

Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжёлой нефти

А.Я. Гильманов, К.М. Фёдоров, А.П. Шевелёв, ФТИ ТюмГУ

Содержание

- Метод парогравитационного дренажа
- Интегральная модель процесса
- Асимптотические решения и расчёт критических параметров технологии
- Результаты расчётов
- Выводы

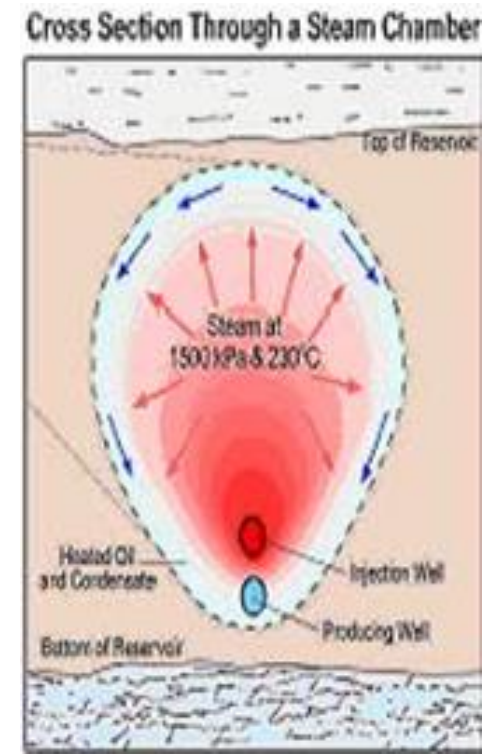
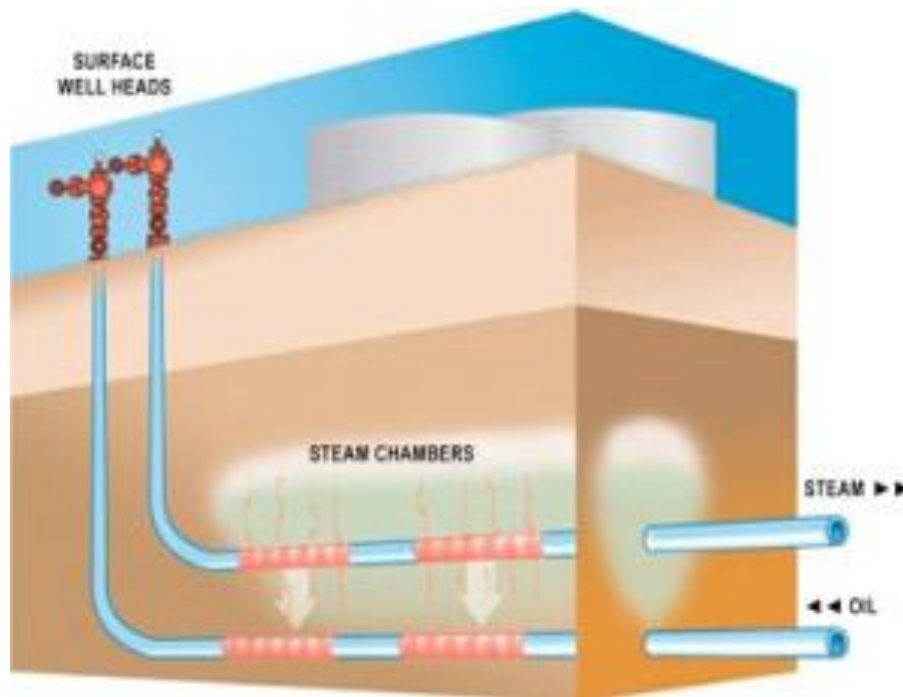
Технология вытеснения нефти паром



Недостатки:

- длительный период прорыва пара в добывающие скважины, когда добыча нефти незначительна,
 - режим гравитационного притока нефти после прорыва пара характеризуется плохо прогнозируемым рассеиванием тепла в пласте,
- 3 - часть пара добывается вместе с нефтью.

ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ, STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD)



Модель Батлера

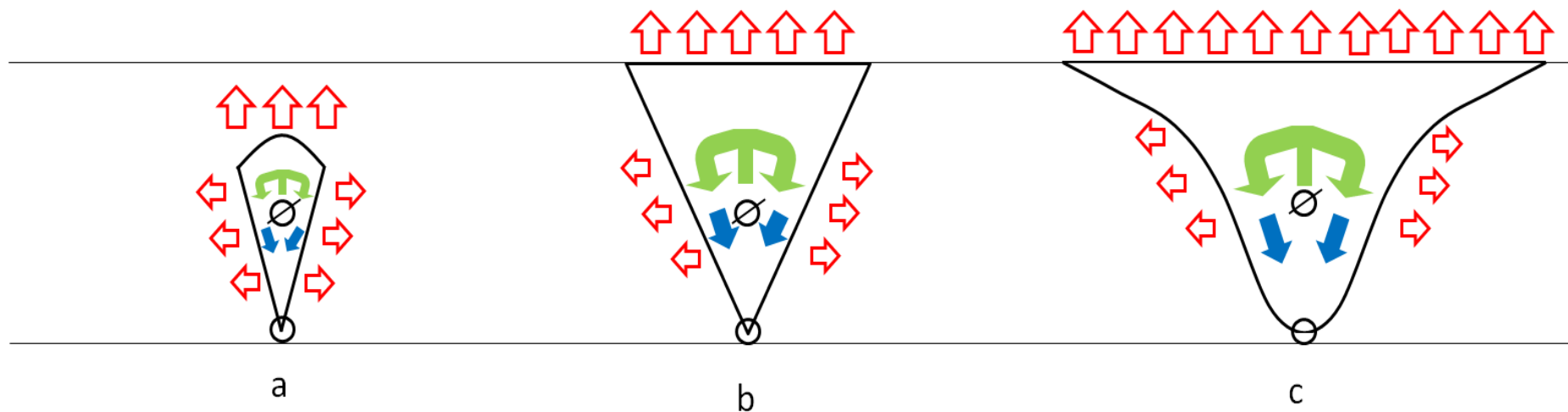
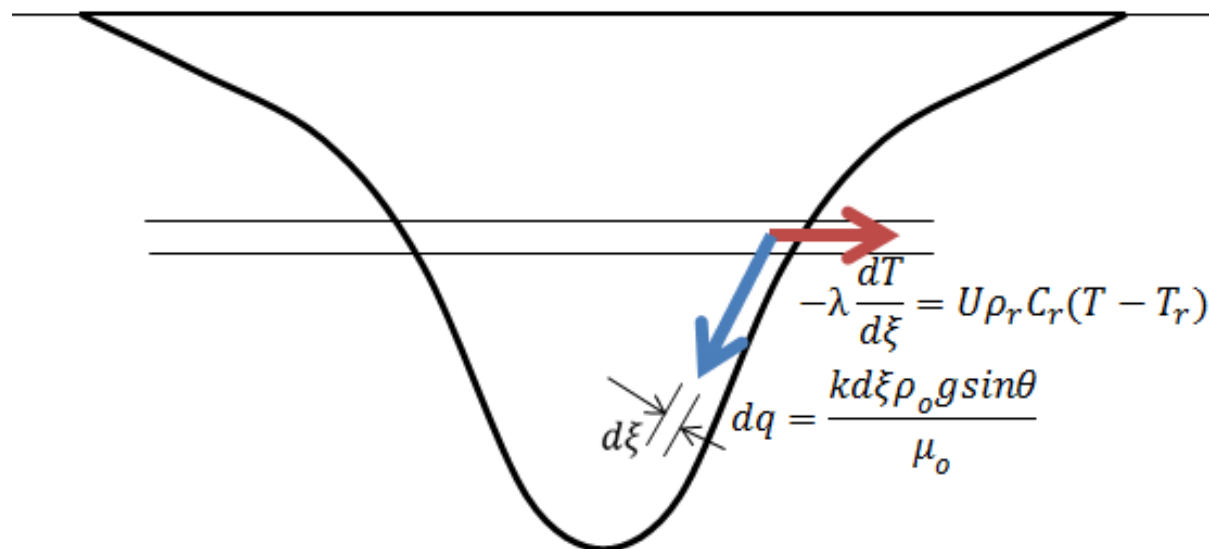
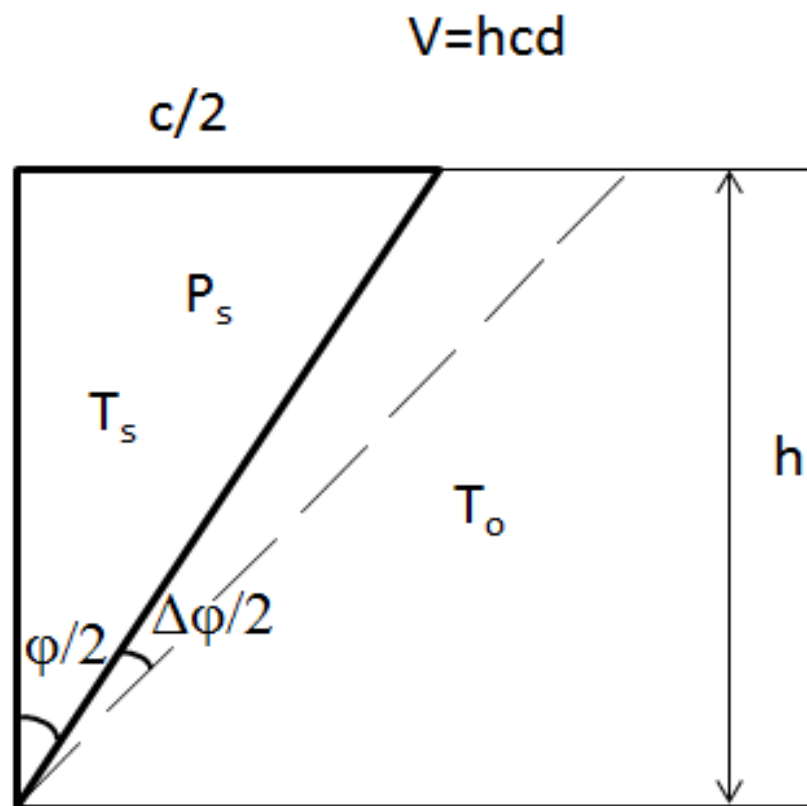


Схема симметричного элемента пласта при SAGD



Математическая модель

Уравнения сохранения массы воды, пара и нефти в паровой камере

$$\frac{dM_w}{dt} = -Q_w + J_{sw} \quad (1)$$

$$\frac{dM_s}{dt} = Q_s - J_{sw} \quad (2)$$

$$\frac{dM_o}{dt} = -Q_o \quad (3)$$

Уравнение теплового баланса в паровой камере

$$\frac{d}{dt}(U_w + U_s + U_o + U_r) = Q_s l - P_l - Q_o u_o - Q_w u_w \quad (4)$$

Соотношение притока и оттока массы в паровой камере

$$Q_{Ds} = (Q_{Do} + Q_{Dw}) \cdot 360^\circ / \varphi \quad (5)$$

Соотношение расходов нефти и воды в добывающей скважине

$$Q_{Vw} / Q_{Vo} = f_w \mu_o / (\mu_w f_o) \quad (6)$$

Вспомогательные соотношения и неизвестные величины

Вспомогательные соотношения:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{h^2 d}$$

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w (Q_w / \rho_w + Q_o / \rho_o)}$$

Система уравнений (1)-(6) определяется неизвестными величинами: $V, S_w, S_s, J_{sw}, Q_w, Q_o$.

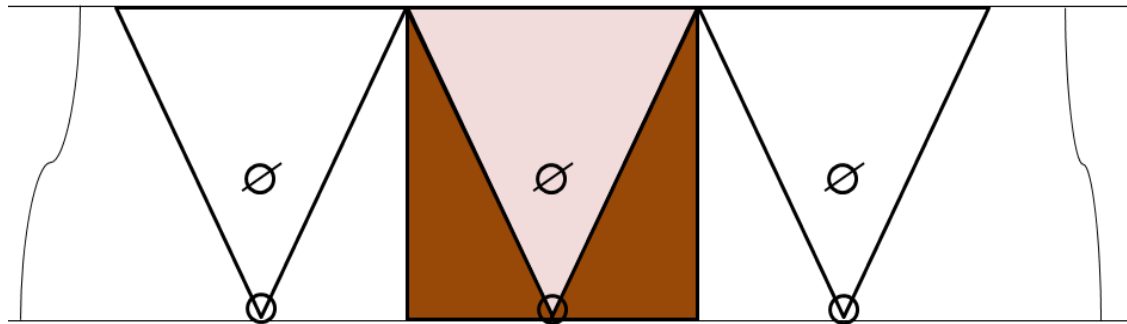
Начальные условия: $V=S_w=S_s=0$.

Аналитическое исследование

$$t \rightarrow 0 \quad Q_s^{cr} = \frac{2\alpha h d (T_s - T_o)}{l}$$

$$t \rightarrow \infty \quad V^{max} = \frac{\frac{Q_s^2}{4\alpha^2} (l - C_w (T_s - T_o))^2 - h^2 d^2 (T_s - T_o)^2}{\frac{Q_s}{\alpha h} (l - C_w (T_s - T_o)) (T_s - T_o)}$$

$$L = c^{max} = \frac{2V^{max}}{hd}$$

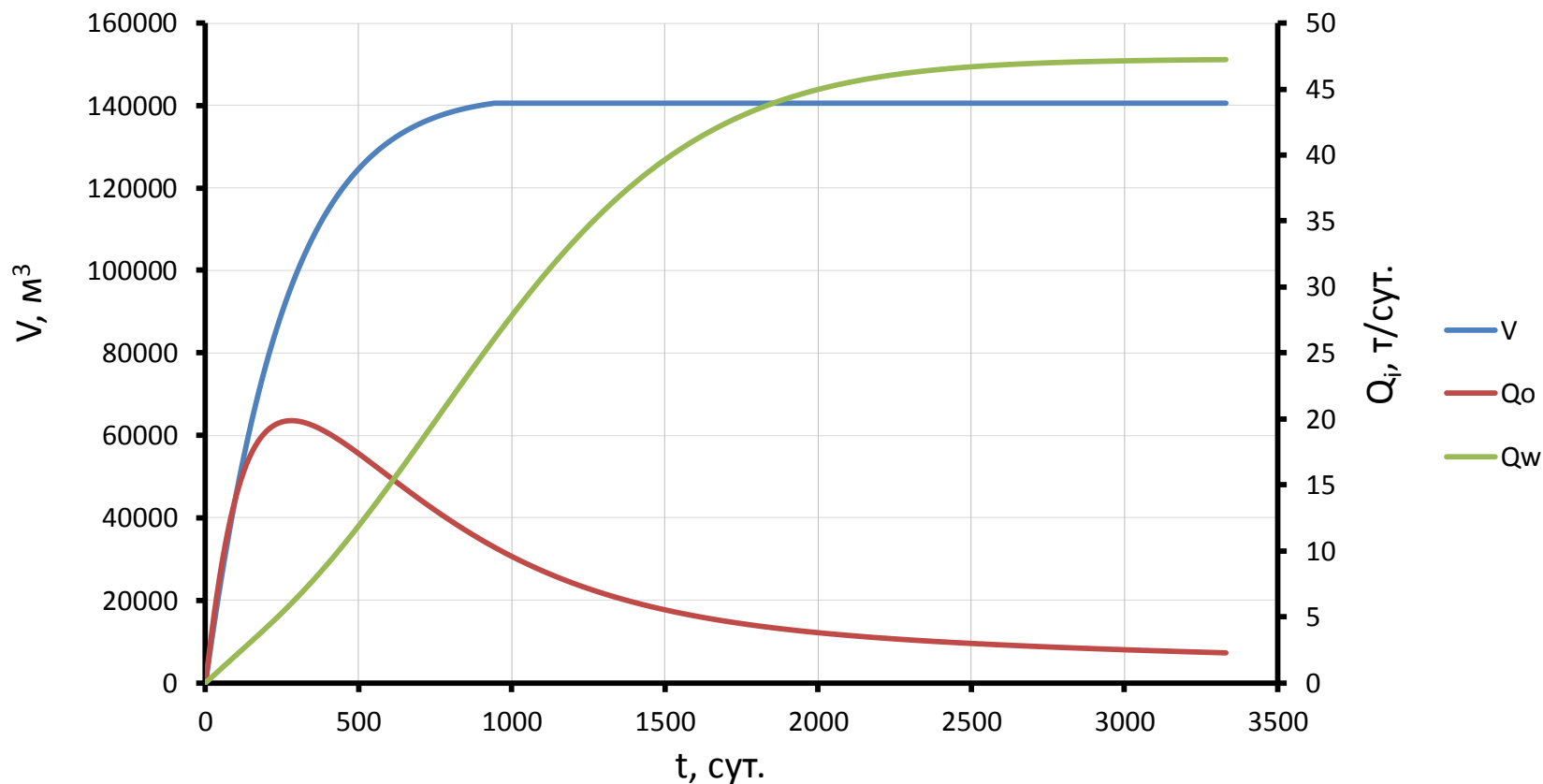


$$K_s \leq 0,5$$

Значение параметров для модельного случая

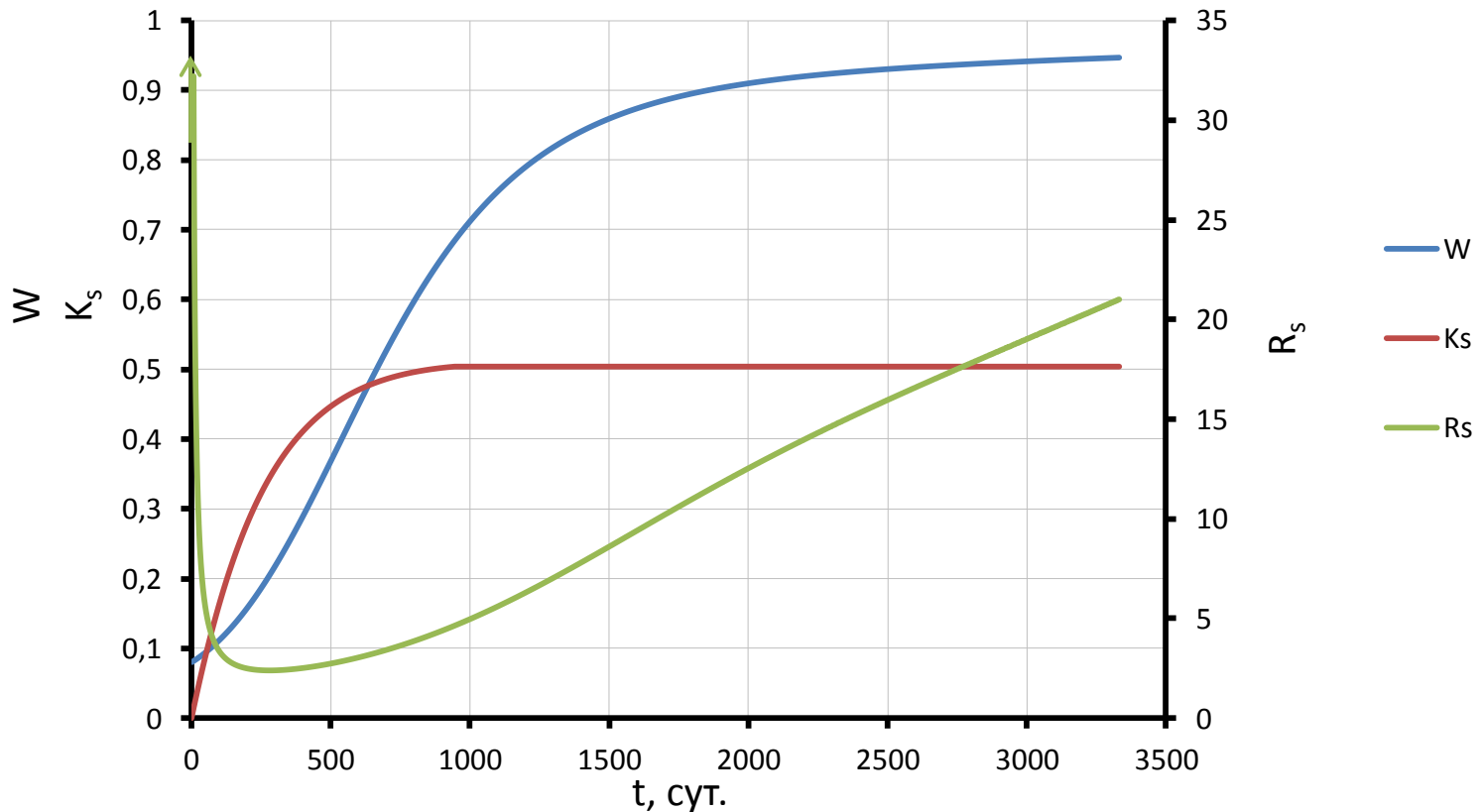
№	Параметр	Размерность	Значение
1	Начальная пластовая температура, T_0	$^{\circ}\text{C}$	15
2	Температура паровой камеры, T_s	$^{\circ}\text{C}$	165
3	Мощность пласта, h	м	30
4	Пористость, ϕ	безразмерная	0,4
5	Удельные теплоёмкости, C_r ; C_w ; C_s ; C_o	Дж/(кг·К)	450; 4200; 4400; 4500
6	Плотности фаз и породы, ρ_w ; ρ_s ; ρ_o ; ρ_r	кг/м ³	1000; 114; 850; 2500
7	Вязкости фаз, μ_o ; μ_w ; μ_s	сП	1; 1; 0,1637
8	Относительные проницаемости, f_i	безразмерные	S_w^2 ; $S_o^2=(1-S_w-S_s)^2$
9	Отношение репрессии/депрессии	безразмерное	0,3
10	Массовый расход закачиваемого пара, Q_s	т/сут.	47,52
11	Скрытая удельная теплота парообразования, l	Дж/кг	$2,3 \cdot 10^6$
12	Коэффициент теплоотдачи, α	Вт/(м ² К)	0,3
13	Расстояние до нагнетательной скважины от подошвы пласта, h_2	м	15
14	Длина горизонтальной скважины, d	м	100

Увеличение объема паровой камеры, динамика дебита нефти и добываемой воды

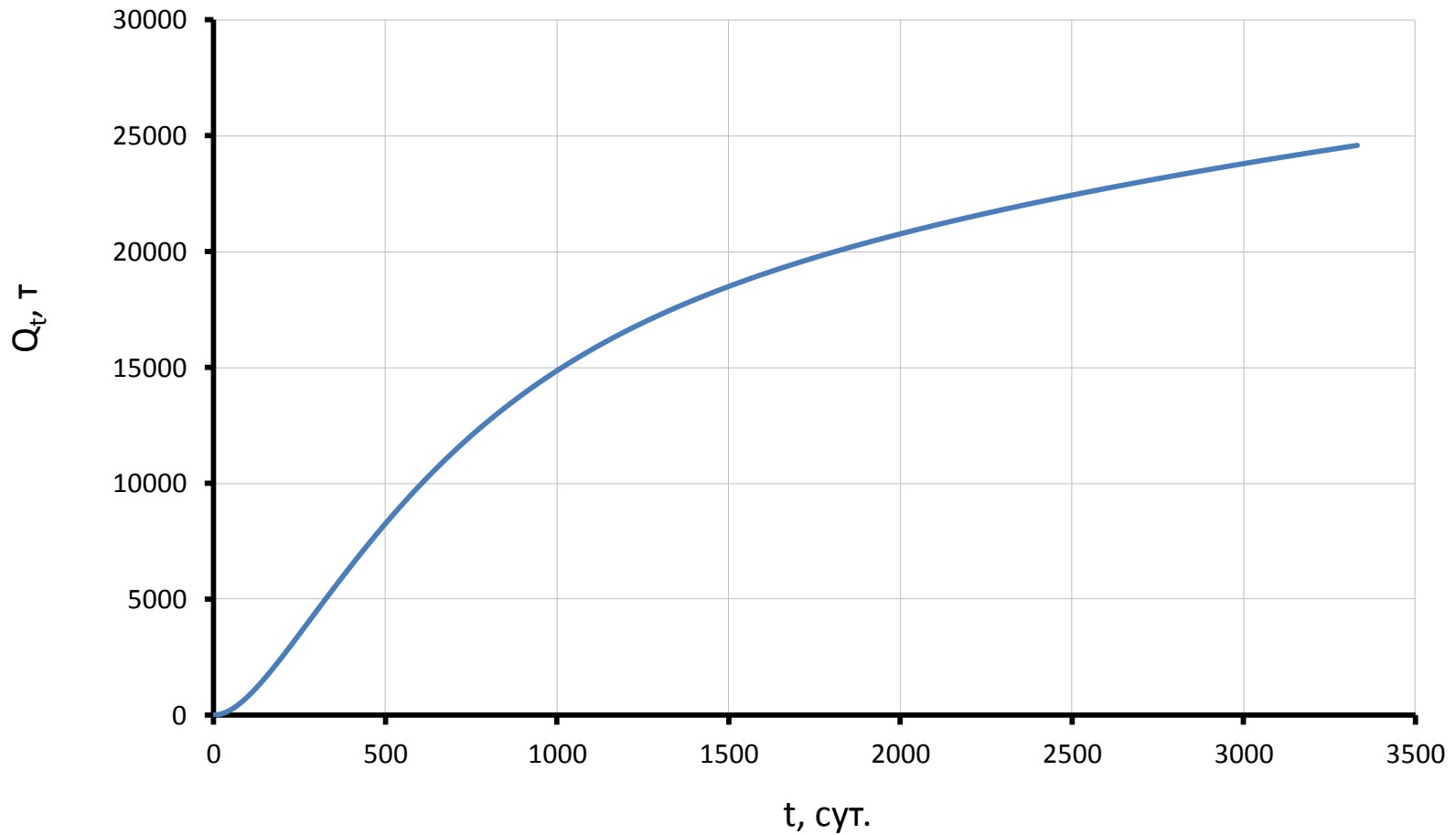


$$Q_s^{cr} = 10,4 \text{ т/сут.}$$
$$L = c^{max} = 93 \text{ м}$$

Рост обводненности продукции, коэффициента охвата пласта вытеснением и паронефтяного соотношения



Накопленная добыча нефти

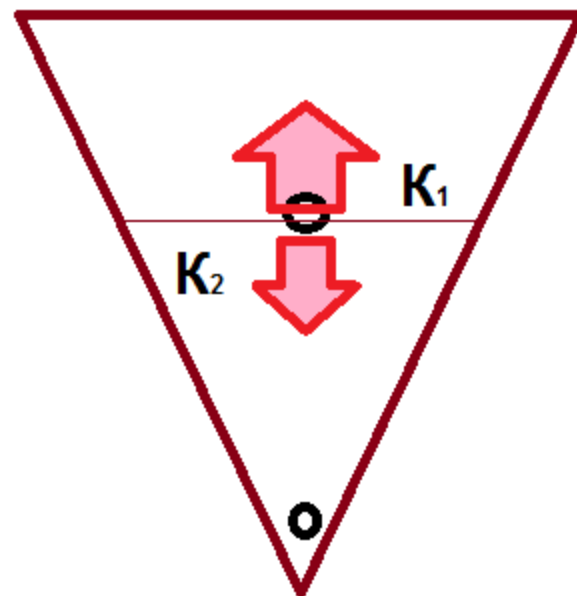


Распределение потока тепла в паровой камере

$$\frac{d}{dt}(U_{w1} + U_{s1} + U_{o1} + U_{r1}) = K_1 Q_s l - P_{l1}$$

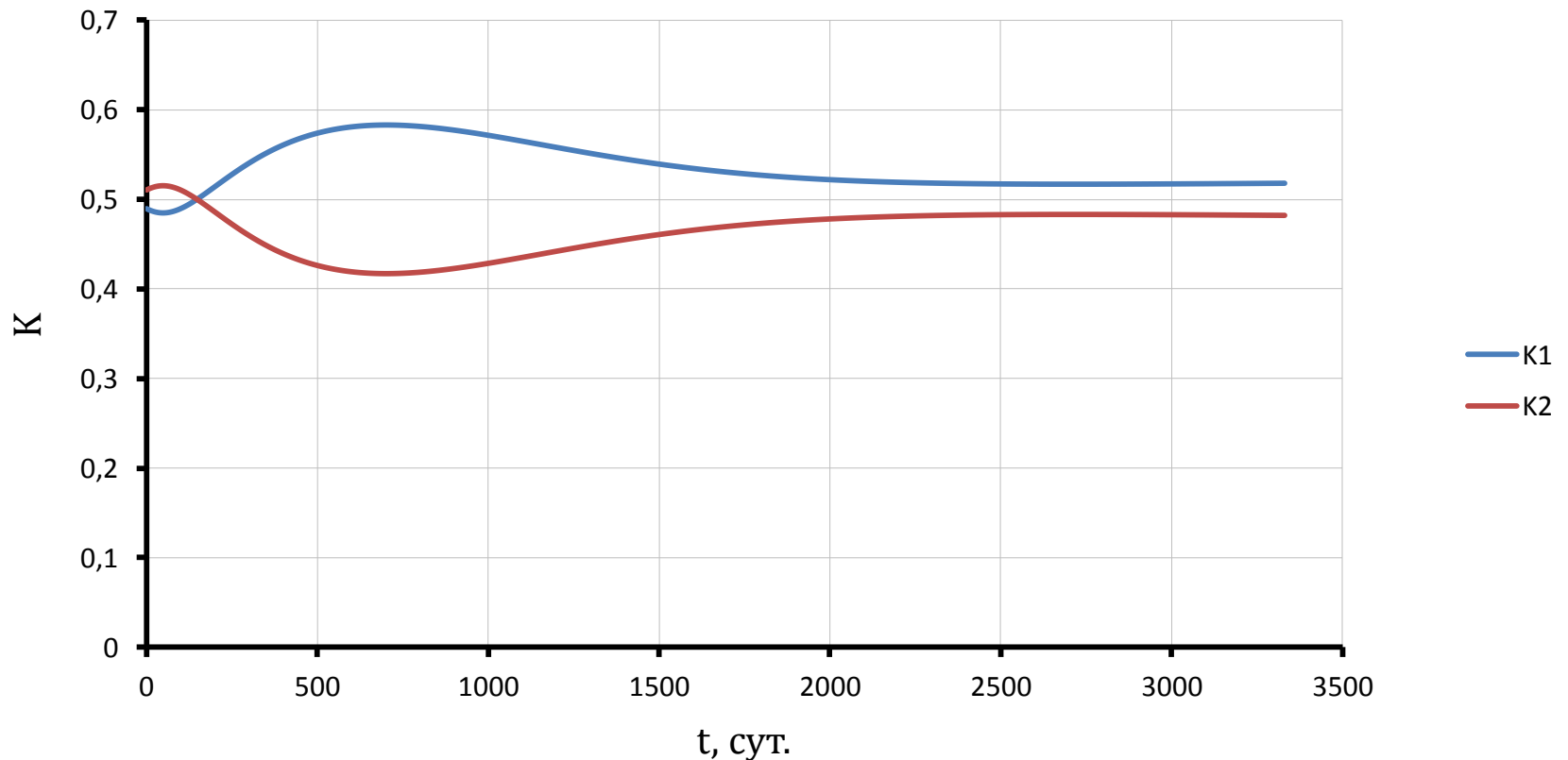
$$\frac{d}{dt}(U_{w2} + U_{s2} + U_{o2} + U_{r2}) = K_2 Q_s l - P_{l2} - Q_o u_o - Q_w u_w$$

$$K_1 = 1 - K_2$$

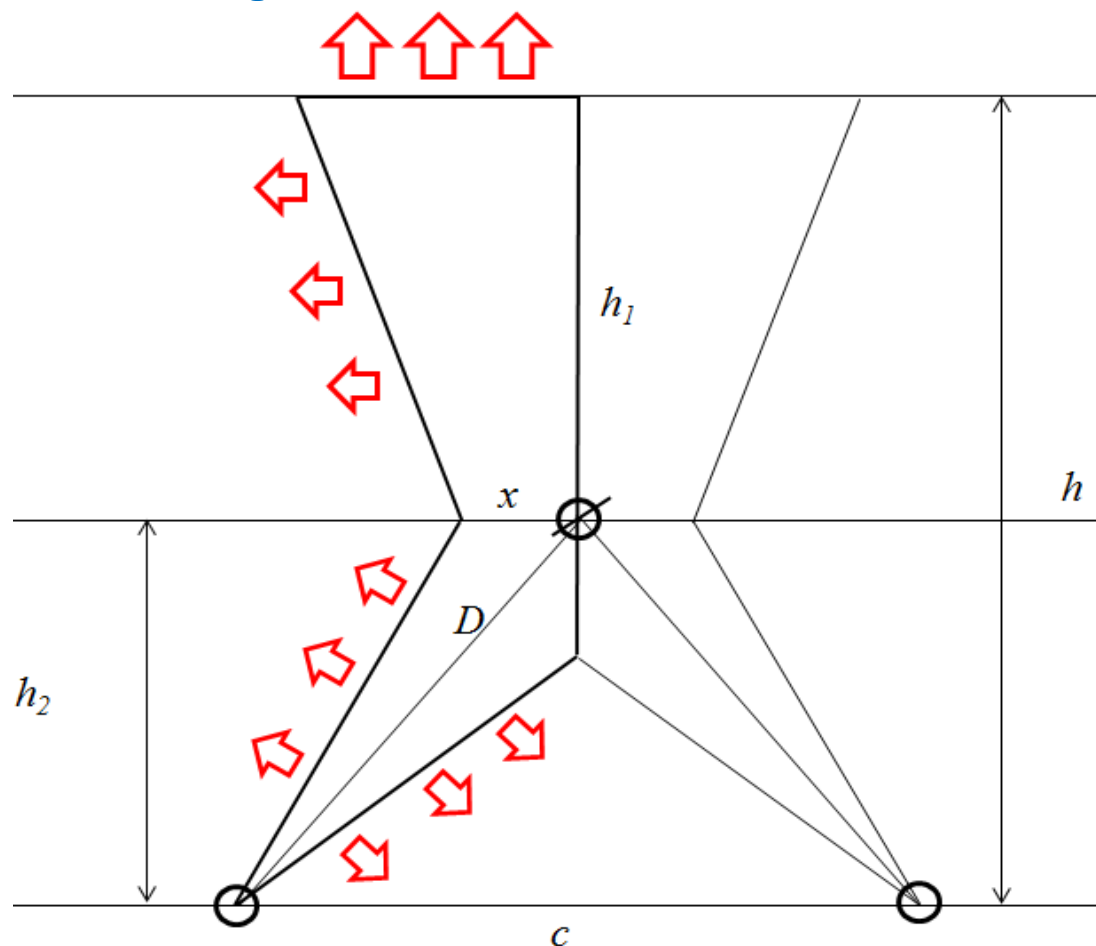


Распределение потока тепла в паровой камере

$$K_1 = 1 - K_2$$



Тепловые потоки для шахматной системы расстановки скважин



$$L = c^{max} = 93 \text{ м}$$

Анализ шахматного расположения скважин

$t \rightarrow 0$: Критический дебит пара в этом случае $Q_s^{cr} = \frac{P_{lng20}}{K_2 l}$

Мощность тепловых потерь зависит от характерных геометрических параметров схемы $P_{lng20} = P_{lng20}(x, D)$

Геометрические параметры

$$x = \frac{h_2 c}{2h}$$
$$D = \sqrt{(c/2)^2 + h_2^2}$$

Полученный критический дебит больше, чем для традиционной схемы:

$$Q_s^{cr} = 37,3 \text{ т/сут.} > 10,4 \text{ т/сут.}$$

Для расчётов используется значение $Q_s = 115 \text{ т/сут.}$

Анализ шахматного расположения скважин

$t \rightarrow \infty$: Уравнения для тепловых потоков

$$K_1 Q_s l - P_{lng1s} = 0$$

$$Q_s (K_2 l - C_w u_w) - P_{lng2s} = 0$$

Мощности тепловых потерь зависят от характерных геометрических параметров схемы

$$P_{lng1s} = P_{lng1s}(y)$$

$$P_{lng2s} = P_{lng2s}(x, D, h_2)$$

$$y = h_2/h$$

Максимальный объём при достижении стационарного состояния

$$V^{max} = 148291 \text{ м}^3$$

Коэффициент охвата $K_s = 0,53$

Выводы

1. Предложена новая простая модель прогноза основных технологических параметров процесса SAGD. Она основана на уравнениях теплового и массового балансов при допущении о равномерном распределении насыщенностей и температуры в паровой камере.
2. Установлено критическое значение расхода закачиваемого пара, необходимое для формирования теплового канала между парой скважин и прорыва пара из нагнетательной в добывающую скважину.

Выводы

3. На основе предложенной модели разработан подход к определению максимального объёма паровой камеры.
4. Доказано, что максимальный коэффициент охвата пласта для сетки скважин с вертикальным расположением пары скважин не превышает критического значения 0,5.
5. Предлагаемая шахматная схема расстановки скважин показала увеличение коэффициента охвата пласта до 0,53.