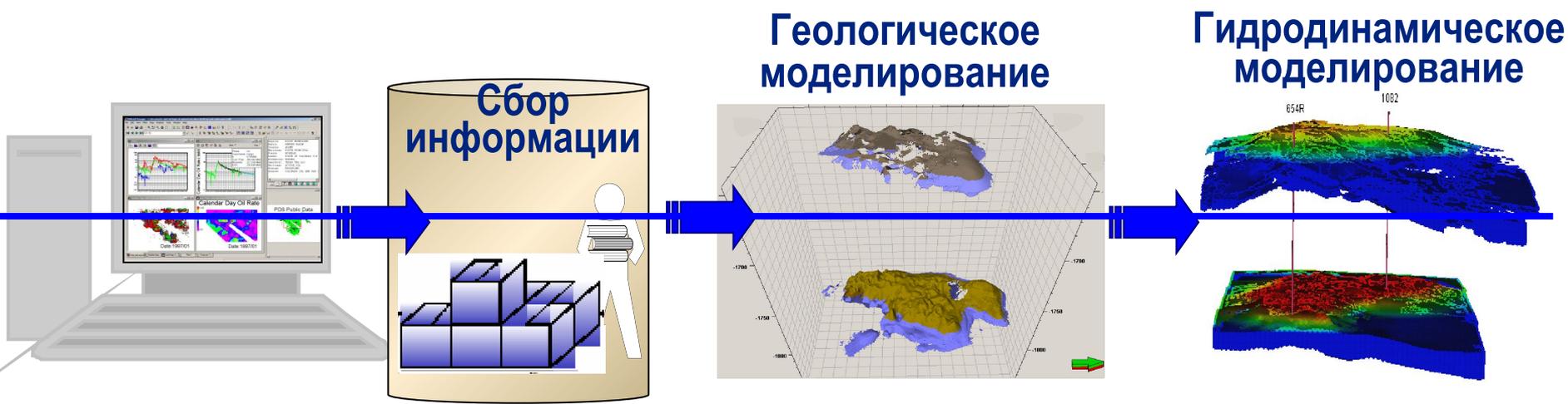


**4 Применение результатов
промыслового, геофизического и
гидродинамического контроля
(на этапах моделирования и
проектирования разработки)**

Управление разработкой месторождений



Защита проектов на Гос. комиссиях



ПРИМЕНЯЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АНАЛИЗА:

ДАННЫЕ МЕТОДОВ

ГДИС
(Well Testing)
ПГИ (Production Logging)
ГИС (Logging)
Промысловый мониторинг
(Production Analyses)
Межскважинные исследования

ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ В

k , P_i , $\Delta Q/\Delta P$
 s , тип залежи
 $h_{раб}$, $h_{обв}$, $S_{o/w}$,
перетоки
 $h_{эфф}$, начальная
насыщенность
Фазовые дебиты,
обводненность
продукции
Гидродинамич.
экраны, каналы

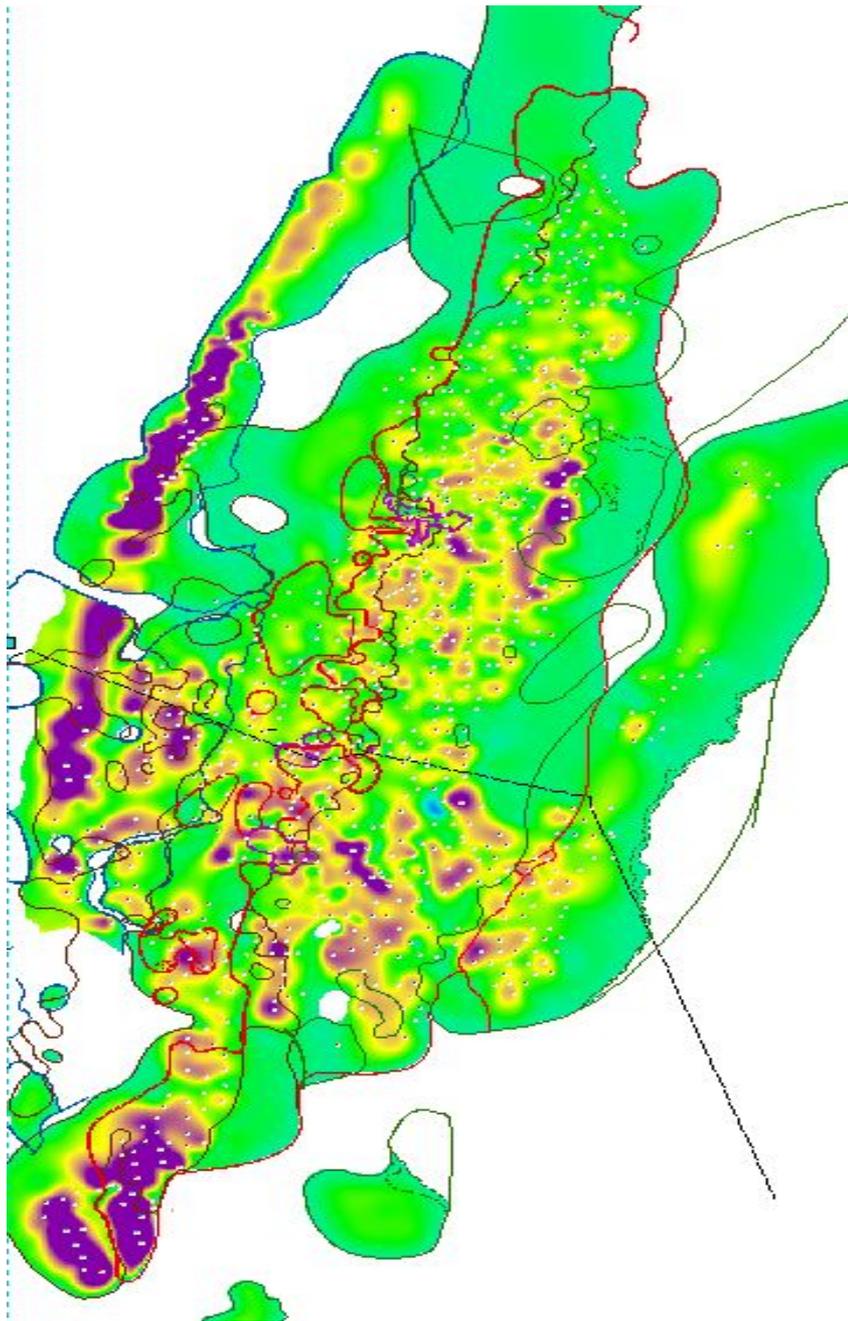
ПРИМЕНЕНИЕ В

ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ

- Текущие s , P_i карты, кубы k (настройка модели фильтрации).
- Геологические неоднородности, гидродинамические связи и их роль в вытеснении.
- Оценки эффек-

тивности ГТМ
(параметры ГРП)

Обозначения: k - проницаемость пласта, P_i - пластовое давление, $\Delta Q/\Delta P$ - продуктивность (приращение дебита на единицу депрессии), s - скин-фактор, $h_{раб}$, $h_{обв}$, $h_{эфф}$ - толщины (работающие, обводненные, эффективные), $S_{o/w}$ - насыщенность (по нефти/воде), ГТМ - геолого-технологические мероприятия, ГРП - гидроразрыв пласта

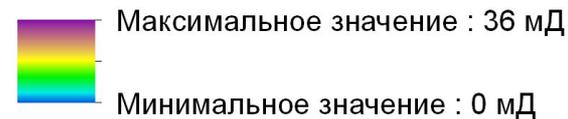


$$K = \frac{18.41 Q_{жс} \mu B_o}{H(P_{пл} - P_{заб})} \left(\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)$$

$$\mu = \frac{\mu_w \mu_o}{(1 - B) \mu_w + B \mu_o}$$

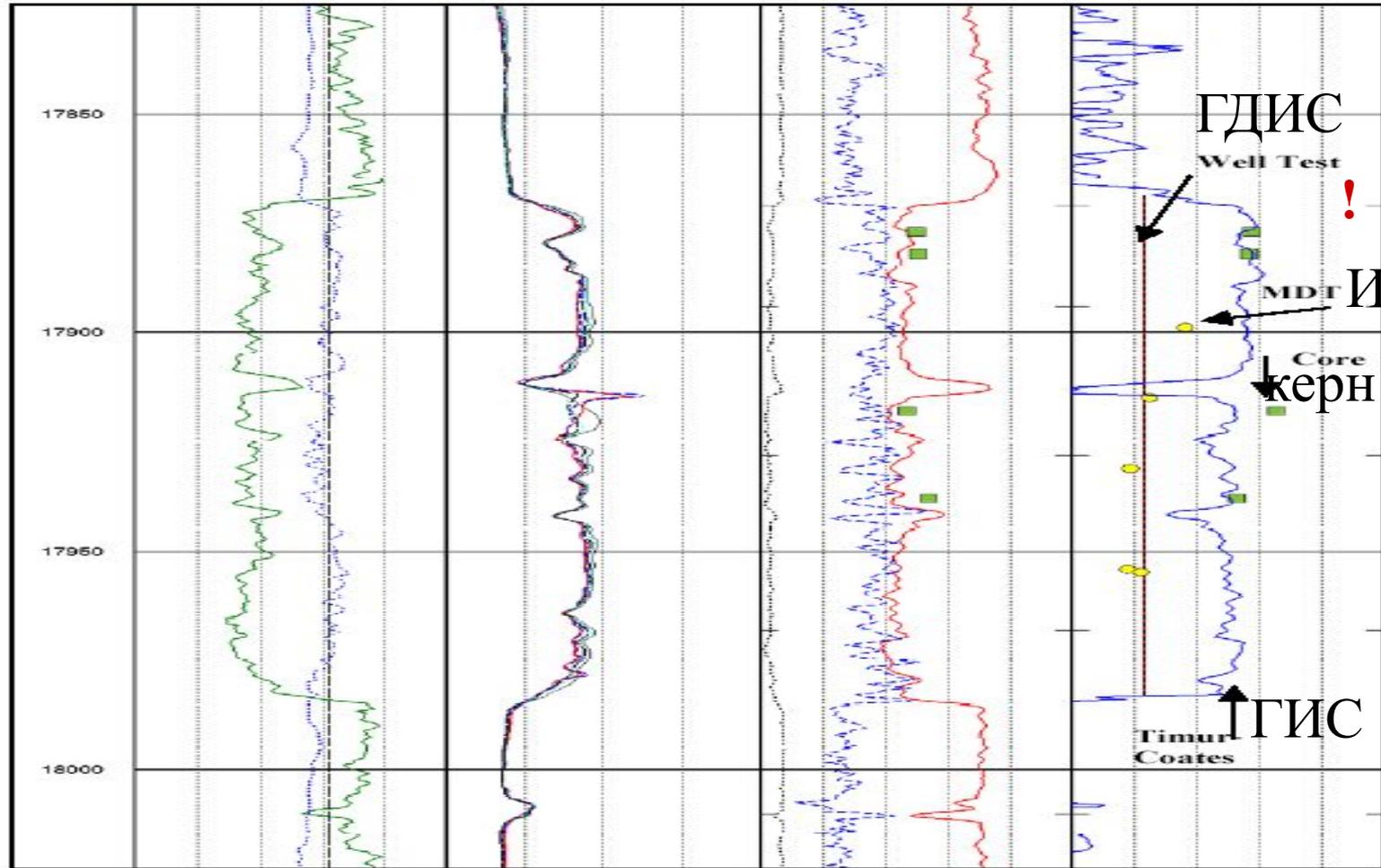
$$K_{ro} = \frac{K(B \mu_o + (1 - B) \mu_w)}{\mu_w}$$

Шкала проницаемости, мД:



Различия в оценках проницаемости разными методами: по ГИС, керну, ГДИС,

Depth 1/240	Gamma Ray 0 -- API -- 100 Caliper Bit Size 6 --- In --- 16	All Resistivities 0.1 Ω .m 1000 (logarithmic)	Porosities D, N, Cores 60 --- pu --- 0 Delta Rho -0.1 - g/cc - 0.9	MDT, Cores, WellTest Perm's 1 - md - 100k (logarithmic)
----------------	--	--	--	--

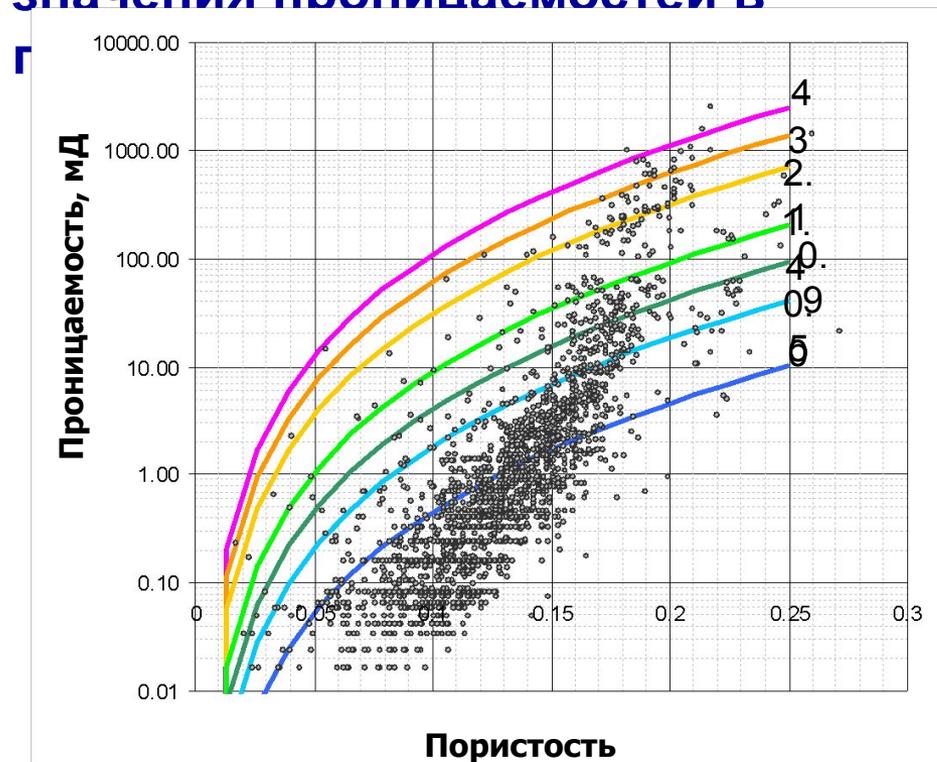


ОПК

ИПК

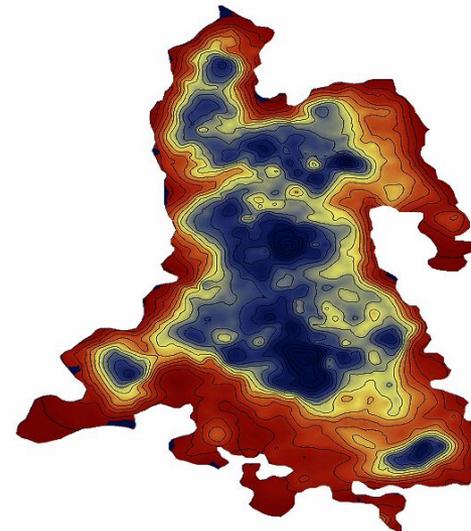
Пример сравнения проводимостей ($K_{пр} h$):

оценки по ГИС, как правило, завышают значения проницаемостей в

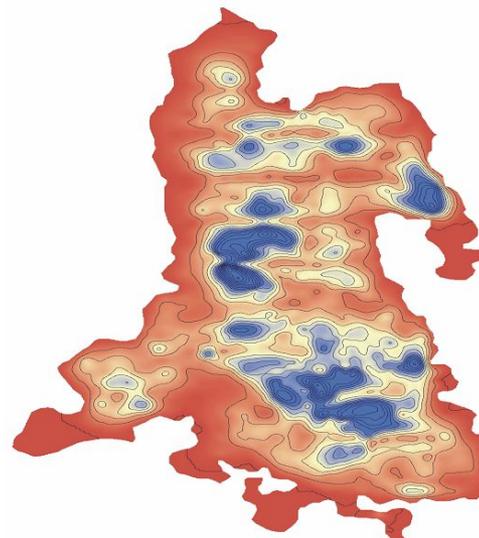


Пример корреляции параметров проницаемости и пористости (по данным ГИС - керн) для неоднородных коллекторов – показатель низкой достоверности настроек моделей фильтрации по результатам ГИС

КАРТА ПРОВОДИМОСТИ ПО ГИС
пласт БС7 Суторминское месторождение

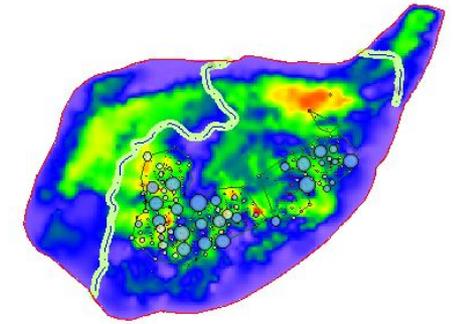
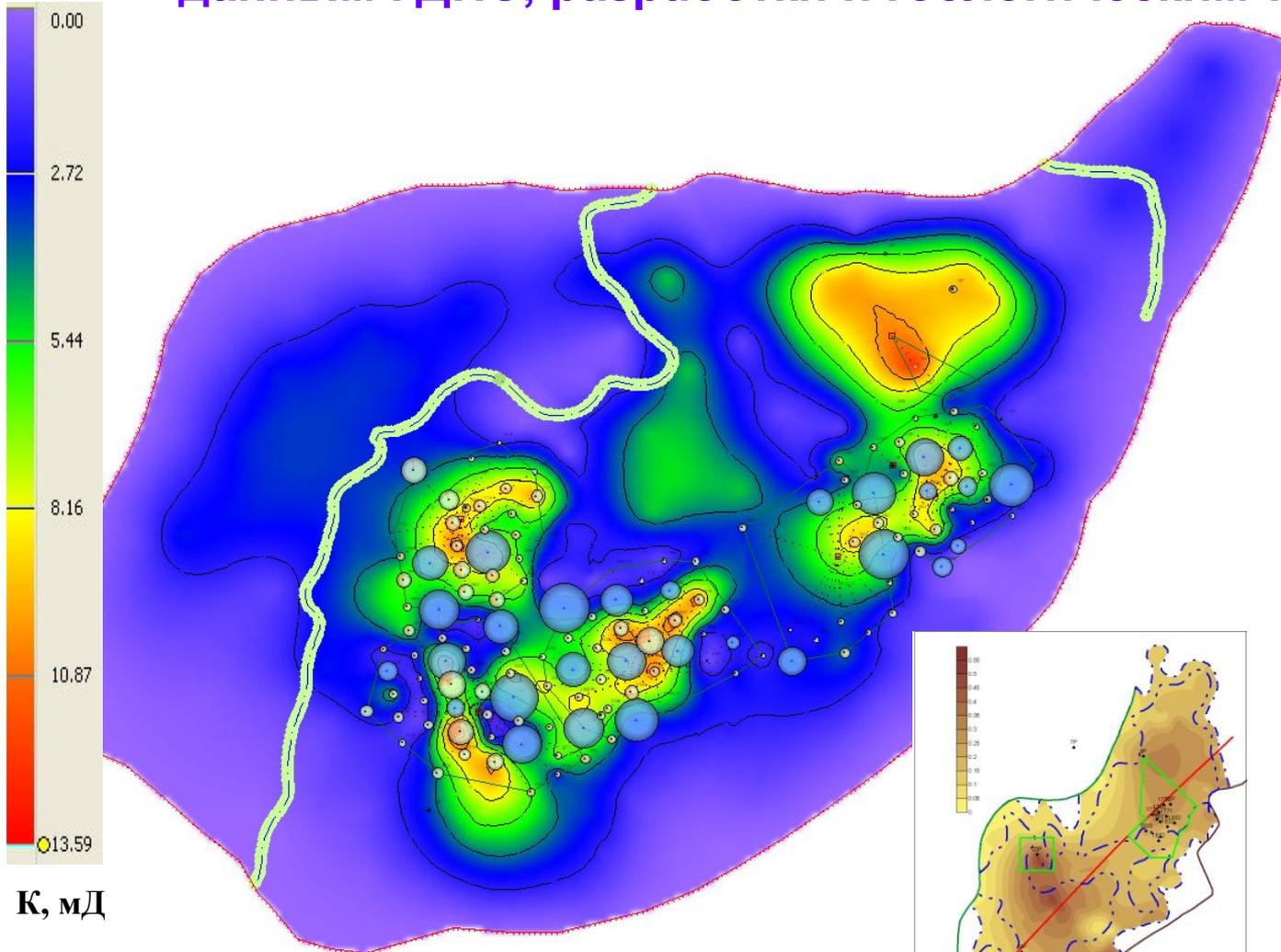


КАРТА ПРОВОДИМОСТИ ПО ГДИ
пласт БС7 Суторминское месторождение

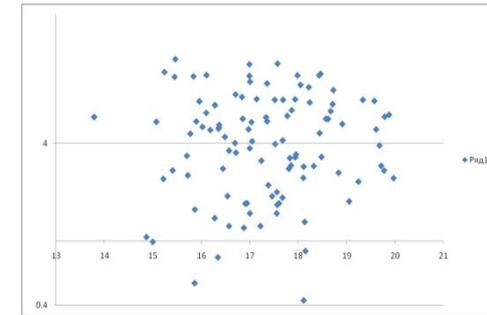


Проводимость_ГДИ
Карты отдела АПИ

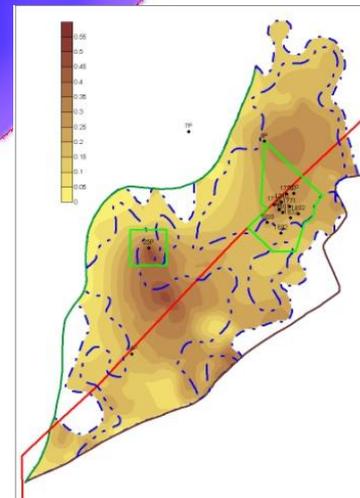
Пример итогового 2D анализа - расчет карт проницаемости (K) по данным ГДИС, разработки и геологическим трендам



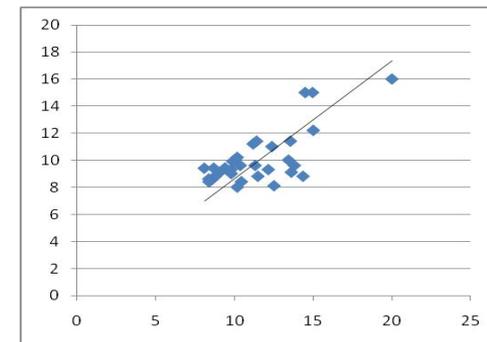
Карта H (геология)



Kпрон_гдис от Kп



NTG по ГМ 2006 г.



Kпрон_гдис от Neff

Технология

НТЦ:

- 1) Необходимо издать систему сохранения данных со Рзаб и Тзаб с ТМС
- 2) Сравнение методики определения Рзаб по дин.уровню и по данным ТМС

*При некорректности или отсутствии данных загрузить ТИ из БД ГидраТест, Рпл взять с карты изобар

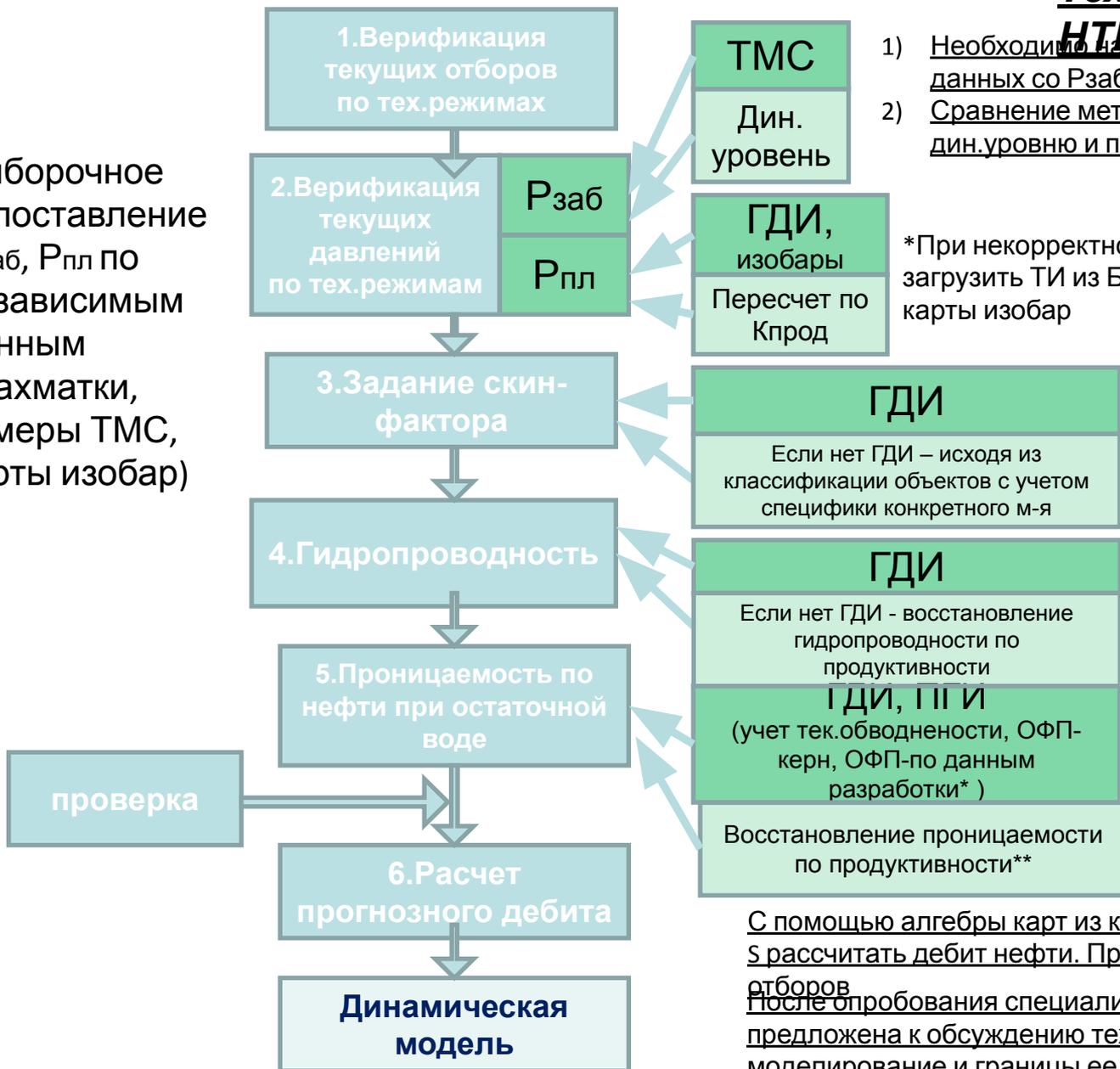
*Методика НТЦ

**Расчет по текущим параметрам в Excel или по алгебре карт. Отдельный расчет по жидкости и по нефти – 2 карты

С помощью алгебры карт из карт КНнефти, Рпл, по таблицам S рассчитать дебит нефти. Проверить соответствие с картой отборов

После опробования специалистами ОДИУР будет предложена к обсуждению технология Прокси-моделирование и границы ее применимости

Выборочное сопоставление Рзаб, Рпл по независимым данным (шахматки, замеры ТМС, карты изобар)



ТМС
Дин. уровень

ГДИ, изобары
Пересчет по Кпрод

ГДИ
Если нет ГДИ – исходя из классификации объектов с учетом специфики конкретного м-я

ГДИ
Если нет ГДИ - восстановление гидропроводности по продуктивности

ГДИ, ГПИ
(учет тек.обводненности, ОФП-кern, ОФП-по данным разработки*)

Восстановление проницаемости по продуктивности**

проверка

1.Верификация текущих отборов по тех.режимам

2.Верификация текущих давлений по тех.режимам

3.Задание скин-фактора

4.Гидропроводность

5.Проницаемость по нефти при остаточной воде

6.Расчет прогнозного дебита

Динамическая модель

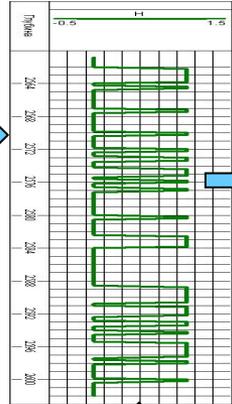
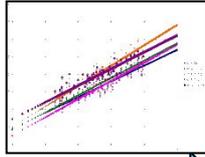
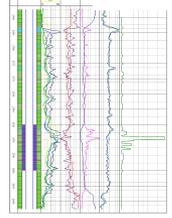
Использование результатов исследований скважин при обосновании трехмерного распределения проницаемости в модели

Фации

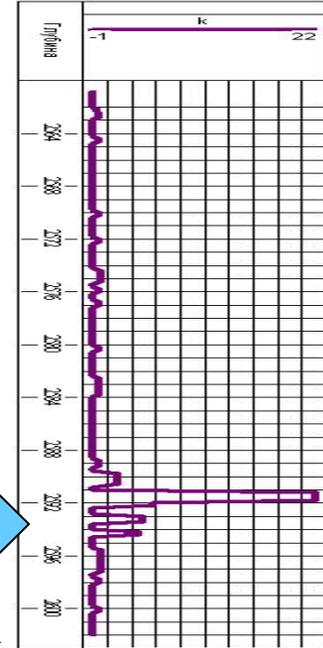
Нэфф. раб Неоднородность по Кпр

Профиль Кпр

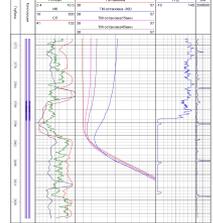
ГИС



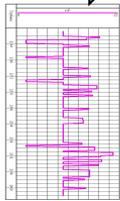
$$a = \frac{K_{\text{ГИС}} \cdot \text{эфф. раб}}{K_{\text{ГИС}} \cdot \text{эфф. раб}}$$



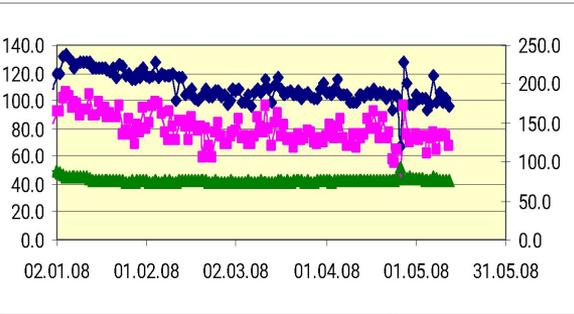
ПГИ



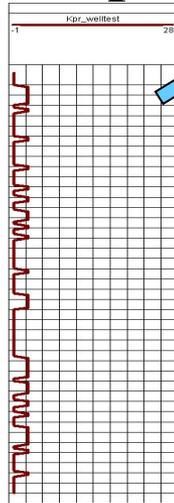
Кп



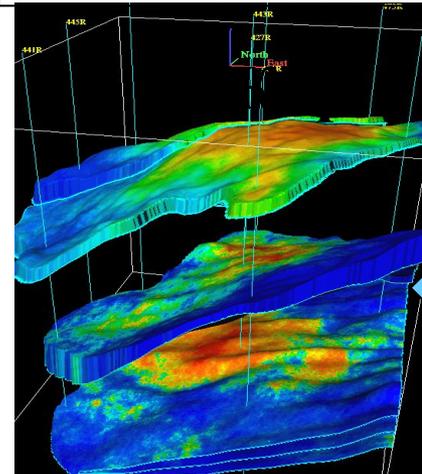
история



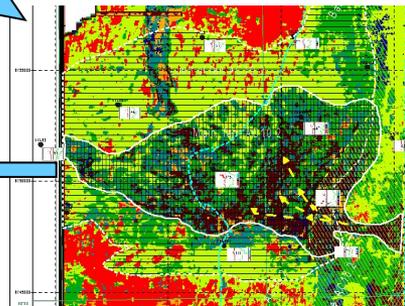
Кпр



$$K = K_i^{\tilde{A}\tilde{E}\tilde{N}} \cdot \alpha$$



Геологич.инф.



ГИС, ТИ

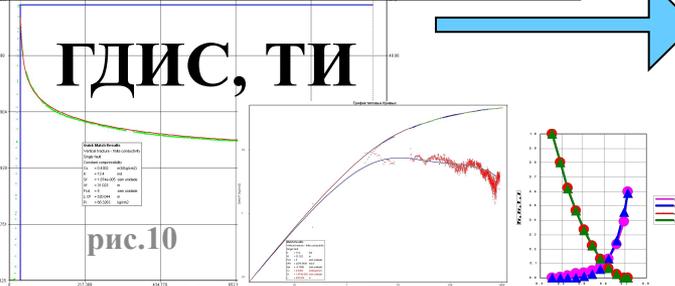
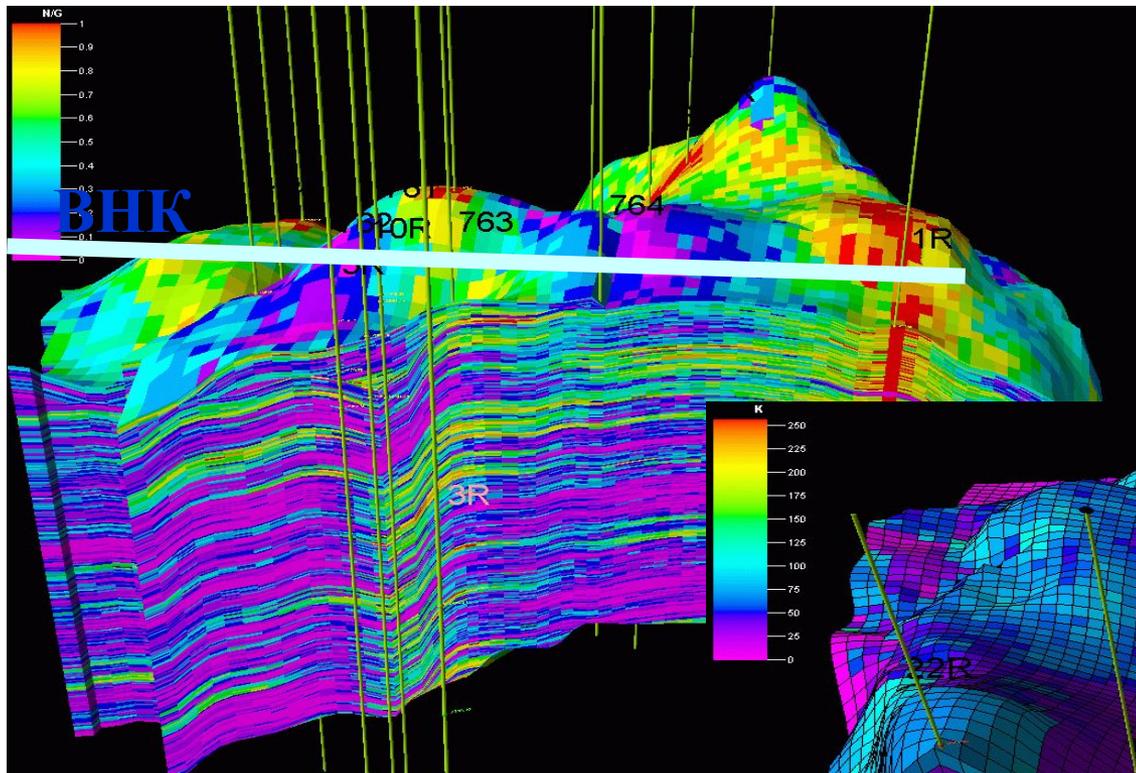


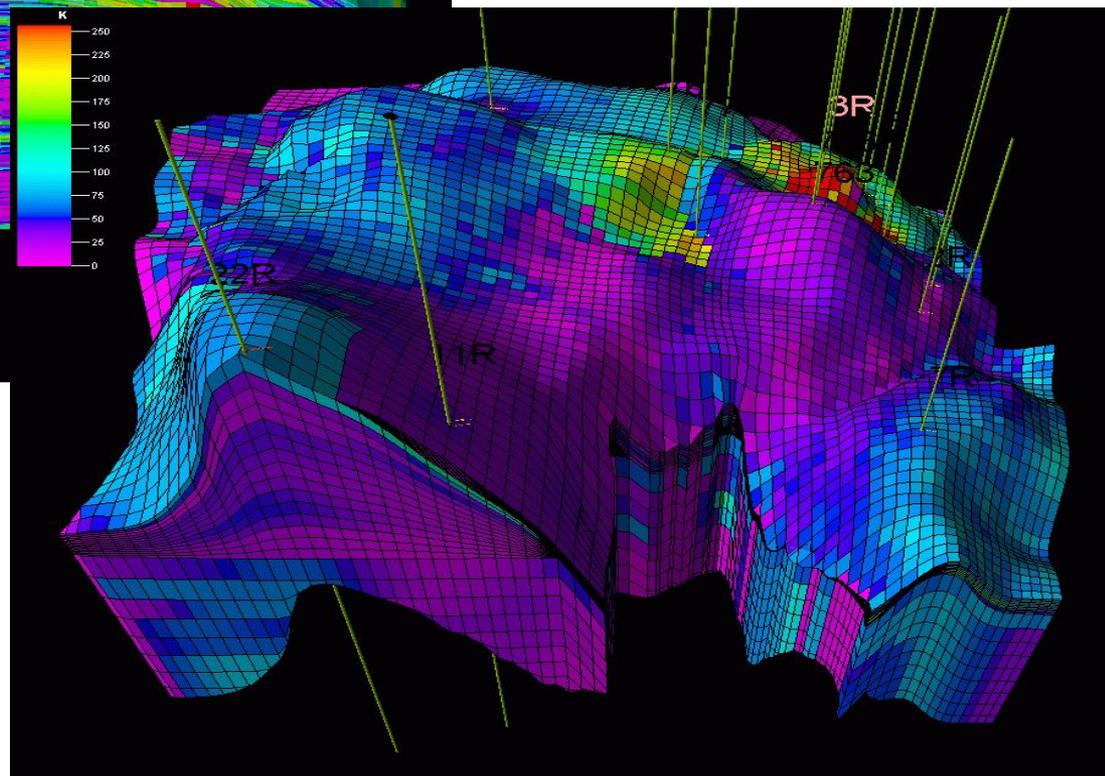
рис.10

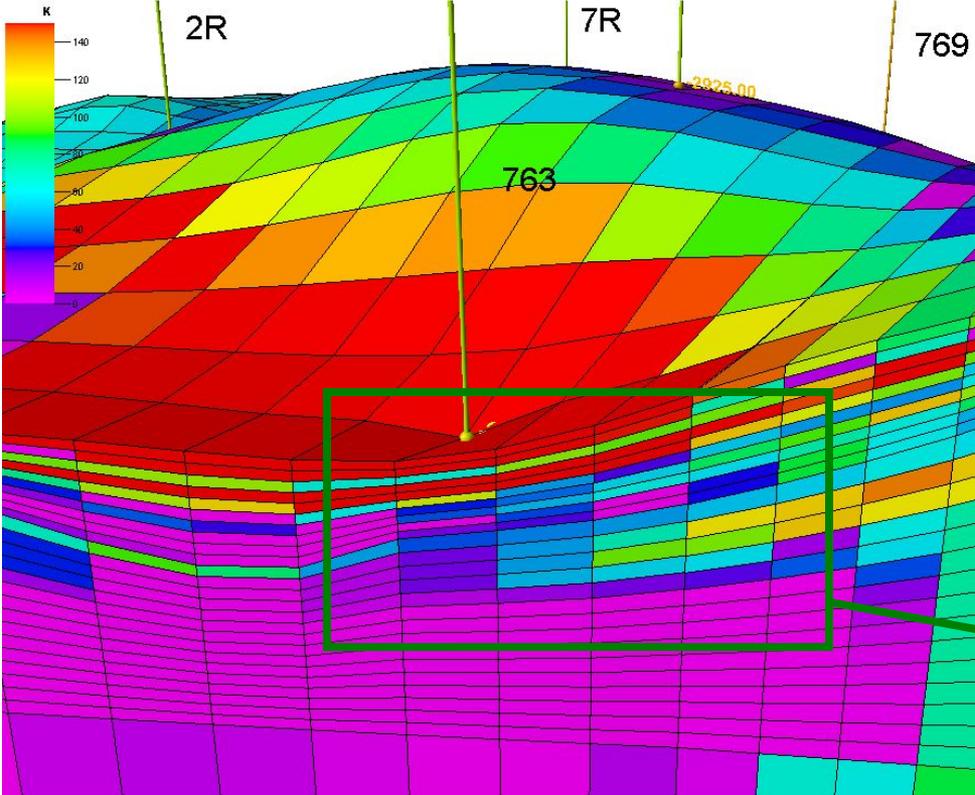
Распределение проницаемости по объему залежи

Геологическая модель

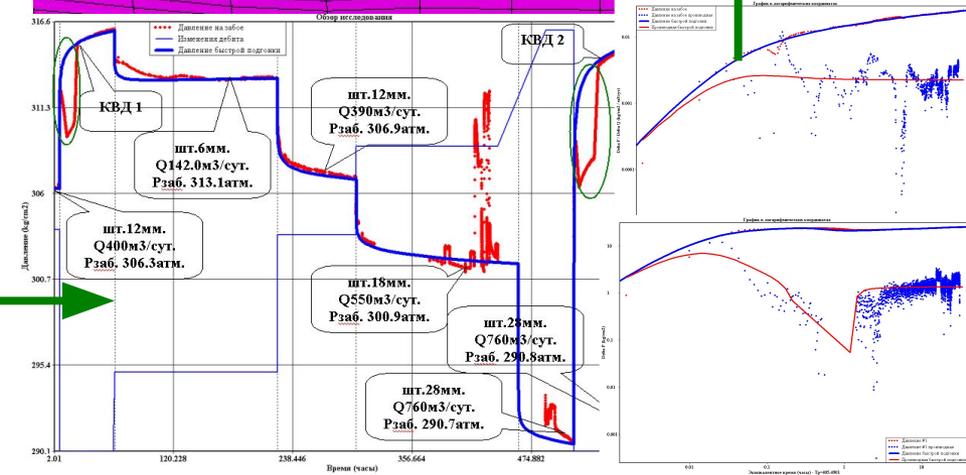
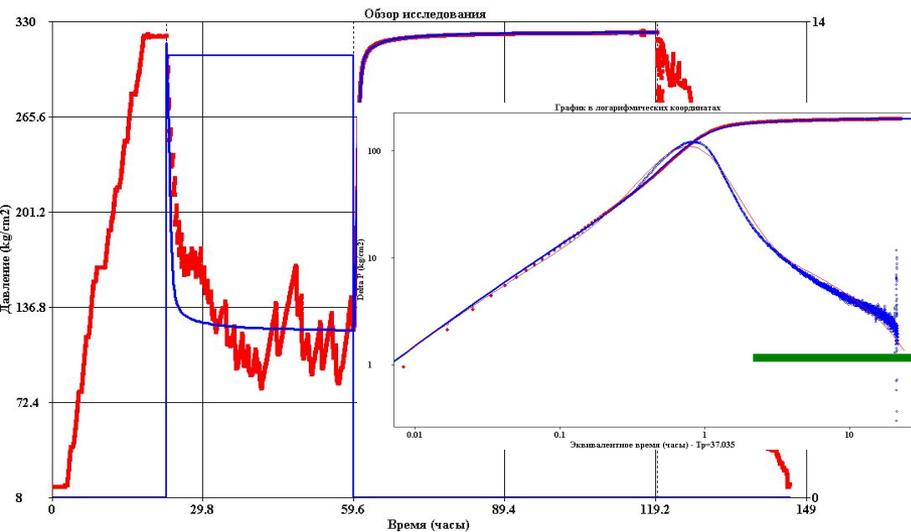
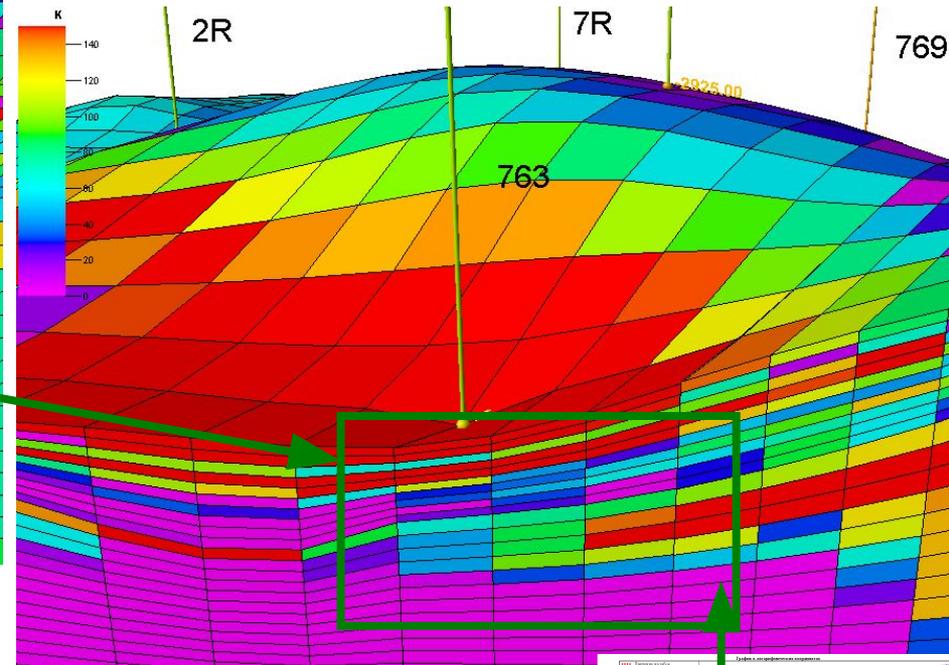


Гидродинамическая модель

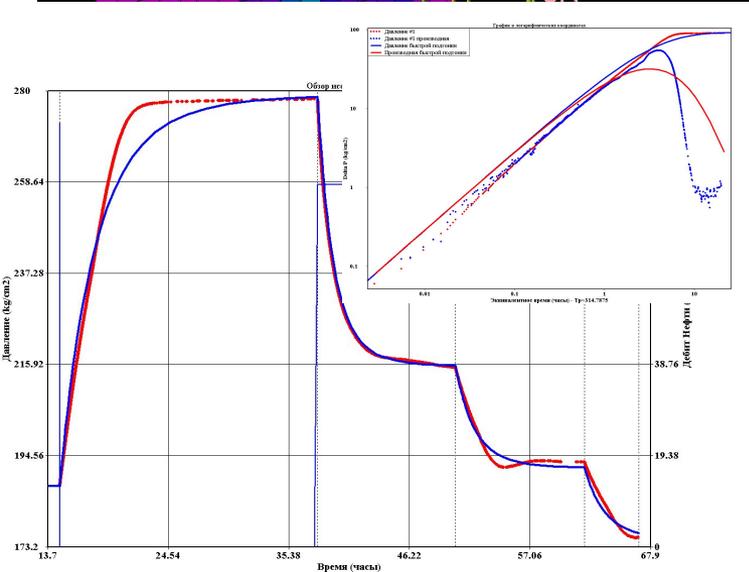
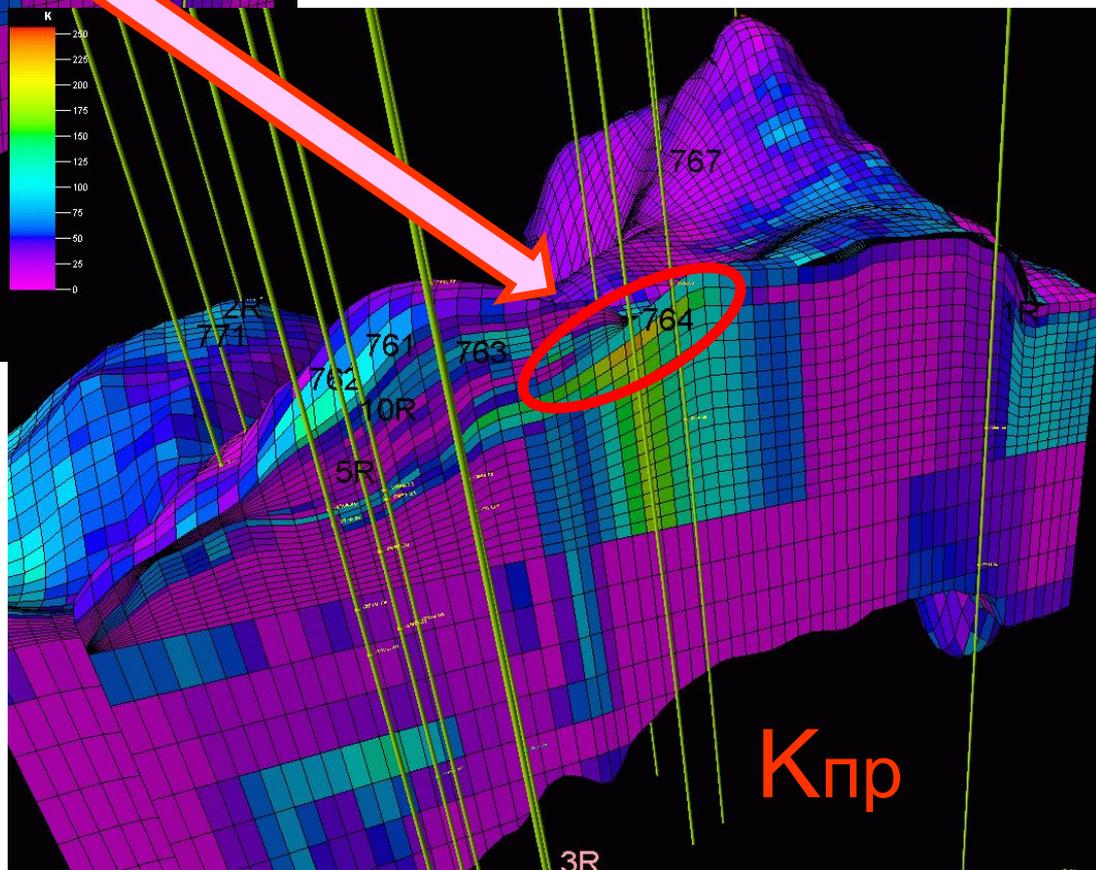
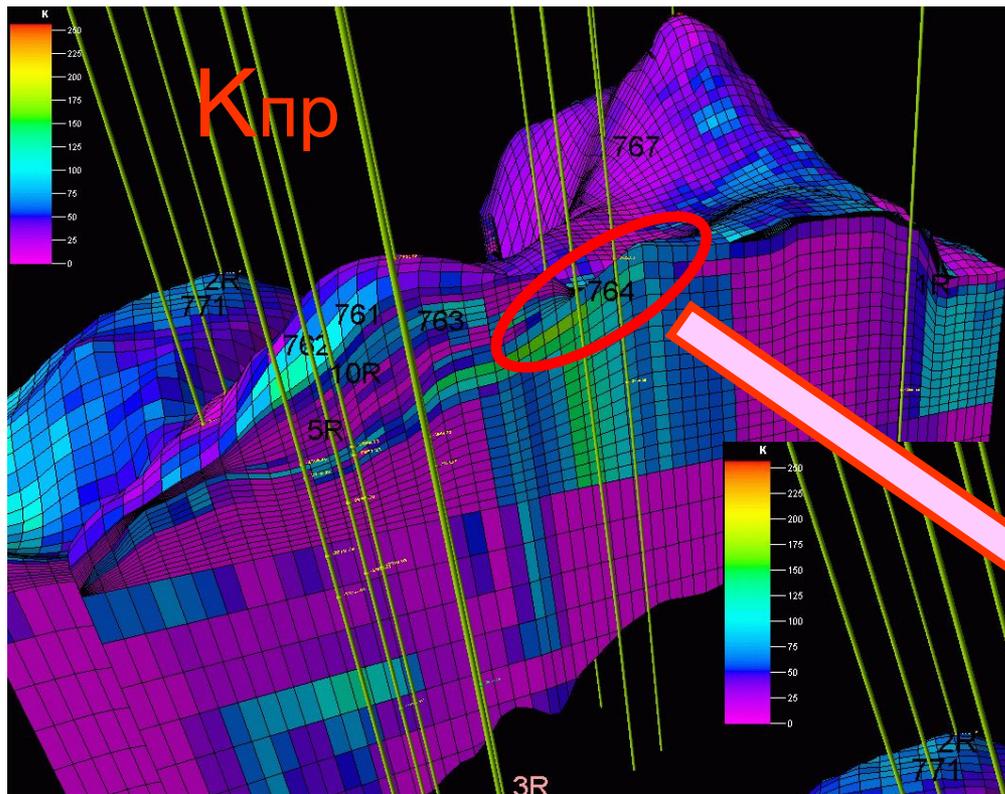




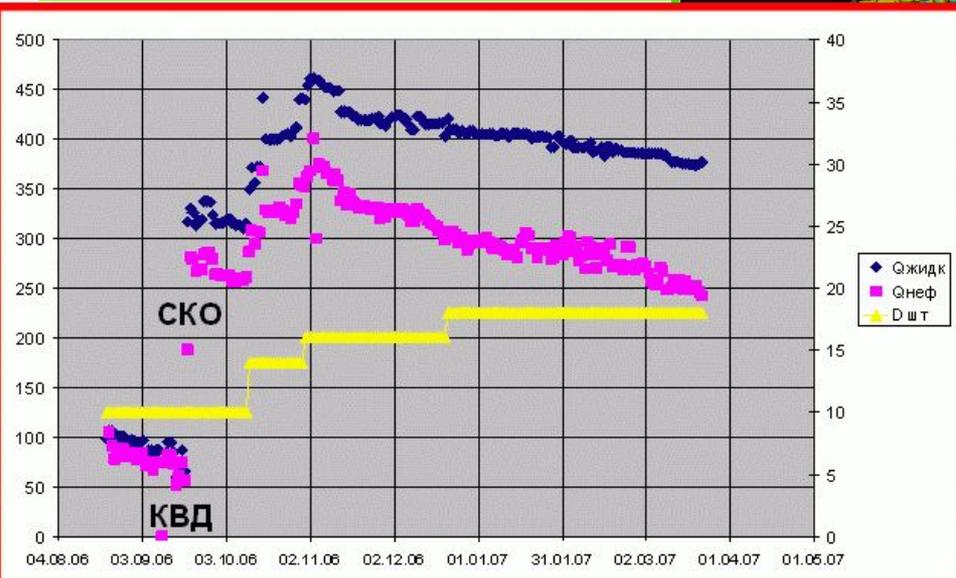
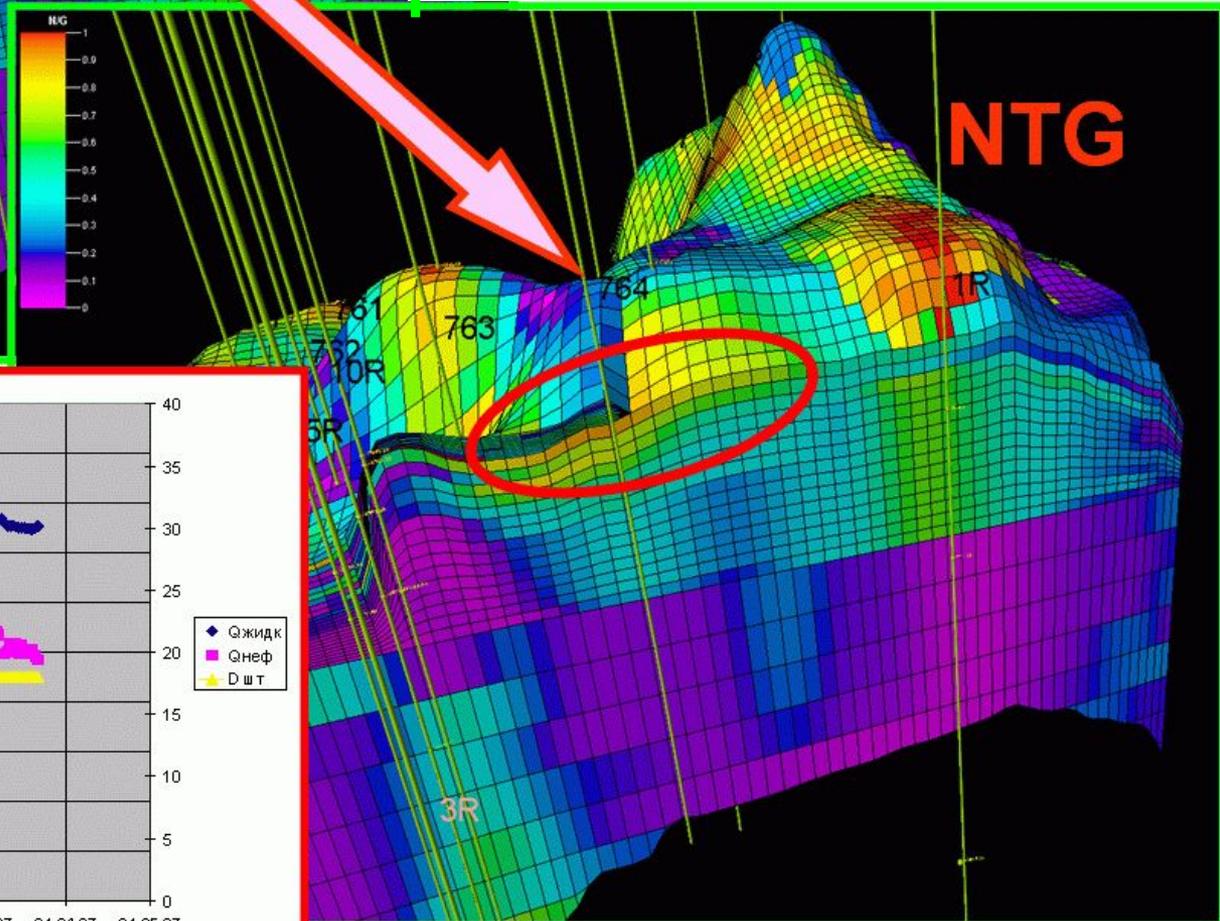
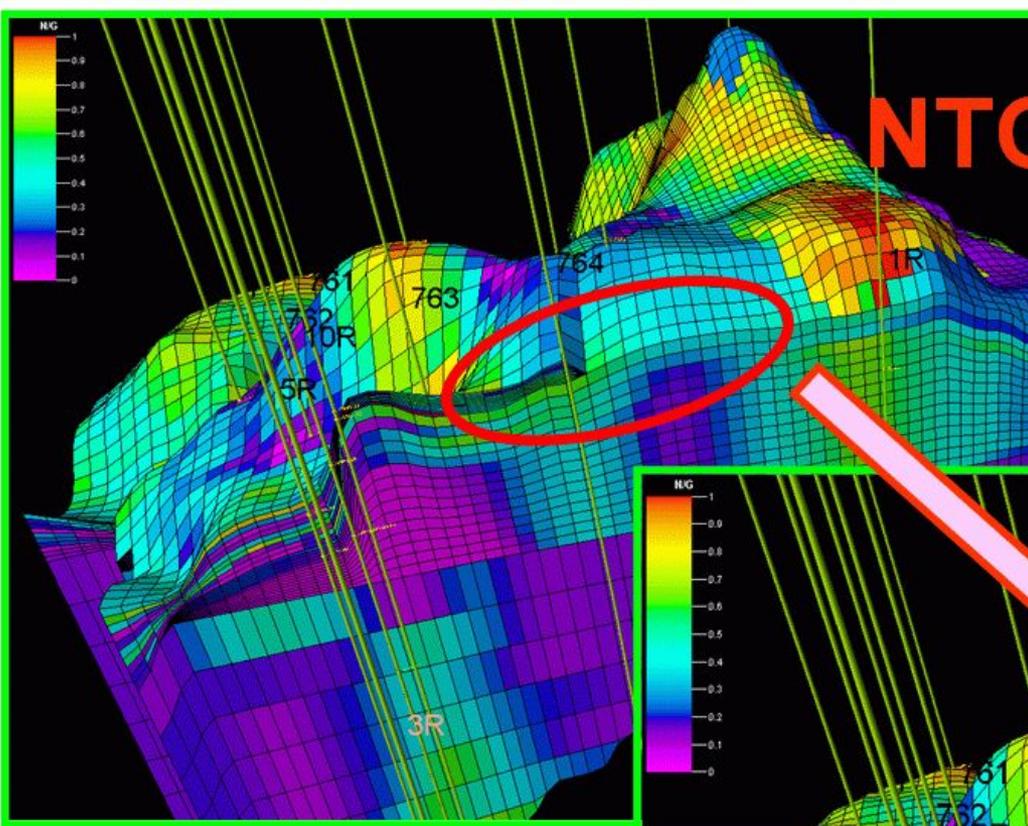
Адаптация к результатам ГДИС



Адаптация к результатам работы и ГДИС

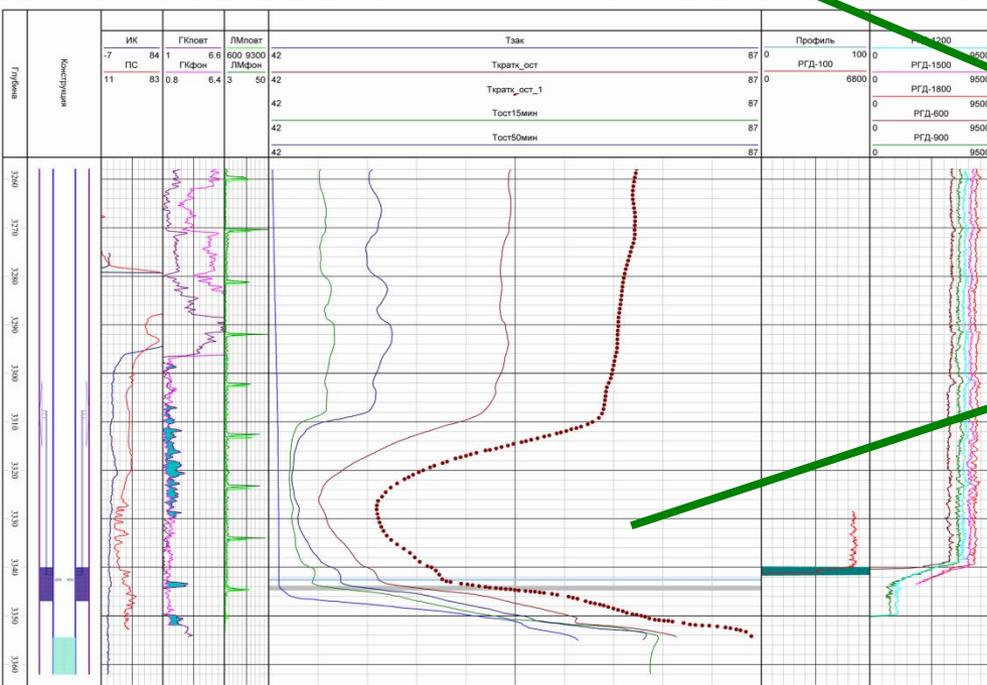
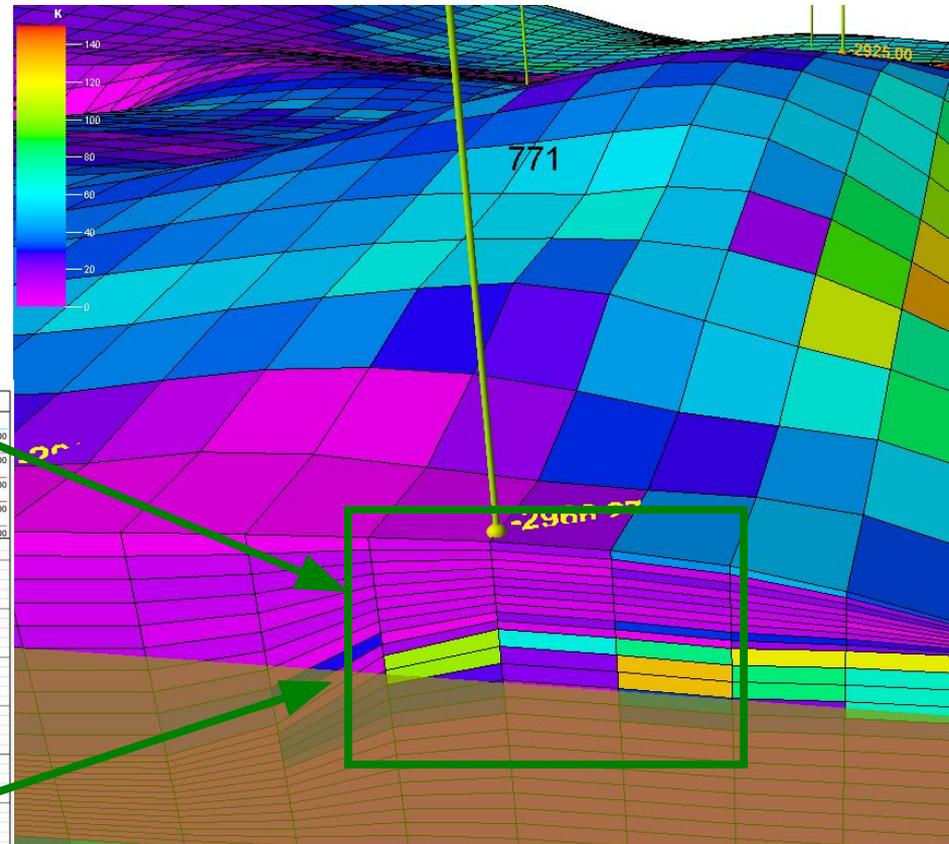
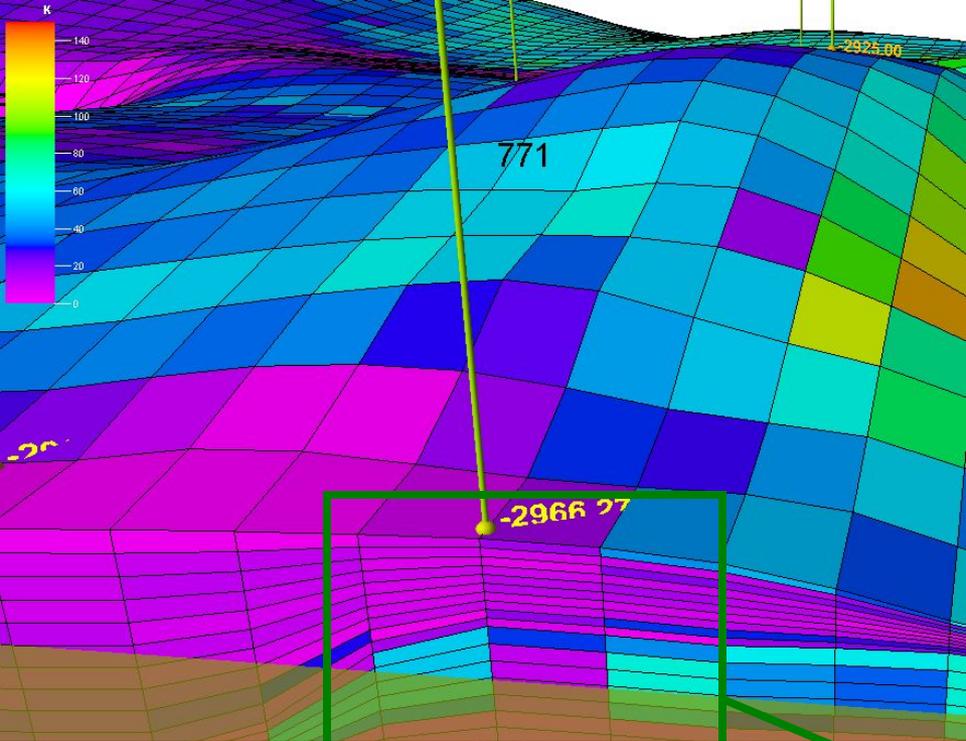


Адаптация к результатам работы и ГДИС

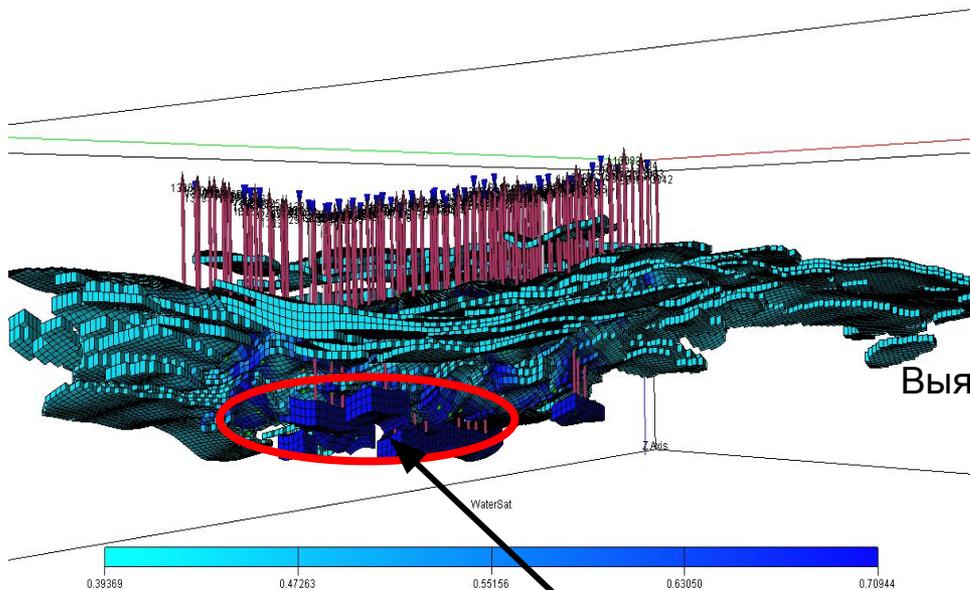


Адаптация к результатам ПГИ

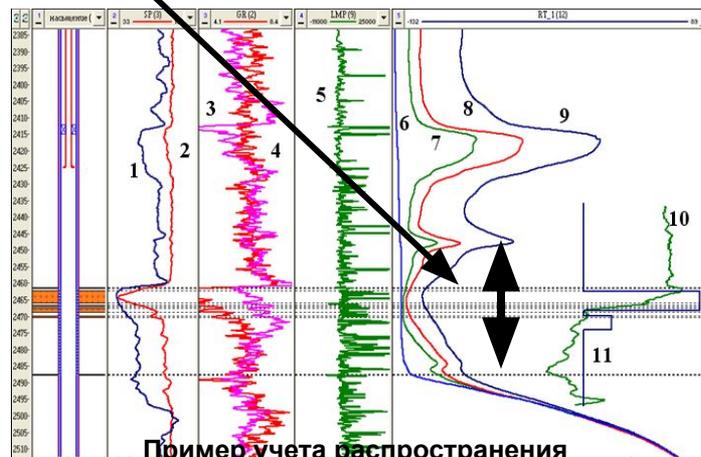
К_{пр}



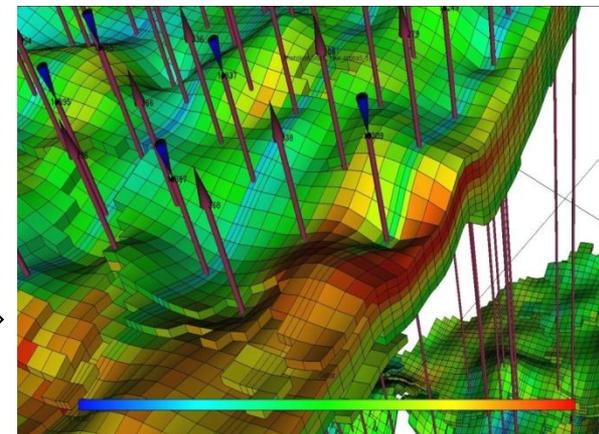
Результативность методики адаптации ГДМ к ТИ-ГДИС-ПГИ



Выявленные поглощающие
воду
заглинизированные
пропластки



Пример учета распространения
трещины
выше и ниже перфорированного
пласта



Симуляция нагнетания
с учетом уточненных по ГДИС
и ПГИ границ трещин

Контроль изменения развития трещин

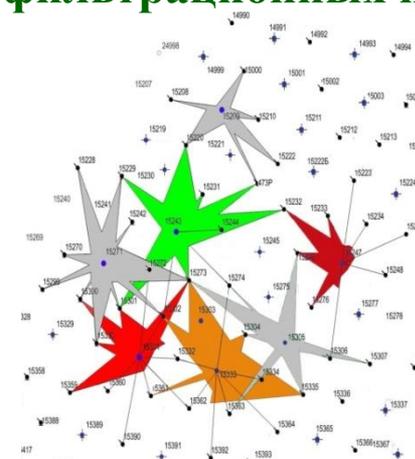
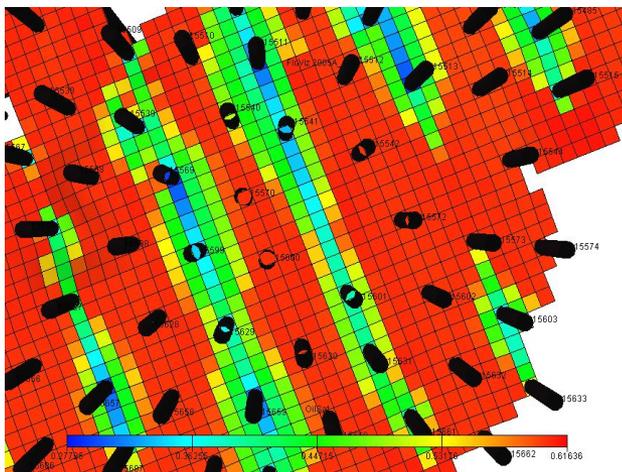
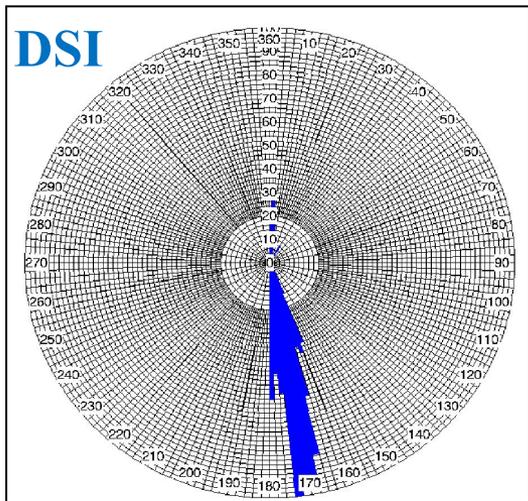
Первоначальное направление $170 \pm 10^\circ$

Изменение направления

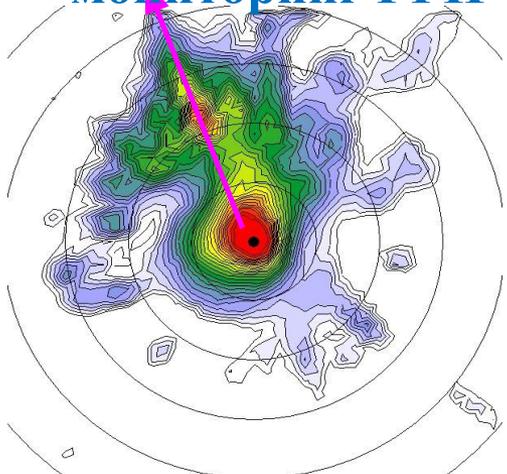
Насыщение

Трассирование

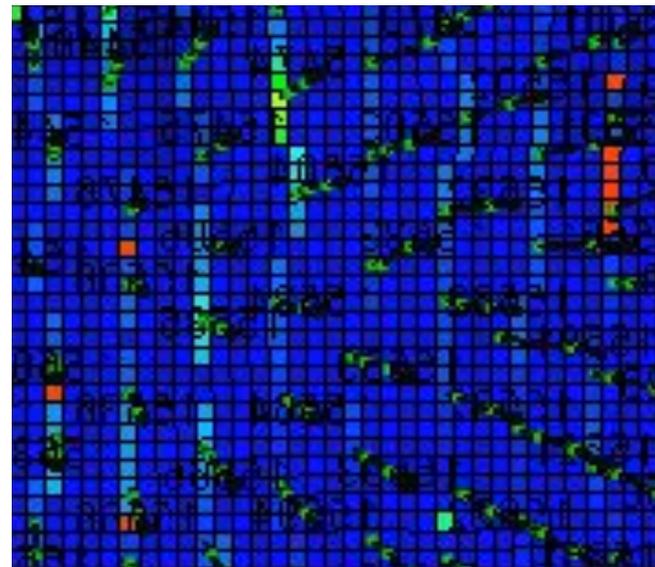
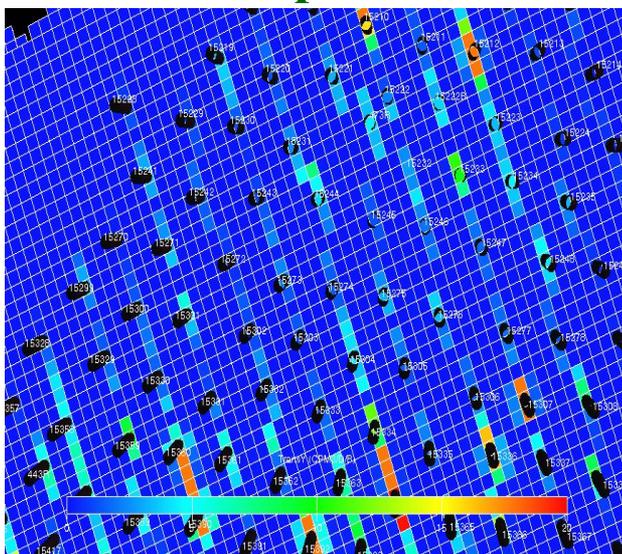
фильтрационных потоков



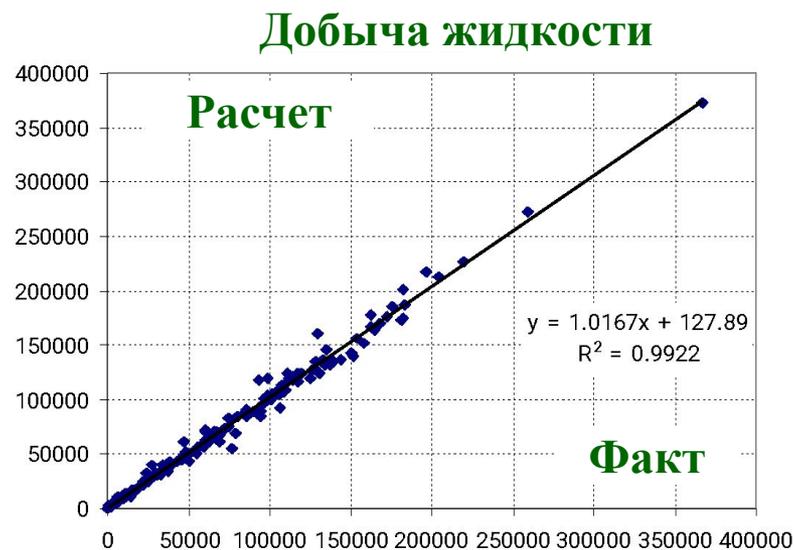
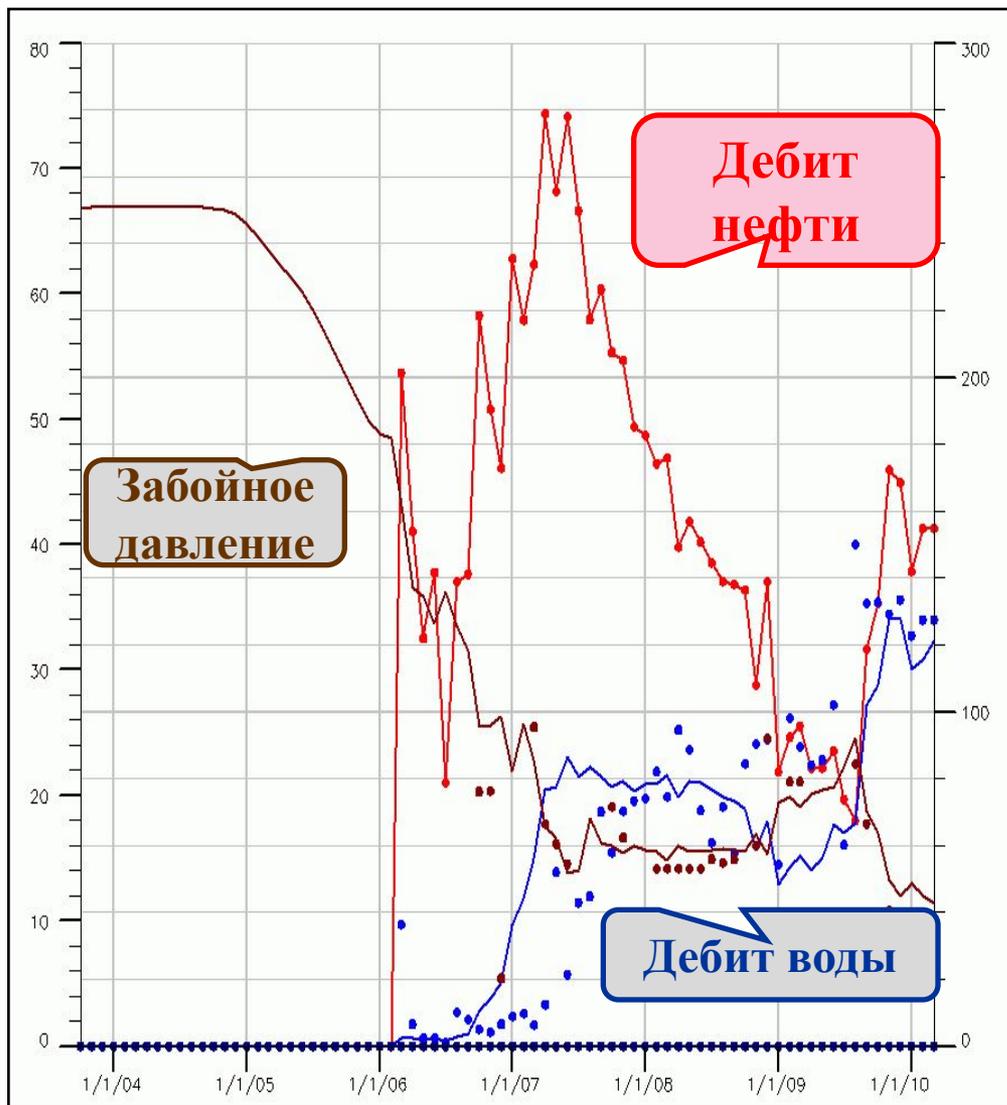
Сейсмический мониторинг ГРП



Проводимость

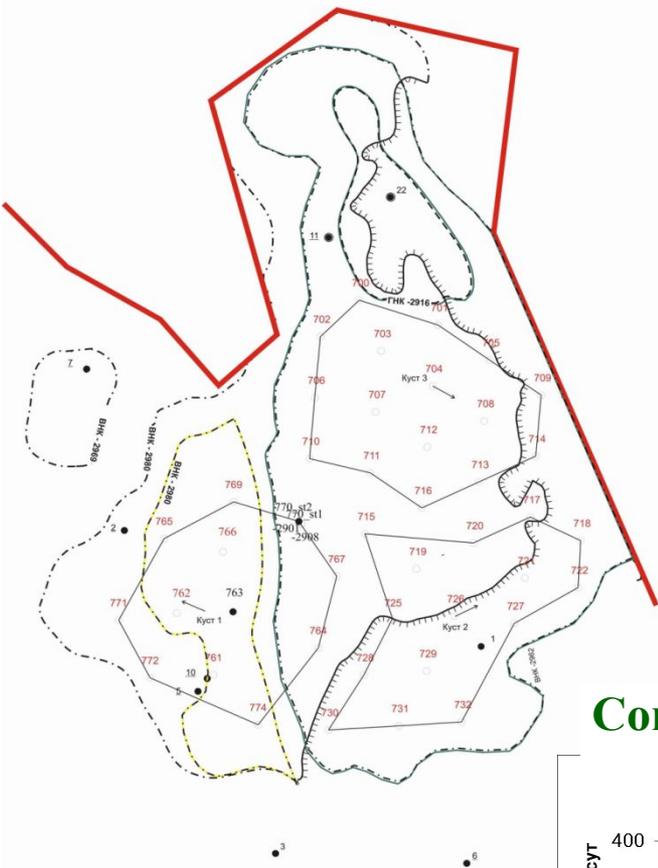


Воспроизведение истории по скважинам

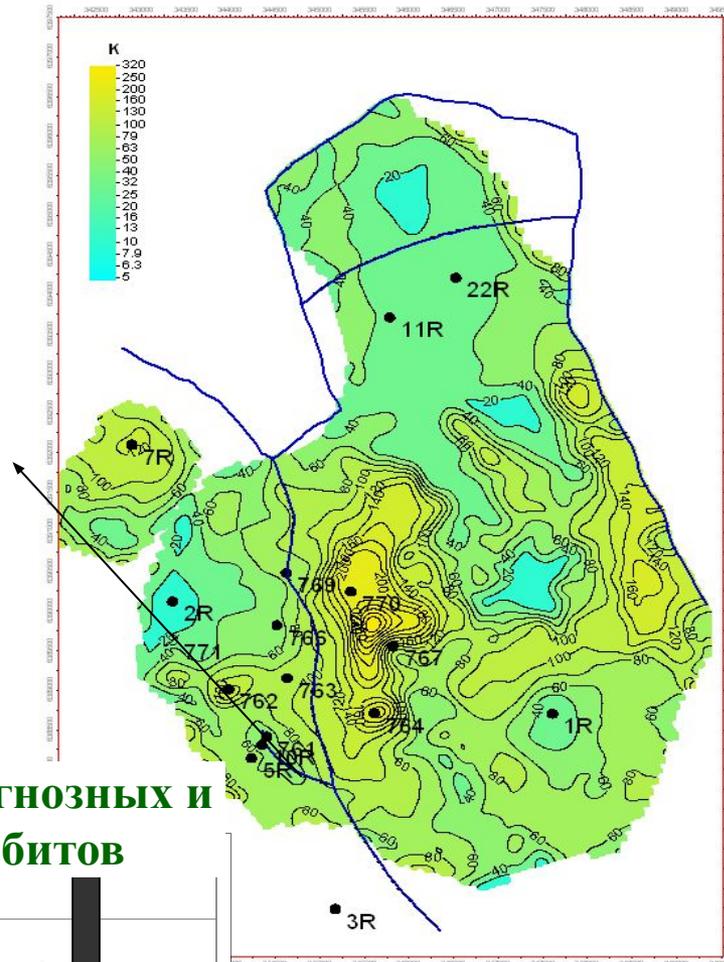


Прогноз дебитов новых скважин

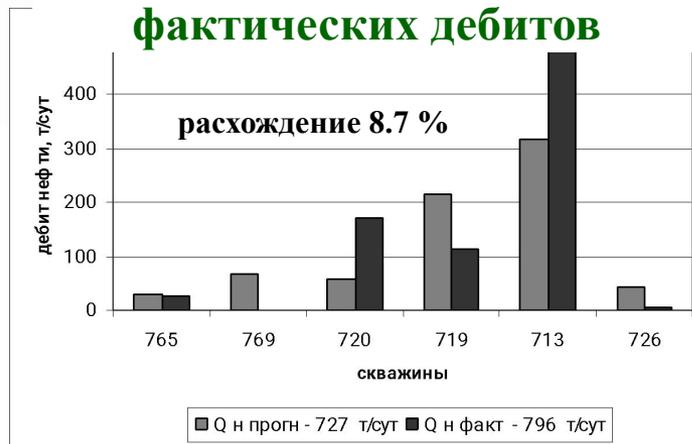
Проектные скважины



Карта проницаемости



Сопоставление прогнозных и фактических дебитов

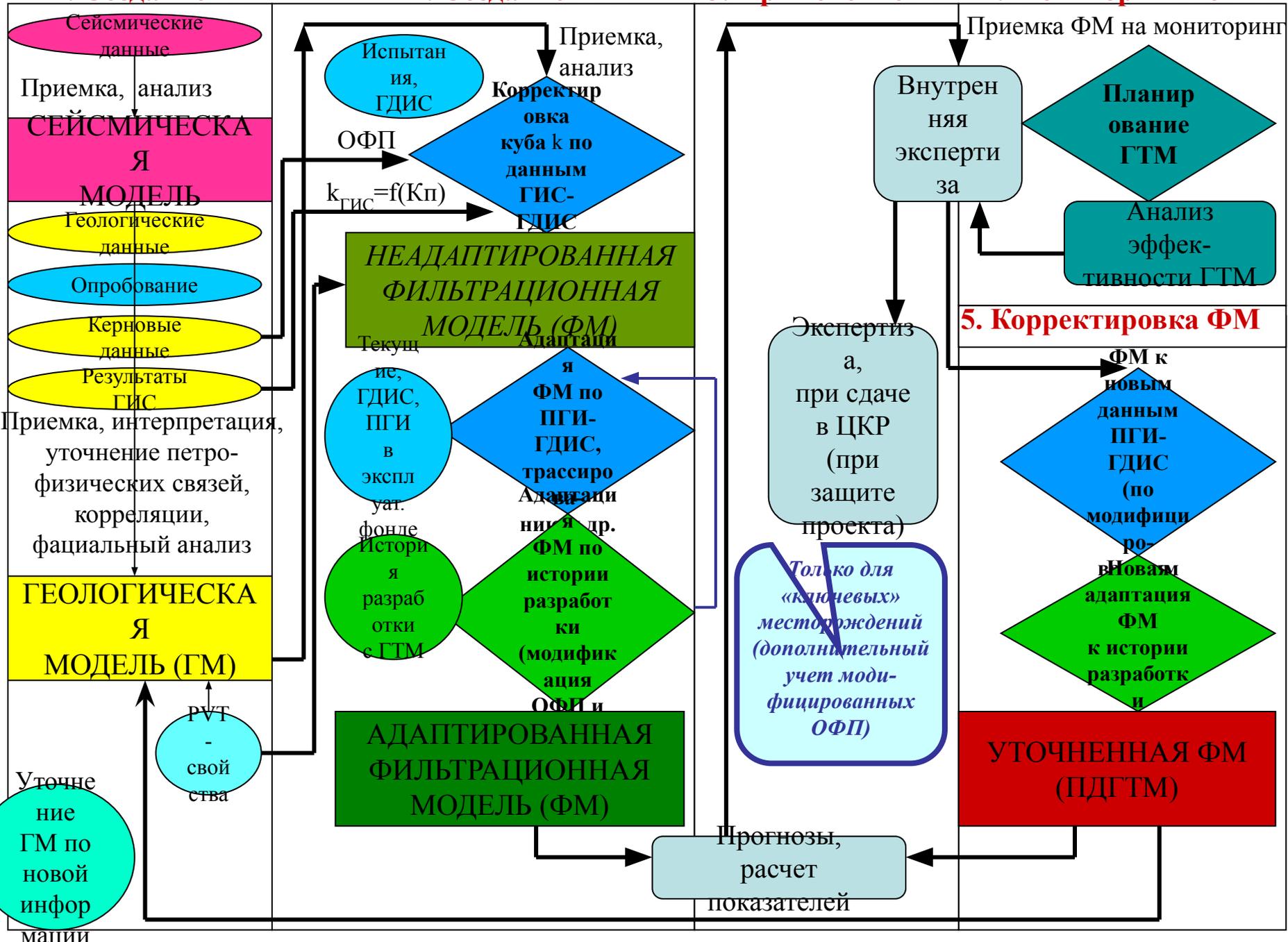




1. Создание ГМ

2. Создание ФМ

3. Применение ФМ 4. Мониторинг по ФМ



Преодоление тенденции падения добычи



- FOPR – дебит **нефти**, модель (м³/сут)
- FOPRH – дебит **нефти**, hist (м³/сут)
- FWPR – дебит **воды**, модель (м³/сут)
- FWPRH – дебит **воды**, hist (м³/сут)
- FWIR - **воды** закачка, модель (м³/сут)
- FWIRH - закачка **воды**, hist (м³/сут)
- FPR – пластовое **давление**, (атм)

Добыча нефти, факт

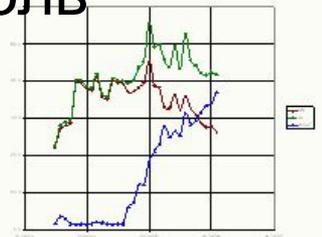
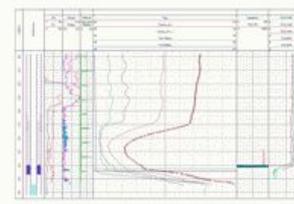
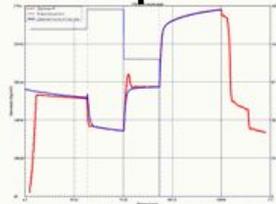
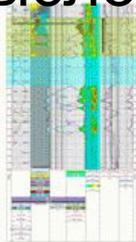
Добыча нефти при отсутствии контроля разработки

Выводы по адаптации модели

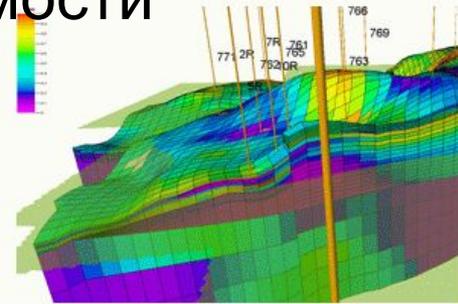
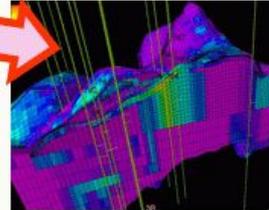
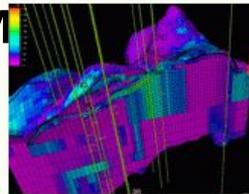
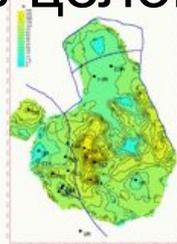
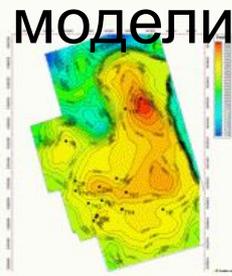
1. Итерационный подход к созданию модели



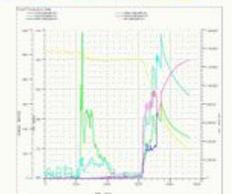
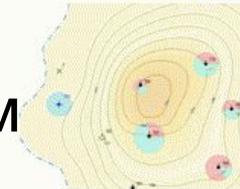
2. Расширенный комплекс и объем исследований; тщательный промыслово-геофизический контроль



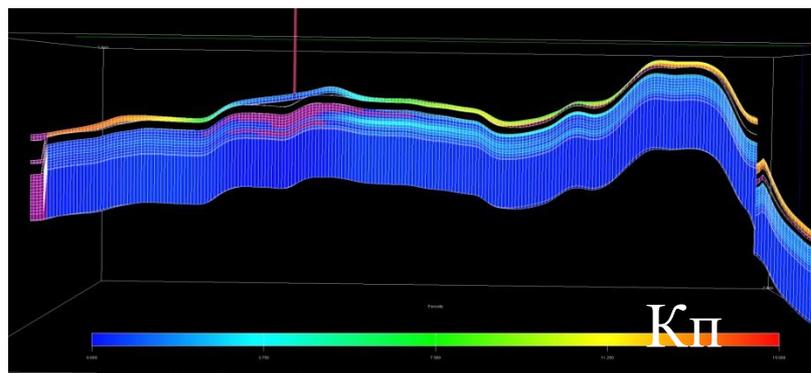
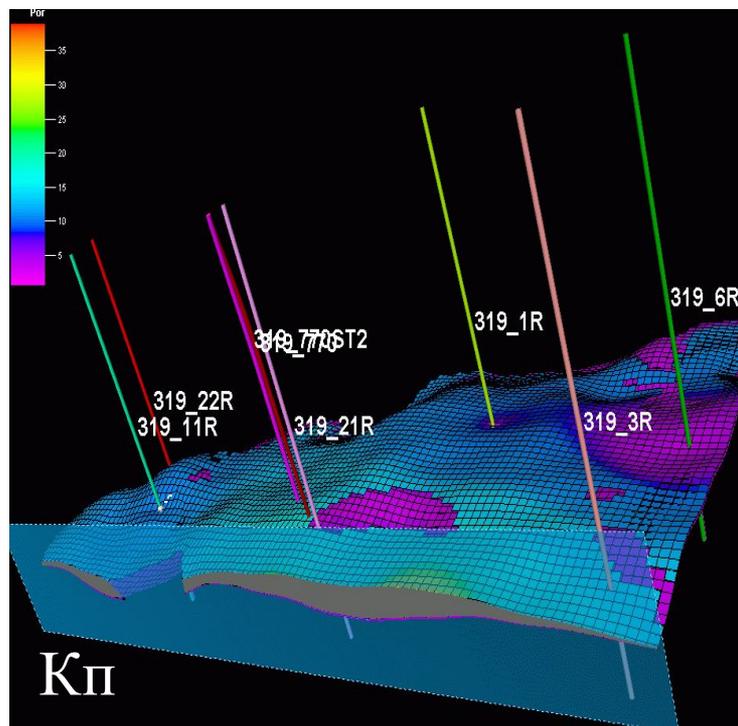
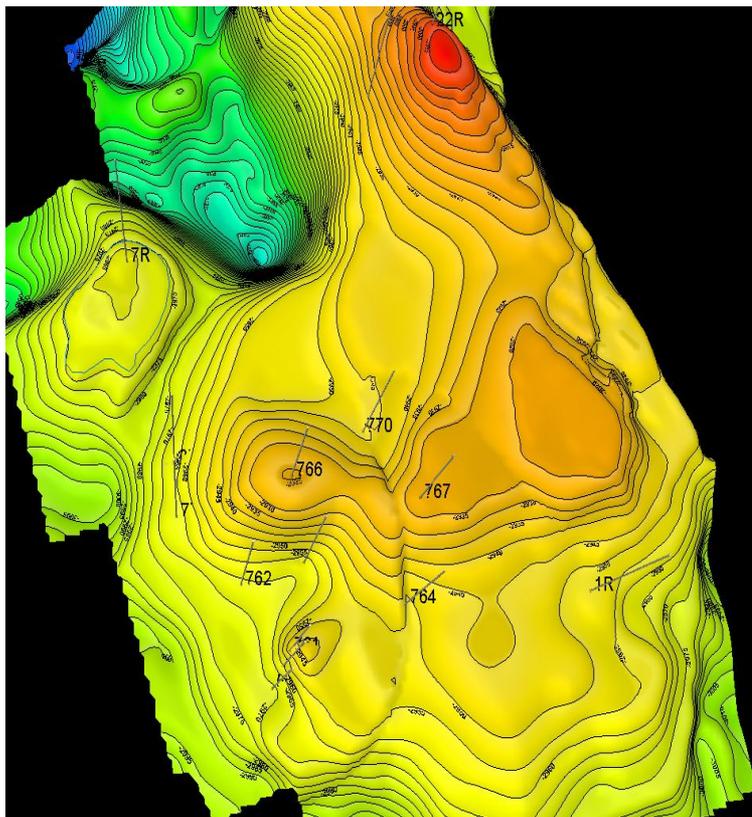
3. Увеличение достоверности поля проницаемости и модели в целом



4. Достоверная модель залежи, эффективное управление резервуаром



*Мониторинг бурения скважин,
прогноз дебитов для
сложнопостроенных залежей*



скважина	вид исследования			Добыча
	ГИС	ГДИС	ПГИ	
762	+	+	+	+
763	+	+	+	+
764	-	+	-	+
766	+	+	+	+
767	+	+	+	+
770	-	+	+	+
771	+	-	+	-
10R	+	+	+	+
11R	+	+	+	+
1R	+	+	-	+
22R	+	+	-	+
2R	+	+	-	-
5R	+	+	-	-
7R	+	+	-	-

Оценка по ГДИС параметров двойной пористости

коэффициент межпорового перетока

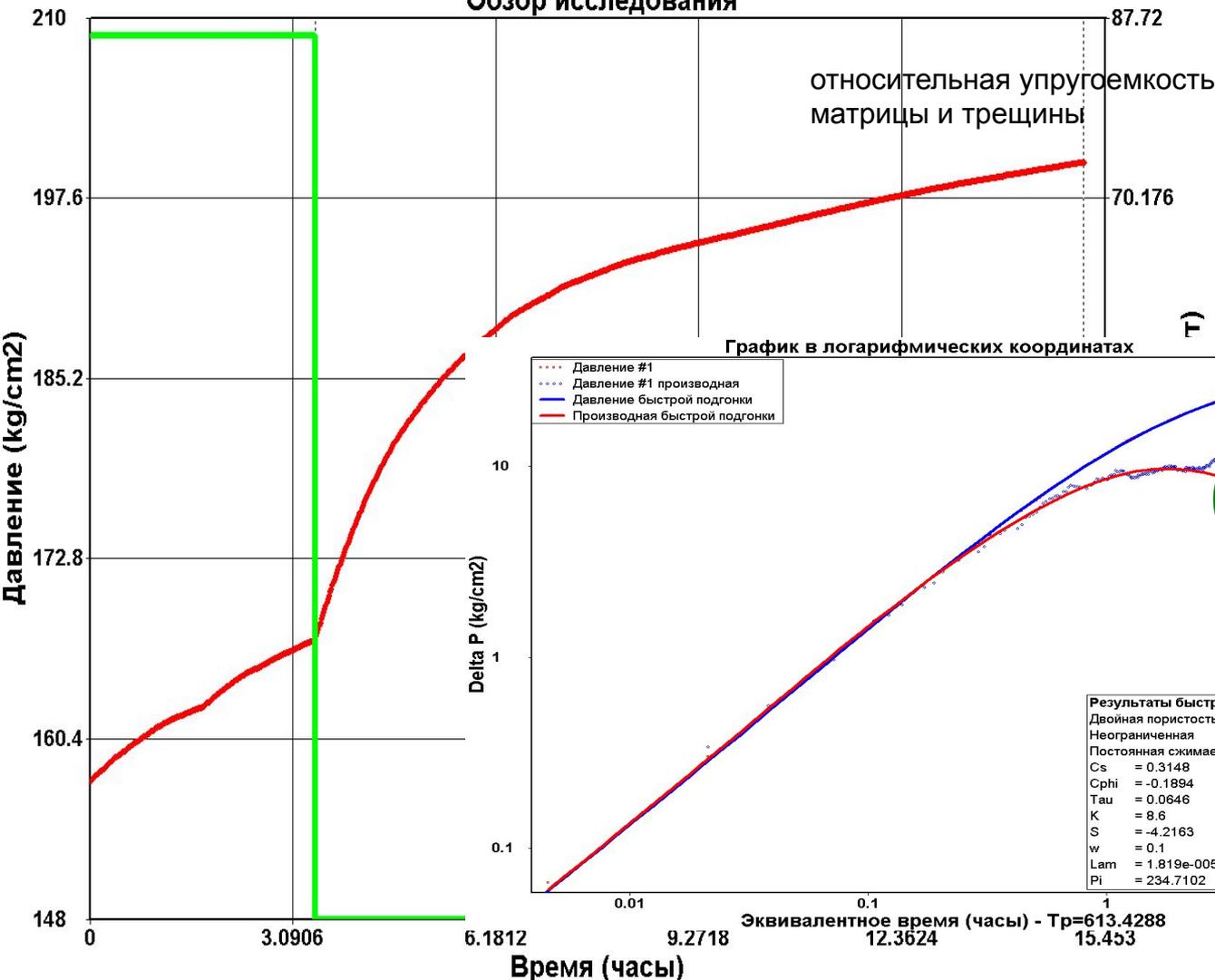
$k = 8.6mD$ мп – матричное пространство, тр - трещины
 $s = -4.2$

$$\lambda = \frac{\alpha \cdot k_{mn} \cdot r_c^2}{k_{mp}} = 1.85 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega = \frac{\beta_{\Sigma mp} K_{п}}{K_{п} \beta_{\Sigma mp} + \beta_{\Sigma mn} K_{п}} = 0.1$$

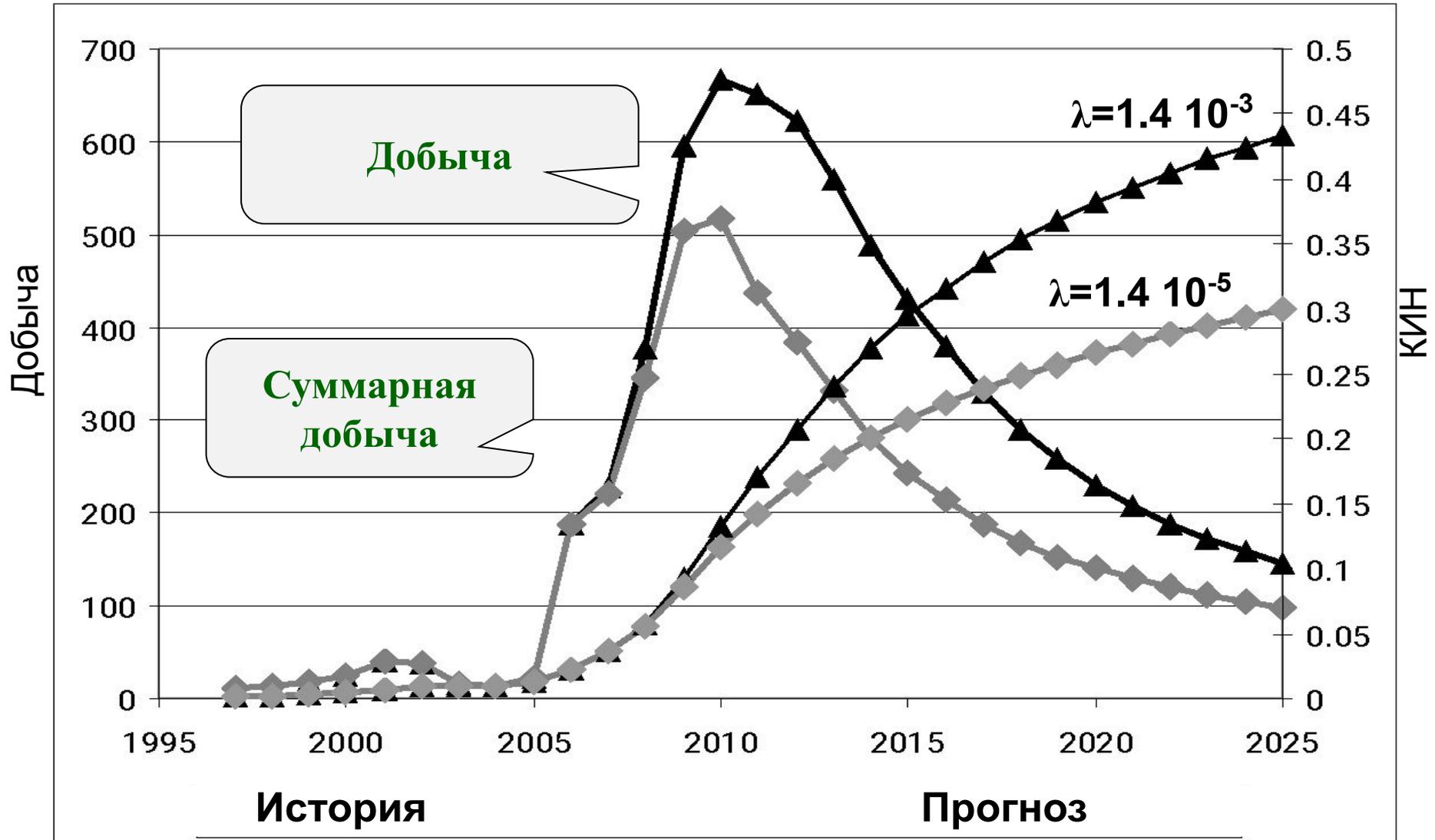
$$\alpha = \frac{4n(n+2)}{l^2} \quad \text{размер блоков между трещинами}$$

Обзор исследования



Результаты быстрой подгонки
 Двойная пористость (Псевдостационарный)
 Неограниченная
 Постоянная сжимаемость
 Cs = 0.3148 м³/(kg/cm²)
 Cphi = -0.1894 kg/cm²
 Tau = 0.0646 ч
 K = 8.6 md
 S = -4.2163
 w = 0.1
 Lam = 1.819e-005
 Pi = 234.7102 kg/cm²

Влияние параметров двойной пористости на коэффициент извлечения нефти

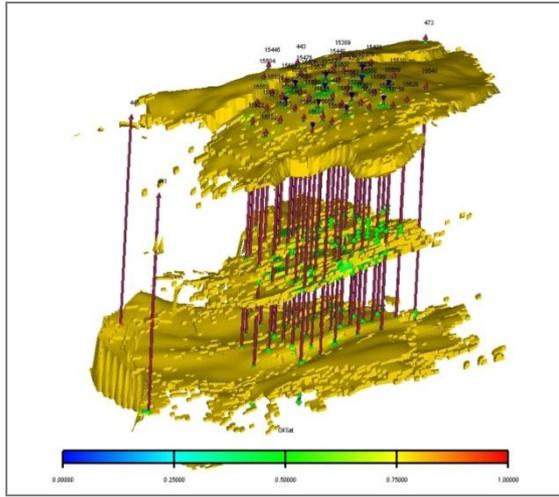


**SMART WELLS –
управление работой скважин**

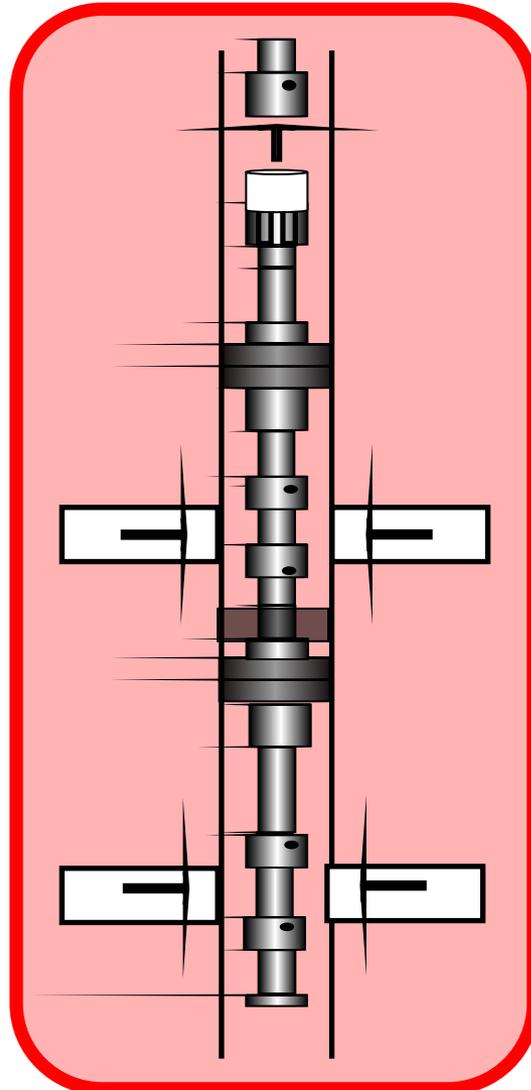
«Интеллектуальная скважина» - необходимость в условиях новой технологической революции в нефтедобычи

- В 2010-2011г. Российские компании перешли рубеж разработки нефтяных месторождений с фильтрационными свойствами ниже 0.5-1.0 мД и $K_{H_своб_нач}=0.2-0.25$
- В России открыты колоссальные геологические запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах: ачимовские, баженовские и др. отложения. Сделать их извлекаемыми и рентабельными – задача современной инженерии
- Способы разработки таких объектов могут быть только комплексными:
 - Нетрадиционные системы ППД
 - Циклическая разработка и эксплуатация сложных по заканчиванию скважин
 - Горизонтальные и многоствольные скважины с множественными ГРП
 - Диагностика и управление трещинами ГРП и «автоГРП» (нагнетательный фонд)
 - Эксплуатация скважин, оборудованных системами совместно-раздельной эксплуатации (ОРЭ)
 - Горизонтальные и наклонно-направленные скважины с дистанционными системами управления контроля притока (УКП – эквалайзеры)
 - Скважины, максимально обустроенные глубинными и наземными стационарными ИИС с дистанционной (on-line) телеметрией
 - Экономичные «интеллектуальные» скважины (несопоставимые со стоимостью зарубежных аналогов, применяемых при эксплуатации шельфов с платформ)
 - Ведение разработки месторождений по принципу «интеллектуального месторождения» (с дистанционным управлением разработки из аналитического центра на основе ПДГТМ)

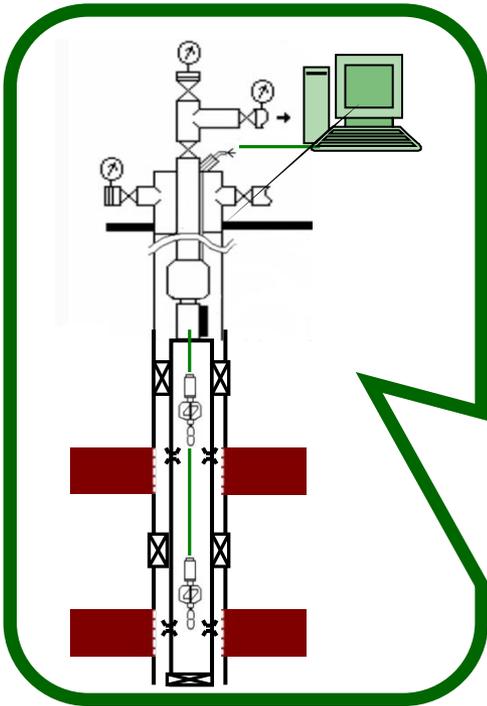
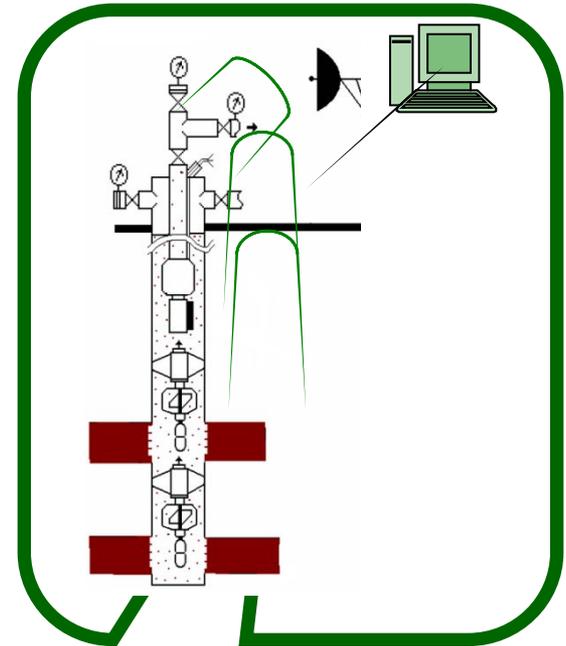
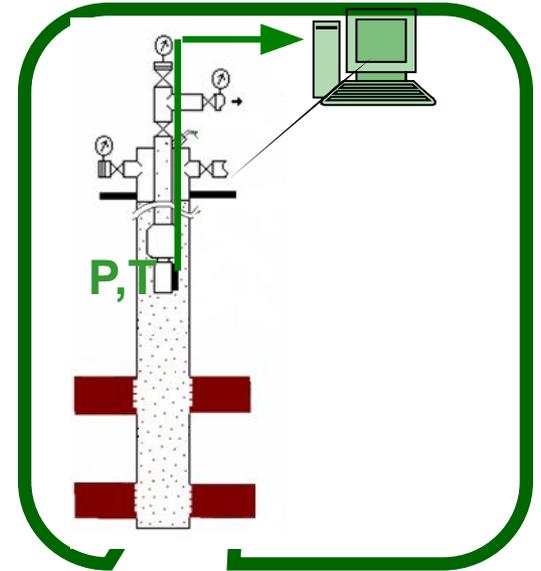
Управление разработкой многопластовых залежей на основе стационарного on-line мониторинга эксплуатационных параметров



параметров



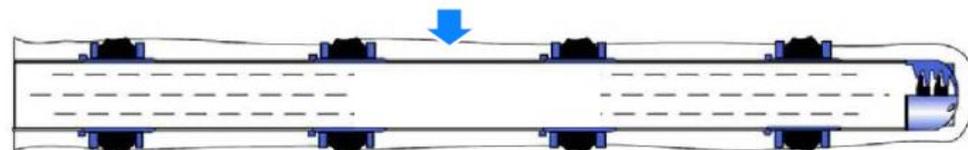
Р, Т, Q & %ВОДЫ



Технологии заканчивания скважин

Выборочное заканчивание

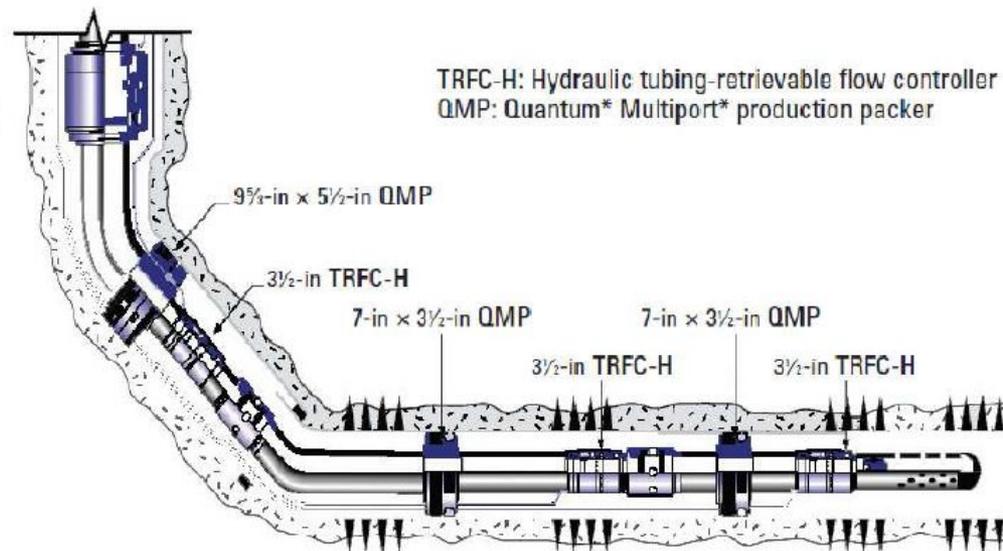
- Простое заканчивание
- Набухающие пакеры
- Заглушка вдоль водоносного интервала



Slotted Liner with ECP's/Swell Packers

Интеллектуальное заканчивание

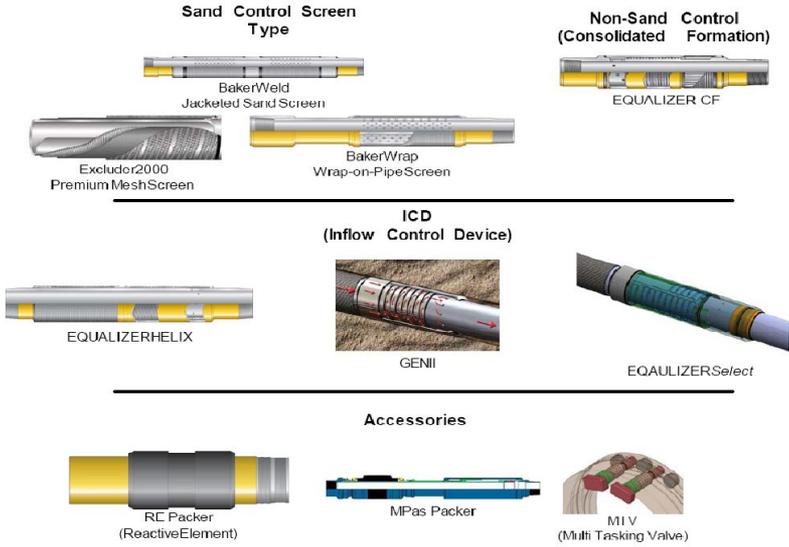
- Сложные системы заканчивания
- Скважинная телеметрия
- Гидравлически регулируемые устройства контоля потока



TRFC-H: Hydraulic tubing-retrievable flow controller
QMP: Quantum* Multiport* production packer

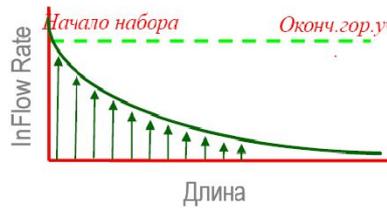
УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА (УКП)

УКП: Портфель технологий

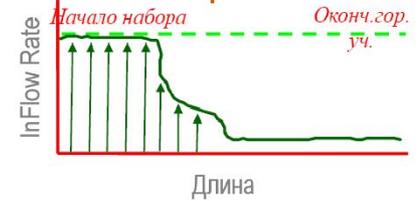


Физические процессы в горизонтальной скважине

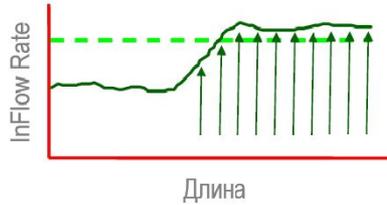
Однородный пласт



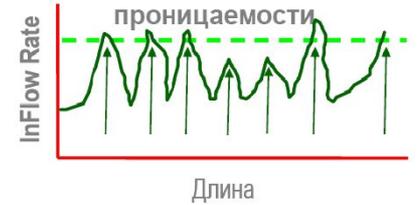
Высокая проницаемость участка начала набора



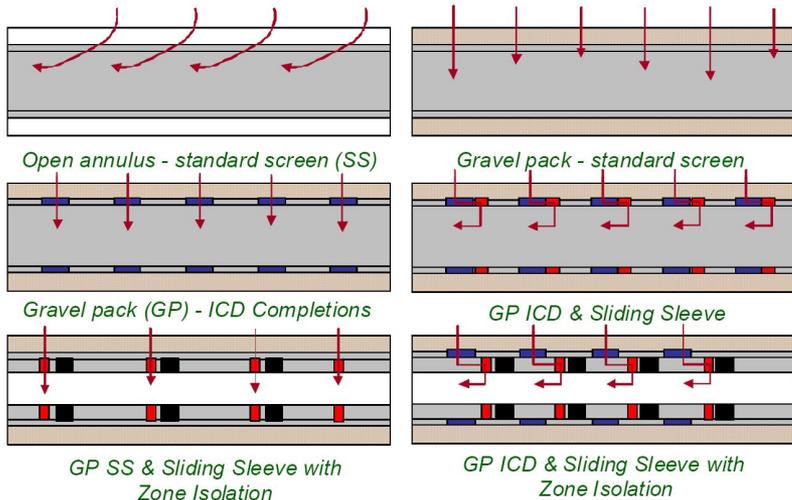
Высокая проницаемость в оконч.гор.уч.



Чередование слоев высокой и низкой проницаемости



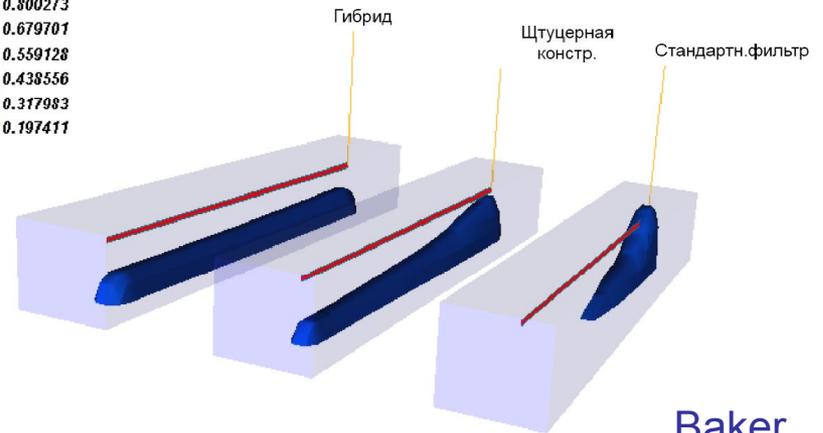
УКП как метод восстановления



01/17/2008 (16.3555 days)

0.800273
0.679701
0.559128
0.438556
0.317983
0.197411

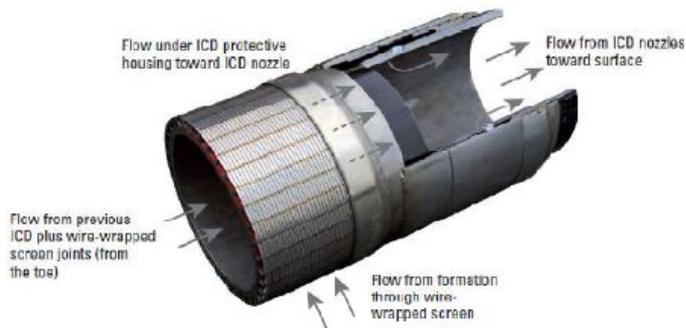
Water Saturation (fraction)



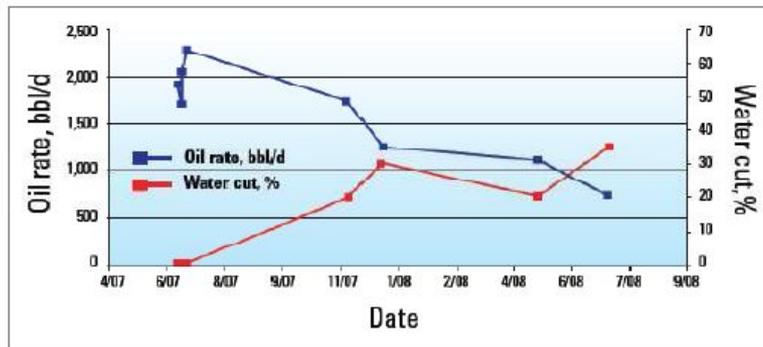
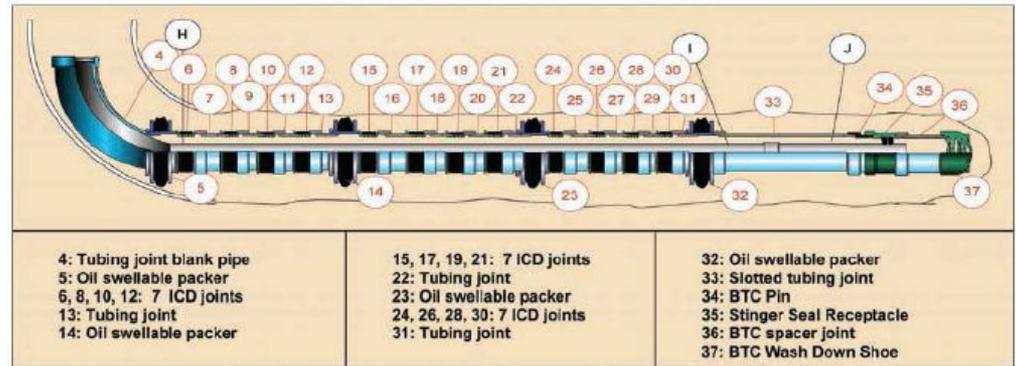
Baker

Технологии заканчивания скважин

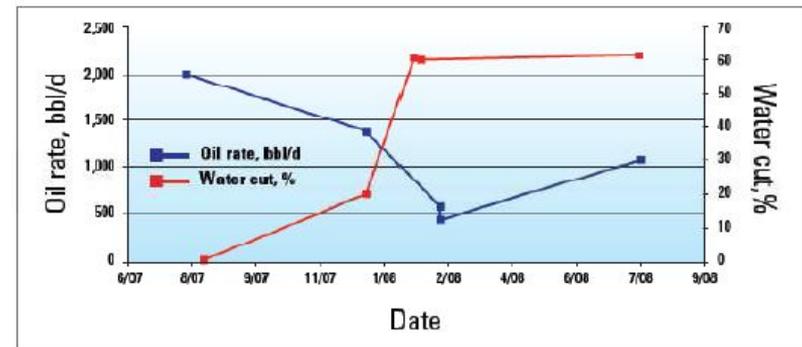
Устройства контроля притока



ResFlow ICD.



Production profile from a well with ResFlow ICDs: The oil flow (blue) decreased in a typical pattern, whereas the water cut (red) remained at about 30% after the unavoidable water breakthrough.



Production profile from the adjacent well with stand-alone wire-wrapped screens but no ResFlow ICDs: The oil flow (blue) decreased dramatically, and the water cut (red) was double that of the well with ICDs.

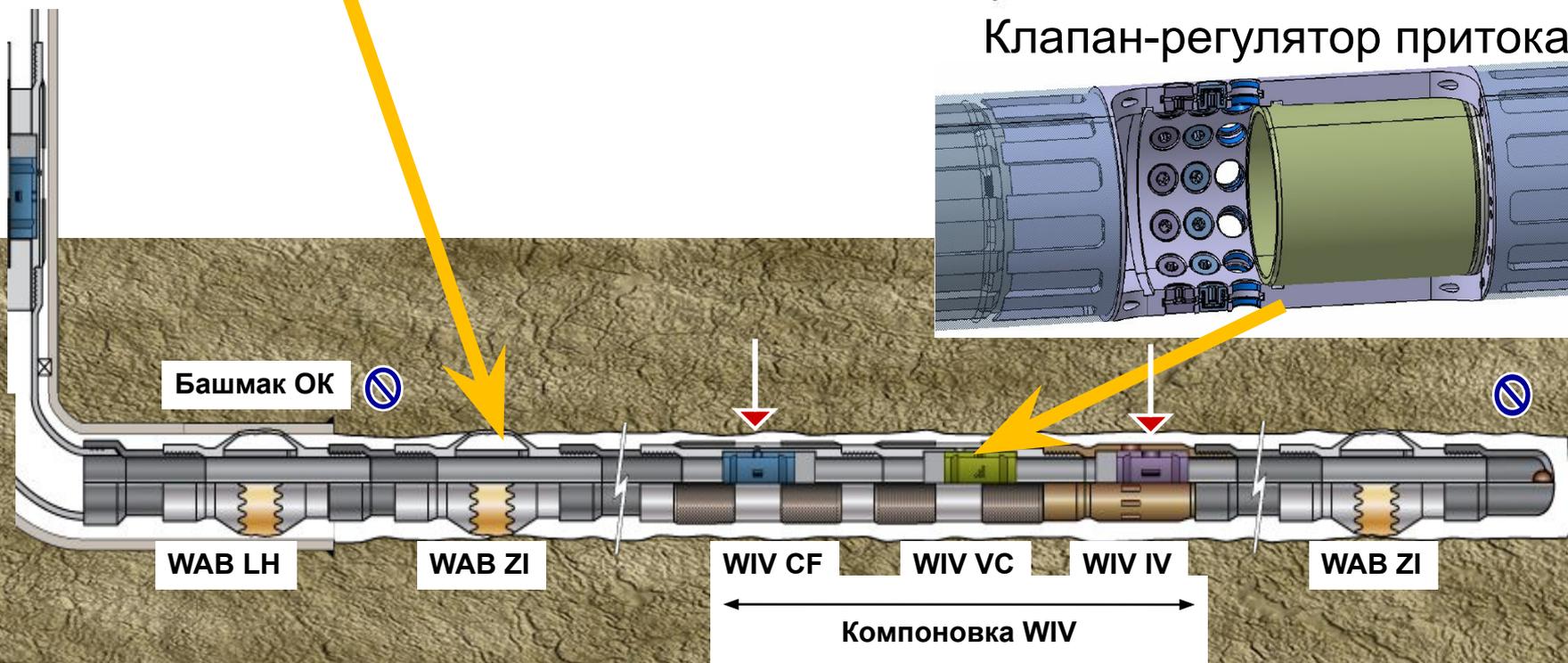
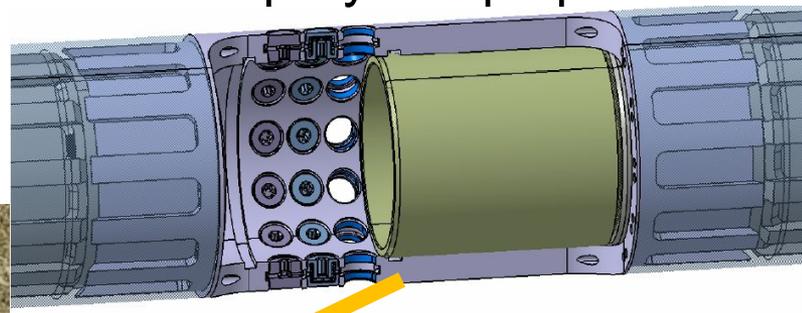
Основные элементы управляемого оборудования УКП на примере оборудования Welltec

Пакер

Пакер
(раскрытый)



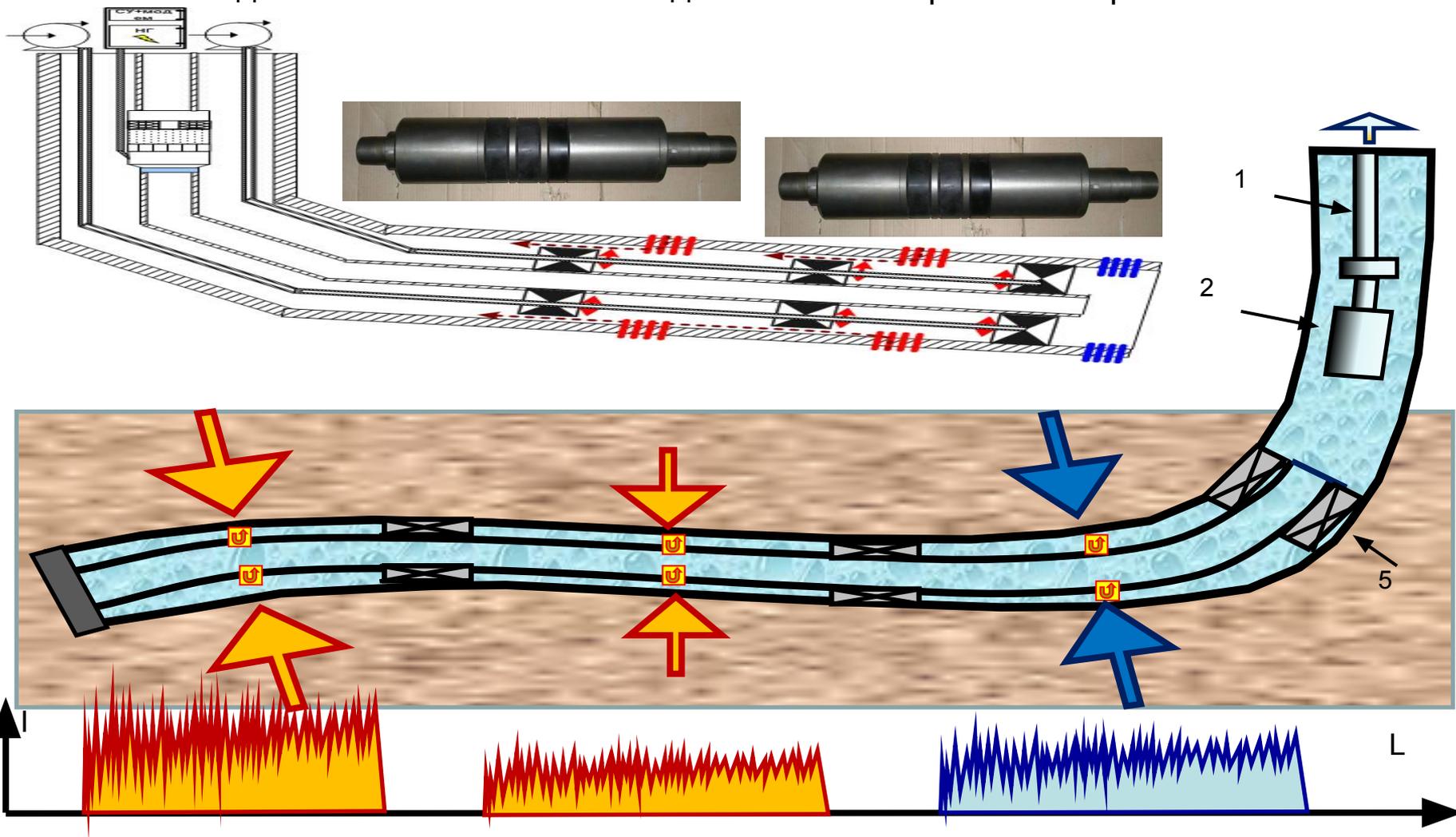
Клапан-регулятор притока



WAB = Заколонный пакер (Well Annular Barrier), WIV = внутрискважинный клапан-регулятор притока (Well Inflow Valve), LH = подвеска хвостовика (Liner Hanger), ZI = разобщение зон (Zonal isolation), IV = нагнетательный клапан (Injection Valve), VC = штуцер переменного диаметра (Variable Choke), CF = постоянный расход, клапан постоянного расхода (Constant Flow)

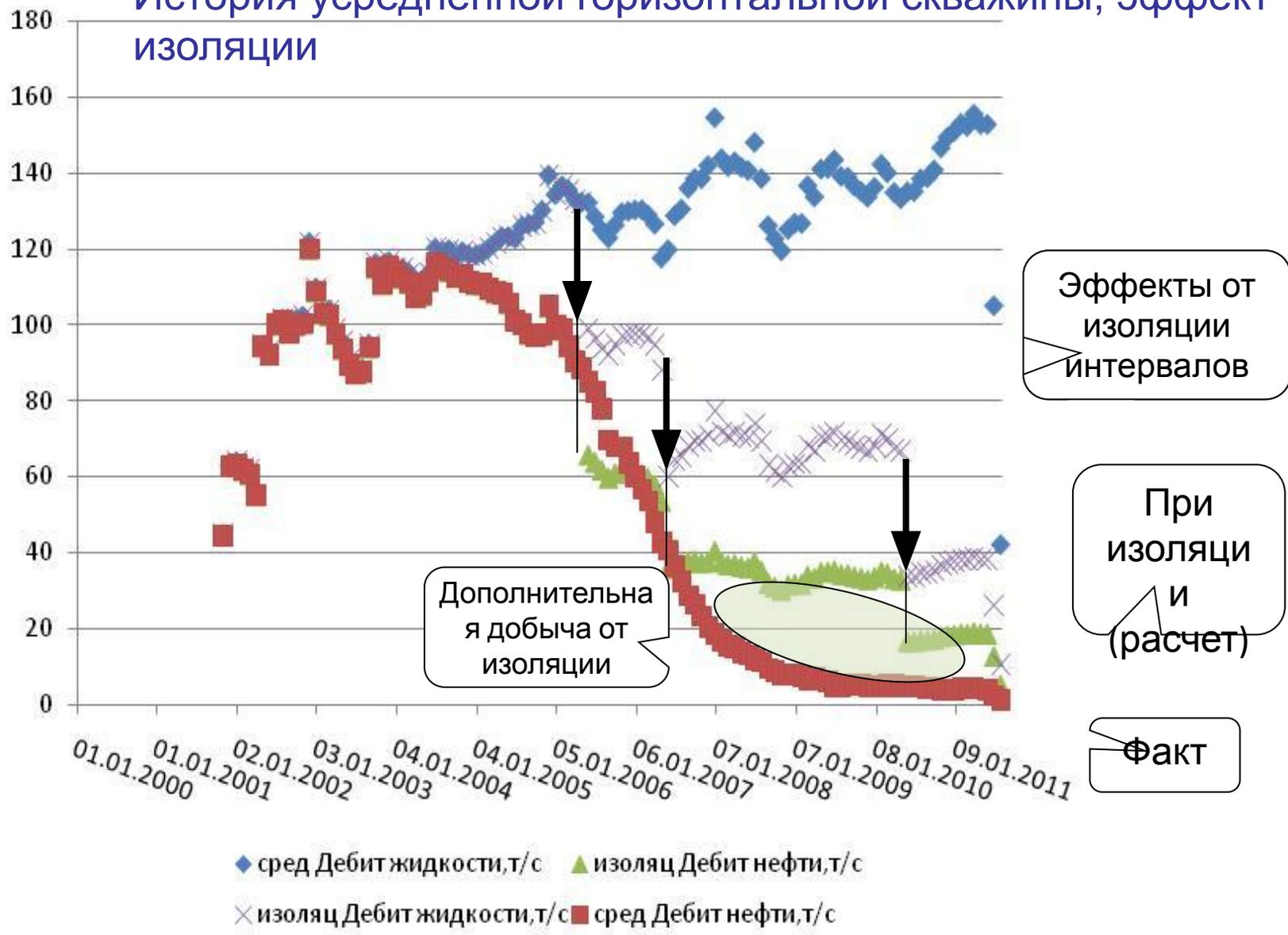
Описание пилотного проекта ГПН НТЦ «интеллектуальная скважина»

1. Оборудование 5 горизонтальных скважин системами индивидуального стационарного контроля ОПЭ с обратной связью (управляемые эквалайзеры УКП / ICD), оперативная диагностика по стационарным датчикам и отсечение обводнивших интервалов в горизонтальном стволе



1. Контролируемая и управляемая эксплуатация горизонтальных скважин

История усредненной горизонтальной скважины, эффект изоляции



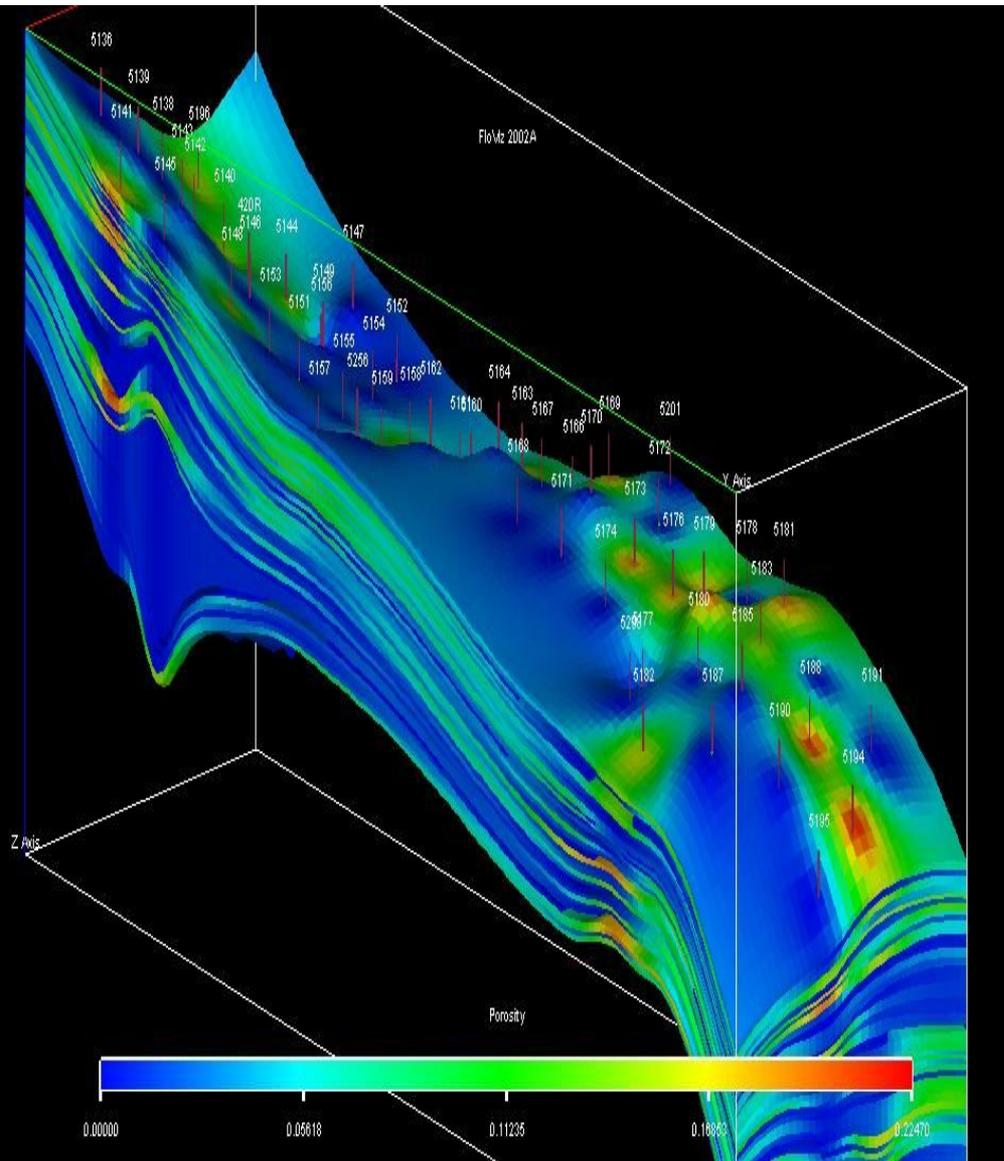
Заключение:

1. Современной тенденцией развития контроля разработки и мониторинга добычи является объединение промысловых и гидродинамических исследований скважин в рамках единого комплекса – технолого-гидродинамических исследований.
2. Этим обеспечивается должный охват исследованиями эксплуатационного фонда при высоком качестве получаемой информации.
3. Развитие системы промыслового мониторинга стало возможным благодаря разработке и широкому внедрению стационарных информационно-измерительных систем.
4. Результаты промыслового мониторинга должны стать основным каналом информационного насыщения гидродинамических моделей. Повышение качества моделирования в свою очередь способствует повышению эффективности геолого-технологических мероприятий, что позволяет преодолеть тенденцию падения добычи на месторождениях нефти.

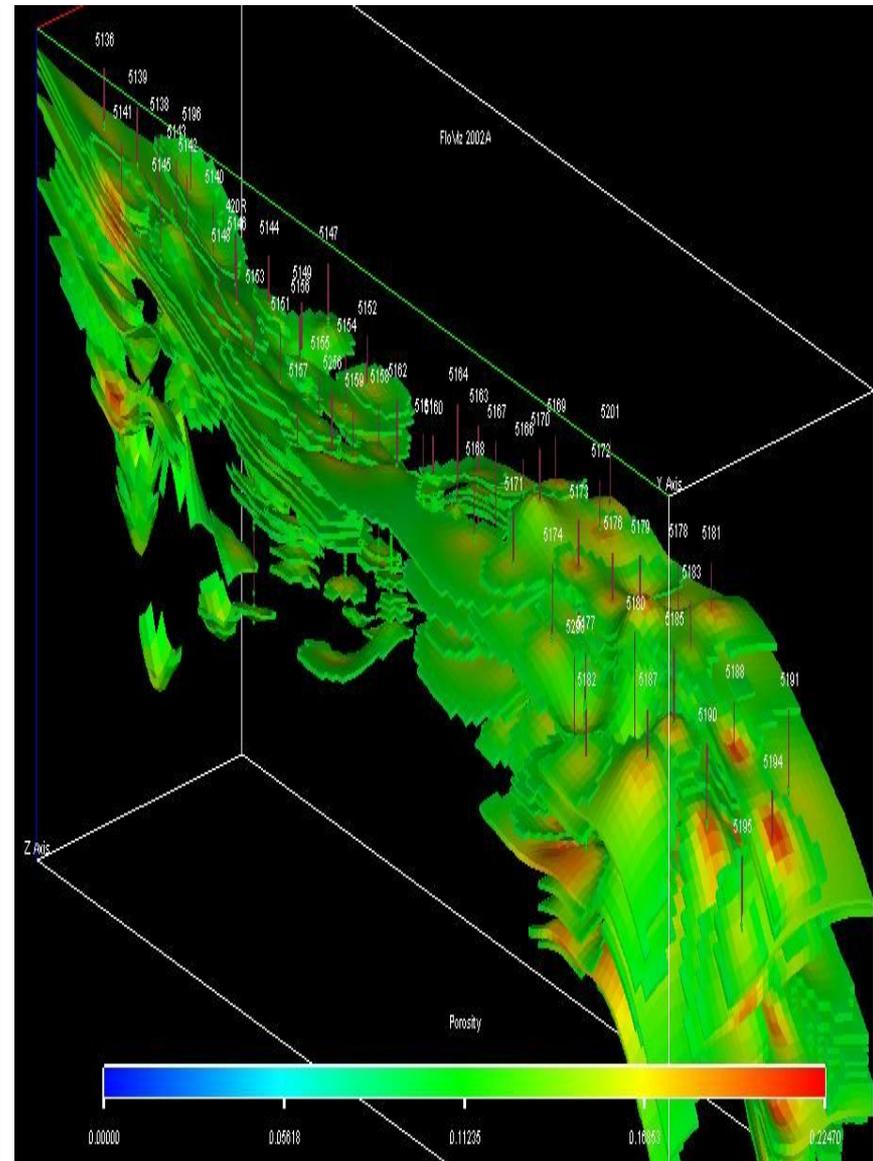
ТЕХНОЛОГИЯ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ (промысловых, геофизических, гидродинамических):

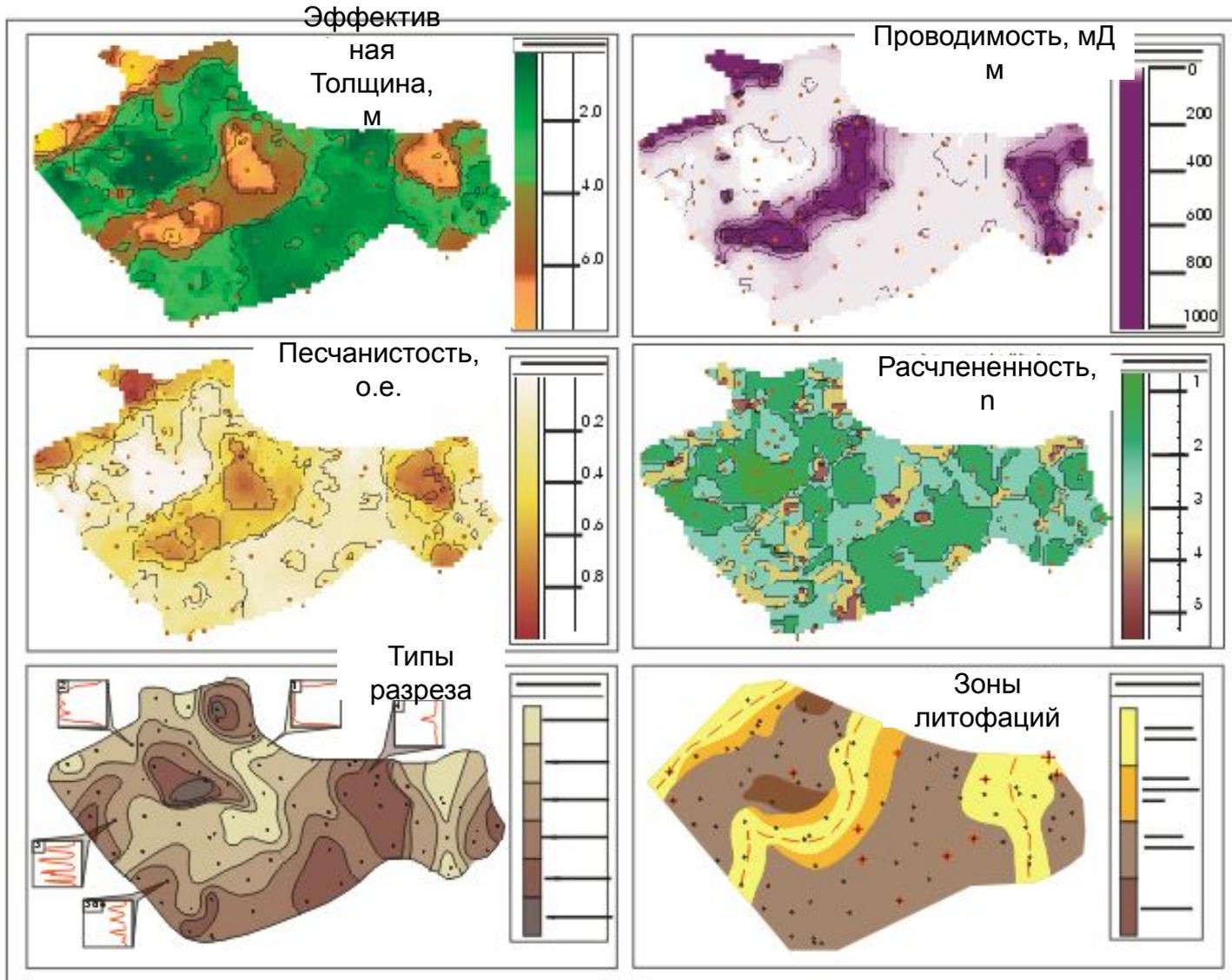
1. Детализация геологической 3D-модели (ГИС, сейсмика)
2. Комплексный анализ промысловых данных и межскважинных исследований (ГДП, трассирование)
3. Анализ результатов ПГИ (включая оценки $K_{\text{нг-тек}}$)
4. Анализ результатов ГДИС (включая оценки ФЕС пласта, радиальной неоднородности, геометрии залежи)
5. Настройка (экспертиза) гидродинамической модели по параметрам ФЕС (карты-кубы $K_{\text{пр}}$ по ГДИС-ПГИ-ГИС)

3D карта пористости

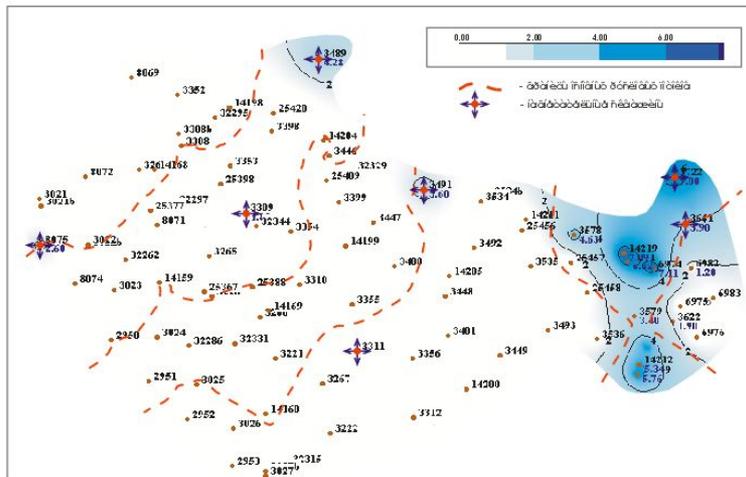


Разрез пористости > 10%

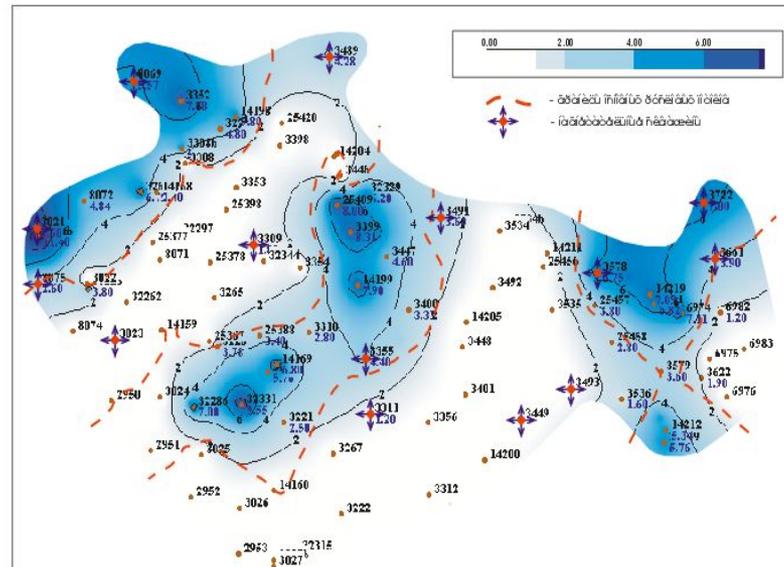




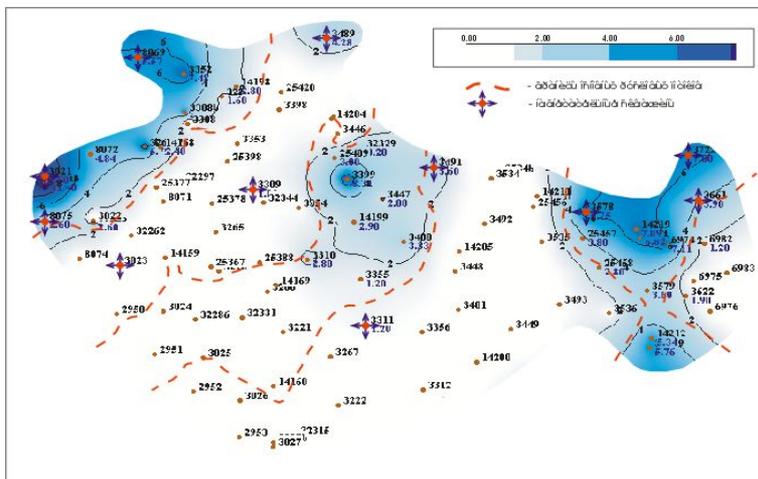
Определение неоднородности строения пласта.



А) Начало обводнения



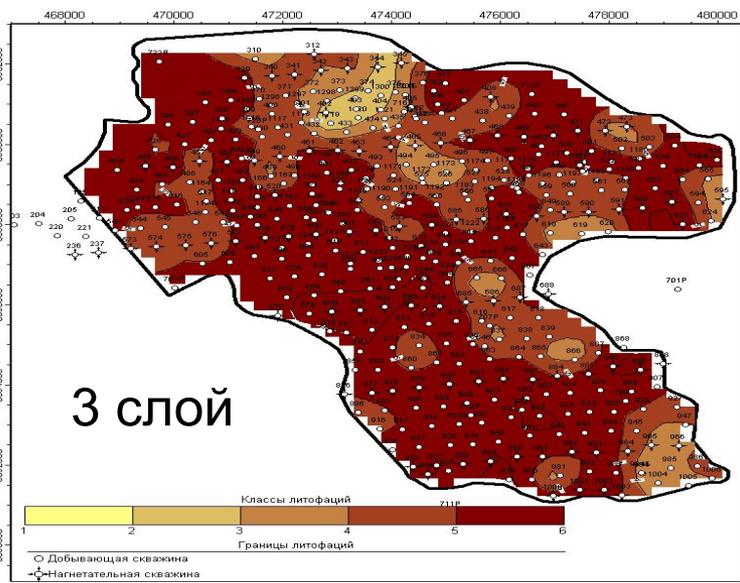
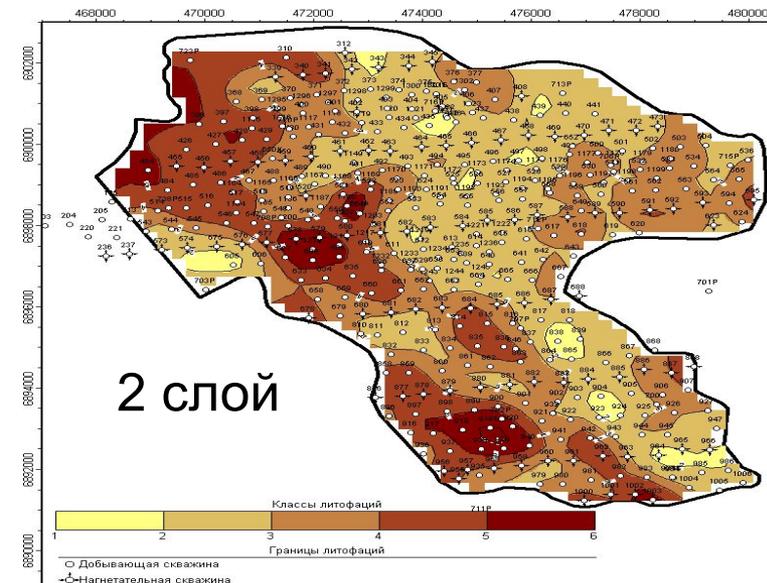
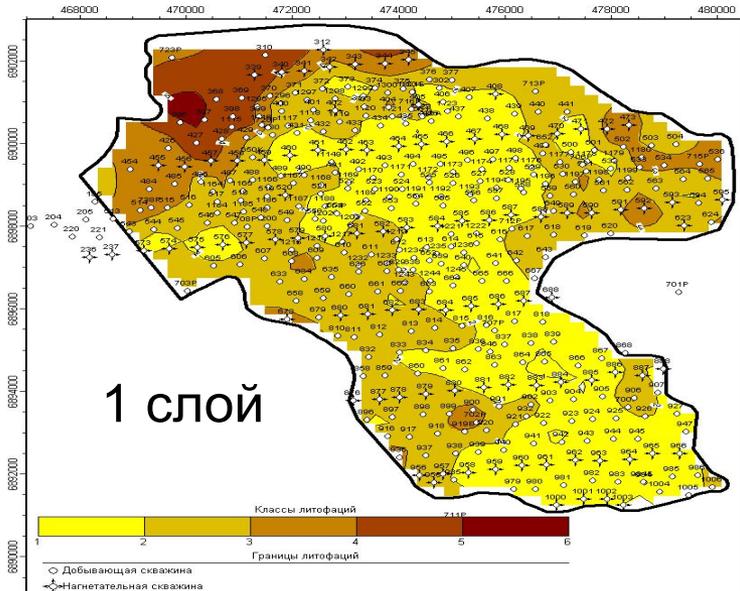
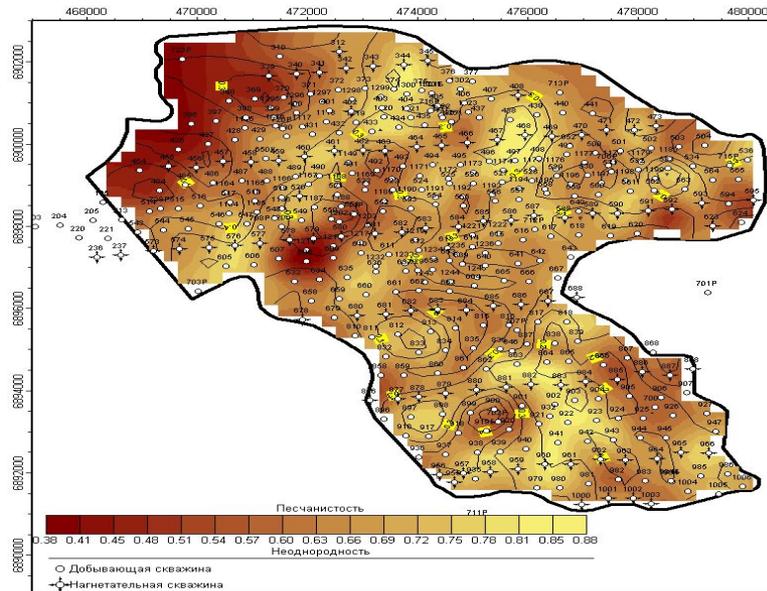
В) Прогрессирование обводнения



Б) Развитие обводнения

Пример прогноза выработки пласта по русловым отложениям песчаника

Карта песчанистости и неоднородности по данным каротажа



Фациальные типы пласта (согласно классификации форм ПС) по 1-3 пачкам

Комплексный анализ промысловых данных и межскважинных исследований

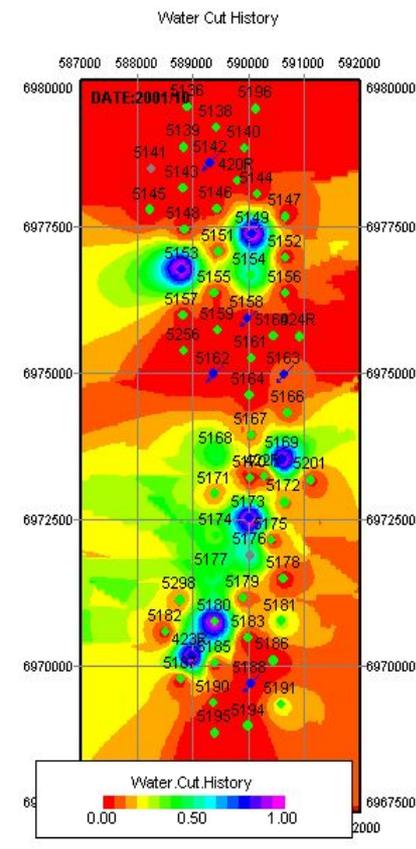
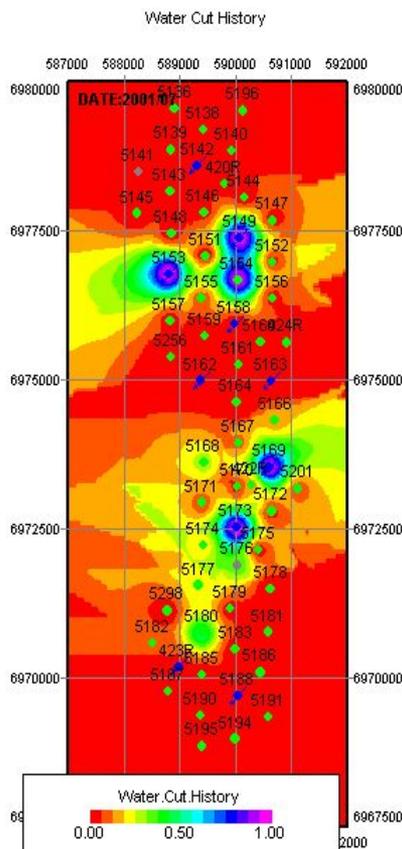
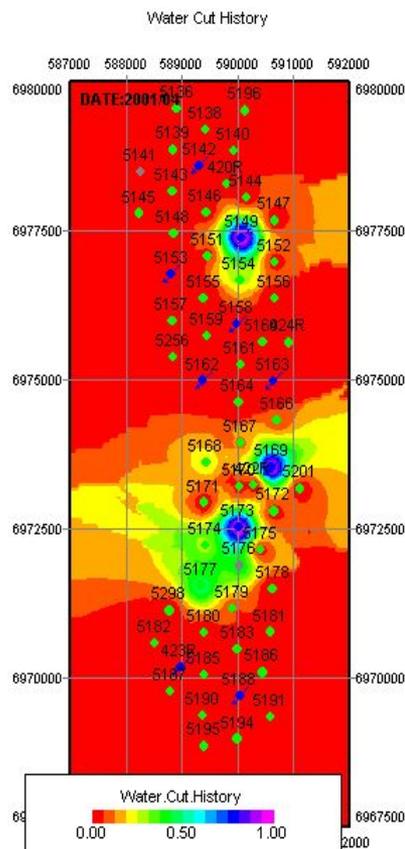
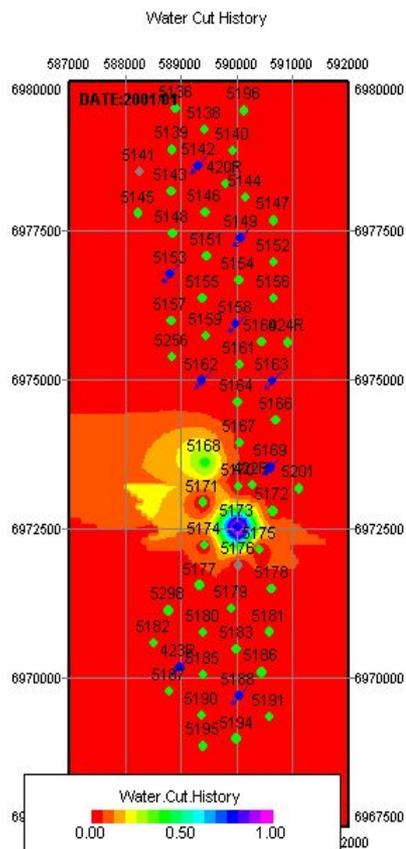
Движение нагнетаемой воды

январь 2001

апрель 2001

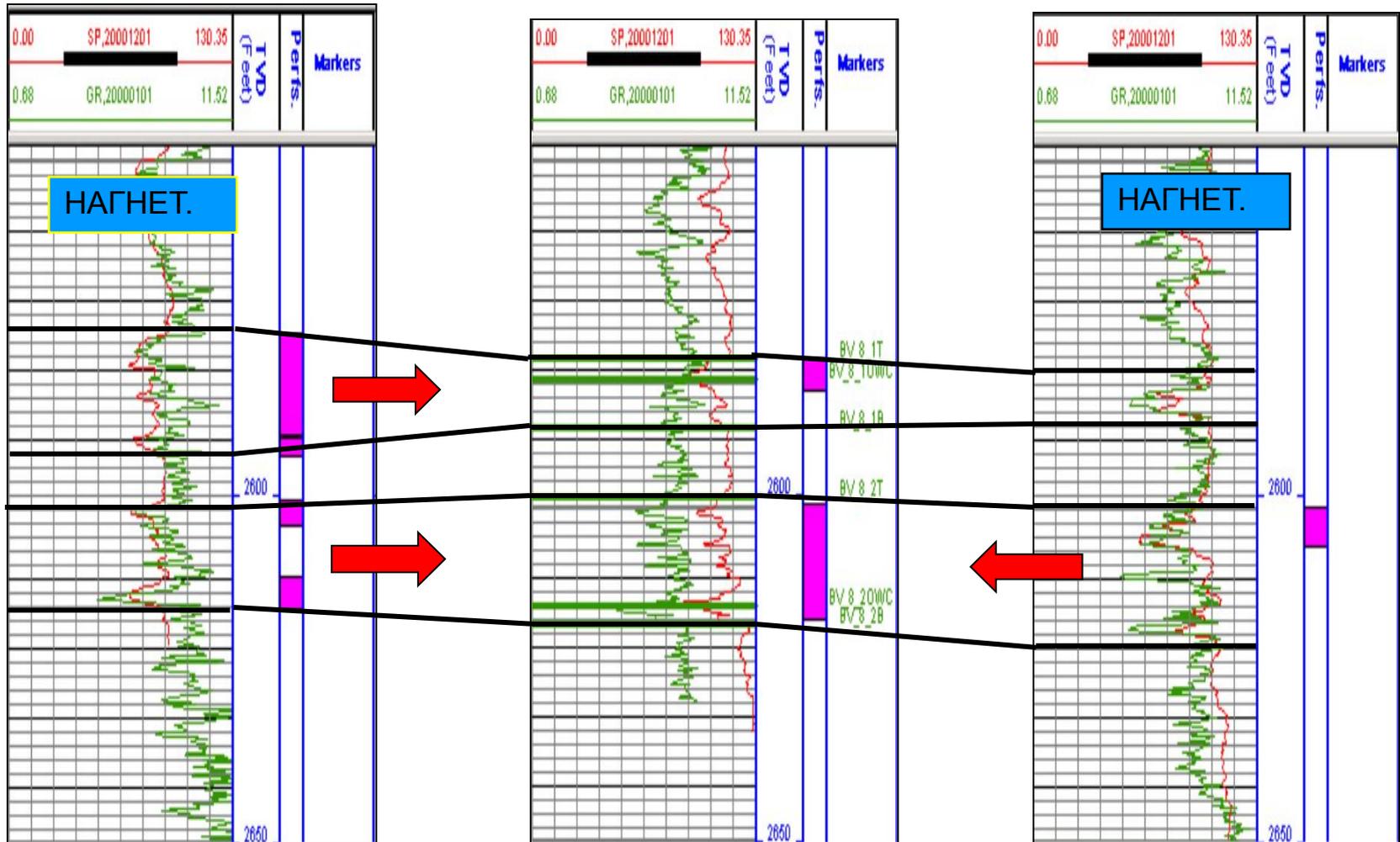
июль 2001

октябрь 2001



- Карты движения нагнетаемой воды как функция времени!

5149-5154-5158



① ②

③

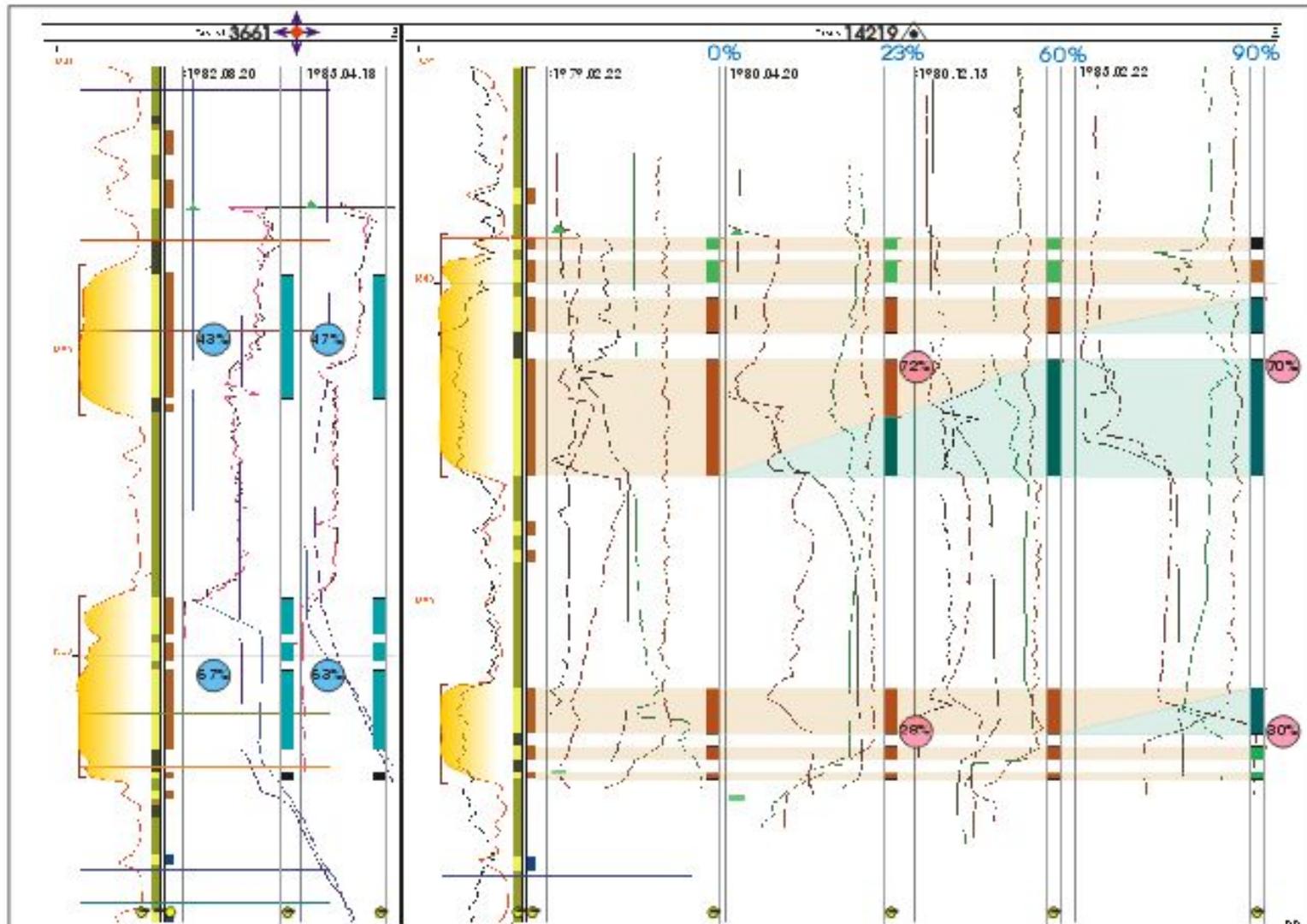
① ②

③

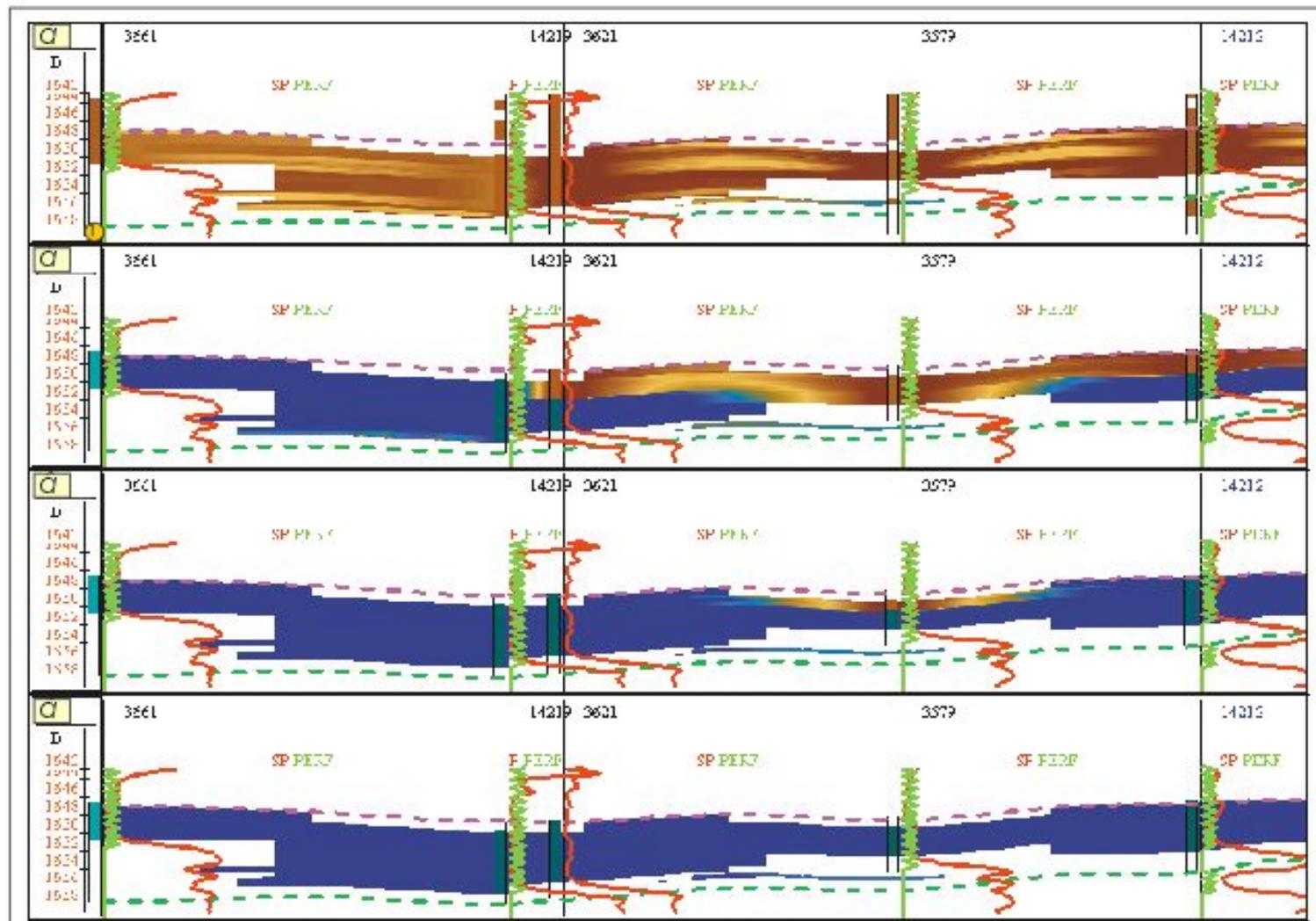
③

③

③



Динамика выработки совместно перфорированных пластов при заводнении (по данным ПГИ).
Окна: литология (1), насыщение (2), работа пласта на даты (3).



Динамика обводнения пласта, прослеживаемая по факту продвижения
 закачиваемых вод
 - на основе анализа промысловых и геофизических данных

Результаты анализа промысловых данных

Условные обозначения:

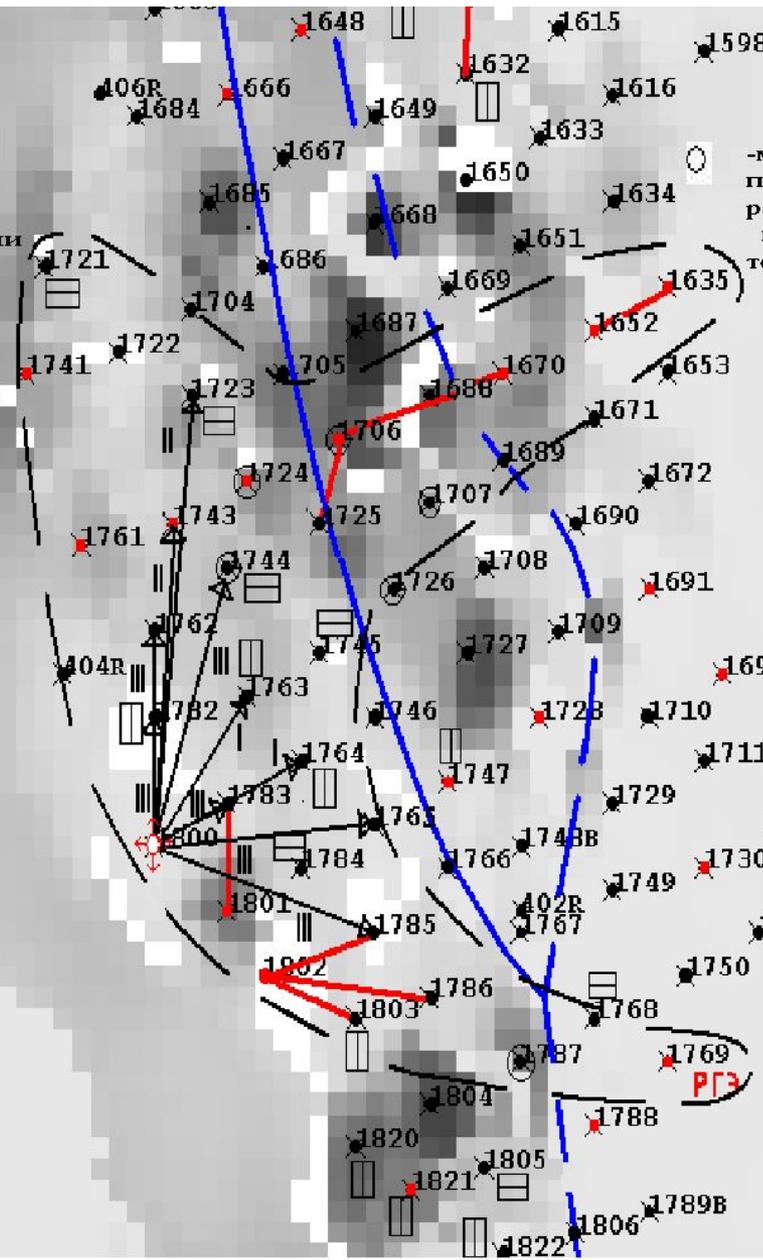
Полугонка - зоны с относительно высокими значениями Кпр.

--- - ареалы выявленной гидродинамической связи;

— - границы клиноформенных тел;

→ - направления потоков индикатора;

— - гидродинамические связи по истории разработки



- межпластовые перетоки у разных клиноформ (по термометрии);

Направления движения фильтрации
Пласт БС10 Карамов

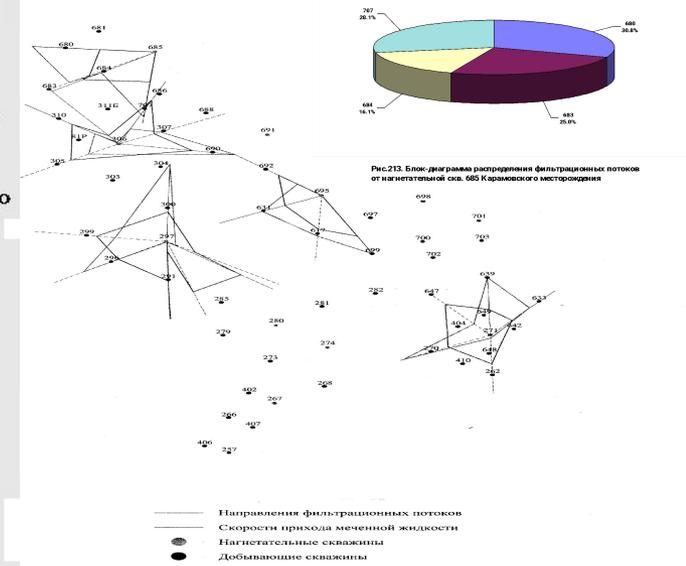
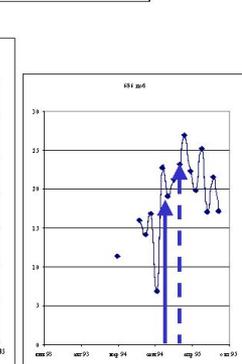
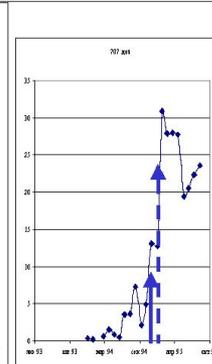
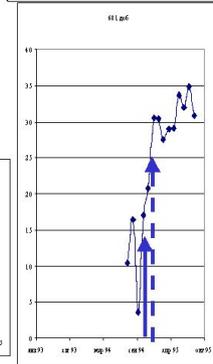
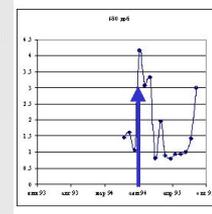
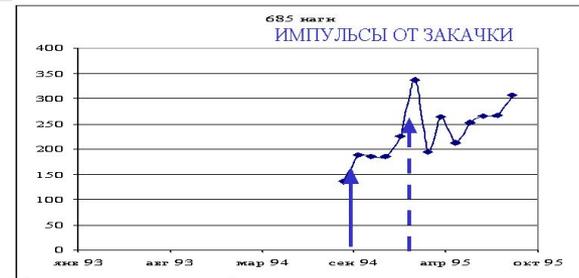


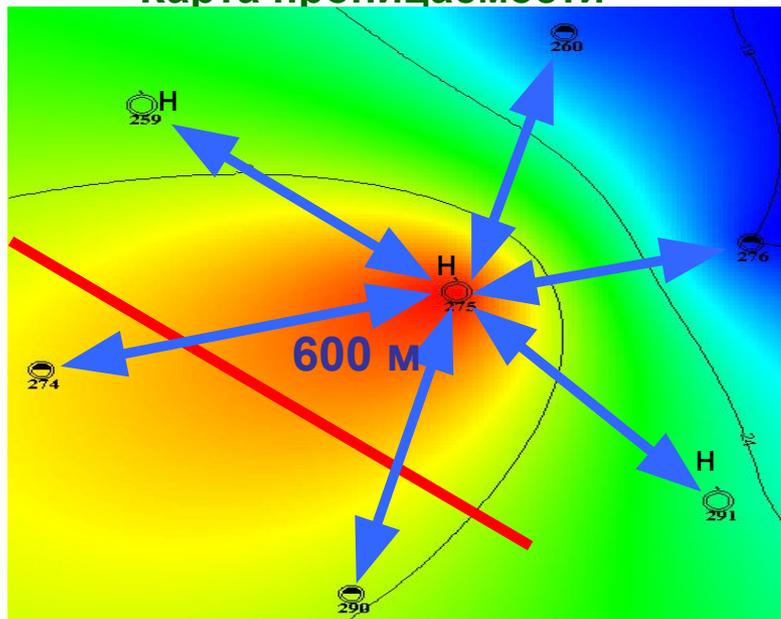
Рис.213. Блок-диаграмма распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скв. 685 Карамовского месторождения

Динамика закачки в скв. № 685 и отборов воды (м³/сут) из соседних скважин

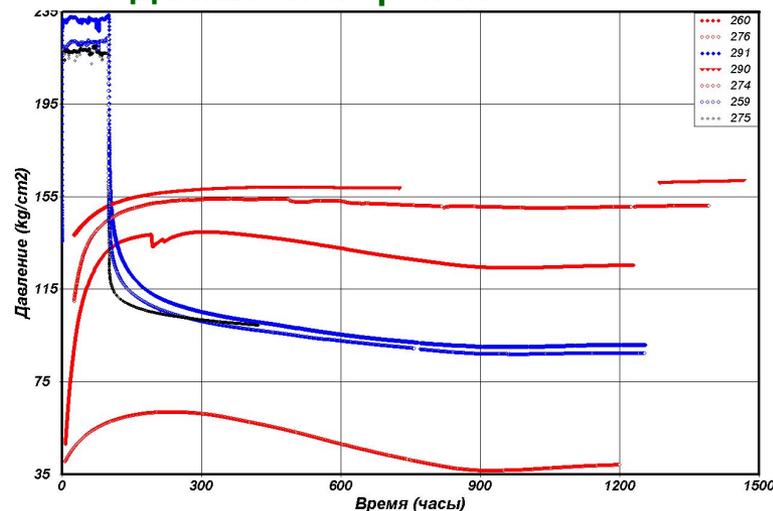


Секторное моделирование на основе реальных промышленных данных, как технология базовых ГДИС . Гидропрослушивание.

Карта проницаемости



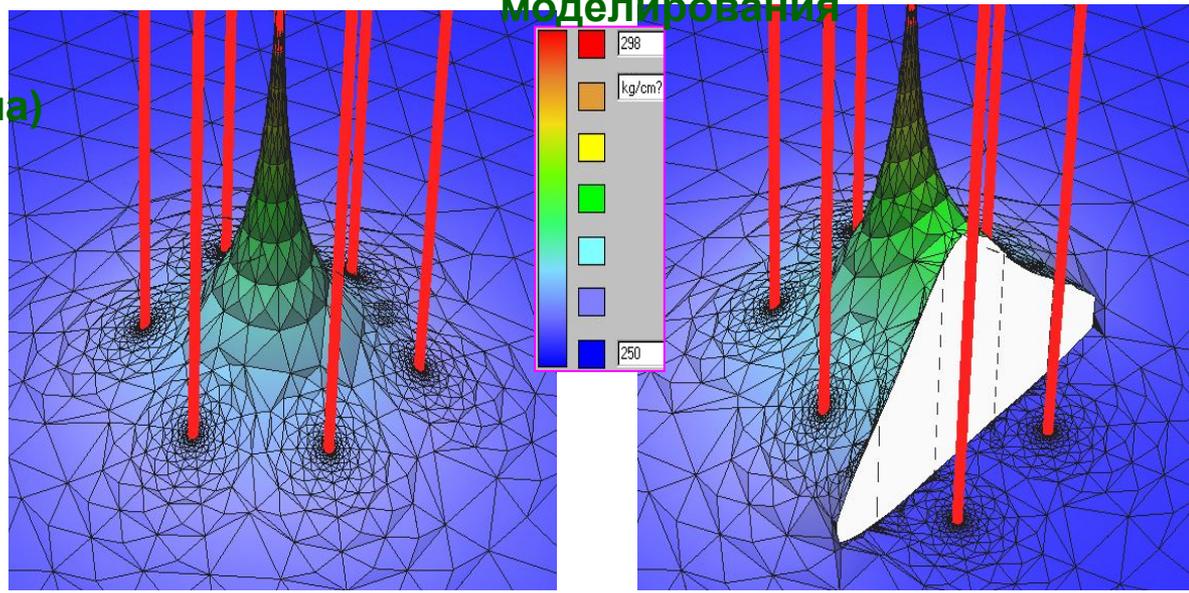
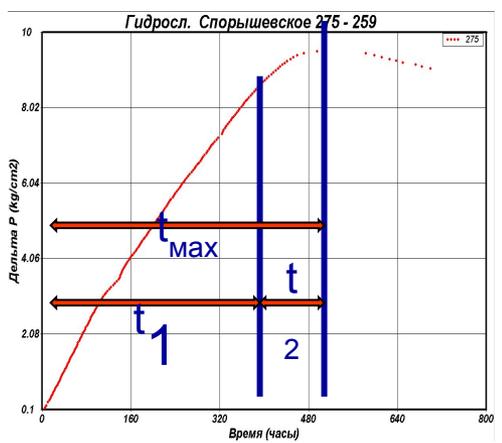
Данные измерений



Обработка с применением секторного моделирования


 гидропрослушивания

 разлом
Обработка (методом максимума)



Пример «мгновенной» реакции принимающей добывающей скважины на закачку трассера в задающей нагнетательной скважине

Динамика выноса индикатора по скважине 690 Карамовского месторождения (нагнетательная скважина 306, дата закачки 3/10/01, индикатор - нитрат аммония)

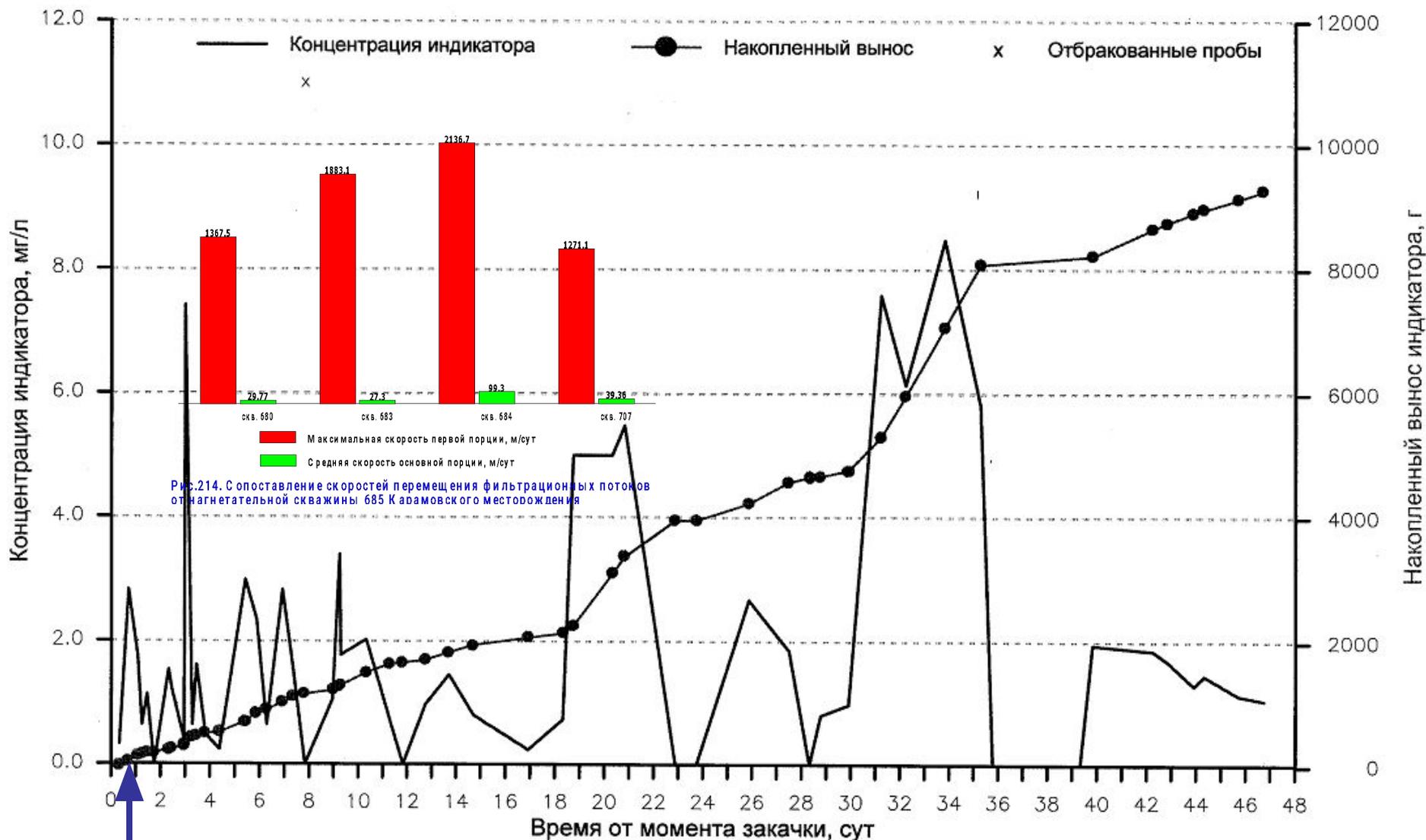
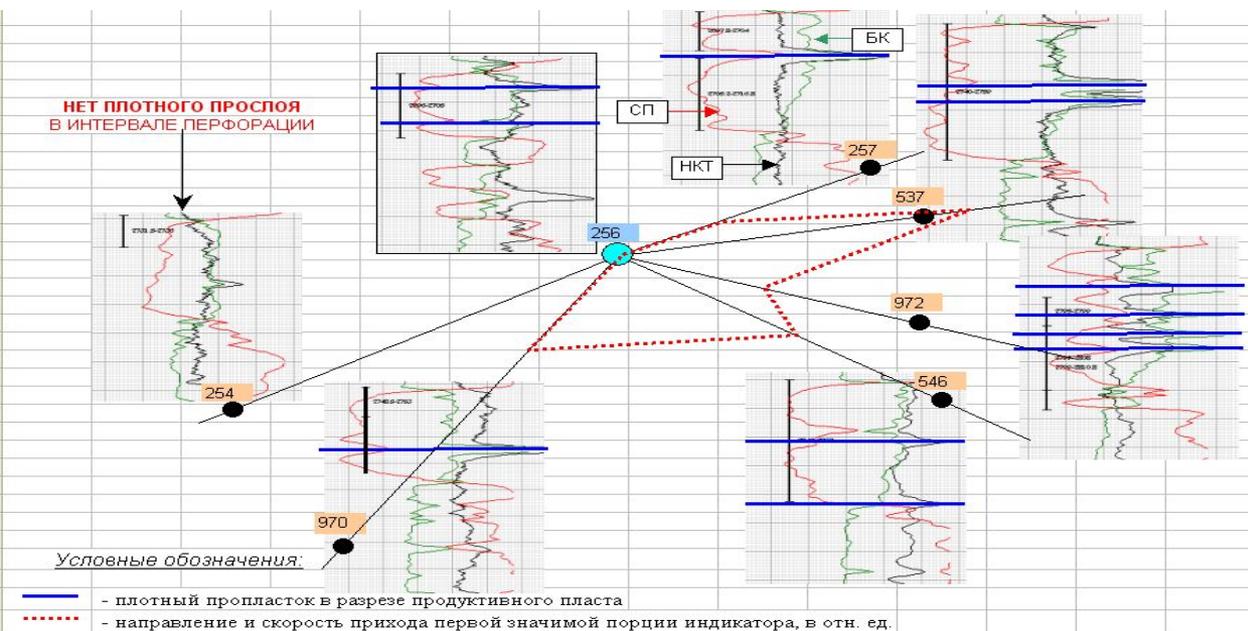


Рис.214. Сопоставление скоростей перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 685 Карамовского месторождения

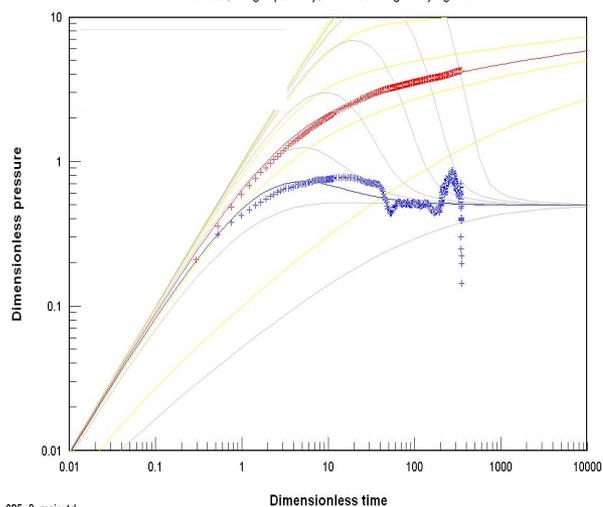
Скорость прихода трассера равна менее 1 суток !!!

Результаты анализа промысловых данных

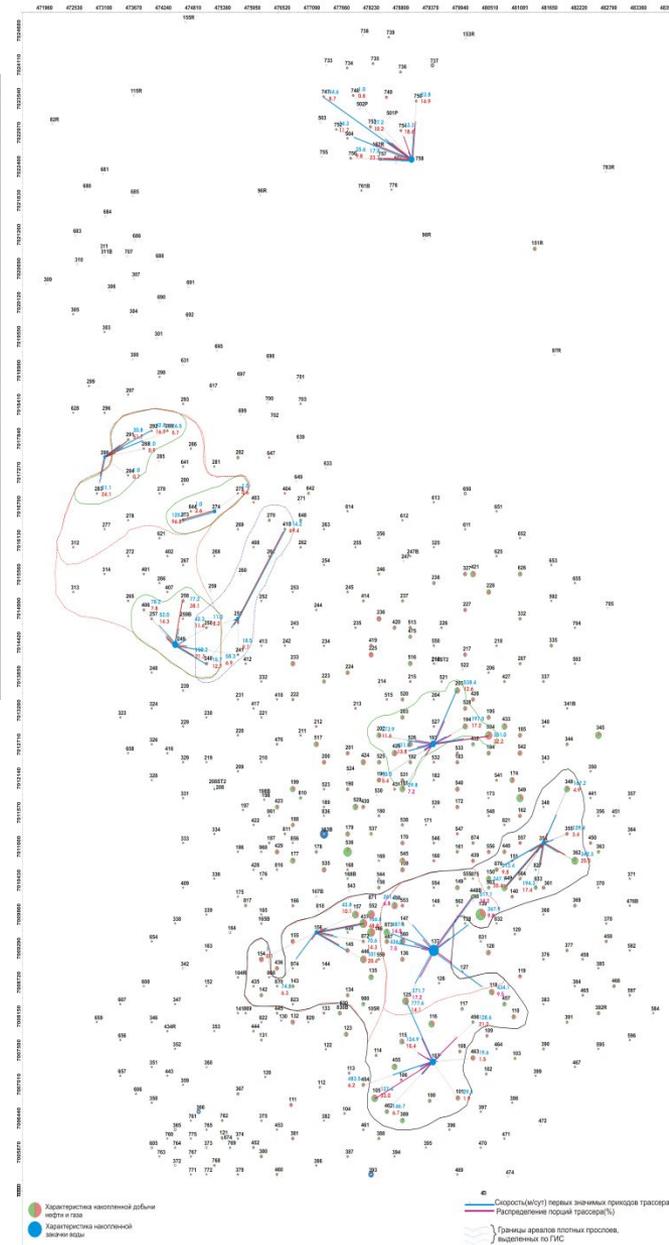
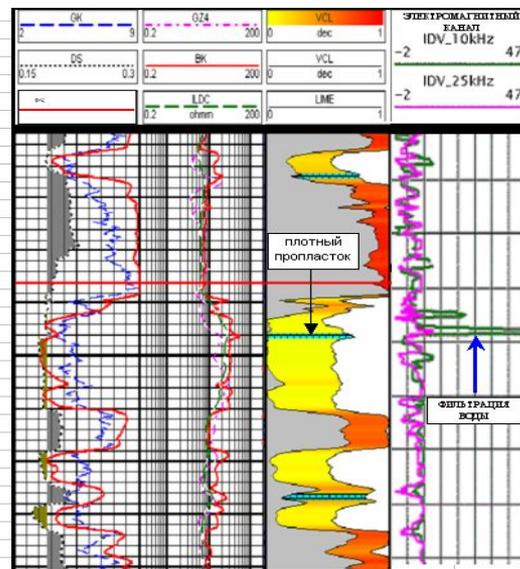
Межскважинное трассирование



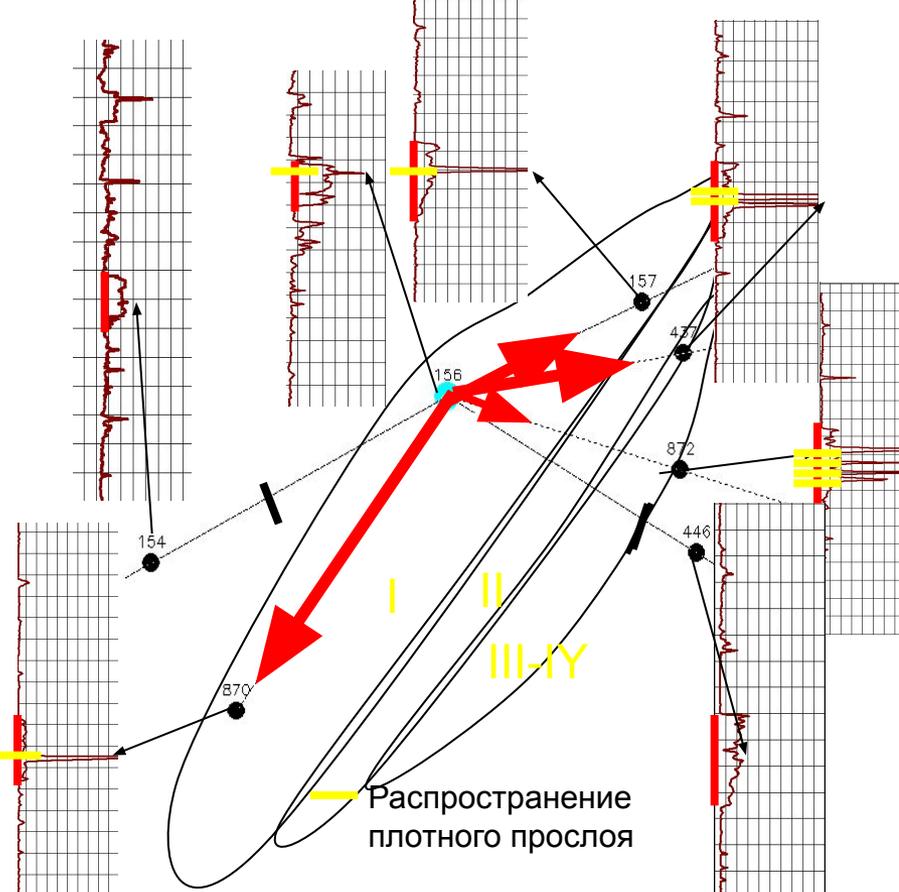
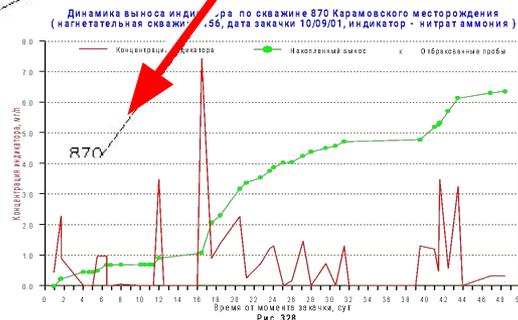
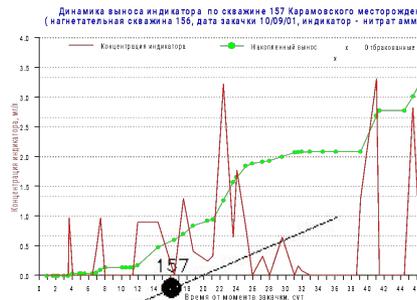
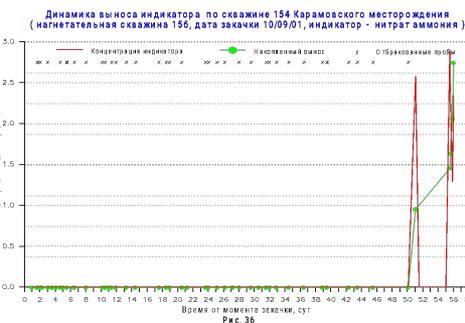
Drawdown type curve, Radial equivalent time
Radial flow, Single porosity, Infinite-acting; Varying CDe2s



685_2_maj.vtd



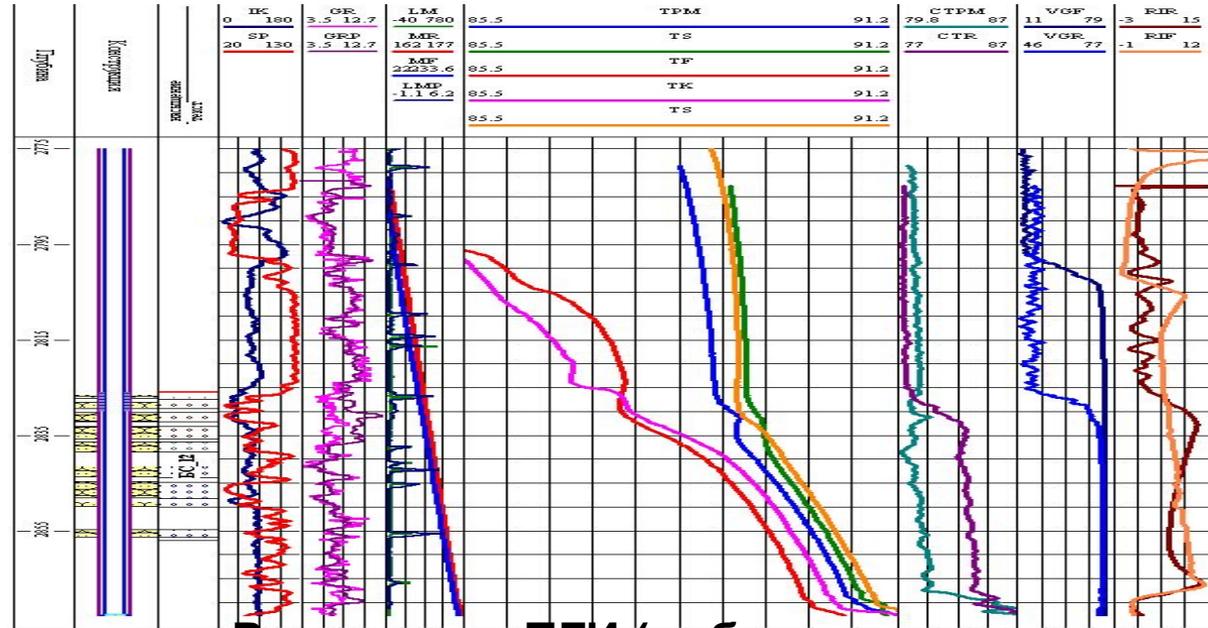
ТРАССИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ



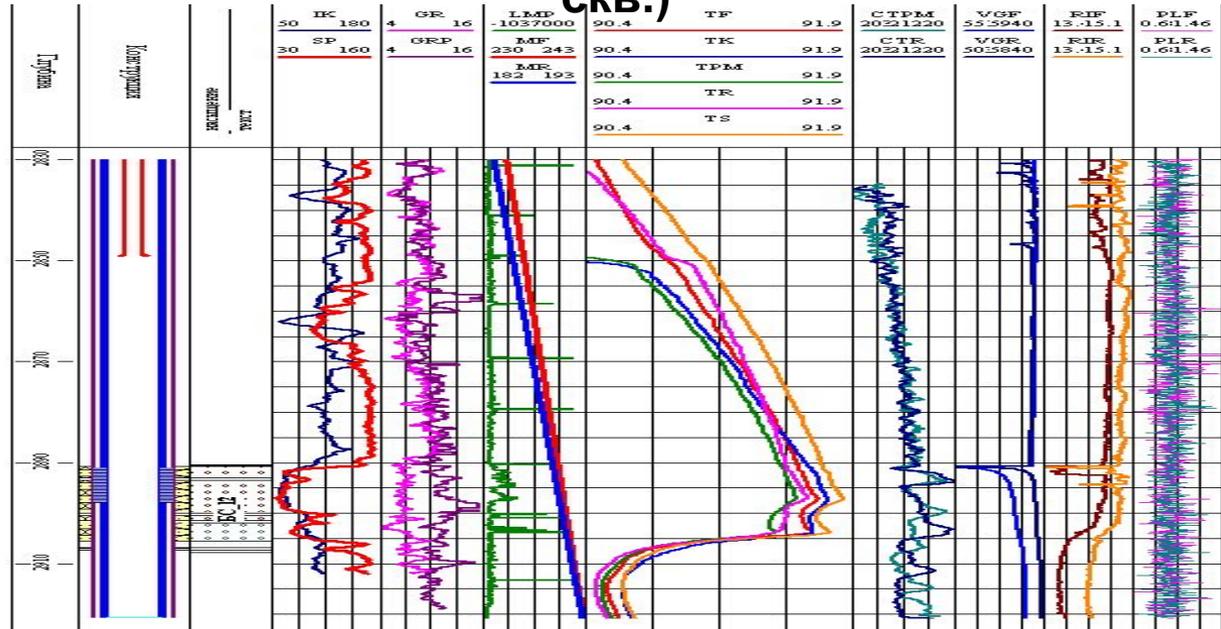
ВОЗНИКНОВЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В МАЛОМОЩНЫХ ПЛОТНЫХ ПРОСЛОЯХ

Первые приходы
 Суммарная трассера филь-

Результаты ПГИ (нагнетательная скв.)



Результаты ПГИ (добывающая скв.)



Анализ

результатов
ПГИ ($h_{раб}$,
 $h_{обв}$, Δq_i , β_i)

Отсутствие перетока

Информативность
ПГИ (удовлетвор.)
(в нагнетательной
скважине)

Уход воды

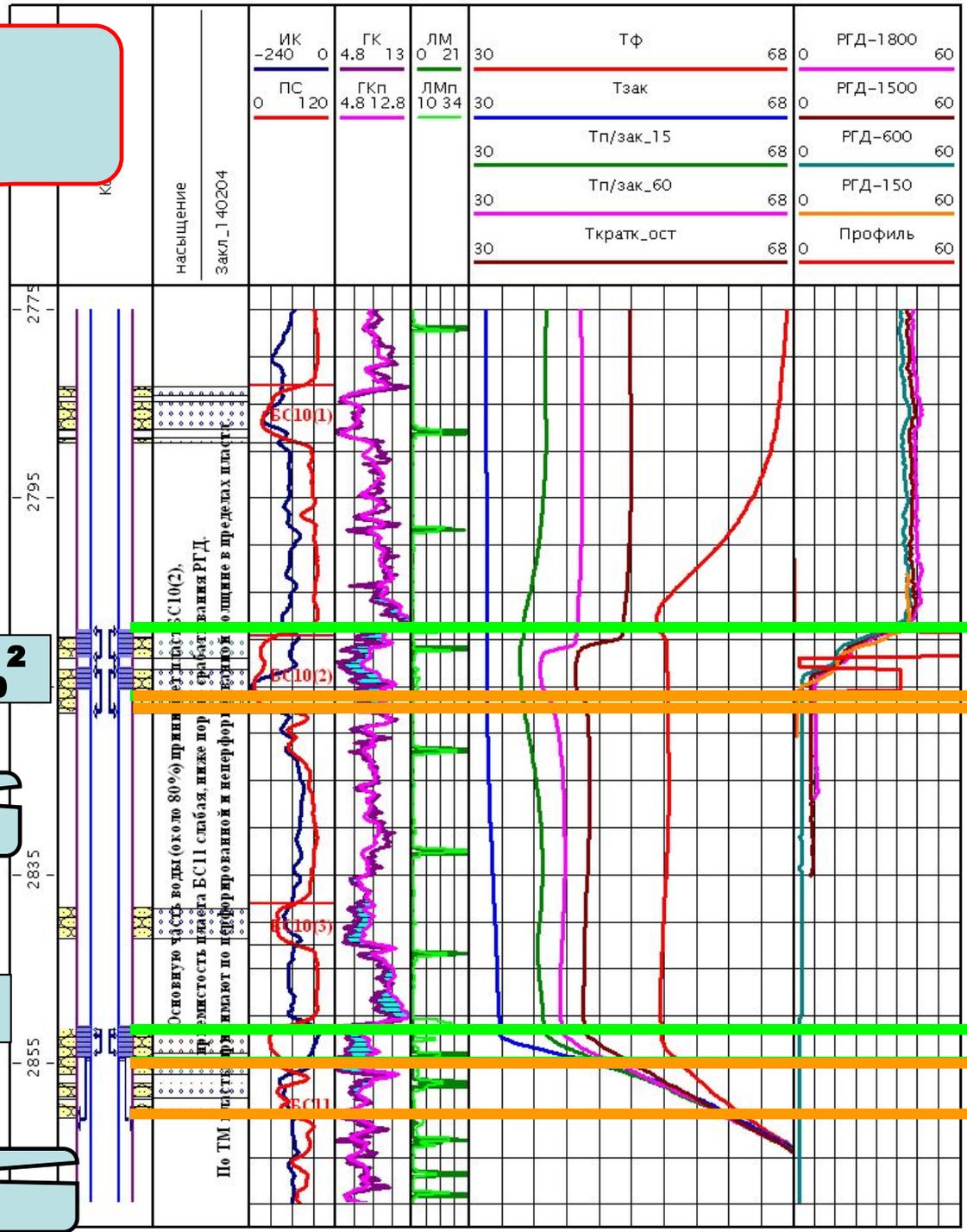
Интенсивный
прием

Слабый прием

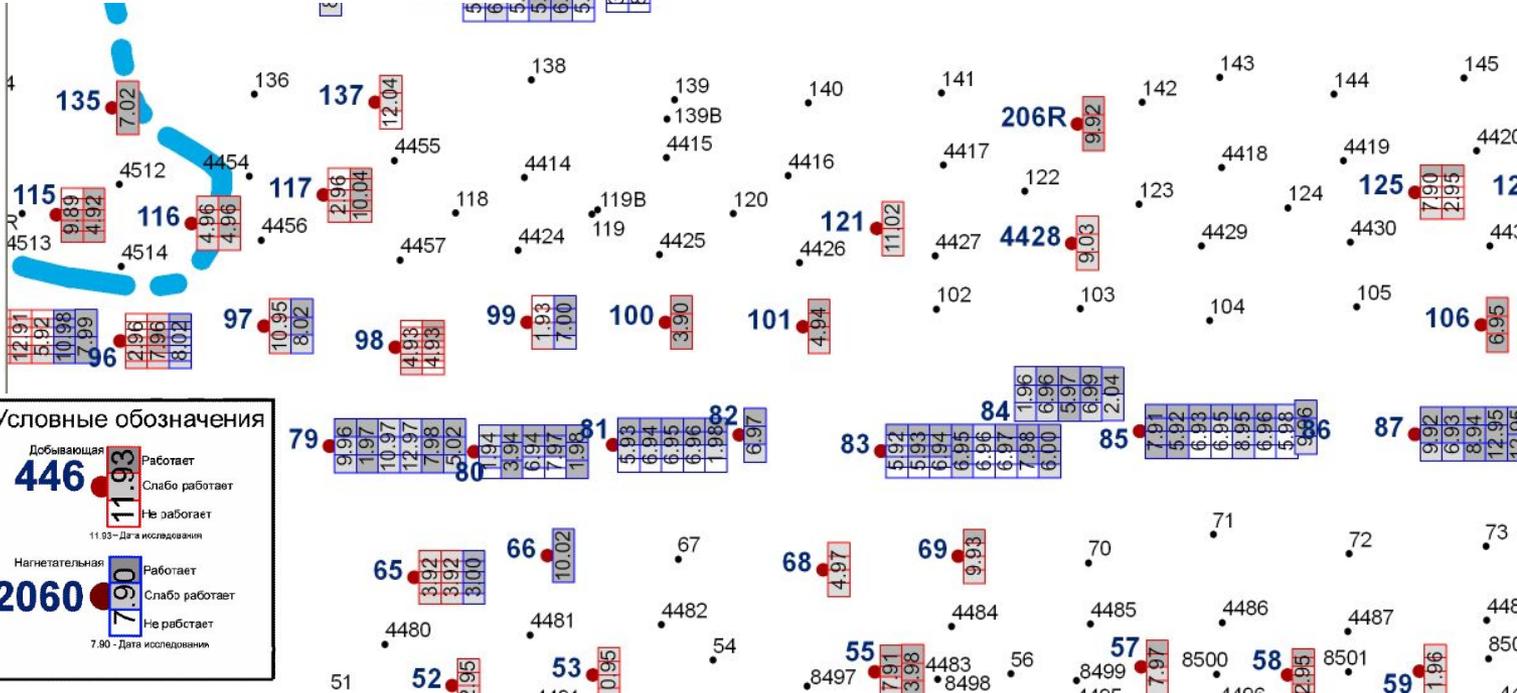
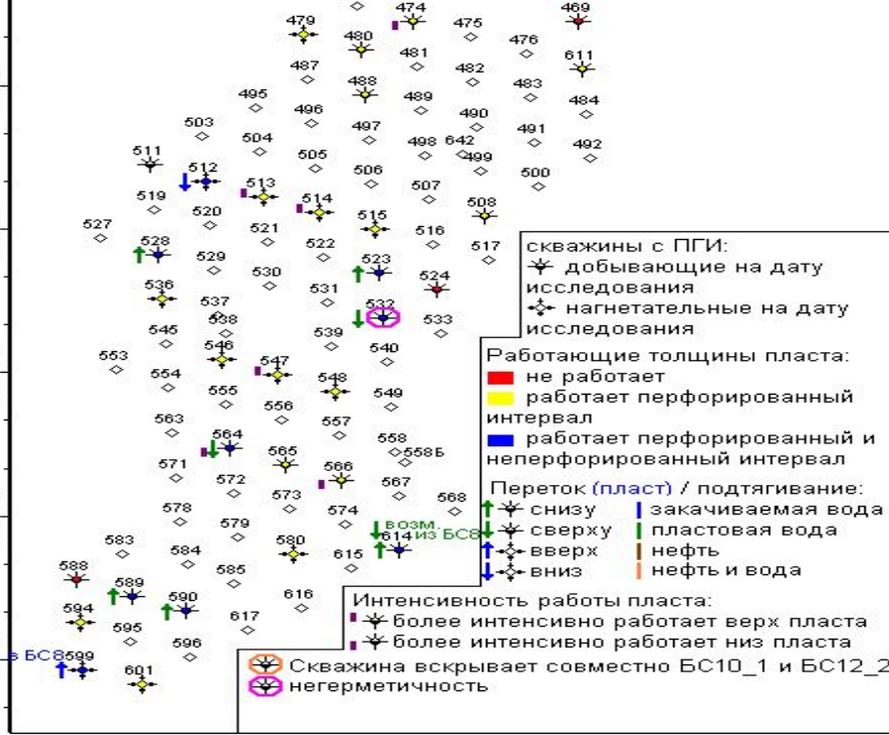
Возможен уход воды

БС₁₀²

БС₁₁



Карты информативности ПГИ



Охват работой толщин пласта БС₁₁ (результаты ПГИ)

Условные обозначения:

05.05 Дата ПГИ

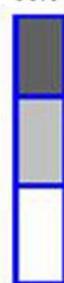


Работает

Слабо работает

Не работает

Добывающая
05.05 Дата ПГИ



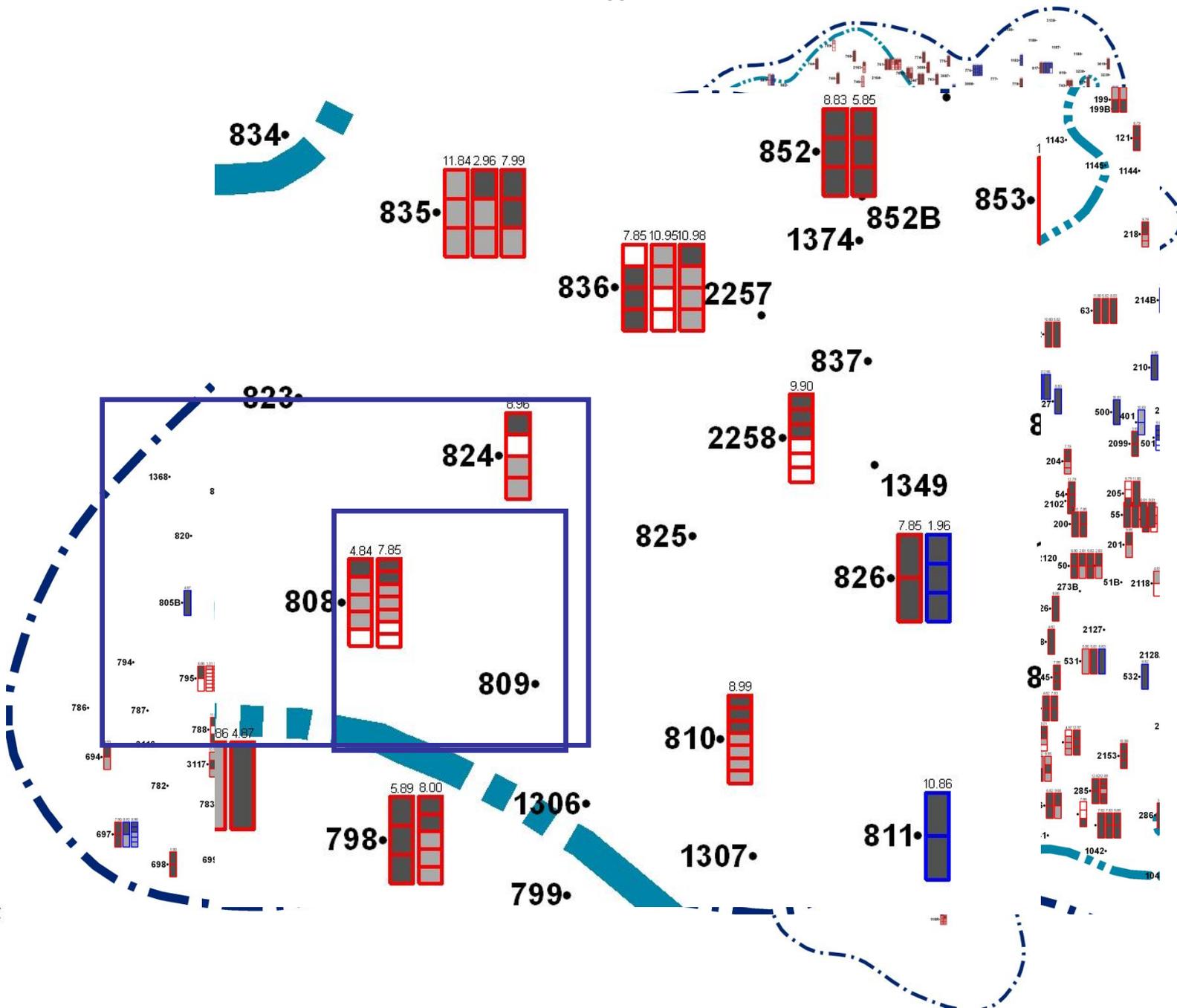
Работает

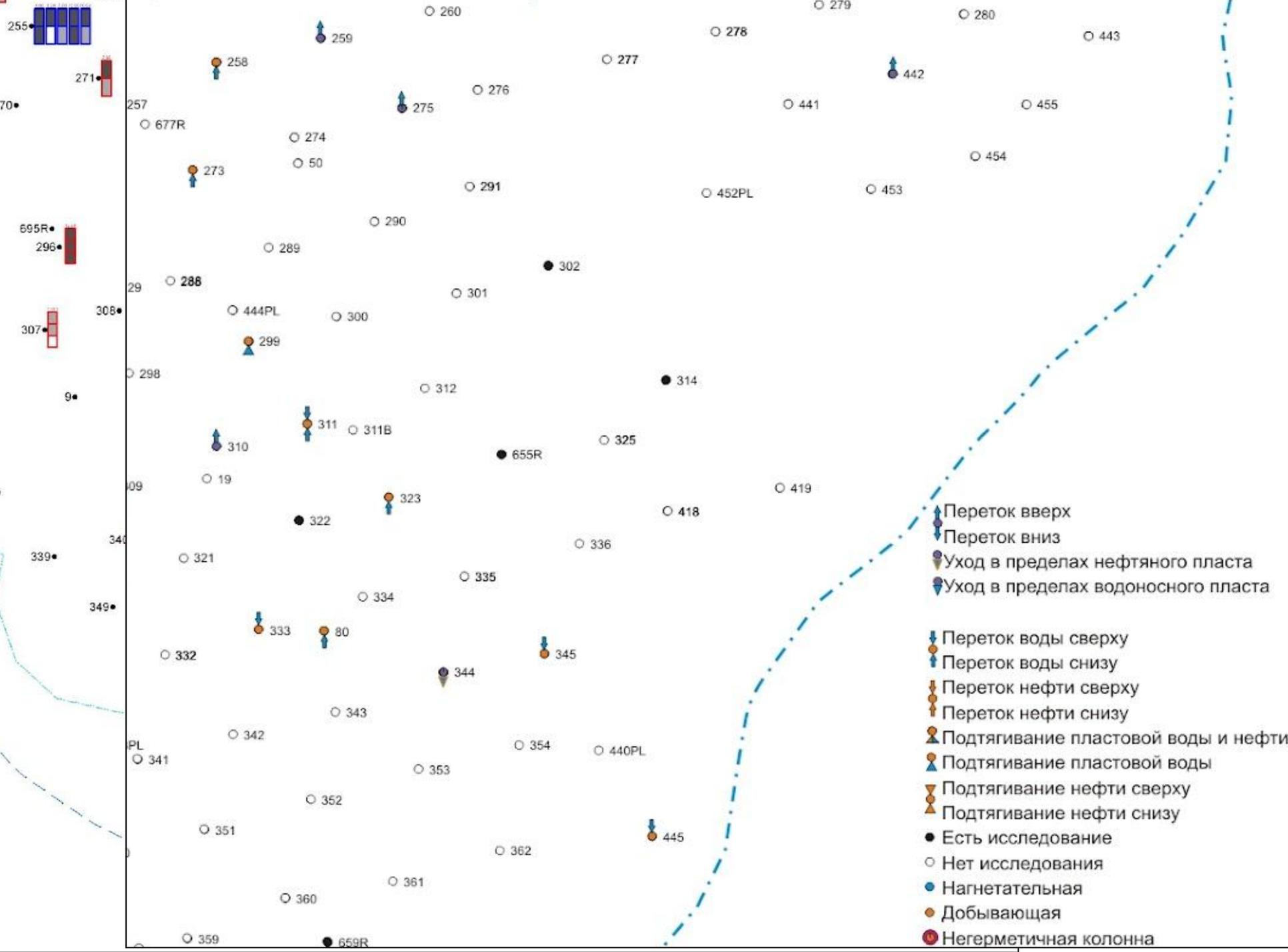
Слабо работает

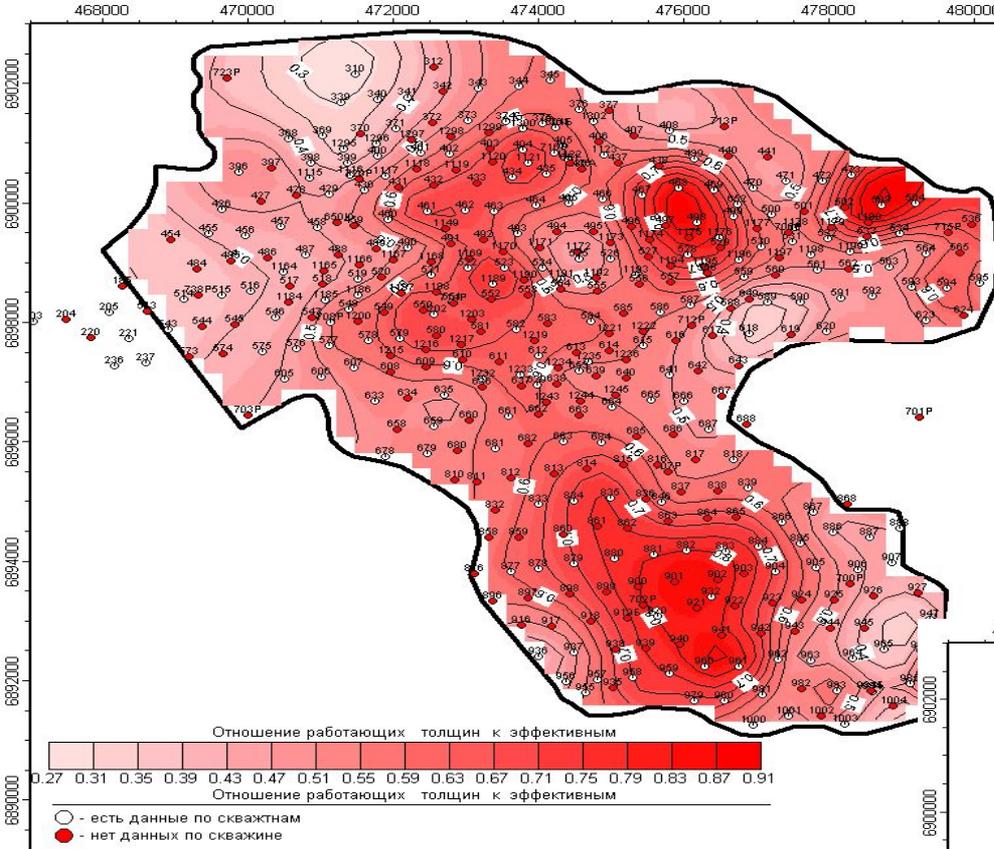
Не работает

Нагнетательная

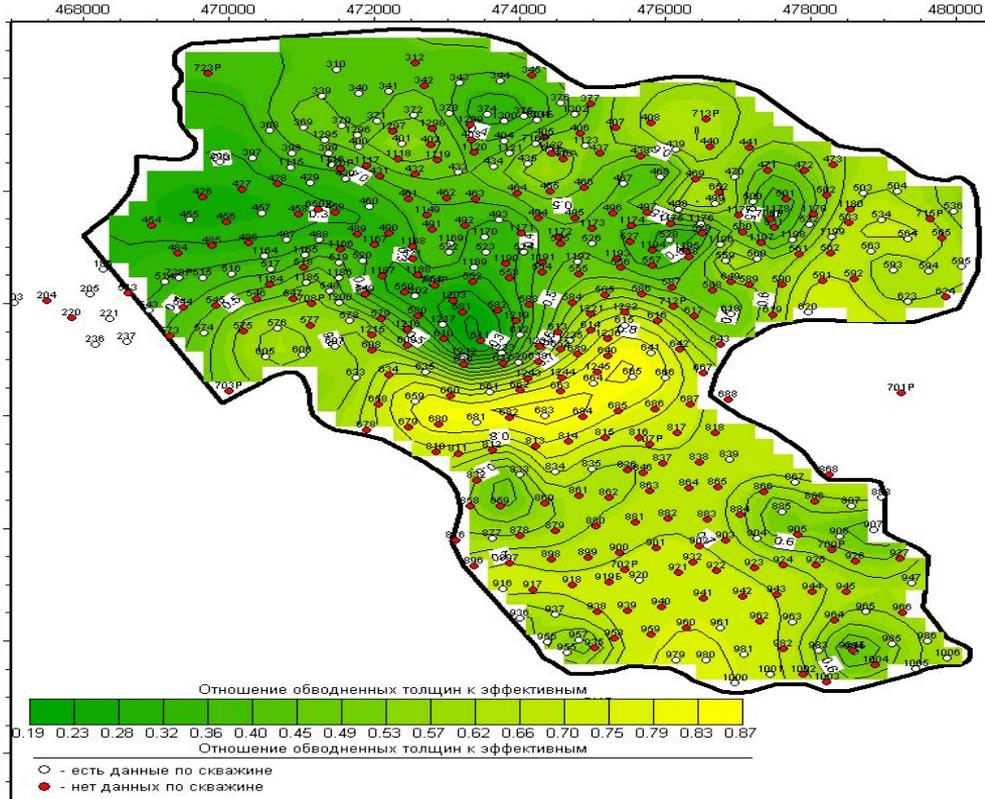
— Внутренний контур ВНК
— Внешний контур ВНК







Карта охвата пласта работ



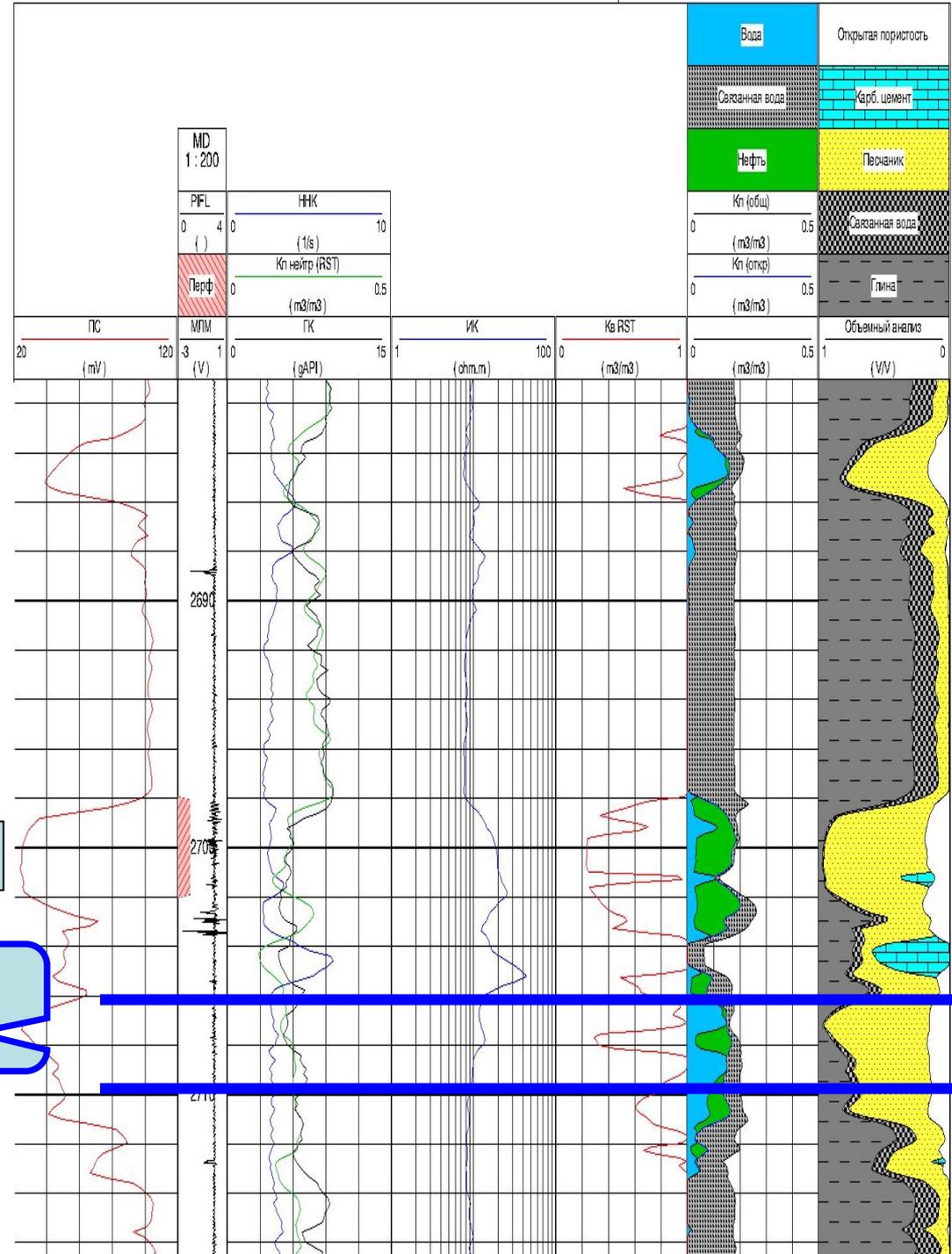
Карта охвата пласта обводнением

Информативность С/О -каротажа по эксплуатационной скважине

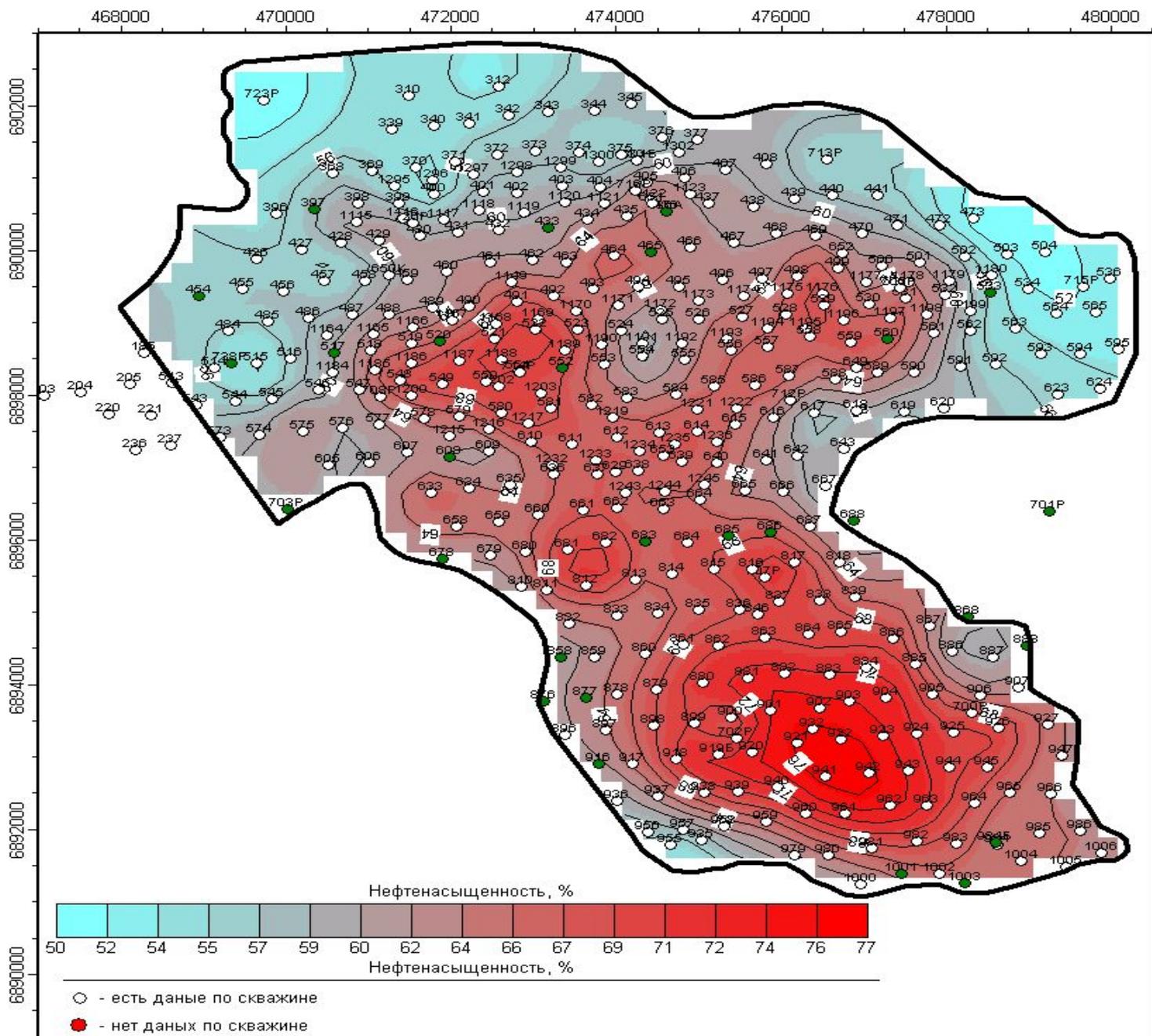
**(50% - выполняется в
задавленных
скважинах)**

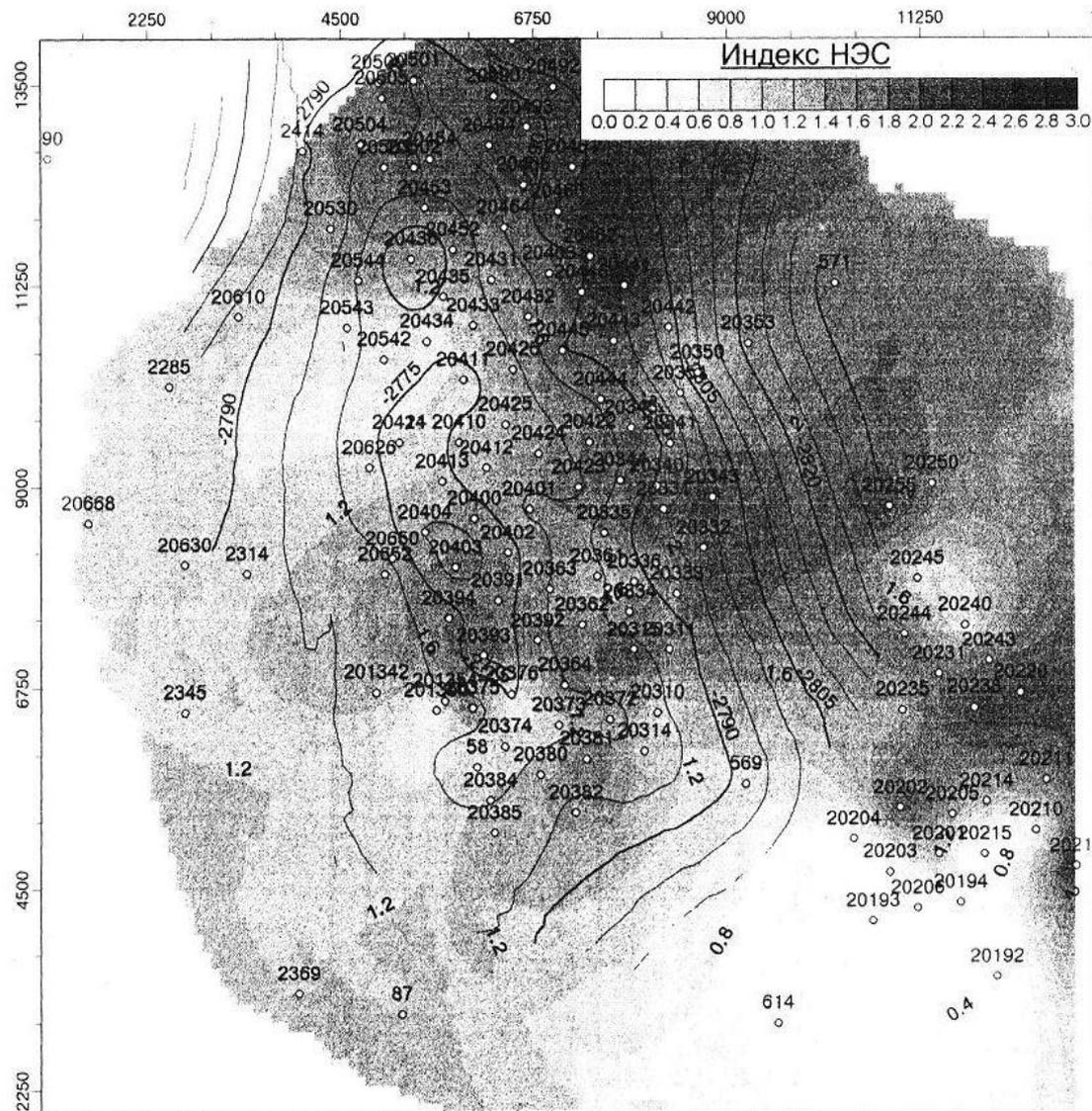
БС₁₁

Обводнение



Карта коэффициента нефтенасыщенности



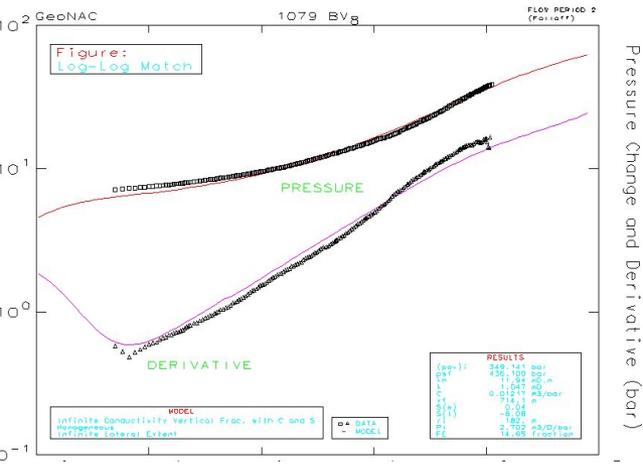


Распределение значений индекса нарушенной эксплуатации скважин на текущий момент времени

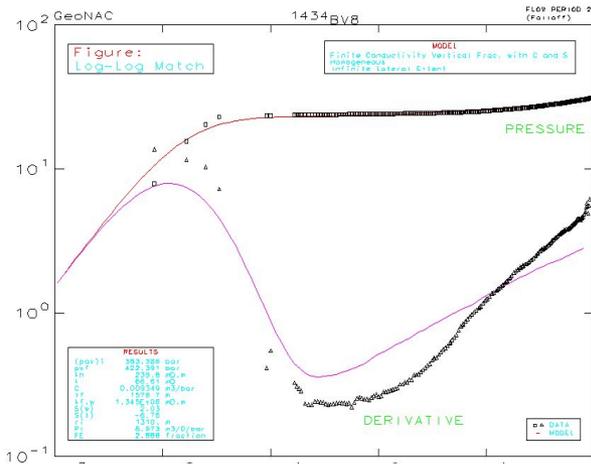
Анализ результатов ГДИС (акцент)

Примеры результатов обработки КВД с помощью программ «WellTest»

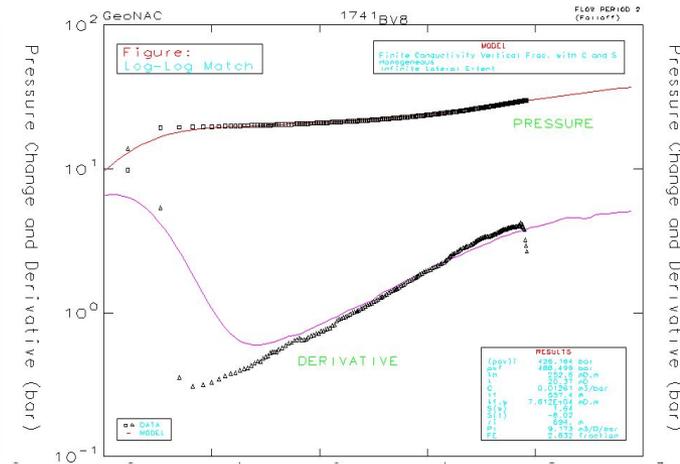
1079



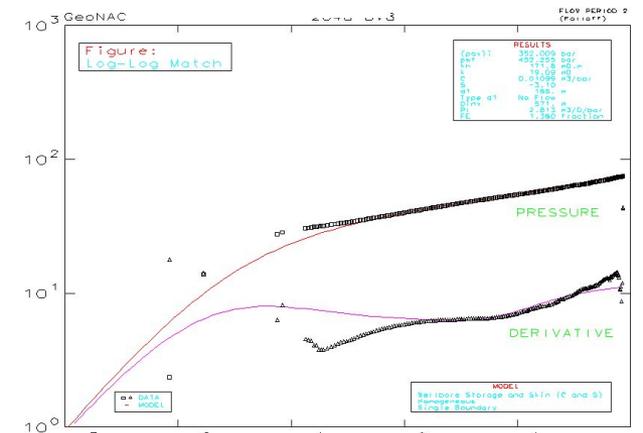
1434



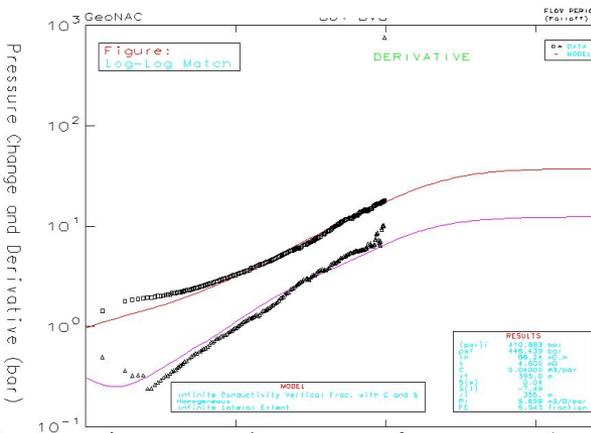
1741



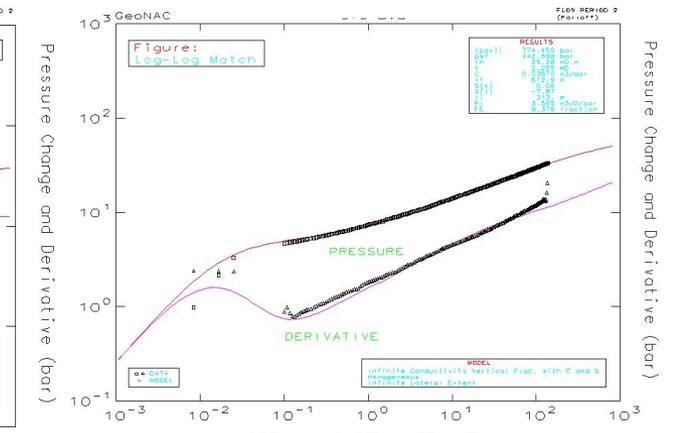
2648



861

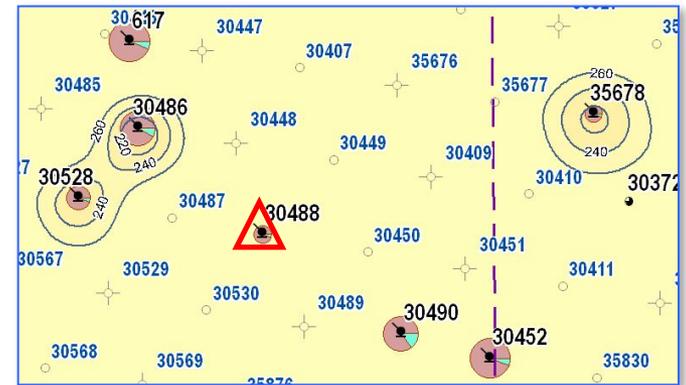


979

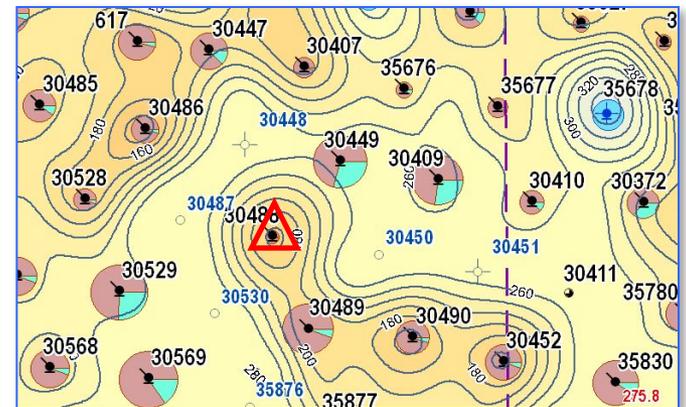


Построение карт изобар (разработки)

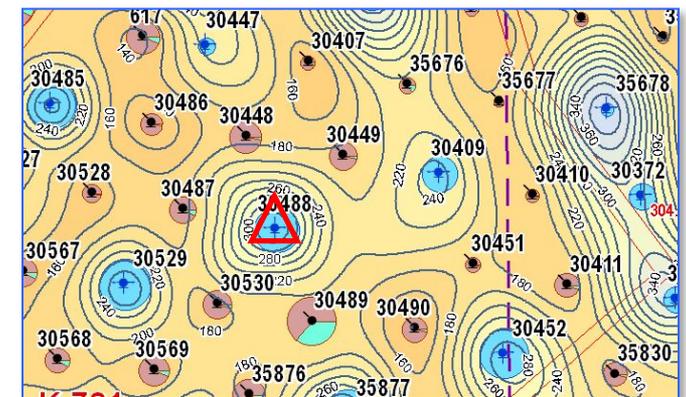
01.04.2011 г.



01.11.2011 г.

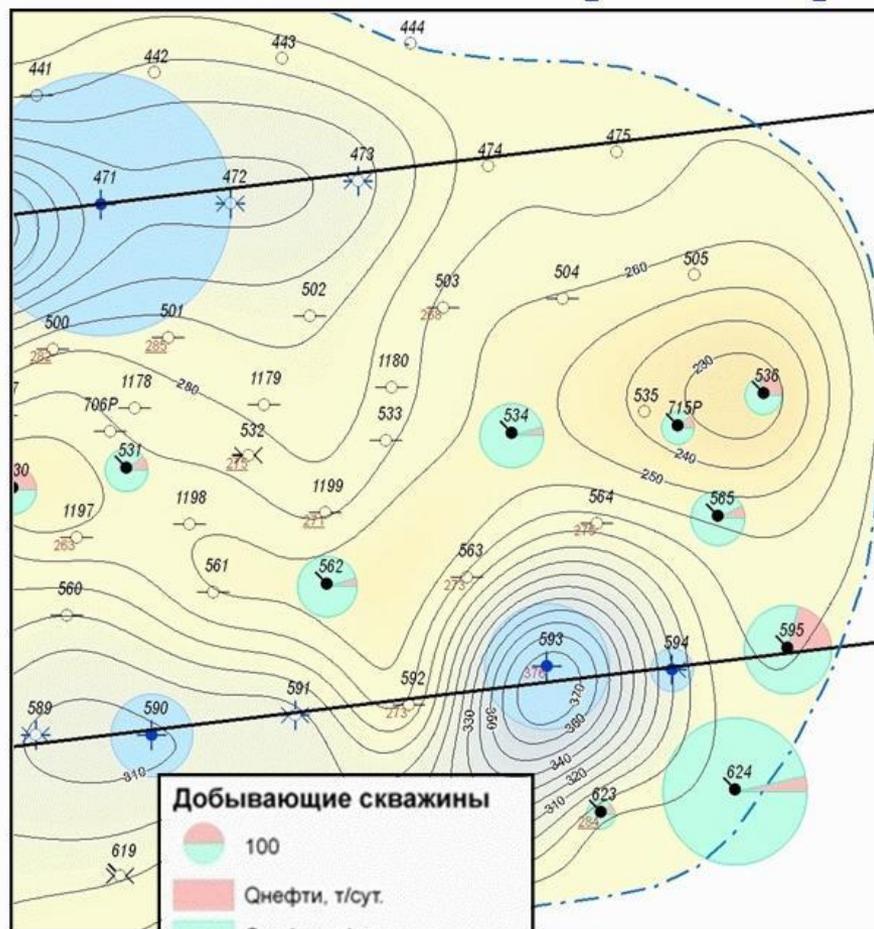


01.07.2012 г.



Приобское месторождение, Пласт АС10-1.3,
куст 721. Рпл.нач=268

А. Фрагмент карты изобар, совмещенной с картой отборов



Добывающие скважины

- 100
- Нефти, т/сут.
- Нефти, т/сут.

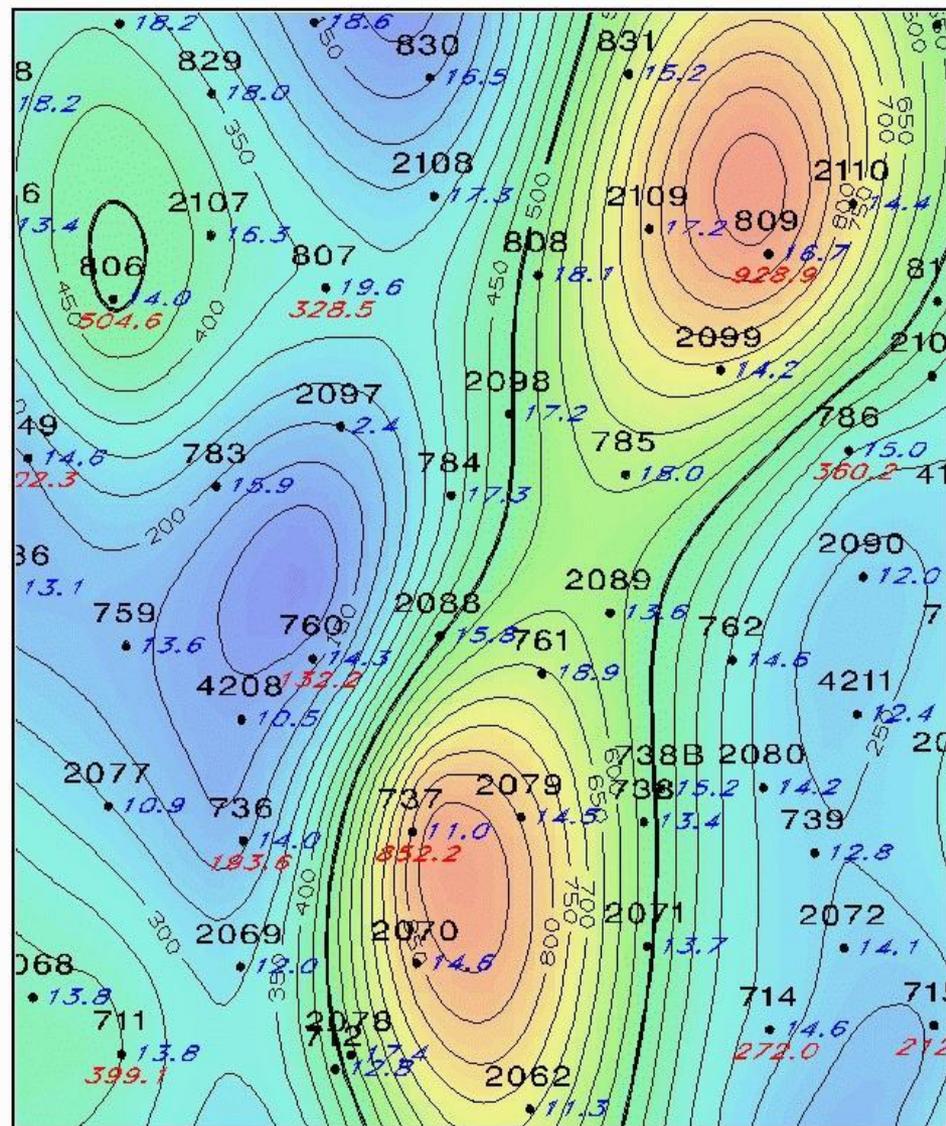
Нагнетательные скважины

- 50
- Газакчки, т/сут.

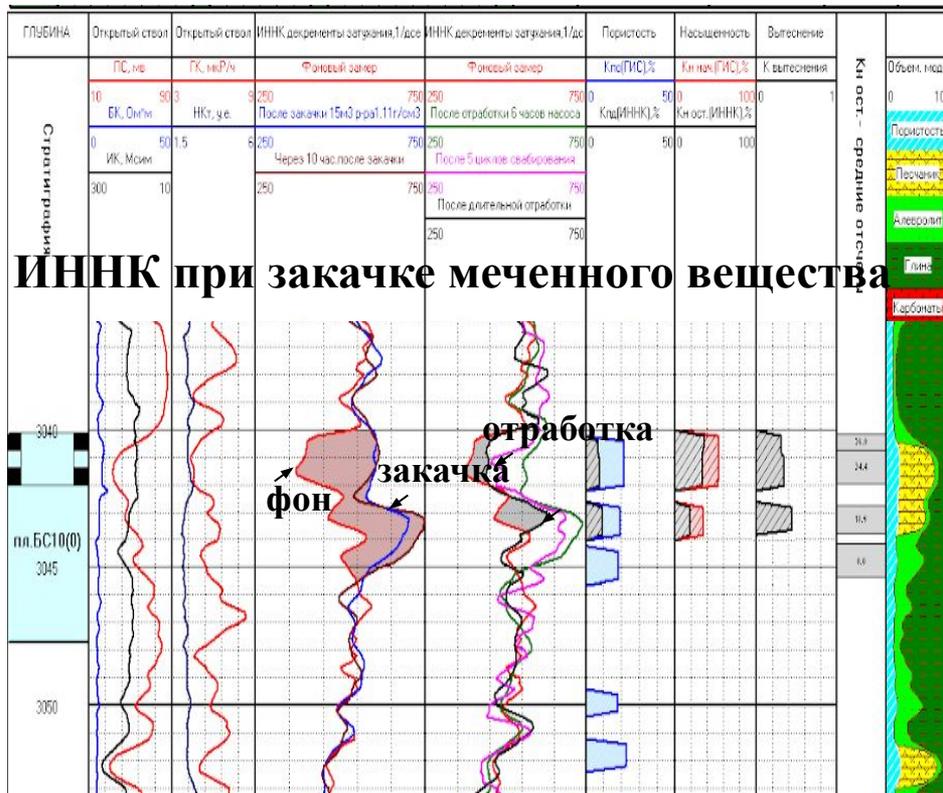
Значения давлений

- Максимум : 383 атм.
- Начальное : 270 атм.
- Минимум : 186 атм.

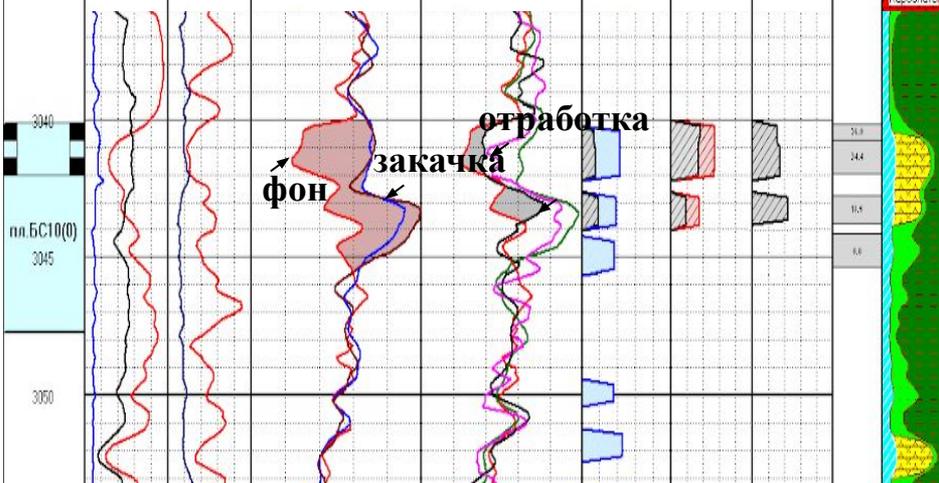
Б. Пример построения карты проводимости ($K_{пр}h$) по данным ГДИС



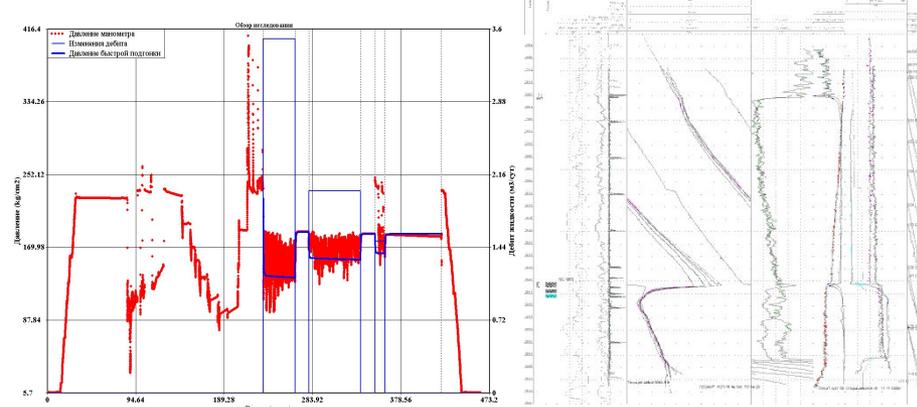
Комплексная методика определения ОПП по данным ГДИС-ПГИ-ИННК



ИННК при закачке меченного вещества



Циклические ГДИС



№ скважины	Интервал, м	Н, м	Открытый ствол		ИННК - солевые закачки							Характер насыщения	
			Кпо, %	Кн нач, %	λ, 1/диск	λ, 1/диск	λ, 1/диск	λ, 1/диск	Кплд, %	Кн ост, %	К вы, %		
													Характер насыщения
1	3040,2 - 3040,8	0,6	21,3	33,3	Нефть	400,0	605,0	615,0	450,0	6,9	36,8	0,32	Нефть
2	3040,8 - 3042,0	1,2	21,3	53,3	Нефть	375,0	600,0	610,0	443,0	7,5	34,4	0,35	Нефть
3	3042,0 - 3042,8	0,8	17,0		Не коллектор	500,0	575,0	545,0	500,0				Не коллектор
4	3042,8 - 3043,8	1,0	19,4	35,3	Нефть+вода	465,0	700,0	745,0	590,0	9,0	18,9	0,46	Нефть+вода
5	3043,8 - 3044,2	0,4	14,9		Не коллектор	565,0	685,0	715,0	555,0				Не коллектор
6	3044,2 - 3045,4	1,2	18,4		Вода	502,0	645,0	685,0	505,0				Вода

