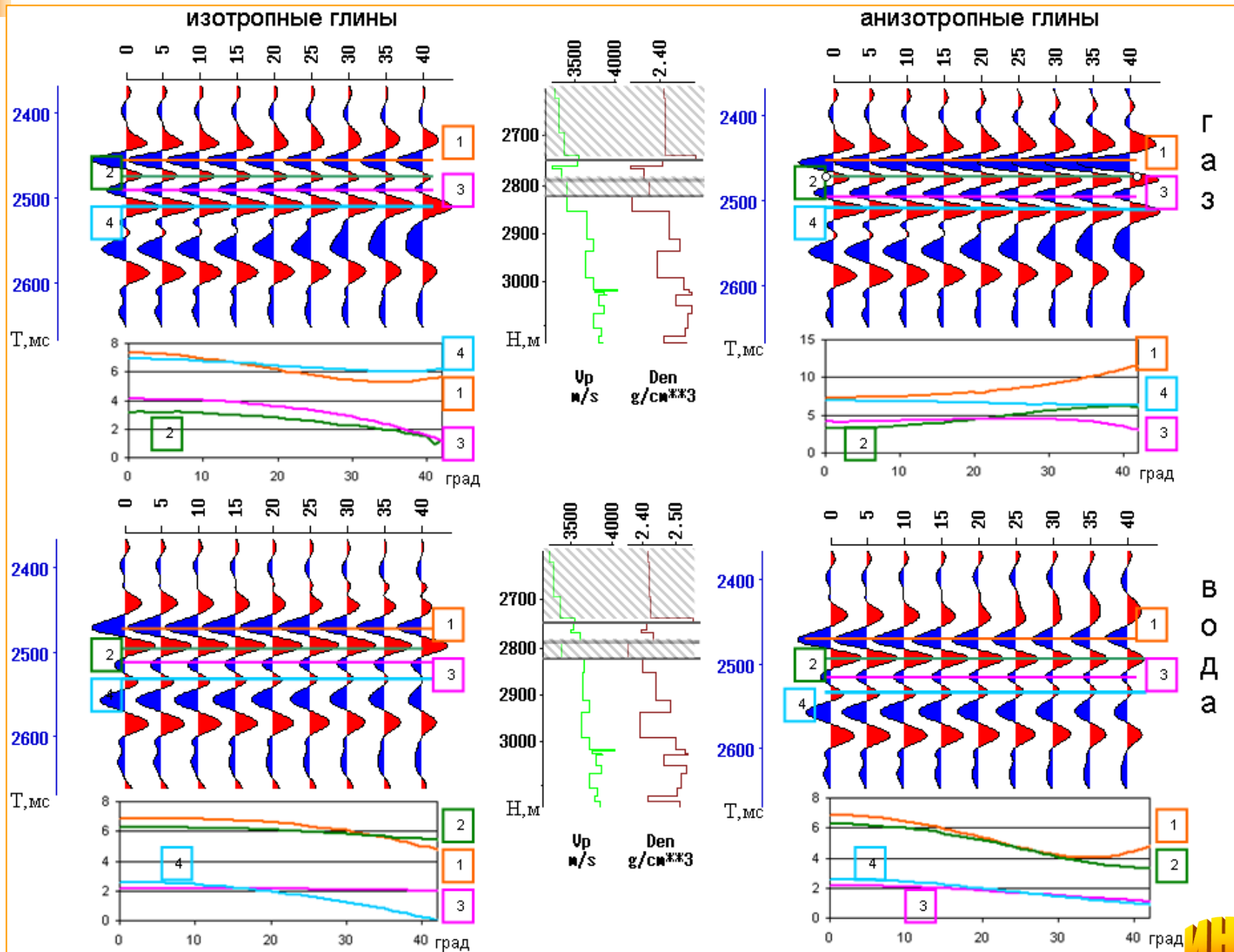


**INPRES™ : Программный комплекс
для интегрированной интерпретации
данных сейсморазведки 2D, 3D
с учетом материалов ГИС и общей
геологической информации**

*Ахметова Э.Р.
Гарнов А.В.
ОАО ЦГЭ*

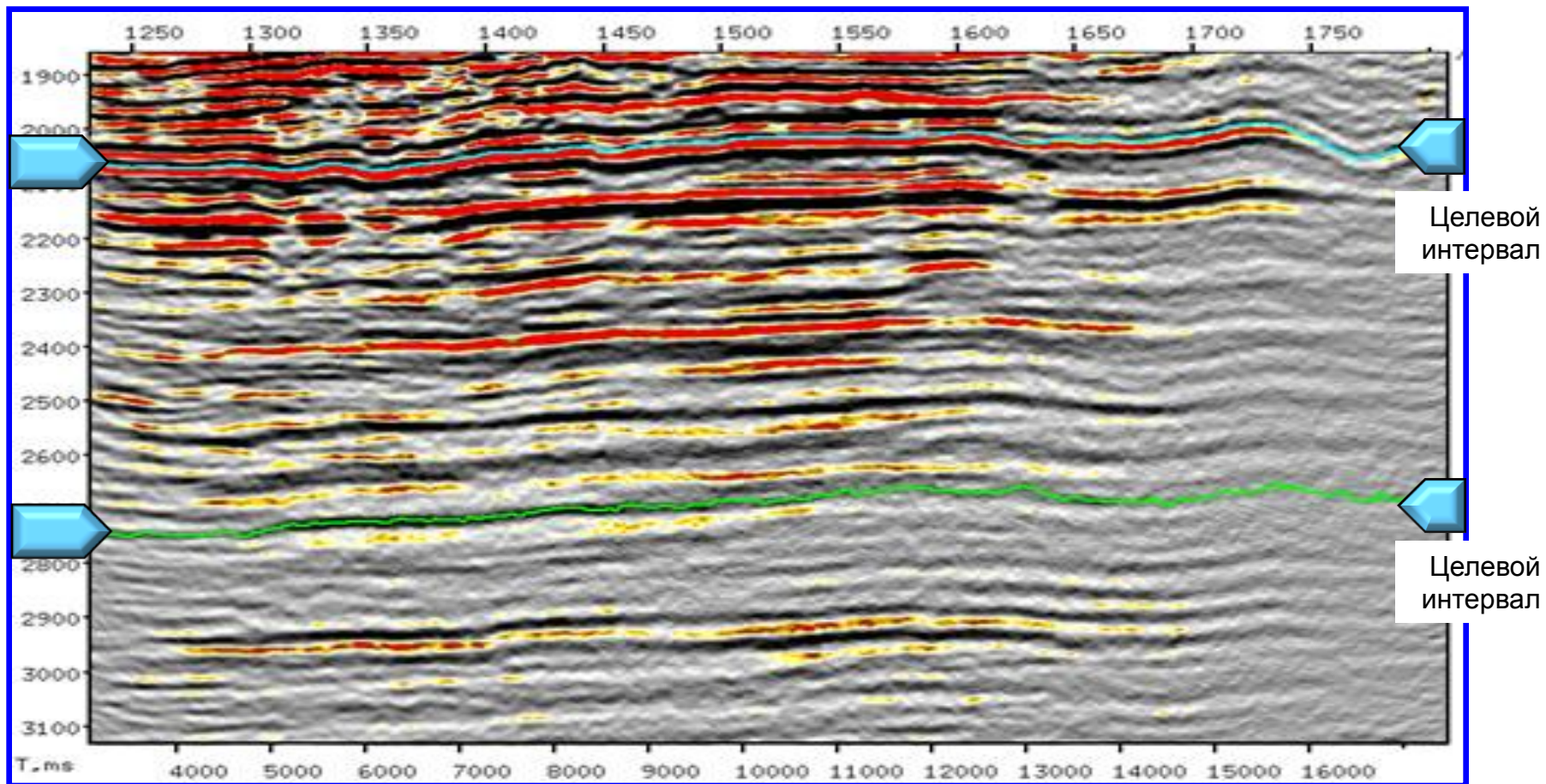


З
а
м
е
щ
е
н
и
е

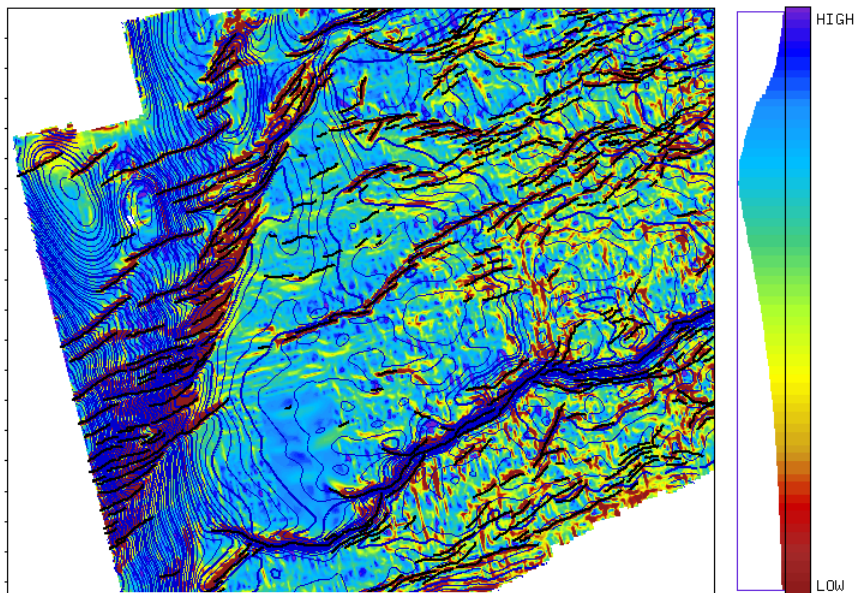
Ф
л
ю
и
д
а



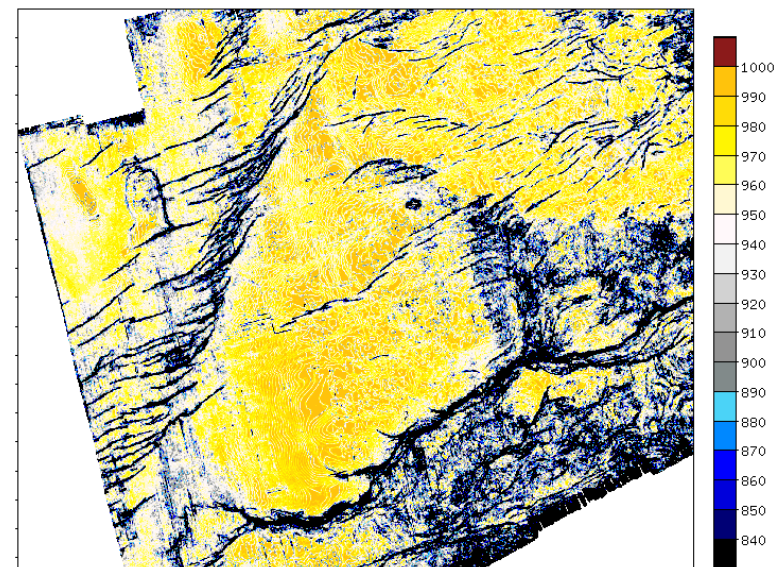
Сейсмический куб



- Вертикальное сечение сейсмического куба суммарных трасс
- Выделены оси синфазности, соответствующие возможно трещиноватым пластам

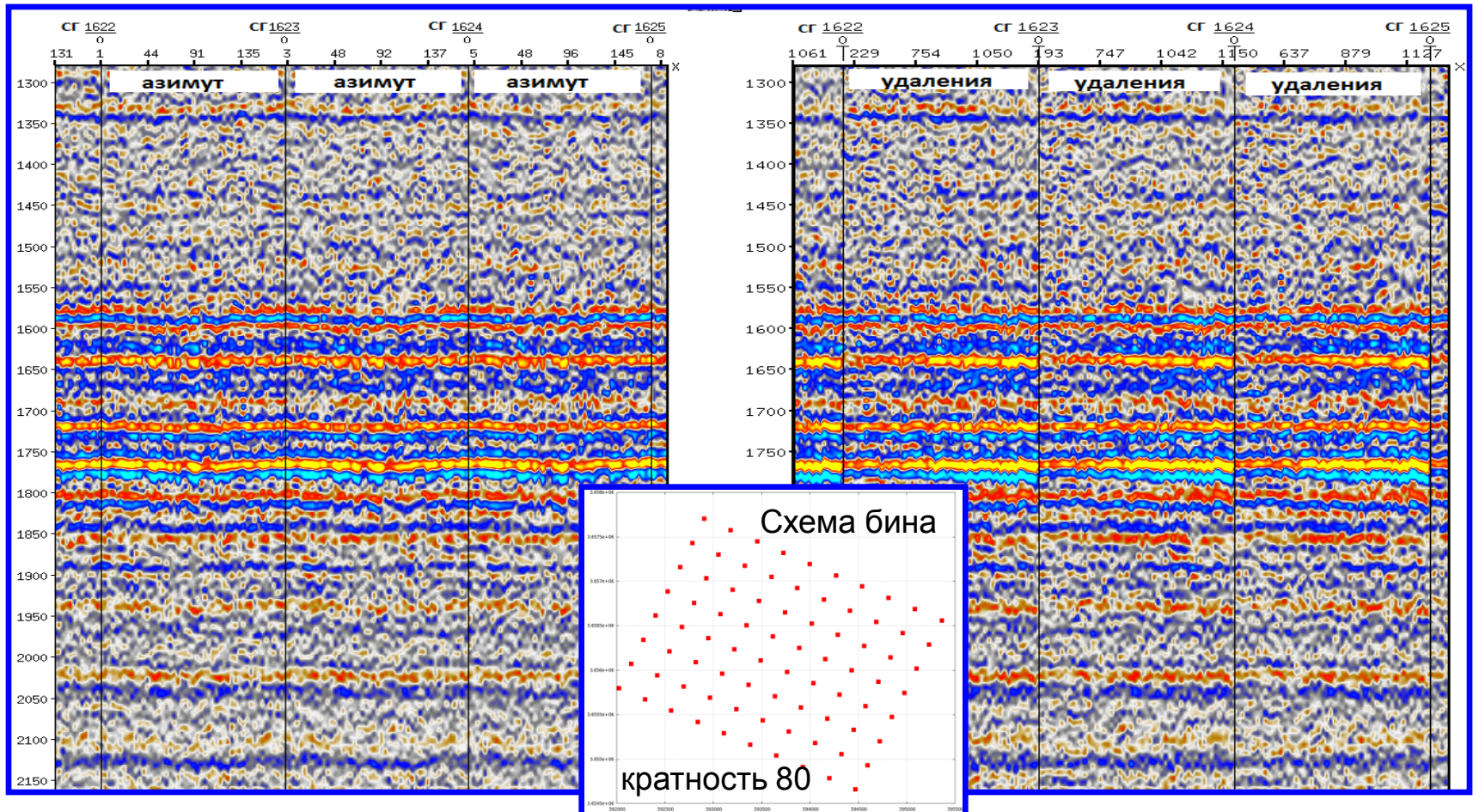


Карты кривизн



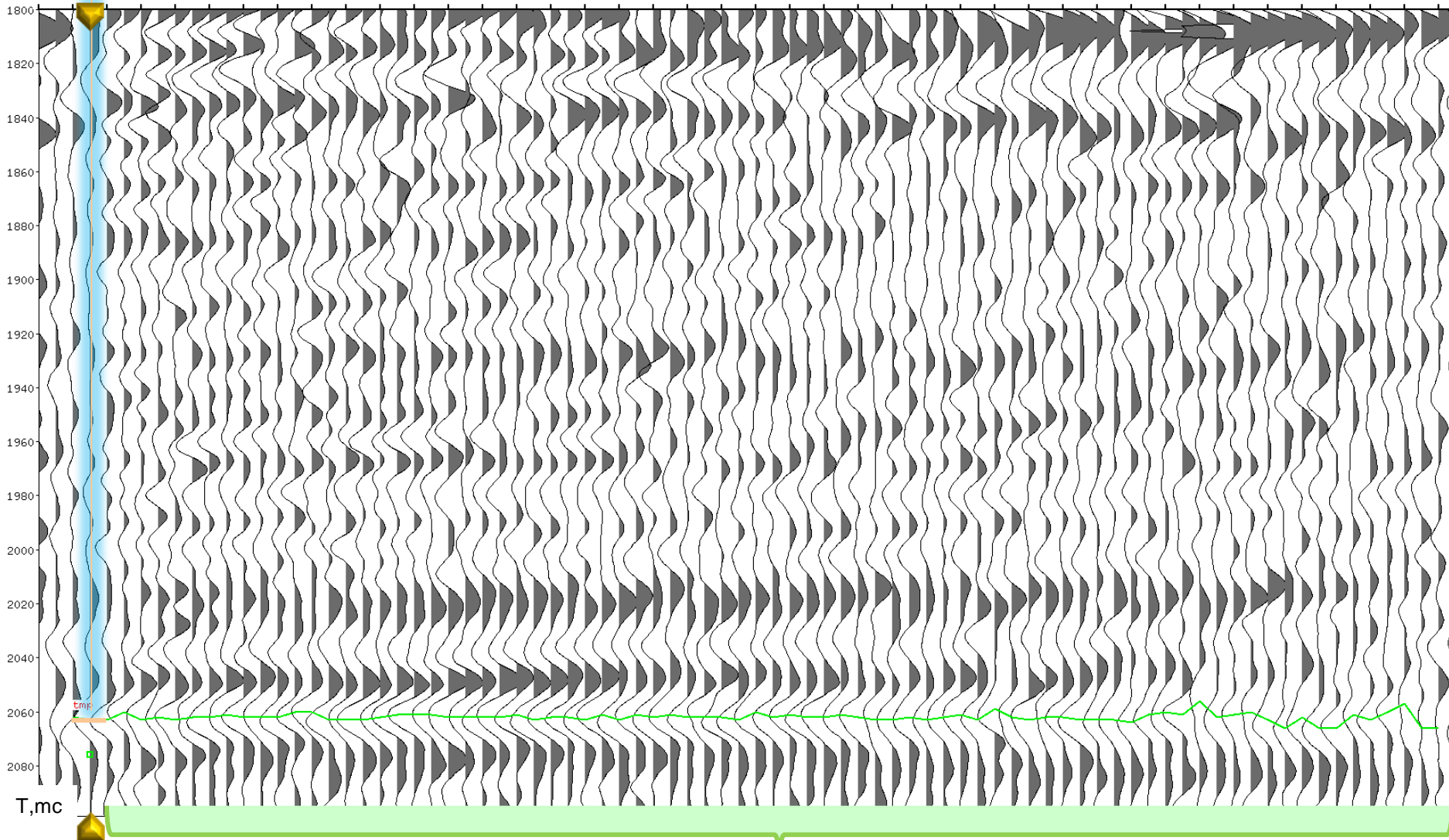
Карты регулярности

Сеймотрассы супербинов 3D



- выравнивание сейсмических трасс в супербинах 3D
- систематизация трасс по азимутам (слева) и удалениям (справа)

Автоматическая корреляция по супербинам

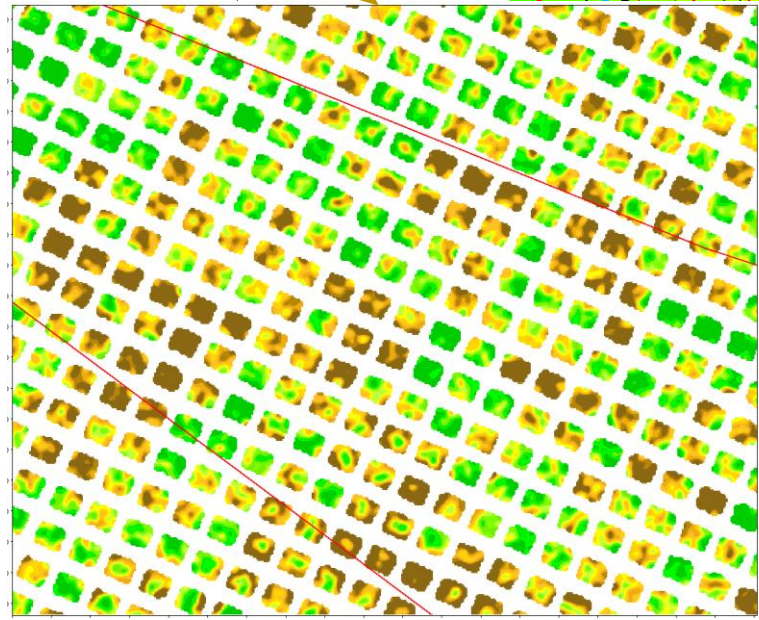
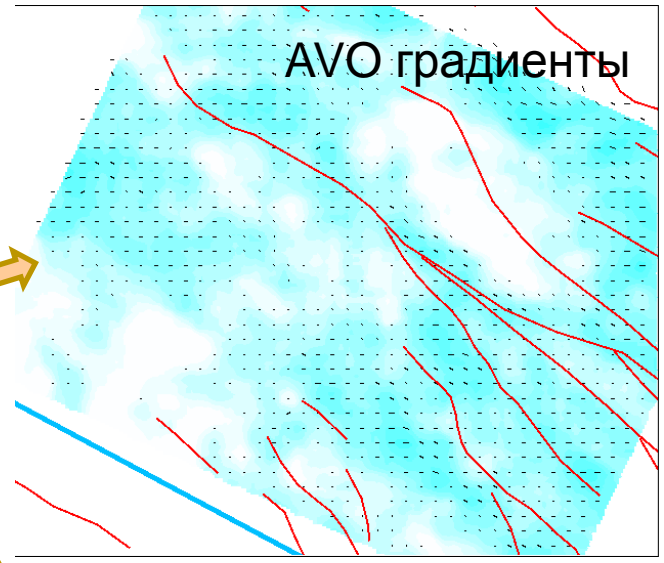


Суммарная трасса

Трассы супербина 3x3 после децимации.

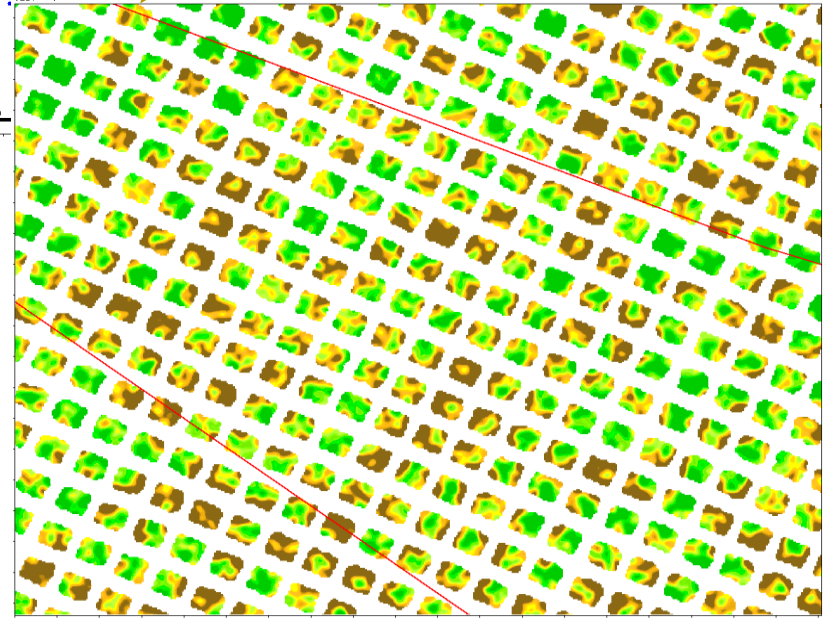


Поиск аномалий



1:20000

1 км

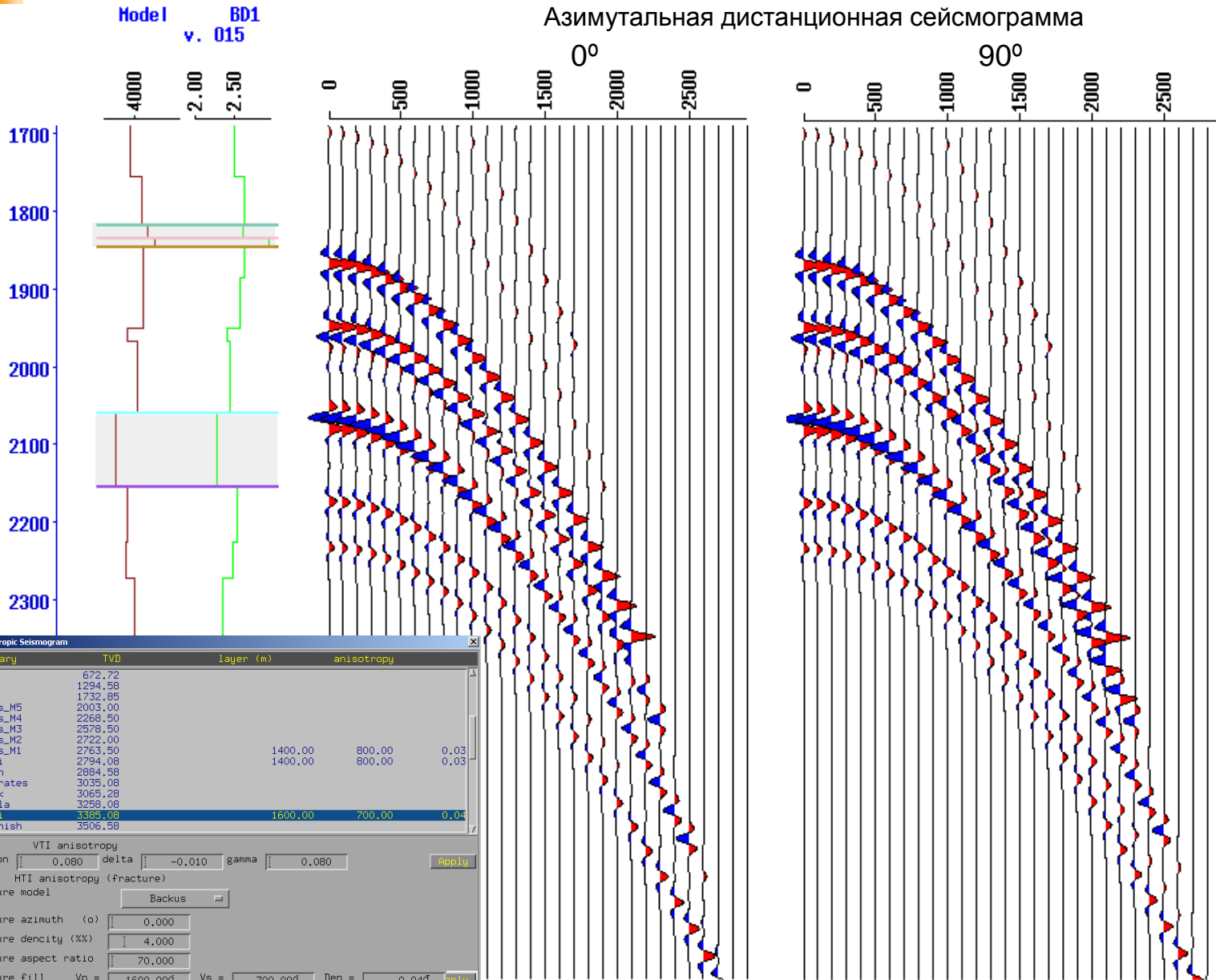


Негиперболичность

Интенсивность



Азимутальная дистанционная сейсмограмма



Anisotropic Seismogram

boundary	TVD	Layer (m)	anisotropy
Vm5	672.72		
Vm10	1294.58		
Vm13	1732.85		
L_Fars_M5	2003.00		
L_Fars_M4	2268.50		
L_Fars_M3	2578.50		
L_Fars_M2	2722.00		
L_Fars_M1	2763.50	1400.00	800.00 0.03
Jeribi	2794.08	1400.00	800.00 0.03
Dhiban	2884.58		
Euphrates	3035.08		
Kirkuk	3065.28		
Jaddela	3258.08		
Ha11qi	3385.08	1600.00	700.00 0.04
Shiranish	3506.58		

VTI anisotropy
 epsilon = 0.080 delta = -0.010 gamma = 0.080

HTI anisotropy (fracture)
 fracture model

fracture azimuth (°) = 0.000
 fracture density (%) = 4.000
 fracture aspect ratio = 70.000
 fracture fill Vp = 1600.000 Vs = 700.000 Den = 0.040

change dVp = 0.000 dVs = 0.000 dDen = 0.000

effective model name test

Set upscaling parameters

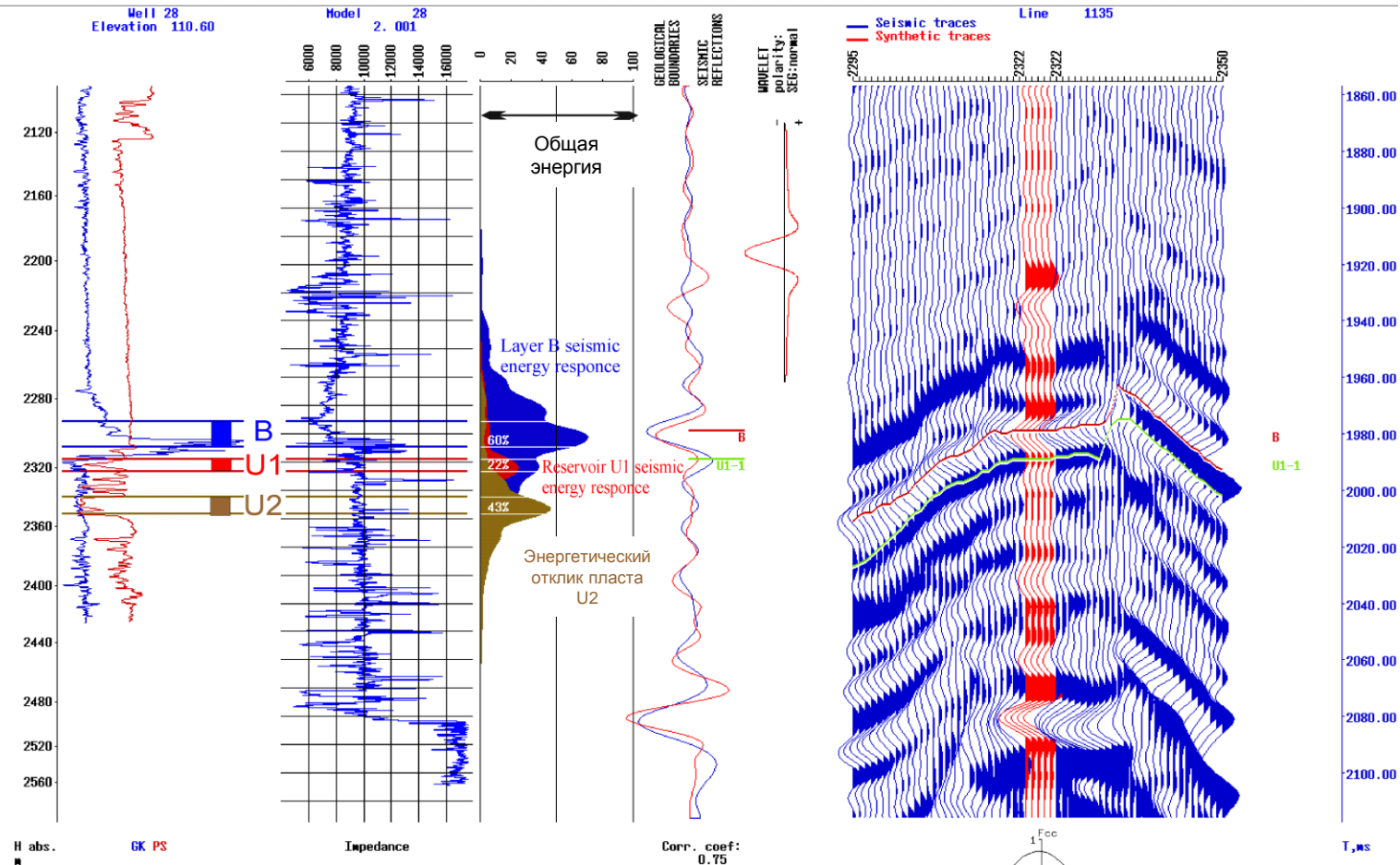


- Повышение разрешенности сейсмической записи
- FK пространственная фильтрация



- Амплитудная, фазовая коррекция
- Фильтрация каротажных кривых

Стратиграфическая привязка волн с диагностикой геологической информативности отражений и их атрибутов

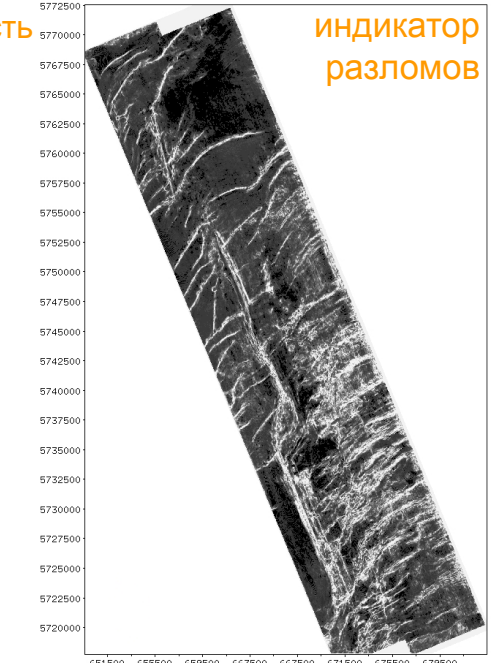
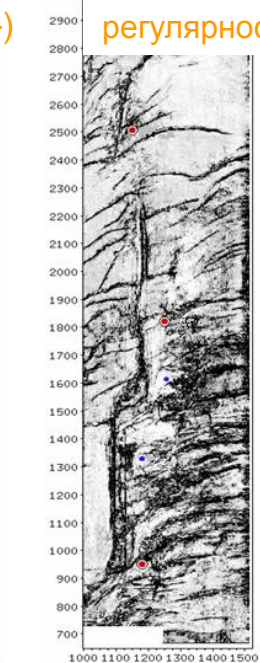
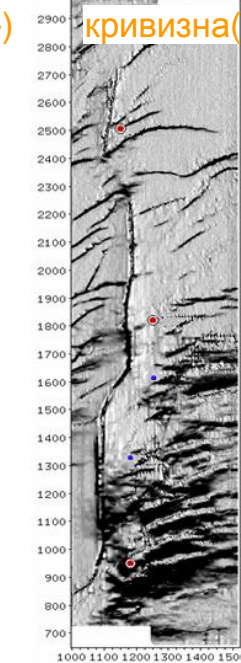
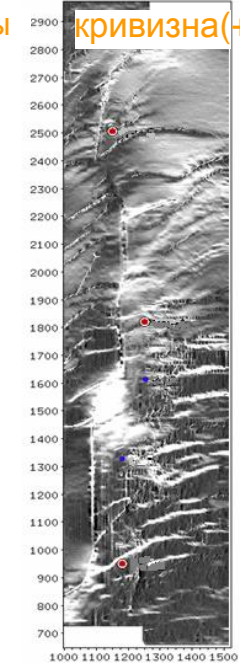
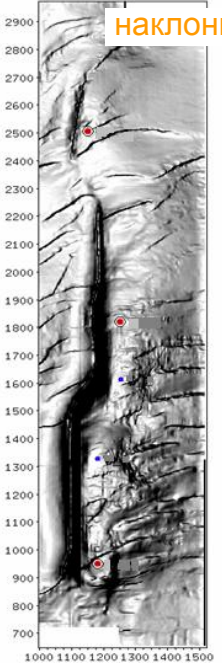
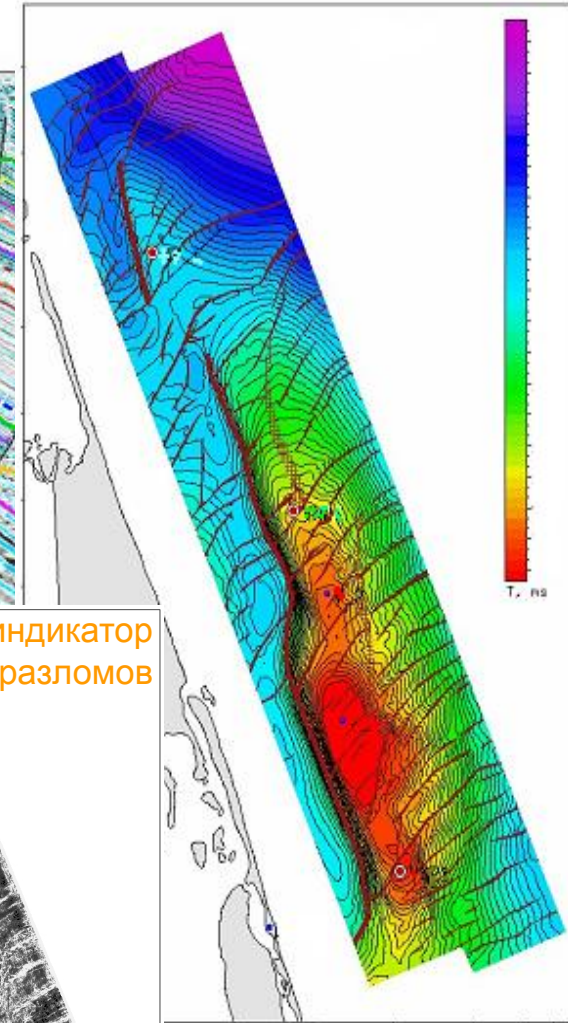
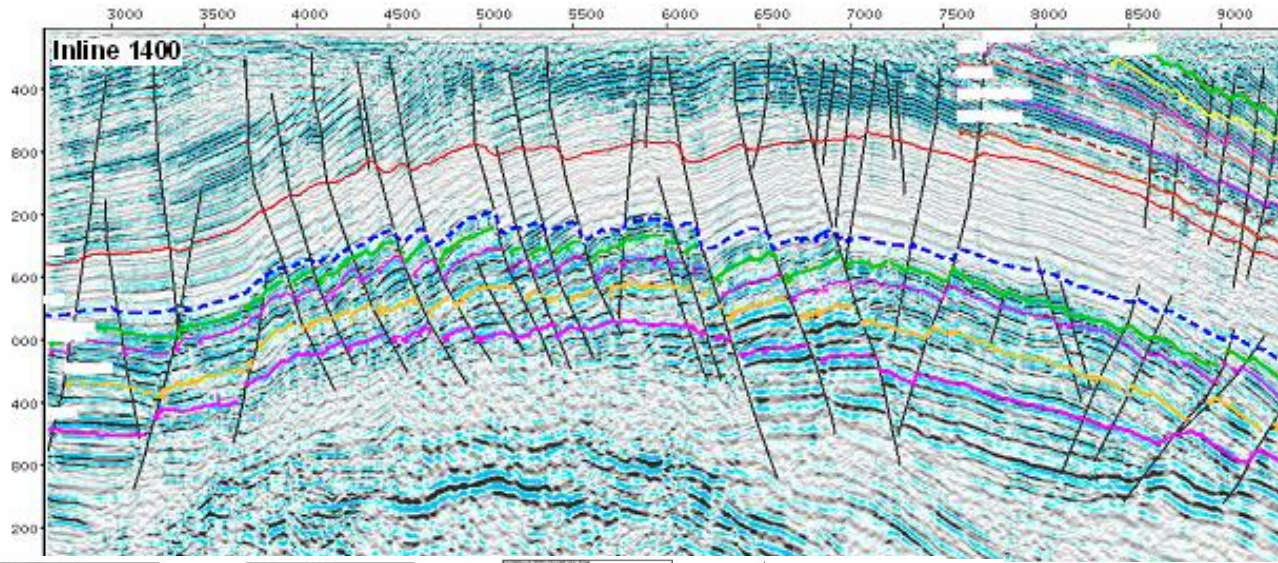


Прогнозировать свойства пласта U1 возможно только с помощью инверсии, анализ сейсмических атрибутов бесполезен для этого слоя

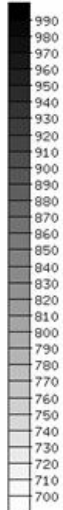
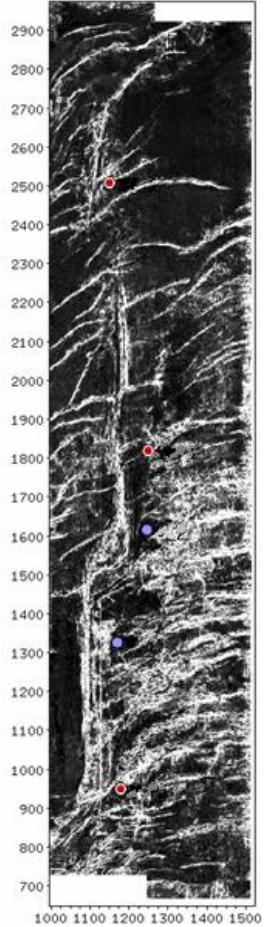
Корреляция между синтетическими и сейсмическими трассами



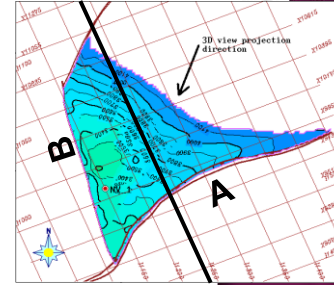
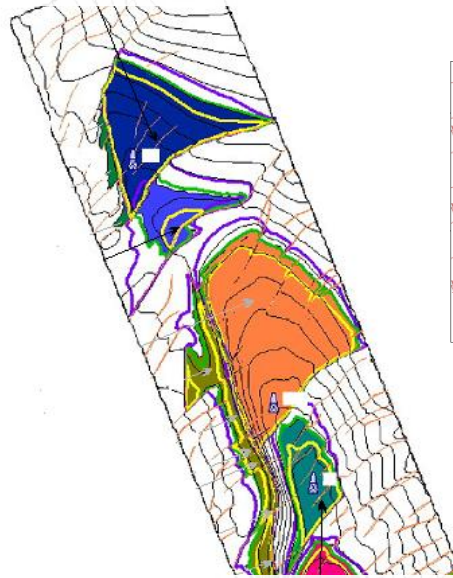
Картирование поверхностей горизонтов и разломов



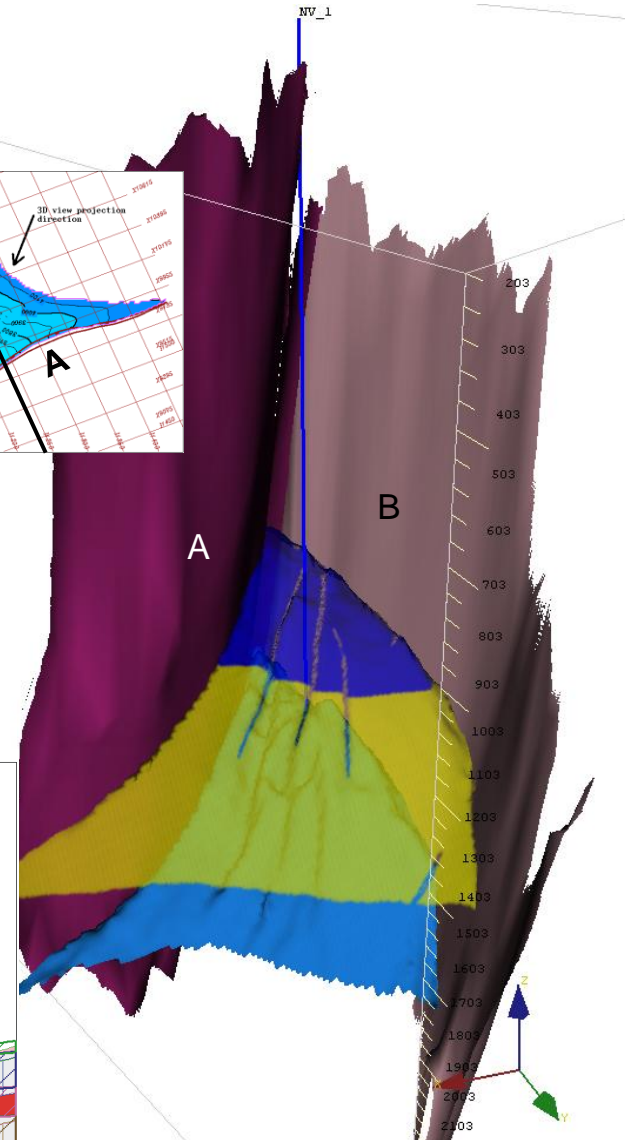
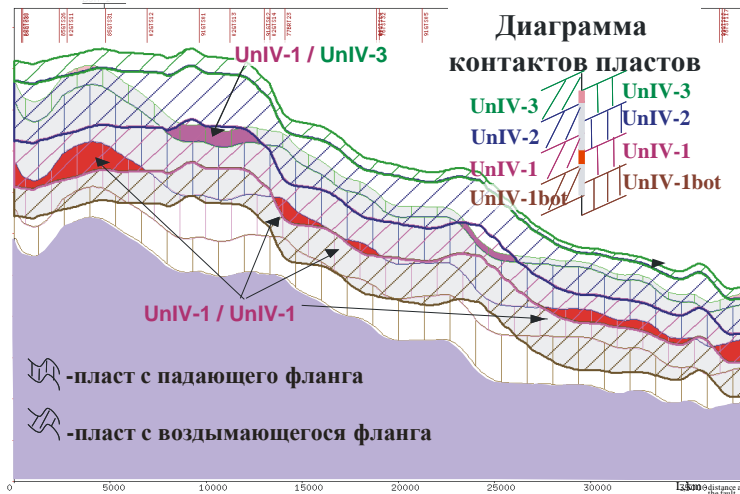
Классификация разломов



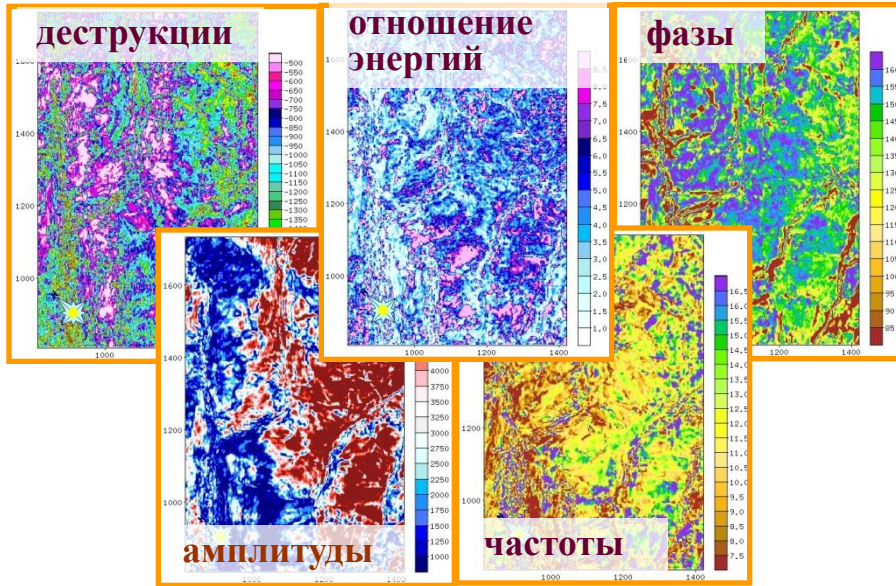
Картирование ловушек углеводородов (разломы непроницаемы)



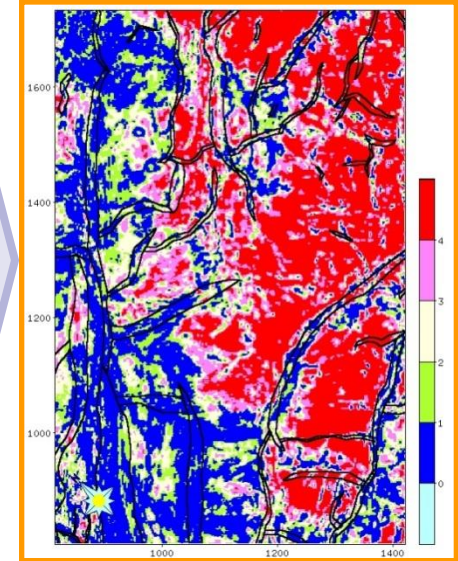
Оценка проницаемости разломов



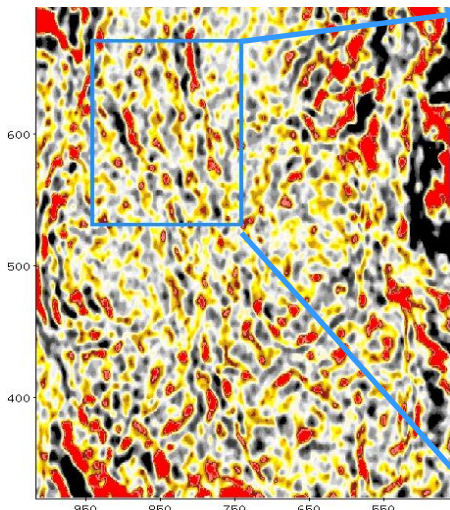
Обобщение сейсмических атрибутов



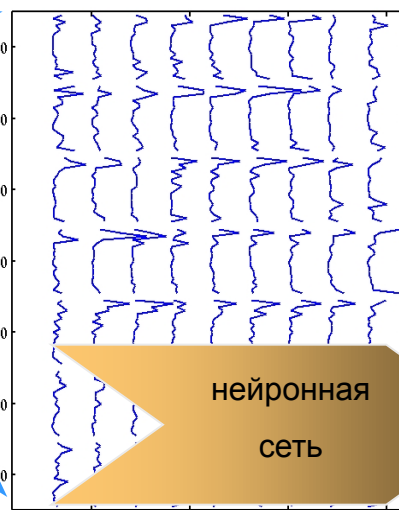
- корреляционный анализ
- метод главных компонент
- кластеризация с помощью:
 - нейронной сети Кохонена
 - стат. метода Форель



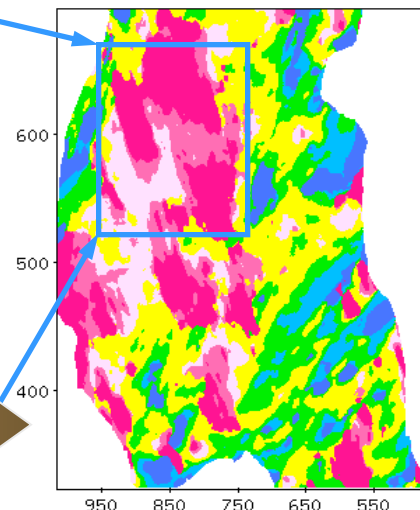
Анализ сейсмической зональности



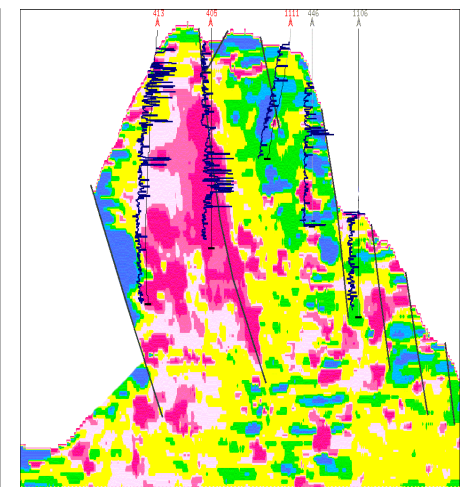
Слайс сейсмического куба



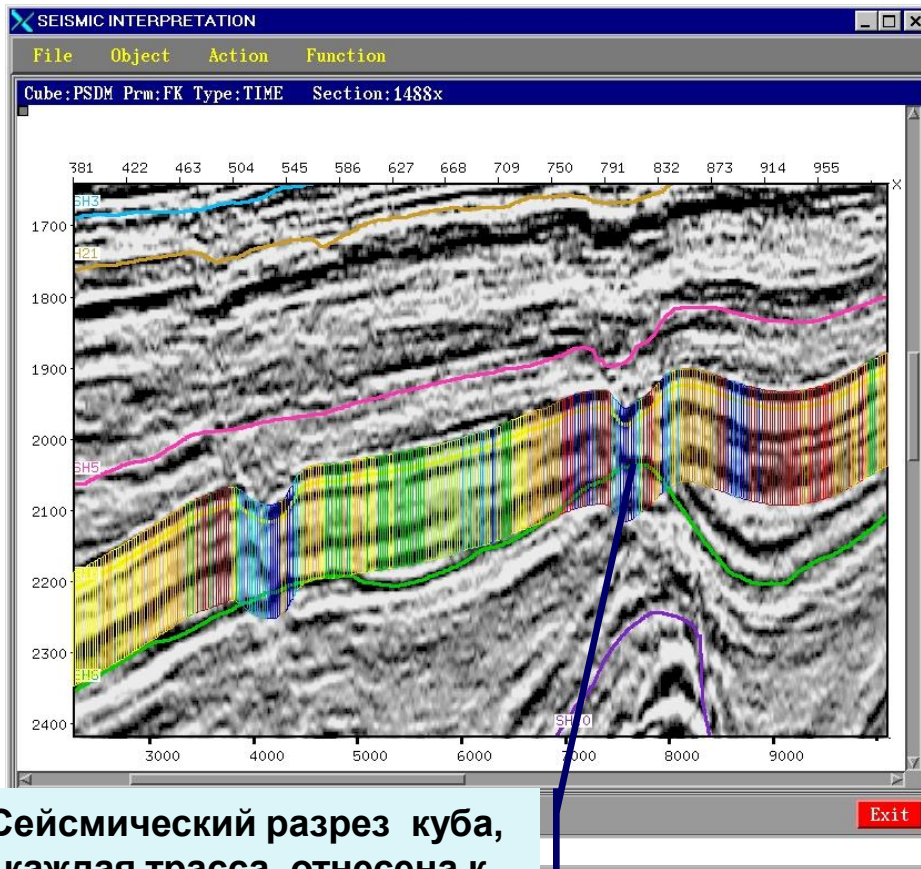
Слайс семблансов



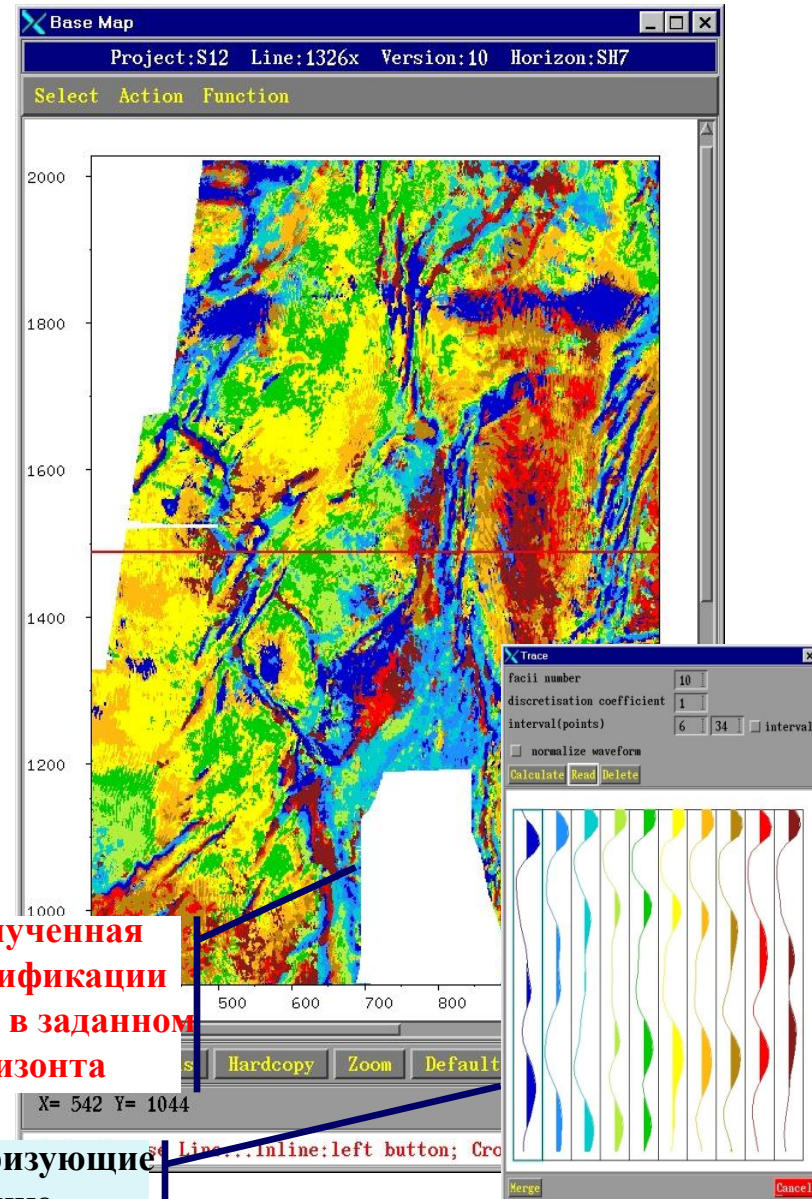
Слайс сейсмической зональности



Куб сейсмической зональности



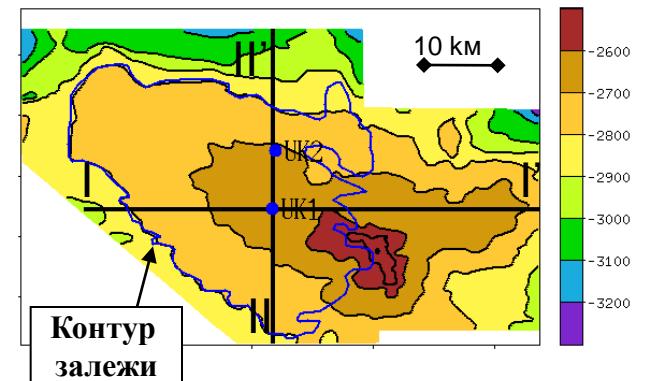
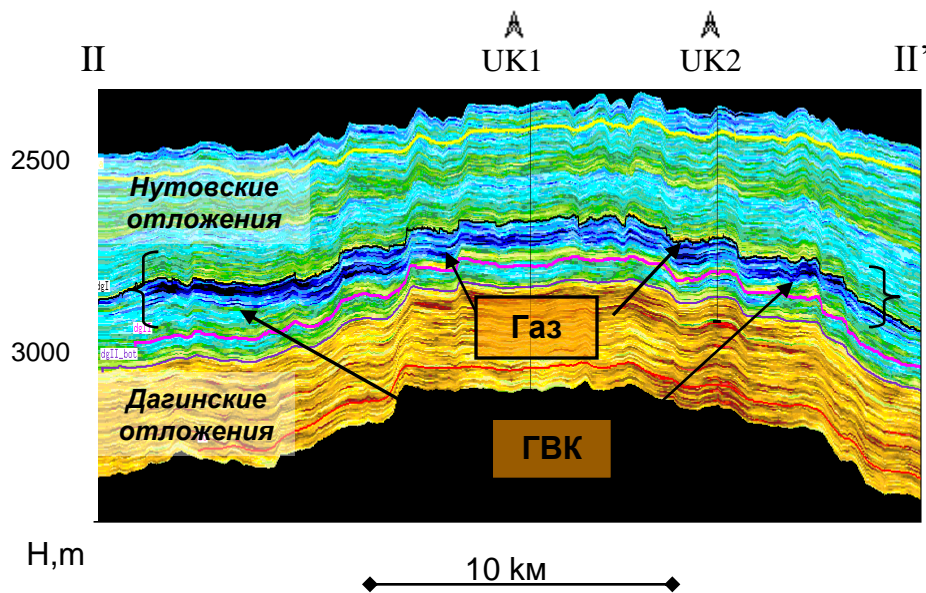
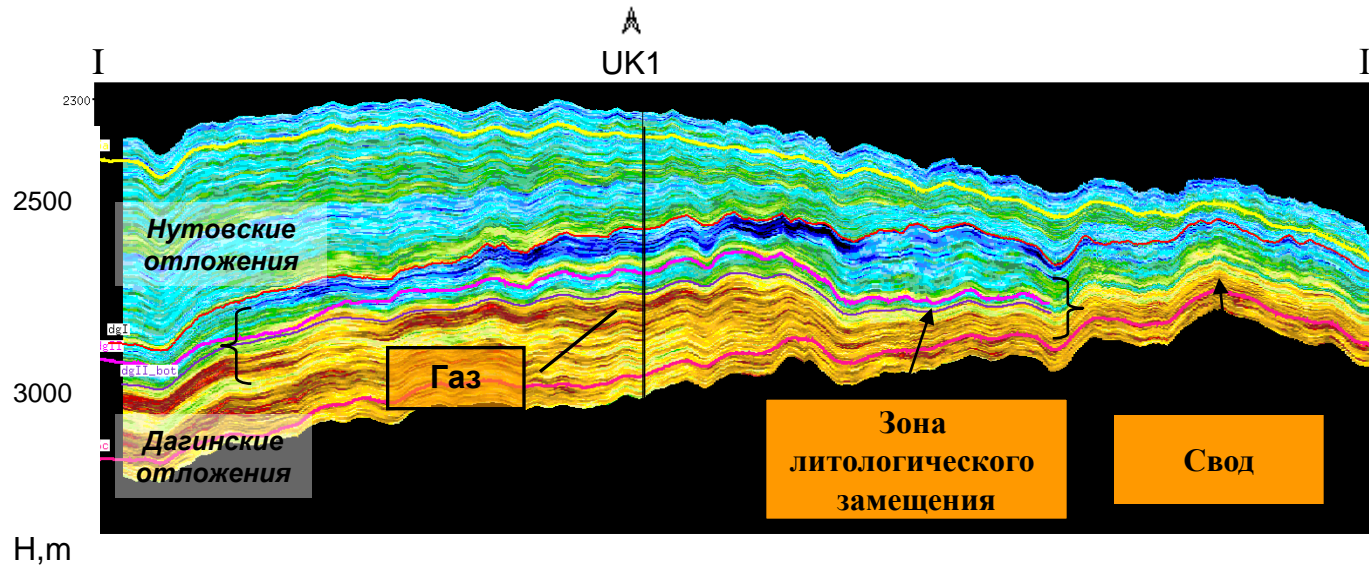
Сейсмический разрез куба, каждая трасса отнесена к определенной фации по форме колебаний



Карта фаций, полученная в результате классификации сейсмических трасс, в заданном окне вдоль горизонта

Трассы, характеризующие каждую фацию.

Выявление и картирование неантиклинальной газовой залежи



Комплексная методика прогноза пористости по результатам инверсии

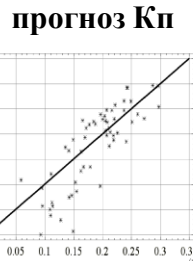
Входные данные:
Кп по данным ГИС, полученные в ходе инверсии
скорость (V), плотность (D), акустический импеданс (I), время (twt)

Множественная регрессия

Регрессионная модель Кп

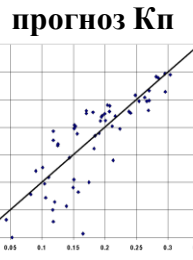
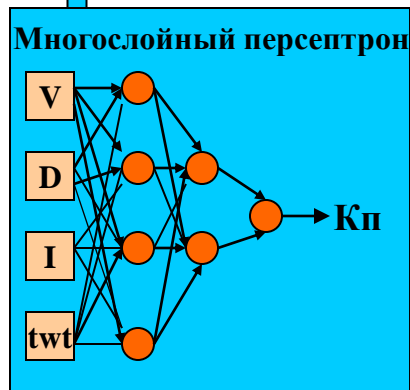
$$Kp = (\theta_0 + \theta_1 V^{\alpha_1} + \theta_2 D^{\alpha_2} + \theta_3 I^{\alpha_3} + \theta_4 twt)^{\gamma}$$

оценка параметров



Нейронная сеть

обучение сети



плохое качество

Проверка надежности прогноза

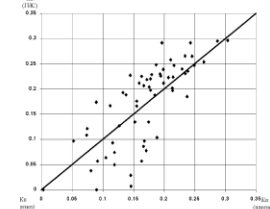
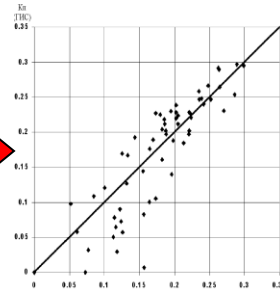
хорошее качество

хорошее качество

Средний прогноз Кп

$$w Kp(\text{регр}) + (1-w) Kp(\text{нс})$$

проверка надежности прогноза (Jack-Knife)

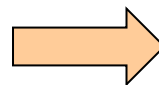


плохое качество

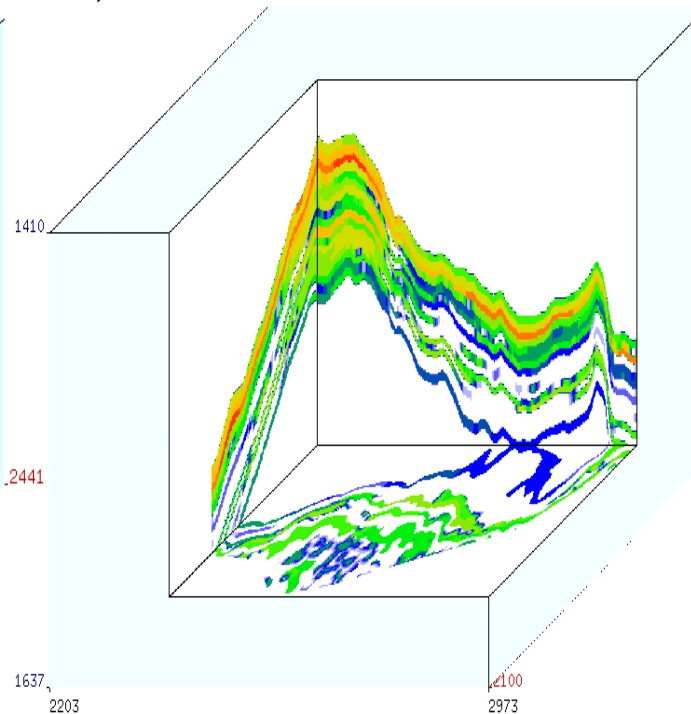
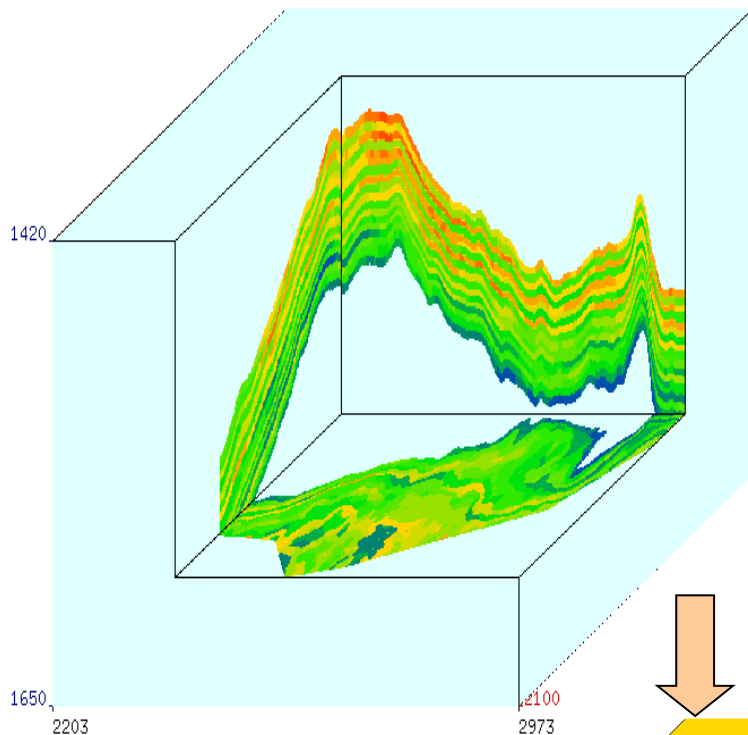


Трёхмерная модель коллекторских свойств

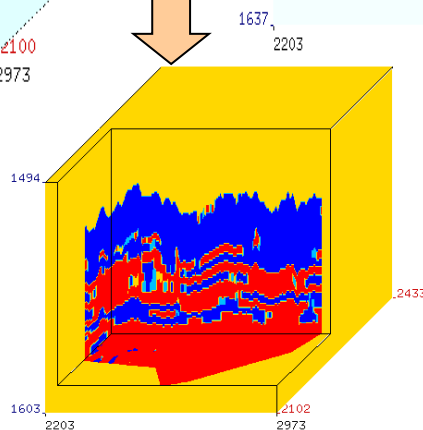
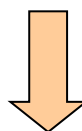
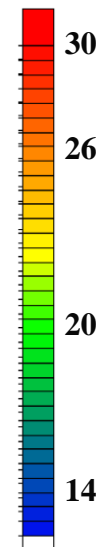
Куб акустических импедансов



Куб пористости



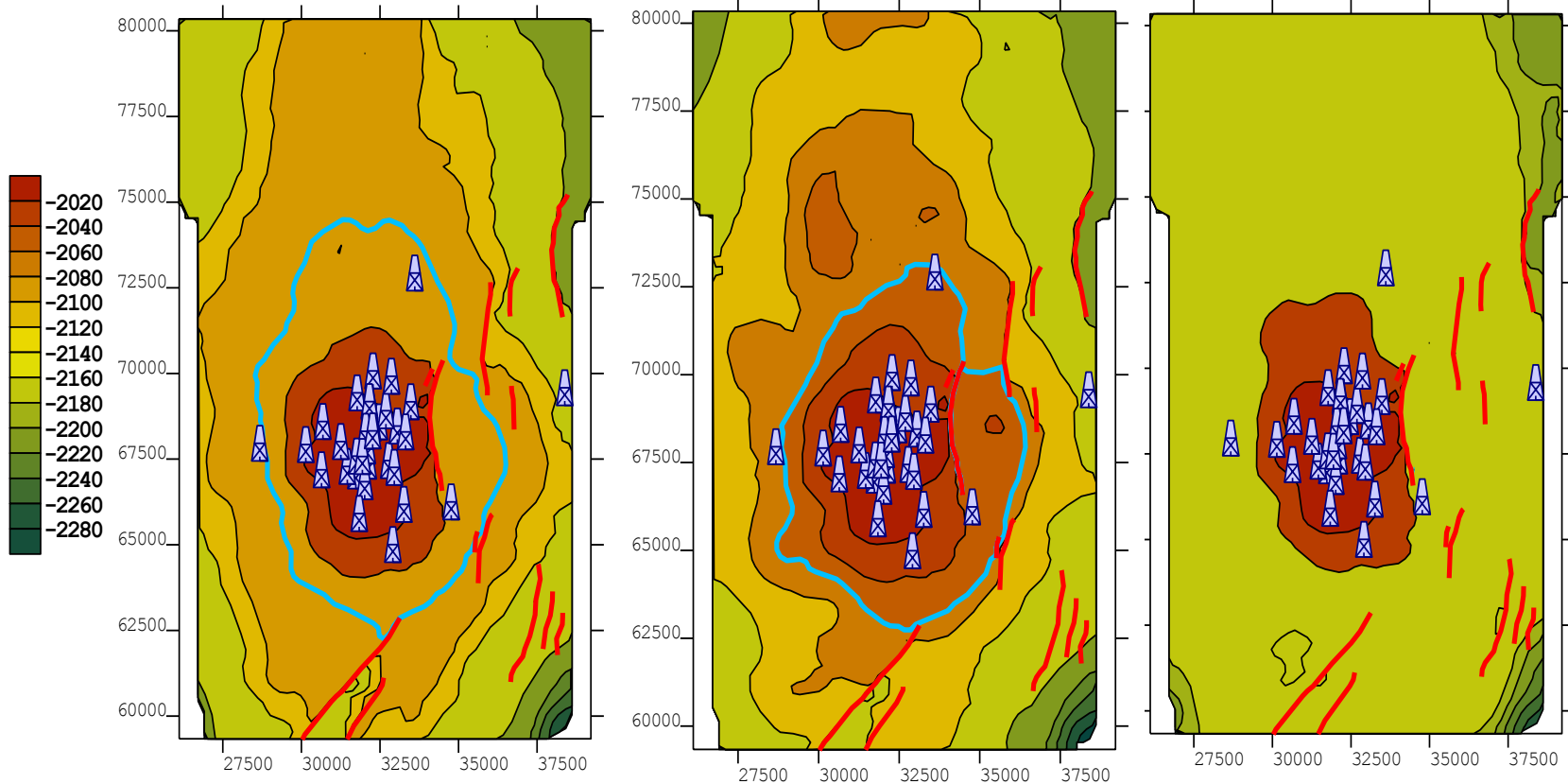
Porosity %



Куб непроницаемых пропластков (красный цвет)



Влияние структурных погрешностей на локализацию залежи



Локализация залежи (голубой контур) по исходной структурной карте; площадь 65 кв. км, объем 560 млн. куб. м

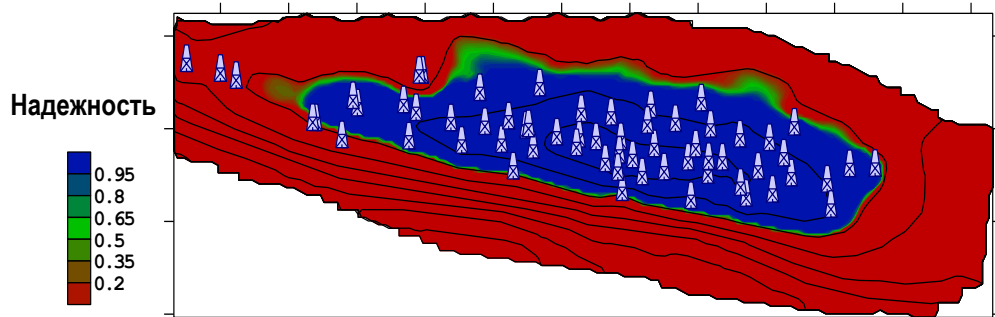
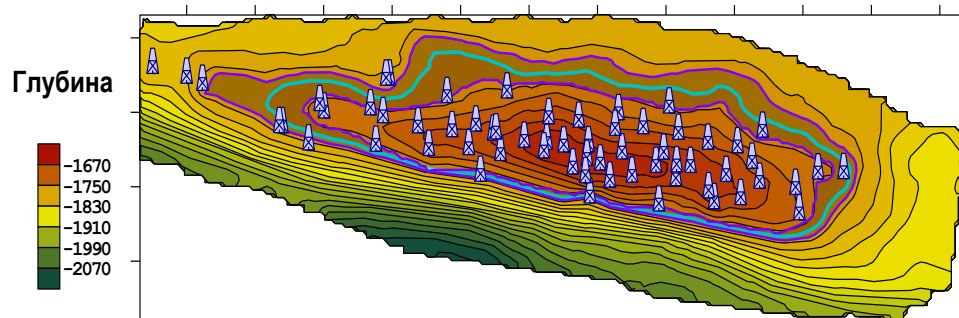
Параметры ошибок: $\sigma = 10\text{ м}$, $\alpha = 2\text{ км}$

Примеры допустимых вариантов оконтуривания залежи исходя из точности построений

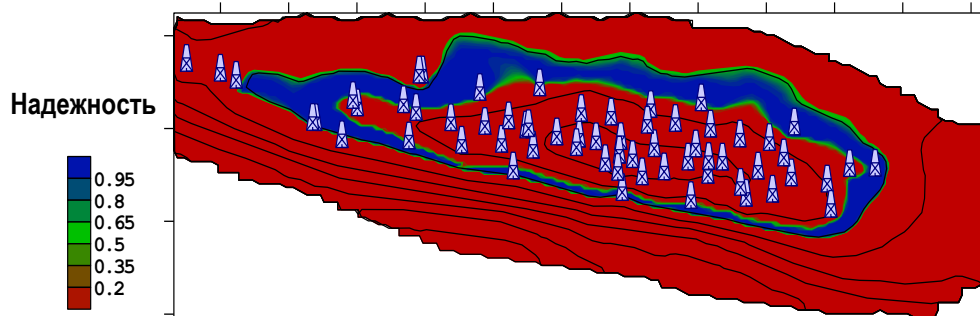
площадь 54 кв. км,
объем 500 млн. куб. м

площадь 61 кв. км,
объем 535 млн. куб. м

Подсчет ресурсов газонефтяной залежи



Надежность локализации газовой залежи



Надежность локализации нефтяной оторочки

	Площадь, кв.км	Объем, млн.куб. м	Запасы
Газ, млрд.куб.м			
Риск 10%	43	611	4.7
Риск 50%	45	627	4.8
Риск 90%	46	642	4.9
Среднее значение	43	601	4.8
Ср.кв. ошибка	9	128	0.1
К-т вариации			1.7%
Нефть, млн.т			
Риск 10%	21	137	3.1
Риск 50%	22	157	3.7
Риск 90%	24	177	4.4
Среднее значение	22	152	3.7
Ср.кв. ошибка	5	35	0.5
К-т вариации			13%

- Программный комплекс работает по схеме «один сервер - много клиентов», что позволяет легко организовывать многопользовательский доступ к проекту и стабильную совместную работу с огромным объемом данных.
- Развитие системы происходит на основе запросов геофизиков, выполняющих интерпретационные проекты, как в ЦГЭ, так и в сторонних организациях. У них же новые пакеты проходят практику. Например, в ЦГЭ инверсия из разработки, при работе над проектами, превратилась в основную производственную программу.
- Использование INPRES™ обеспечивает эффективность структурных построений и прогноза коллекторских свойств пород. И это подтверждено многолетней практикой использования в 30 организациях в России и за рубежом.