



Северо-западная секция SPE

SciencEngineering в проектировании и
мониторинге разработки месторождений:

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ аналитических методов

Докладчики: Пустовских Алексей, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Рощектаев Алексей, ООО «Газпромнефть НТЦ»

SciencEngineering in Oil Fields Development and
Monitoring: Application of Analytical Methods

Presenters: Pustovskikh Aleksei, LLC "Gazpromneft NTC"

Roshchektaev Aleksei, LLC "Gazpromneft NTC"

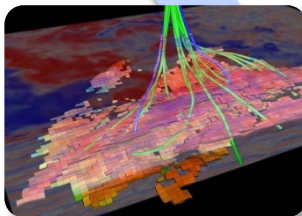
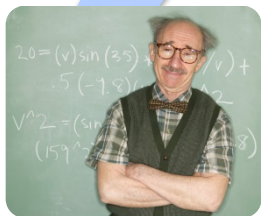
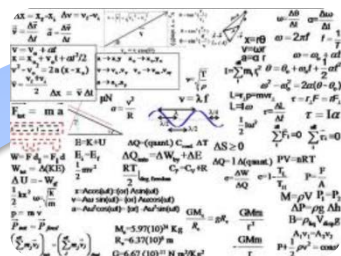
СОДЕРЖАНИЕ (CONTENT)

- Введение (**Introduction**)
- Метод точечных источников для расчета дебитов скважин (**Point source method for well flow rate calculation**)
 - Установившийся приток (**Steady-state flow**)
 - ❖ *Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами* (**Optimal well pattern of horizontal wells**)
 - ❖ *Моделирование многозабойных скважин* (**Modeling of multilateral wells**)
 - Неуставившийся приток (**Unsteady-state flow**)
 - ❖ *Оптимизация времени отработки нагнетательных скважин* (**Optimal operation period of injection well in production mode**)
- Инструмент моделирования различных систем разработки (**Modeling tools for different well patterns**)
 - Метод трубок тока (**Streamline technique**)
 - Экономические расчеты при выборе оптимальной системы (**Economic calculations in optimal well pattern selection**)
- Пример выбора оптимальной системы (**An example of optimal well pattern selection**)

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Что такое SciencEngineering? What is SciencEngineering?

Ingenium (лат.) – изобретательный, искусный, знающий
Ingenium (лат.) – inventive, skillful, knowledgeable



- SciencEngineering (SE) – дисциплина, задачей которой является применение методов и достижений фундаментальных наук при проектировании, разработке и анализе производственных систем и процессов.
- SE всегда был основой инженерного дела, но сейчас начал выделяться в отдельную область знаний и умений в связи с ростом «наукоемкости» современных производств.
- SE характеризует:
 - междисциплинарность (multidisciplinary)
 - комплексность (integration)
 - синергия теории и практики (synergy of theory and practice)
 - Инновационность (innovation)

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Что такое SciencEngineering? What is SciencEngineering?

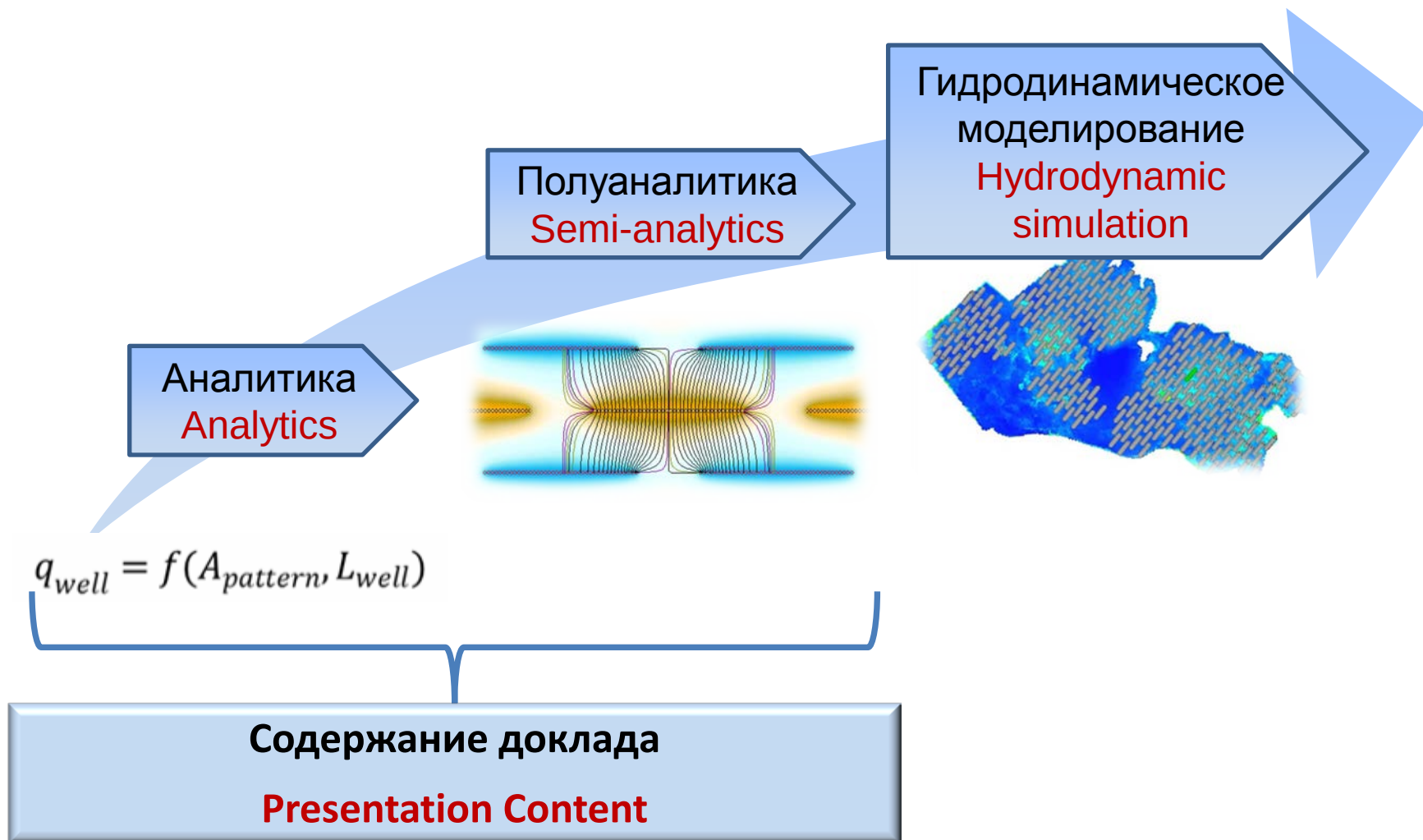
Engineering



SciencEngineering



ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

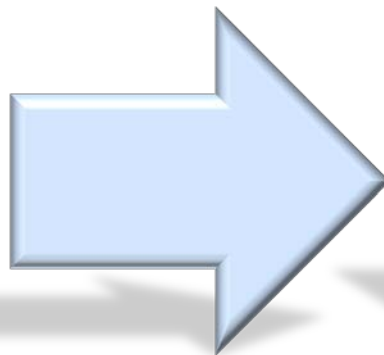
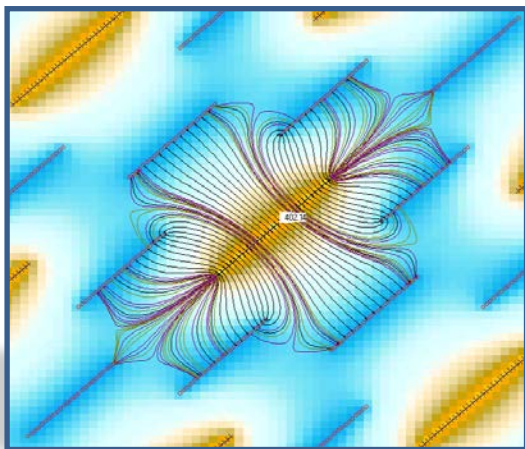


Для оптимизации системы разработки необходимо иметь все 3 уровня моделирования. Каждый следующий уровень уточняет предыдущий, уменьшает область поиска.

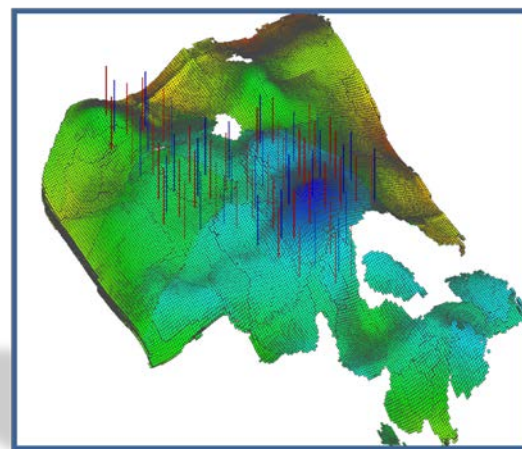
All the three levels of modeling are required for well pattern optimization. Every next level specifies the previous one and reduces the search area.

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

1D, 2D



3D



Параметры оптимизации

(Optimization parameters):

- Вид системы разработки (Well pattern)
- Деформация системы разработки (Deformation of the well pattern)
- Способ заканчивания скважин (Method of well completion)
- Время отработки нагнетательных скважин на нефть (operation period of injection wells in production mode)

Параметры оптимизации

(Optimization parameters) :

- Порядок ввода скважин в добычу (Order of well commissioning)
- Расположение каждой скважины по площади (Location of each well over the area)
- Проводка каждой скважины по пласту (Drilling of each well into the reservoir formation)
- Режим работы каждой скважины (Operation mode for each well)

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Цель: выбор системы разработки, максимизирующей NPV проекта, при заданных экономических параметрах и концептуальных решениях по инфраструктуре

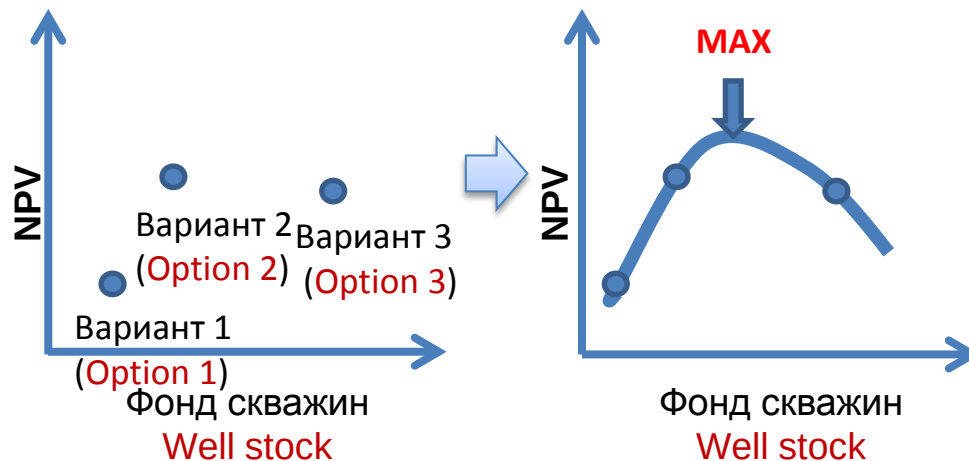
При рассмотрении ограниченного количества вариантов, есть риск принятия неоптимального решения.

Для крупных проектов, определяющих стоимость Компании, целесообразно строить «непрерывные» модели, максимально охватывающие возможные варианты.

Objective: selection of the well pattern that maximizes the project NPV at given economic parameters and conceptual infrastructure solutions.

When considering a limited amount of options there is a risk of reaching a nonoptimal solution.

For large projects that define the value of Company it is reasonable to build “continuous” models that most cover the possible options.



Пример (Example)

- Определение оптимальной длины горизонтальной скважины (Defining optimal length of the horizontal well)

$\Delta NPV = +20$ млрд. руб. (bln Rub)

- Выбор оптимальной плотности сетки скважин (Selecting optimal well spacing)

$\Delta NPV = +10$ млрд. руб. (bln Rub)

- Выбор оптимального профиля добычи (Selecting optimal production profile)

$\Delta NPV = +13$ млрд. руб. (bln Rub)

**Суммарный прирост $\Delta NPV = +43$ млрд. руб.
(Total gain $\Delta NPV = +43$ bln Rub)**

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ
ИСТОЧНИКОВ ДЛЯ РАСЧЕТА
ДЕБИТОВ СКВАЖИН
POINT SOURCE METHOD FOR
WELL PRODUCTIVITY
CALCULATION

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Метод точечных источников является перспективным методом моделирования физических полей. Это метод, часто называемый в зарубежной литературе методом фундаментальных решений, в настоящее время используется в первую очередь для решения уравнения Лапласа. Однако он может быть использован и для решения других уравнений математической физики. (Point source method is a promising technique for physical field modeling. This method, which in foreign literature is often called a method of fundamental solutions, is currently used primarily for solving the Laplace equation. However it may also be used for solving other equations in mathematical physics.)

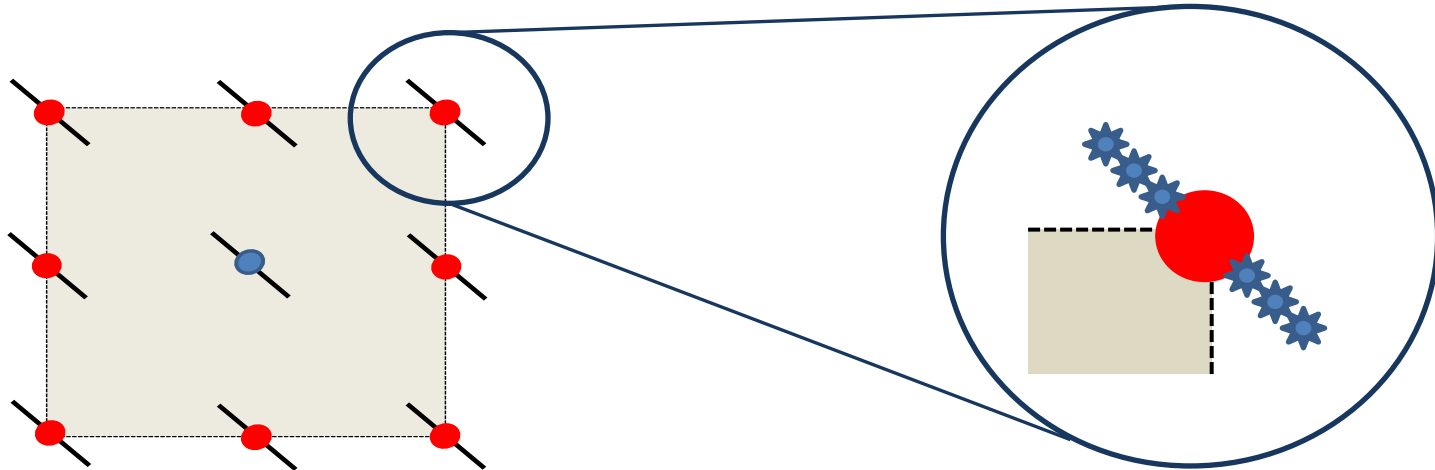
$$k_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0 \quad \text{Уравнение Лапласа} \\ \text{(Laplace equation)}$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\lambda} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Уравнение пьезопроводности} \\ \text{(Diffusion equation)}$$

$$\lambda = \frac{K}{m\mu C}$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Установившийся режим
(Steady-state flow)



Скважины представляют собой точечные источники/ стоки, работающие с постоянным давлением. (Wells are point sources / sinks operating under constant pressure)

$$P - P_k = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r}$$

Возмущение давление одной скважины (источника)
(Pressure disturbance of one well (source))

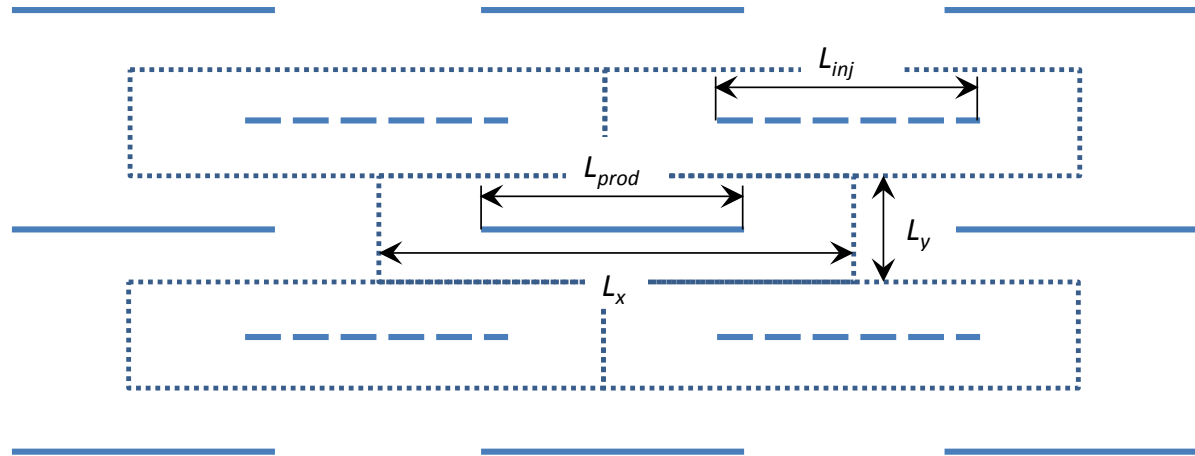
$$P_j - P_k = \frac{\mu q_j}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{cj}} + \sum_{i \neq j} \frac{\mu q_i}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{ij}}$$

Для системы скважин суммарное возмущение давления определяется как сумма возмущений давления, создаваемых отдельными скважинами.

(For a well system the total pressure disturbance is defined as a sum of pressure disturbances generated by individual wells.)₁₀

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами (Optimal well patern of horizontal wells)



Рядная система разработки горизонтальными скважинами (сплошными линиями обозначены добывающие скважины, пунктирными – нагнетательные)

In-line well pattern of horizontal wells (solid lines show production wells, dotted lines show injection wells)

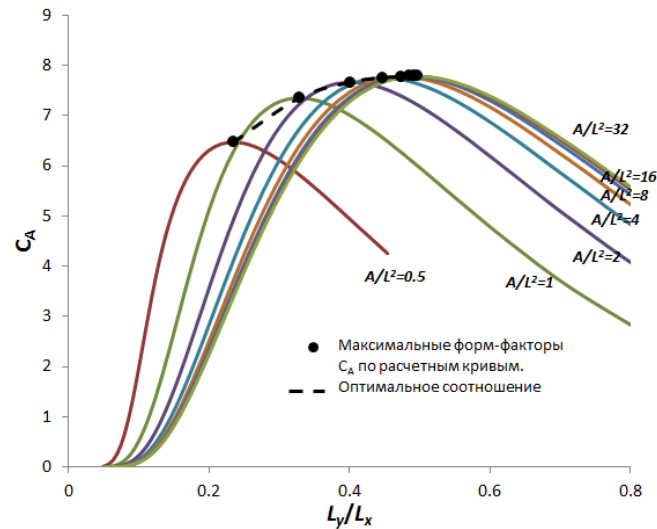
Дебит горизонтальной скважины:

Flow rate of a horizontal well:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h (\bar{P} - P_{prod})}{\mu B \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma_1 C_A L^2 / 16} \right) + \frac{h^*}{L} \ln \frac{h^*}{2\pi r'_w \sin \frac{\pi h_p}{h}} \right)}$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами (Optimal well pattern of horizontal wells)



Зависимость форм-фактора от геометрии области дренирования
Dependence of shape-factor on the geometry of drainage area

$$L_x/L_y = 2 + 1.15 \frac{L^2}{A}$$

$$L_x = \frac{\sqrt{2A + 1.15L^2}}{A}$$

$$L_y = \frac{A}{\sqrt{2A + 1.15L^2}}$$

$$C_A = \left[a \left(\frac{L_x}{L_y} \right)^2 + b \right] e^{-c \frac{L_x}{L_y}}$$

$$a = f(L^2 / A) = 17.5e^{-0.78L^2 / A}$$

$$b = \text{const} = -6$$

$$c = f(L^2 / A) = 1.06e^{-0.356L^2 / A}$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами (Optimal well pattern of horizontal wells)

Пример: Требуется выбрать оптимальное расположение горизонтальных скважин в рядной системе разработки и рассчитать дебит таких скважин, если известно, что площадь, приходящаяся на одну скважину длиной 1000 м, равна 72 Га, забойное давление добывающих скважин 100 атм, нагнетательных 300 атм. Радиус горизонтального ствола 0.078 м. Пласт с эффективной толщиной 10 м и проницаемостью 5 мД, отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной 10, скин-фактор 0, вязкость нефти 1.2 сП, объемный фактор 1.24.

Example: It is required to select an optimal pattern of horizontal wells in the in-line development system and calculate well production rate if it is known that the area per well equals to 72 ha, well length is 1000m, bottom hole pressure of production wells is 100 atm, bottom hole pressure of injection wells is 300 atm. The radius of a horizontal hole is 0.078 m. The effective thickness of the reservoir is 10 m, permeability is 5mD, horizontal to vertical permeability ratio is 10, skin factor is 0, oil viscosity is 1.2 cP, volume factor is 1.24.

Решение

(Solution):

$$L_x/L_y = 2 + 1.15 \frac{L^2}{A} = 2 + 1.15 \frac{1000^2}{720000} \approx 3.6$$

$$a = 17.5 e^{-0.78 \frac{1000^2}{720000}} \approx 5.92$$

$$c = 1.06 e^{-0.356 \frac{1000^2}{720000}} \approx 0.64$$

$$C_A = \left(a \frac{L_x^2}{L_y^2} + b \right) e^{-c \frac{x}{L_y}} \approx 7$$

$$q_h = \frac{2\pi k_h h (\bar{P} - P_{prod})}{\mu B \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma_1 C_A L^2 / 16} \right) + \frac{h^*}{L} \ln \frac{h^*}{2\pi r_w' \sin \frac{\pi h_p}{h}} \right)} \approx 239 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Неустановившийся режим Unsteady-state flow

Уравнение для распределения давления имеет вид (Equation for pressure distribution is):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\lambda} \frac{\partial P}{\partial t}$$

где $\lambda = \frac{K}{m\mu C}$ – коэффициент пьезопроводности
where $\lambda = \frac{K}{m\mu C}$ is a diffusivity coefficient

Заданы следующие начальные и граничные условия: $P(r, 0) = P(\infty, t) = P_0$
Initial and boundary conditions are as follows:

$$P(r_c, t) = P_c$$

Задача об определении дебита жидкости при постоянном забойном давлении сводится к отысканию функции $q(t)$ из интегрального уравнения:

The problem of calculation the fluid flow rate at constant bottom hole pressure reduces to finding the function $q(t)$ from integral equation:

$$P_c - P_0 = \frac{\mu}{4\pi Kh} \int_0^t q(\tau) e^{-\frac{r^2}{4\lambda(t-\tau)}} d\tau$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Неустановившийся режим Unsteady-state flow

Нестационарный дебит жидкости скважины в радиальном пласте при постоянном забойном давлении:

Unsteady fluid flow rate in radial reservoir at constant bottom hole pressure:

$$q^n = \frac{\frac{4\pi Kh(P_c - P_0)}{\mu} - \sum_{k=1}^{n-1} q^k \left[Ei\left(-\frac{b}{n+1-k}\right) - Ei\left(-\frac{b}{n-k}\right) \right]}{Ei(-b)}, \quad b = \frac{r_c^2}{4\lambda\Delta t}, \quad \lambda = \frac{K}{m\mu C}$$

h – толщина пласта

m – пористость

K – проницаемость

r_c – радиус скважины

P_0 – начальное пластовое давление

P_c – забойное давление

μ – вязкость жидкости

C – общая сжимаемость

h – thickness

m – porosity

K – permeability

r_c – well radius

P_0 – initial reservoir pressure

P_c – bottom hole pressure

μ – fluid viscosity

C – total compressibility

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Неустановившийся режим Unsteady-state flow

При отсутствии трещин ГРП или при наличии трещин ГРП с бесконечной проводимостью система уравнений, которая позволяет последовательно во времени определить динамику дебитов всех скважин, имеет вид:

With hydraulic fractures of infinite conductivity or with no hydraulic fractures the equation system which allows to define productivity dynamics in time for all wells is as follows:

$$\sum_i^N q_i^n Ei\left(-\frac{br_{ij}^2}{r_c^2}\right) = \frac{4\pi Kh}{\mu} [P_{c,j}^n - P_0] - \sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^{n-1} q_i^k \left[Ei\left[-\frac{br_{ij}^2}{(n+1-k)r_c^2}\right] - Ei\left[-\frac{br_{ij}^2}{(n-k)r_c^2}\right] \right] \right\}, \quad j = 1..N$$

При наличии трещин ГРП с конечной проводимостью система уравнений должна быть дополнена системой уравнений по расчету забойных давлений на источниках имитирующих трещины:

With hydraulic fractures of finite conductivity to the equation system must be added equations for bottom hole pressures at sources that simulate the fractures:

$$U_{c,i+1} = U_{c,0} - \frac{4\pi}{N_{grp} F_{cd}} \left[\sum_{v=1}^i v q_v + (i+1) \sum_{v=i+1}^{N_{grp}} q_v + \frac{q_0 - q_{i+1}}{8} \right]$$

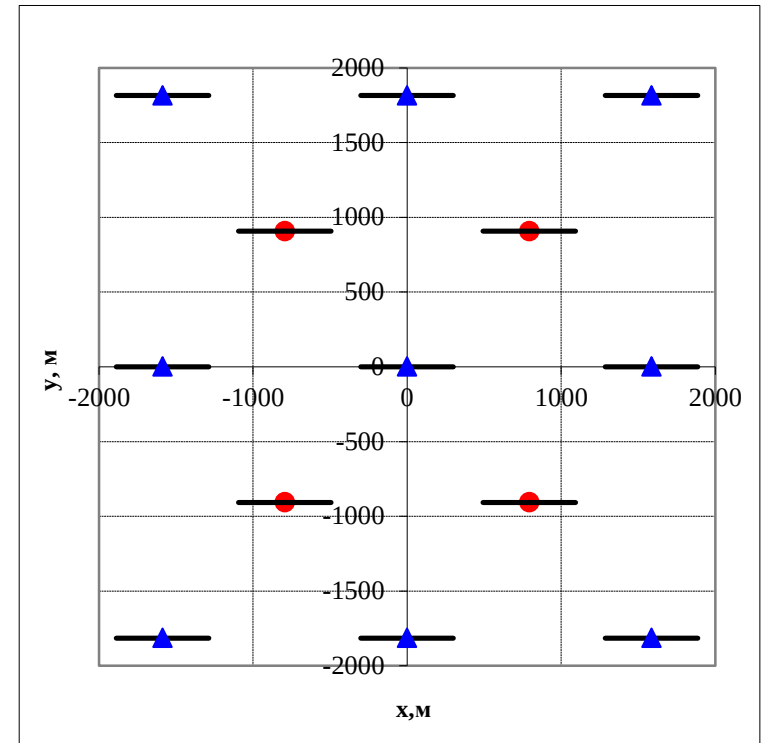
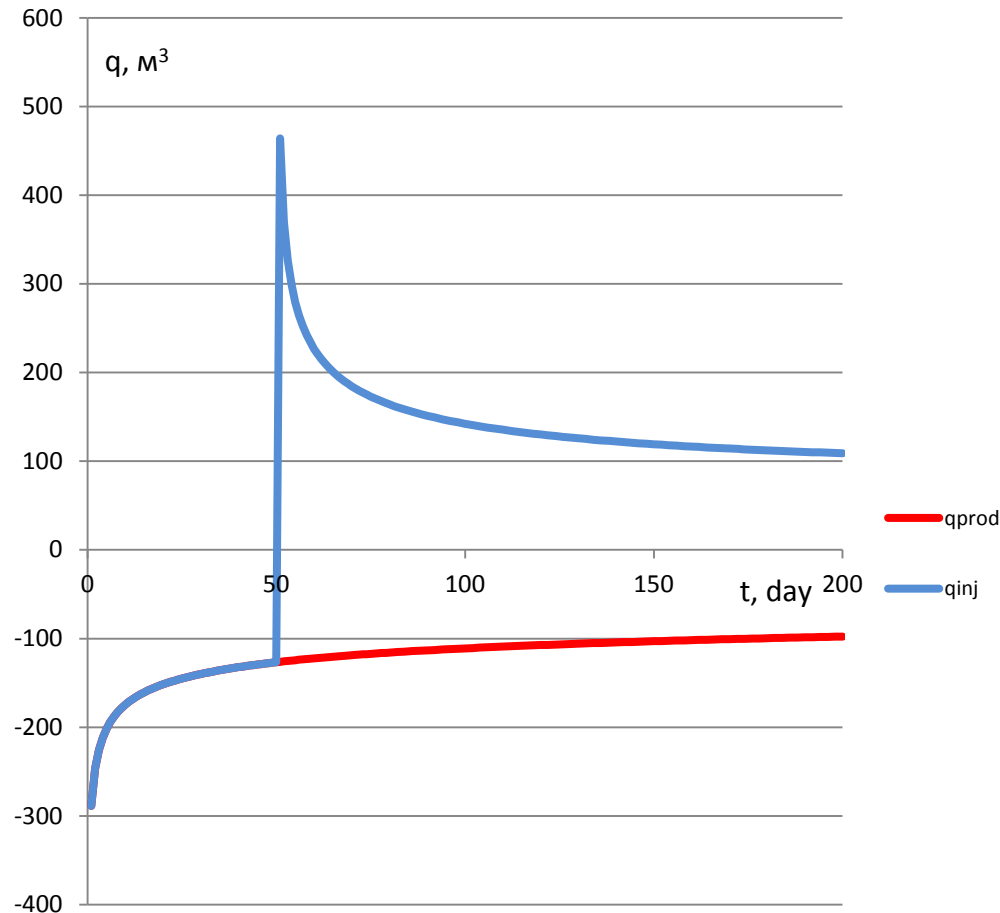
где (where)

$2N_{grp} + 1$ скважин имитируют трещину ГРП

$2N_{grp} + 1$ wells simulating hydraulic fracture

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальное время отработки нагнетательных скважин Optimal operation period of injection wells in production mode



Метод источников был реализован в виде расчетного модуля
Point source method was implemented as a calculation module

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальное время обработки нагнетательных скважин Optimal operation period of injection wells in production mode

КРИТЕРИЙ ОПТИМАЛЬНОСТИ: $\max_T \{Q_{dsc}(q(t), T, r)\}$
OPTIMALITY CRITERION:

где

where

$$Q_{dsc} = \int_0^T q_1(t) e^{-rt} dt + j * \int_0^t q_2(t) e^{-rt} dt$$

$q_1(t), q_2(t)$ - дебиты скважины в режиме нагнетания и добычи
well flow rate in injection and production mode

T - время работы нагнетательной скважины в режиме добычи
Injection well operation time in production mode

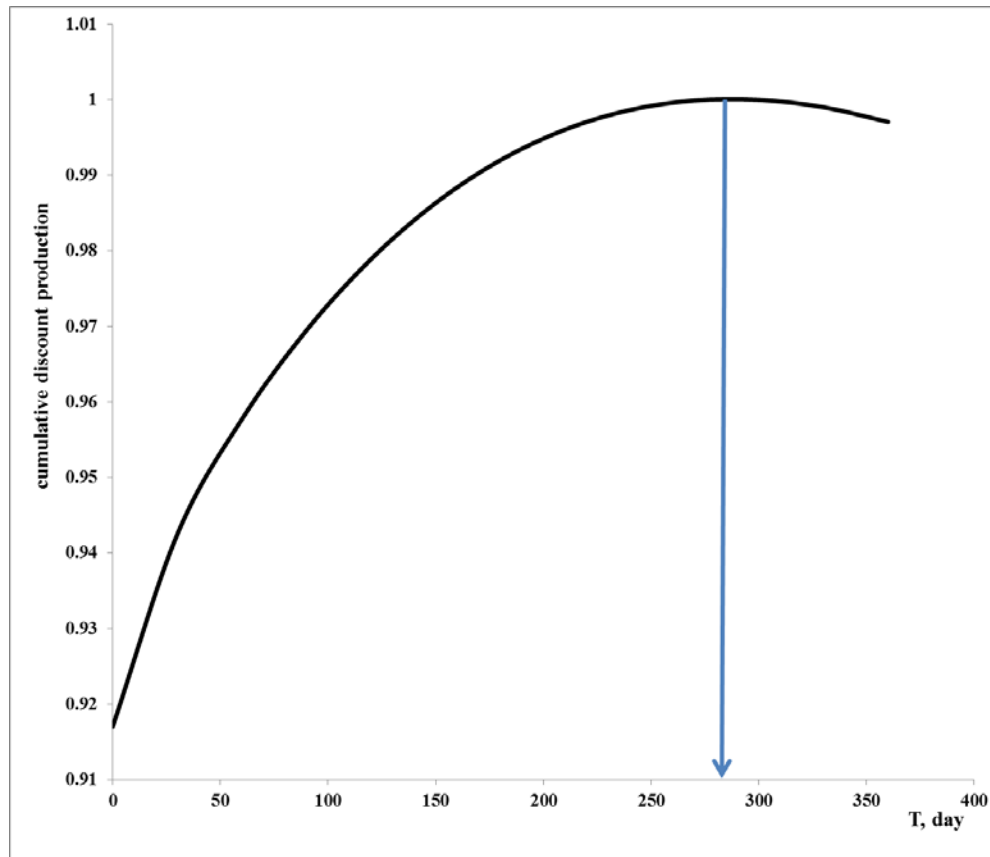
t - общее время расчета
total calculation time

r - коэффициент дисконтирования
discounted rate of return

j - количество добывающих скважин, соответствующих одной нагнетательной для выбранной системы разработки
number of production wells corresponding to one injection well for selected well pattern

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальное время отработки нагнетательных скважин Optimal operation period of injection wells in production mode

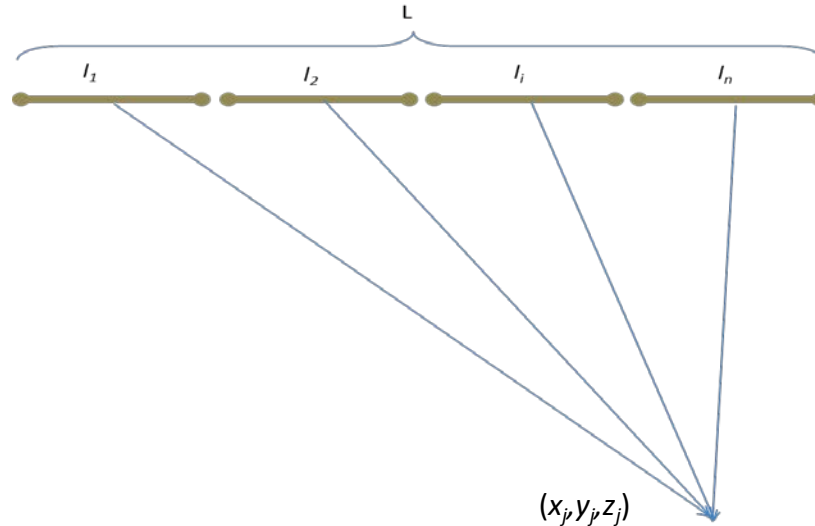


$$Q_D = \int_0^t q(t) e^{-rt} dt$$

Эффективная проницаемость пласта Effective reservoir permeability	1.5	мД, mD
Эффективная мощность пласта Effective thickness	10	м, m
Проницаемость трещины в добывающей скважине Fracture permeability in production well	200	Д, D
Ширина трещины в добывающей скважине Fracture width in production well	0.005	м, m
Проницаемость трещины в нагнетательной скважине Fracture permeability in injection well	200	Д, D
Ширина трещины в нагнетательной скважине Fracture width in injection well	0.005	м, m
Вязкость Viscosity	1.41	сПз, cPs
Общая сжимаемость Total compressibility	0.0002	1/атм, 1/atm
Пористость Porosity	11	%
Полудлина трещины в добывающей скважине Half-length of fracture in production well	100	м, m
Полудлина трещины в нагнетательной скважине Half-length of fracture in injection well	100	м, m
Ставка дисконтирования Discounted rate of return	12	%
Плотность сетки Well spacing	50	Га/скв (ha/well)

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Моделирование многозабойных скважин Multilateral well modeling



Рассмотрим открытый ствол длины L . Разобьем его на n участков, каждый длиной l_i , зенитным углом α_i и азимутальным углом β_i . Тогда потенциал от i -го участка в точке (x_j, y_j, z_j) с учетом граничных условий будет:

Let us consider an open hole of length L . Let us split it into n number of areas each area being of l_i length, inclination angle α_i and horizontal angle β_i . Then the potential of each i -area in point (x_i, y_i, z_i) considering the boundary condition is:

$$F_j = -\frac{q_i}{4\pi} \sum_{m=-\infty}^{\infty} \int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} \left([\sqrt{A_1 + A_1 + A_3}]^{-1} + [\sqrt{A_1 + A_1 + A_4}]^{-1} - \left[\sqrt{R_k^2 + (z_j - z_i + 2mh)^2} \right]^{-1} - \left[\sqrt{R_k^2 + (z_j + z_i + 2mh)^2} \right]^{-1} \right) dl$$

где (where)

$$A_1 = (x_j - (x_i + l \sin \alpha_i \cos \beta_i))^2, \quad A_2 = (y_j - (y_i + l \sin \alpha_i \sin \beta_i))^2 \\ A_3 = (z_j - (z_i + l \cos \alpha_i) + 2mh)^2, \quad A_4 = (z_j + (z_i + l \cos \alpha_i) + 2mh)^2$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Моделирование многозабойных скважин Multilateral well modeling

Выпишем интеграл:

Let us take the integral equation:

$$\int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} [\sqrt{A_1 + A_1 + A_3}]^{-1} dl = \int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} [\sqrt{al^2 + bl + c}]^{-1} dl$$

Где

Where

$$a = 1, \quad b = -2 \left((x_j - x_i) \sin \alpha_i \cos \beta_i + (y_j - y_i) \sin \alpha_i \sin \beta_i + (z_j - z_i + 2mh) \right),$$
$$c = (x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2mh)^2$$

Решением будет

The solution shall be

$$\int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} [\sqrt{al^2 + bl + c}]^{-1} dl = \log \left(2 \sqrt{\left(\frac{l_i}{2}\right)^2 + b \left(\frac{l_i}{2}\right) + c} + 2 \left(\frac{l_i}{2}\right) + b \right) - \log \left(2 \sqrt{\left(-\frac{l_i}{2}\right)^2 + b \left(-\frac{l_i}{2}\right) + c} + 2 \left(-\frac{l_i}{2}\right) + b \right)$$

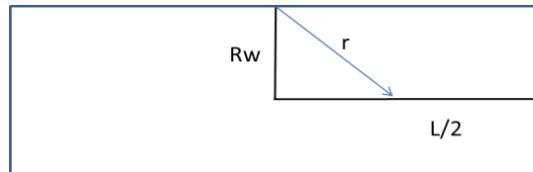
Аналогично находится второе слагаемое, третье и четвертое слагаемые не зависят от l . Обозначим сумму как S_{ij} и перейдем к депрессии:

$$\Delta P_j = \frac{q_i \mu}{4\pi k} S_{ij}$$

Депрессия от всех линейных источников:

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^n \frac{q_i \mu}{4\pi k} S_{ij}$$

Зная координаты всех источников и забойное давление, выписав n уравнений для всех источников, можно найти дебиты. Значение потенциала в нуле не определено, необходимо определить потенциал на границе скважины R_w :



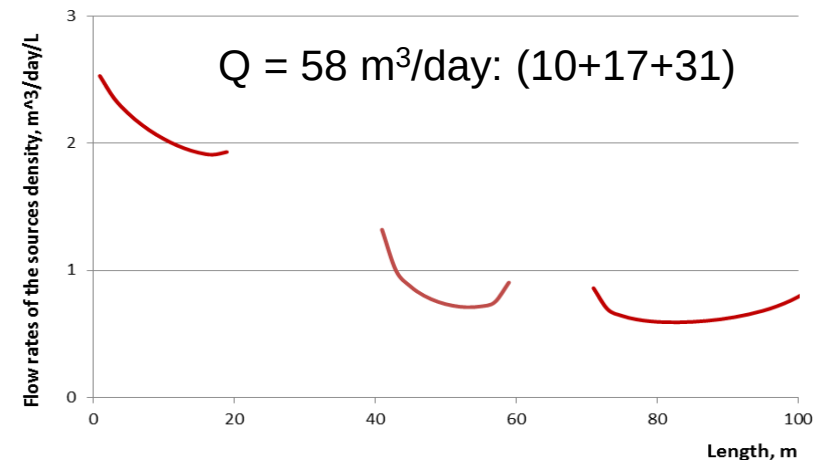
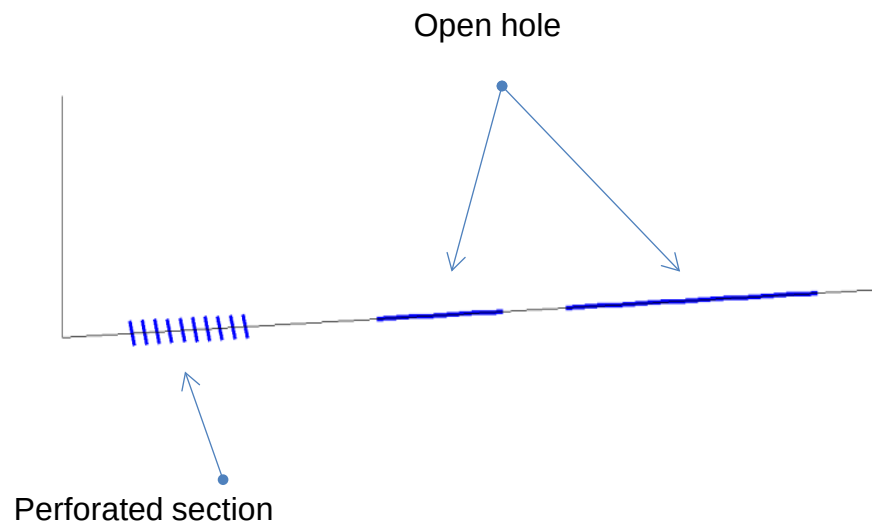
$$\int_0^{\frac{l_i}{2}} \frac{2}{\sqrt{R_w^2 + l^2}} dl = 2 \log \left(\frac{l_i}{2R_w} + \sqrt{1 + \left(\frac{l_i}{2R_w}\right)^2} \right)$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Моделирование многозабойных скважин Multilateral well modeling

Пример: Длина перфорационного участка 20 м, длины открытых стволов 20 и 40 м, толщина пласта 6 м, $R_c=1500$ м, $R_w=0.1$ м, радиус перфорационных каналов $R_p=0.01$ м, длина перфорационных каналов $L_p=0.5$ м, $P_c=300$ атм, $P_w=200$ атм, $k=40$ мД, $\mu=5$ сП.

Example: Length of perforation section is 20 m, open hole lengths are 20 and 40m, reservoir thickness is 6 m, $R_c=1500$ m, $R_w=0.1$ m, radius of perforation channel is $R_p=0.01$ m, length of perforation channel is $L_p=0.5$ m, $P_c=300$ atm, $P_w=200$ atm, $k=40$ mD, $\mu=5$ cP



ИНСТРУМЕНТ
МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ
СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ
MODELING TOOL FOR
DIFFERENT WELL PATTERNS

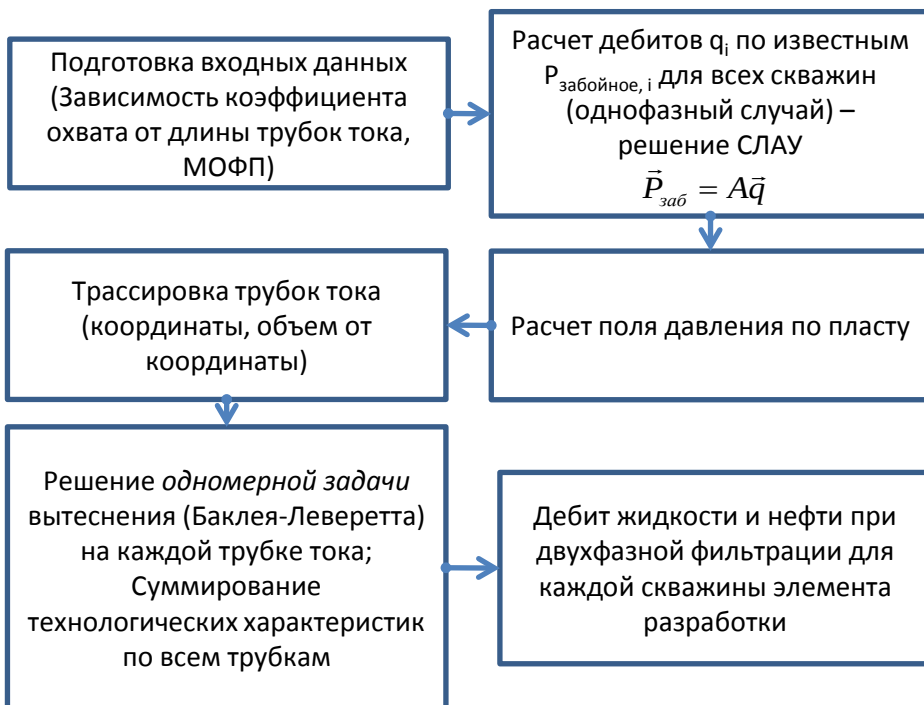
МЕТОД МОДЕЛИРОВАНИЯ:

- Методом точечных источников рассчитываются дебиты всех скважин в системе разработки
- Строятся каналы 2-фазной фильтрации – трубки тока.
- Для каждой трубки решается 1-мерная задача вытеснения.

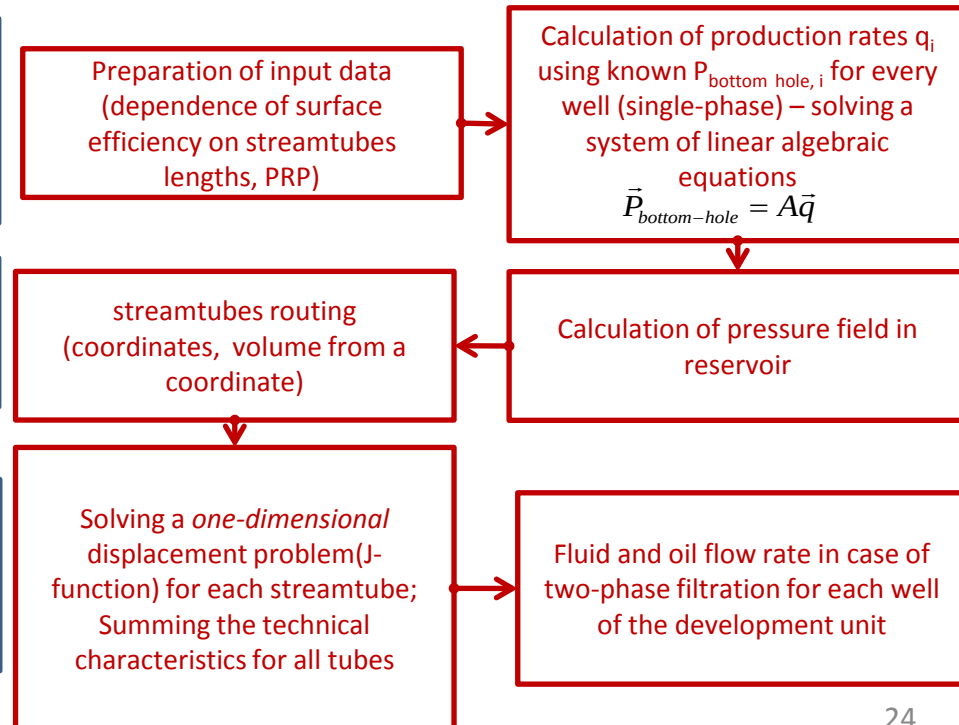
MODELING METHOD:

- The flow rate for each well is calculated using point source method
- Two-phase filtration channels are constructed – streamtubes
- One-dimensional displacement problem is solved for each streamtube.

Схема расчета двухфазной фильтрации



Two phase filtration calculation scheme



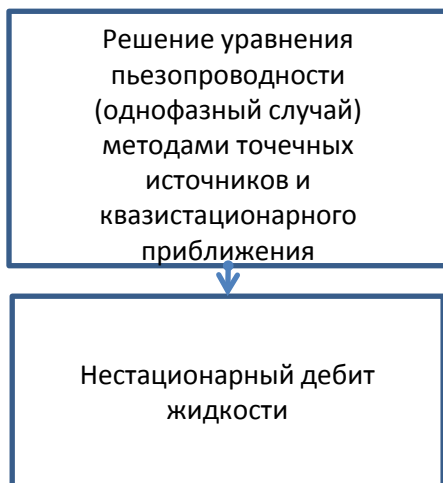
ПРИБЛИЖЕНИЯ:

- Пласт однородный и бесконечный по протяженности
- Однородная сжимаемая жидкость движется в однородной, изотропной, сжимаемой, пористой среде
- Трещина ГРП полностью вскрывает пласт
- Поддерживается постоянной забойное давление на каждом из режимов работы скважины

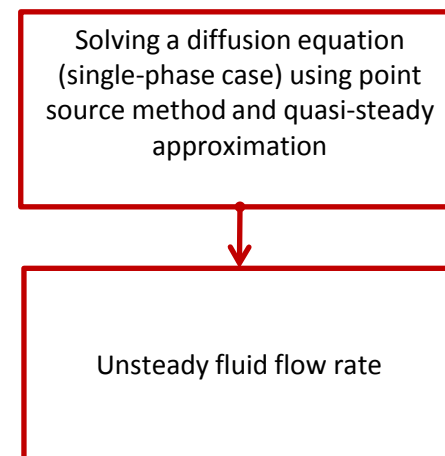
APPROXIMATIONS :

- reservoir is homogeneous and infinite
- homogeneous compressible fluid flows in homogeneous, isotropic, compressible, porous medium
- Hydraulic fracture fully penetrates the reservoir
- Bottom hole pressure in each operation mode of the well is maintained constant

Схема расчета неустойчивого режима



Unsteady flow mode calculation scheme

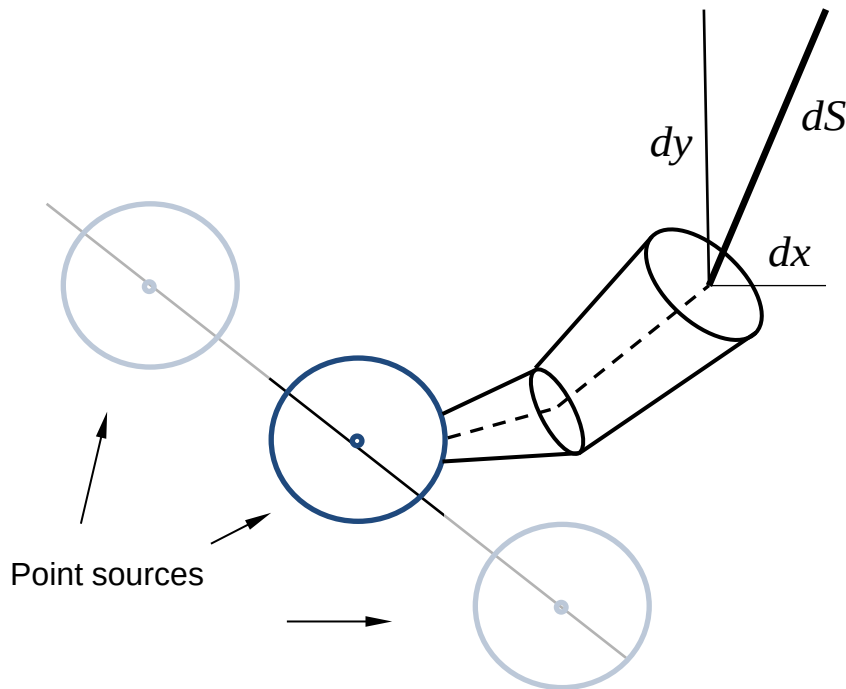


ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

MODELING TOOL FOR DIFFERENT WELL PATTERNS

Трассировка линий тока

Streamlines routing



От каждого источника, моделирующего нагнетательную скважину, трассируются линии тока.

Трассировка линий тока производится по **стационарному** полю давлений для **однофазного** случая:

$$\frac{dx}{dS} = \frac{V_x}{V}; \quad \frac{dy}{dS} = \frac{V_y}{V}.$$

где скорости фильтрации:

$$V_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}; \quad V_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y};$$

$$V = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

Полученная система обыкновенных дифференциальных уравнений

$$\frac{dx}{dS} = \frac{\partial_x P}{\sqrt{(\partial_x P)^2 + (\partial_y P)^2}}; \quad \frac{dy}{dS} = \frac{\partial_y P}{\sqrt{(\partial_x P)^2 + (\partial_y P)^2}}$$

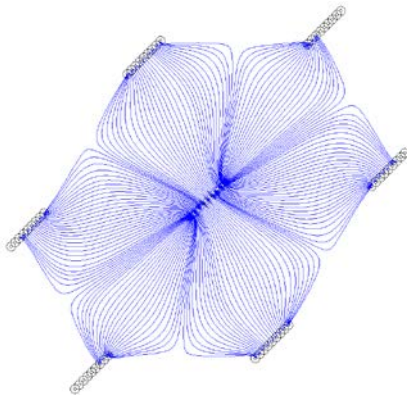
решается явным методом Рунге-Кутты.

Площадь сечения трубки тока определяется из соотношения $q = A(x, y) \cdot V$

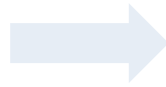
ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

MODELING TOOL FOR DIFFERENT WELL PATTERNS

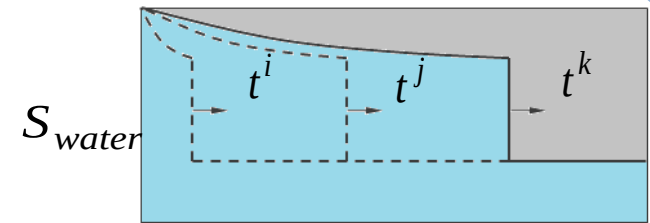
Фильтрация вдоль трубок тока Filtration through the streamtubes



Трассировка линий
тока
Streamtubes routing



- для каждой трубки тока решается одномерная задача вытеснения;
- for each tube a one-dimensional problem is solved
- суммирование технологических характеристик по всем трубкам.
- summing the technological characteristics for all tubes.



$x_{streamtube}$

$$q_{liquid}(t^k) = \sum_{n=1}^{N_{трубок}} q_{n,liquid}^k$$

$$q_{oil}(t^k) = \sum_{n=1}^{N_{трубок}} q_{n,oil}^k$$

Фильтрация вдоль трубок тока Filtration through the streamtubes

Задача одномерного вытеснения решается на основе уравнения **материального баланса**.

The one-dimensional displacement problem is solved using the **material balance** equation.

Основные допущения модели:

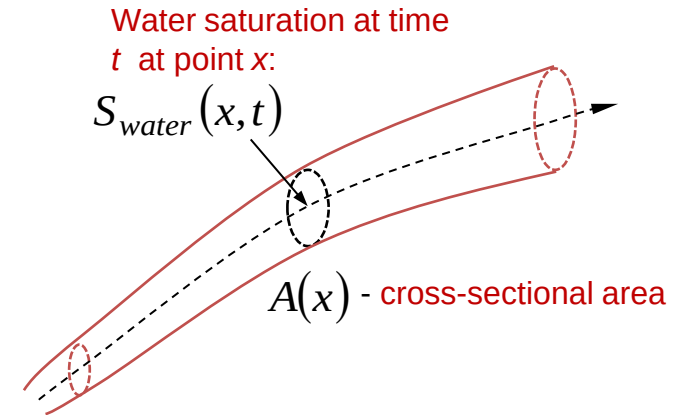
Main assumptions of the model :

- для плотностей фаз: $\rho_{oil} = const$ $\rho_{water} = const$
- for phases density:
- пренебрегаем величиной капиллярного давления: $P_{oil} = P_{water} = P$
- capillary pressure value is neglected
- Пористость $\varphi = const$
- porosity

System of equations :

$$\varphi A(x) \frac{\partial S_{water}}{\partial t} + q_{liquid}(t) \frac{df}{dS_{water}} \cdot \frac{\partial S_{water}}{\partial x} = 0$$

$$\Delta P(t) = -q_{liquid}(t) \cdot \frac{1}{k} \int_0^{L_{трубки}} \frac{dx}{A(x) \cdot \lambda(S_{water})}$$



Notations:

- $\lambda(S_{water}) = \frac{k_{oil}(1 - S_{water})}{\mu_{oil}} + \frac{k_{water}(S_{water})}{\mu_{water}}$ – Total mobility;
- $f(S_{water}) = \frac{k_{water}(S_{water})}{\mu_{water}} \cdot \frac{1}{\lambda(S_{water})}$ – fractional flow;
- $\Delta P(t)$ – pressure difference at the streamtube ends ;
- $q_{liquid}(t)$ – liquid rate
- k – permeability

MODELING TOOL FOR DIFFERENT WELL PATTERNS

Сшивка нестационарного однофазного и «стационарного» двухфазного решений Joining unsteady single phase and "steady" two-phase solutions

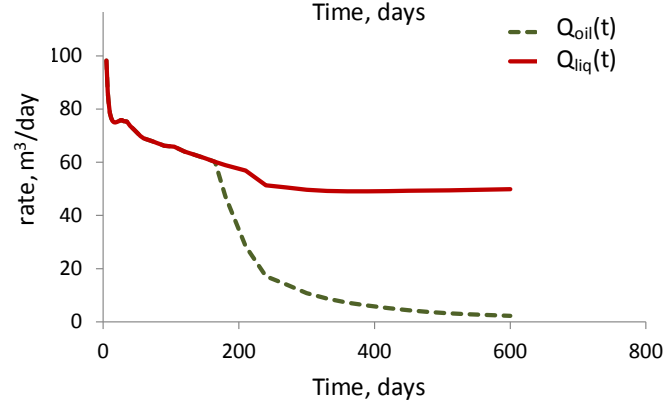
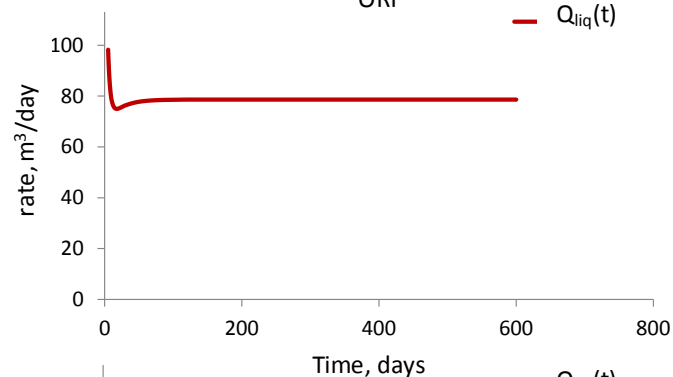
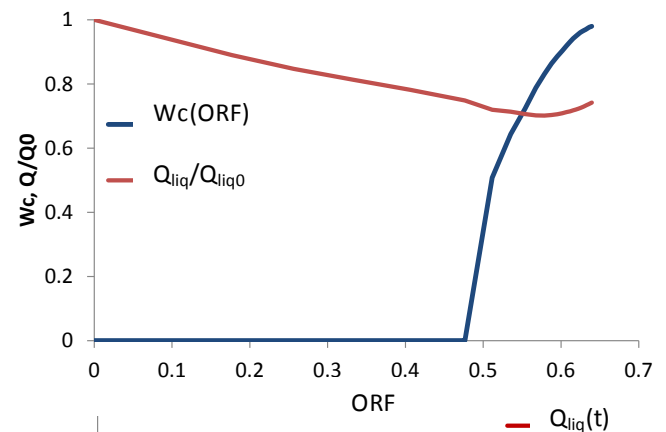
Из стационарного двухфазного решения получаем характеристику вытеснения и зависимость дебита жидкости от КИН.
 Displacement curve and dependence of fluid flow rate on OIL RECOVERY FACTOR are obtained from the steady-state two-phase solution



Из нестационарного однофазного решения получаем зависимость дебита жидкости от времени.
 Dependence of liquid flow rate on time is obtained from the unsteady solution



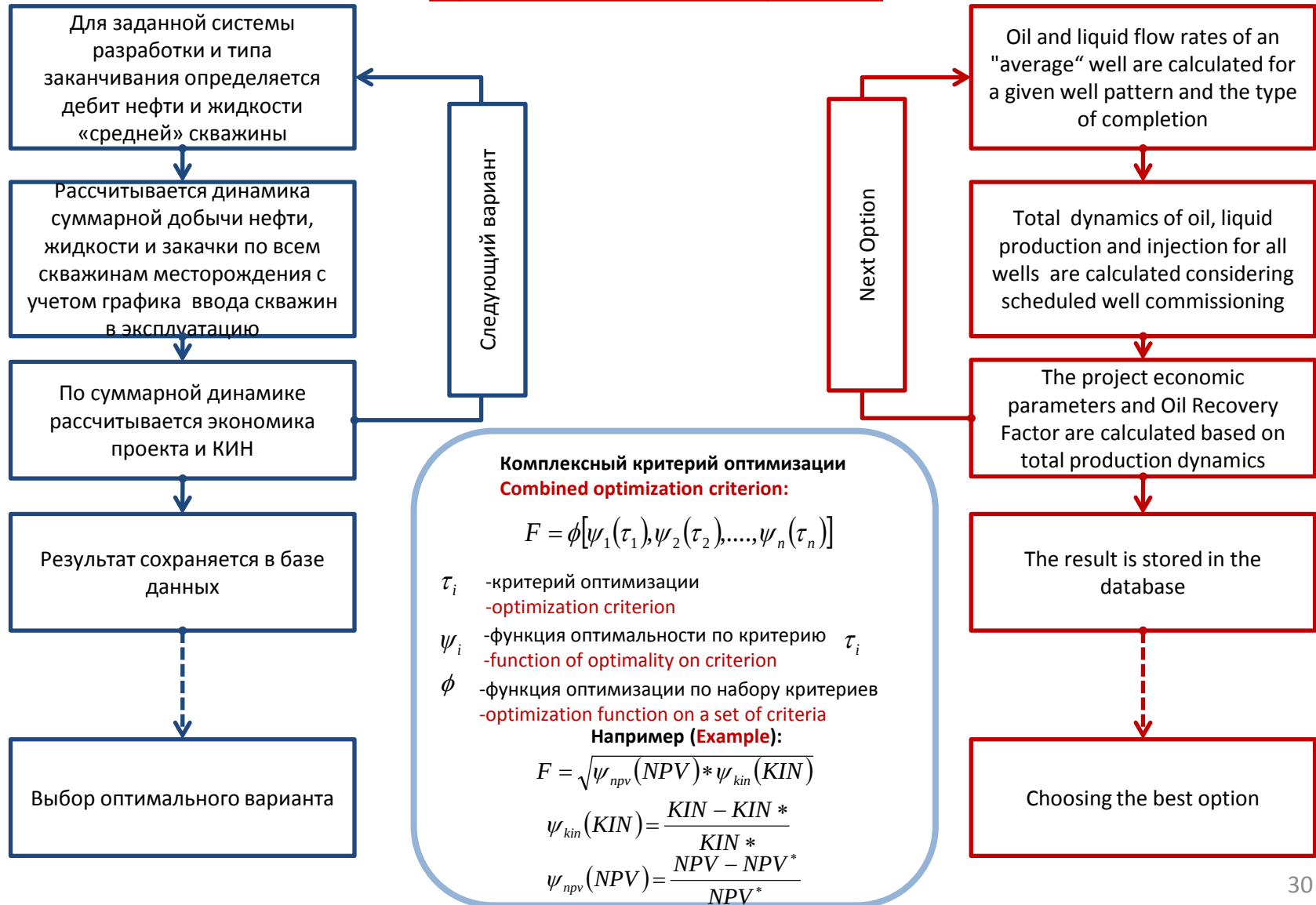
Делаем поправку нестационарного дебита жидкости и восстанавливаем нестационарный дебит нефти.
 Making the correction of unsteady fluid flow rate then restore the unsteady oil rate.



ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

MODELING TOOL FOR DIFFERENT WELL PATTERNS

Оптимизация системы разработки Optimization of well pattern

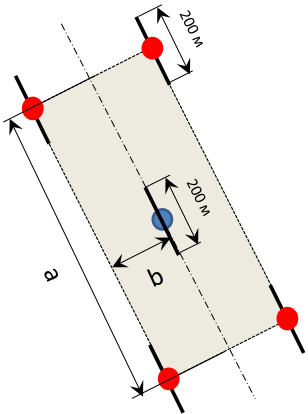


ПРИМЕР ВЫБОРА
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ
EXAMPLE OF OPTIMAL WELL
PATTERN SELECTION

ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

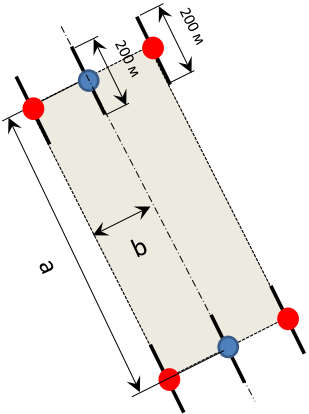
1a

Смещение 0.5
Shift 0.5



1b

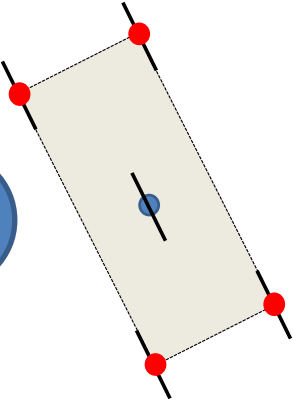
Смещение 0
Shift 0



ЗАКАНЧИВАНИЕ Well completion

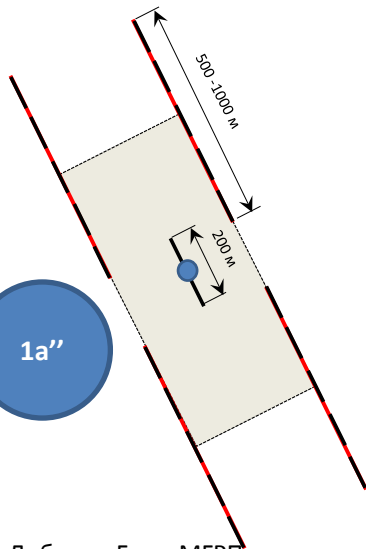
1a'

Доб. скв: ННС с ГРП.
Наг. скв: ННС с ГРП
Prod. well: Vertical with frac.
Inj. well: Vertical with frac.



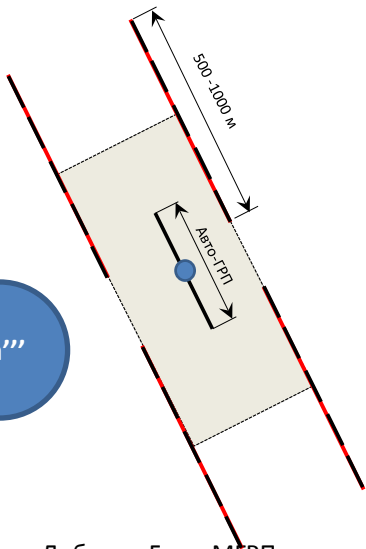
1a''

Доб. скв: Гор с МГРП.
Наг. скв: ННС с ГРП
Prod. well: Horizontal with mult. frac.
Inj. well: Vertical with frac.



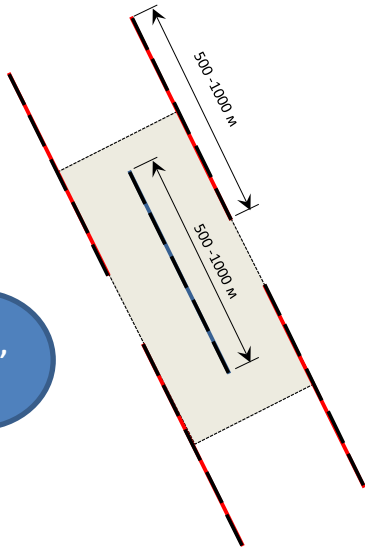
1a'''

Доб. скв: Гор с МГРП.
Наг. скв: ННС с ГРП (Авто ГРП)
Prod. well: Horizontal with mult. frac.
Inj. well: Vertical with auto frac.

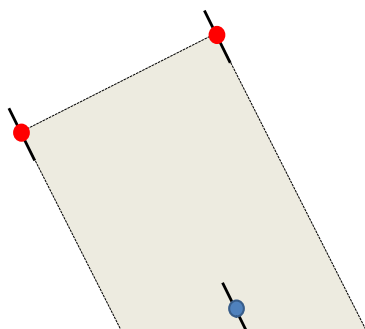
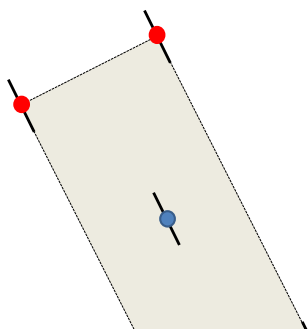
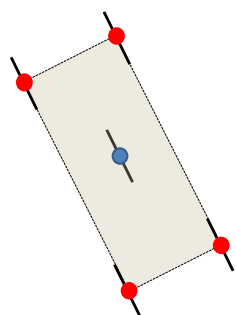


1a''''

Доб. скв: Гор с МГРП.
Наг. скв: : Гор с МГРП
Prod. well: Horizontal with mult. frac.
Inj. well: Horizontal with mult. frac.

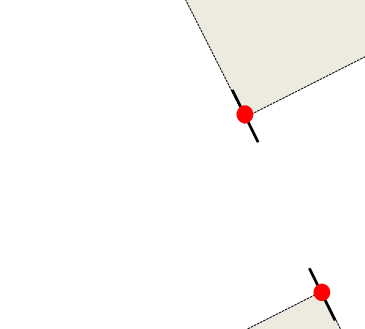
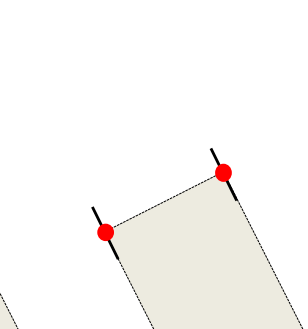
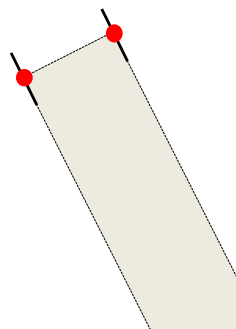


ВАРЬИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ (VARIABLE PARAMETERS)



Для всех систем и типов заканчивания варьировали площадь
For all types of well patterns and completion the well spacing was varied

$S = 4 \div 169$ Га/скв
Ha/well

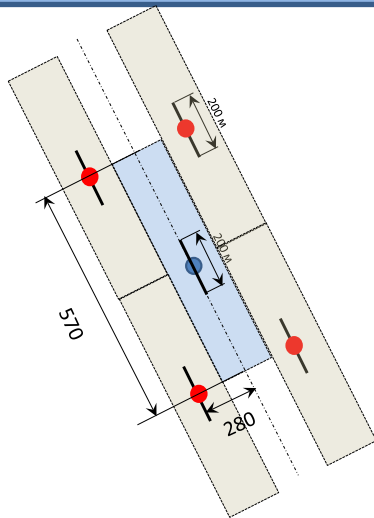


Для всех систем и типов заканчивания варьировали a/b
For all types of well patterns and completion the a/b parameter was varied

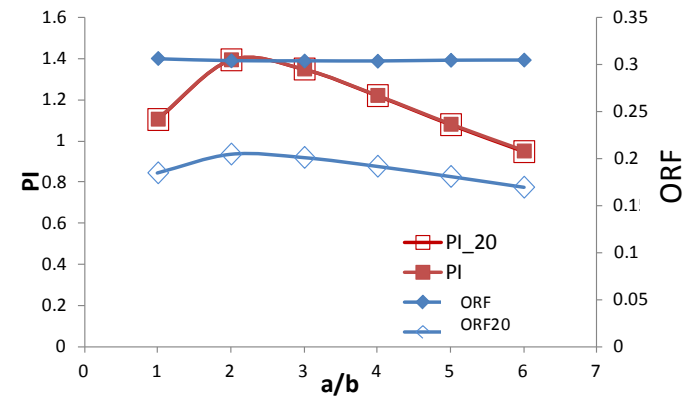
$a/b = 1 \div 10$

ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

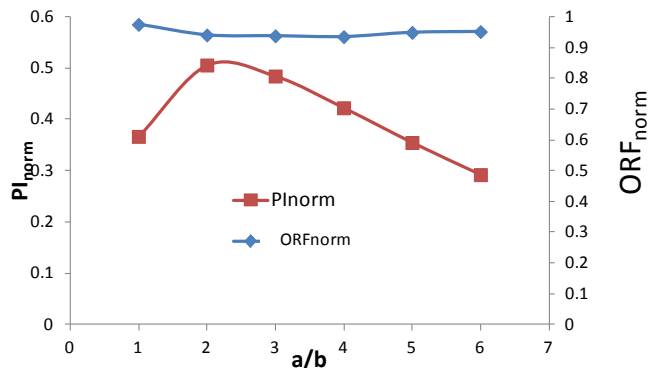
$$f_{onm} = MAX(\sqrt{PI_{norm} \cdot KIH_{norm}})$$



ПРИМЕР
Example

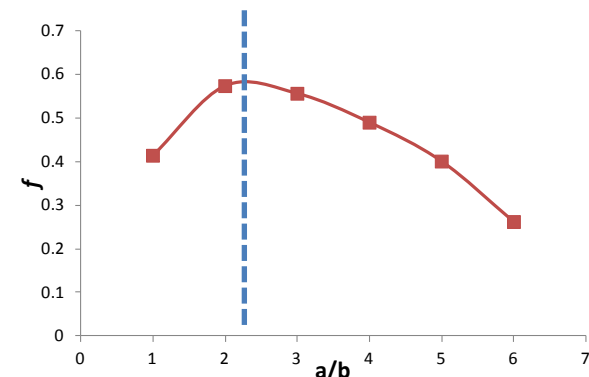


Five point well pattern of vertical wells with fractures at $A=16$ Ha/well.



Dependence of normalized PI and ORF on a/b

Dependence of PI and ORF on a / b

Dependence of f on a/b

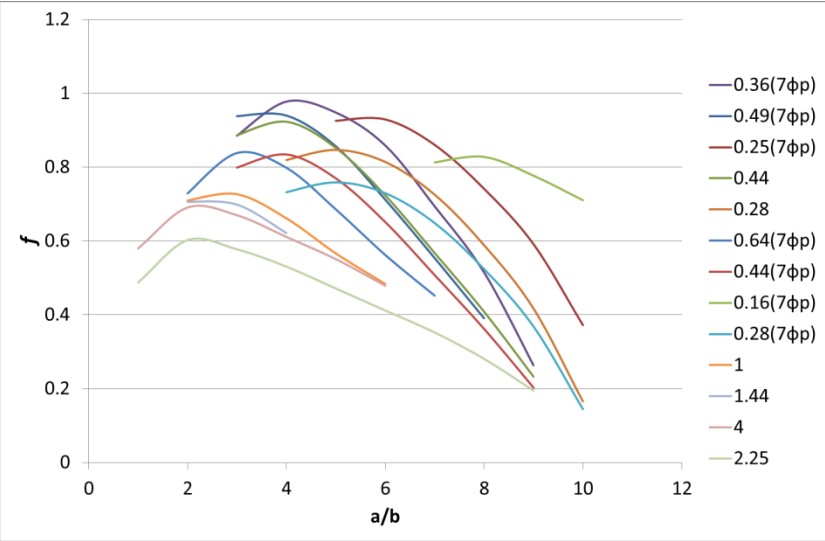
ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

Во всех случаях вариант со смещением 0.5 оказывается оптимальнее вариантов с нулевым смещением

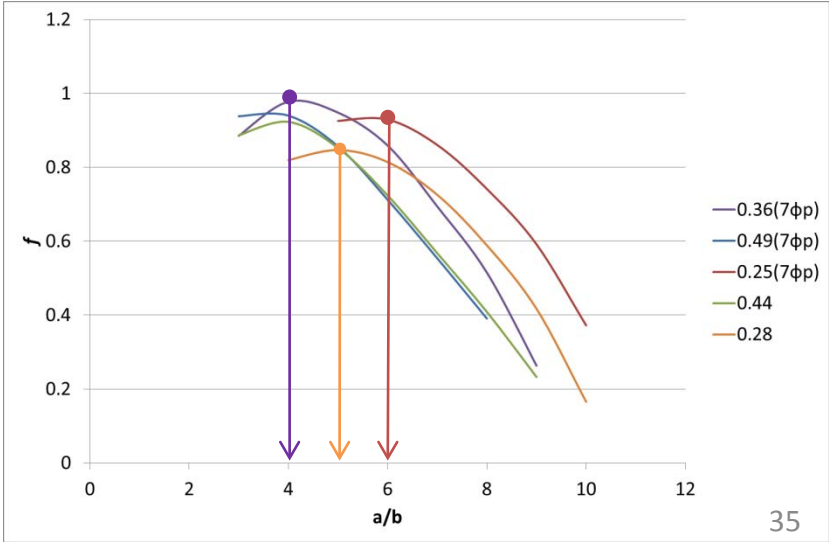
In all cases the option with a shift parameter 0.5 is better than the one with zero shift

A area per well, Ha/well	L length of horizontal well , m	A/L ²
16	1000	0,16
25	1000	0,25
16	750	0,28
36	1000	0,36
25	750	0,44
49	1000	0,49
16	500	0,64
25	1000	1
36	500	1,44
9	200 (fracture)	2,25
16	200 (fracture)	4

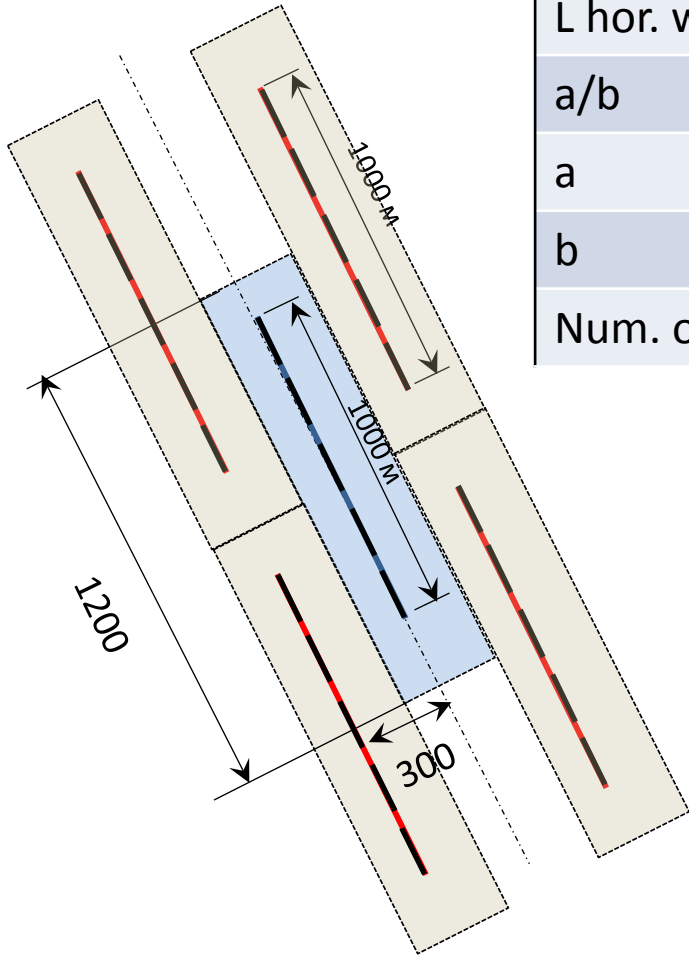
All variants



Top 5



ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN



Well pattern parameters		Economic parameters*	
A	36 Ha/well	PI_98%	2.072
L hor. well	1000 м	ORF_98%	0.3075
a/b	4	ORF20	0.237
a	1200м	PI20	2.065
b	300м		
Num. of frac.	7		

*ORF_98% - ORF when the water cut is 98%
ORF20 – ORF at 20 years since the beginning of the calculation. 36

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МЕТОДА ТОЧЕЧНЫХ
ИСТОЧНИКОВ ДЛЯ РАСЧЕТА
ДЕБИТОВ СКВАЖИН

EXAMPLE OF USING POINT
SOURCE METHOD FOR WELL
PRODUCTIVITY CALCULATION

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА (PROPOSED METHOD)

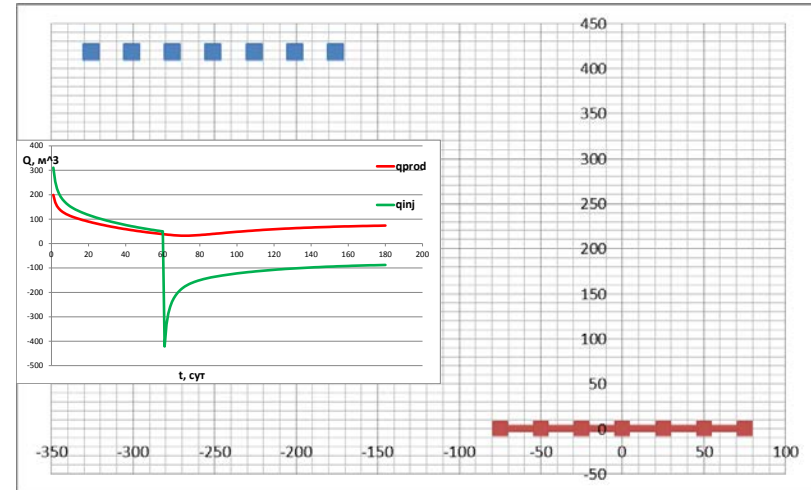
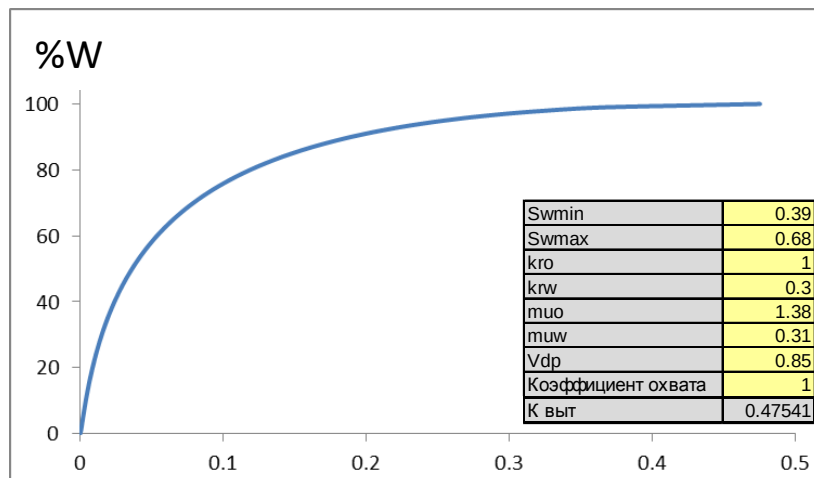
Step 1: input - physico-chemical and reservoir properties, well pattern geometry; output – unsteady flow fluid rate

Начальное пластовое давление	270	атм
Забойное давление на добывающей	70	атм
Забойное давление на нагнетательной	450	атм
Эффективная проницаемость пласта	0.6	мД
Эффективная мощность пласта	30	м

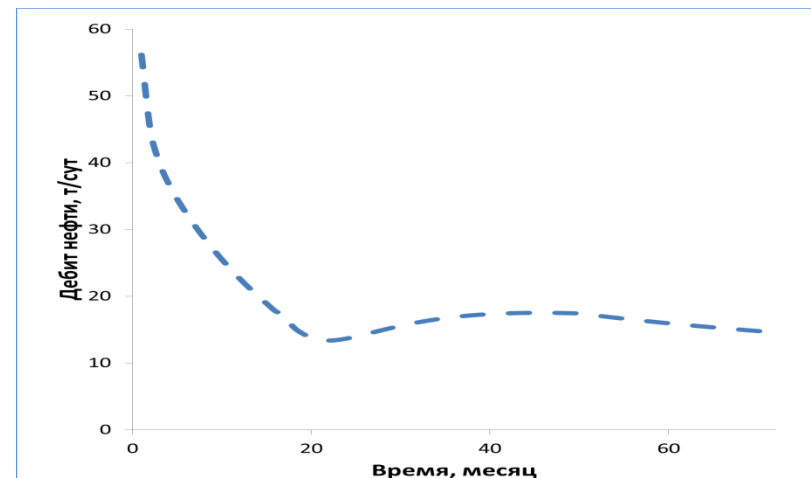
Вязкость	1.38	спз
Общая сжимаемость	0.00025	1/атм
Пористость	0.17	

Полудлина (трещины/ствола ГС) в добывающей скважине	75	м
Полудлина (трещины/ствола ГС) в нагнетательной скважине	75	м
Система разработ ки:	5	
Время работы нагнетательных скважин в отработке	470	сут

Step 2: calculating the displacement curve using Dykstra-Parsons coefficient

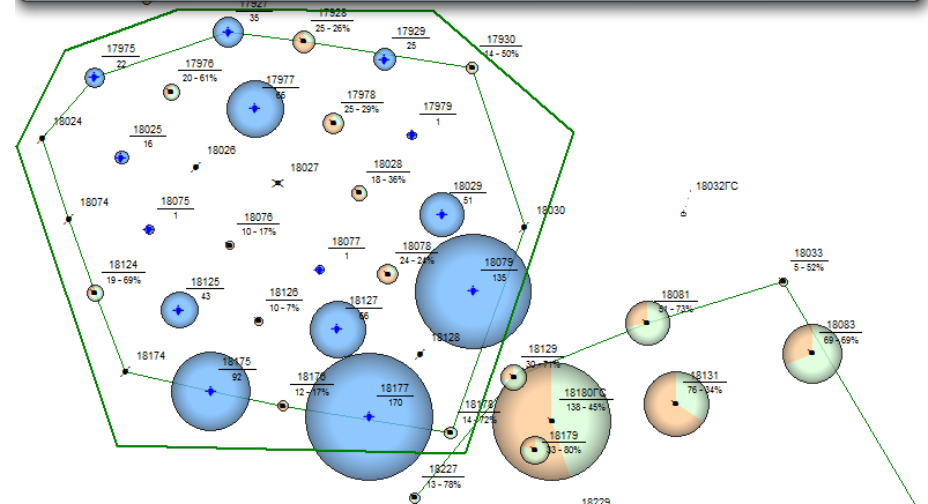
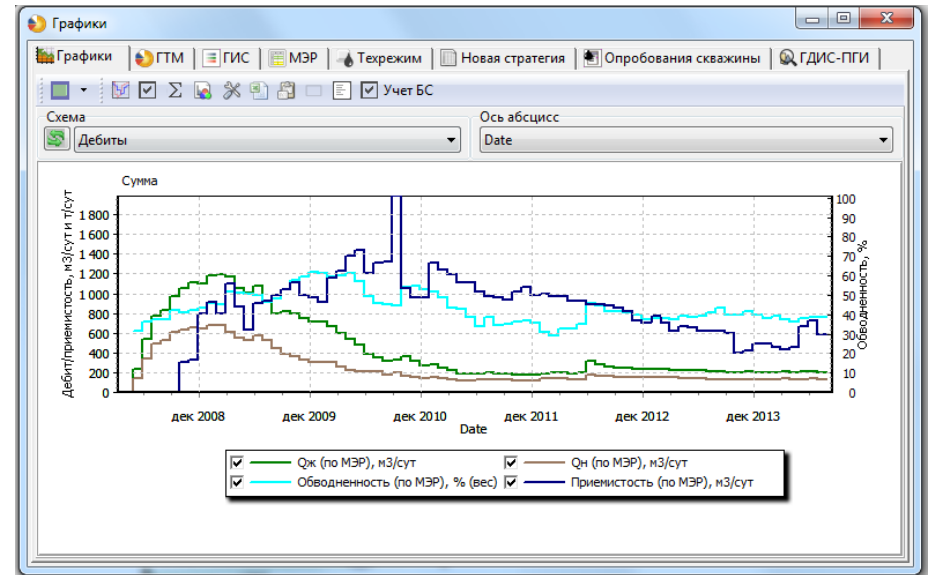
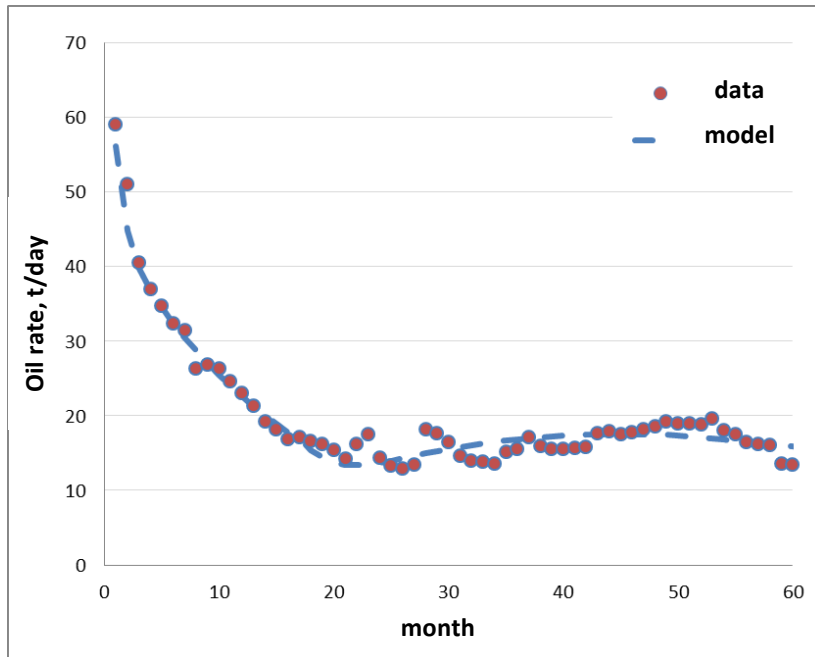


Step 3: calculating the oil rate using liquid rate and displacement curve



ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ (EXAMPLES)

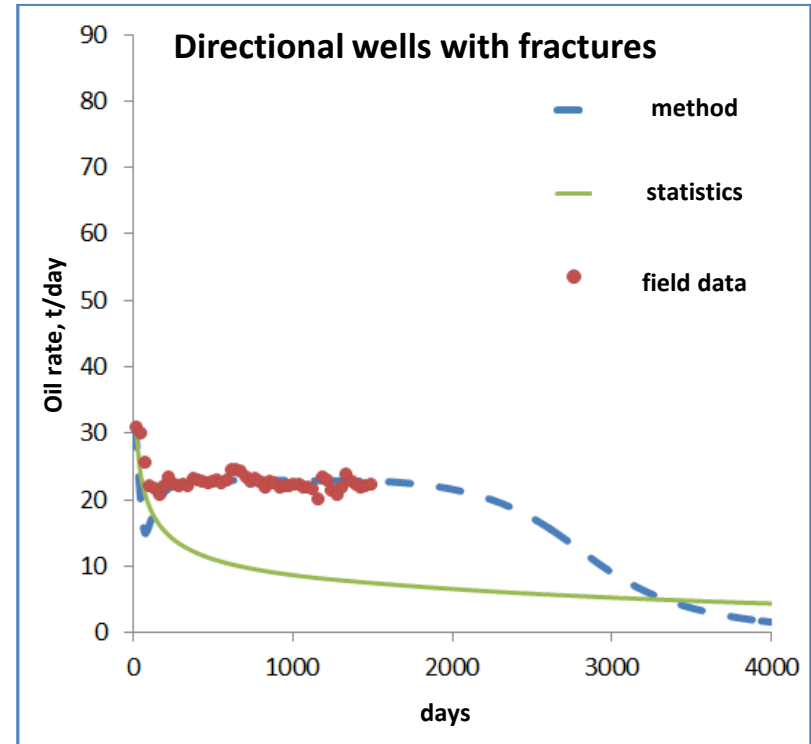
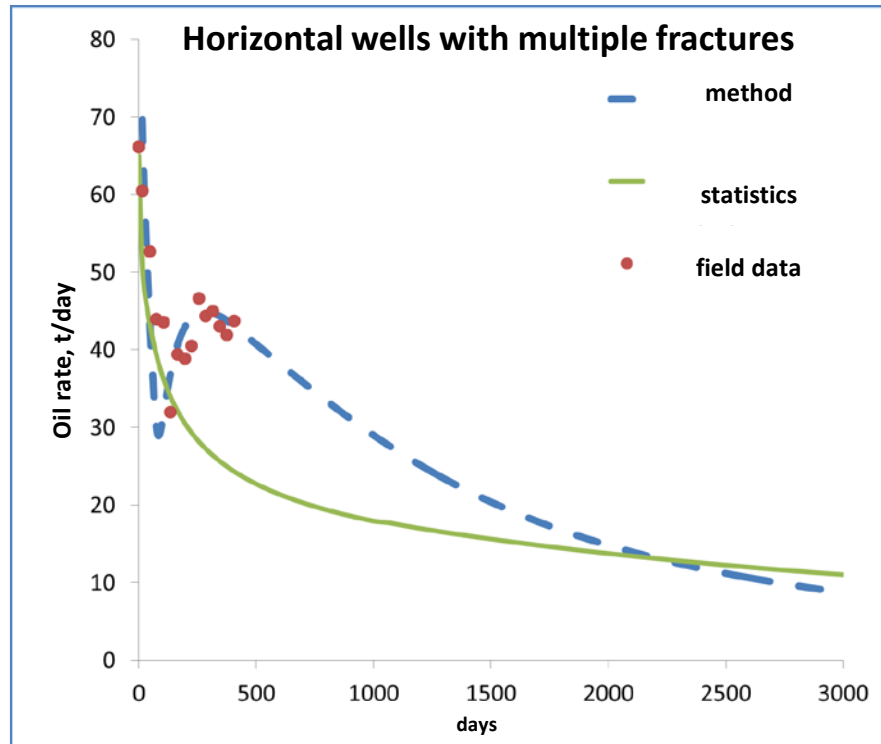
Priobskoe oilfield (Gazpromneft Khantos)



- Long history of development (up to 5 years) of the pad, drilled by the directional wells
- According to the actual history can clearly be seen to stabilize and increase oil production of the average well, which is very well described by the proposed model
- In adapting the model made linking the physical parameters (permeability, effective thickness, porosity, compressibility) is defined as falling on the unsteady flow rate mode and wells reaction on the implementation of water-injection system

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ (EXAMPLES)

Kraynee oilfield (Gazpromneft Muravlenko)



- На Крайнем месторождении (относительно высокая проницаемость) реакция на ППД в виде стабилизации и роста дебита нефти начинается уже с **5-6 месяца** работы скважин
- Использование статистического тренда по начальной истории работы скважин приводит к катастрофическому занижению извлекаемых запасов
- Предложенная модель позволяет с высокой степенью достоверности описать **фактическое** поведение дебита нефти в системе разработки

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. CONCLUSION

➤ Аналитические и полуаналитические методы не потеряли своей актуальности при решении инженерных задач, даже несмотря на бурный рост производительности вычислительной техники и, в связи с этим, численных методов.

➤ Аналитические методы также могут быть использованы в качестве предварительных инструментов снижения размерности пространства параметров при выборе оптимальных технологических решений посредством трехмерного гидродинамического моделирования .

➤ При решении задач интегрированного проектирования (пласт, скважина, поверхностное обустройство) в настоящее время целесообразно использовать полуаналитические модели, которые позволяют существенно снизить время расчетов.

➤ Analytical and semi-analytical methods have not lost their applicability when solving engineering problems even though calculation tools gained greatly in their capacity and productivity leading to advancement of numerical methods.

➤ Analytical methods can also be used as preliminary tools to reduce the dimension of parameter space when selecting optimum technological solutions by means of 3D hydrodynamic simulation.

➤ It is currently reasonable to apply semi-analytical models when solving the problems of integrated design (reservoir, well, surface structure) as they greatly reduce the calculation time.

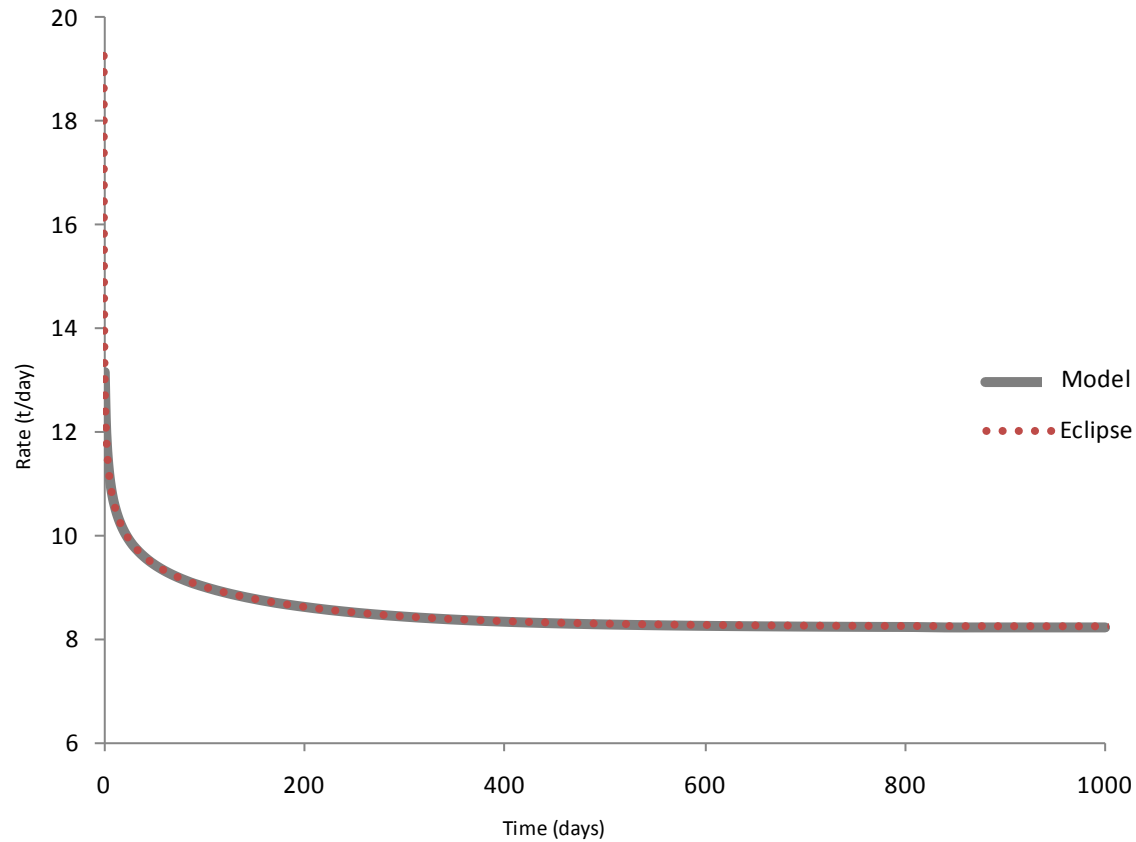
Авторы выражают огромную благодарность М.М. Хасанову, Р.К. Мухамедшину, И.Ф. Хатмуллину за их великолепные идеи и ценные обсуждения.

The authors express deep gratitude to Mr. M.Khasanov, Mr. R.Mukhamedshin, Mr. I.Khatmullin for their great ideas and valuable discussions.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СЛАЙДЫ

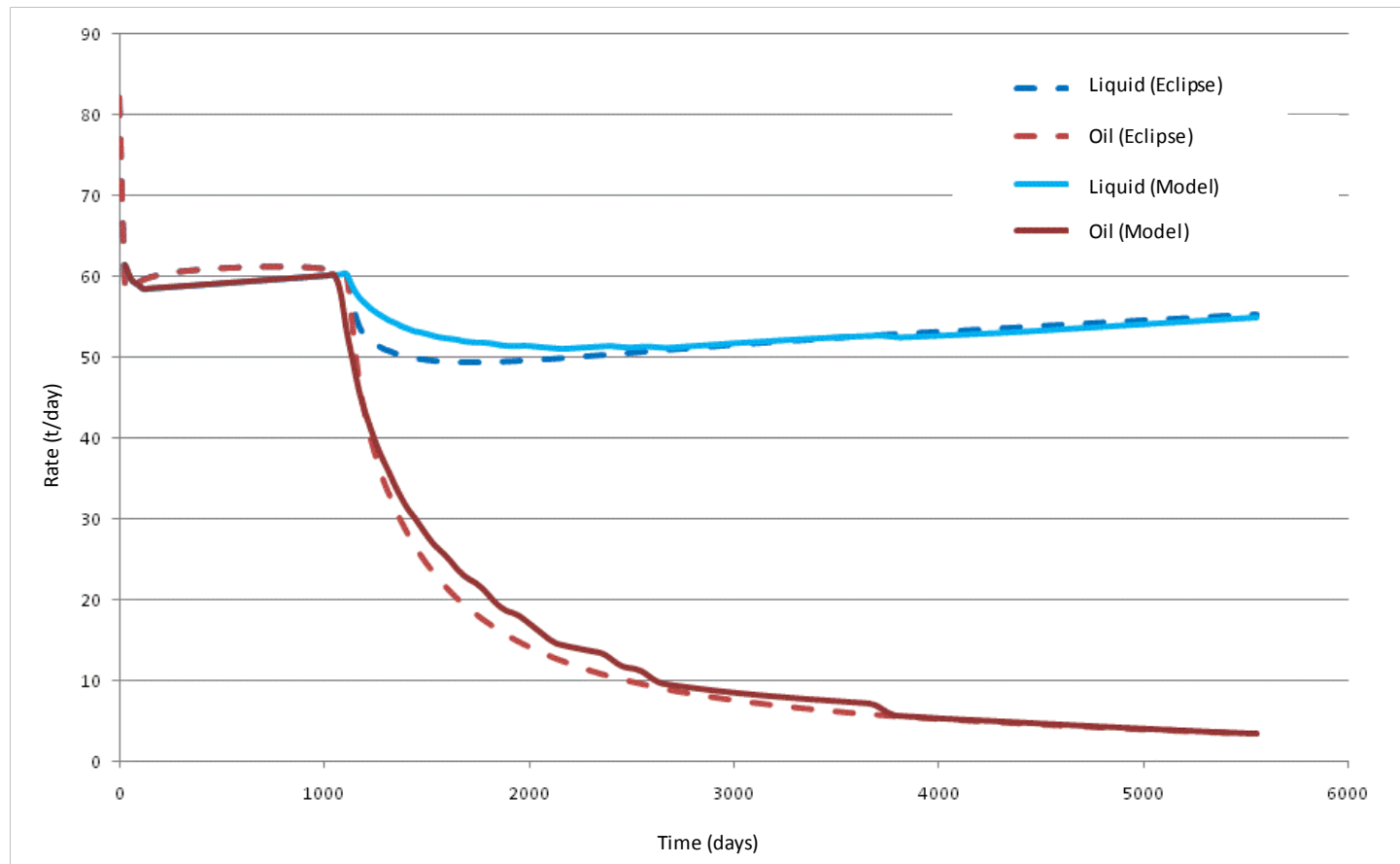
ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

СРАВНЕНИЕ С ECLIPSE . «ОДНОФАЗНЫЙ НЕСТАЦИОНАР»



ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

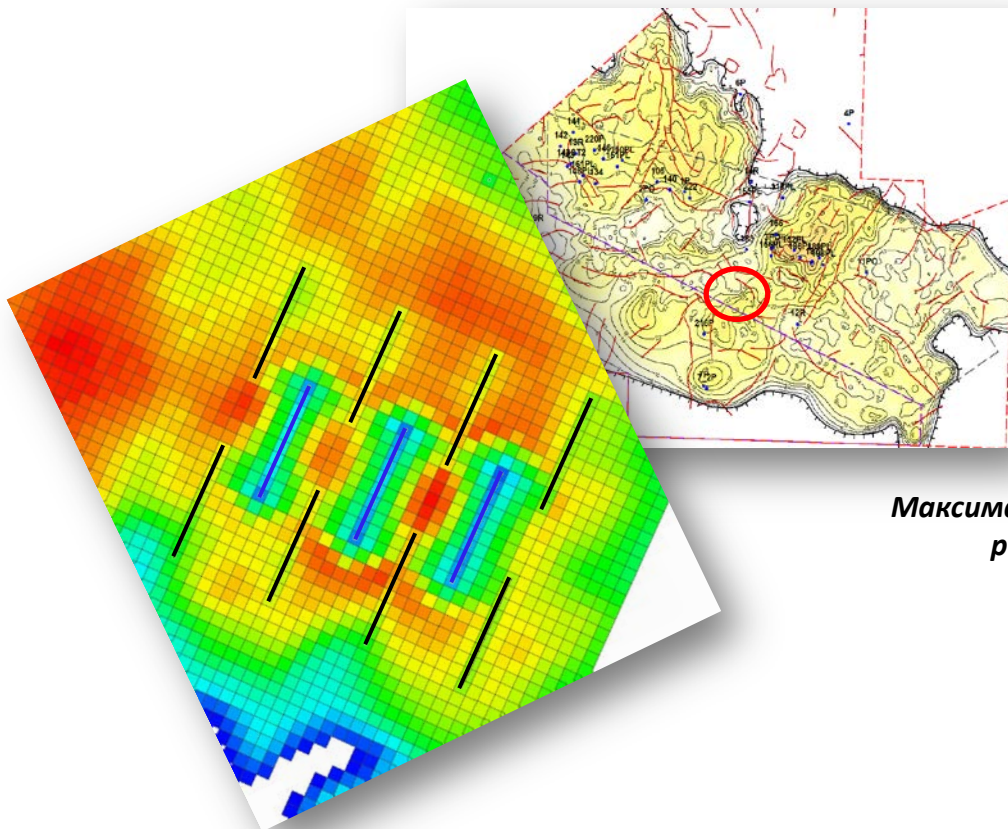
СРАВНЕНИЕ С ECLIPSE . «ДВУХФАЗНЫЙ НЕСТАЦИОНАР»



МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

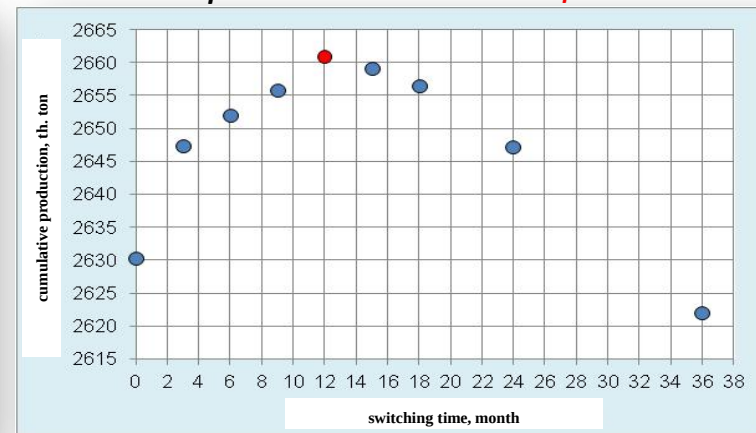
Оптимальное время отработки нагнетательных скважин
Optimum injection wells operation period as producers

Сектор проведения расчетов:

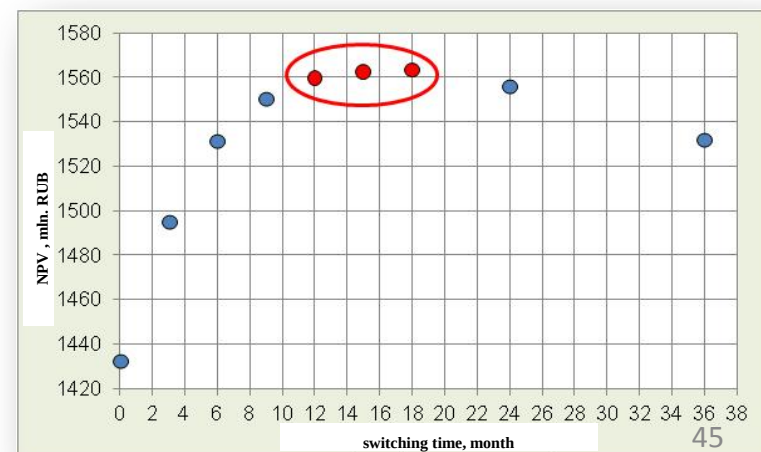


- Длительность расчета – 15 лет
- Длина ГС с МСГРП – 1000 м
- Расстояние между рядами – 420 м
- Расстояние между скважинами – 480 м

Максимальной добычей нефти характеризуется вариант с длительностью работы нагнетательной скважины в режиме добычи **12 месяцев**



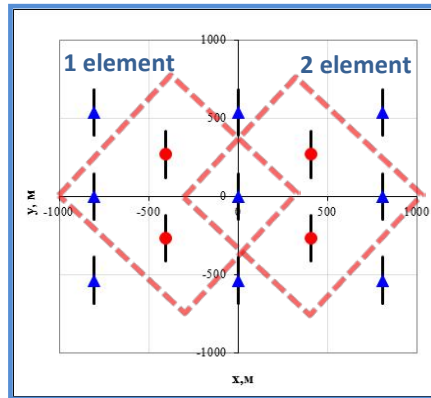
Максимальным NPV характеризуются варианты с длительностью работы нагнетательной скважины в режиме добычи **12, 15 и 18 месяцев**



МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальное время отработки нагнетательных скважин

Рядная схема размещения

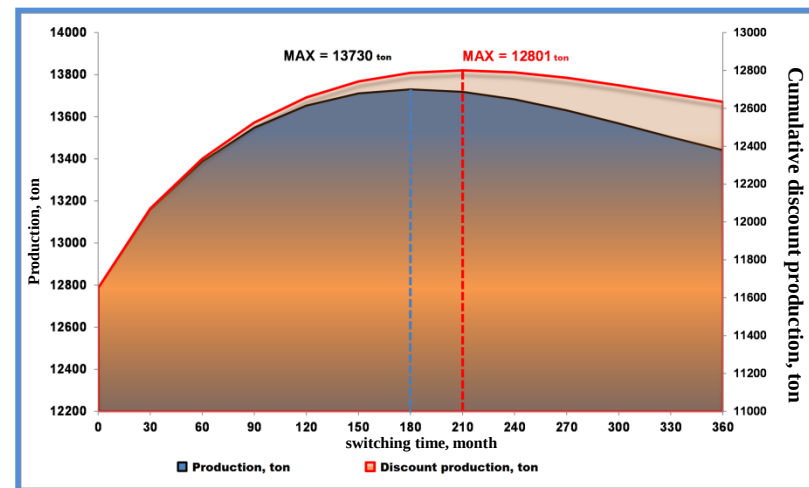


Расчет ведется по **одному элементу системы, две добывающие скважины и две нагнетательные.**

**Срок расчета – 600 суток,
Шаг выбора времени отработки – 30 суток.**

Результат расчета – графики изменения накопленной добычи нефти в зависимости от срока отработки нагнетательных скважин

График изменения накопленной добычи нефти, с дисконтированием и без дисконтирования



Оптимальные сроки отработки нагнетательных скважин на нефть:

По максимальной накопленной добычи без учета ставки дисконта – **6 месяцев (180 суток)**

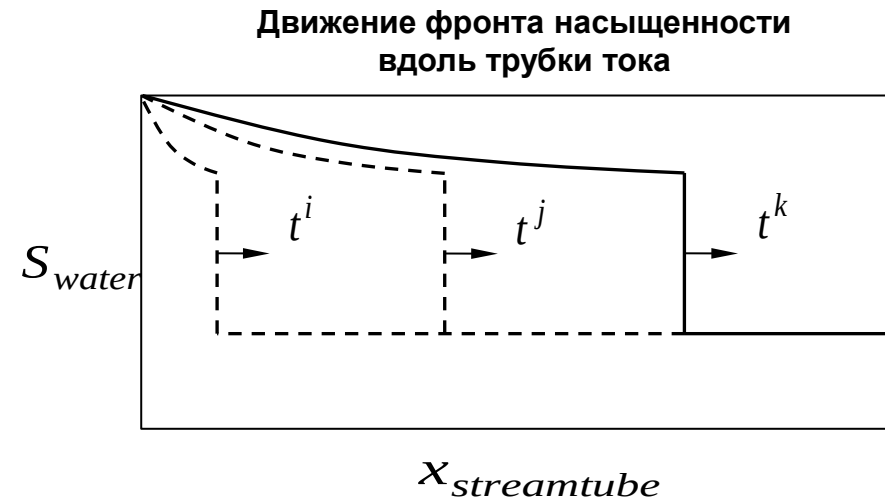
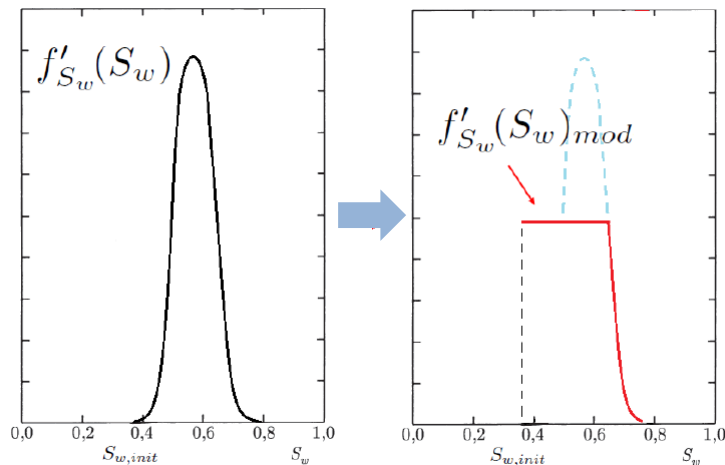
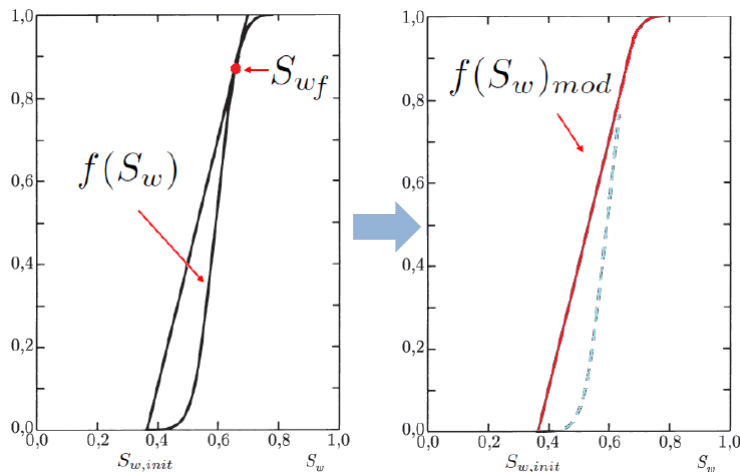
По максимальной накопленной добычи с учетом ставки дисконта – **7 месяцев (210 суток)**

ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Фильтрация вдоль трубок тока

$$\left(\frac{dx}{dt} \right)_{S^*} \sim f'_{S_{water}}(S^*)$$

Не допустимо движение разных значений насыщенности с одной скоростью.
Необходимо модифицировать функцию Баклея-Лeverетта.



ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Зависимости коэффициента охвата от длины трубок тока

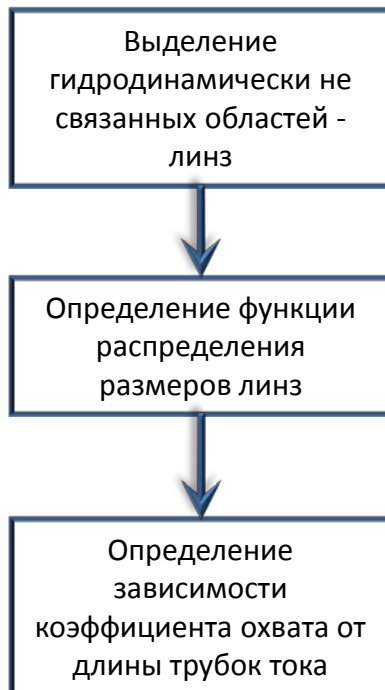
ПРОБЛЕММА:

При расчете на однородном по литологии пласте КИН будет примерно равен коэффициенту вытеснения. А этого никогда не наблюдается на практике даже в пределах разбуренных участков.

ЗАДАЧА:

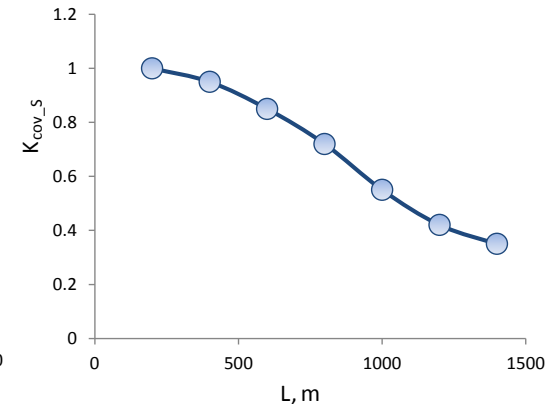
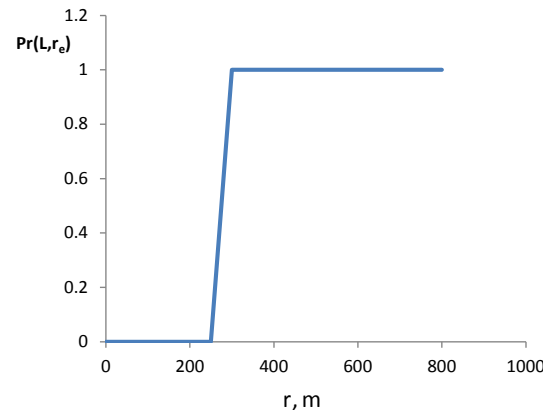
Учесть коэффициент охвата сеткой скважин

Схема расчета зависимости коэффициента охвата от длины трубок тока



$$k_{cov_S} = \int_0^{\infty} f(r) \cdot \Pr(L, r) \cdot \pi^2 \cdot H(r) dr$$

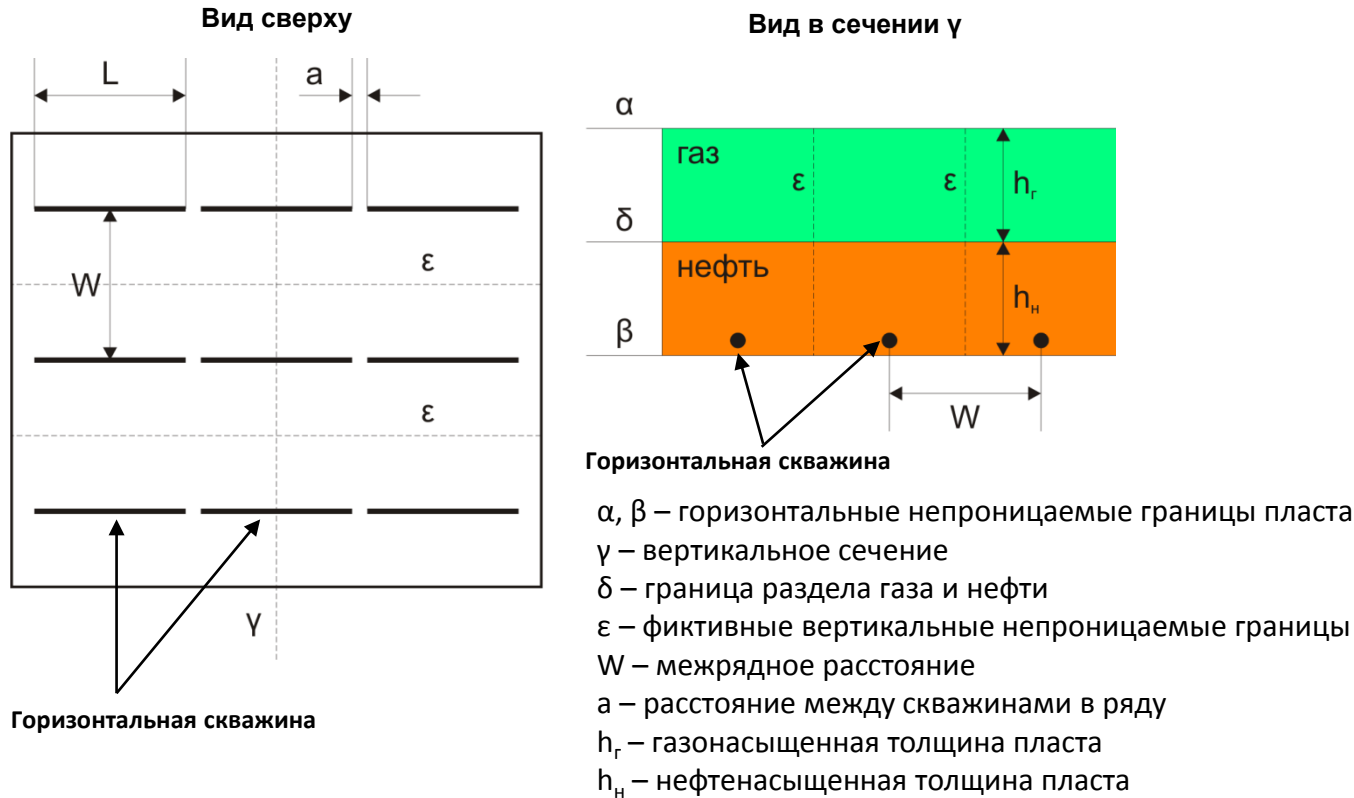
$$\Pr(L, r) = \begin{cases} 0; & 2r / L < 1 \\ 1; & 2r / L \geq 1 \end{cases}$$



Зависимость коэффициента охвата от длины трубок тока используется при расчёте двухфазной фильтрации. Коэффициент охвата является множителем на толщину каждой трубки тока в зависимости от длинны.

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

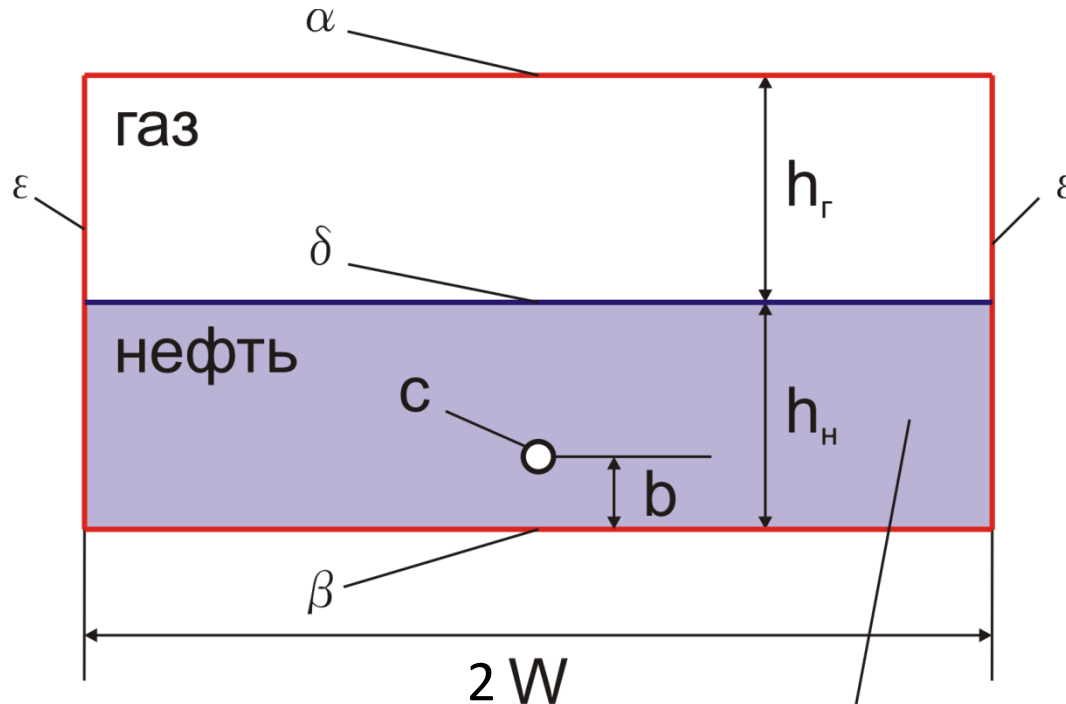


- Рассматривается случай $a \ll L$, поэтому решается двумерная (сечение γ) задача
- Горизонтальная скважина: цилиндрическая поверхность с постоянным давлением

Задача: определить значение расхода нефти (продуктивность) через горизонтальную скважину при заданных параметрах нефтяного пласта, давлении на скважине, давлении на границе раздела газа и нефти в начальный момент времени (при недеформированной границе раздела)

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне



Область решения задачи

Уравнение Лапласа:

$$k_x \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + k_z \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = 0$$

Граница α, β :

$$\frac{\partial \varphi}{\partial z} = 0$$

Граница δ :

$$\varphi = \text{const}$$

Граница ϵ :

$$\frac{\partial \varphi}{\partial x} = 0$$

Скважина (граница c):

$$\varphi = \text{const}$$

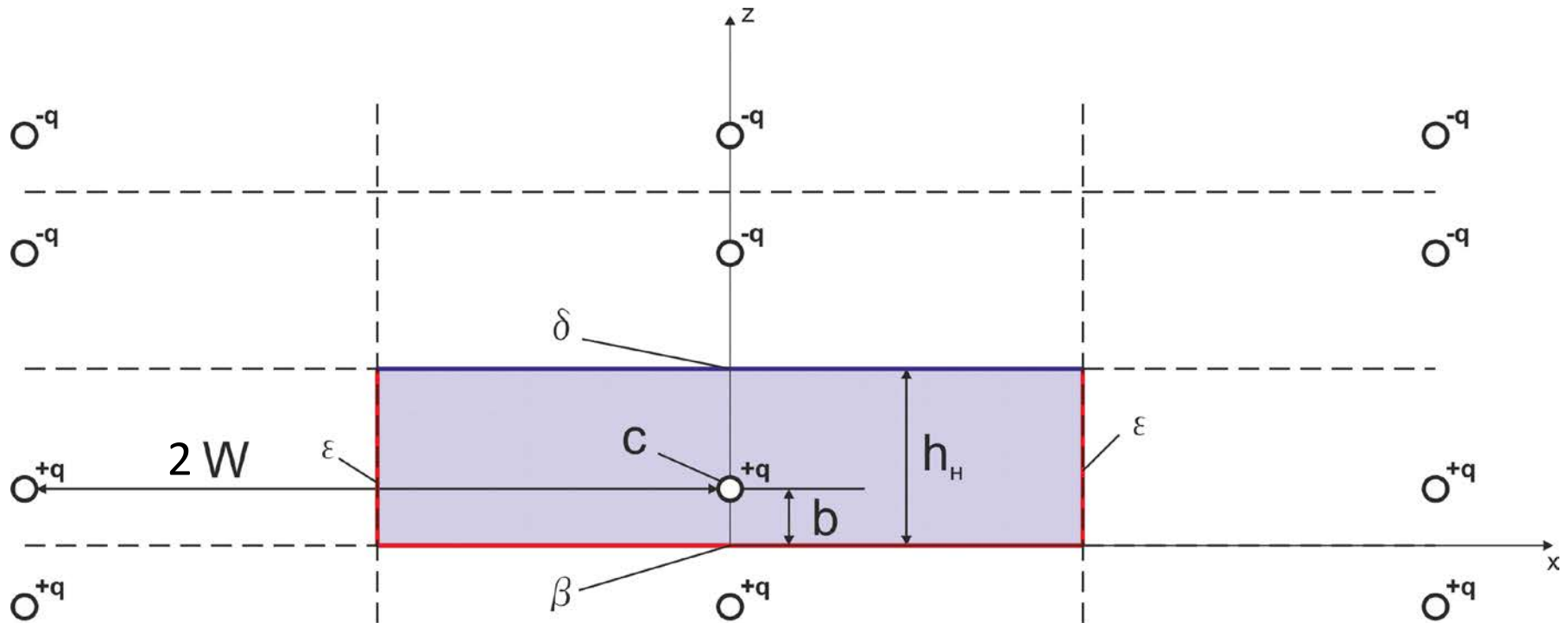
Допущения:

- Фильтрационное сопротивление при движении газа пренебрежимо мало
- Рассматривается установившееся движение нефти к скважине, т.е. после достижения упругим возмущением давления границ фильтрации смещение границы раздела нефть-газ от начального положения пренебрежимо мало

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

Для нахождения распределения фильтрационного потенциала, удовлетворяющего граничным условиям, используется метод фиктивных источников и стоков

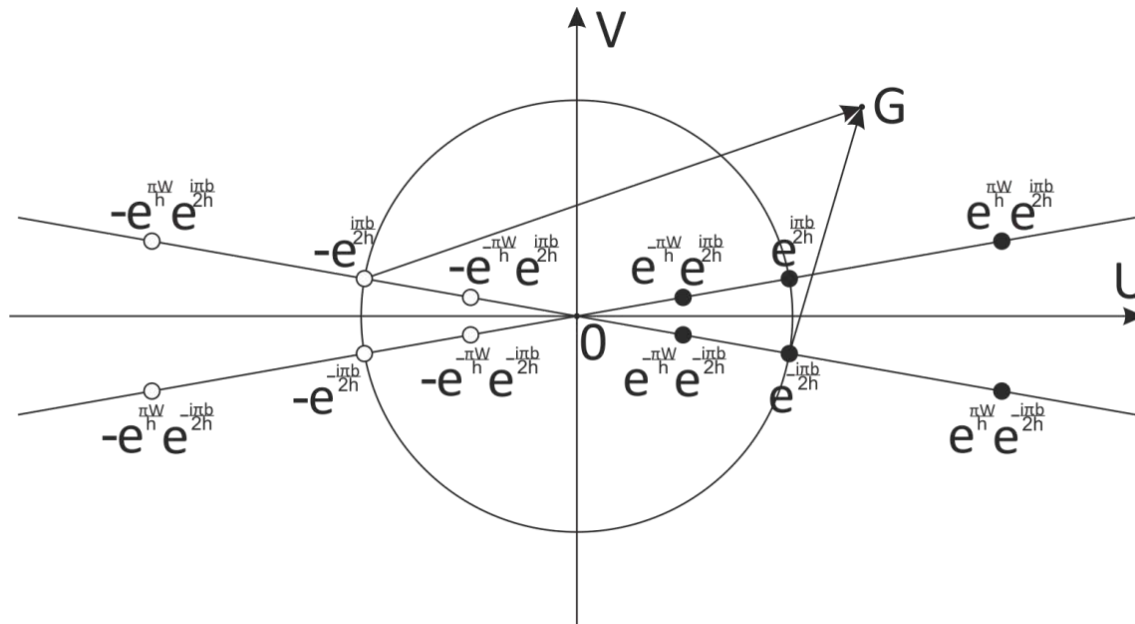


МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

Конформное преобразование:

$$G = U + iV = e^{\frac{\pi \hat{z}}{2h}} = e^{\frac{\pi(x+iy)}{2h}} \quad \hat{z} = x + iz \quad F = \Phi + i\Psi$$



q – продуктивность скважины, $\text{м}^3/\text{с}$

L – длина горизонтальной скважины

k – коэффициент проницаемости пласта

Комплексный потенциал в плоскости преобразования:

$$F = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G - e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{i\frac{\pi b}{2h}}) - \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G + e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{i\frac{\pi b}{2h}}) + \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G - e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{-i\frac{\pi b}{2h}}) - \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G + e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{-i\frac{\pi b}{2h}}) \right] + C$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

Комплексный потенциал в плоскости преобразования:

$$F = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G - e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{i\frac{\pi b}{2h}}) - \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G + e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{i\frac{\pi b}{2h}}) + \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G - e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{-i\frac{\pi b}{2h}}) - \sum_{-\infty < j < \infty} \ln(G + e^{j\frac{\pi W}{h}} e^{-i\frac{\pi b}{2h}}) \right] + C$$
$$F = \frac{q\mu}{2\pi kL} \sum_j \left[\ln \left(\frac{\operatorname{sh} \frac{\pi}{2h} (x - 2jW) - i \sin \frac{\pi}{2h} (z + b)}{\operatorname{ch} \frac{\pi}{2h} (x - 2jW) + \cos \frac{\pi}{2h} (z + b)} \right) + \ln \left(\frac{\operatorname{sh} \frac{\pi}{2h} (x - 2jW) - i \sin \frac{\pi}{2h} (z - b)}{\operatorname{ch} \frac{\pi}{2h} (x - 2jW) + \cos \frac{\pi}{2h} (z - b)} \right) \right] + C$$

Замены переменных:

Для случая вертикально анизотропного по коэффициенту проницаемости пласта:

$$\alpha_j = \frac{\pi}{2h} (x - 2jW) \quad \beta = \frac{\pi z}{2h} \quad \gamma = \frac{\pi b}{2h} \quad k \rightarrow \sqrt{k_x k_z} \quad z \rightarrow z \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \quad h \rightarrow h \sqrt{\frac{k_x}{k_z}}$$

Действительная часть потенциала:

$$\Phi = \frac{q\mu}{4\pi kL} \sum_j \left[\ln \left(\frac{\operatorname{sh}^2 \alpha_j + \sin^2(\beta + \gamma)}{(\operatorname{ch} \alpha_j + \cos(\beta + \gamma))^2} \right) + \ln \left(\frac{\operatorname{sh}^2 \alpha_j + \sin^2(\beta - \gamma)}{(\operatorname{ch} \alpha_j + \cos(\beta - \gamma))^2} \right) \right] + C$$
$$\Phi = \frac{q\mu}{4\pi kL} \sum_j \left[\ln \left(\frac{\operatorname{ch} \alpha_j - \cos(\beta + \gamma)}{\operatorname{ch} \alpha_j + \cos(\beta + \gamma)} \right) + \ln \left(\frac{\operatorname{ch} \alpha_j - \cos(\beta - \gamma)}{\operatorname{ch} \alpha_j + \cos(\beta - \gamma)} \right) \right] + C$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

Потенциал на стенке скважины:

$$x^2 + (y - b)^2 = r_w^2 \quad \alpha_0^2 + \beta_1^2 = \left(\frac{\pi}{2h}\right)^2 r_w^2 \quad \beta_1 = \beta - \gamma$$

$r_w \ll h, x \ll h$:

$$\cosh \alpha_0 = 1 + \frac{\alpha_0^2}{2} \quad \cos \beta = 1 - \frac{\beta^2}{2}$$

$$\Phi_w = \frac{q\mu}{4\pi k_z L} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ \ln \left[\frac{\left(\frac{\alpha_0^2}{2} + \frac{\beta^2}{2}\right)^2 + \left[2\left(1 + \frac{\alpha_0^2}{2}\right)\left(1 - \frac{\beta^2}{2}\right) - 1 - \cos \gamma\right] \cdot (1 - \cos \gamma)}{\left(2 + \frac{\alpha_0^2}{2} - \frac{\beta^2}{2}\right)^2 - \left[2\left(1 + \frac{\alpha_0^2}{2}\right)\left(1 - \frac{\beta^2}{2}\right) + 1 + \cos \gamma\right] \cdot (1 - \cos \gamma)} \right] \right. \\ \left. + 2 \sum_{j=1}^{\infty} \ln \left[\frac{\left(\cosh \frac{\pi W_j}{h} - \cos \beta\right)^2 + \left[2 \cosh \frac{\pi W_j}{h} \cos \beta - 1 - \cos \gamma\right] \cdot (1 - \cos \gamma)}{\left(\cosh \frac{\pi W_j}{h} + \cos \beta\right)^2 - \left[2 \cosh \frac{\pi W_j}{h} \cos \beta + 1 + \cos \gamma\right] \cdot (1 - \cos \gamma)} \right] \right\}$$

После преобразований (скважина вблизи подошвы пласта $\gamma \ll 1$):

$$\Phi_w = \frac{q\mu}{\pi \sqrt{k_x k_z} L} \left(\ln \left(\frac{\pi r_w}{4h} \right) + \ln \left(1 + \frac{4z_1 b}{r_w^2} + \frac{4b^2}{r_w^2} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} \ln \left(\tanh \left(\frac{\pi W_j}{2h} \right) \right) \right)$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оценка дебита ГС в подгазовой зоне

Потенциал на границе раздела непосредственно над скважиной ($z = h_H$):

$$\Phi_K = \frac{q\mu}{4\pi\sqrt{k_x k_z} L} \sum_{j=-\infty}^{\infty} \ln \left[\frac{\left(\cosh \frac{\pi W_j}{h} \right)^2 - \sin^2 \gamma}{\left(\cosh \frac{\pi W_j}{h} \right)^2 + \sin^2 \gamma} \right] \approx 0$$

Разность потенциалов между скважиной и границей раздела (депрессия):

$$\Delta\Phi = \Delta p = \frac{q\mu}{\pi\sqrt{k_x k_z} L} \left\{ \ln \left(\frac{\pi r_w}{4h} \right) + \ln \left(1 + \frac{4z_1 b}{r_w^2} + \frac{4b^2}{r_w^2} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} \ln \left(\tanh \left(\frac{\pi W_j}{2h} \right) \right) \right\}$$

$$\ln \left(\frac{\pi r_w}{4h} \right) + \ln \left(1 + \frac{4z_1 b}{r_w^2} + \frac{4b^2}{r_w^2} \right) \approx \ln \left(\frac{\pi r_w}{4h} \right) + \ln \left(1 + \frac{4b^2}{r_w^2} \right)$$

Продуктивность скважины:

$$q = \frac{\pi\sqrt{k_r k_z} L \Delta\Phi}{\mu \left[\ln \left(\frac{\pi r_w}{4h} \right) + \ln \left(1 + \frac{4(h-b)b}{r_w^2} + \frac{4b^2}{r_w^2} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} \ln \left(\tanh \left(\frac{\pi j W}{2h} \right) \right) \right]}$$