



Четырнадцатая международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем»
(MLSD'2021)

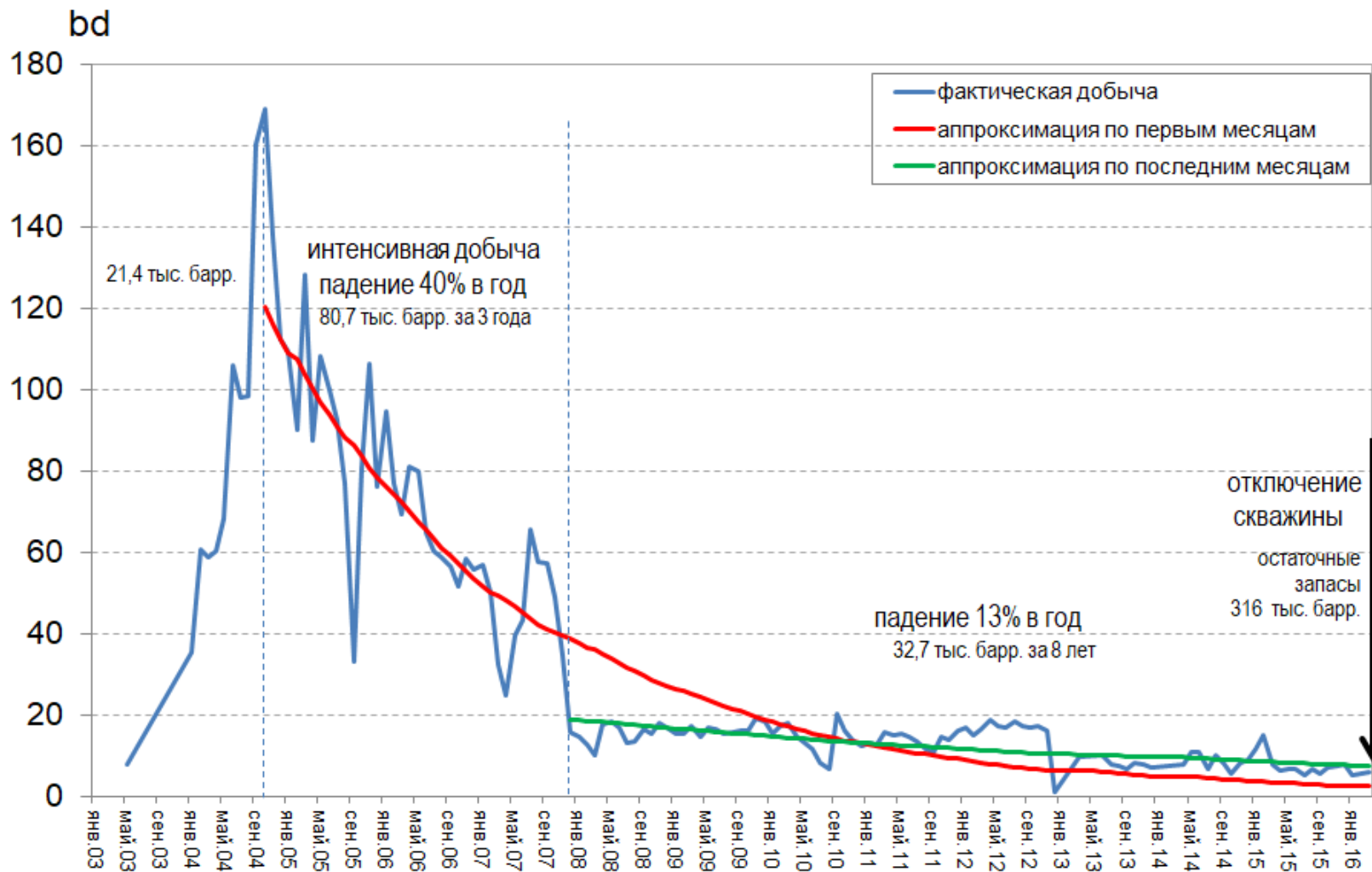
Россия, Москва, ИПУ РАН, 27-29 сентября 2021 г.

Оптимизация интенсификации добычи нефти на основе двухзонной экономической модели месторождения

Лукьянов А.С.

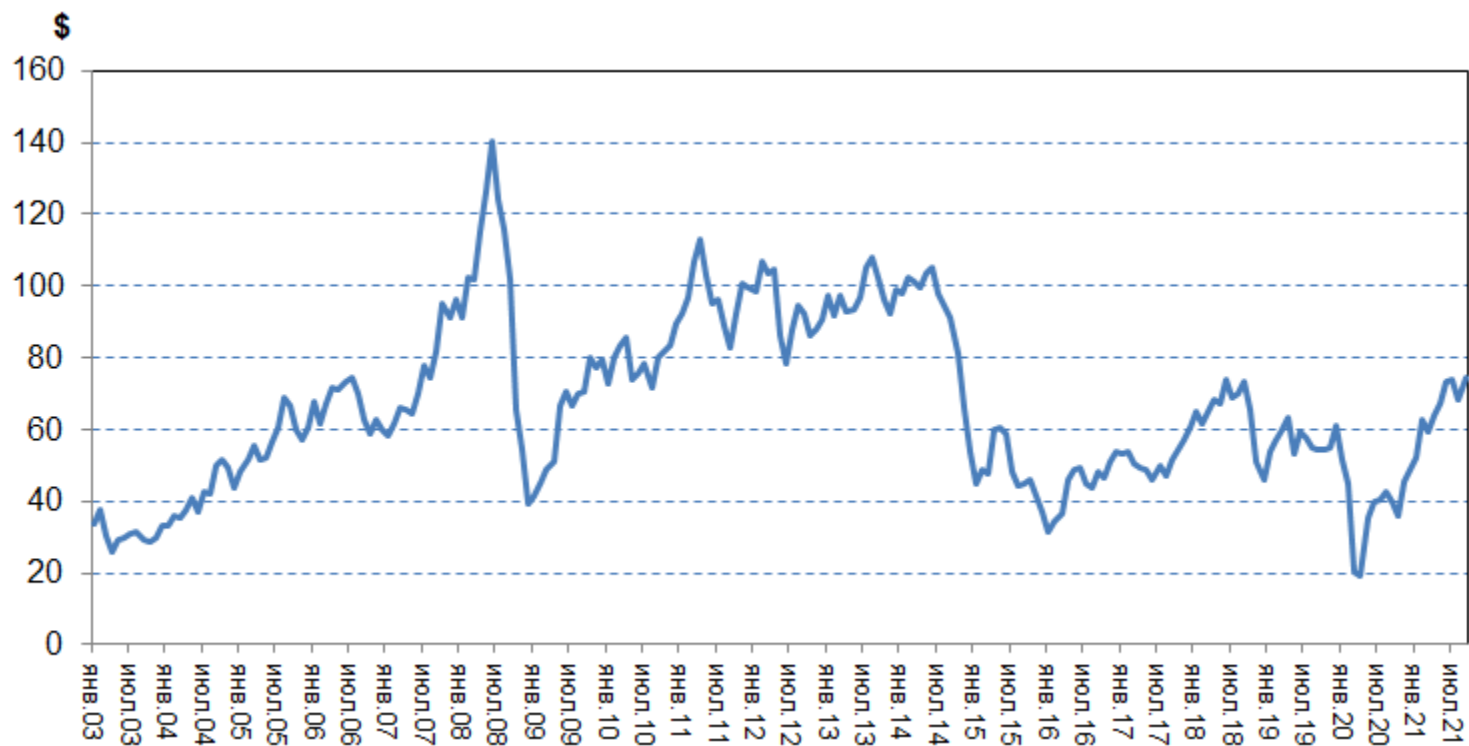
Институт энергетических исследований РАН

График добычи сланцевой скважины



Скважина PRICE-1D Северная Дакота, Баккен

Цена WTI, \$/баррель



Однозонная модель добычи

$$q(t) = mQ^0 e^{-mt}$$

$$Q(t) = Q^0 e^{-mt}$$

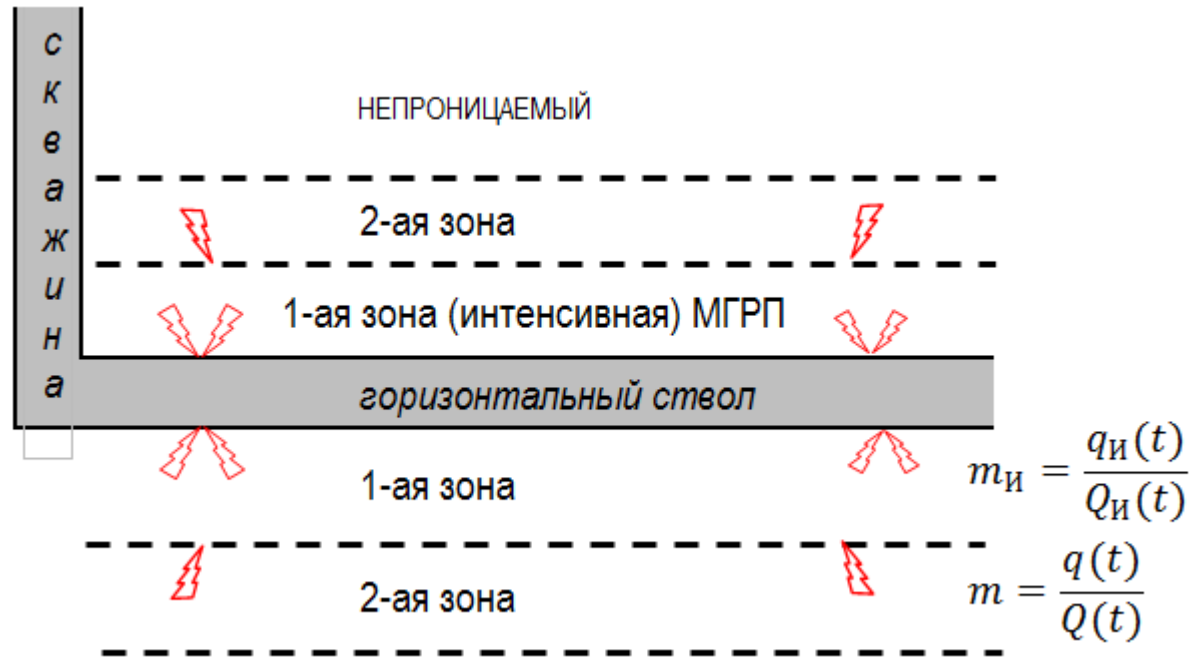
$Q(t)$ - остаточные извлекаемые запасы,

$q(t)$ - суточная добыча,

$$m = \frac{q(t)}{Q(t)} - \text{темп отбора} = \text{темп падения добычи}$$

Чем интенсивнее добыча, тем быстрее падение добычи

Две зоны добычи



$$m < m_{И}$$

$q_{И}(t)$ - добыча на скважине

$q(t)$ - переток из 2-ой в 1-ю зону

$Q_{И}^0$ - начальные извлекаемые запасы 1-ой зоны

Q^0 - начальные извлекаемые запасы 2-ой зоны

Двухзонная модель

$$\frac{dQ_{\text{И}}}{dt} = -m_{\text{И}} Q_{\text{И}} + mQ(t)$$

$$q_{\text{И}}(t) = m_{\text{И}} Q_{\text{И}} = \left[Q_{\text{И}}^0 - \frac{m}{m_{\text{И}} - m} Q^0 \right] m_{\text{И}} e^{-m_{\text{И}} t} +$$
$$+ \frac{m_{\text{И}}}{m_{\text{И}} - m} Q^0 m e^{-mt}, \quad m < m_{\text{И}}$$

Модель затрат

$$K = K_{\text{верт}} + K_{\text{гор}}(L) + K_{\text{И}}$$

$$K_{\text{И}} = k_{\text{И}} \cdot Q_{\text{И}}^0 \cdot q_{\text{И}}^0 + K_{\text{пр}}$$

$$K_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot Q_{\text{И}}^0$$

$$Q_{\text{И}}^0 = L \cdot Q_L^0$$

c – удельные операционные затраты (\$/б),

$K_{\text{пр}}$ – стоимость пропантанта,

L – длина горизонтального ствола

Вид целевой функции

$$NPV = [(p - c)R - k_{\text{пр}}]Q_L^0 \cdot L - k_{\text{и}} m_{\text{и}} (Q_L^0 \cdot L)^2 - \\ - K_0 - K_1 L - K_2 L^2,$$

$$R = m_{\text{и}} \left[\tau_{\text{и}} + r_Q \frac{m}{m_{\text{и}} - m} (\tau - \tau_{\text{и}}) \right],$$

$$\tau_{\text{и}} = \frac{1}{E + m_{\text{и}}}, \quad \tau = \frac{1}{E + m}, \quad r_Q = \frac{Q^0}{Q_{\text{и}}^0},$$

p – цена нефти

E – коэффициент дисконтирования

K_0, K_1, K_2 – удельные затраты

Особенности оптимизации

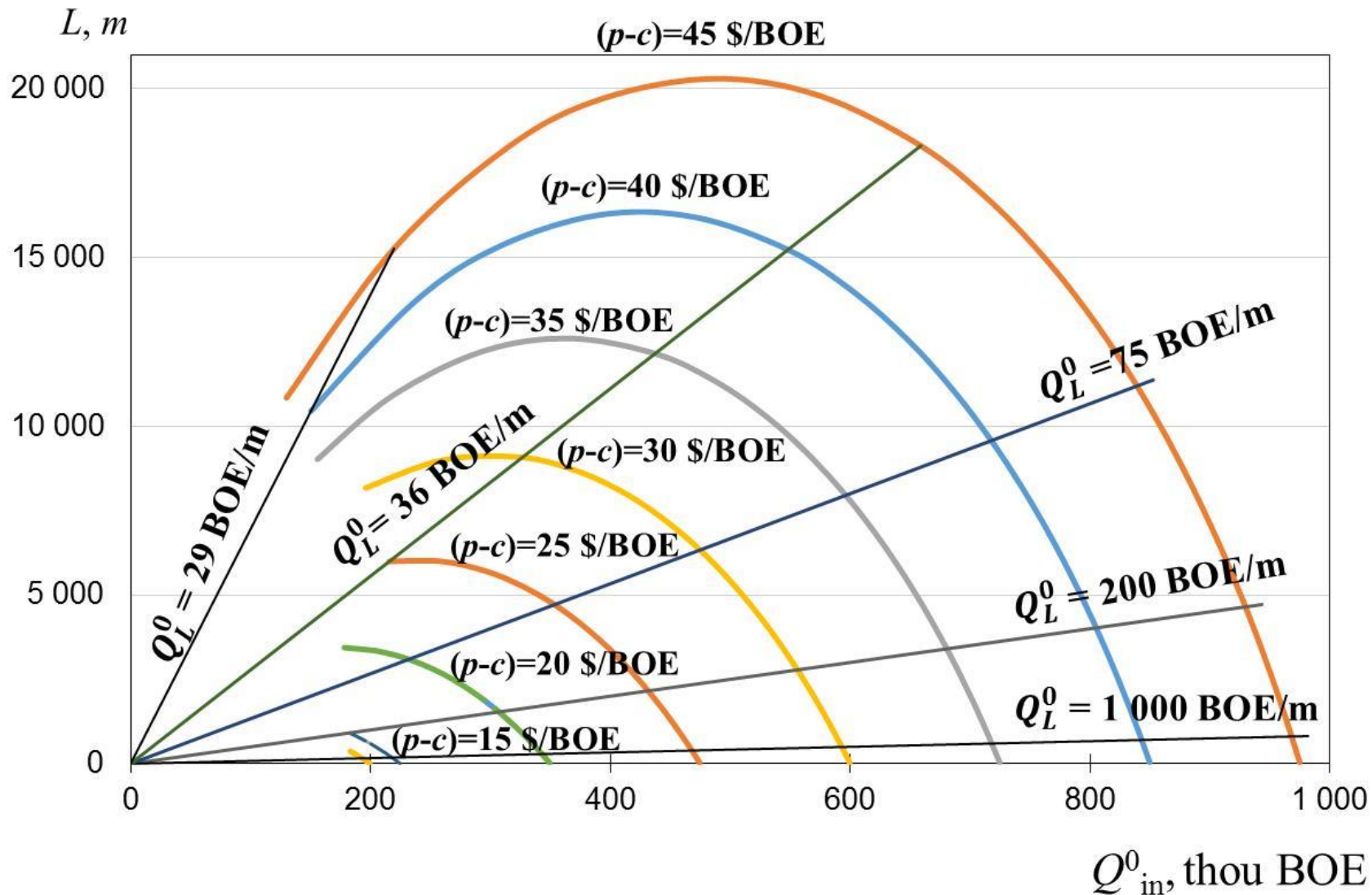
Формальный максимум достигается при $L=0$, $Q_L^0 = \infty$.

Введём ограничение на Q_L^0 для выбранной технологии.

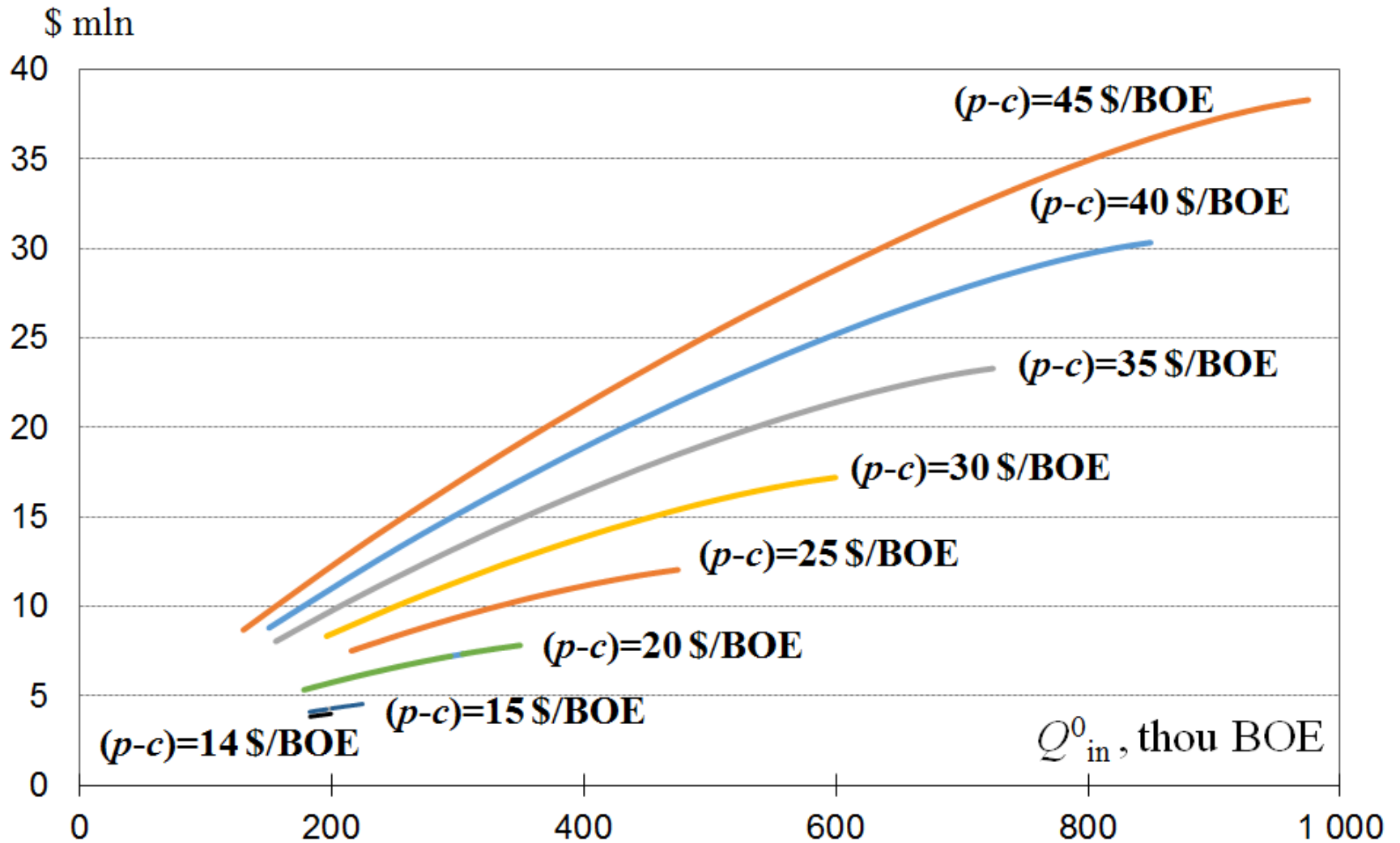
$$L = \frac{[(p - c)R - k_{\text{пр}}]Q_L^0 - K_1}{2(K_2 + k_{\text{И}}m_{\text{И}}Q_L^{0^2})}$$

Структура скважины (L, Q_L^0) зависит:
от цены нефти,
цены пропантанта и удельных затрат,
величины запасов 2-ой зоны,
темпов отбора.

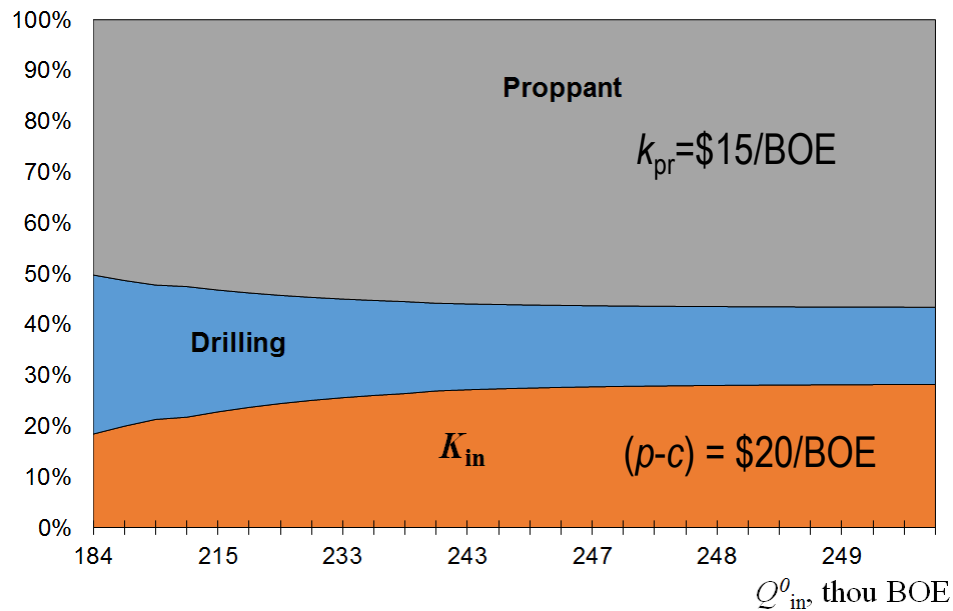
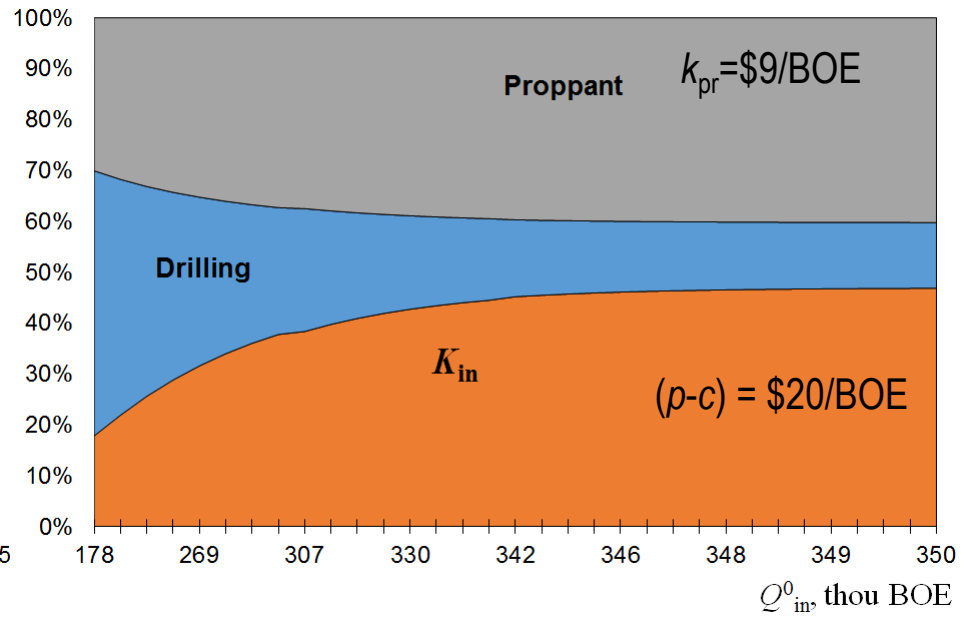
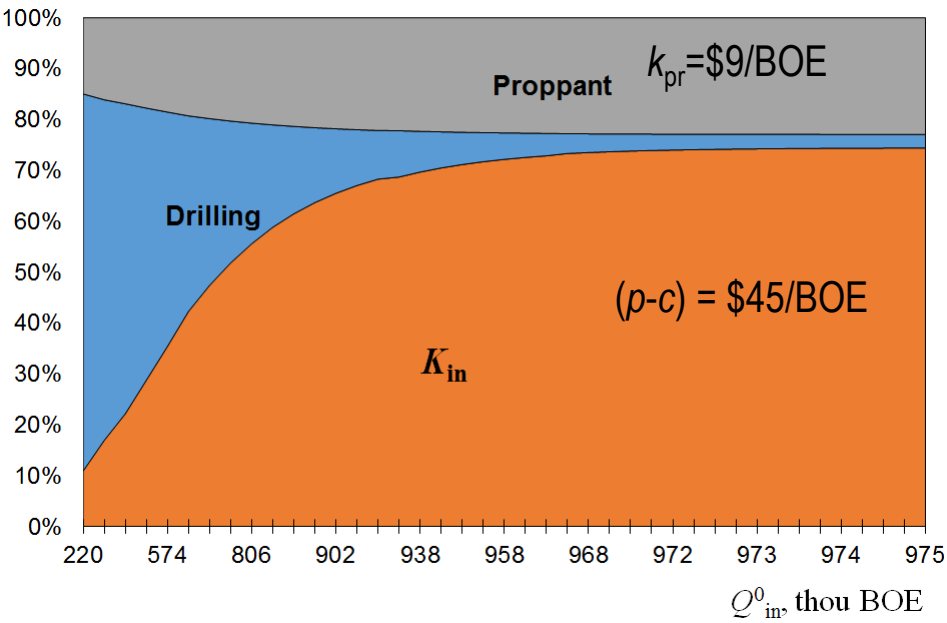
Зависимость L от $Q_{И}^0$



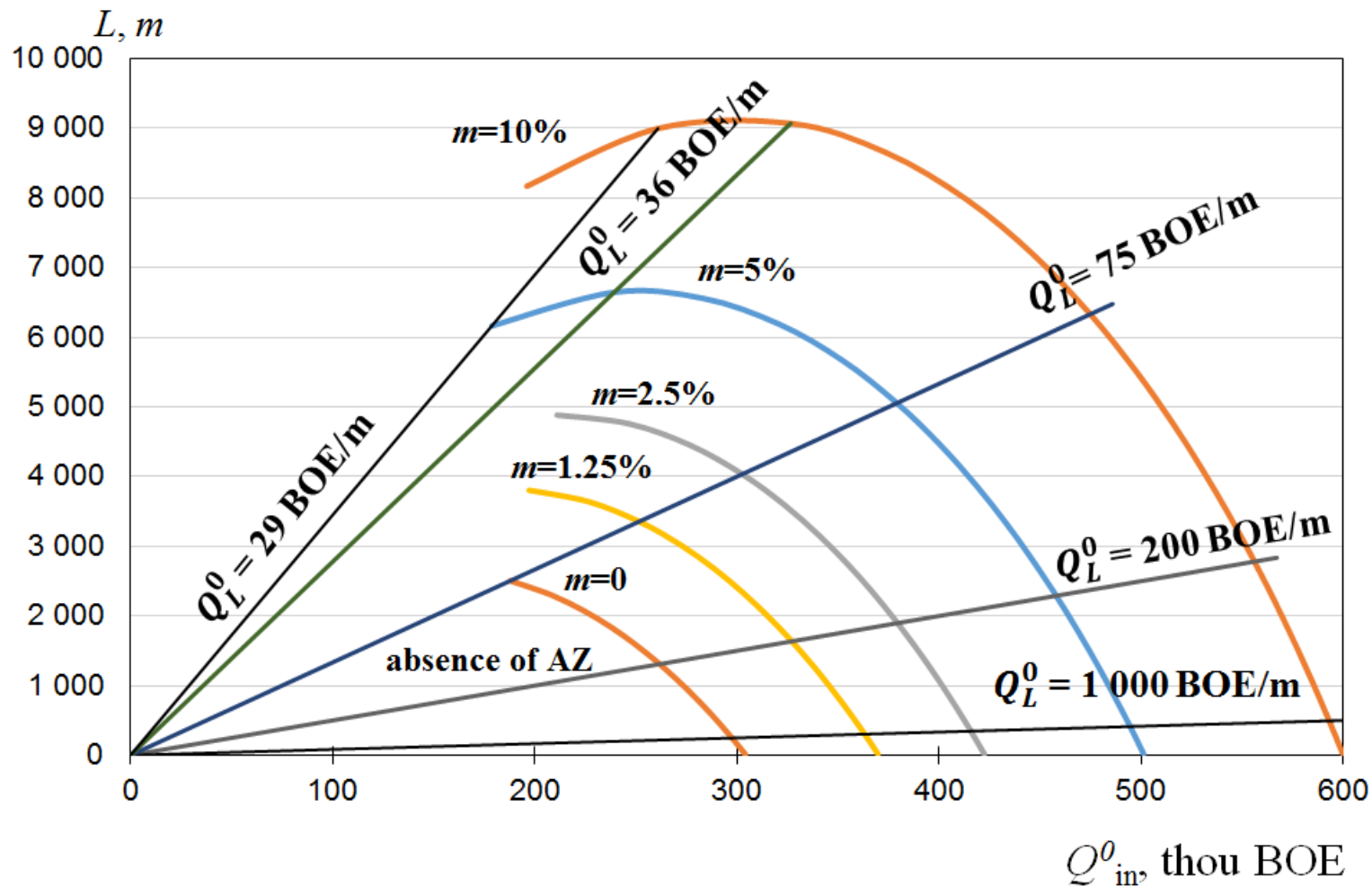
Зависимость затрат от цены ($p-c$)



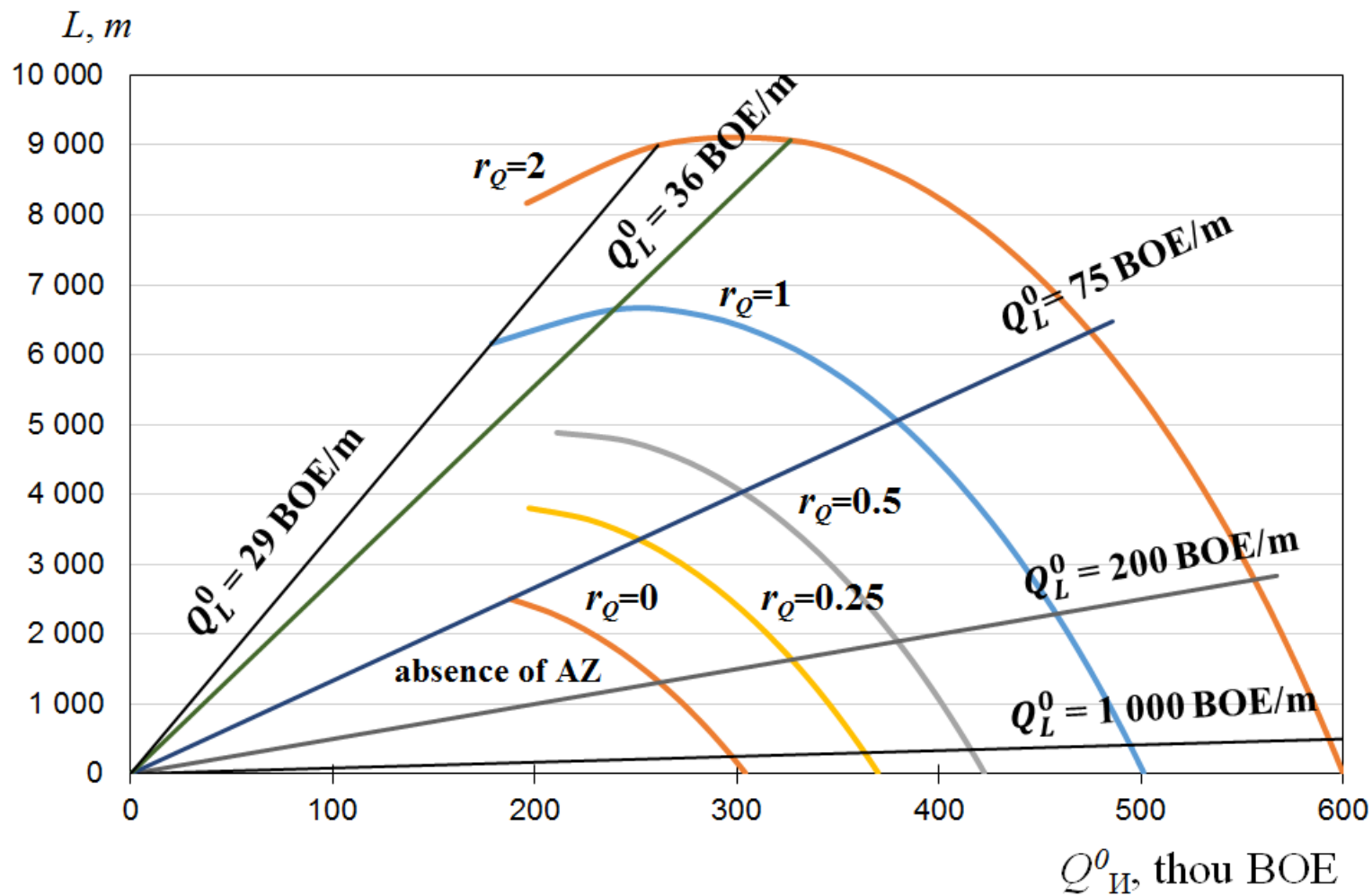
Структура затрат



Зависимость L от темпа отбора 2-ой зоны



Зависимость L от запасов 2-ой зоны Q^0



Случай пласта с низкой проницаемостью

Начальная проницаемость пласта $m > 0$.

2-ая зона – всё месторождение.

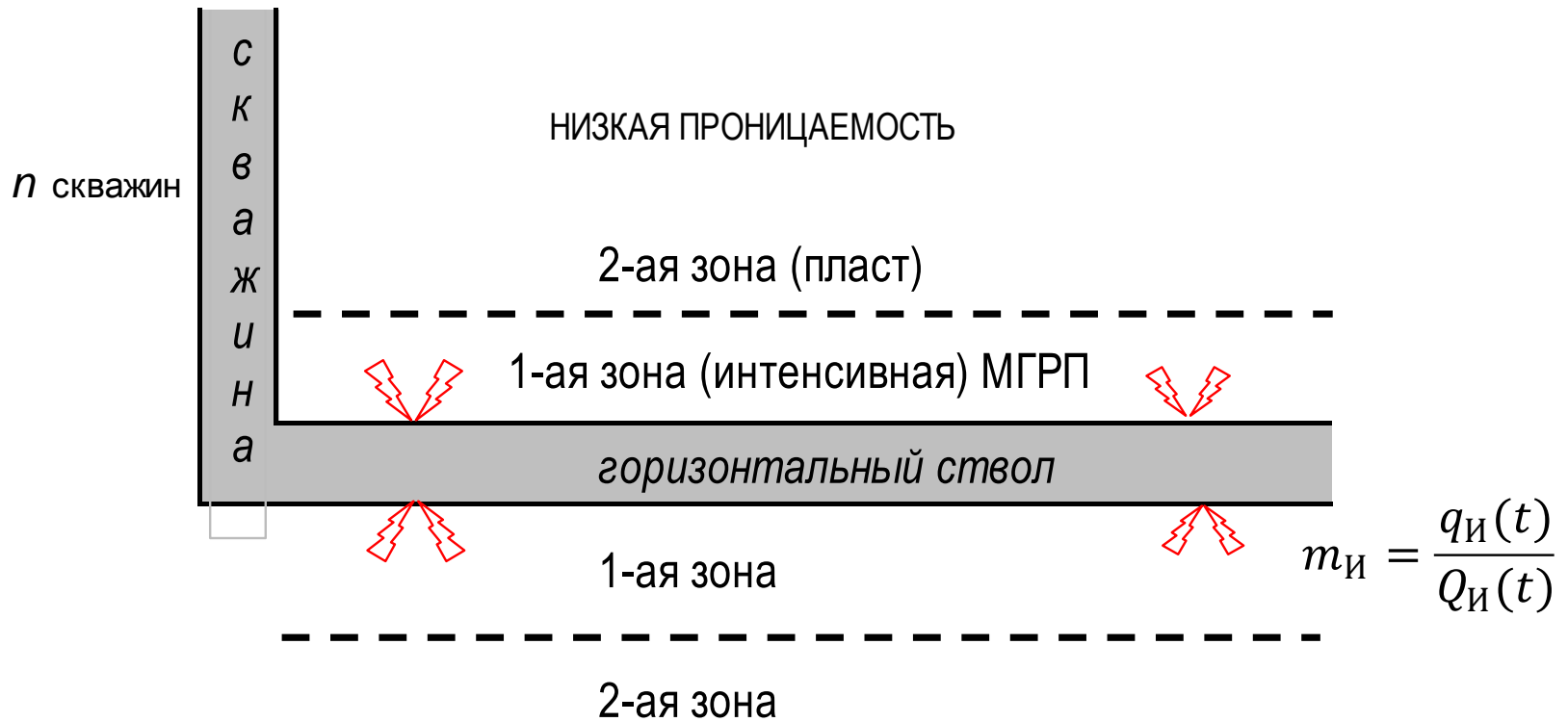
Оптимизируемые величины:

L – длина горизонтального ствола;

$Q_{\text{И}}^0$ – запасы зоны МГРП;

n – число скважин.

Две зоны залежи с МГРП



$$m < m_{И}$$

$q_{И}(t)$ - добыча на скважинах

$n \cdot m$ - темп отбора из пласта в 1-ю зону

Выводы

Эффективность скважины зависит не только от длины горизонтальных стволов, но и от извлекаемых запасов.

Для каждой скважины существует оптимальное соотношение между длиной горизонтальных стволов и качеством гидроразрыва пласта (извлекаемыми запасами). Чем выше цена нефти, тем длиннее должны быть горизонтальные стволы и больше закачиваться проппанта на метр ствола, и наоборот.

Если скважины связаны гидродинамически, то существует экономически оптимальное число скважин, зависящее от цены нефти и структуры скважин (L , Q).

Наличие дополнительных запасов (2-ой зоны) улучшает эффективность разработки и влияет на её оптимальную структуру.

Следует изучать связь между затратами и продуктивностью скважин.