



SPE Moscow Section

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"

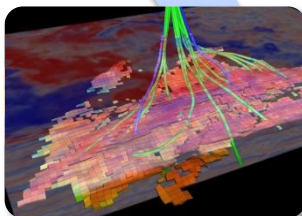
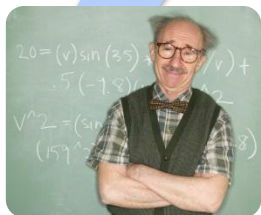
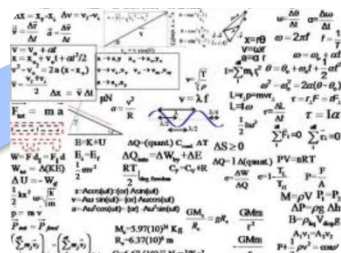
СОДЕРЖАНИЕ (CONTENT)

- Введение (**Introduction**)
- Метод точечных источников для расчета дебитов скважин (**Point source method for wells capacity calculation**)
 - Установившийся приток (**Steady-state flow**)
 - ❖ *Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами* (***Optimum approach to field development with horizontal wells***)
 - ❖ *Моделирование многозабойных скважин* (***Modeling of multilateral wells***)
 - Неуставившийся приток (**Unsteady-state flow**)
 - ❖ *Оптимизация времени отработки нагнетательных скважин* (***Optimization of injection wells operation period in production mode***)
- Инструмент моделирования различных систем разработки (**Modeling tools for various development systems**)
 - Метод трубок тока (**Streamlines technique**)
 - Экономические расчеты при выборе оптимальной системы (**Economic calculations by selection of optimum system**)
- Пример выбора оптимальной системы (**An example of optimum system 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:
 - мультидисциплинарность (multidisciplinary)
 - комплексность (complexity)
 - синергия теории и практики (synergy of theory and practice)
 - Инновационность (innovativeness)

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Что такое SciencEngineering? What is SciencEngineering?

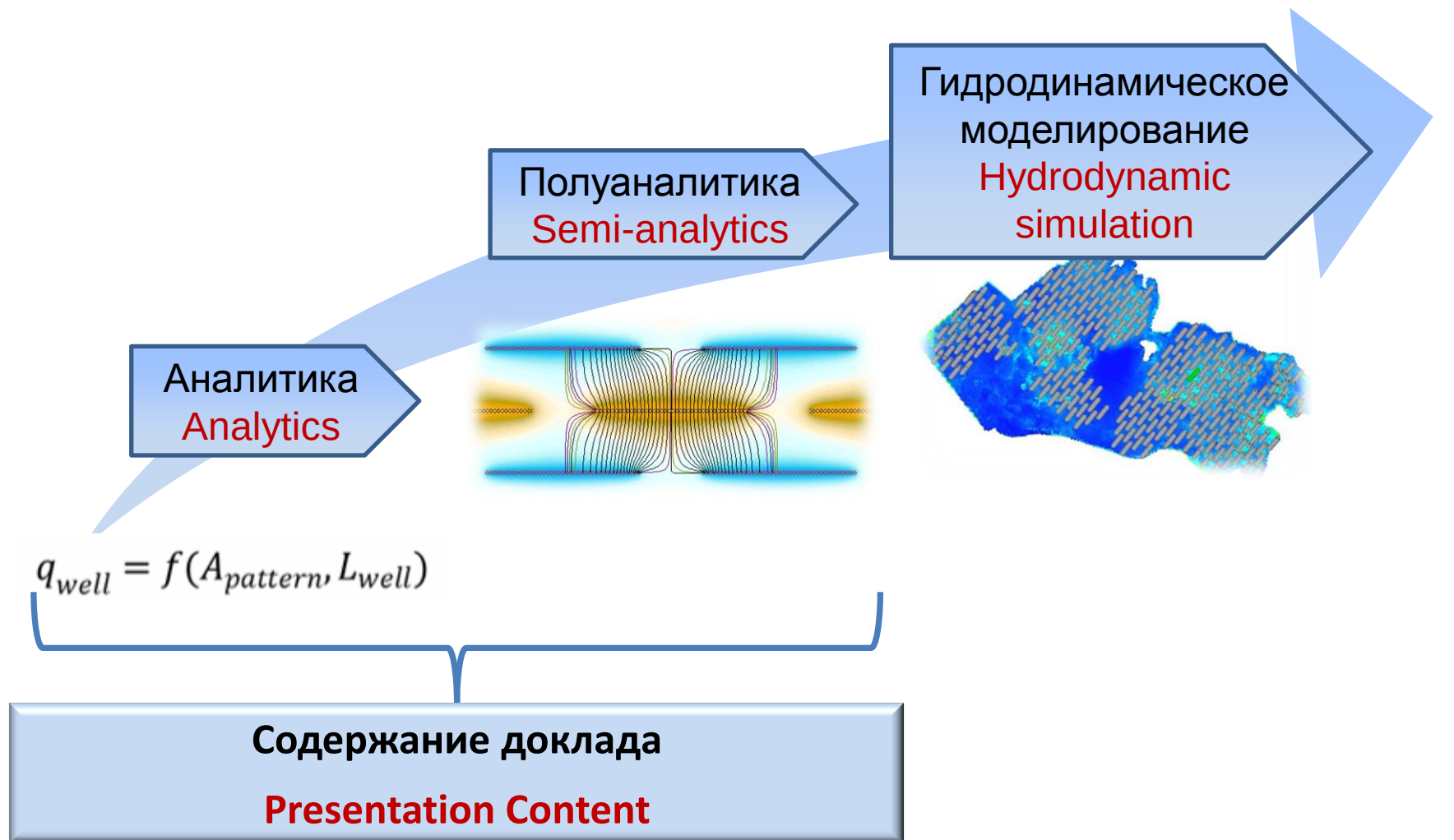
Engineering



SciencEngineering



ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

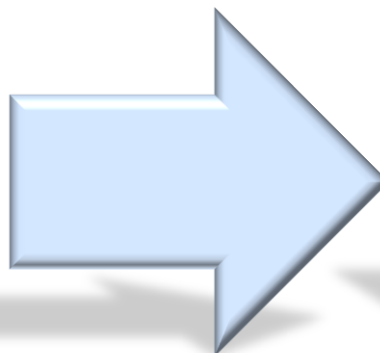
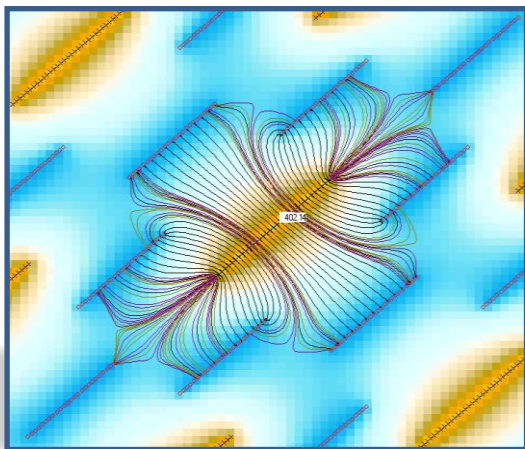


Для оптимизации системы разработки необходимо иметь все 3 уровня моделирования. Каждый следующий уровень уточняет предыдущий, уменьшает область поиска.

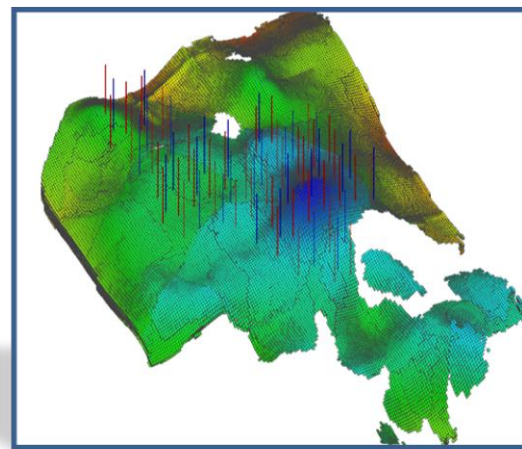
All the three levels of modeling are required for development system optimization. Every next level verifies the data obtained from the previous one and reduces the search area.

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

1D, 2D



3D



Параметры оптимизации

(Optimization parameters):

- Вид системы разработки (Well pattern)
- Деформация системы разработки (Deformation of development system)
- Способ заканчивания скважин (Method of wells completion)
- Время отработки нагнетательных скважин на нефть (Injection wells operation period as producers)

Параметры оптимизации

(Optimization parameters) :

- Порядок ввода скважин в добычу (Method of wells commissioning for production)
- Расположение каждой скважины по площади (Location of each well on the field)
- Проводка каждой скважины по пласту (Each well drilling in the bed)
- Режим работы каждой скважины (Each well operation mode)

ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

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

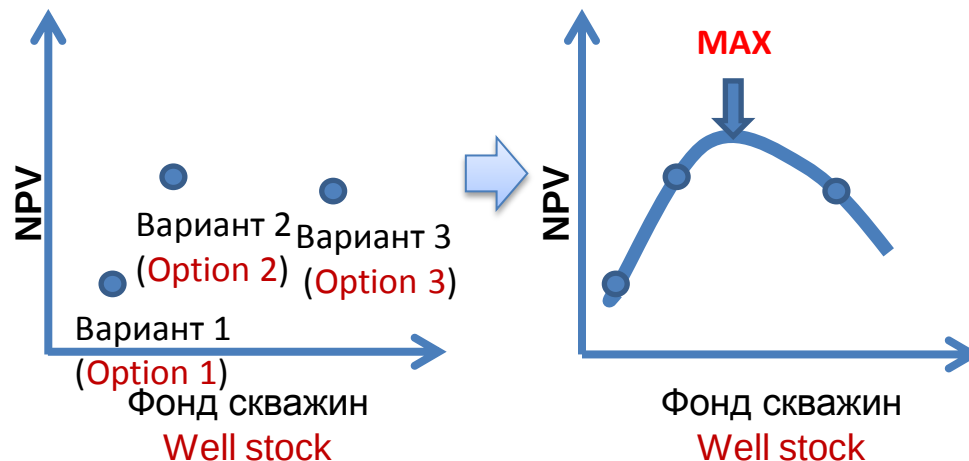
При рассмотрении ограниченного количества вариантов, есть риск принятия неоптимального решения.

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

Objective: selection of such development system that would maximize 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 constitute a Company's value it is reasonable to make "continuous" models that cover most possible options.



Пример (Example)

- Определение оптимальной длины горизонтальной скважины (Defining optimum length of a horizontal well)

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

- Выбор оптимальной плотности сетки скважин (Selecting optimum well pattern)

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

- Выбор оптимального профиля добычи (Selecting optimum production profile)

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

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

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ
ИСТОЧНИКОВ ДЛЯ РАСЧЕТА
ДЕБИТОВ СКВАЖИН
POINT SOURCE METHOD FOR
WELLS 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 fields modeling. This method, which in foreign literature is often defined as a method of fundamental solutions, is currently used primarily for solving the Laplace equation. However it can also be used for solving other equations of mathematical physics.)

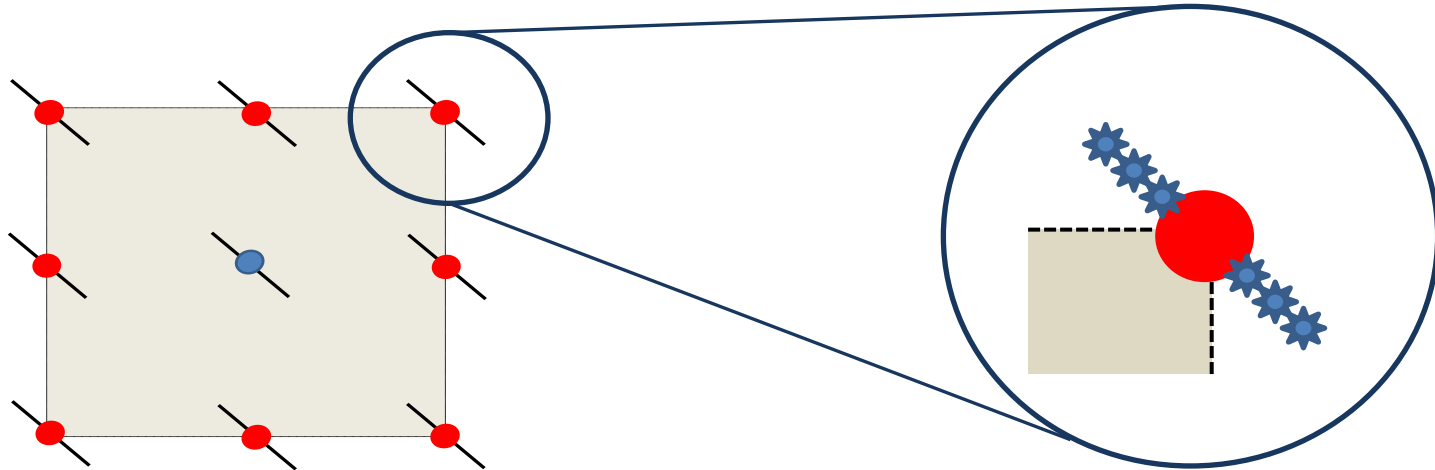
$$k_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0 \quad \text{Уравнение Лапласа} \\ \text{(Laplace equation)}$$

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

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

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 / stocks operating under constant pressure)

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

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

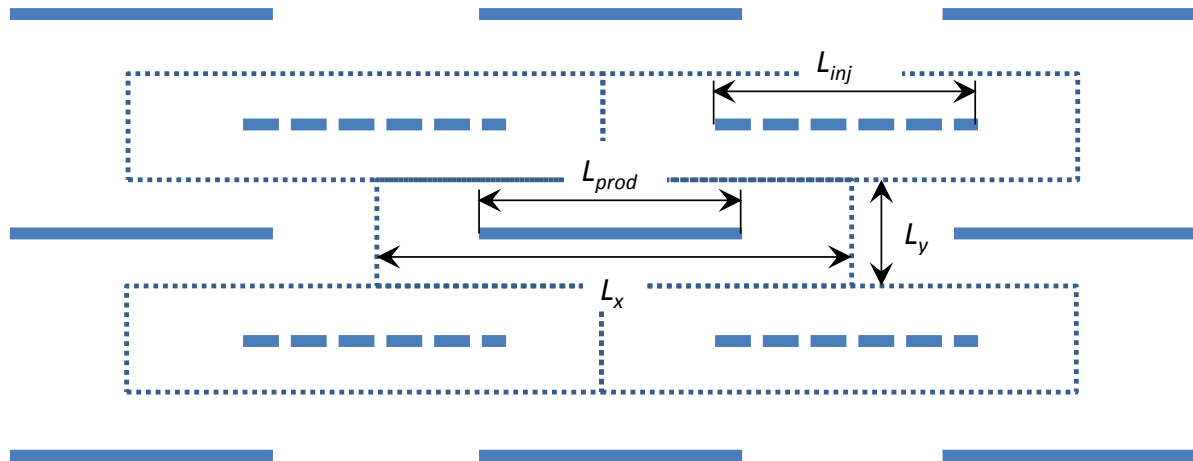
$$P_j - P_k = \frac{\mu q_j}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_{cj}} + \sum_{i \neq j} \frac{\mu q_i}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_{ij}}$$

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 separate wells.) 10

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами (Optimum development system with horizontal wells)



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

In-line development system with horizontal wells (solid lines show production wells, dotted lines show injection wells)

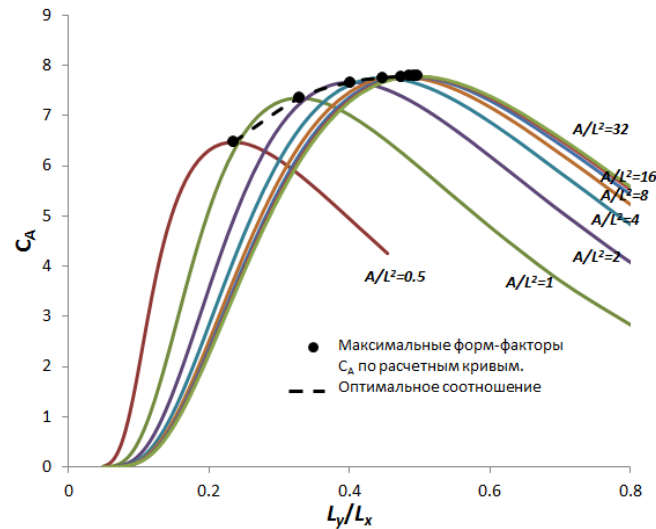
Дебит горизонтальной скважины:

Flow rate of a horizontal well:

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

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальная система разработки горизонтальными скважинами (Optimum development system with horizontal wells)



Зависимость форм-фактора от геометрии области дренирования
Shape-factor relation to 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 (Optimum development system with 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 optimum pattern of horizontal wells arrangement in an in-line development system and calculate these wells production rate if it is known that the area for each 1000m long well equals to 72 ha, bottom hole pressure of production wells is 100 atm 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):

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

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

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

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

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

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Неустановившийся режим Unsteady-state flow

Уравнение для распределения давления имеет вид (Equation of pressure distribution is as follows):

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

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:
Initial and boundary conditions are as follows:

$$P(r, 0) = P(\infty, t) = P_0$$

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

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

The problem of calculation of a fluid flow at constant bottom hole pressure comes down to defining the function $q(t)$ from integral equation:

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

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 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 fracturing at all the equation system which allows defining all wells productivity dynamics consequently in time looks as follows:

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

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 the equation system must be supplemented with additional equation system to calculate bottom hole pressure rates at sources that simulate the fractures:

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

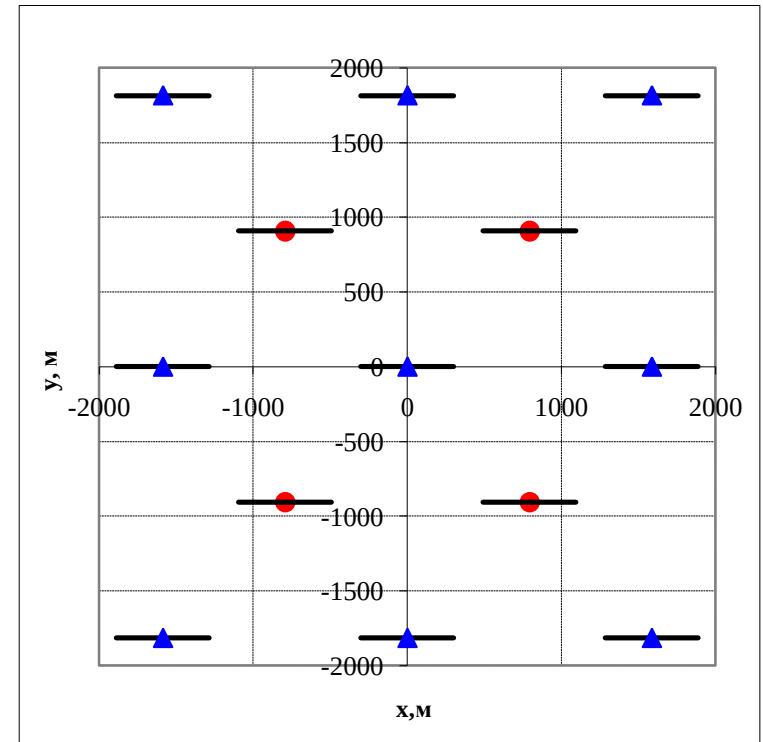
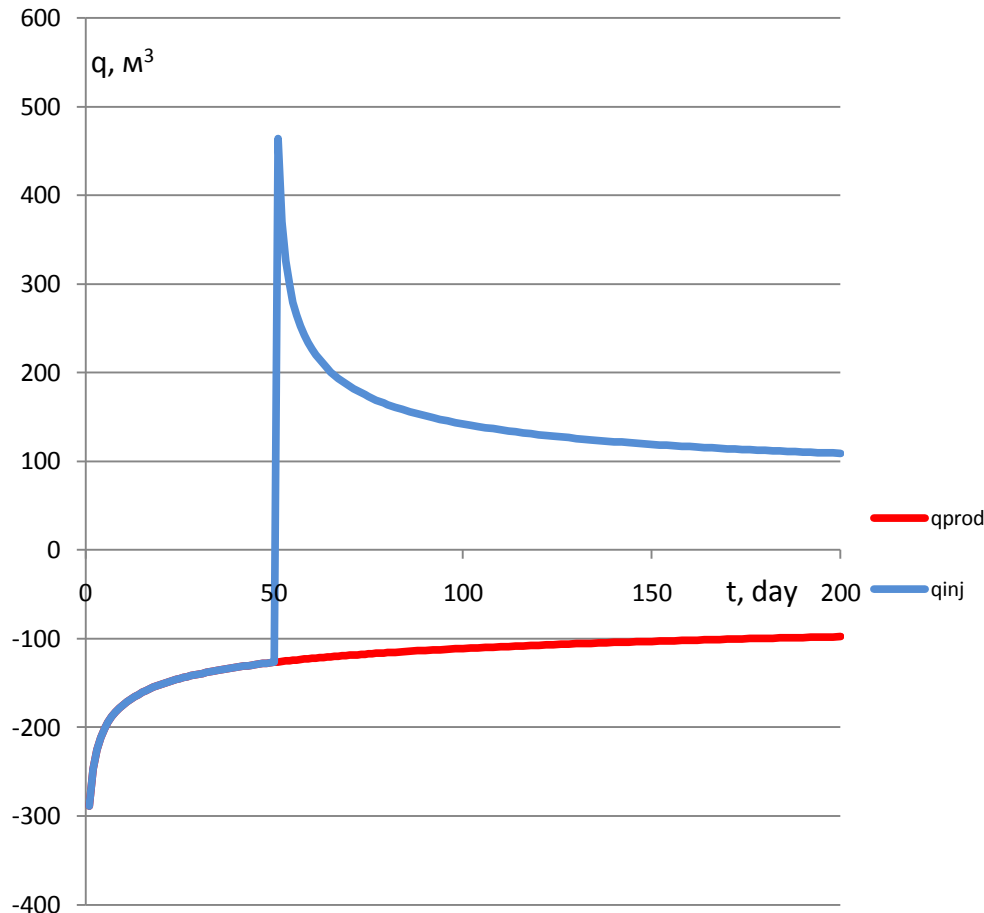
где (where)

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

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

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

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



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 Optimum injection wells operation period as producers

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

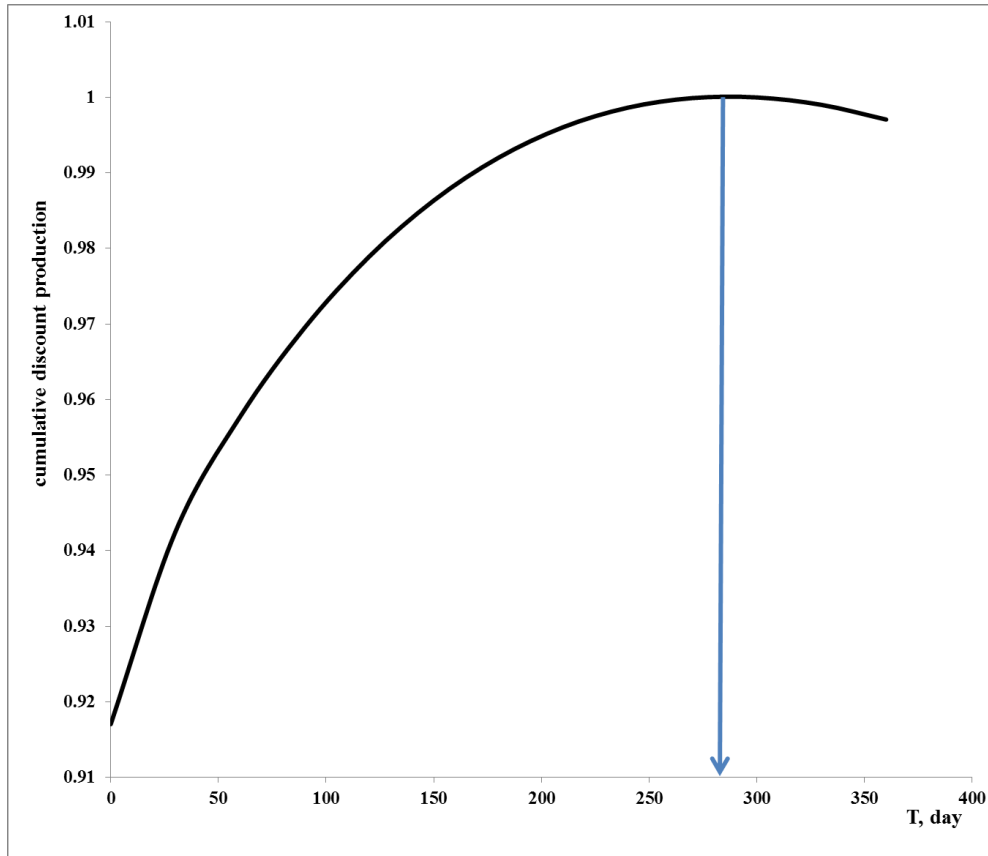
t - общее время расчета
total calculation time

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 development system

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

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

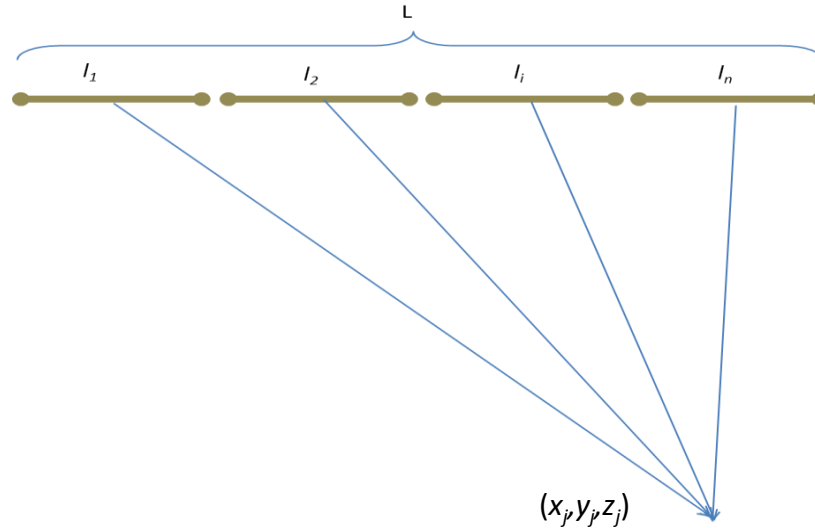


$$Q_D = \int_0^t q(t) e^{-rt} dt$$

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 Wells pattern arrangement	50	Га/скв (ha/well)

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Моделирование многозабойных скважин Multilateral wells 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 limiting condition shall be as follows:

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

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 wells 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

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

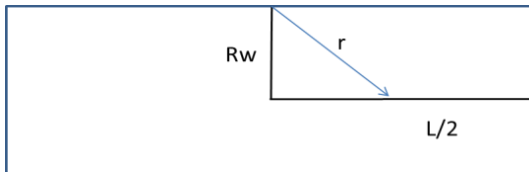
Аналогично находится второе слагаемое, третье и четвертое слагаемые не зависят от l . Обозначим сумму как S_{ij} и перейдем к депрессии:

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

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 :



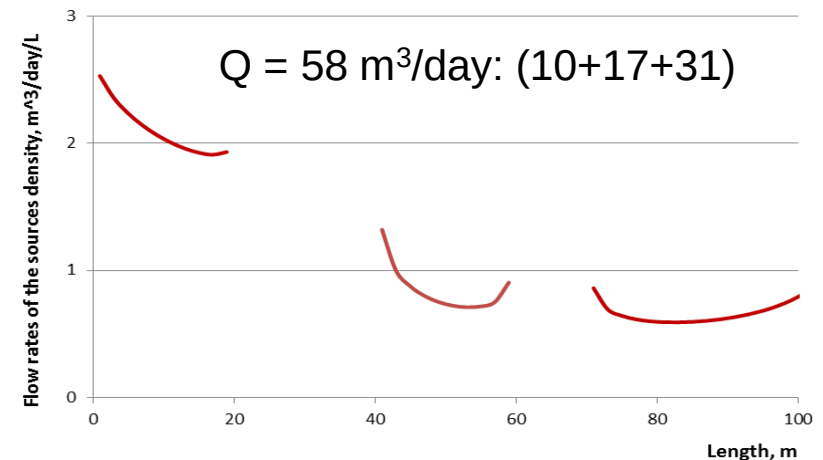
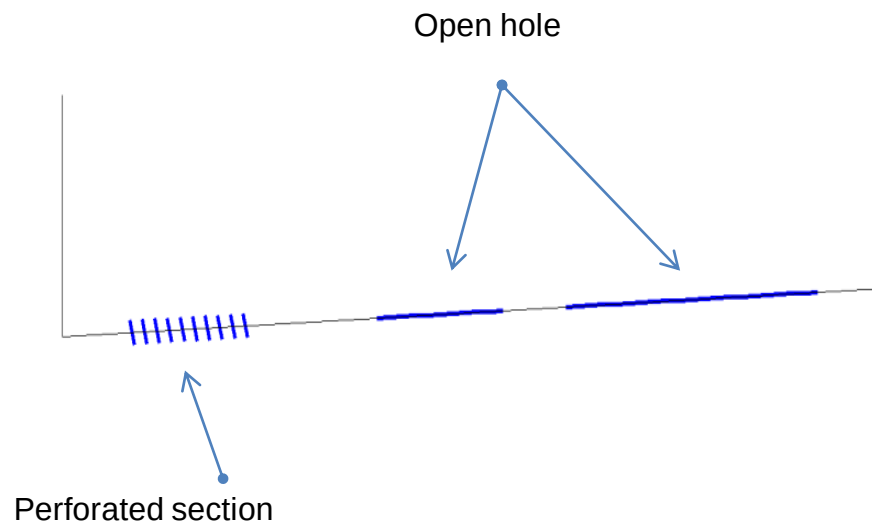
$$\int_0^{\frac{l_i}{2}} \frac{2}{\sqrt{R_w^2 + l^2}} dl = 2 \log \left(\frac{l_i}{2R_w} + \sqrt{1 + \left(\frac{l_i}{2R_w}\right)^2} \right)$$

МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Моделирование многозабойных скважин Multilateral wells modeling

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

Example: Length of perforation section is 20 m, open holes lengths are 20 and 40m, reservoir thickness is 6 m, $R_k=1500$ 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, $P_k=300$ atm, $P_z=200$ atm, $k=40$ mD, $\mu=5$ cP



ИНСТРУМЕНТ
МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ
СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ
MODELING TOOL FOR VARIOUS
DEVELOPMENT SYSTEMS

ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

MODELING TOOL FOR VARIOUS DEVELOPMENT SYSTEMS

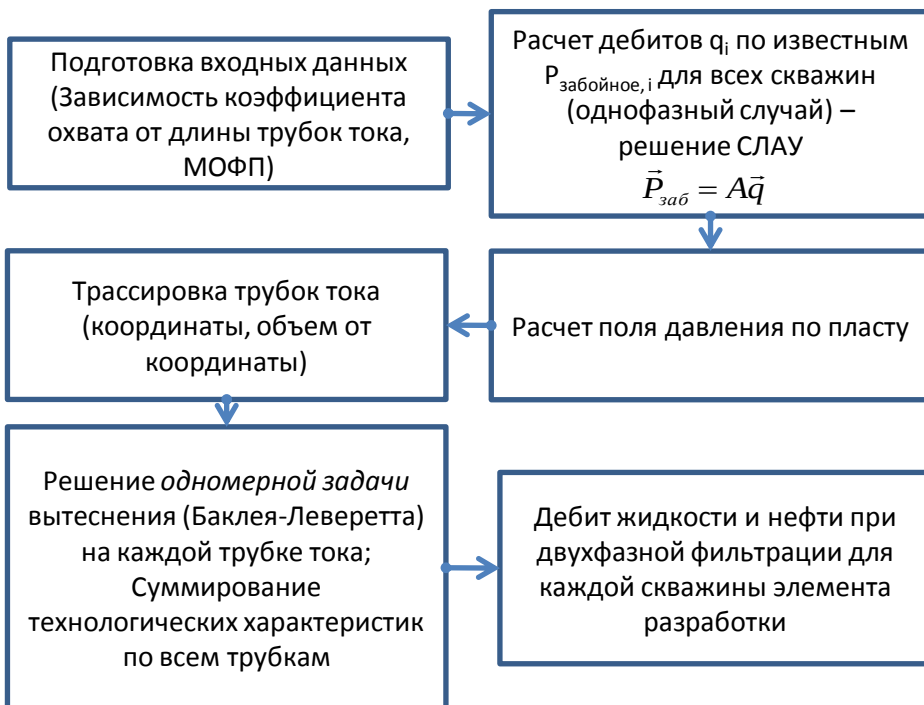
МЕТОД МОДЕЛИРОВАНИЯ:

- 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.

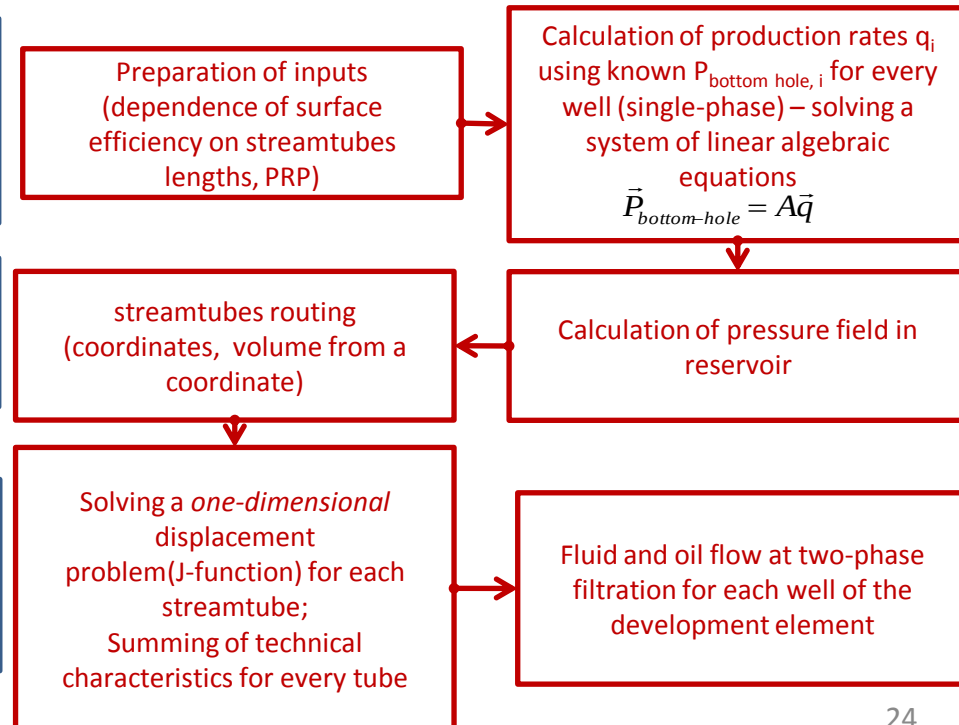
MODELING METHOD:

- The flow rates of each well are being calculated by using point source method
- Two-phase filtration channels are build – streamtubes
- One-dimensional displacement problem is solved for each streamtube.

Схема расчета двухфазной фильтрации



Two phase filtration calculation scheme



ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

MODELING TOOL FOR VARIOUS DEVELOPMENT SYSTEMS

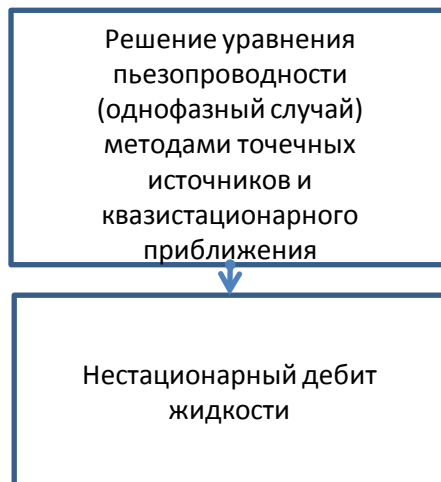
ПРИБЛИЖЕНИЯ:

- 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

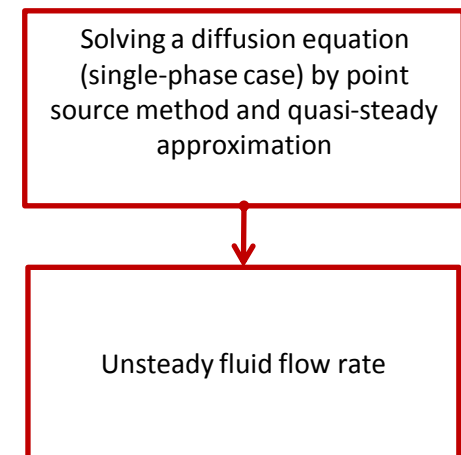
APPROXIMATIONS :

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

Схема расчета неустойчивого режима

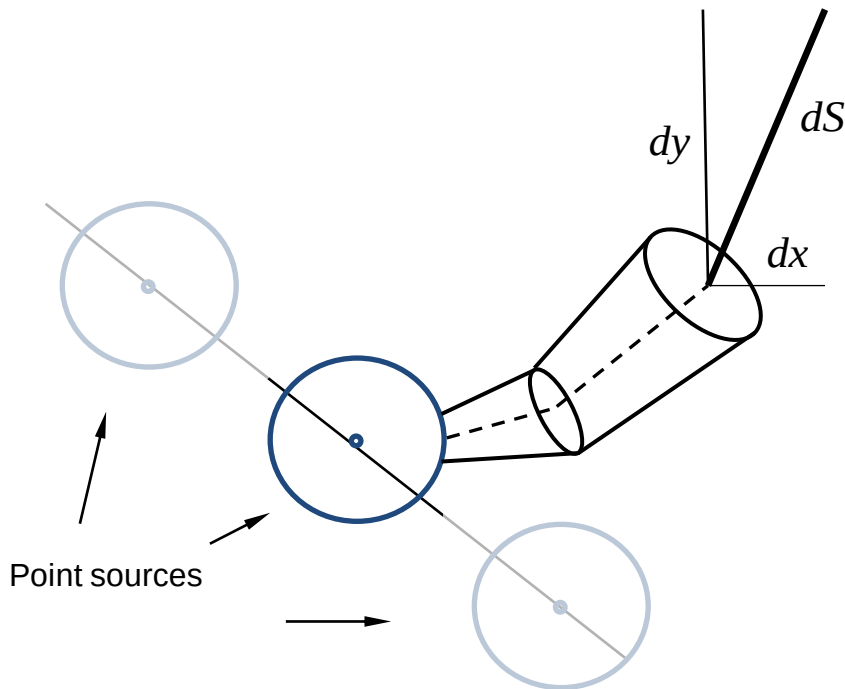


Unsteady flow mode calculation scheme



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:

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

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

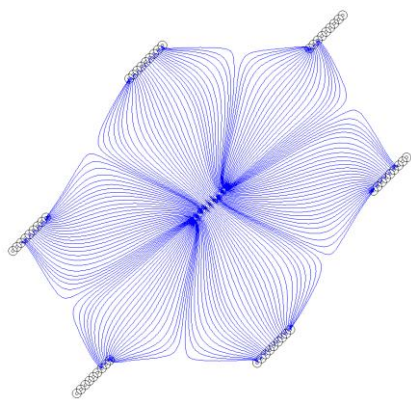
Полученная система обыкновенных дифференциальных уравнений

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

решается явным методом Рунге-Кутты.

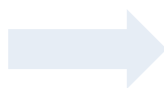
Площадь сечения трубки тока определяется из соотношения $q = A(x, y) \cdot V$

Фильтрация вдоль трубок тока Filtration along the streamtubes



Трассировка линий
тока

Streamtubes routing

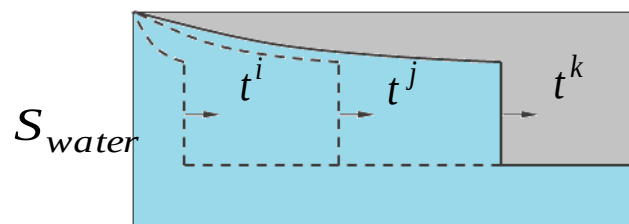


- для каждой трубки тока решается одномерная задача вытеснения;

- for each tube a one-dimensional problem is to be solved

- суммирование технологических характеристик по всем трубкам.

- summing of technological characteristics for all tubes.



$x_{streamtube}$

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

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

Фильтрация вдоль трубок тока

Filtration along 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:

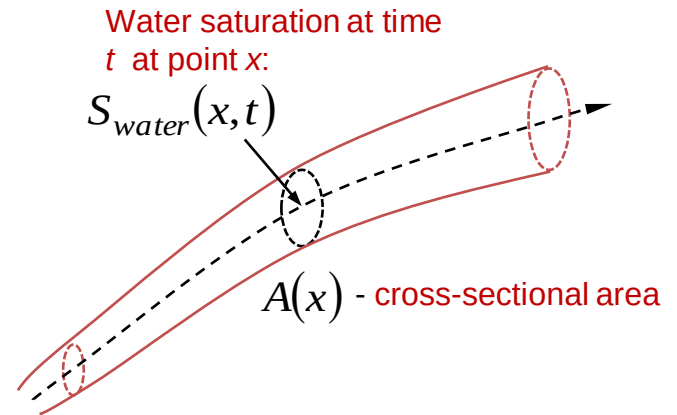
Main assumptions of the model :

- 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 disregarded
- Пористость $\varphi = const$
- porosity

System of equations :

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

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

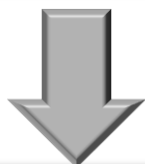


Notations:

- $\lambda(S_{water}) = \frac{k_{oil}(1 - S_{water})}{\mu_{oil}} + \frac{k_{water}(S_{water})}{\mu_{water}}$ – 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

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

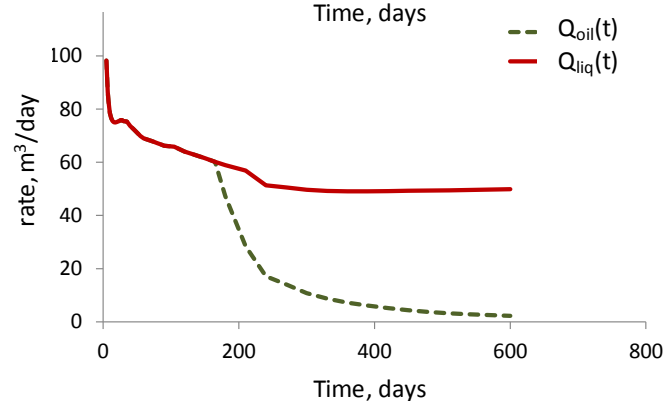
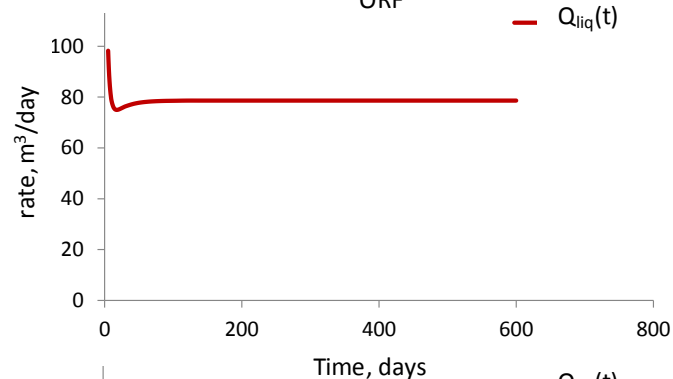
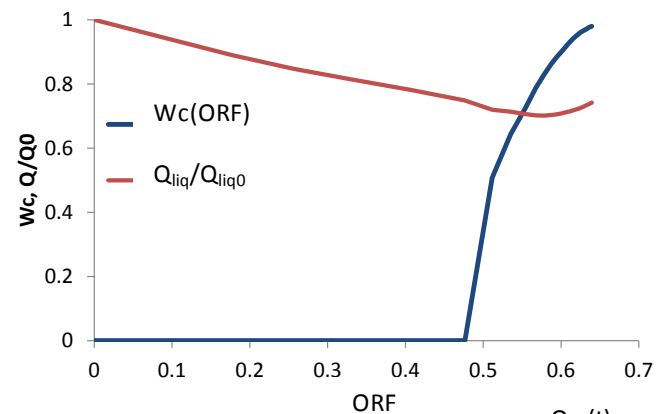
Из стационарного двухфазного решения получаем характеристику вытеснения и зависимость дебита жидкости от КИИ.
 Displacement curve and dependence of fluid flow rate on OIL RECOVERY FACTOR are obtained from the steady-state two-phase solution



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

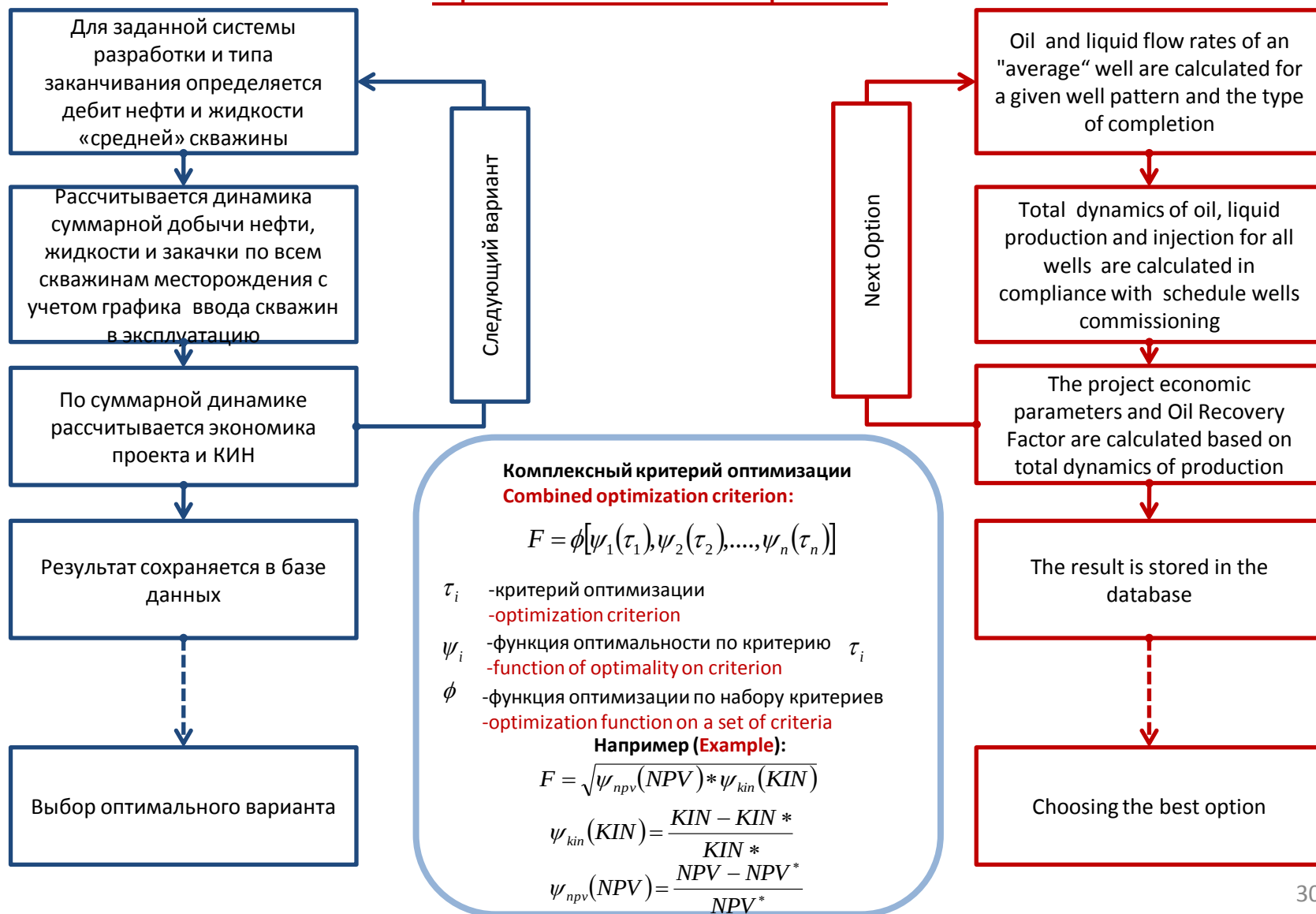


Делаем поправку нестационарного дебита жидкости и восстанавливаем нестационарный дебит нефти.
 Making the correction of unsteady fluid flow rate then restore the unsteady oil rate.



Оптимизация системы разработки

Optimization of well pattern

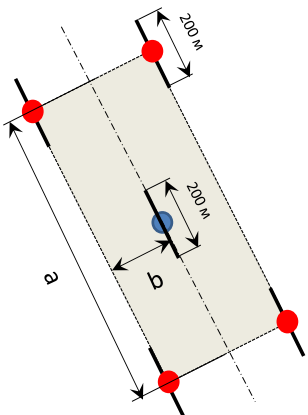


ПРИМЕР ВЫБОРА
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ
EXAMPLE OF OPTIMAL WELL
PATTERN SELECTION

ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

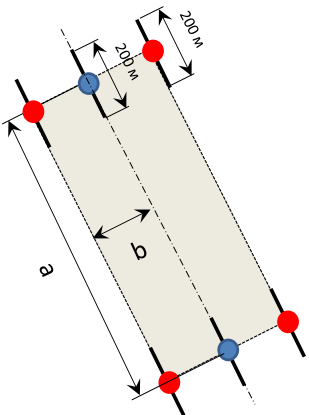
1a

Смещение 0.5
Shift 0.5



1b

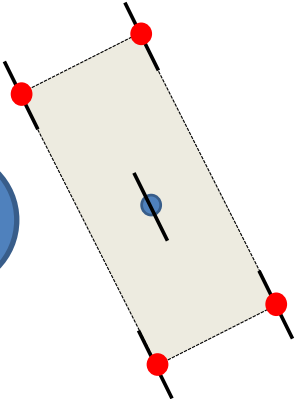
Смещение 0
Shift 0



ЗАКАНЧИВАНИЕ
Well completion

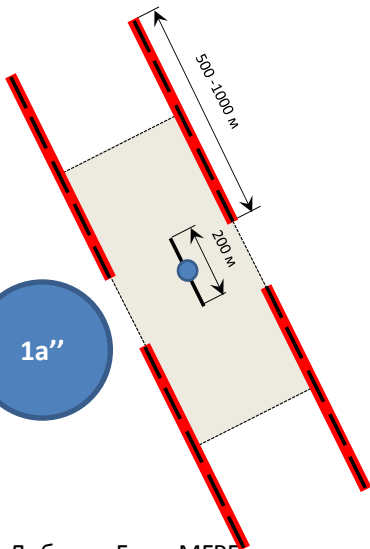
1a'

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



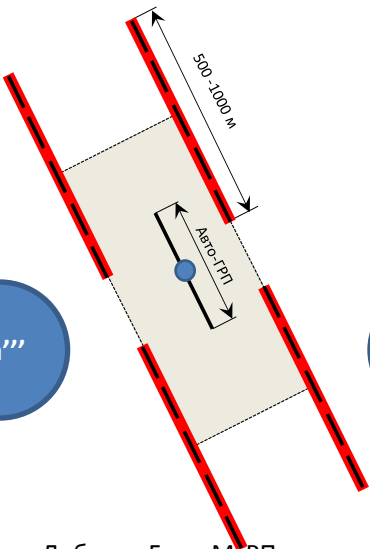
1a''

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



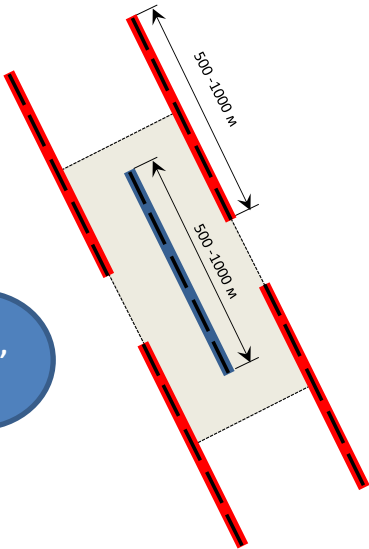
1a'''

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

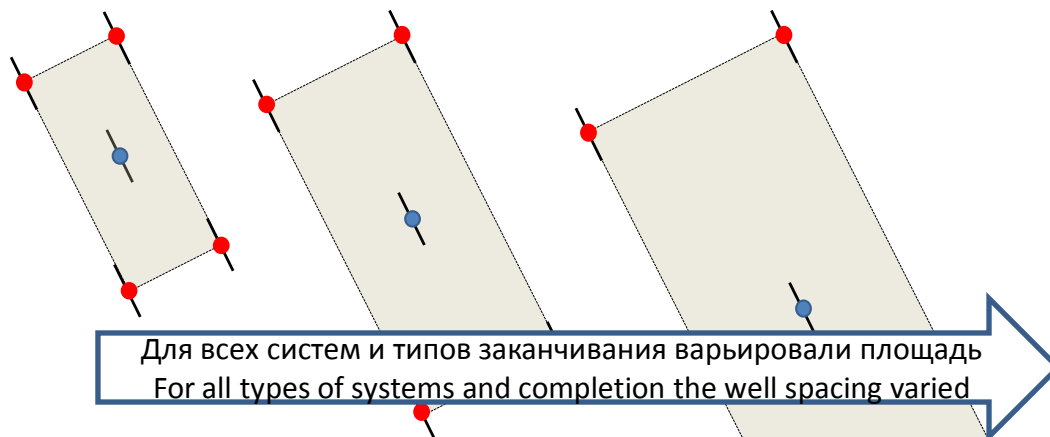


1a''''

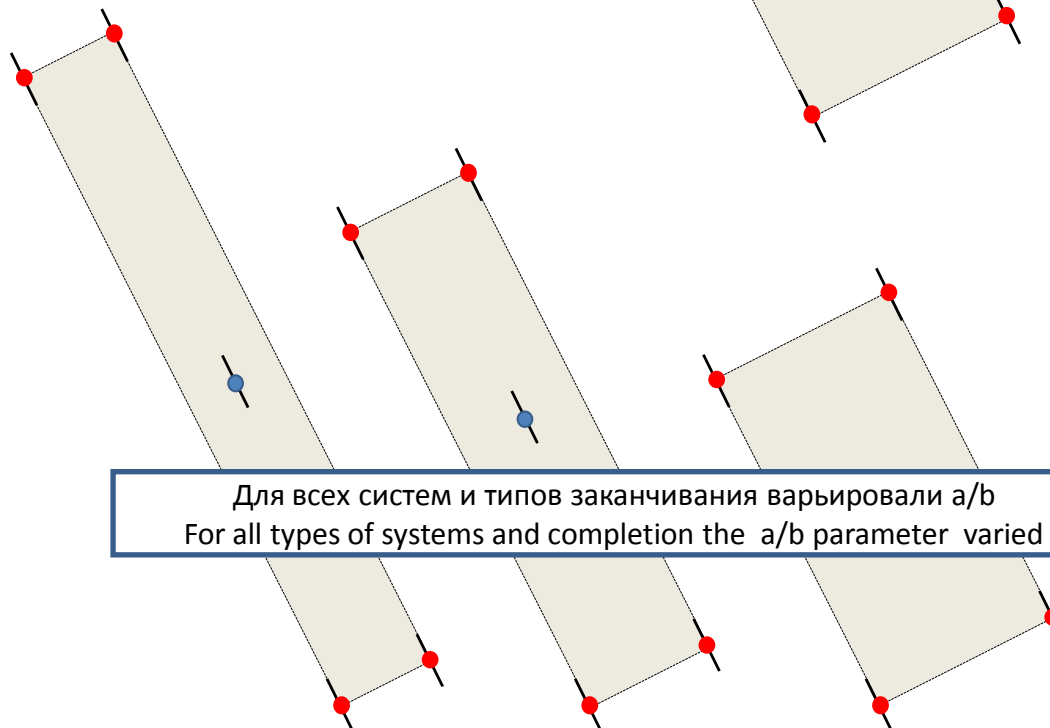
Доб. скв: Гор с МГРП.
Наг. скв: : Гор с МГРП
Prod. well: Horizontal with mult. frac.
Inj. well: Horizontal with mult. frac.



ВАРЬИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ (VARIABLE PARAMETERS)



$$S = 4 \div 169 \text{ Га/скв} \\ \text{Ha/well}$$



$$a/b = 1 \div 10$$

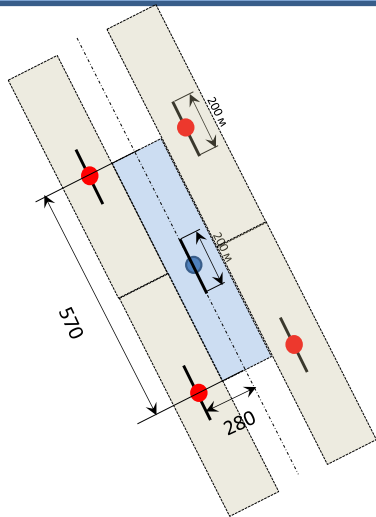
ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

$$PI_{norm} = (PI_i - PI_{min}) / (PI_{max} - PI_{min})$$
$$KIH_{norm} = (KIH_i - KIH_{min}) / (KIH_{max} - KIH_{min})$$
$$f = \sqrt{PI_{norm} \cdot KIH_{norm}}$$

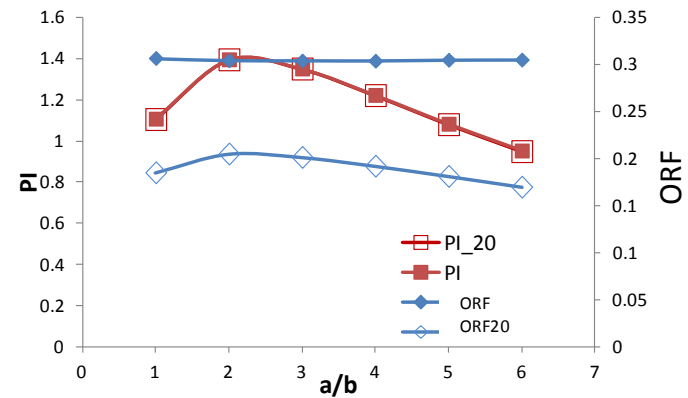
$$PI_{max} = MAX(PI_i), i = 1...N$$
$$PI_{min} = MIN(PI_i), i = 1...N$$

$$KIH_{max} = MAX(KIH_i), i = 1...N$$
$$KIH_{min} = MIN(KIH_i), i = 1...N$$

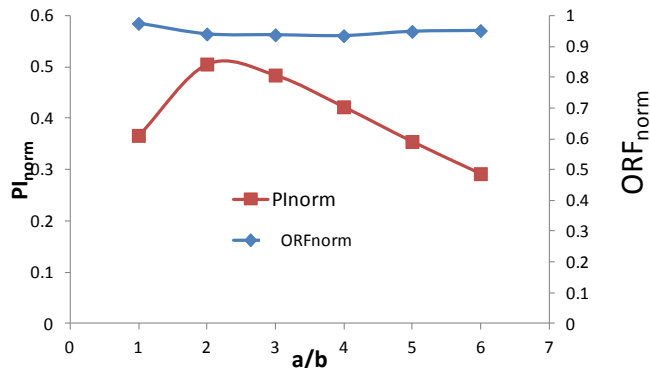
$$f_{onm} = MAX(\sqrt{PI_{norm} \cdot KIH_{norm}})$$



ПРИМЕР Example

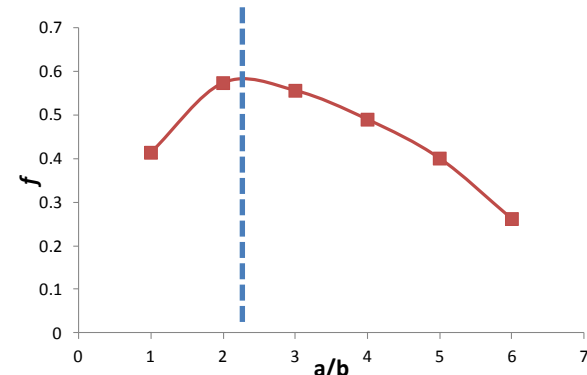


Five point well pattern of vertical wells with fractures at A=16 Ha/well.



Dependence of normalized PI and ORF on a/b

Dependence of PI and ORF on a / b



Dependence of f on a/b

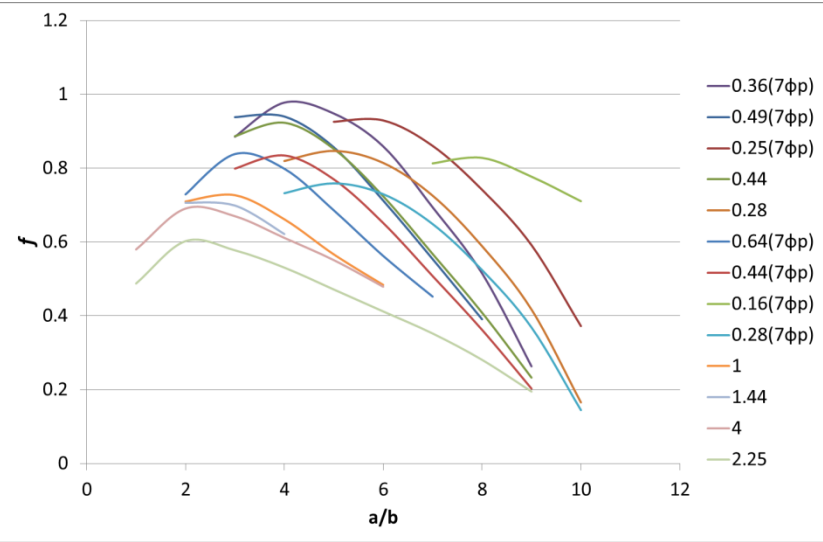
ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ. OPTIMAL WELL PATTERN

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

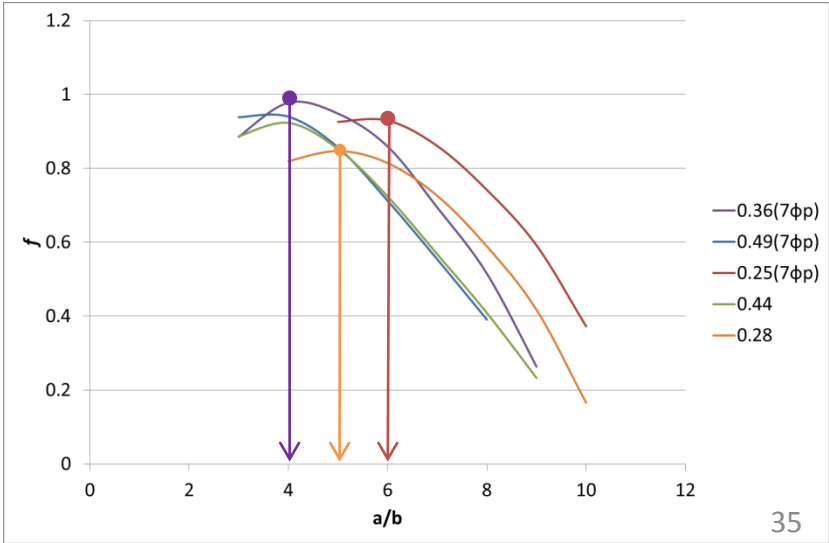
In all cases the option with a shift parameter 0.5 is better than the one with zero shift

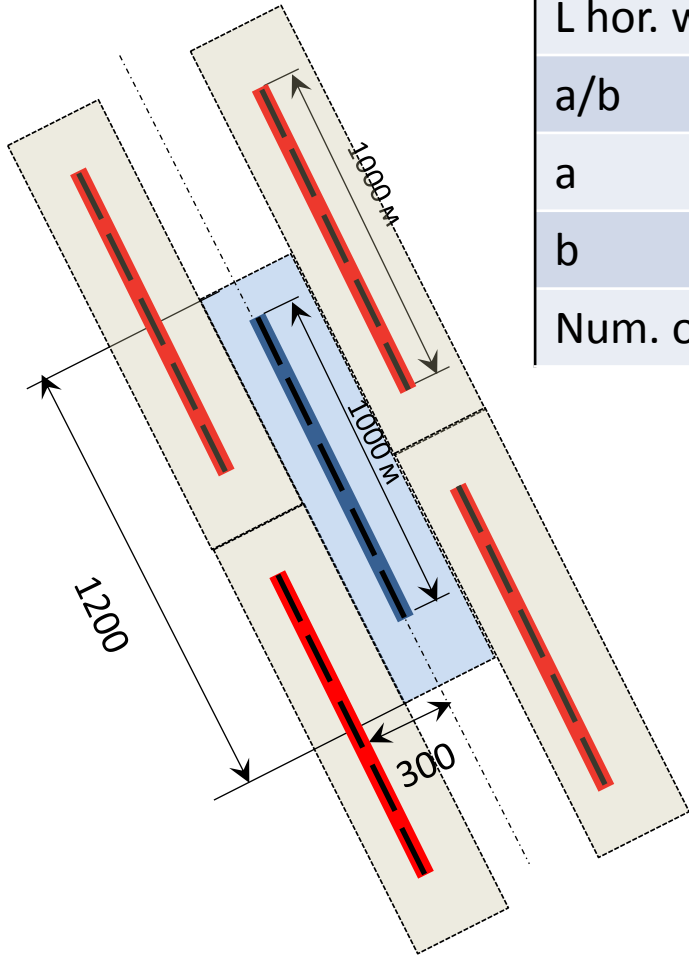
A area per well, Ha/well	L length of horizontal well , m	A/L ²
16	1000	0,16
25	1000	0,25
16	750	0,28
36	1000	0,36
25	750	0,44
49	1000	0,49
16	500	0,64
25	1000	1
36	500	1,44
9	200 (fracture)	2,25
16	200 (fracture)	4

All variants



Top 5





Parameters of system		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
USING OF POINT SOURCE
METHOD FOR WELLS
PRODUCTIVITY CALCULATION

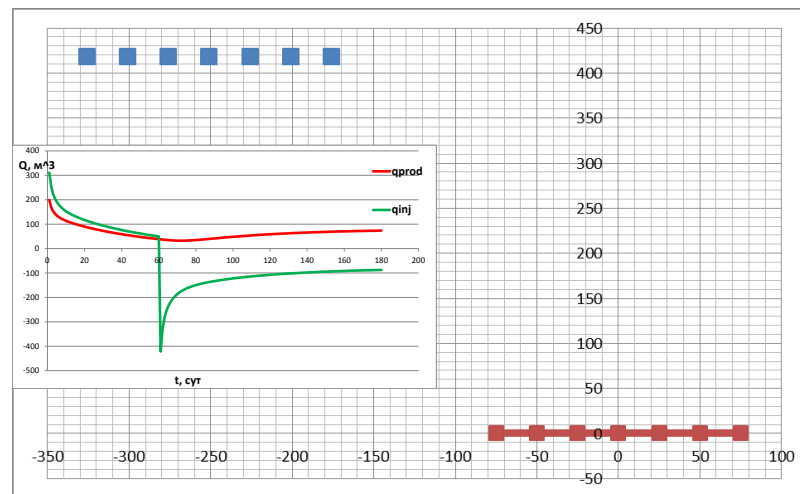
ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА (PROPOSED METHOD)

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

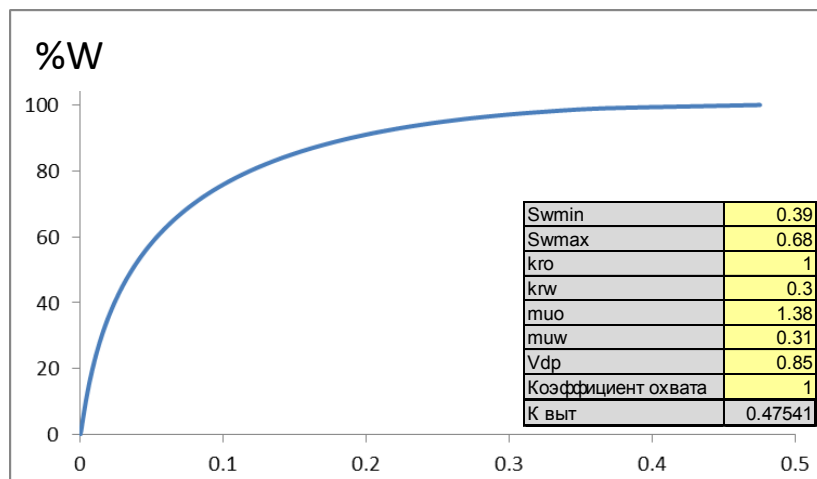
Начальное пластовое давление	270	атм
Забойное давление на добывающей	70	атм
Забойное давление на нагнетательной	450	атм
Эффективная проницаемость пласта	0.6	мД
Эффективная мощность пласта	30	м

Вязкость	1.38	спз
Общая сжимаемость	0.00025	1/атм
Пористость	0.17	

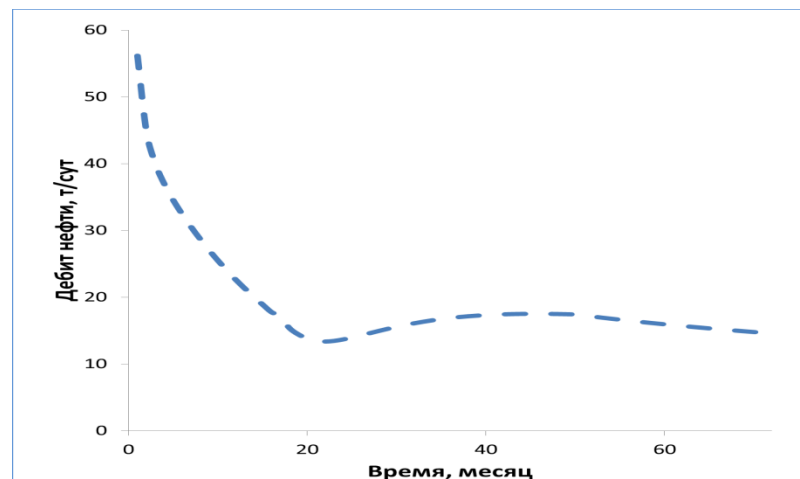
Полудлина (трещины/ствола ГС) в добывающей скважине	75	м
Полудлина (трещины/ствола ГС) в нагнетательной скважине	75	м
Система разработки:	5	
Время работы нагнетательных скважин в отработке	470	сут



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

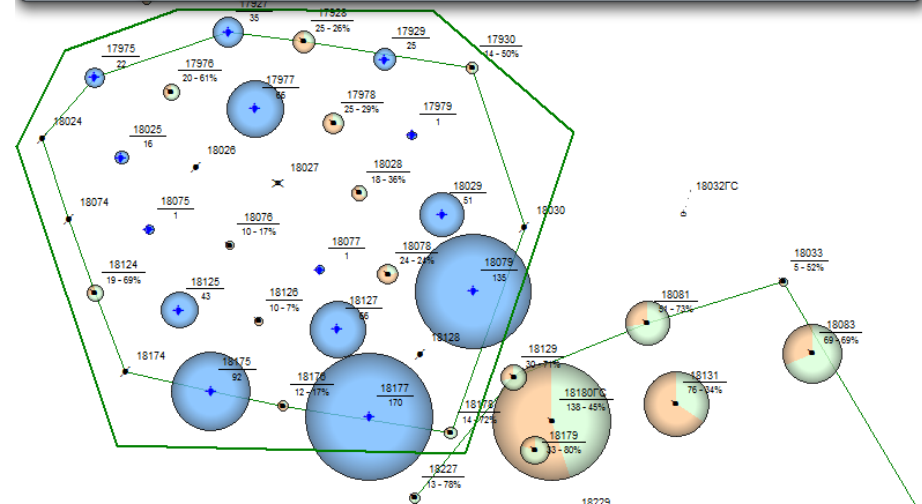
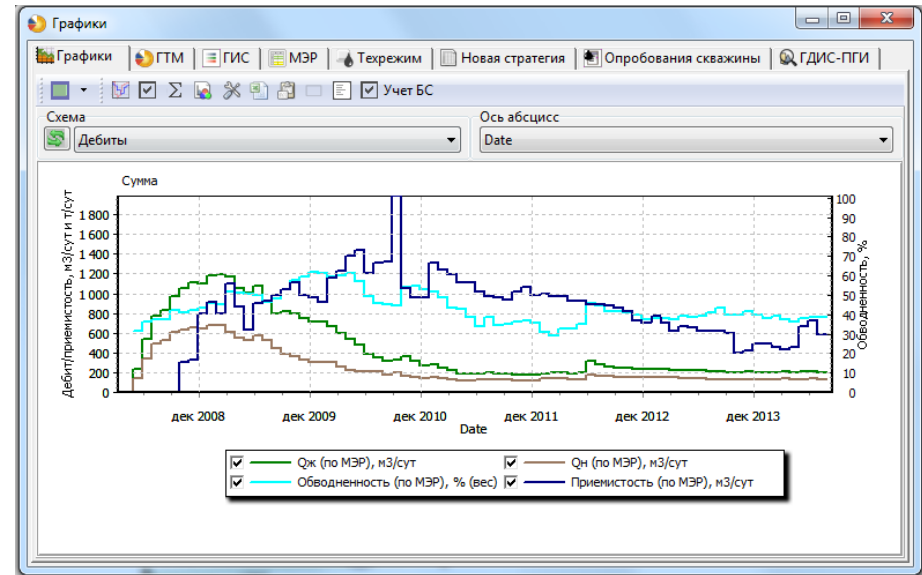
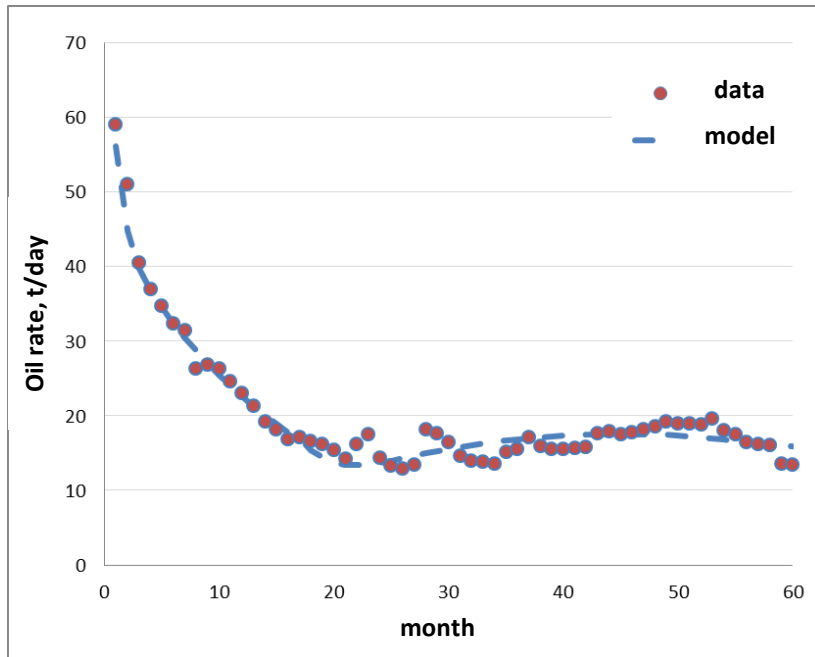


Step 3: calculating oil rate using liquid rate and displacement curve



ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ (EXAMPLES)

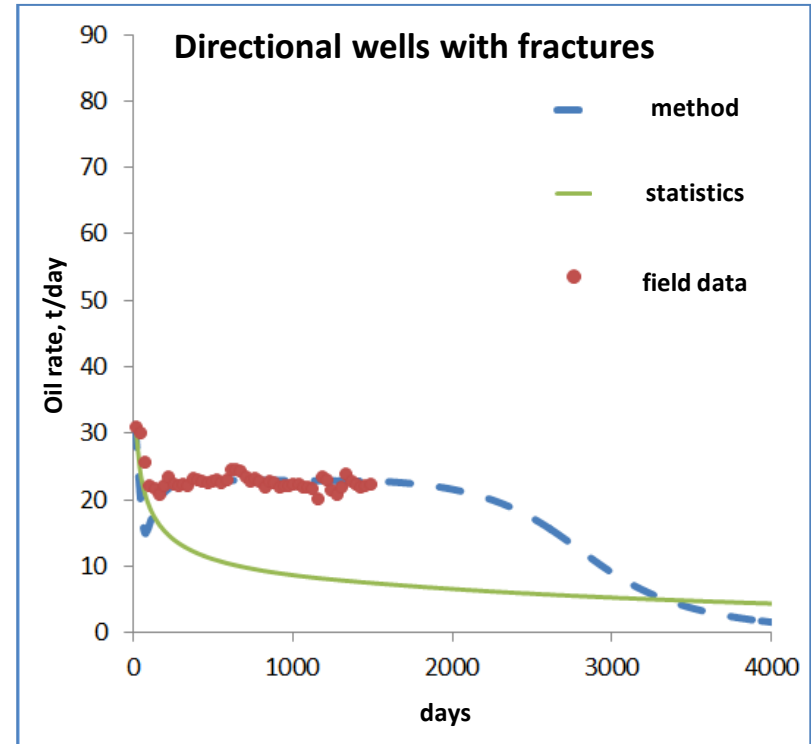
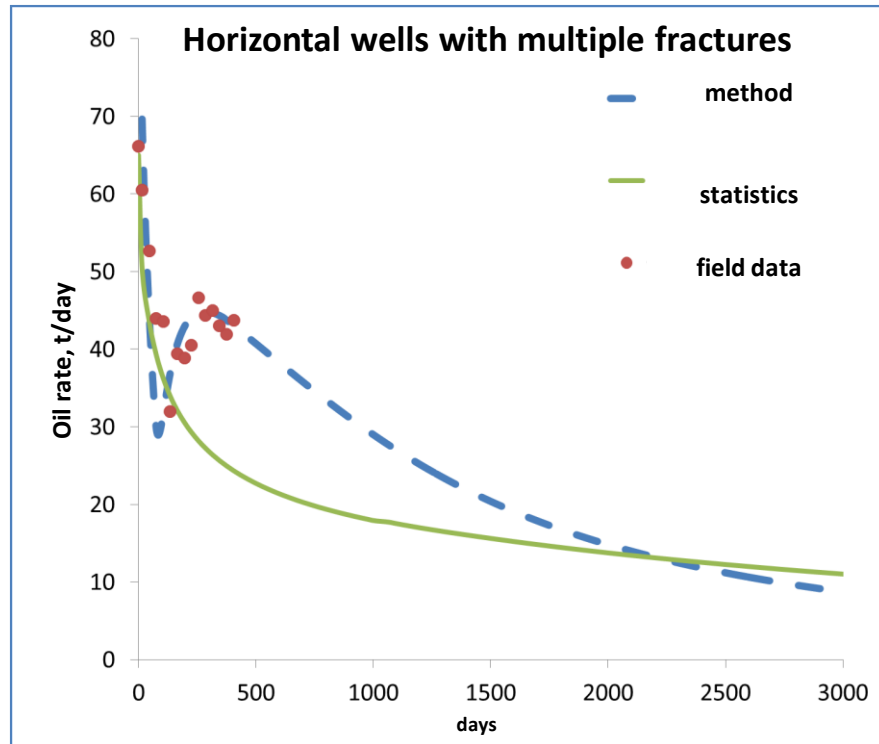
Priobskoe oilfield (Gazpromneft Khantos)



- 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 in 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 scope of parameters 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 facilitate in reducing the calculation time.

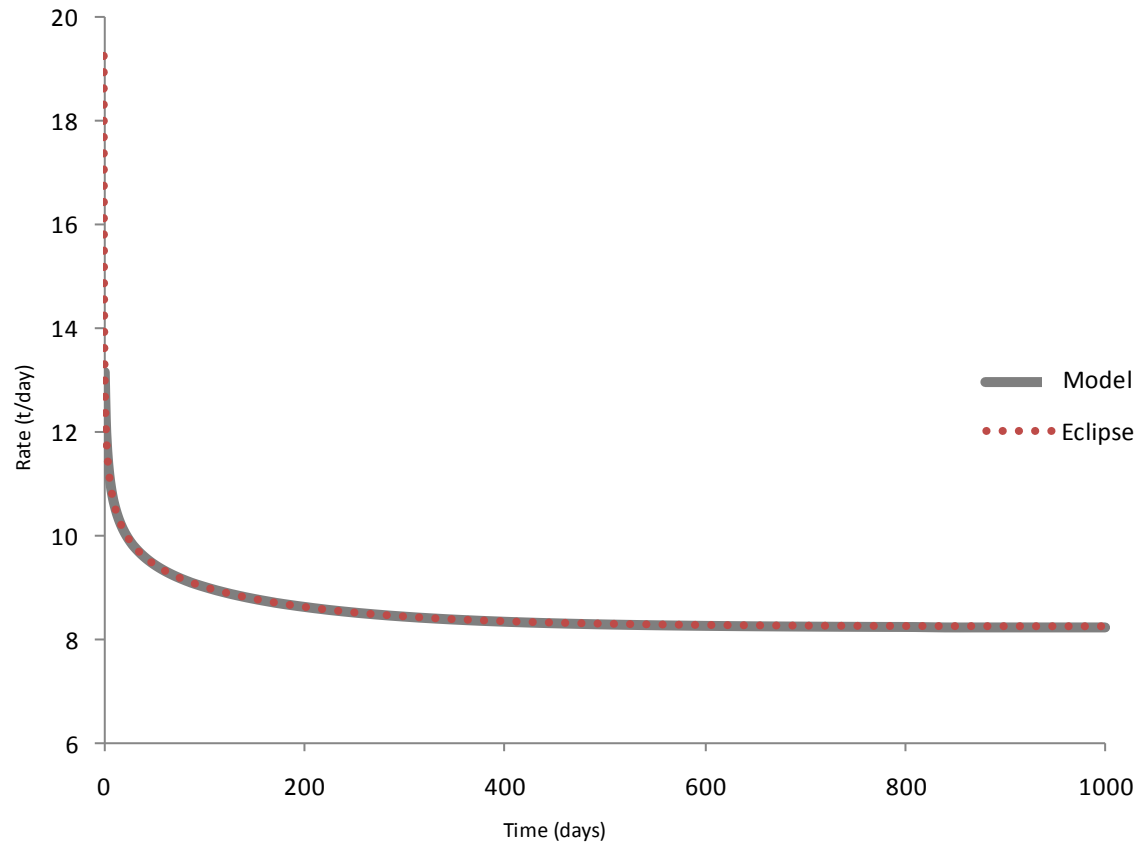
Авторы выражают огромную благодарность М.М. Хасанову, Р.К. Мухамедшину, И.Ф. Хатмуллину за их великолепные идеи и ценные обсуждения.

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

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СЛАЙДЫ

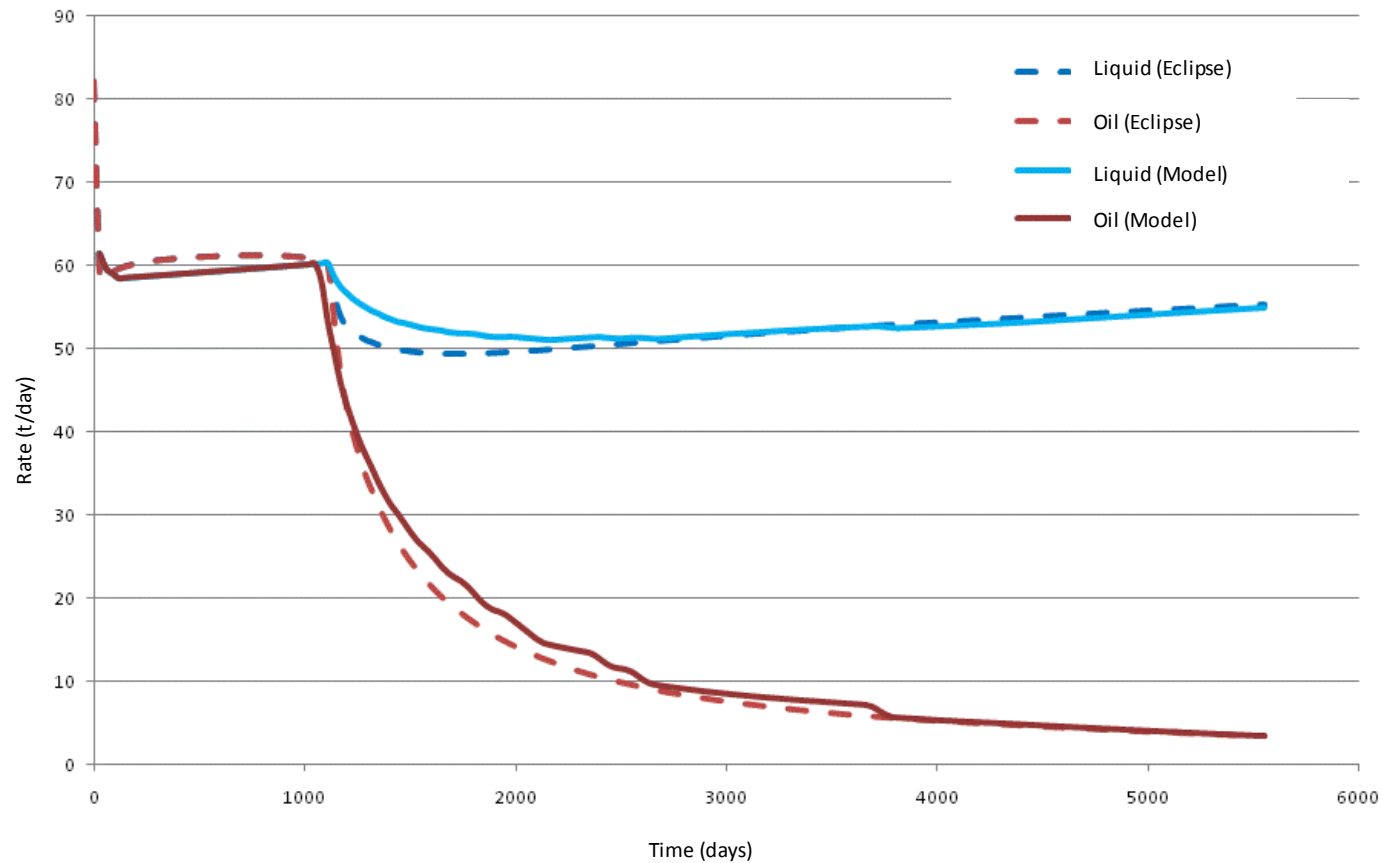
ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

СРАВНЕНИЕ С ECLIPSE . «ОДНОФАЗНЫЙ НЕСТАЦИОНАР»



ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

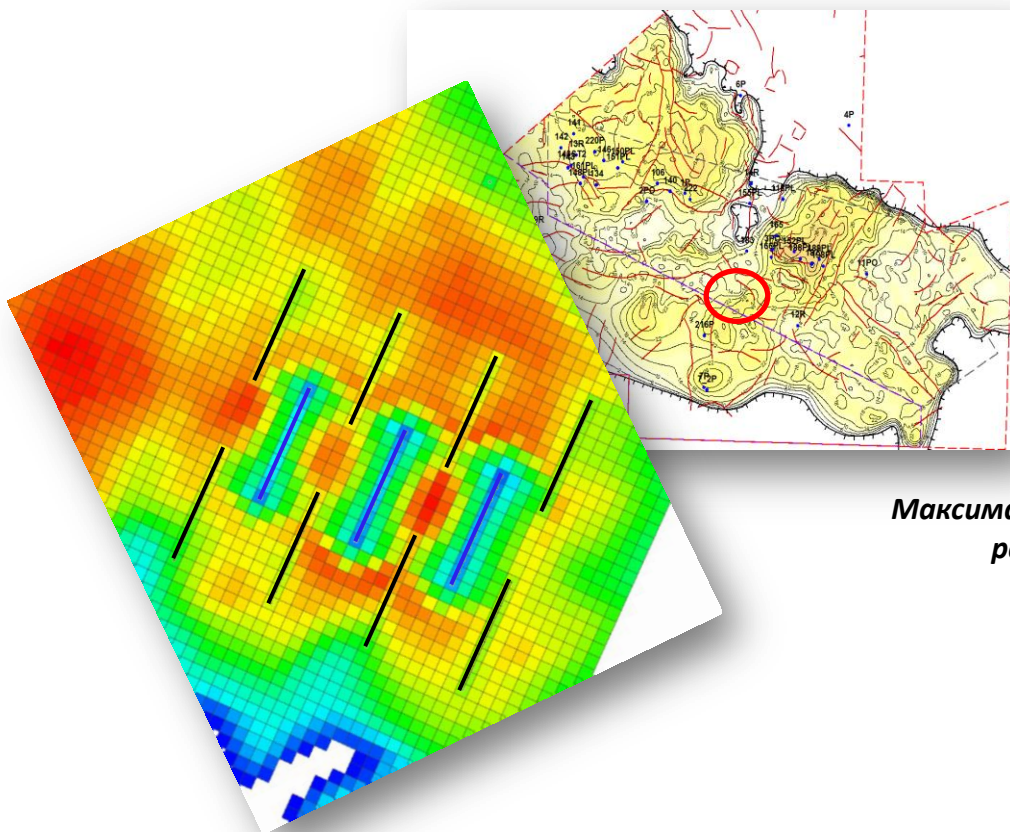
СРАВНЕНИЕ С ECLIPSE . «ДВУХФАЗНЫЙ НЕСТАЦИОНАР»



МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

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

Сектор проведения расчетов:

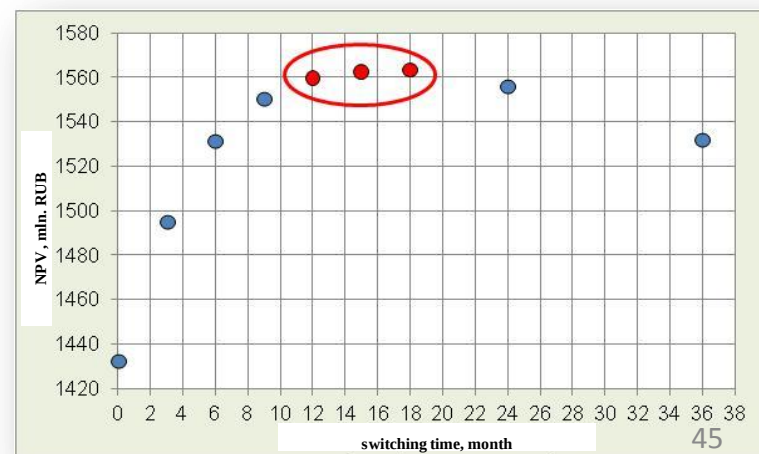


- Длительность расчета – 15 лет
- Длина ГС с МСГРП – 1000 м
- Расстояние между рядами – 420 м
- Расстояние между скважинами – 480 м

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



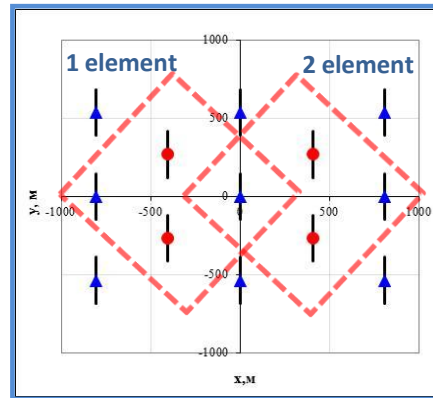
*Максимальным NPV характеризуются варианты с длительностью работы нагнетательной скважины в режиме добычи **12, 15 и 18 месяцев***



МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ (POINT SOURCE METHOD)

Оптимальное время отработки нагнетательных скважин

Рядная схема размещения

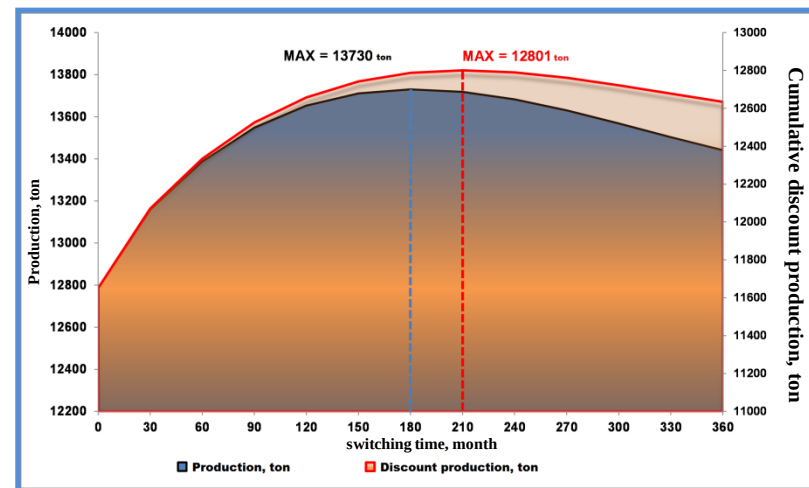


Расчет ведется по **одному элементу системы, две добывающие скважины и две нагнетательные.**

**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)**

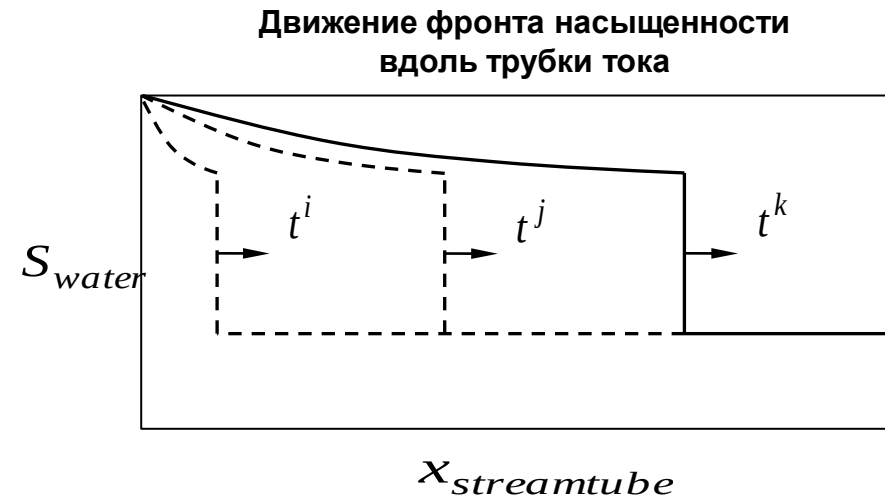
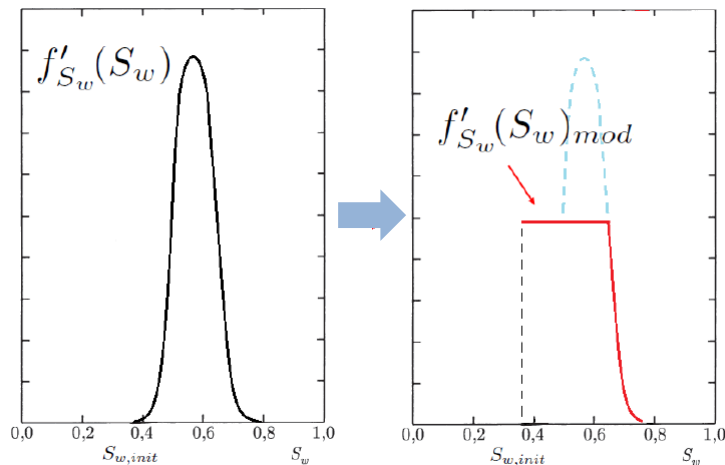
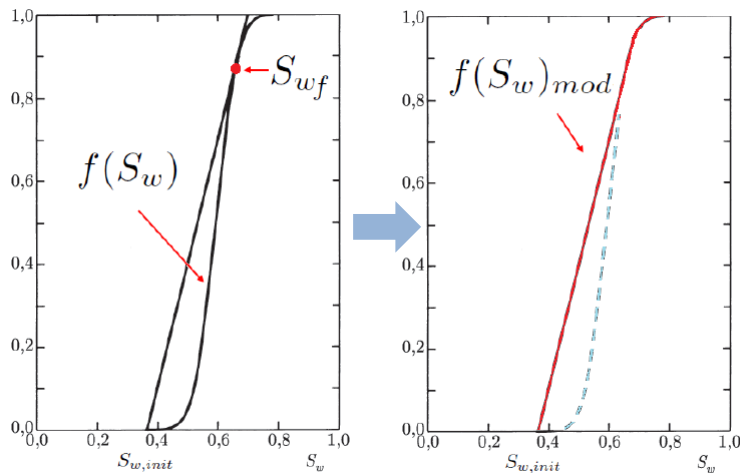
По максимальной накопленной добычи с учетом ставки дисконта – **7 месяцев (210 суток)**

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

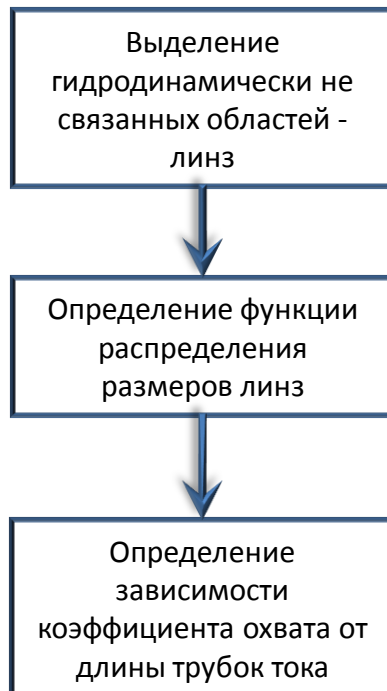
ПРОБЛЕММА:

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:

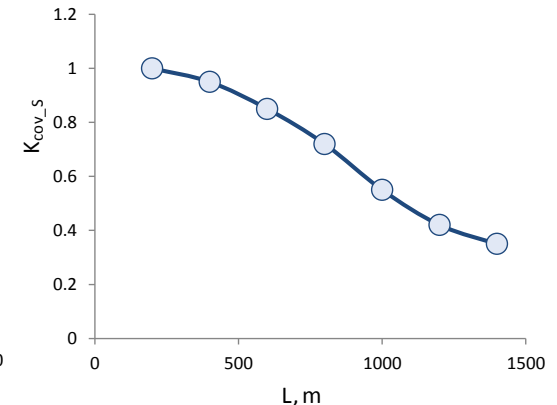
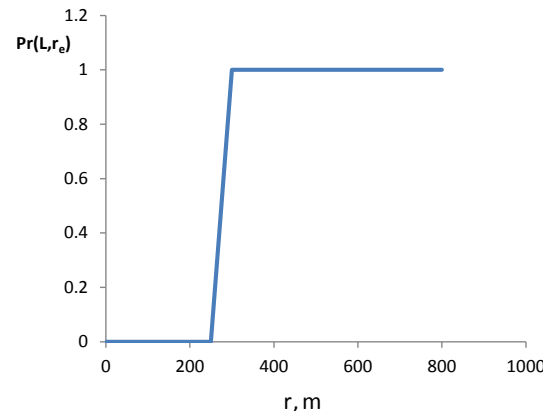
Учесть коэффициент охвата сеткой скважин

Схема расчета зависимости коэффициента охвата от длины трубок тока



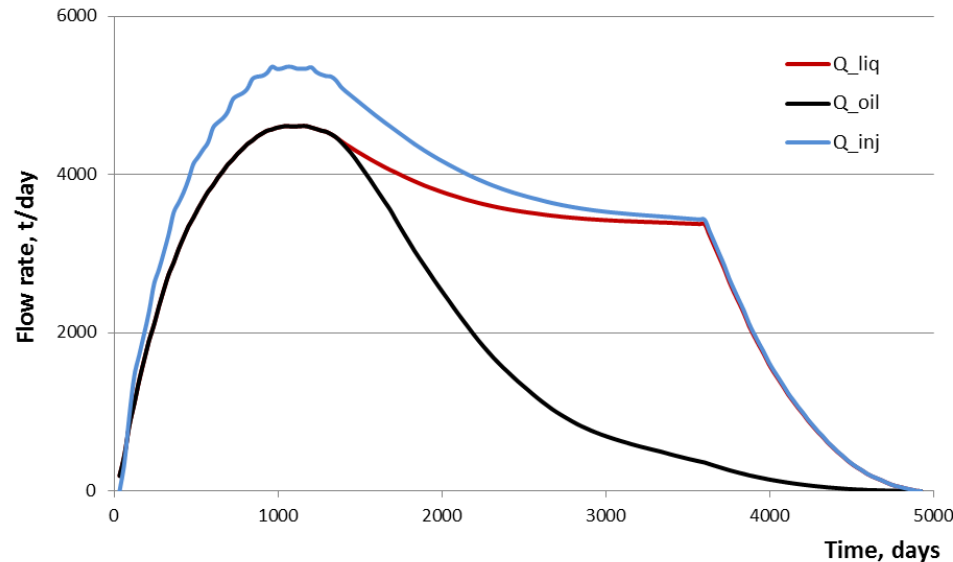
$$k_{\text{cov}_S} = \int_0^{\infty} f(r) \cdot \text{Pr}(L, r) \cdot \pi^2 \cdot H(r) dr$$

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



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.

Экономические расчеты при выборе оптимальной системы



Определяется профиль добычи и закачки по всему месторождению с учетом ввода и выбытия скважин

1. На j -й месяц определяется доход от продажи нефти:

$$D^j = C(j) * G_{o,w}^j \quad C(j) - \text{цена 1 т. Нефти}, \quad G_{o,w}^j - \text{накопленная нефть на } j\text{-й месяц}$$

2. Считаются капитальные и операционные затраты:

$$OP^j, CAP^j$$

Экономические расчеты при выборе оптимальной системы

3. Налоги (НДПИ, налог на имущество, налог на прибыль):

$$NAL_{NDPI}^j = \gamma_{NDPI}(j) * G_{o,w}^j \quad \gamma_{NDPI}(j) - \text{переменная ставка НДПИ}$$

$$NAL_{cap}^j = \begin{cases} \gamma_{cap}(CAP^j - j * am), & j < T_{am} \\ 0, & j \geq T_{am} \end{cases}$$

γ_{cap} - ставка налога на имущество, T_{am} - срок амортизации

$$NAL_{prib}^j = \begin{cases} \gamma_{prib}(D^j - OP^j - NAL_{ndpi}^j - NAL_{cap}^j - am^j), & D^j - OP^j - NAL_{ndpi}^j - NAL_{cap}^j - am^j > 0 \\ 0, & D^j - OP^j - NAL_{ndpi}^j - NAL_{cap}^j - am^j \leq 0, \end{cases}$$

где амортизация $am^j = \sum_{k=1}^j CAP_k / T_{am}$

4. Чистый денежный поток

$$CF^j = D^j - OP^j - NAL_{NDPI}^j - NAL_{ndpi}^j - NAL_{cap}^j - CAP^j$$

5. NPV

$$NPV^j = NPV^{j-1} + \frac{CF^j}{(1+r)^{\frac{j-1}{12}}} \quad r - \text{годовая ставка дисконтирования}$$