac{\theta}{360} \phi \mu c_t r_o \Delta p}$$

$$r_d = \frac{r_e}{r_o}$$

# Решение Ван Эвердингена и Хёрста для ограниченного водоносного горизонта



# Применение суперпозиции к решению методом Ван Эвердингена и Хёрста

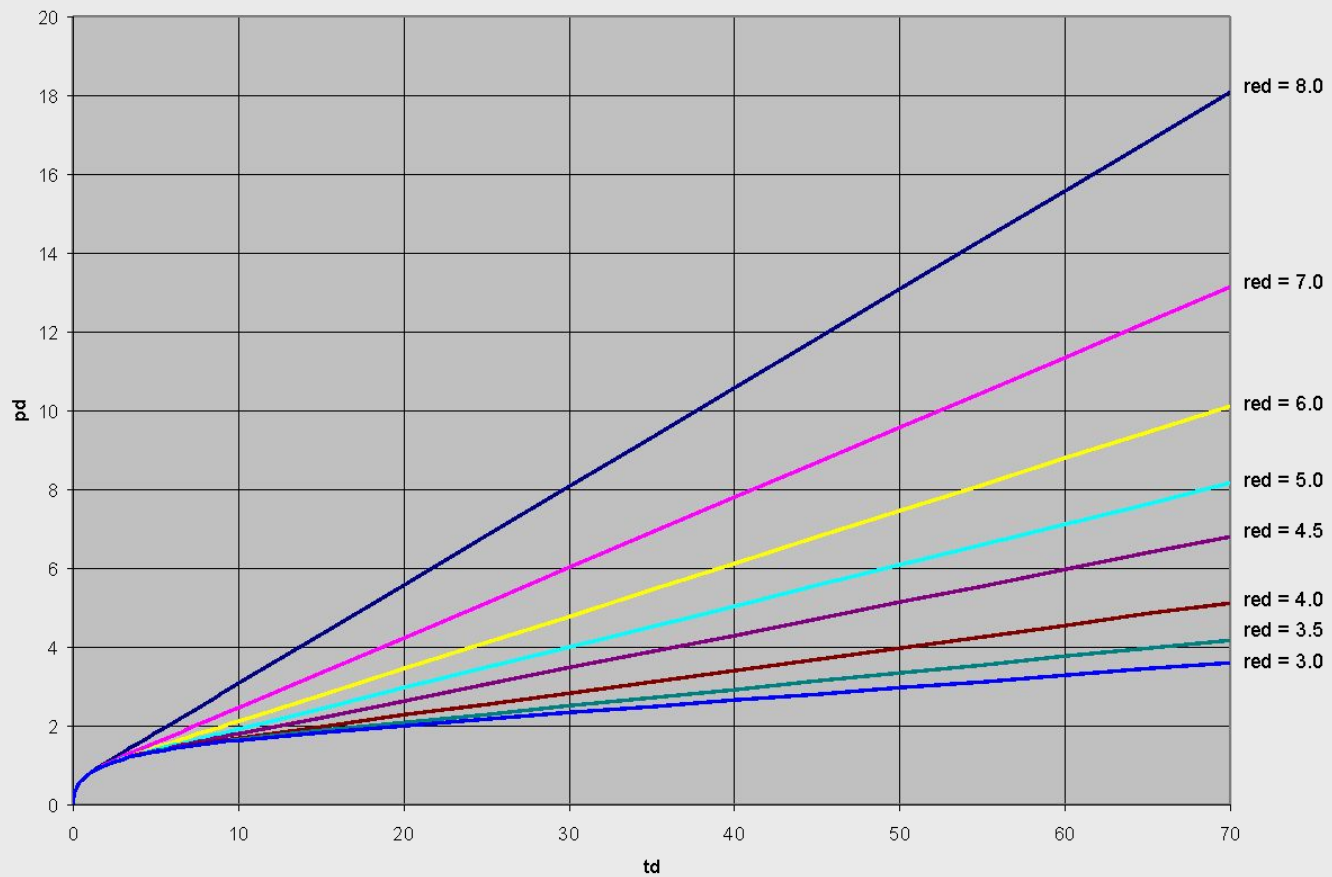


# Метод Картера и Трейси

- Предполагает постоянный дебит с течением времени вместо постоянного давления
- Аппроксимирует решение Ван Эвердингена и Хёрста
- Не требует суперпозиции

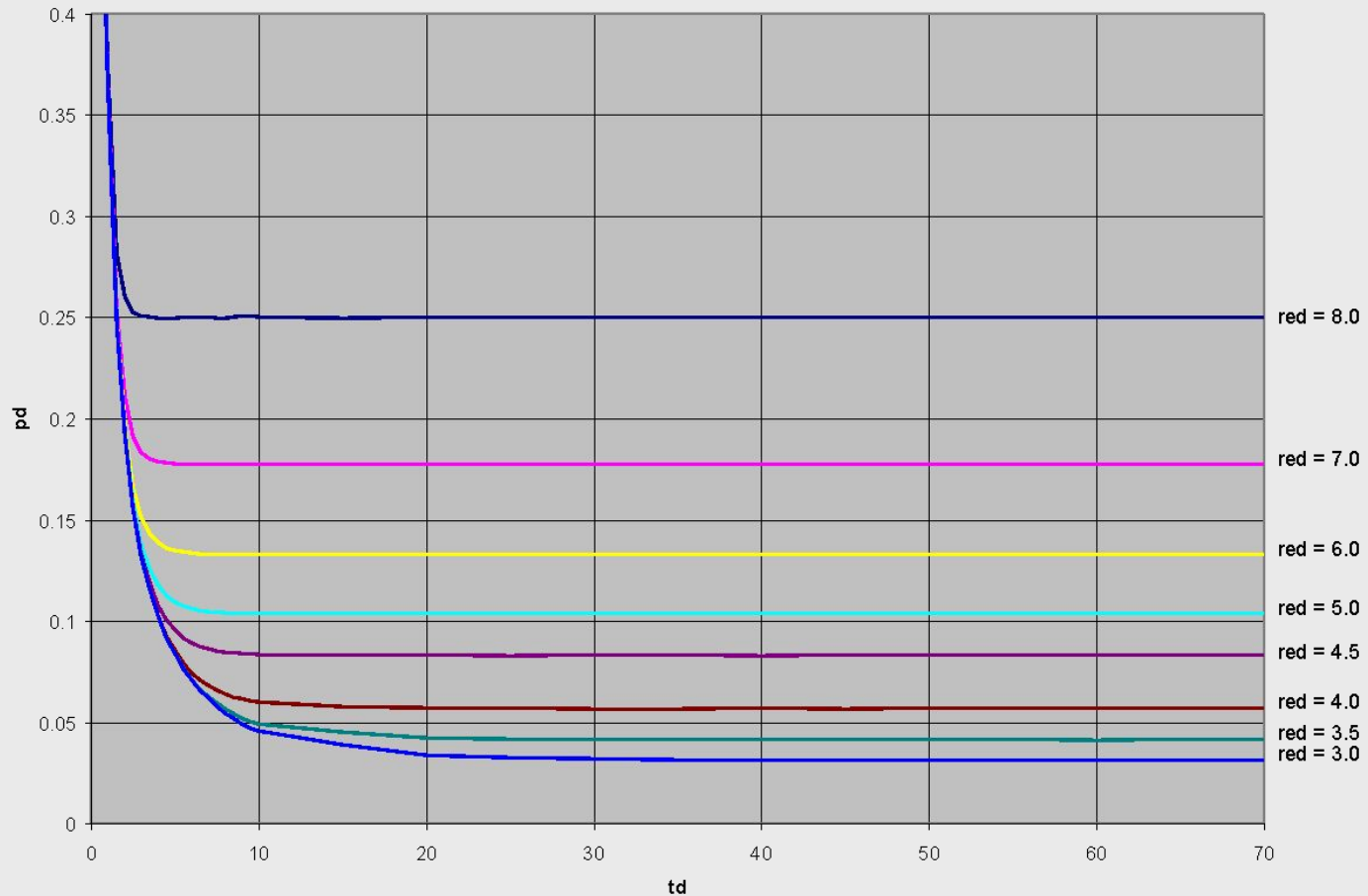
# Метод Carter и Tracey

$p_d$  vs.  $t_d$

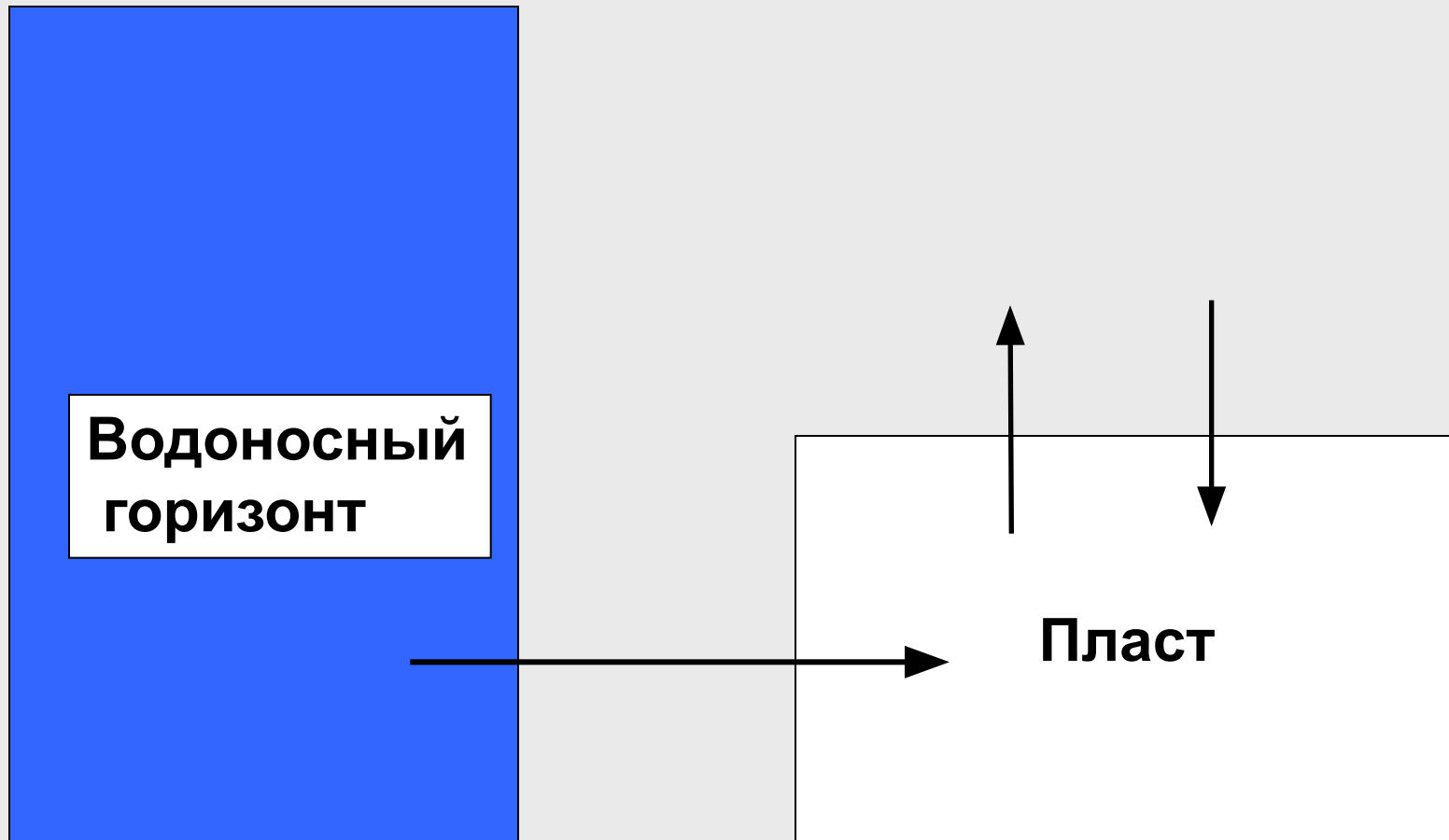


# Метод Carter и Tracey

$$\delta p_d / \delta t_d \text{ vs. } t_d$$



# Метод Фетковича



# Вычисление коэффициента продуктивности водоносного горизонта

**Радиальные горизонты**

**Линейные горизонты**

**Псевдоустановившееся  
состояние**

$$J = \frac{0.00708 \frac{\theta}{360} kh}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_o} - 0.75 \right)}$$

$$J = \frac{0.003381 khw}{\mu L}$$

**Установившееся  
состояние**

$$J = \frac{0.00708 \frac{\theta}{360} kh}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_o} \right)}$$

$$J = \frac{0.001127 khw}{\mu L}$$



# Модели водоносных горизонтов Van Everdingen и Hurst

## Преимущества

---

- Самое точное решение уравнения диффузии
- Описывают переход из неустановившегося в псевдую установившееся течение

## Недостатки

---

- Геометрия модели (радиальная, линейная или клинообразная)
- Требуют использования суперпозиции
- Решение должно быть преобразовано из пространства Лапласа в реальное время

# Модели водоносных горизонтов

## Carter и Tracey

### Преимущества

- Не требуют суперпозиции
- Описывают переход из неустановившегося в псевдоустановившееся течение

### Недостатки

- Геометрия модели (радиальная, линейная или клинообразная)
- Модель не настолько точна, как модели Van Everdingen и Hurst
- Решение должно быть переведено из пространства Лапласа в реальное время

# Модели водоносных горизонтов

## Преимущества **Fetkovich** Недостатки

---

- Не требуют суперпозиции
- Не предполагают определенной геометрии пласта/водоносного горизонта
- Обеспечивают простое решение уравнения диффузии
- Не принимают во внимание время неустановившийся поток
- Не являются такими же точными, как другие модели

# Модифицирование уравнений материального баланса для притока воды

**Нелетучая нефть:**

$$N_p \left[ B_o + \left( \frac{G_p}{N_p} - R_s \right) B_g \right] + (W_p - W_{inj}) B_w - W_e =$$
$$NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left( \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta \bar{p} \right]$$

# Модифицирование уравнений материального баланса для притока воды

**Жирный газ:**

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - B_w W_p$$

# Оценка начальных балансовых запасов углеводородов

## Пласты, нагнетаемые водоносным горизонтом

- Рассчитать начальные балансовые запасы нефти
- Рассчитать приток воды, используя уравнение материального баланса
- Соотнести приток воды с аналитической моделью
- Включить скорость притока воды в анализ материального баланса и пронаблюдать за приведением в соответствие расчетных данных с фактическими (history matching)
- Повторять процесс до тех пор, пока не получим наилучшего соответствия данных о пластовом давлении

# Вычисление притока воды из уравнения материального баланса

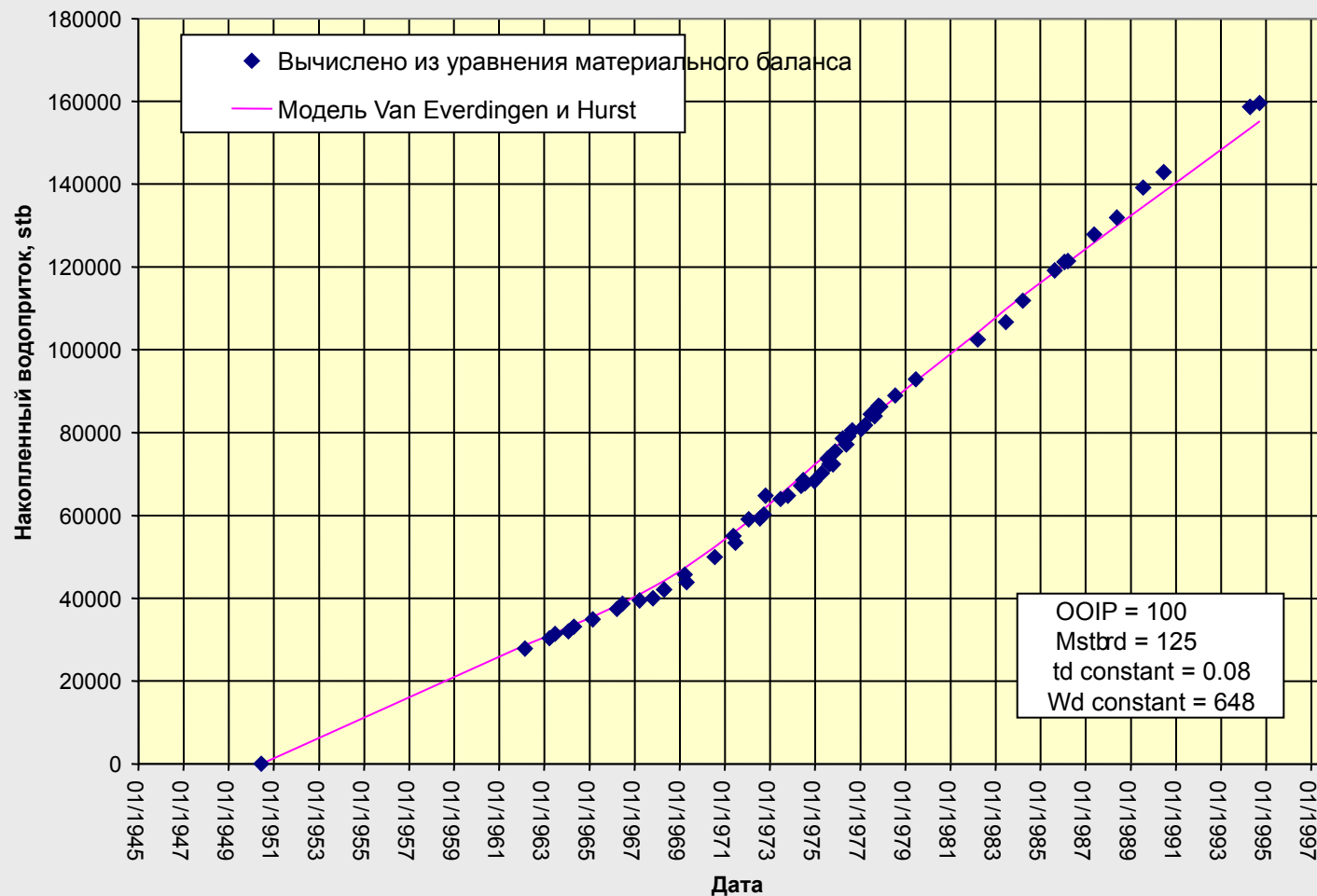
Нелетучая нефть:

$$W_e = N_p \left[ B_o + \left( \frac{G_p}{N_p} - R_s \right) B_g \right] + (W_p - W_{inj}) B_w -$$
$$NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left( \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta \bar{p} \right]$$

Сухой газ:

$$W_e = GB_{gi} - (G - G_p) B_g + B_w W_p$$

# Соотнесение накопленного водопритока с аналитической моделью





# Соотнесение динамики давления с аналитически рассчитанными скоростями притока воды

