



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»  
(ООО «ТННЦ»)

# **ОЦЕНКА ДОБЫЧНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И КИН КОЛЛЕКТОРОВ ТРИЗ НА МОДЕЛЯХ НЕРАВНОВЕСНОЙ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ**

**Н.А. Черемисин, С.В. Костюченко**

**Тюмень, 19 сентября 2018**



# Содержание доклада

- ☐ Актуальность проблемы
- ☐ Связь КИН с плотностью сетки скважин и темпом отбора
- ☐ Неравновесная нелинейная фильтрация. Обобщение теоретических, экспериментальных и промысловых данных
- ☐ Моделирование процессов нелинейной фильтрации методом динамических ОФП
- ☐ Апробация локализации запасов на моделях нелинейной неравновесной фильтрации
- ☐ Выводы



- В настоящее время значительный ряд объектов разрабатываемых месторождений компании «Роснефть» относятся к коллекторам ТРИЗ. Эти запасы характеризуются низкими темпами отбора и недостижением проектной нефтеотдачи.
- Существует технологическая возможность доизвлечения таких запасов, однако эффективность этих технологий зависит от знания структуры запасов остаточной нефти.
- Проблема адекватной локализации подвижных запасов не может быть решена в рамках «линейных» моделей, в которых остаточная нефтенасыщенность задается статическим распределением в объеме объекта разработки и не зависит от систем разработки.
- Опыт разработки огромного числа месторождений показывает, что технологический КИН существенно зависит от плотности сетки скважин и темпов отбора.

# Чему нет объяснения в рамках линейного закона Дарси. Связь КИН с плотностью сетки скважин

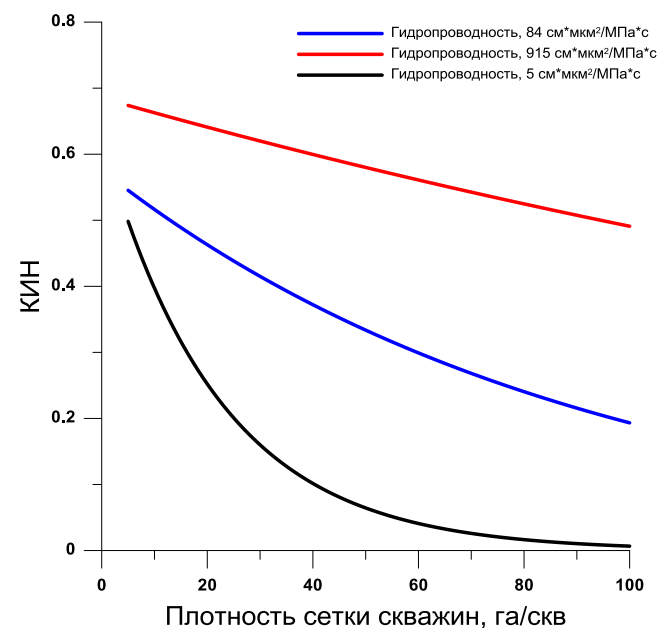


Зависимость КИН от удельной плотности сетки скважин  
для различных объектов разработки

| Месторождение(пласт)                                           | Удельная плотность сетки скважин, га/скв |      |      |      |      |      |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------|------|------|------|------|------|
|                                                                | 2                                        | 10   | 20   | 30   | 40   | 100  |
| Восточный Техас<br>США<br>(вудбайн)                            | 0.8                                      | 0.78 | 0.76 | 0.73 | 0.71 | 0.59 |
| Бавлинское                                                     | 0.74                                     | 0.72 | 0.69 | 0.67 | 0.65 | 0.52 |
| Туймазинское (Д <sub>11</sub> )                                | 0.69                                     | 0.65 | 0.6  | 0.56 | 0.51 | 0.32 |
| Ромашкинское,<br>Абдурахмановская<br>площадь (Д <sub>1</sub> ) | 0.68                                     | 0.62 | 0.55 | 0.48 | 0.43 | 0.21 |

(Щелкачев В.Н., 1974)

Зависимость КИН от плотности сетки скважин  
и гидропроводности пласта



(Мартос В.Н., Куренков А.И., 1989, по 30 месторождениям  
Урало-Поволжья и Западной Сибири)



# Чему нет объяснения в рамках линейного закона Дарси. Форсированный отбор

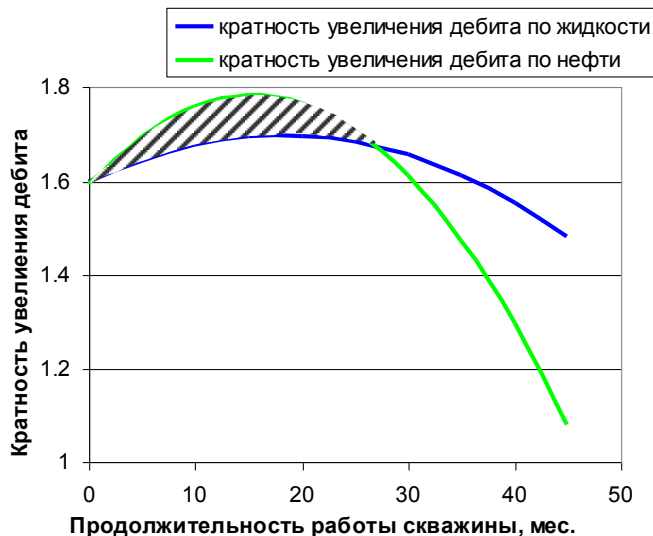
## Зависимость технологического КИН от темпа отбора и плотности сетки скважин по 189 объектам разработки

$$\eta = 0,0041 \, g k_{np} - 0,091 \, g \mu_o + 31,05 K_n + 0,138 h_u - 0,03 \rho + 1,27 T - 2,74 S,$$

где  $k_{np}$  — коэффициент проницаемости;  $S$  — относительный размер водонефтяной зоны;  $h_u$  — эффективная нефтенасыщенная мощность;  $\mu_o$  — относительная вязкость;  $\rho$  — плотность сетки скважин;  $T$  — темпы отбора жидкости;  $K_n$  — коэффициент песчанности.

М.М. Иванова, 1977

## Форсированный отбор (промысловые данные, около 350 скв.)



Сонич В.П., Черемисин Н.А., 2002

## Зависимость технологического КИН от темпа отбора жидкости по 37 участкам пластов АС, БС и ЮС

$$K_{кин} = 20,25 - 1,58 \cdot \frac{K_{пр}^{max}}{K_{пр}^{min}} + 0,5 K_n + 0,06 q_{ж.уд.} - 3,85 \rho_{уд.} \quad (1)$$

где:  $K_{кин}$  — коэффициент нефтеизвлечения, %;

$K_{пр}^{min}$  — средняя максимальная проницаемость коллектора на участке пласта, отнесенная к 15% толщины пласта, мкм<sup>2</sup>;

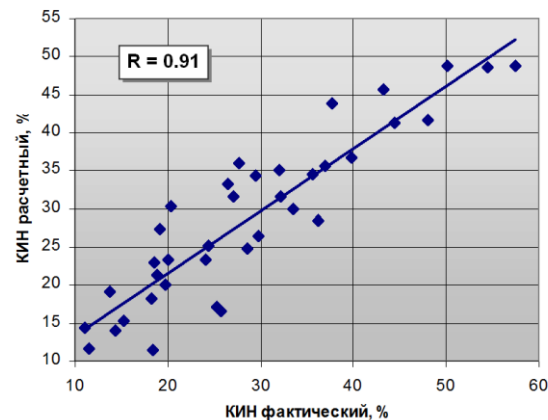
$K_n$  — средняя минимальная проницаемость коллектора, отнесенная к 15% толщины пласта, мкм<sup>2</sup>;

$q_{ж.уд.}$  — средний удельный дебит скважин по жидкости, т/сут.·м;

$\rho_{уд.}$  — средний удельный коэффициент расчлененности, 1/м.

В.А. Мишарин, 2001

## Сравнение фактического и расчетного КИН для корреляции (1)





$$v_h = -k \frac{k_h}{\mu_h} \left( \frac{\partial p_h}{\partial x} + g \rho_h \sin \alpha \right),$$

$$\frac{\partial m_i \rho_i}{\partial t} + \frac{\partial \rho_i v_i}{\partial x} = 0.$$

$$v_g = -k \frac{k_g}{\mu_g} \left( \frac{\partial p_g}{\partial x} + g \rho_g \sin \alpha \right),$$

$$m_i = m \cdot S_i$$

$$p_h - p_g = P_c = \frac{\sigma_{hg} \cdot \cos \theta}{\sqrt{k/m}} \cdot J(s),$$

Раппопорта-Лиса:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial F(s)}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{k \cdot k_h}{\mu_h} F(s) \cdot \left[ \frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin \alpha \right] \right\} = 0,$$

где  $v = v_h + v_g$ ,

$$F(s) = \frac{k_g(s)}{k_g(s) + \frac{\mu_g}{\mu_h} k_h(s)} - \text{функция Бакли-Лeverетта.}$$



- Зависимость фазовых проницаемостей в процессе вытеснения нефти водой только от локальной насыщенности фильтрующихся фаз, предполагает их термодинамически – равновесное распределения в поровом пространстве, при этом капиллярные силы в достаточно малой области могут преобладать над внешним перепадом давления.
- Опыты на не экстрагированном керне показали, что спонтанная капиллярная пропитка, как движущая сила перераспределения фаз, практически не проявляет себя в процессе вытеснения нефти водой.
- Одним из следствий отсутствия термодинамически – равновесного распределение фаз в процессе разработки является зависимость ОФП не только от локальной насыщенности фаз, но и скорости фильтрации/градиента давления.



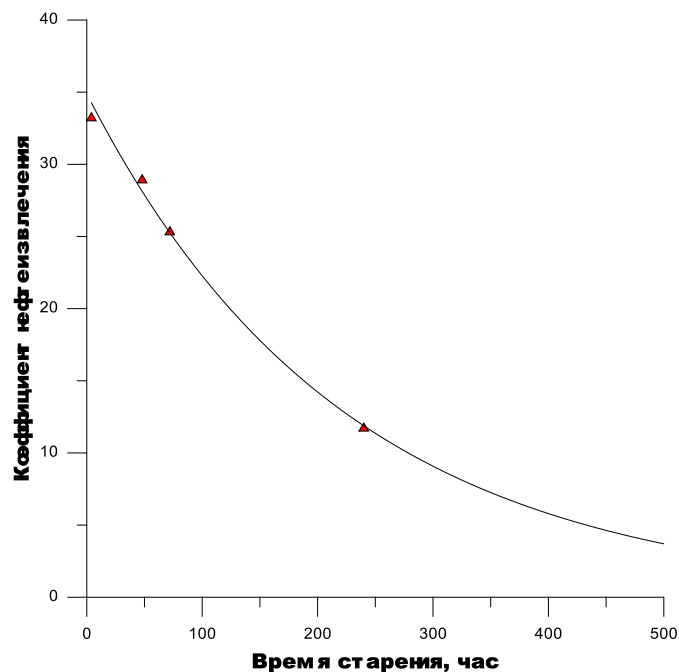
# Капиллярная пропитка, опыты на керне

Отсутствие перераспределения нефтенасыщенности слоев по высоте от времени выдержки



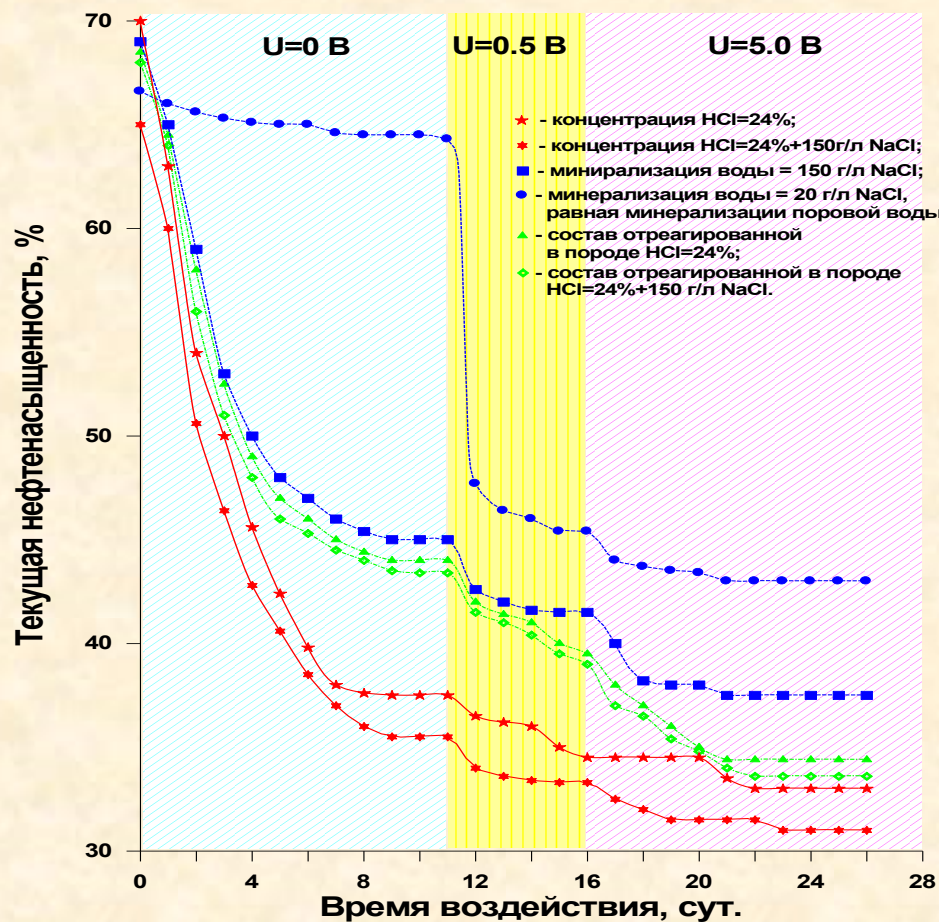
(Липчинский, Андреев, Киселев, 2007)

Конечный коэффициент нефтеизвлечения при спонтанной пропитке нефтенасыщенных образцов керна водой в зависимости от времени их старения при пластовых условиях (остаточная водонасыщенность образцов 15-25%,)



(Zhou, Morrow, Shouxiang, 2000)

# Зависимость содержания остаточной нефти в песчано-алевролитовых породах при ее капиллярном вытеснении под действием растворов и внешнего электрического поля



(Сонич В.П., 2003 )



$$K_{OH} = K_H \cdot (1 - Z) + Z \cdot \varphi \cdot K_H$$

$$Z = \frac{\int_{r_*}^{\infty} r^2 \cdot f(r) dr}{\int_0^{\infty} r^2 \cdot f(r) dr}.$$

$$K_{OH} = \frac{(1 - \varphi) \cdot K_H}{1 + \frac{K_H}{K_{\Pi}} \cdot \frac{K_B \cdot K}{\mu_B} |\nabla P| \cdot \theta} + \varphi \cdot K_H,$$

**Значения параметров  
по группам пластов**

| Группа пластов | $\varphi$ | $\theta \cdot 10^{-6}, \text{с/м}$ |
|----------------|-----------|------------------------------------|
| А              | 0,395     | 1,98                               |
| Б              | 0,413     | 1,43                               |
| Ю              | 0,390     | 1,94                               |

где:  $|\nabla P|$  - модуль градиента давления, Па/м;

$K_{\Pi}$  - пористость коллектора;

$\varphi, \theta$  - коэффициенты, зависящие от особенностей строения пластов

$K$  - абсолютная проницаемость коллектора, м<sup>2</sup>;

$K_B$  - относительная фазовая проницаемость по воде в промытой зоне;

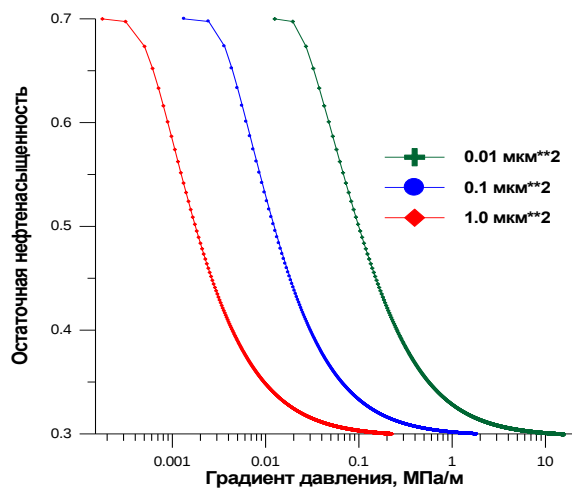
$\mu_B$  - вязкость воды, Па·с;

$r^*$  - критический радиус пор (меньше движение отсутствует), м

$Z$  - объемная доля пор, из которых вытиснилась нефть

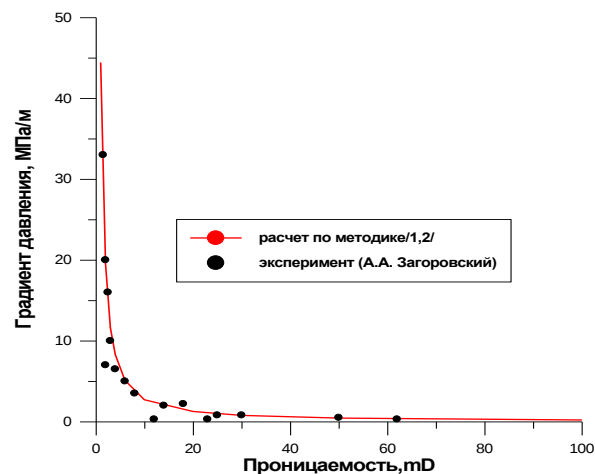


Остаточной нефтенасыщенность как функция градиента давления и проницаемости коллектора



(пористость –0.25, начальная нефтенасыщенность–0.7)

Градиент давления при фильтрации воды в образцах керна с остаточной нефтенасыщенностью



Остаточная нефтенасыщенность в образцах керна составляла 29-30%

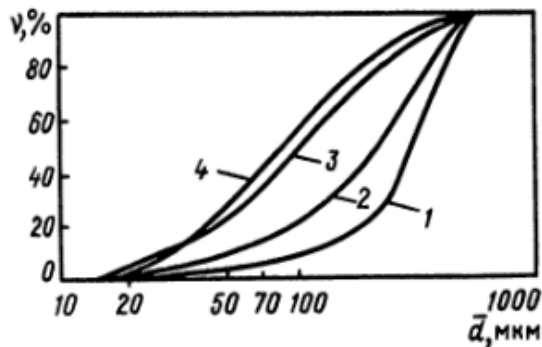
# Средний радиус пор с капиллярно-защемленной нефтью в зависимости от градиента давления



Зависимость критического радиуса пор от градиента давления

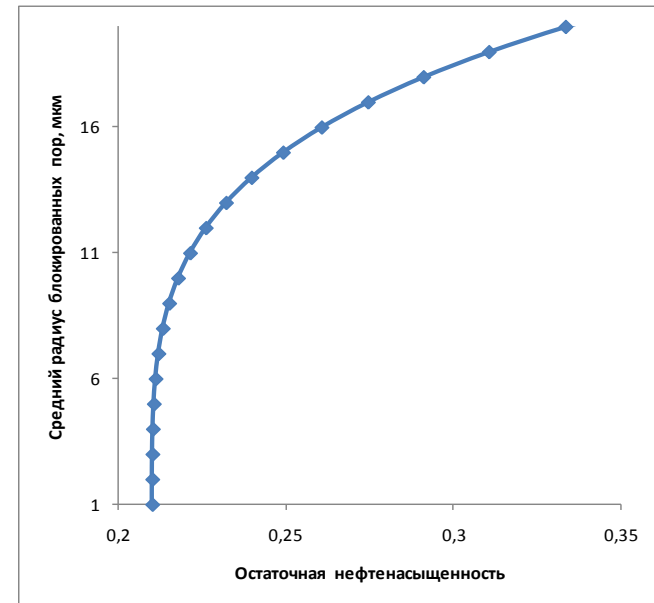
$$r_* = \frac{2 \cdot r_{cp}}{\sqrt{\pi} \left(1 + \frac{K_H}{K_{II}} \cdot \frac{K_B \cdot K}{\mu_B} |\nabla P| \cdot \theta\right)^{0.5}}$$

Распределение капель остаточной нефти по размерам в зависимости от скорости вытеснения



Скорость вытеснения м/сут: 1 – 0,02; 2 – 0,43; 3 – 0,25; 4 – 0,73

Средний радиус пор с капиллярно-защемленной нефтью в зависимости от остаточной нефтенасыщенности (проницаемость – 100 мД, ср. радиус пор – 25 мкм)

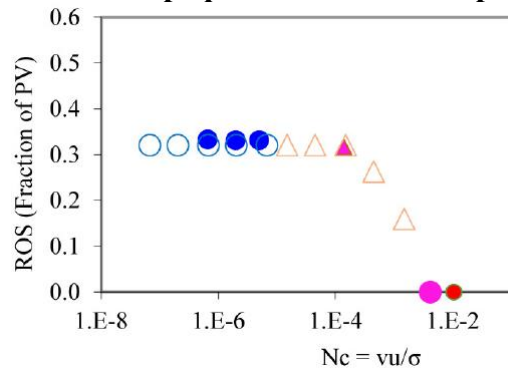


# Остаточная нефтенасыщенность как функция капиллярного числа.

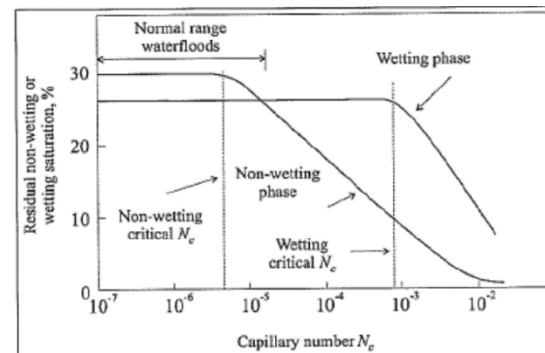
## Лабораторные данные



Гидрофильный коллектор

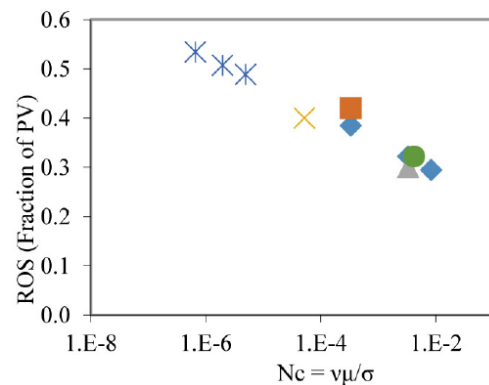


Гидрофильный коллектор



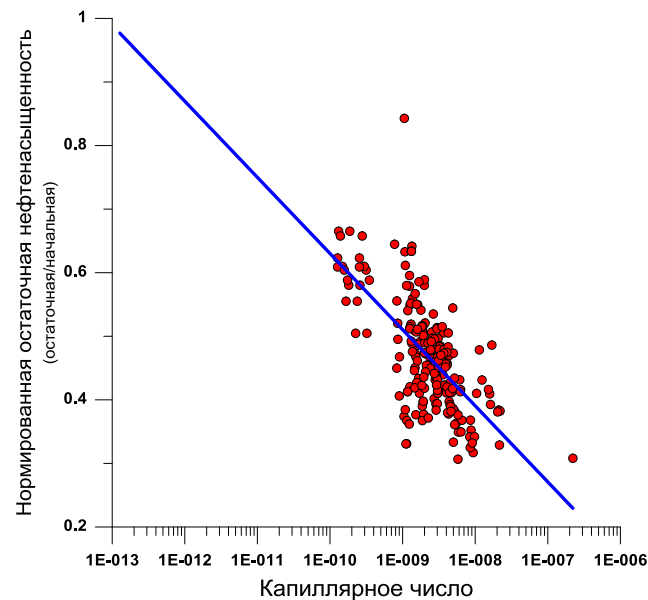
Lake, 1989

Смешанная смачиваемость



Fjelde, Lohne, Abeysinghe, 2015

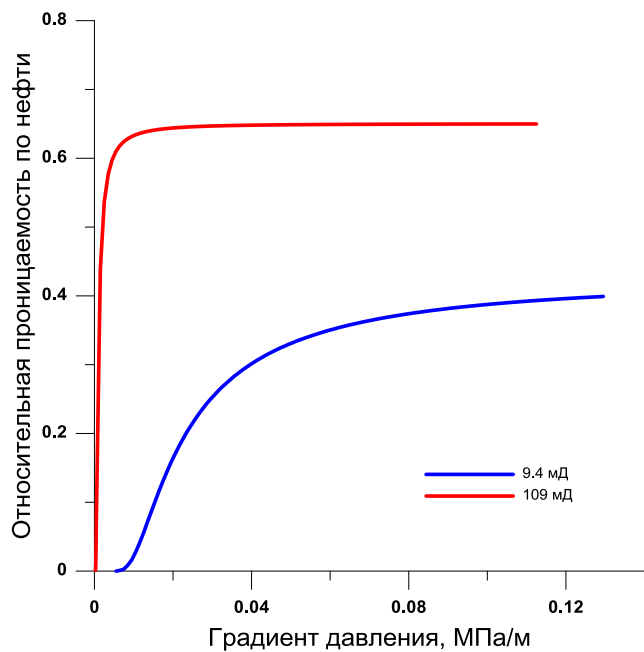
Смешанная смачиваемость,  
(коллектора группы А, Западная Сибирь)



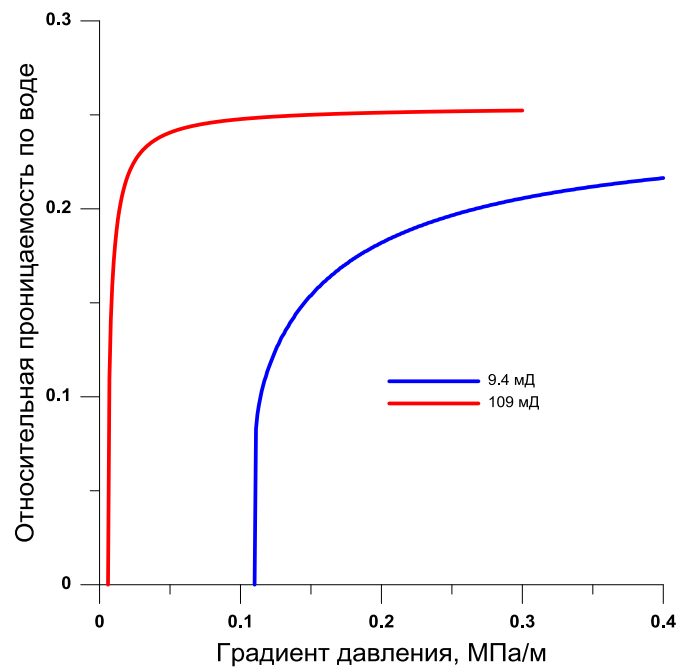
Черемисин, Сонич, Батулин, 1997



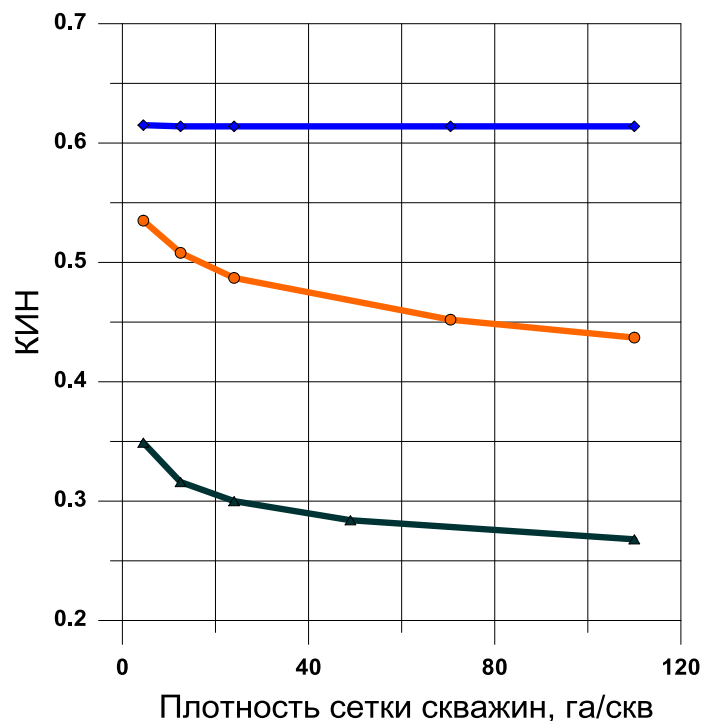
ОФП по нефти при остаточной воде



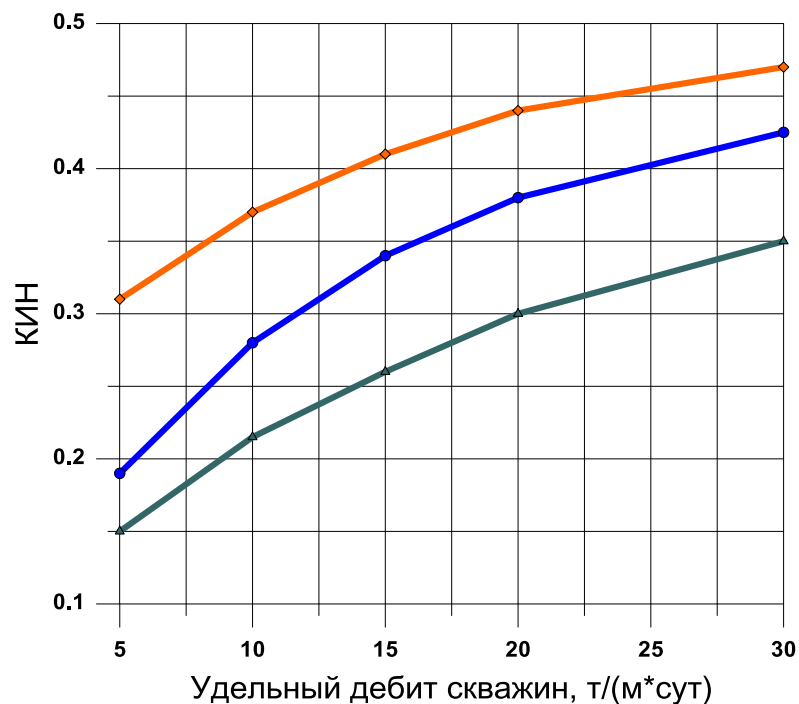
ОФП по воде при остаточной нефти



# Влияние ПСС и темпов отбора на нефтеотдачу (по результатам численного нелинейного моделирования)

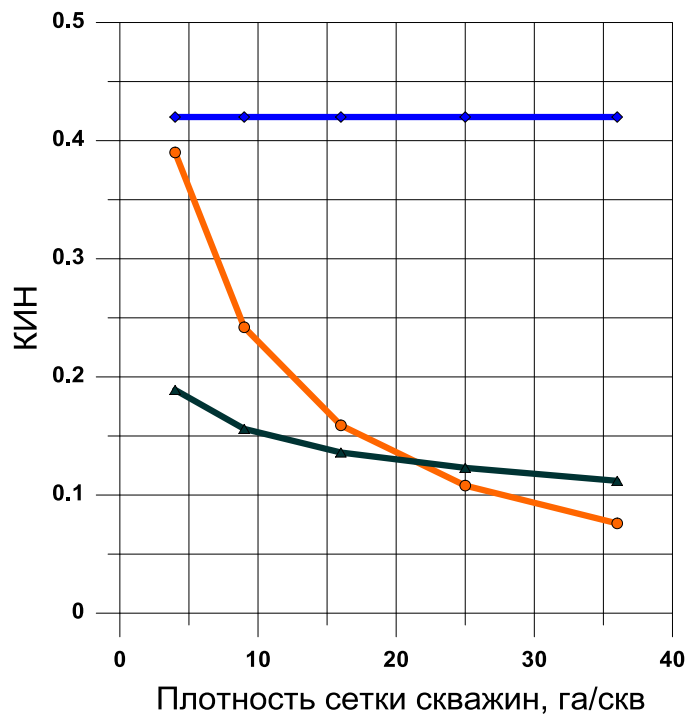


◆—◆ "линейная" модель, однородный пласт, проницаемость 50 мД  
 ○—○ Нелинейная модель, однородный пласт, проницаемость 50 мД  
 ▲—▲ Нелинейная модель, однородный по площади, ср. проницаемость 50 мД  
 коэф. вариации проницаемости по разрезу 0.5

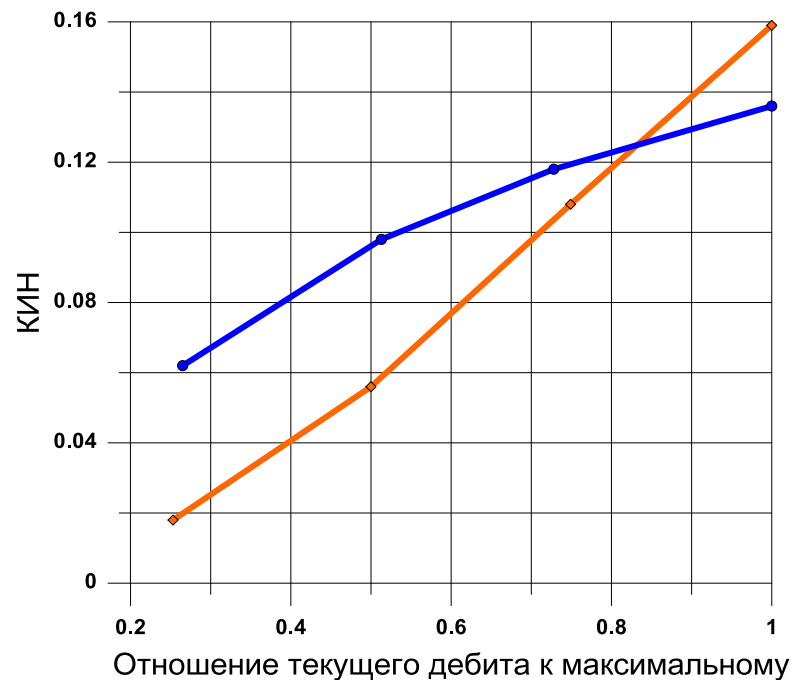


◆—◆ пласты В, однородные, проницаемость 200 мД  
 ●—● пласты В, неоднородные, проницаемость 75 мД  
 ▲—▲ пласты Ю, высоконеоднородные, проницаемость 15 мД

# Влияние ПСС и темпов отбора на нефтеотдачу (по результатам аналитического нелинейного моделирования)



- ◆◆◆ "линейная" модель, однородный пласт, проницаемость 2 мД
- Нелинейная модель, однородный пласт, проницаемость 2 мД
- ▲▲▲ Нелинейная модель, однородный по площади, ср. проницаемость 2 мД, коэф. вариации проницаемости по разрезу 2.7

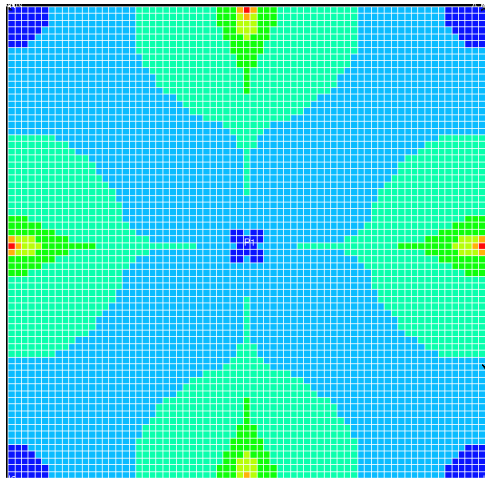


- ◆◆◆ пласты Ю, однородные, проницаемость 2 мД
- пласты Ю, неоднородные, проницаемость 2 мД, коэффициент вариации проницаемости по разрезу 2.7

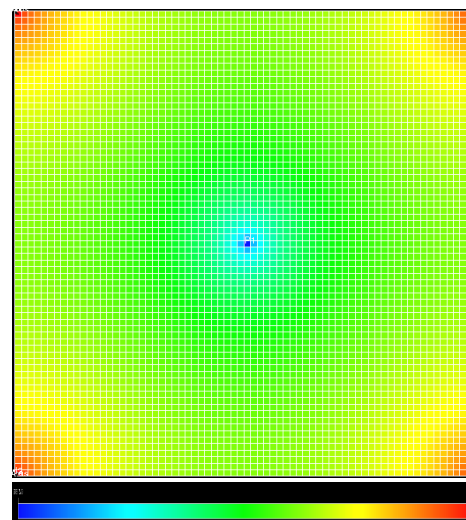
# Характер выработки запасов в нелинейной и «линейной» моделях



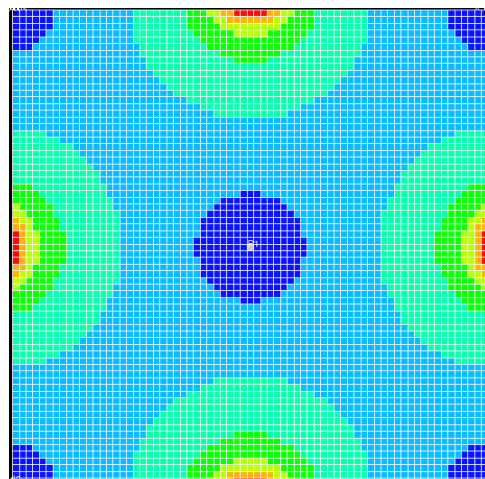
Нефтенасыщенность,  
нелинейная модель



Давление,  
нелинейная модель

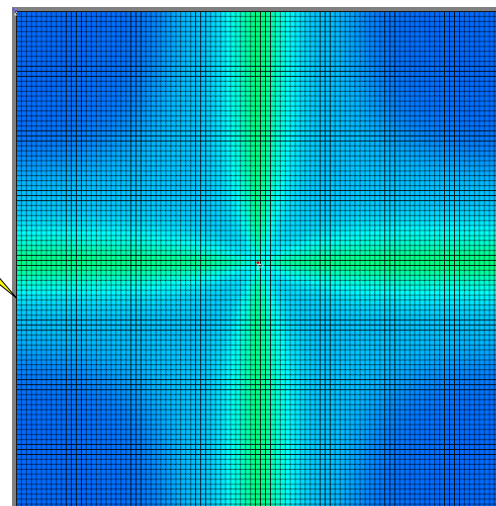


Остаточная нефтенасыщенность,  
нелинейная модель



Обводненность  
продукции скважин  
98%

Нефтенасыщенность,  
«линейная» модель



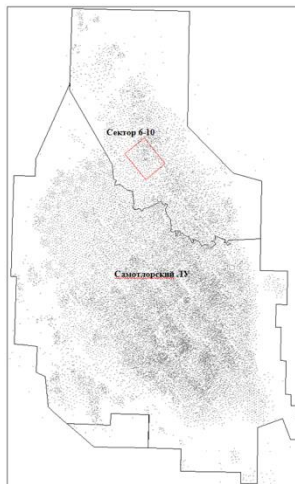
0.28 0.68  
Нефтенасыщенность (расчет). Размер модели=99\*100\*1=9900

# Апробация алгоритмов и ПО, сектор 6-10 Самотлорского месторождения



Общее количество ячеек в ГДМ 360882 , средний размер ячеек 100x100x0.97

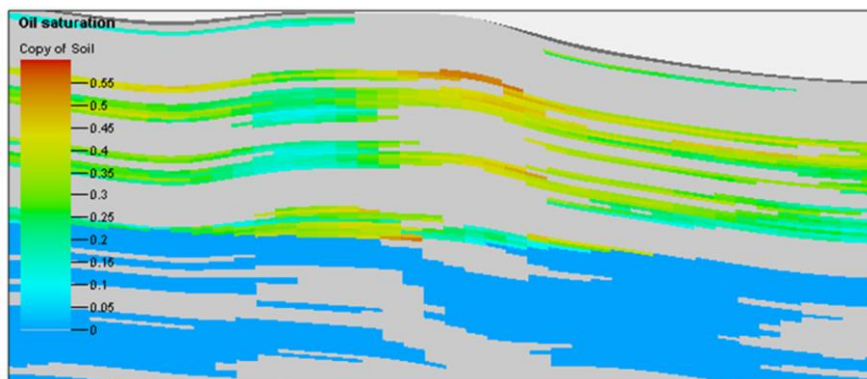
## Расположение участка



## Геолого-физические параметры пластов в границах сектора

| Параметры                                        | Пласты                         |                              |                   |                   |
|--------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                                  | AB <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> | AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> | AB <sub>2-3</sub> | AB <sub>4-5</sub> |
| Средняя глубина залегания пласта в секторе       | 1662                           | 1681                         | 1723              | 1791              |
| Начальное насыщение                              | Н                              | НВ                           | НВ                | В                 |
| Тип залежи в секторе                             | Пластовая, <u>сводовая</u>     |                              |                   |                   |
| Средняя общая толщина, м                         | 24.2                           |                              |                   |                   |
| Средняя эффективная толщина в целом по пласту, м | 8.5                            |                              |                   |                   |
| Средняя <u>нефтенасыщенная</u> толщина, м        | 8.5                            | 13.9                         | 66.8              | 68.0              |
| Пористость, %                                    | 22                             | 7.1                          | 33.4              | 35.6              |
| Средняя <u>нефтенасыщенность</u> , %             | 32.8                           | 5.3                          | 2.0               | -                 |
| Проницаемость, <u>мД</u>                         | 9.5                            | 27                           | 28                | 28                |
| Коэффициент <u>песчанистости</u> , доли ед.      | 0.34                           | 41.6                         | 38.4              | -                 |

## Разрез с севера на юг, насыщенность по нефти



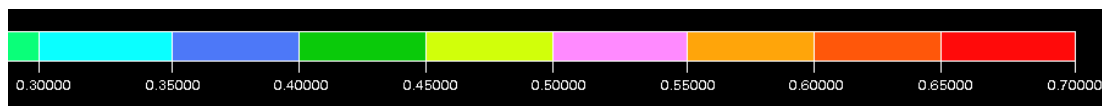
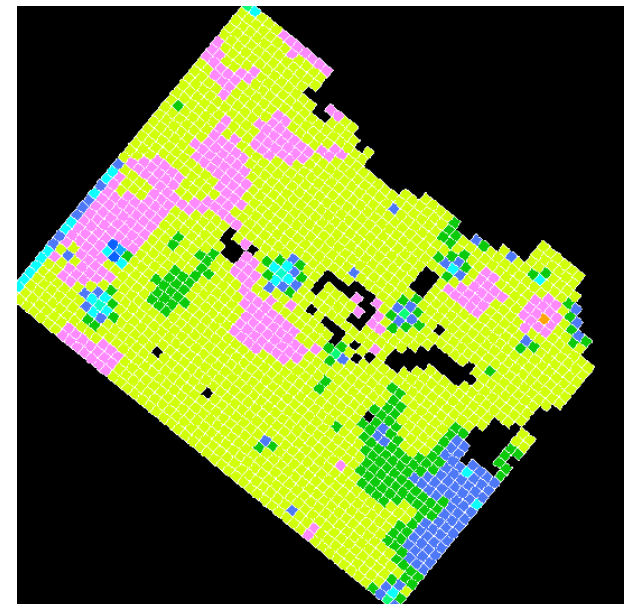
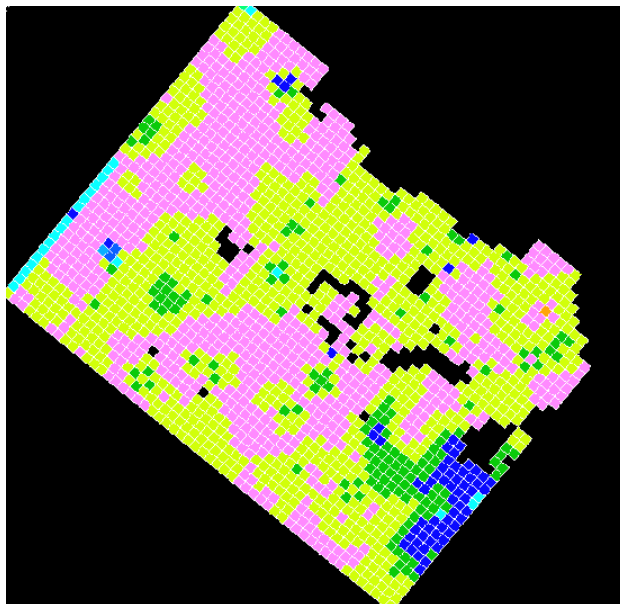
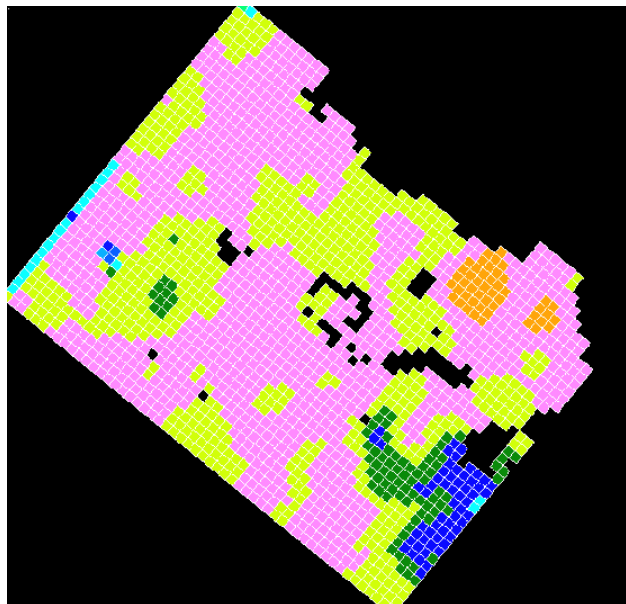
# Сектор 6-10 Самотлорского месторождения, результаты расчетов



Нефтенасыщенность 5 слоя  
начало разработки 1990

Нефтенасыщенность 5 слоя  
на 01.01.2008, нелинейная модель

Нефтенасыщенность 5 слоя  
на 01.01.2008, линейная модель



Запасы нефти в границах сектора 42.7 млн. тонн, отобрано по лин. модели 16.7 млн.т, по нелинейной -15.8 млн.тон,  
по факту на 01.01.2008 – 15.824 млн. тонн

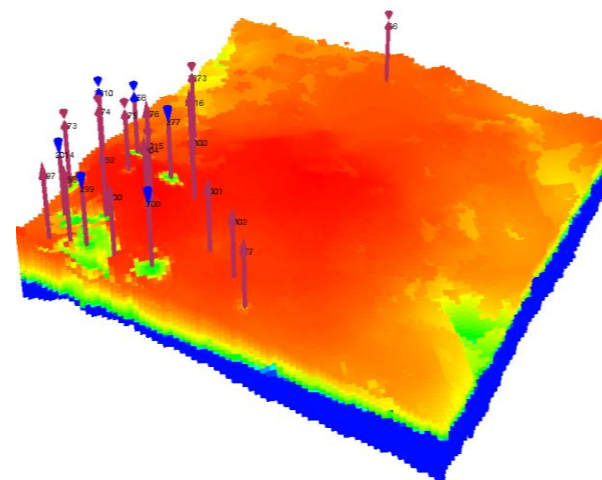
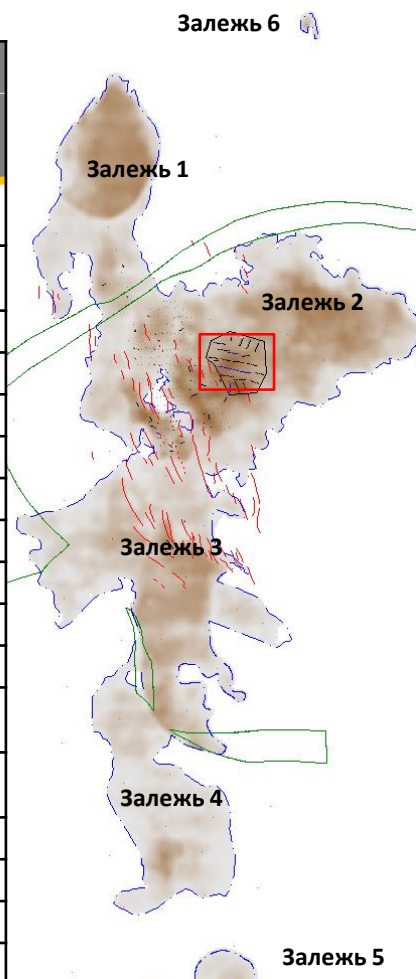
# Апробация алгоритмов и ПО, объект исследования: Северо-Хохряковское месторождение, район куста 118



ОТКРЫТО В 1976 ГОДУ

ВВЕДЕНО В РАЗРАБОТКУ В 1988 ГОДУ

| Параметры                                  | ЮВ1-1                |               |
|--------------------------------------------|----------------------|---------------|
|                                            | р-н к.118            | Пласт в целом |
| Средняя глубина залегания, м               | 2728                 |               |
| Тип коллектора                             | терригенный, поровый |               |
| Тип залежи                                 | ПС, ТиЛО             |               |
| Средняя общая толщина, м                   | 10.2                 | 9.4           |
| ННТ, м                                     | 4.2                  | 2.6           |
| Пористость, %                              | 14                   | 16            |
| Кнн, %                                     | 57.0                 | 64.5          |
| Кп, *10-3 мкм <sup>2</sup>                 | 3.0                  | 8.7           |
| Кпесч, д.ед.                               | 0.28                 | 0.46          |
| Расчлененность                             | 1.7                  | 1.9           |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т          | 215                  |               |
| Вязкость нефти в пл.ус., мПа*с             | 0.43                 |               |
| Плотность нефти в пл.ус., т/м <sup>3</sup> | 0.660                |               |
| Р пл нач., Мпа                             | 27.1                 |               |
| Р нас., МПа                                | 15.5                 |               |
| НИЗ (ВС1), млн.т                           | 0.9                  | 17.2          |
| КИН, д.ед.                                 | 0,354                |               |



Параметры модели:

Симулятор: E100

Размерность: 228 \* 228 \* 38

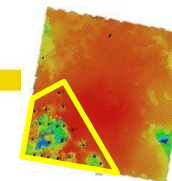
Размер ячеек: 50\*50

Нагнетательных скважин: 6

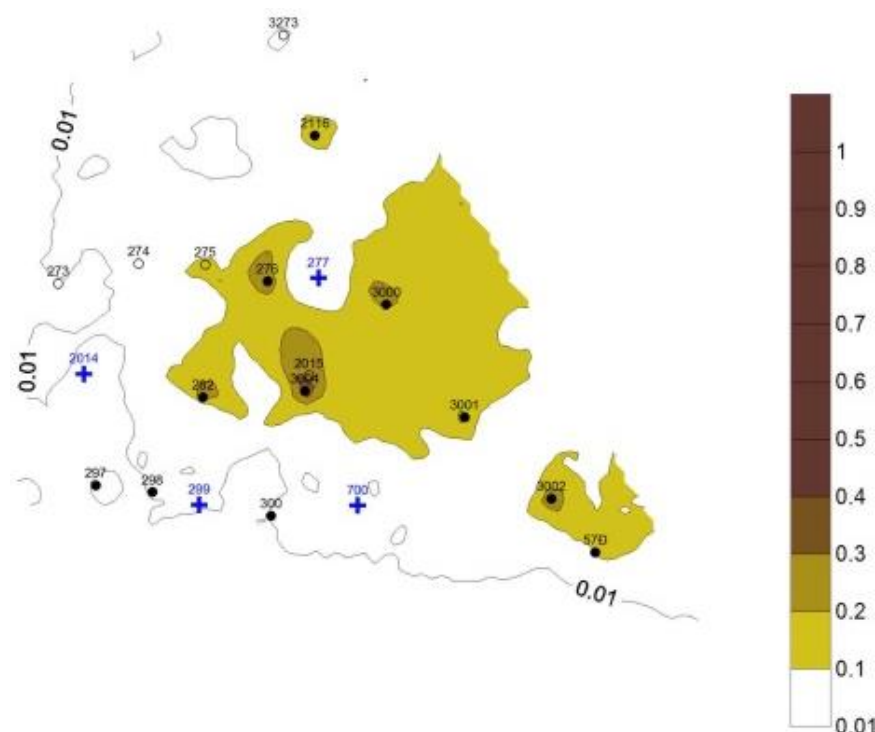
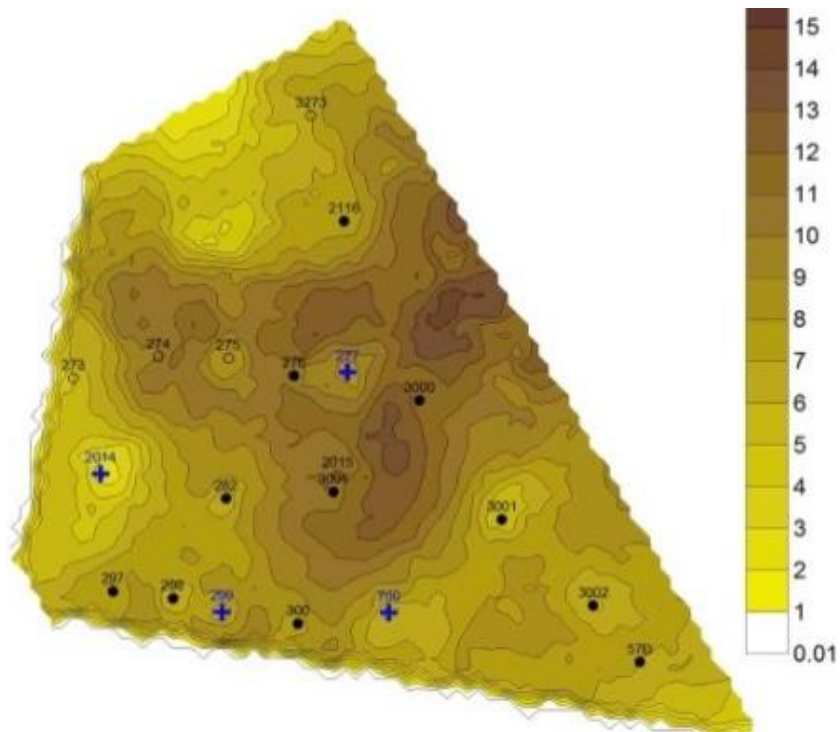
Добывающих скважин: 17

Компенсация: 110 %

Низкая проницаемость пласта, высокое газосодержание нефти, повышенное давление насыщения



## Текущий охват воздействием





- ❑ Проблема адекватной локализации подвижных запасов коллекторов ТРИЗ не может быть решена в рамках «линейных» моделей, в которых остаточная нефтенасыщенность задается статическим распределением в объеме объекта разработки и не зависит от систем разработки.
- ❑ Неравновесная нелинейная фильтрация – объективный фактор существенно влияющий на процессы разработки нефтяных и газовых месторождений. Это подтверждается практикой разработки, лабораторными и теоретическими данными.
- ❑ Локализация запасов на моделях неравновесной нелинейной фильтрации требует развития новых подходов к количественному анализу эффективности систем заводнения.
- ❑ Отсутствия термодинамически – равновесного распределение фаз в процессе разработки требует уточнения используемых в коммерческих симуляторах уравнений фильтрации.



## Контактная информация

г. Тюмень, Осипенко 79/1

тел. +79634551854

e-mail: [nacheremisin@tnnc.rosneft.ru](mailto:nacheremisin@tnnc.rosneft.ru)

# Спасибо за внимание

