

**Трассерные исследования.
Проведение, интерпретация
и применение результатов**

Содержание

I. Трассерные исследования. Цели и задачи	- стр. 3
II. Этапы проведения трассерных исследований. Методы контроля.	- стр. 4
III. Индикаторы	- стр. 5
IV. Результаты исследований	- стр. 6
V. Интерпретация исследований	- стр. 20
VI. Применение результатов исследований	- стр. 25

Трассерные исследования. Цели и задачи

Трассерные (индикаторные) исследования – исследования реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта путем введения в нагнетательную скважину меченой жидкости, которая оттесняется к добывающим скважинам вытесняющим агентом, отбора проб с добывающих скважин, их последующего лабораторного анализа и интерпретации результатов.

Цели ТИ:

1. **На стадии организации заводнения и ввода новых скважин** – установление направления и динамики продвижения фронта заводнения по площади пласта;
2. **На стадии разработки заводненных пластов** – установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определение скоростей движения воды, ФЕС и активности трассируемых зон пласта.

Задачи ТИ:

1. Установление гидродинамической связи по высокопроницаемым каналам (преимущественно трещинным зонам пласта) (1-3 месяца);
2. Определение ФЕС высоко- и среднепроницаемых зон и спектра неоднородности пласта (3-6 месяцев);
3. Определение полного спектра фильтрационной неоднородности пласта (1-3 года);
4. Контроль продвижения ФНВ по площади пласта (от 1 года до 3 лет и более).

Этапы проведения ТИ. Методы контроля

1. Выбор участка исследований, контрольных скважин, определение целей, решаемых задач и технологических параметров

в зависимости от поставленных целей и задач определяется продолжительность исследований, выбор индикаторов, расчет необходимого количества индикаторов.

2. Проведение фоновго отбора проб и их лабораторного анализа до начала работ по ТИ

необходимость этапа заключается в анализе отсутствия в пластовой воде индикаторов от проведенных ранее исследований, которые могут оказать пагубное воздействие на результаты ТИ

3. Закачка трассирующего агента в нагнетательные скважины

супервайзинг соблюдения плана работ по закачке, контроль массы индикатора, объема раствора (концентрации раствора) трассера.

4. Отбор проб и лабораторный анализ

периодичность отбора проб не должна нарушаться
оснащение и компетенция лаборатории должны соответствовать решаемым задачам – наличие необходимого оборудования, построение калибровочных таблиц, соблюдение методики анализа индикатора.

5. Интерпретация результатов, выдача рекомендаций, итоговый отчет

анализ результатов ТИ на основании данных по истории разработки месторождения

Индикаторы

Классы используемых индикаторов:

1. **Флуоресцентные** (уранин А, родамин С и др)
2. **Ионные** (карбамид, калиевая селитра и др)
3. **Органические** (спирты, органические кислоты)

Требования к применяемым индикаторам:

1. Растворимость в воде и нерастворимость в нефти
2. Минимальная степень адсорбции на породах (отсутствие адсорбции)
3. Сохранение физико-химических свойств от года и более
4. Не нарушение физических свойств носителя и естественного потока
5. Высокая точность количественного определения при сильном разбавлении
6. Безопасность применения
7. Доступность, простота в применении

Расчет необходимого количества индикатора (в кг):

$$M_0 = 12.56mK_B h \sqrt{LA} \cdot C_{min}$$

m – пористость, д.ед.

K_B – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед

h – средняя мощность пласта на участке исследований, м

L – расстояние от нагнетательной до самой удаленной контрольной скважины, м

A - постоянная, характеризующая интенсивность разбавления меченой жидкости при ее движении в горных породах (в расчетах принимается равной 0,02 м), м

C_{min} – чувствительность прибора (минимальное значение концентрации индикатора в воде, которое четко фиксируется применяемым методом регистрации и аппаратурой), кг/м³

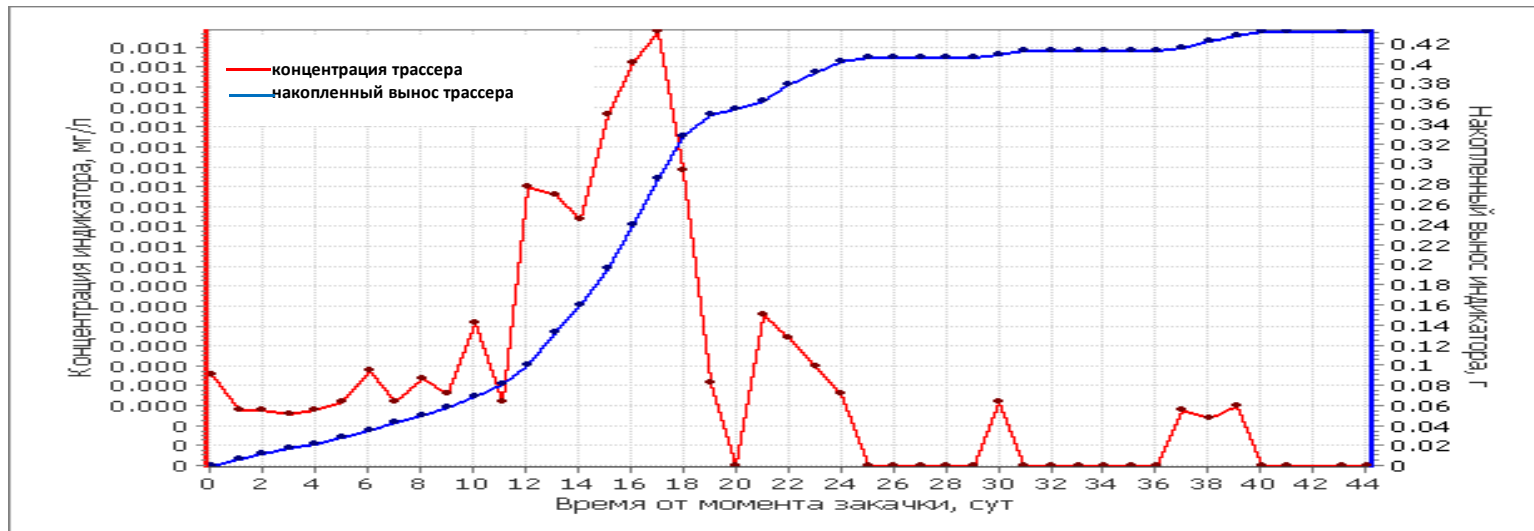
При решении 3 и 4 задачи ТИ масса индикатора должна быть на порядок выше.



Результаты исследований.

Кривая «концентрация трассера – время»

График поступления трассера в контрольную скважину
и накопленный вынос трассера



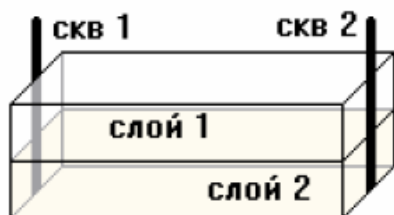
Основной источник информации по результатам ТИ – график «концентрация трассера – время»

Как врач по кардиограмме «видит» работу сердца человека, мы по данному графику можем «увидеть» всю неоднородность пласта между нагнетательной и добывающей скважинами.

Интерпретация кривых «концентрация-время».

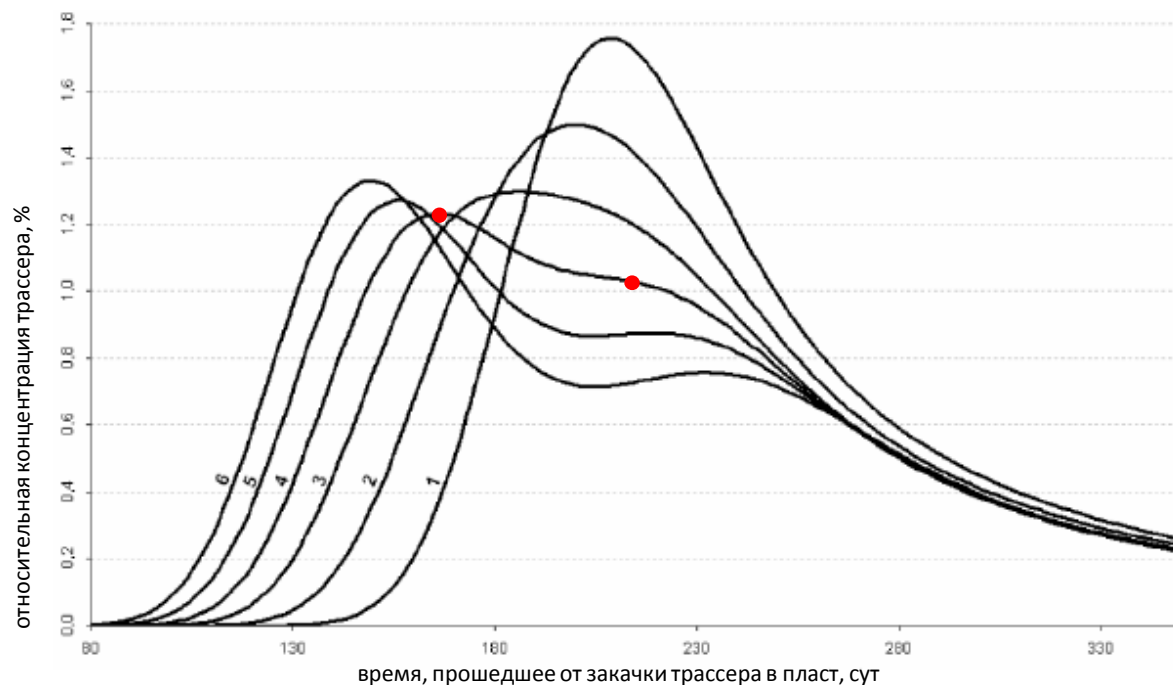
Послойная неоднородность пласта

Моделирование фильтрации трассера по двухслойному пласту для различных значений проницаемости слоя 1 при $k = \text{const}$ слоя 2



сква 1 – нагнетательная скважина

сква 2 – добывающая скважина



1. $k_1 = k_2$ однородный пласт
2. k_1 на 10% больше k_2
3. k_1 на 15% больше k_2
4. k_1 на 20% больше k_2
5. k_1 на 25% больше k_2
6. k_1 на 30% больше k_2

k_1 – проницаемость слоя 1
 k_2 – проницаемость слоя 2

Можно различить два пласта при разнице в проницаемости между ними более 20%

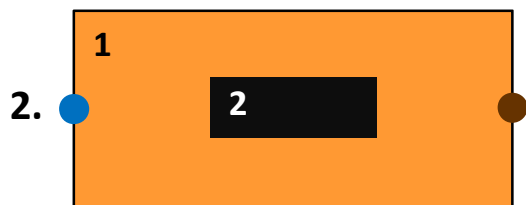
Интерпретация кривых «концентрация-время».

Зональная неоднородность пласта

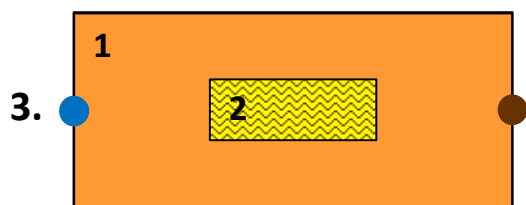
Рассмотрим 4 случая зональной неоднородности пласта:



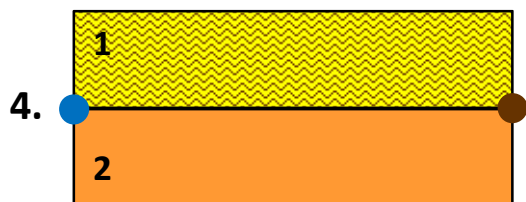
Однородный пласт.
 $k = 1 \text{ мкм}^2$



Зона 1. $k = 1 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 89%
 Зона 2. $k = 0 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 11%



Зона 1. $k = 1 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 89%
 Зона 2. $k = 2 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 11%



Зона 1. $k = 1.7 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 50%
 Зона 2. $k = 1 \text{ мкм}^2$
 Площадь – 50%

- нагнетательная скважина
- добывающая скважина

Параметры пласта	
Размеры пласта	240 x 120 м
Мощность пласта	10 м
Пористость	0,206
Вязкость нагнетаемого агента	1 мПа*с
Вязкость нефти	3 мПа*с
Связанная водонасыщенность	0,2
Предельная водонасыщенность	0,72
Начальная водонасыщенность	0,57
Перепад давления	151 Атм
Объем закаченной оторочки	1 м ³
Начальная концентрация	100%

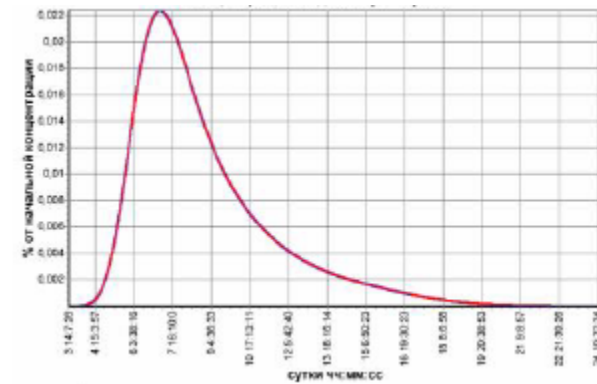
Интерпретация кривых «концентрация-время». Зональная неоднородность пласта

Случай 1

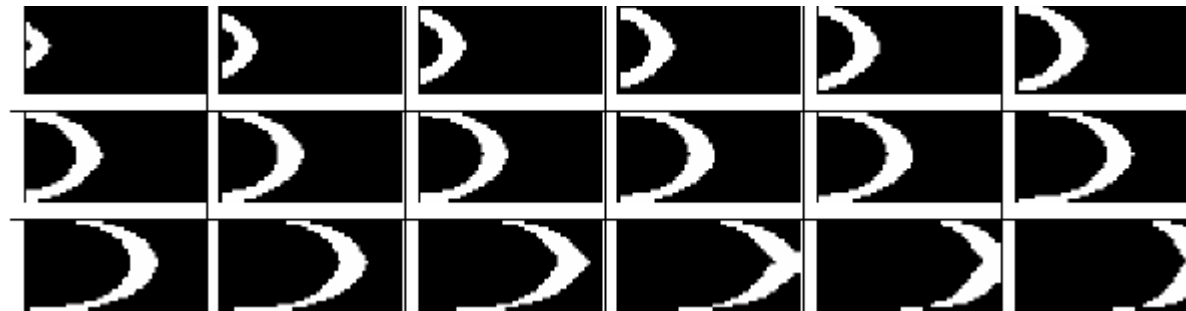


Однородный пласт.
 $k = 1 \text{ мкм}^2$

График «концентрация индикатора- время»



Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине

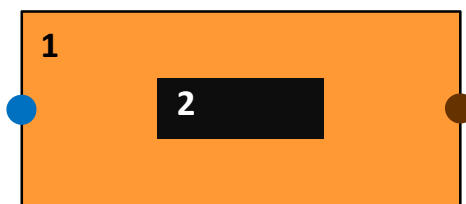


В однородном пласте наблюдается равномерное движение фронта нагнетаемой воды от нагнетательной скважины к добывающей.

Интерпретация кривых «концентрация-время».

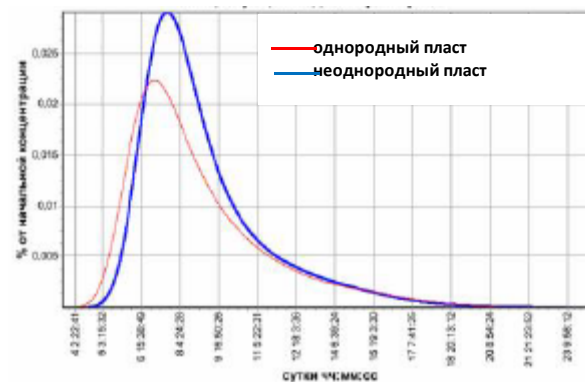
Зональная неоднородность пласта

Случай 2

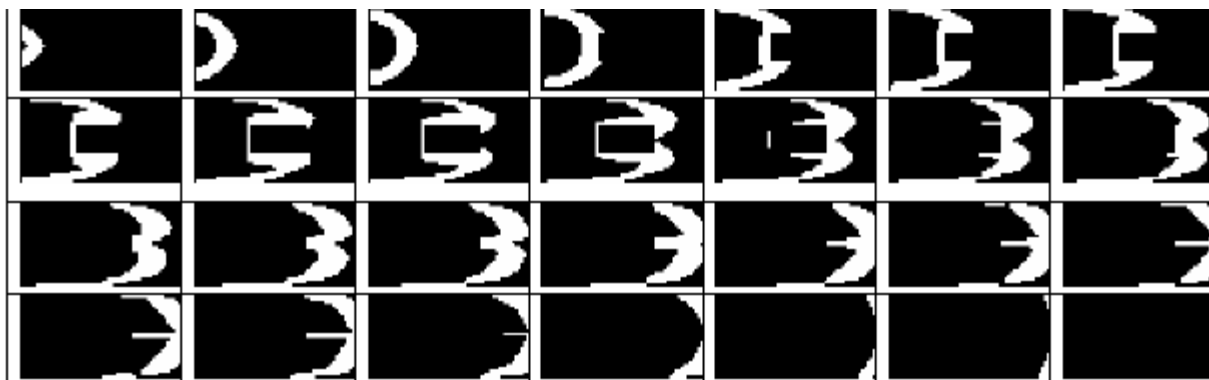


Зона 1. $k = 1 \text{ мкм}^2$
Площадь – 89%
Зона 2. $k = 0 \text{ мкм}^2$
Площадь – 11%

График «концентрация индикатора- время»



Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



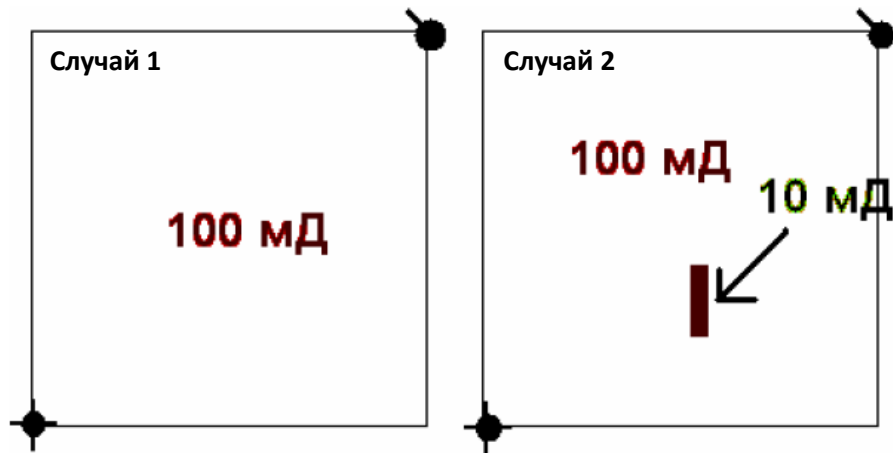
При встрече фронтом нагнетаемой воды непроницаемой зоны, он огибает его.

При этом два «языка» фронта приходят в добывающую скважину одновременно.

Интерпретация кривых «концентрация-время».

Зональная неоднородность пласта

Схемы геометрии пласта и характера фильтрационной неоднородности



Распределение трассера по пласту в виде линий тока на 1000 день моделирования

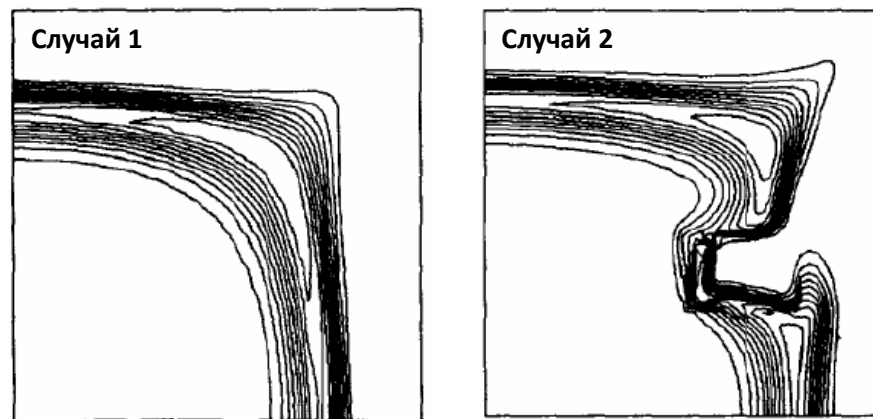


График «концентрация индикатора-время». Случай 1

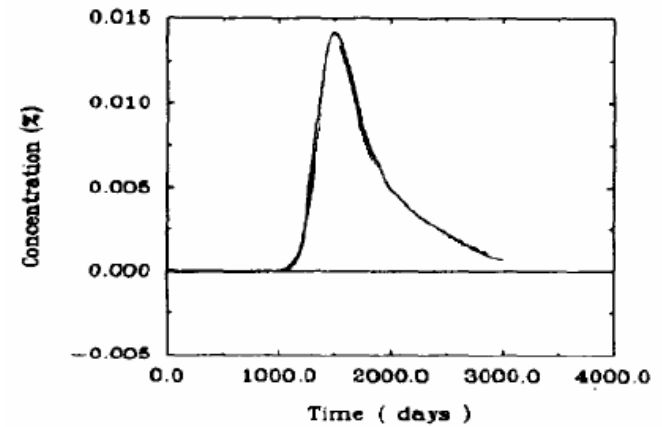
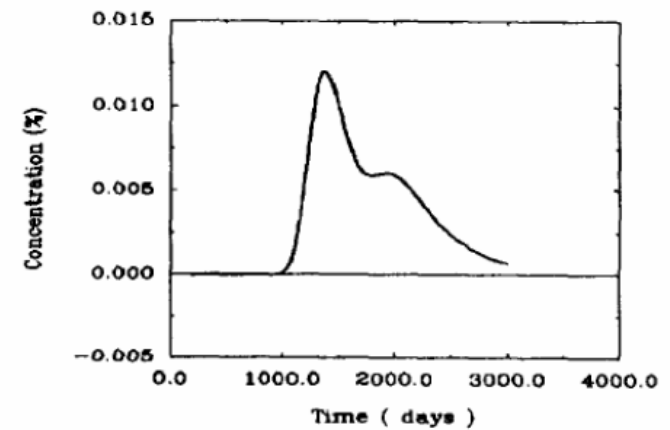
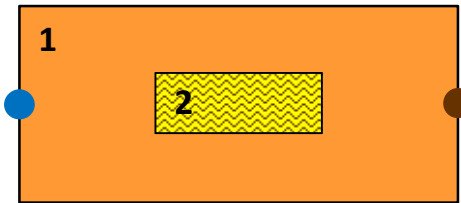


График «концентрация индикатора-время». Случай 2



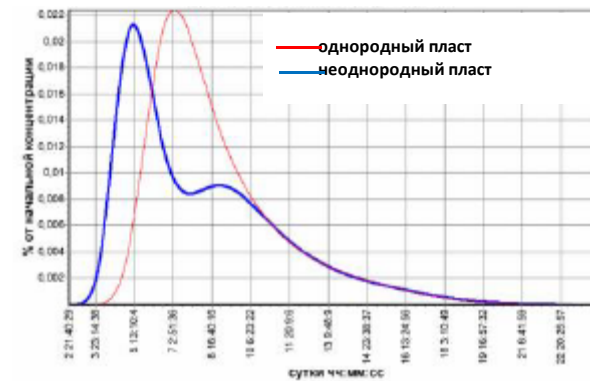
Интерпретация кривых «концентрация-время». Зональная неоднородность пласта

Случай 3

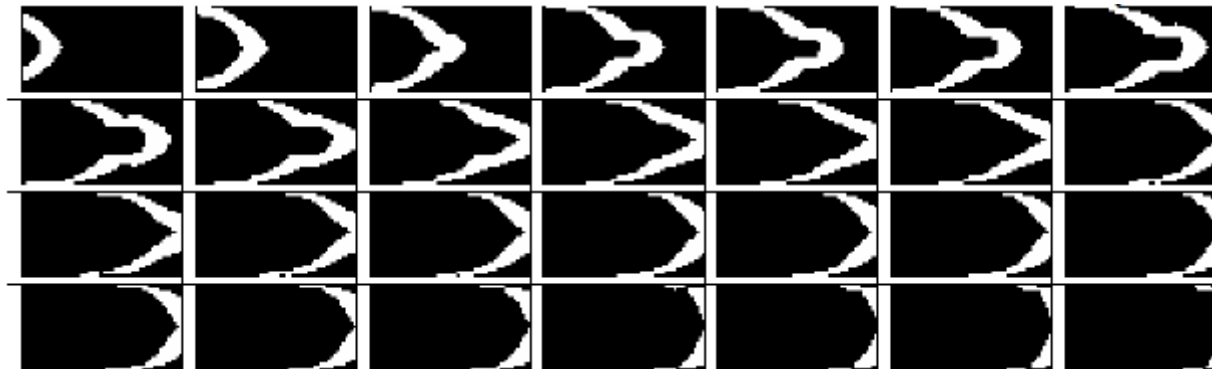


Зона 1. $k = 1$ мкм²
Площадь – 89%
Зона 2. $k = 2$ мкм²
Площадь – 11%

График «концентрация индикатора- время»



Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



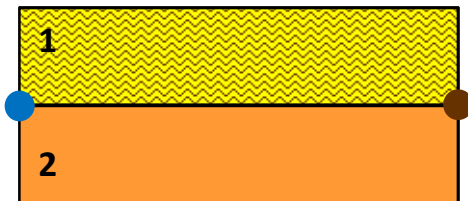
При встрече фронтом нагнетаемой воды высокопроницаемой зоны происходит прорыв фронта по данной зоне.

Оторочка меченой жидкости приходит в добывающую скважину двумя порциями.

Интерпретация кривых «концентрация-время».

Зональная неоднородность пласта

Случай 4



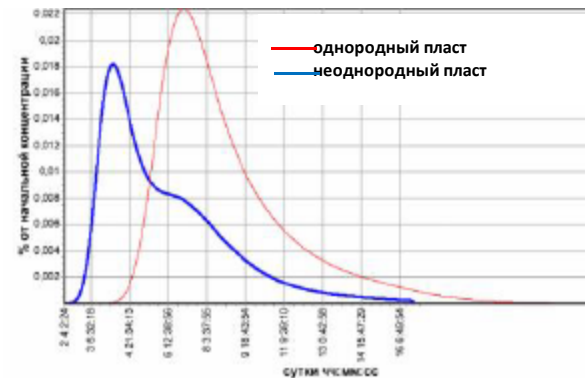
Зона 1. $k = 1.7 \text{ мкм}^2$

Площадь – 50%

Зона 2. $k = 1 \text{ мкм}^2$

Площадь – 50%

График «концентрация индикатора- время»



Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



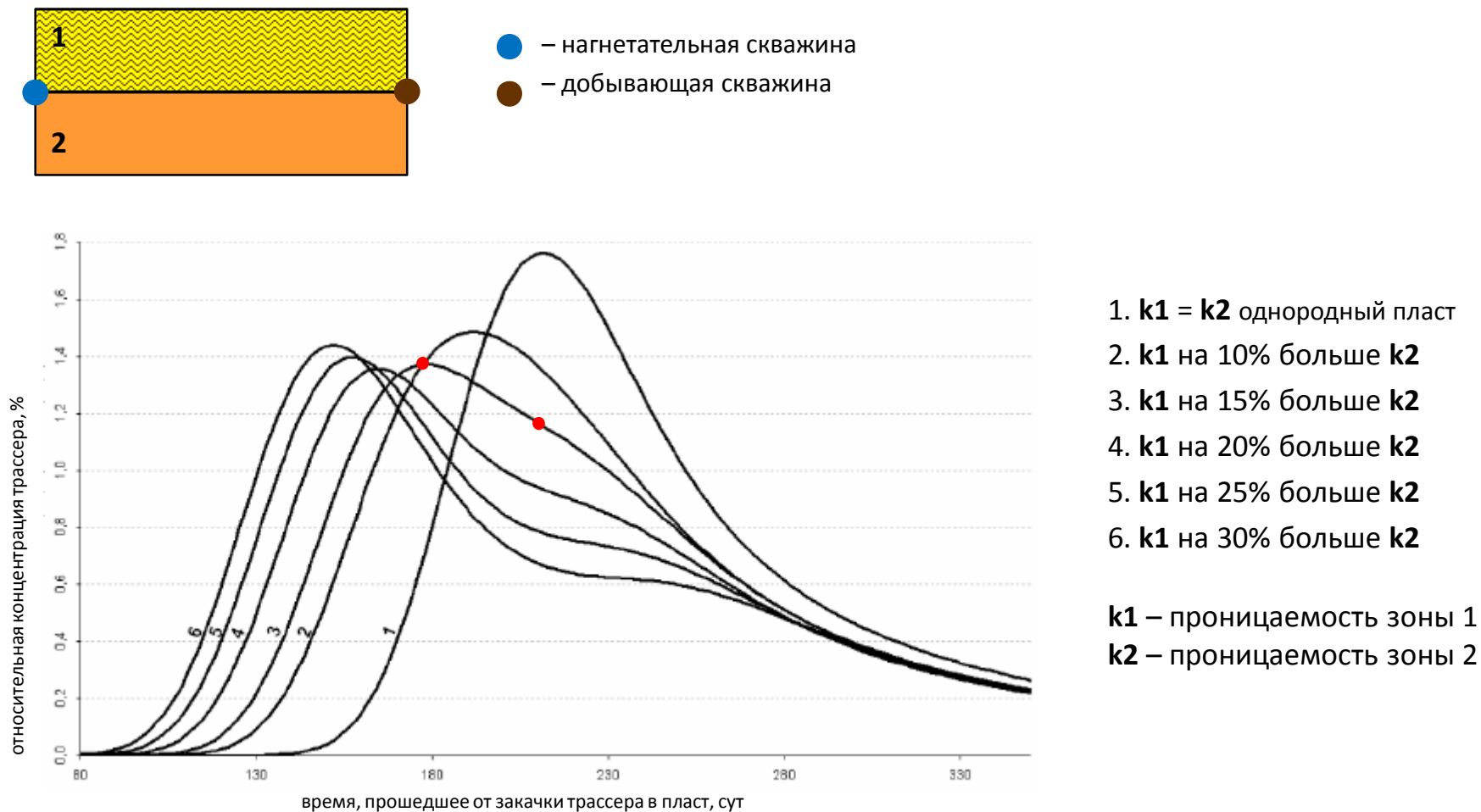
При движении фронта меченой жидкости по двум разнопроницаемым зонам происходит его разделение.

По зоне с более высокой проницаемостью происходит опережающее заводнение

Интерпретация кривых «концентрация-время».

Зональная неоднородность пласта

Моделирование фильтрации трассера по двухслойному пласту для различных значений проницаемости зоны 1 при $k = \text{const}$ зоны 2

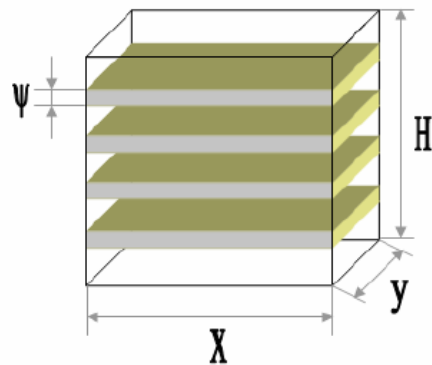


Можно различить два зоны неоднородного пласта при разнице в проницаемости между ними более 15%.

Интерпретация кривых «концентрация-время».

Трещиноватость пласта

Воздействие трещиноватости горных пород на характер кривых «концентрация – время».



При моделировании движения меченой жидкости по трещиновато-поровому коллектору принимаются следующие допущения:

- Модель представляет неоднородную, недеформируемую, трещиновато-пористую среду с фиксированными значениями длины, ширины, толщины и заданными значениями проницаемости и пористости блоков, суммарной длины трещин, раскрытием трещин и коэффициентом трещиноватости;
- Капиллярные и гравитационные силы не учитываются;
- Жидкости считаются несмешивающимися и несжимаемыми;
- Коэффициенты вязкости флюидов постоянны;
- Движение жидкости предполагается двунаправленным.

Рассмотрим 3 случая трещиноватости пласта:



- 

Трещины расположены поперек направлению фильтрации
- 

Трещины расположены вдоль направления фильтрации
- 

Трещины расположены под углом к направлению фильтрации

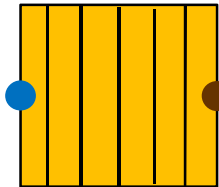
Параметры пласта	
Размеры пласта	300 x 300 м
Мощность пласта	15 м
Пористость пласта	0,1
Проницаемость пласта	100 мД
Вязкость нагнетаемого агента	1 мПа*с
Вязкость нефти	3 мПа*с
Связанная водонасыщенность	0,2
Предельная водонасыщенность	0,72
Начальная водонасыщенность	0,57
Перепад давления	151 Атм
Объем закаченной оторочки	5 м ³
Начальная концентрация	100%

-  - нагнетательная скважина
-  - добывающая скважина

Интерпретация кривых «концентрация-время».

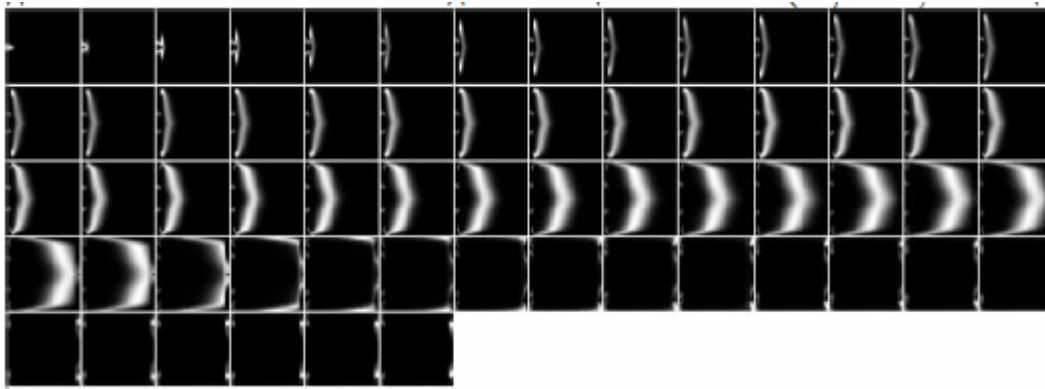
Трещиноватость пласта

Случай 1



Трещины расположены поперек направлению фильтрации

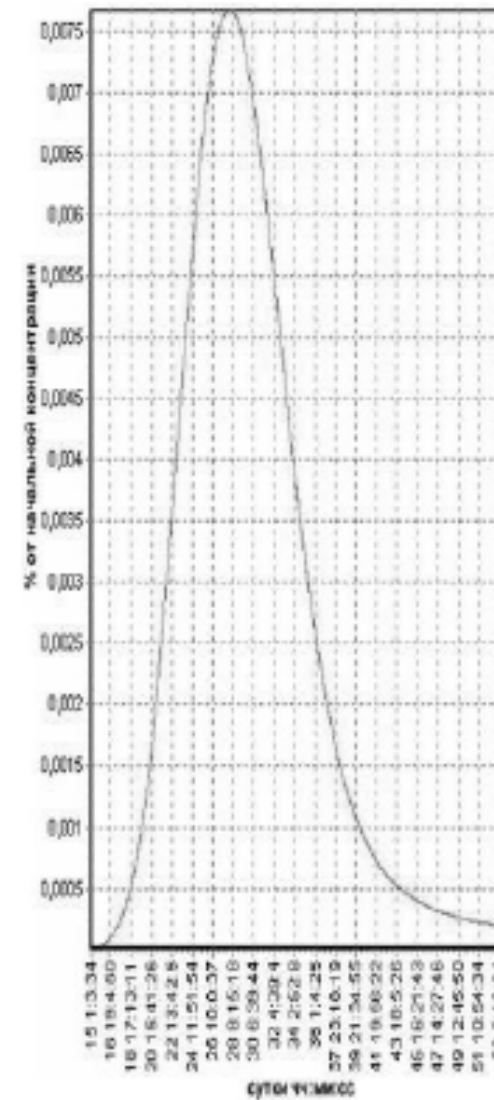
Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



При расположении трещин поперек направлению фильтрации, фильтрация происходит аналогично поровому коллектору.

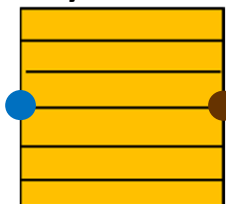
Увеличение числа трещин эквивалентно увеличению порового объема и эффективной проницаемости пласта

График «концентрация индикатора- время»



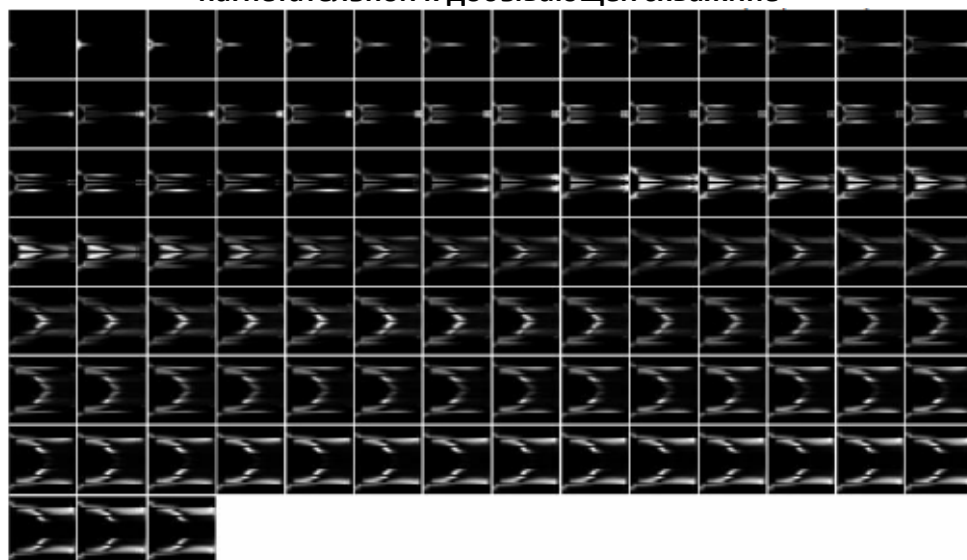
Интерпретация кривых «концентрация-время». Трещиноватость пласта

Случай 2



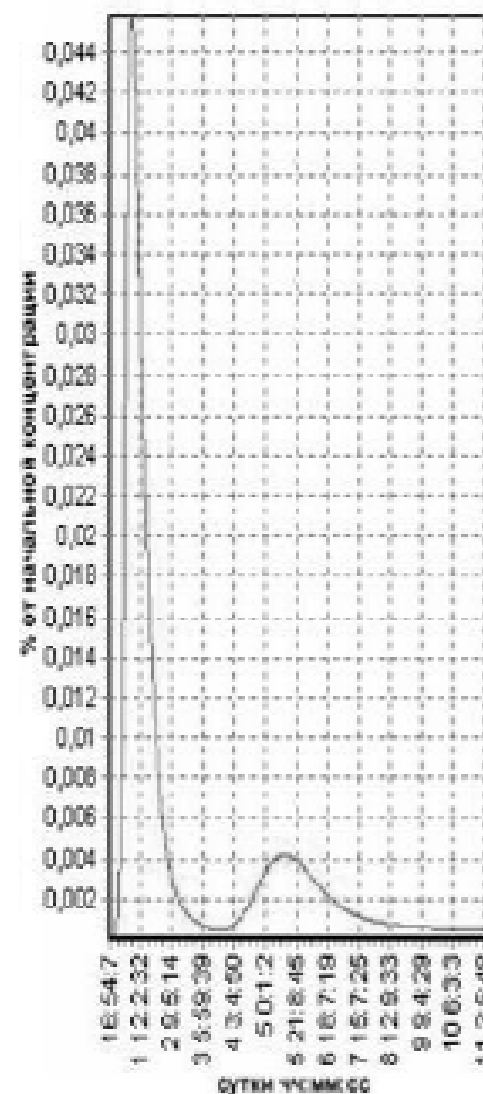
Трещины расположены вдоль направления фильтрации

Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



При расположении трещин вдоль направлению фильтрации, индикатор поступает по системе трещин, но определить характер и направленность системы трещин не представляется возможным. Интерпретируется как одна трещина (канал НФС), расположенная строго между нагнетательной и добывающей скважинами.

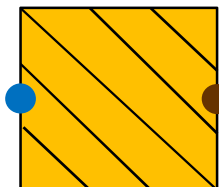
График «концентрация индикатора- время»



Интерпретация кривых «концентрация-время».

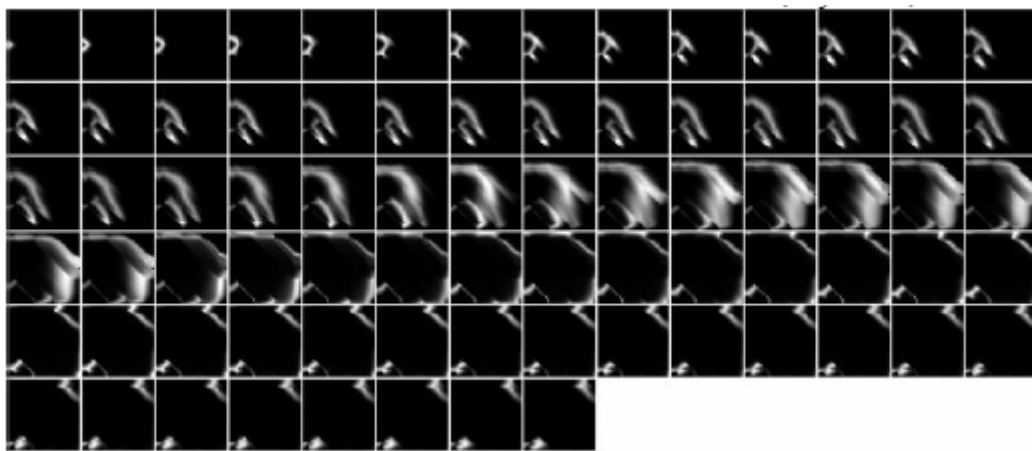
Трещиноватость пласта

Случай 3



Трещины расположены поперек направлению фильтрации

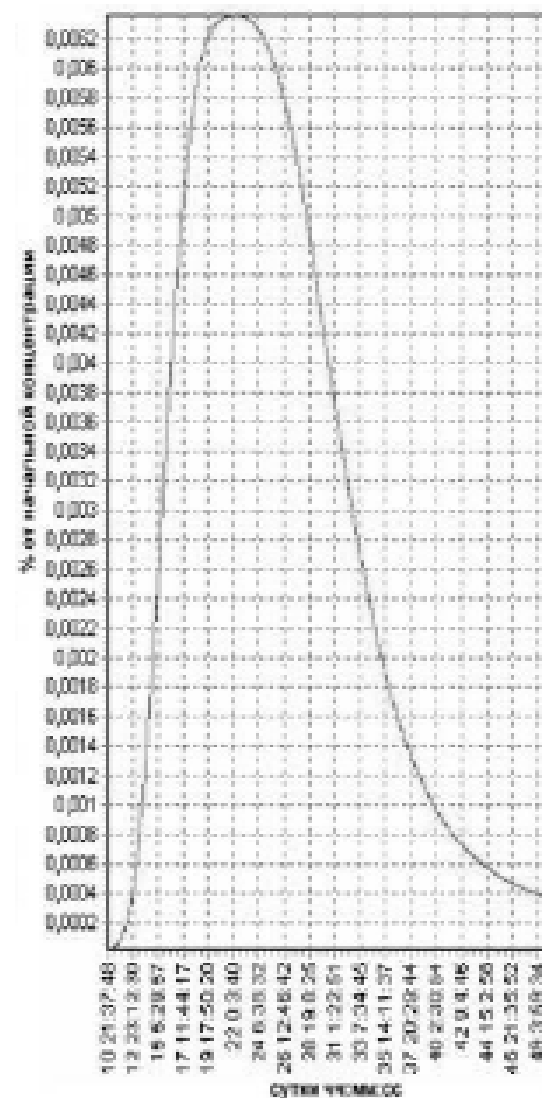
Последовательность движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине



При расположении трещин под углом к направлению фильтрации, фронт смещается в сторону направления трещин – увеличивается истинный путь фильтрации нагнетаемой воды.

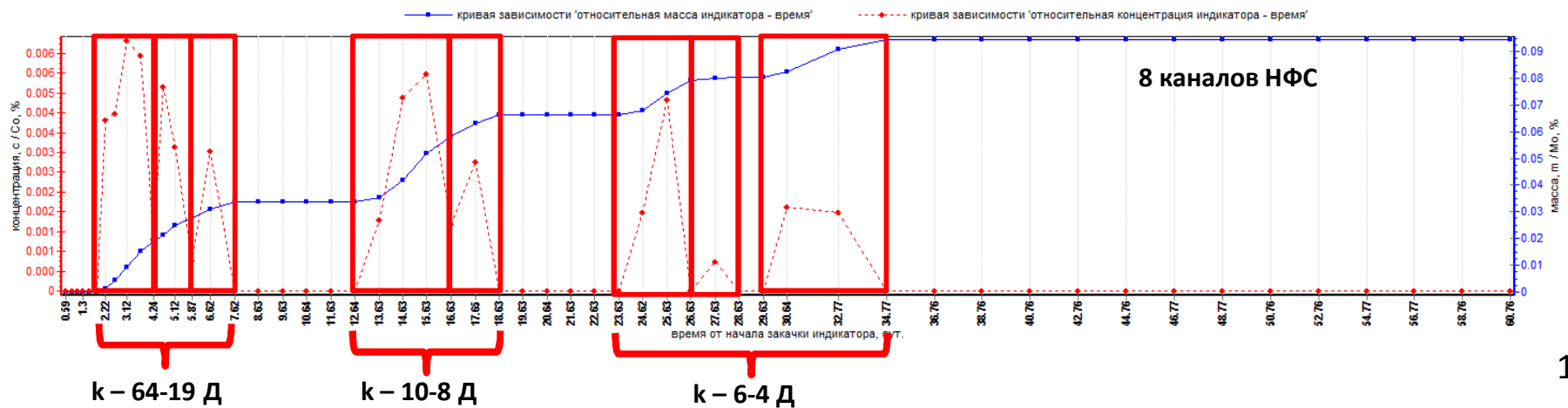
При этом трассер выходит одной порцией, аналогично поровому коллектору.

График «концентрация индикатора- время»



Интерпретация кривых «концентрация-время».

Примеры промышленных результатов



Интерпретация исследований.

Скорости фильтрации

По времени прихода порций трассера вычисляются максимальная и средняя скорости фильтрации по каналам НФС (низкого фильтрационного сопротивления).
Строятся карты скоростей.

Максимальная скорость движения трассера:

$$v_{max} = L/t_1$$

Средняя скорость движения трассера:

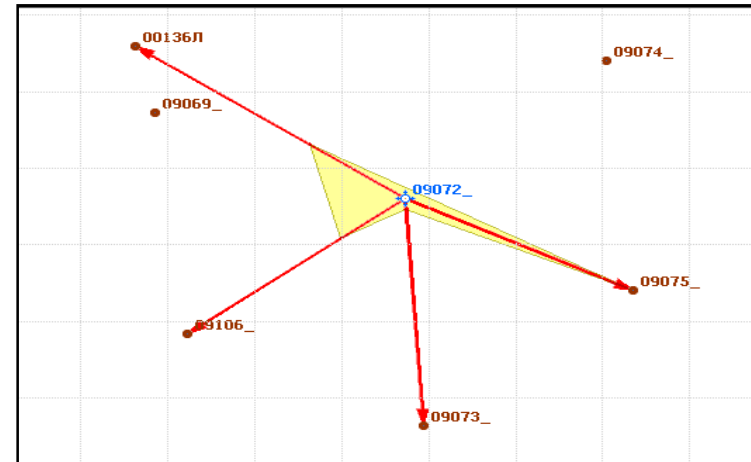
$$v_{mean} = \frac{L}{(t_1 + 0.5\Delta t_n)}$$

Максимальная скорость движения индикатора по поровой части коллектора:

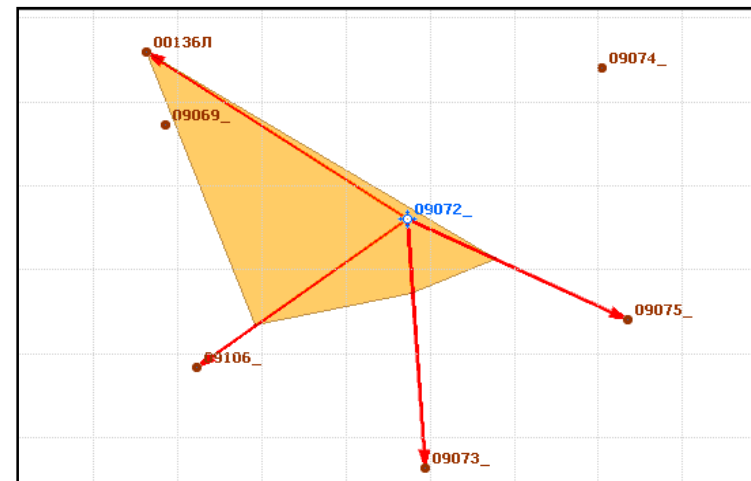
$$v_{max.por} = \frac{\Delta P_j k_{max} f_w}{m \mu_w L}$$

- L – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, м;
- t_1 – время прихода первой порции трассера, сут
- Δt_n – разница между временем прихода последней и первой порций трассера, сут
- ΔP_j – разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающей скважин, МПа
- k_{max} – максимальная абсолютная проницаемость поровой части коллектора, определенная по ГДИС, Д
- f_w – средняя для пласта относительная фазовая проницаемость по воде
- m – пористость
- μ_w – вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с

Карта максимальных скоростей движения трассера



Карта средних скоростей движения трассера



Интерпретация исследований.

Масса вынесенного трассера

Масса вынесенной порции трассера:

$$M_n = \frac{1}{2} \sum_{i1(n)}^{i1(n+1)} (C_{i-1} \cdot Q_{w,i-1} + C_i \cdot Q_{w,i}) \cdot (t_i - t_{i-1}), n = 1, 2, \dots, nj$$

Доля вынесенной порции трассера по n-ному каналу по отношению к массе закаченного трассера:

$$\Delta_{n,j} = M_n / M_0$$

Доля всего вынесенного трассера в j-ю скважину по отношению к массе закаченного трассера:

$$\delta_j = M_j / M_0$$

C_i, C_{i-1} – концентрации двух следующих друг за другом порций вынесенного трассера, кг/м³;

$Q_{w,i}, Q_{w,i-1}$ – дебит воды добывающей скважины, в которой зафиксирован вынос трассера в моменты времени t_i и t_{i-1} соответственно, м³/сут;

t_i и t_{i-1} – время прихода двух последовательных порций трассера;

Q_j – средняя за весь период исследований приемистость нагнетательной скважины, м³/сут;

M_0 – масса закаченного трассера, кг.

Интерпретация исследований.

Производительность и объем каналов НФС

По времени массе извлеченного трассера определяются производительность каждого отдельного канала НФС и суммарная производительность каналов между нагнетательной и добывающей скважинами. Определяется объем каналов НФС.

Производительность i -того канала НФС и суммарная производительность каналов НФС между добывающей и нагнетательной скважинами:

$$q_n = Q_j \frac{M_n}{M_0}$$

$$q_j = \sum_{n=1}^{nj} q_n$$

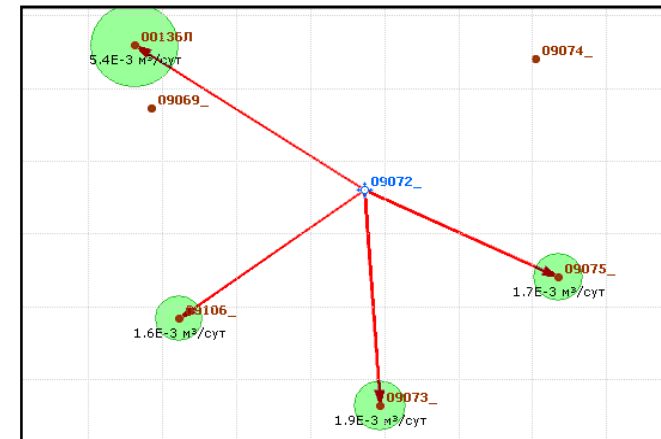
Объем i -того канала НФС и суммарный объем каналов НФС между добывающей и нагнетательной скважинами:

$$V_n = q_n(t_1 + 0.5\Delta t_n)$$

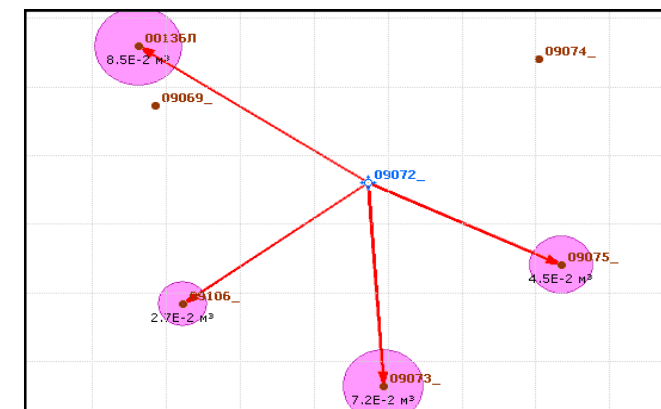
$$V_j = \sum_{n=1}^{nj} V_n$$

Q_j – средняя за весь период исследований приемистость нагнетательной скважины, м³/сут

Карта производительности каналов НФС



Карта распределения объемов каналов НФС



Интерпретация исследований.

Проницаемость каналов НФС

В зависимости от скорости прихода порции трассера (v_n) каналы НФС делятся на трещинные и поровые:

$v_n > v_{max.por}$ - трещинный канал НФС

$v_n < v_{max.por}$ - поровый высокопроницаемый канал НФС

Далее для трещинных и поровых каналов НФС рассчитывается проницаемость

Проницаемость трещинного канала НФС:

$$k_n = \frac{\mu_w L^2}{(t_1 + 0.5\Delta t_n)\Delta P_j}$$

Проницаемость порового канала НФС:

$$k_n = \frac{m\mu_w L^2}{(t_1 + 0.5\Delta t_n)\Delta P_j f_w}$$

Гидропроводность канала НФС:

$$\varepsilon_n = k_n \mu_w h_i$$

h_i – средняя мощность пласта между нагнетательной и добывающей скважинами, м

График долей вынесенного индикатора в зависимости от проницаемости каналов НФС

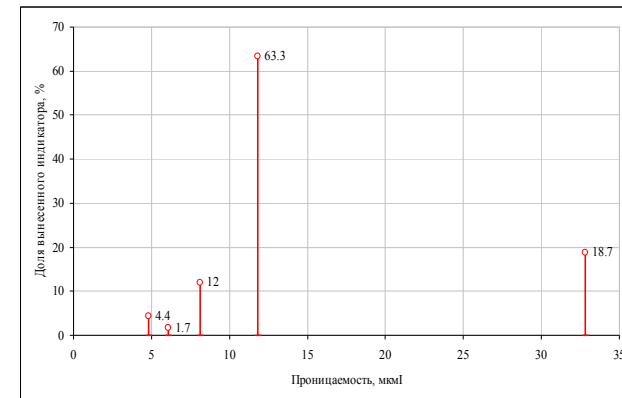


Диаграмма распределения производительности каналов НФС по диапазонам проницаемости



Интерпретация исследований.

Обводненность и непроизводительная закачка

Обводненность добывающей скважины по каналам НФС:

$$\%_{\text{обв}} = \frac{q_j}{Q}$$

Коэффициент влияния нагнетательной скважины на обводненность добывающей:

$$\Omega = \frac{q_j}{Q_w}$$

Непроизводительная закачка нагнетательной скважины по каналам НФС:

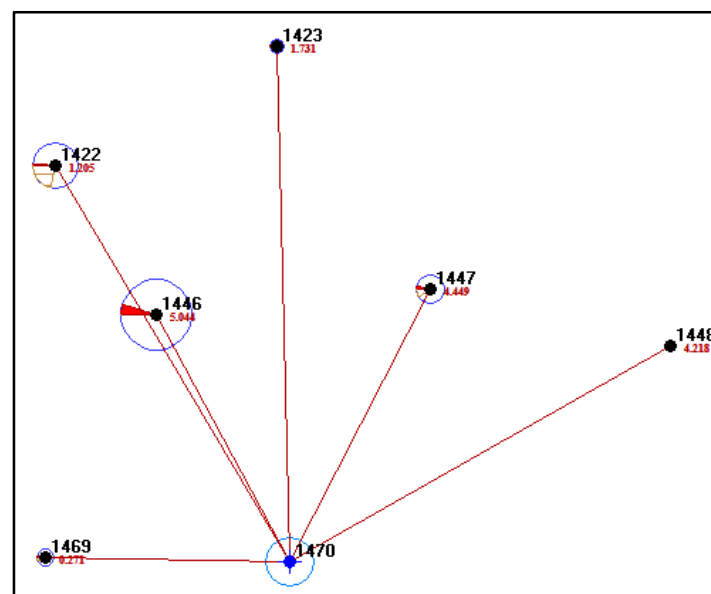
$$\Pi = \frac{\sum q_j}{Q_j}$$

Q – средний дебит жидкости добывающей скважины за период исследований, м³/сут;

Q_w – средний дебит воды добывающей скважины за период исследований, м³/сут;

$\sum q_j$ – суммарная производительность каналов НФС между нагнетательной скважиной и ее реагирующим окружением, м³/сут

Карта обводненности по каналам НФС



Применение результатов исследований

1. Контроль прорывов воды по каналам НФС (1-3 месяца)

- $\%_{обв} < 1\%$ - отсутствие прорывов воды
- $\%_{обв} - 1-5\%$ - незначительные прорывы воды
- $\%_{обв} - 5-20\%$ - значительные прорывы воды
- $\%_{обв} > 20\%$ - весьма сильные прорывы воды

2. Определение оптимального режима работы нагнетательных скважин (1-3 месяца)

ТИ проводятся в одной нагнетательной скважине в несколько этапов с применением разных индикаторов на нескольких режимах.

По результатам определяется оптимальный режим, при котором отсутствует раскрытие трещин и непроизводительная закачка

3. Подбор кандидатов и анализ эффективности МУН (1-6 месяцев)

- Расчет необходимого объема закачки реагентов (ПНП, ВПП)
- Оценка экономической целесообразности проведения МУН
- Оценка эффективности проведенных МУН

4. Определение фильтрационно-емкостной неоднородности пласта (от 3 мес до 3 лет)

- Контроль разработки пласта
- Создание и актуализация гидродинамической модели

5. Контроль продвижения фронта заводнения (от 1 года до 3 лет и более)