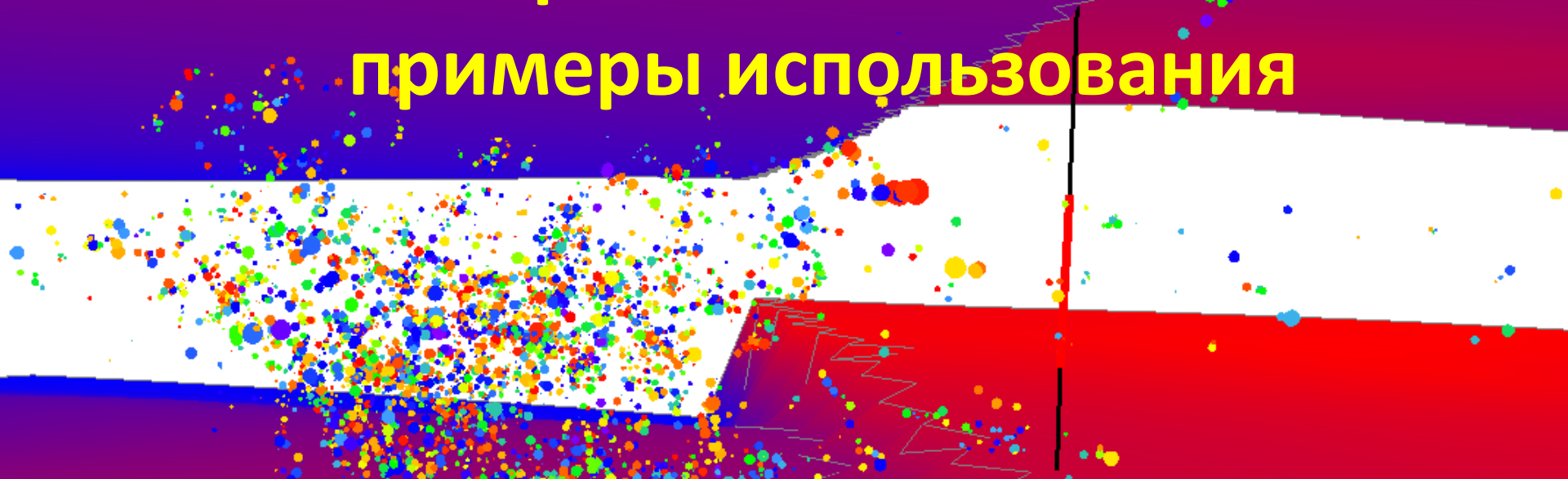
Метод микросейсмического мониторинга MicroseismicCSP: примеры использования



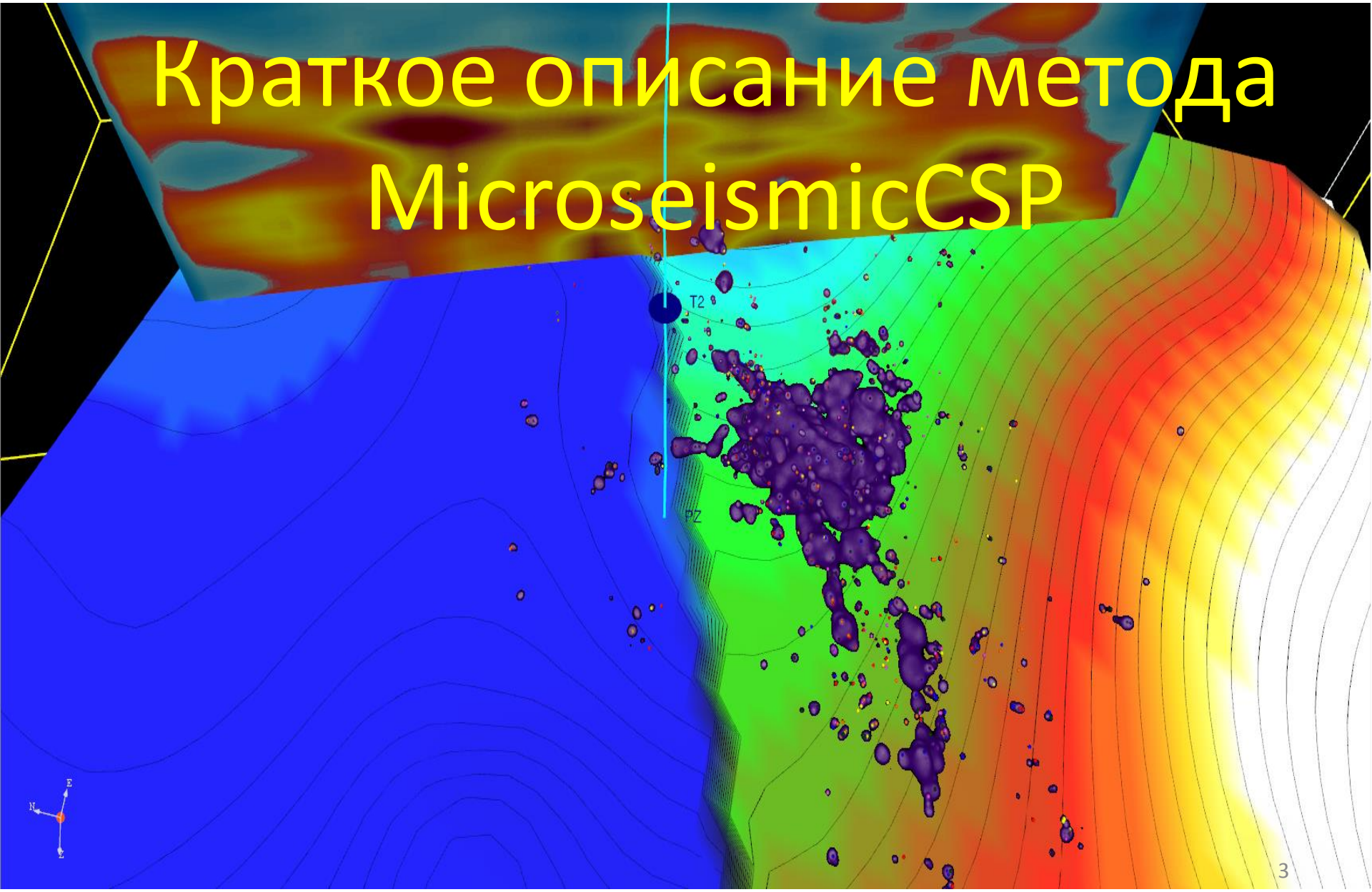
НИИ прикладной информатики и математической геофизики Балтийского федерального университета им.И. Канта, Калининград

ЗАО «Технологии обратных задач», Москва

Область применения метода MicroseismicCSP

- Мониторинг ГРП
- Контроль фронта вытеснения при закачке рабочего агента в пласт
- Мониторинг зон трещиноватости при проведении многостадийного ГРП с последующим пассивным мониторингом для оценки продуктивности портов
- Выявление зон питания добывающих скважин (на истощении)
- Выявление разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважины
- Комплексная интерпретация зон естественной трещиноватости и результатов длительного пассивного мониторинга

Краткое описание метода MicroseismicCSP



На чем базируется технология MicroseismicCSP?

- Математических результатах решения обратной динамической задачи определения тензора сейсмического момента (Erokhin G. etc. 1987, Anikonov Y. etc. 1997)
- Суперкомпьютерных вычислениях (Erokhin G. etc. 2002)
- Малоапертурной поверхностной системе наблюдения (Erokhin G. etc. 2007, 2008)

Наши основные публикации :

- Erokhin, G.N., and P.B. Bortnikov, **1987**, Inverse problem of determination of the earthquake source seismic moment tensor: Geology and Geophysics, **4**, 115-123
- Anikonov, U.E., B.A., Bubnov and G.N. Erokhin, **1997,** Inverse and Ill-Posed Sources Problems, VSP, ISBN 90-6764-273-8.
- Erokhin G.N. , V.P. Kutov, N.L. Podkolodny, S.A. Fedorov, A.F. Kushnir and L.M. Haikin. Computational aspects of seismic monitoring technology of weak earthquakes and explosions on the basis of the solution of a seismic moment tensor inverse problem. // Inverse Problems and Information Technologies. - Khanty-Mansyisk, **2002.** Vol. 1, №2, pp.41-67.
- Erokhin, G.N., S.M. Mynagashev, P.B. Bortnikov, A.P. Kuzmenko, and M.V.Roshkov , Control method of development of hydrocarbons deposits using microseismic emission:RU No. 2309434, Published **2007**.27.10., bulletin 30.
- Erokhin, G.N., S.M. Mynagashev, P.B. Bortnikov, A.P. Kuzmenko, and S.V. Rodin, 2008, The technique of hydrocarbons deposit hydraulic fracturing monitoring: RU No. 2319177, Published **2008.**10.09., bulletin 7.

Математическая постановка решения обратной задачи определения тензора сейсмического момента (Seismic Moment Tensor Inverse Problem)

Суть технологии состоит в цифровой обработки данных (зарегистрированных на дневной поверхности) мониторинга микросейсмических событий, которая основывается на математических алгоритмах поиска правой части системы дифференциальных уравнений Ламе (Г.Н. Ерохин, П.Б. Бортников 1987; Аниконов Ю.Е. и др. 1997; Г.Н. Ерохин и др. 2002):

$$\frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} - \rho \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2} = \frac{\partial}{\partial x_j} \sigma^0{}_{ij}(x,t), \qquad (1)$$

где $i,j = 1,2,3,\ x,y \in R^3; t \in R^1,\ \rho$-плотность среды, σ_{ij} -тензор напряжений, связанный с вектором смещения $u(x,t) = (u_1, u_2, u_3)$ соотношением

$$\sigma_{ij} = \mu\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right) + \lambda\delta_{ij}\frac{\partial u_k}{\partial x_k}. \qquad (2)$$

Здесь λ, μ-коэффициенты Ламе, по повторяющимся индексам подразумевается суммирование, $\sigma^0{}_{ij}(x,t)$-тензор напряжений разлома, который имеет вид

$$\sigma^0{}_{ij} = M_{ij}(t)\delta(x-y), \qquad (3)$$

Где $i,j = 1,2,3,\ x,y \in R^3,\ \delta(x)$-функция Дирака нулевого порядка, $M_{ij}(t)$-сейсмический тензор второго порядка. $M_{ij}(t)$ называется тензором сейсмического момента. Данный тензор имеет размерность энергии ($g \cdot см^2 \cdot с^{-1}$). Размерность $\delta(x)$-$см^{-3}$. Вектор y описывает координаты очага землетрясения.

Математическая постановка решения обратной задачи определения тензора сейсмического момента (продолжение)

Введем параметр t_0, характеризующий время начала процесса эмиссии источника $M_{ij}(t) \equiv 0, t < t_0$. Так же предположим, что коэффициенты

λ, μ, ρ известны.

Решение обратной задачи заключается в нахождении коэффициентов t_0, y и симметричного тензора $M_{ij}(t)$ из данных вида

$$v_k(t) = u(x_k, t) + \varepsilon_k(t), k \geq 4. \qquad (4)$$

Здесь $x_k \in R^3$, ε_k-гауссов шум, с нулевым средним значением и известной ковариационной матрицей $G_\varepsilon(x_k, x_{k'})$.

Определение параметров t_0, y – суть обратной кинематической задачи. Решение данной задачи позволяет определить пространственную локализацию источников микросейсмической эмиссии и времена возникновения данных событий. Алгоритм определения кинематических параметров источников описан в патенте Г.Н. Ерохина от 2008 года.

Определение компонент тензора $M_{ij}(t)$ - суть обратной динамической задачи.

Для решения обратных кинематической и динамической задач был разработан эффективный алгоритм для вычислительного кластера, использующий параллельные суперкомпьютерные вычисления.

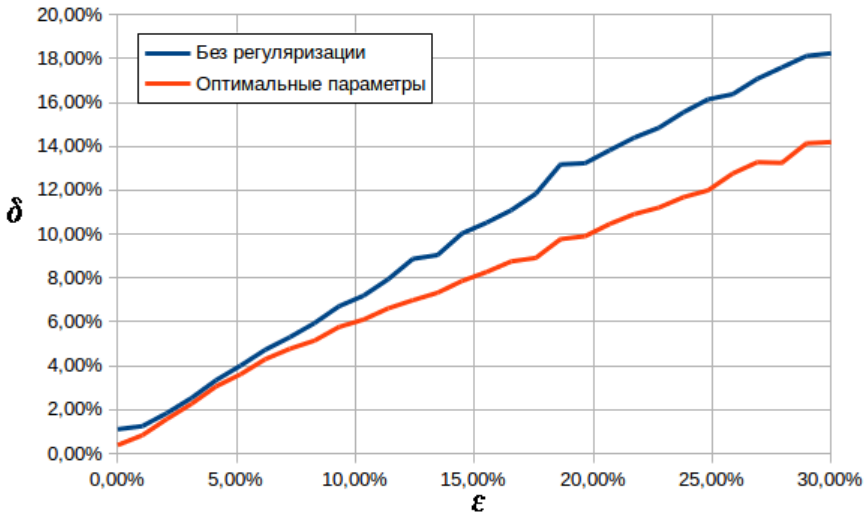
Контроль решения. Построение оптимального алгоритма решения обратной задачи

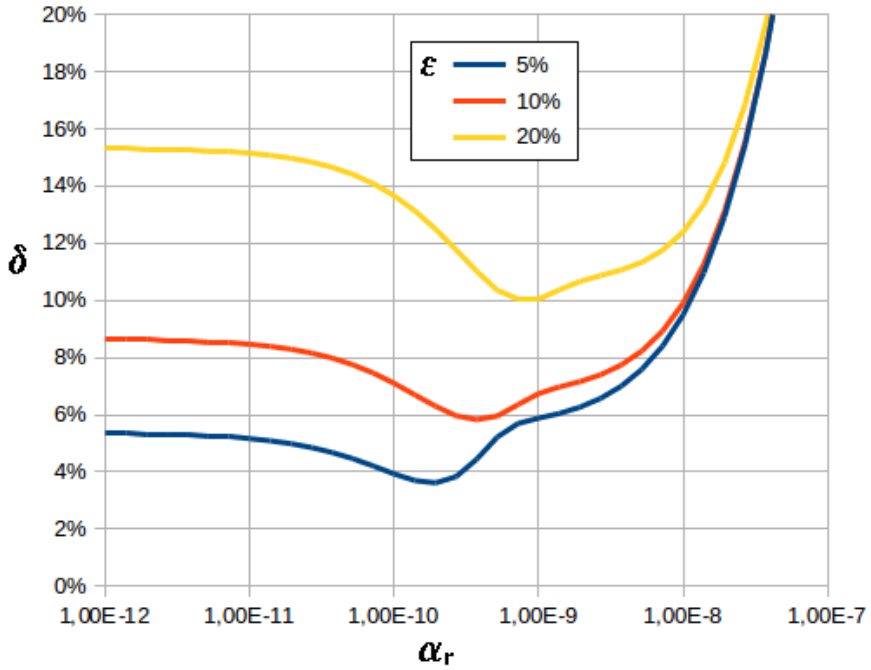
$$J(\eta) = \left(w + \nu_\varepsilon - F(\eta)\right)^T V \left(w + \nu_\varepsilon - F(\eta)\right) + (\eta - \eta_o)^T G (\eta - \eta_o) + \mathrm{Sh}(\eta)$$

ε – relative error of arrival time

δ – relative error of solution

$$\nu_\varepsilon \sim N(0, \varepsilon^2) \quad G = \begin{pmatrix} \alpha_r & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_r & 0 \\ 0 & 0 & a_z \end{pmatrix}$$





Контроль точности решения

«Дорожная карта» оптимального решения обратной задачи:

I. Имитационное математическое моделирование прямой задачи для события при заданной системе наблюдения;

II. Случайное возмущение результатов моделирования (обычно 25-30%);

III. Поиск оптимального алгоритма решения обратной задаче при заданном уровне шума в данных на линейном участке зависимости точности решения от уровня шума (область корректности обратной задачи);

IV. Применение оптимального алгоритма к реальным данным

Малоапертурная поверхностная система наблюдения

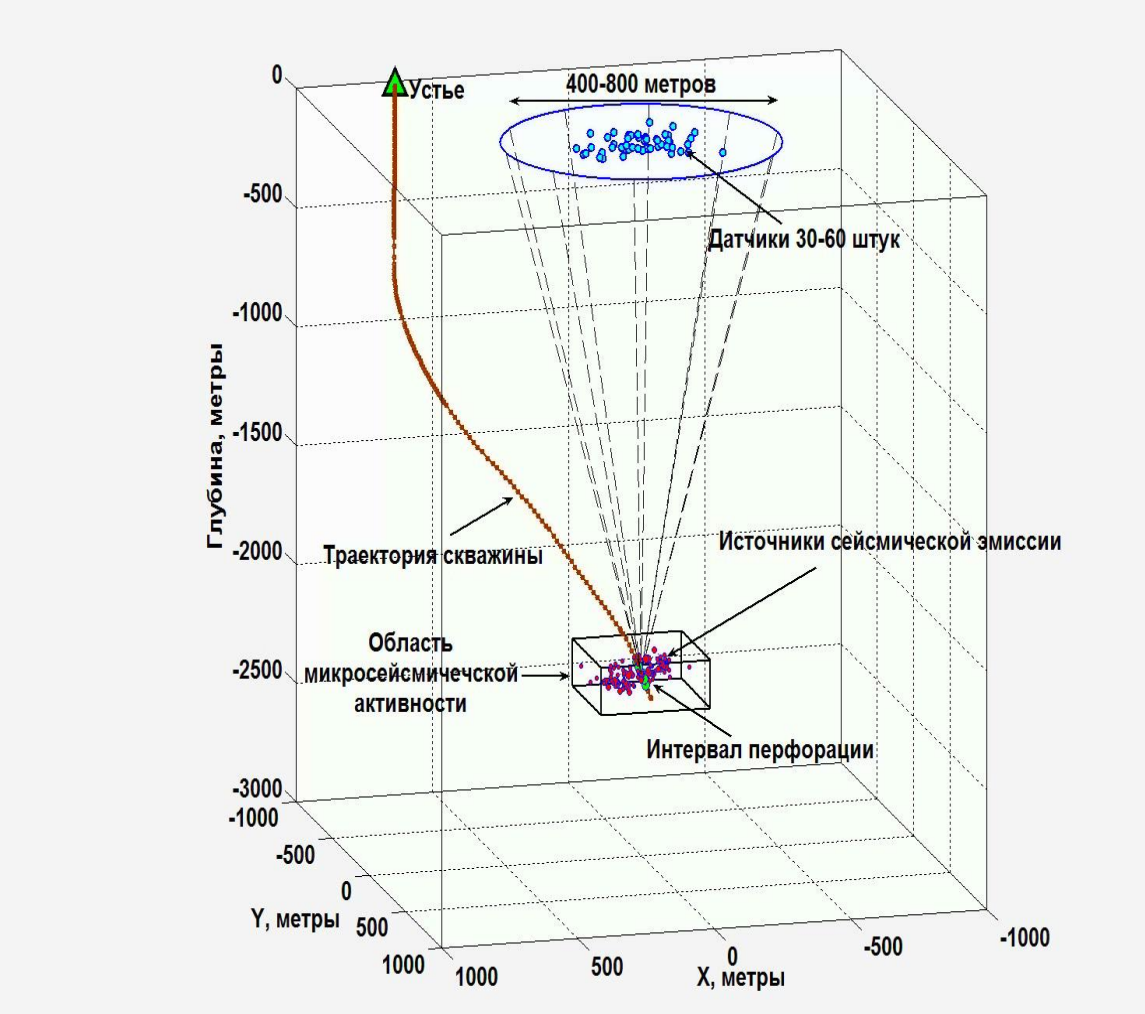


Рис 1. Схема наблюдения

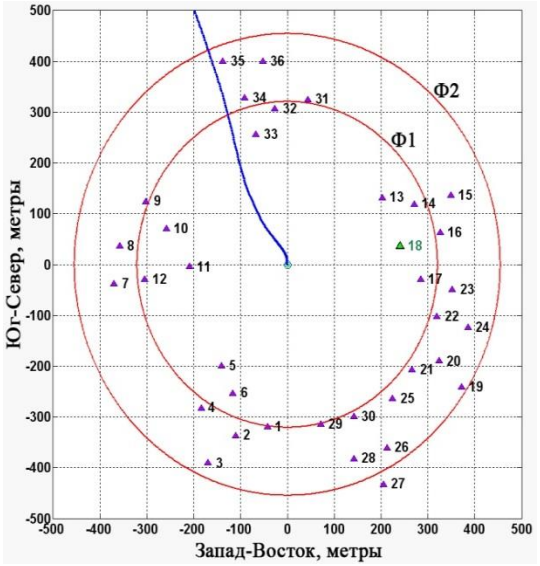
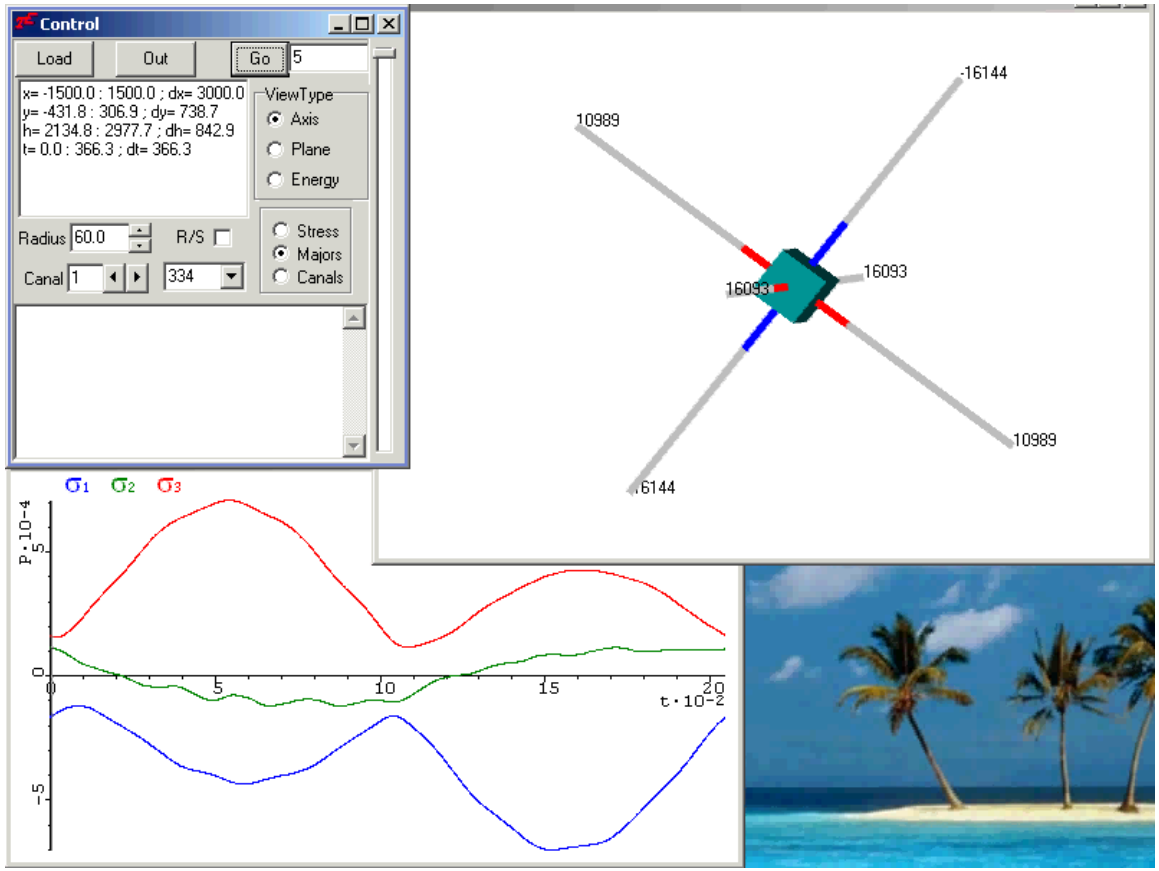


Схема наблюдения на месторождении УВ. Синяя кривая – траектория ствола скважины. Треугольники – расположение датчиков с номерами, красные окружности – 1 и 2 зоны Френеля, 18 канал опорный

Вертикальные геофоны GS - 11D или аналогичные расположены на глубине 1-3 м . Диаметр апертуры - около 800 м. Количество датчиков 30-60 шт. (рис. 1). Координаты каждого датчика фиксируются с высокой точностью на основе GPS. Частота дискретизации не более 2 мс. Оптимальная глубина для мониторинга 2-4 км. Предположение что продолжительность события не более 50 мс.

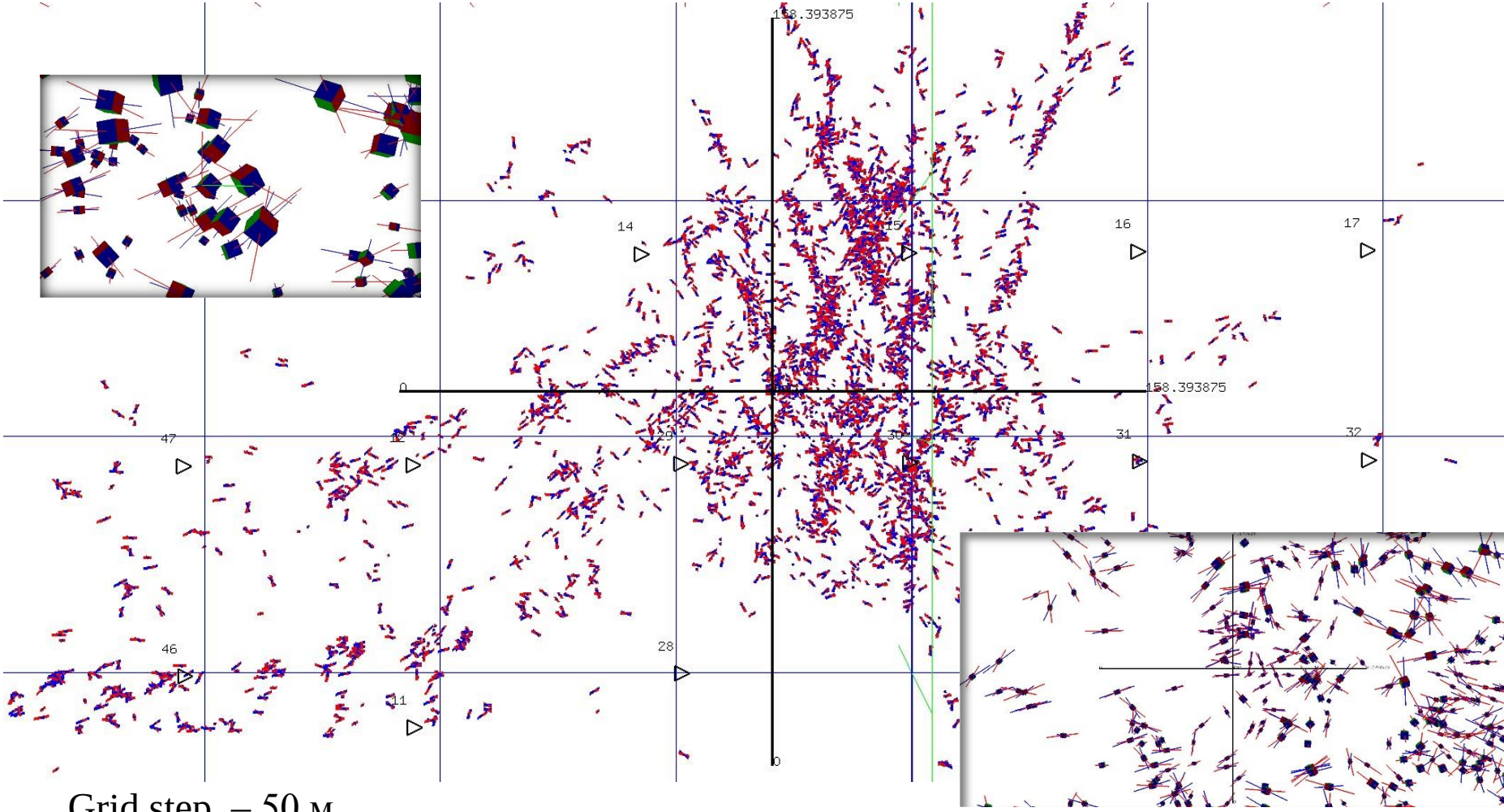
Результаты решения обратной кинематической и динамической задач

Результатом решения обратной кинематической задачи являются **четыре параметра**: три координаты события и начальное время.
Результатами решения обратной динамической задачи являются **шесть компонент** тензора сейсмического момента, **зависящих от времени.**



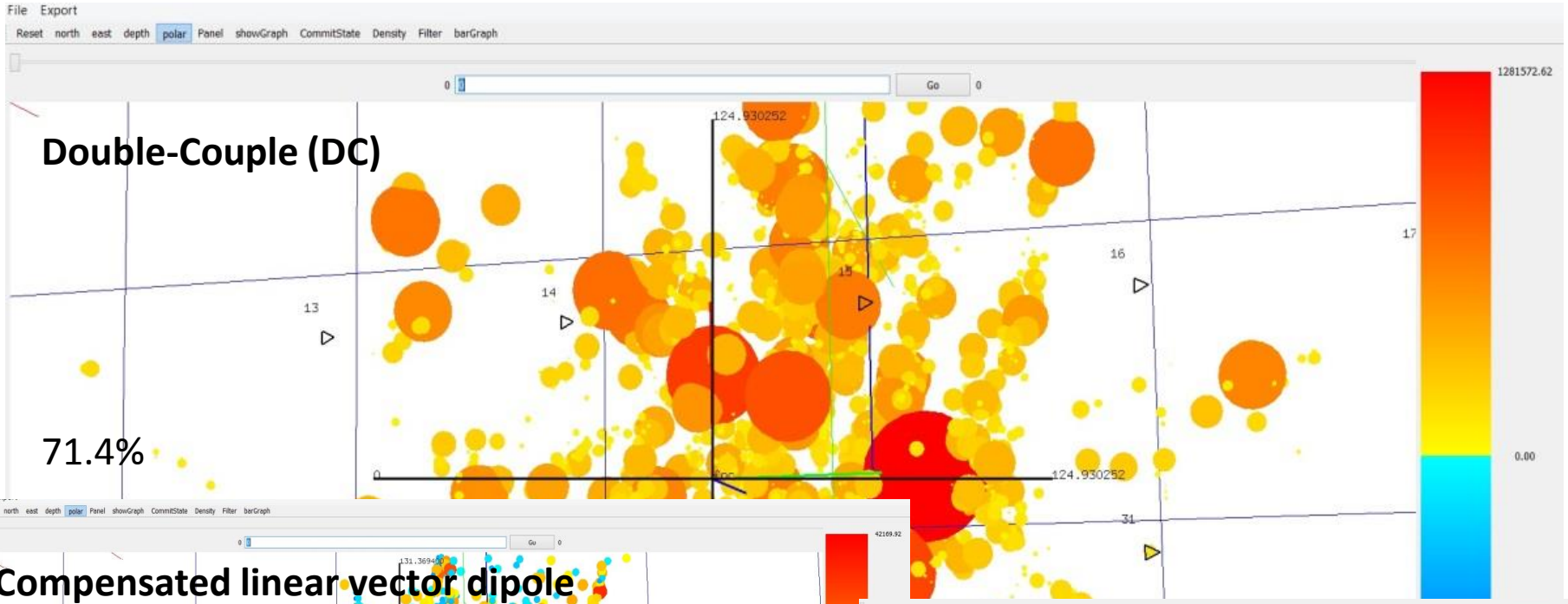
Трехмерная визуализация тензора сейсмического момента в главных осях напряжений , зависящих от времени

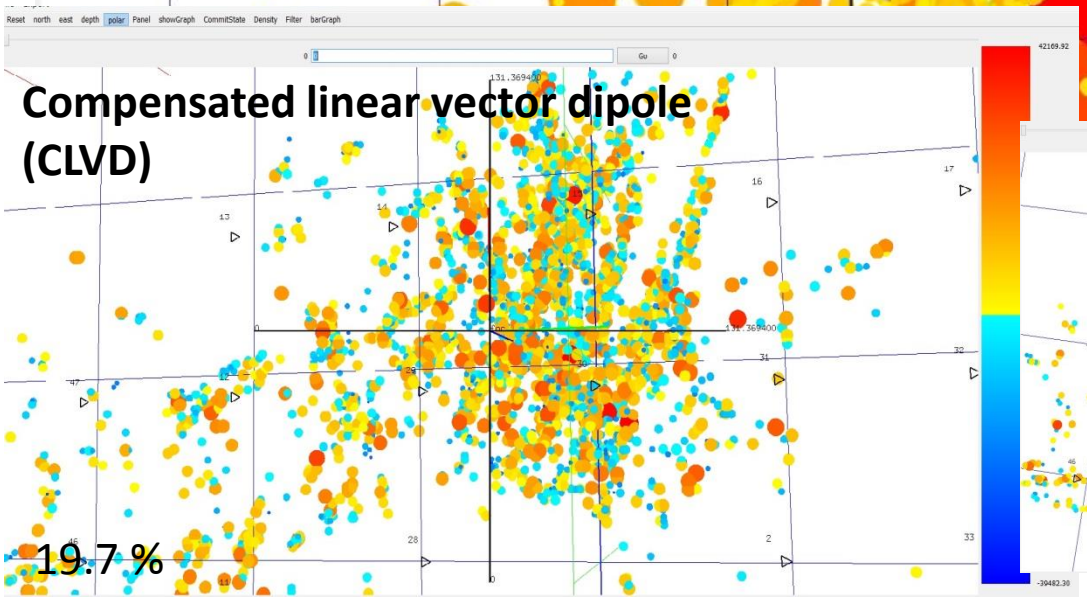
Распределение микросейсмических событий с 3-х мерной визуализацией тензора сейсмического момента в главных осях напряжений

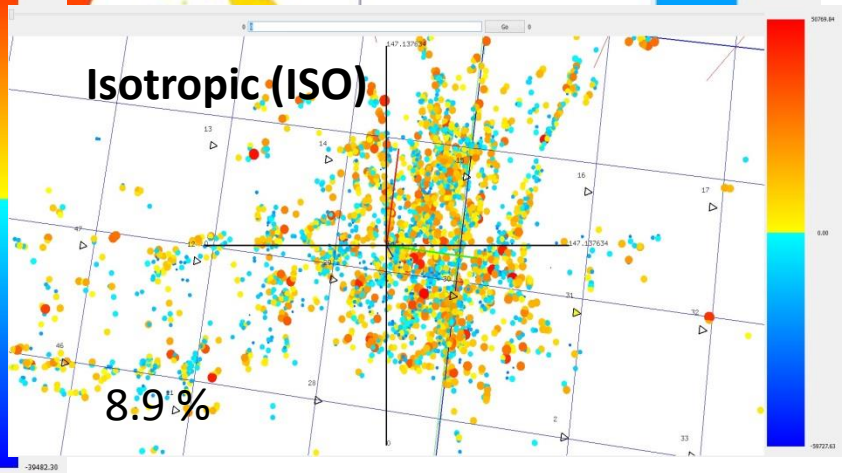


Grid step – 50 м

Распределение микросейсмических событий с 3-х мерной визуализацией тензора сейсмического момента в компонентах DC-CLVD-ISO





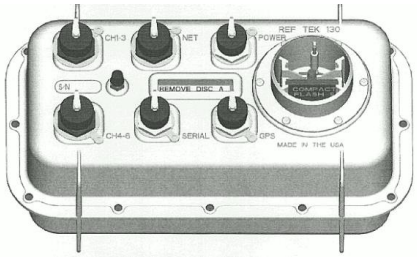


Дорожная карта микросейсмического мониторинга на основе метода MicroseismicCSP

- Проектирование системы наблюдения
- Регистрация шума и перфорационных взрывов (калибровка)
- Регистрация на поверхности данных микросейсмического мониторинга
- Предварительная обработка данных
- Решение обратных задач кинематики и динамики
- Интерпретация результатов

Контроль точности определения координат

Autonomous node «RefTek 130.1» (6 registrars)

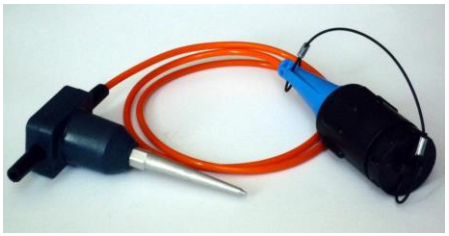


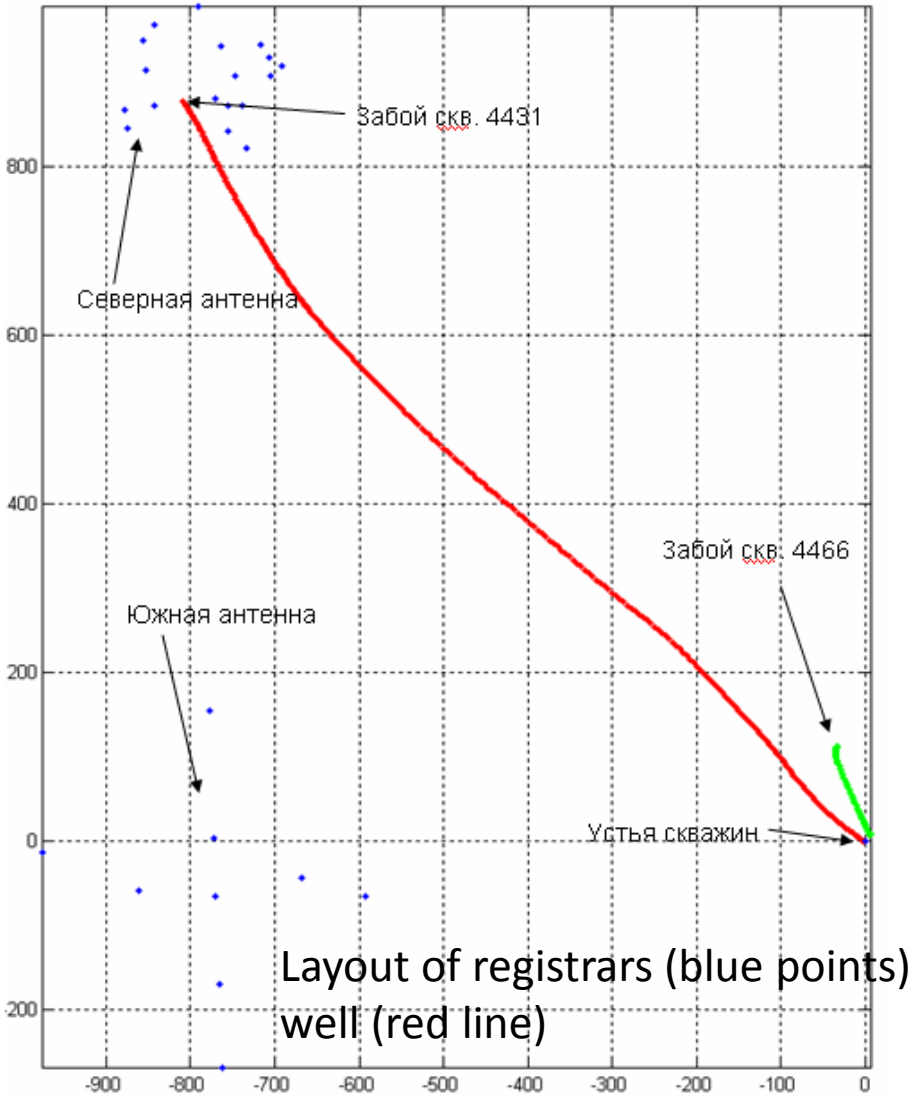
SGD 48/96

Recording equipment

Sensor GS- 11D

Sensor GS-20DX





Layout of registrars (blue points) well (red line)

Malobalikskoe oilfield. Well cluster #604, well#4431, The depth is 2760 meters, RefTek, 2006, Ugra.

Перфорация. Скважина #4431, Западная Сибирь

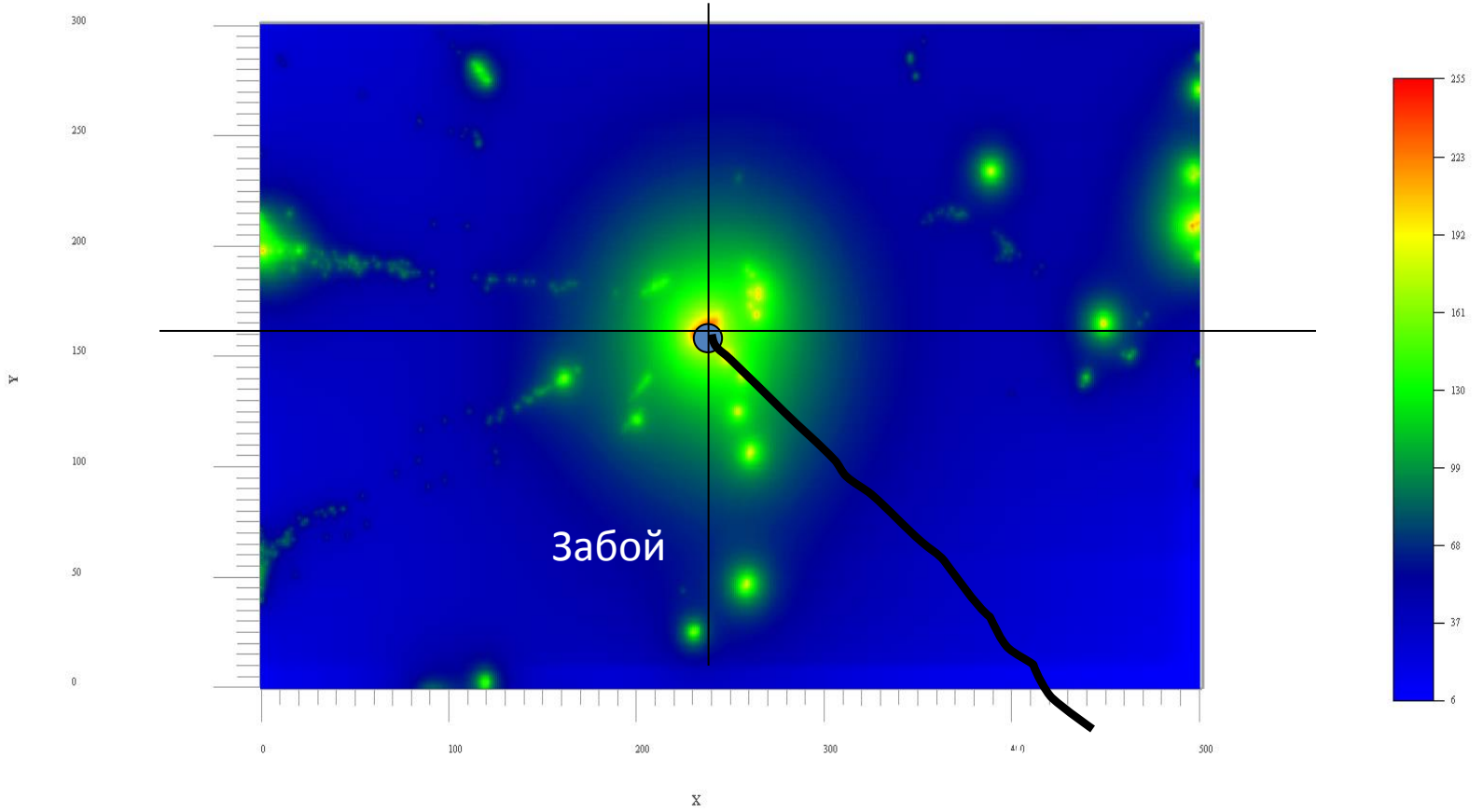
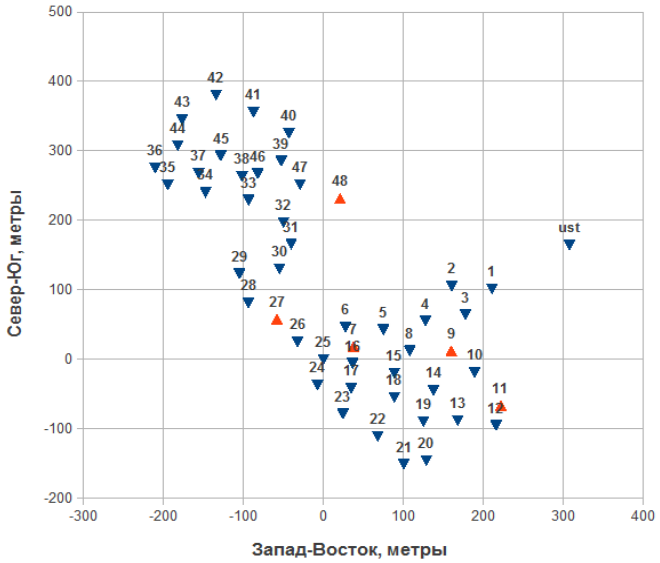
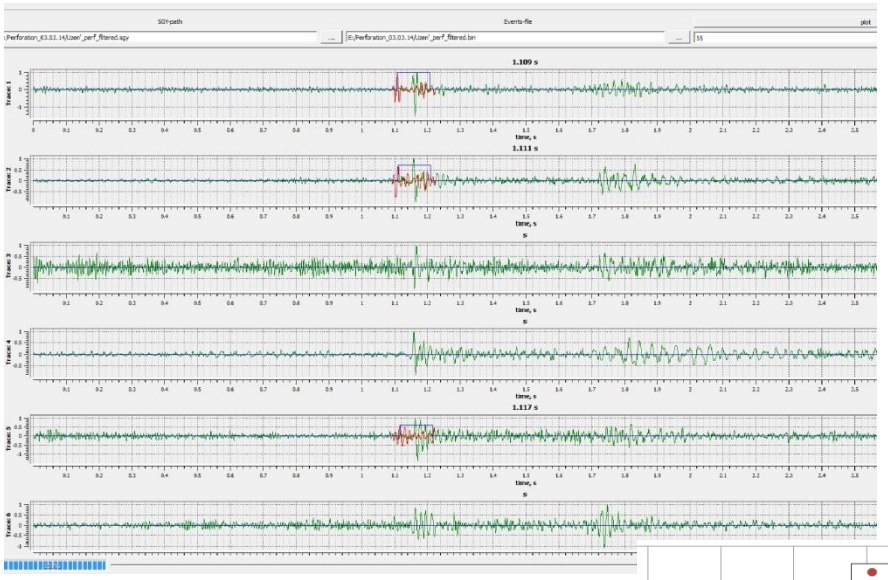


Image of seismic emission for perforation in horizontal plane. Accuracy is 10 meters or better. Malobalikskoe oilfield. Well cluster #604, well#4431. The depth is 2760 meters. 2006, Ugra.

Перфорация. Скважина #3591, Казахстан

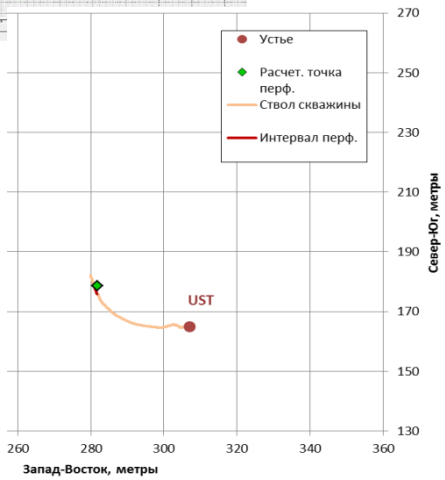


Geometry of the surface receiver array, well #3591.



Perforation after filtering. Automated picking the arrivals based on cross-correlation

Основное отличие подхода к решению кинематической задачи от аналогичных состоит в использовании массовой кросс-корреляции и использования алгоритма оптимизации для одновременной оценки координаты события и эффективной скорости для каждого события.

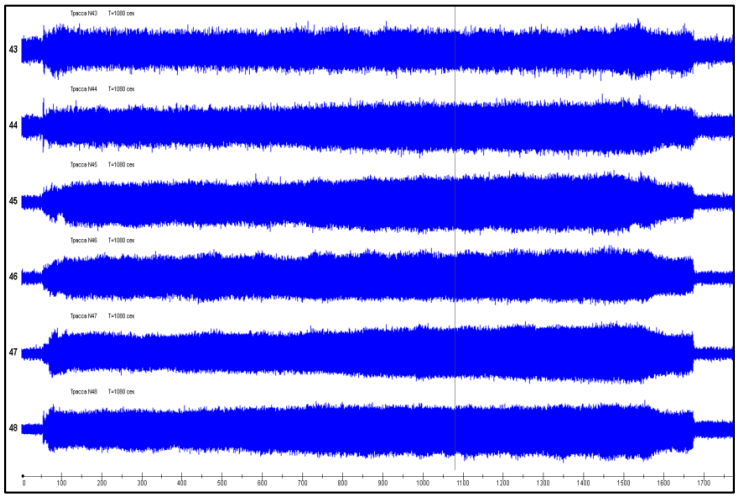


Perforation. Result of processing

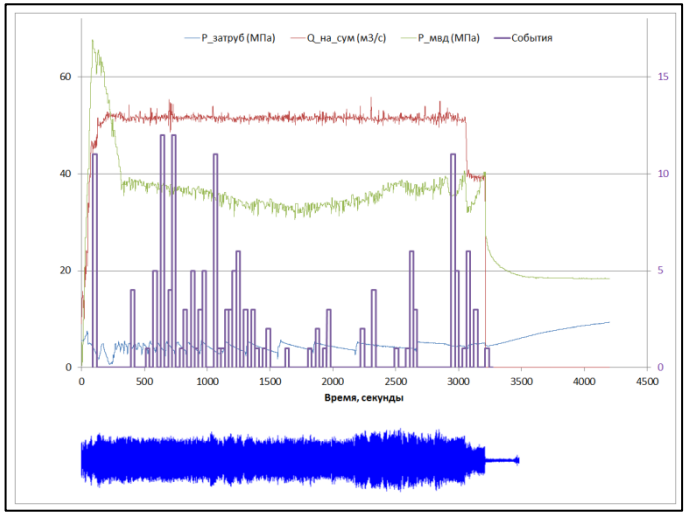
Oilfield Uzen, well #3591, depth 1253-1258 m, SGD-48, Kazakhstan, 2012

Предварительная обработка данных

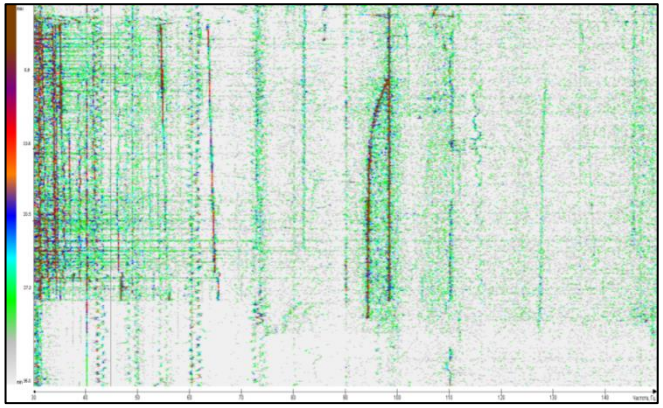
ГРП , скважина #3591, Казахстан



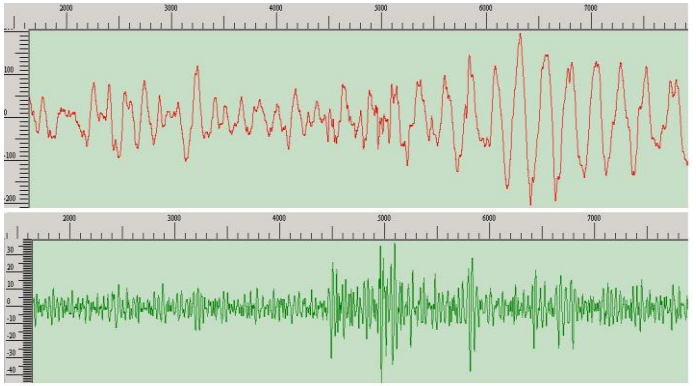
Traces during hydraulic fracturing



Events during hydraulic fracturing

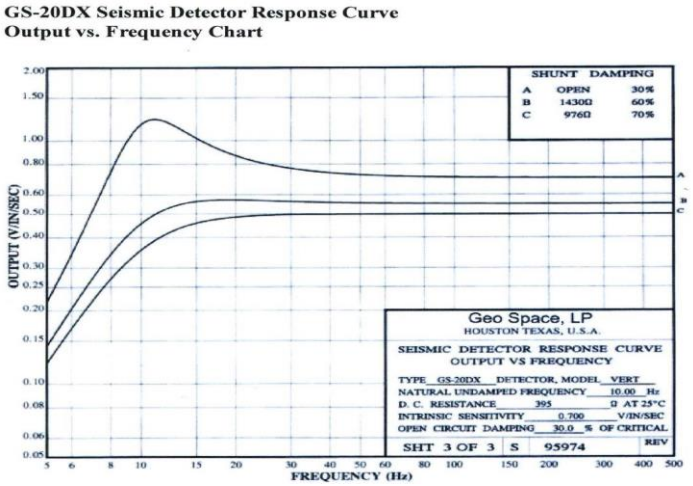


Hydraulic fracturing. Time-frequency map



Filtering

Предварительная обработка данных
Оценка уровня сигнала и сейсмического момента для: (i) перфорации, (ii) ГРП (iii) вытеснения



Technical characteristic of sensor GS-20DX

$$S = \frac{Sig * W}{IVS * K}$$

IVS – intrinsic voltage sensitivity [V/m/sec]
W – bit weight [nV]
S – signal [m/sec]
Sig – digital signal
K – gain constant

SGD SHF48:
IVS = 28 V/m/sec
$Sig \in [-2^{23}; 2^{23}]$
W = 598.4 nV
$K \in$ [1;4096]

Signal level:

Perforation: 1566.5 nm/sec
(Sig= 37530, K=512)
Shot– 1,1 kg, Perforation depth – 1253-1266 (4 shots)
SGD SHF96:
IVS = 56 V/m/sec
$Sig \in [-2^{23}; 2^{23}]$
W = 598.4 nV
$K \in$ [1;4096]

Fracking: 654.5 nm/sec
(Sig = 1960 , K= 32)

Passive monitoring : 174 nm/sec
(Sig = 2085, K=128)

Seismic Moment Magnitude:

(i)Perforation: -1.6

(ii) Fracking: -1.9

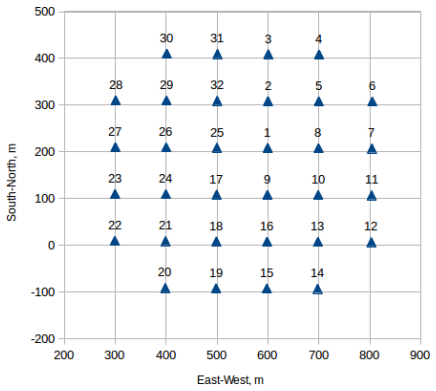
(iii) Passive monitoring: -2.3

Примеры систем наблюдения

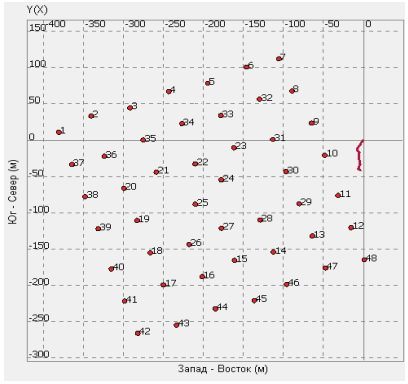
Features:

- **Small size of aperture (0,2 sq. km)**
- **High density of sensors: 200 sen./sq. km.**
- **Data sampling under 1 ms.**
- **Possibility of long duration observation (more 2 weeks).**

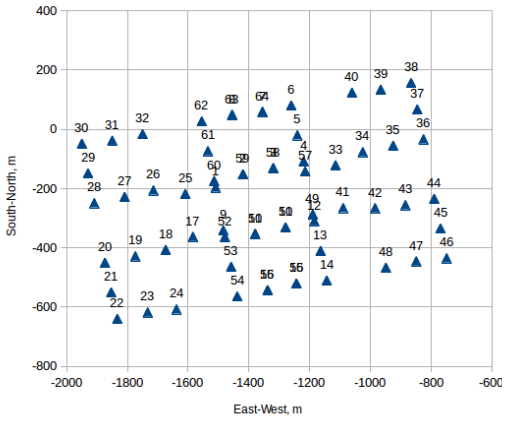
"Srediy Nazim" oilfield



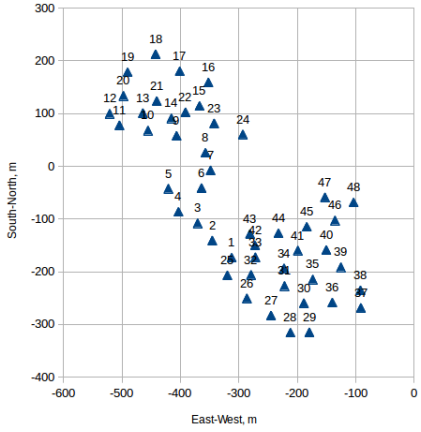
"Oimasha" oilfield



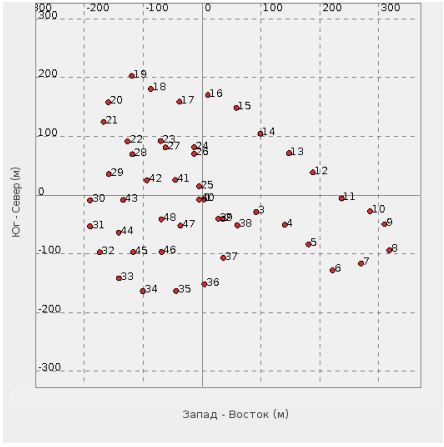
"Nazim" oilfield



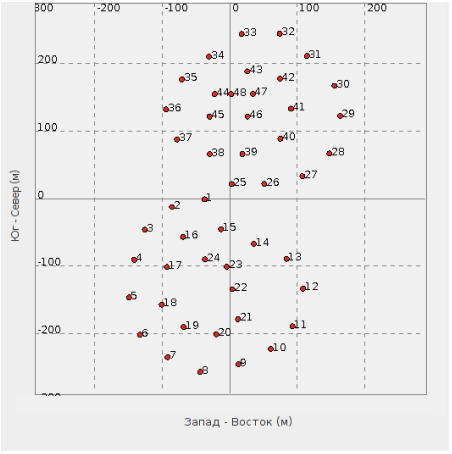
"Uzen" oilfield



"Ashiagar" oilfield

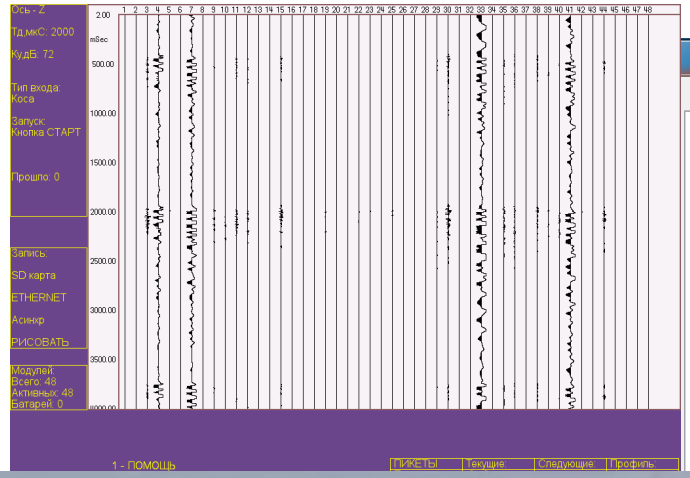


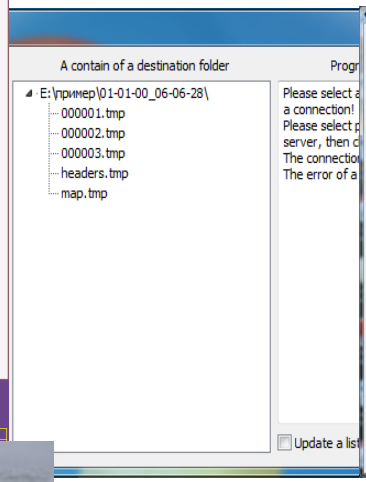
"Alatube" oilfield

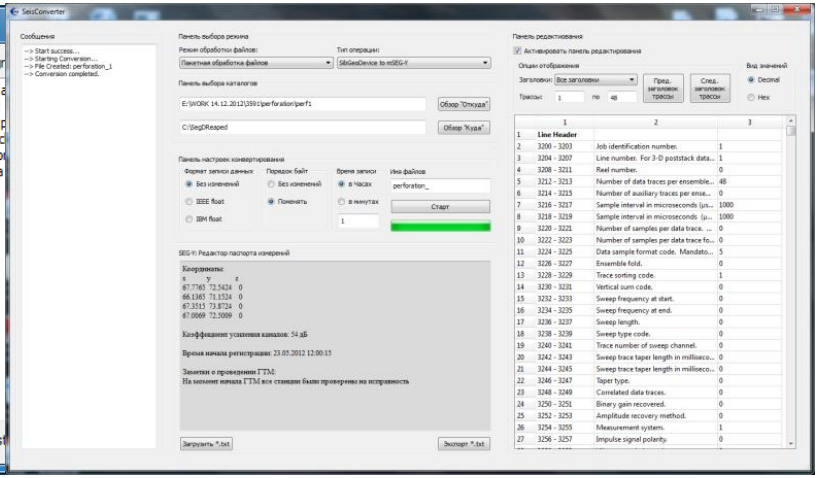


Программное обеспечение

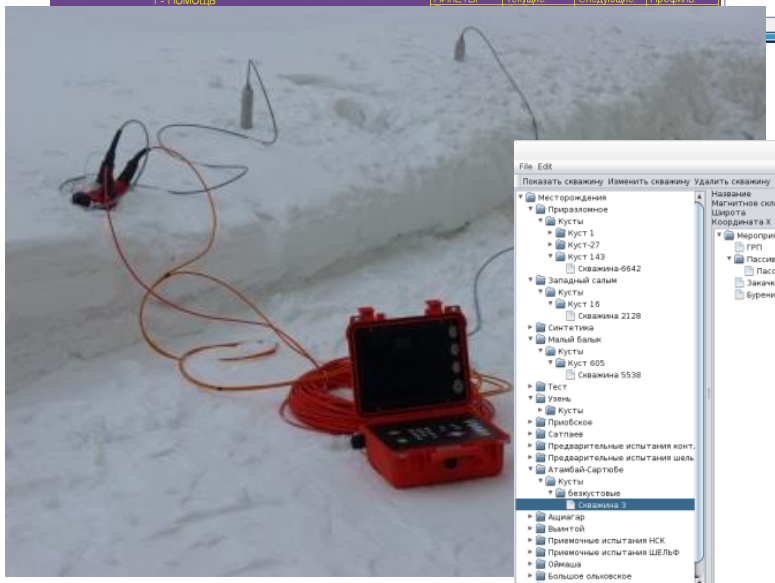
- Сбор данных

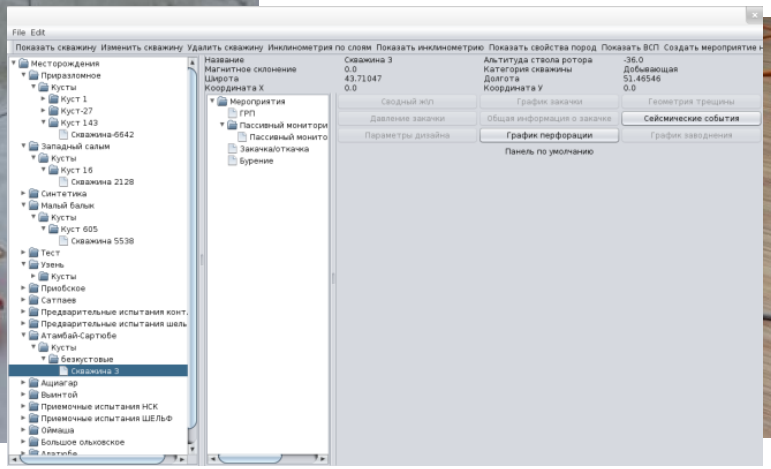






Database

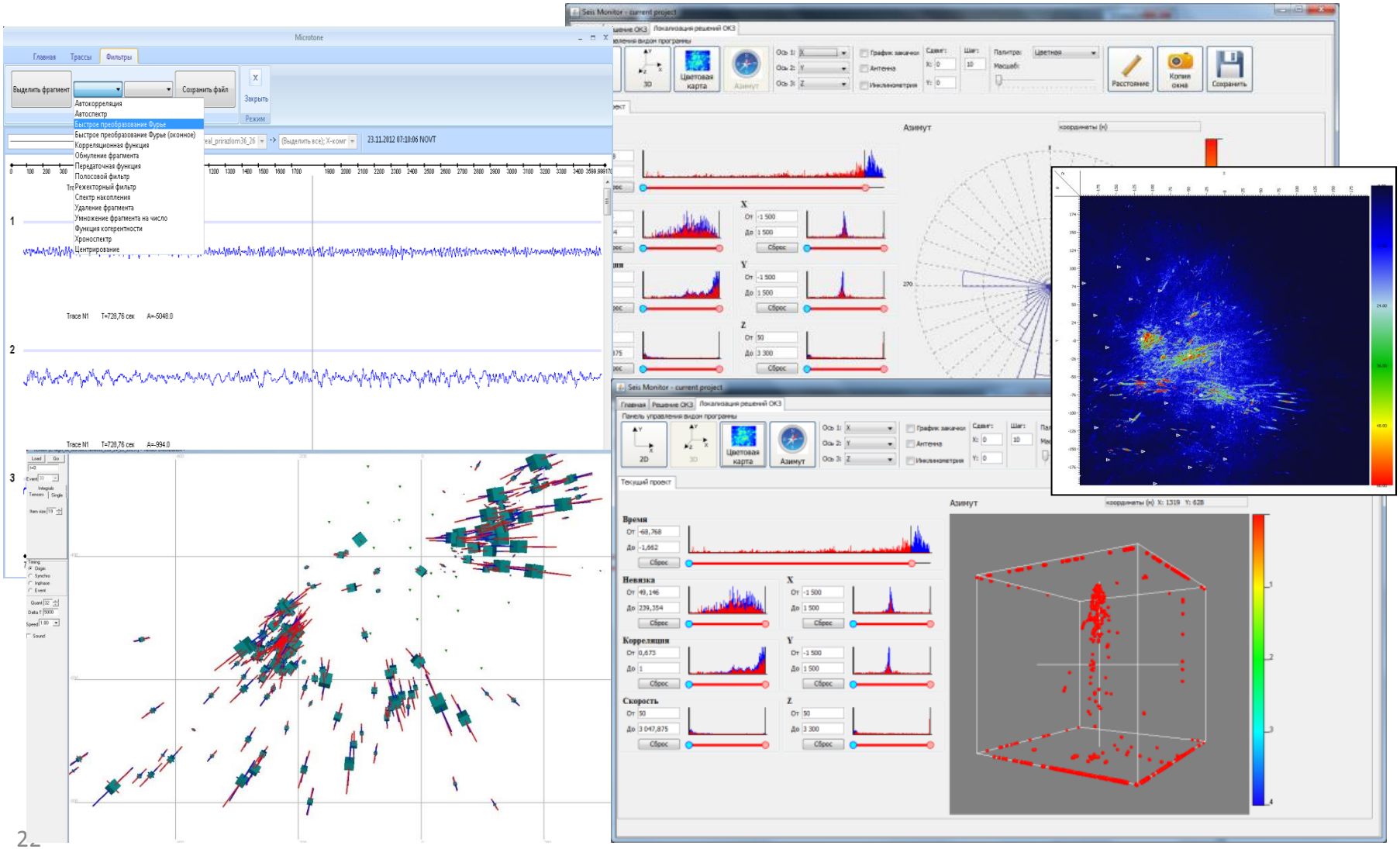




SGD 48D

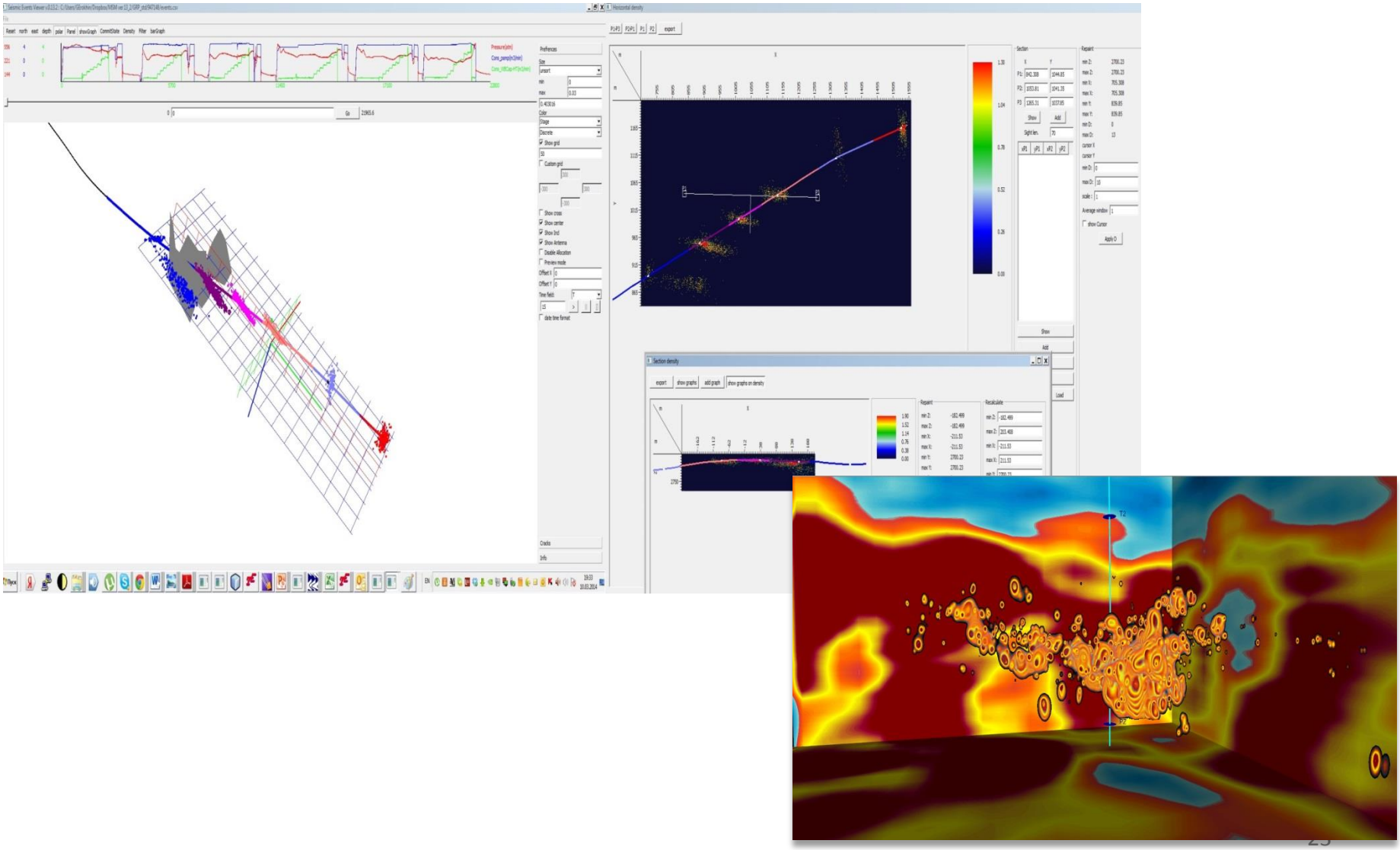
Программное обеспечение

- Суперкомпьютерная обработка



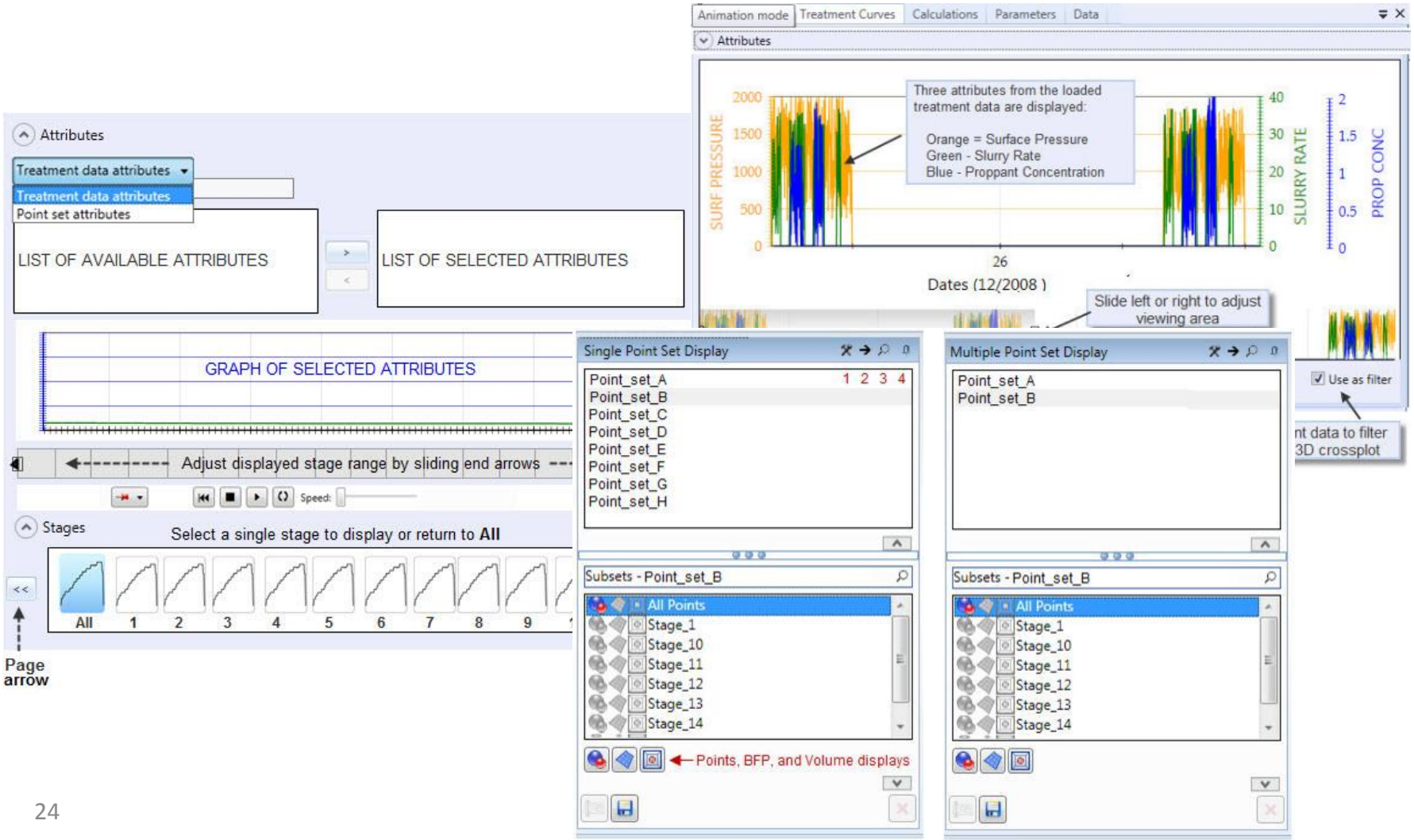
Программное обеспечение

- Трехмерная визуализация

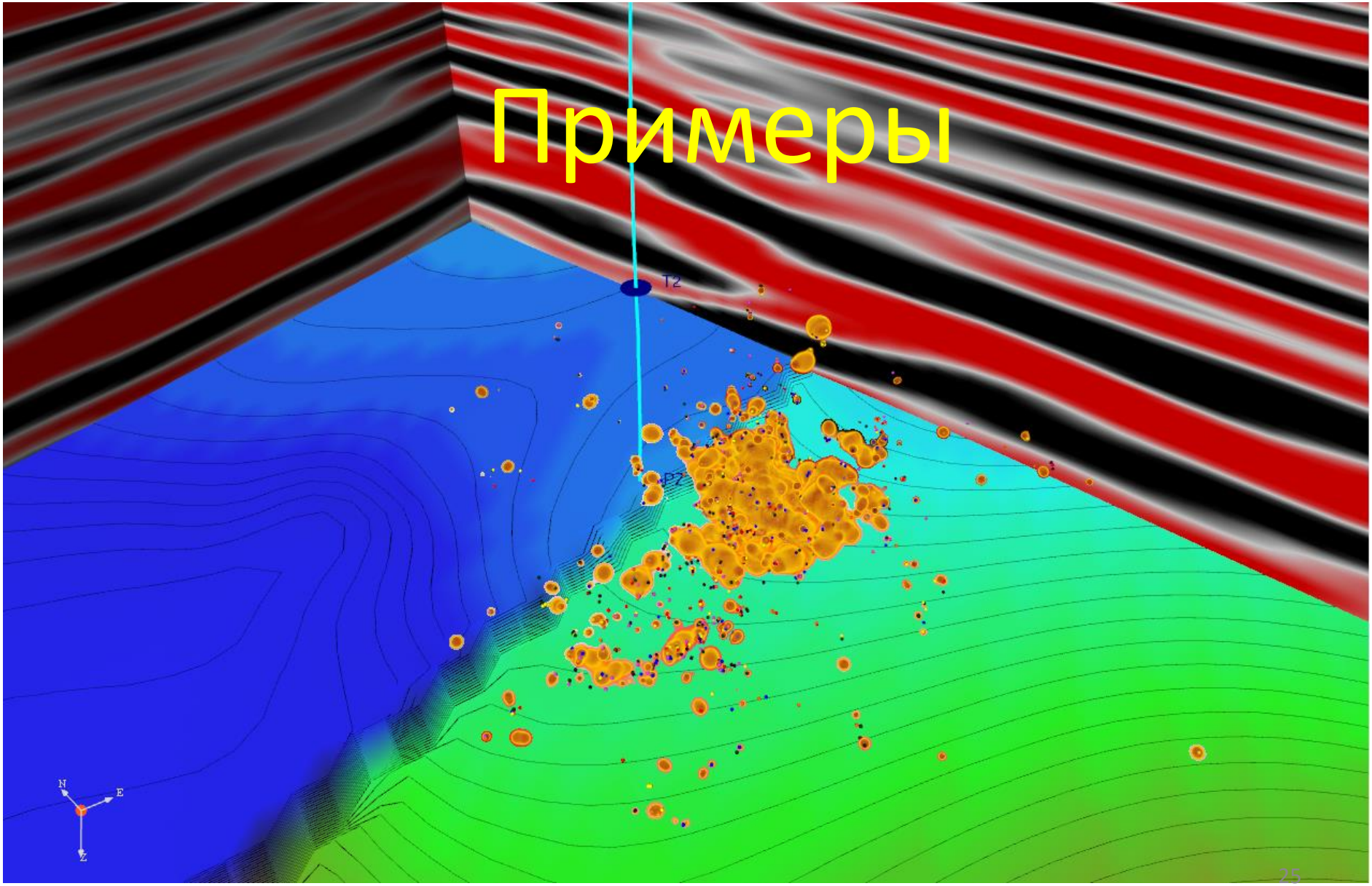


Программное обеспечение

- Интерпретация

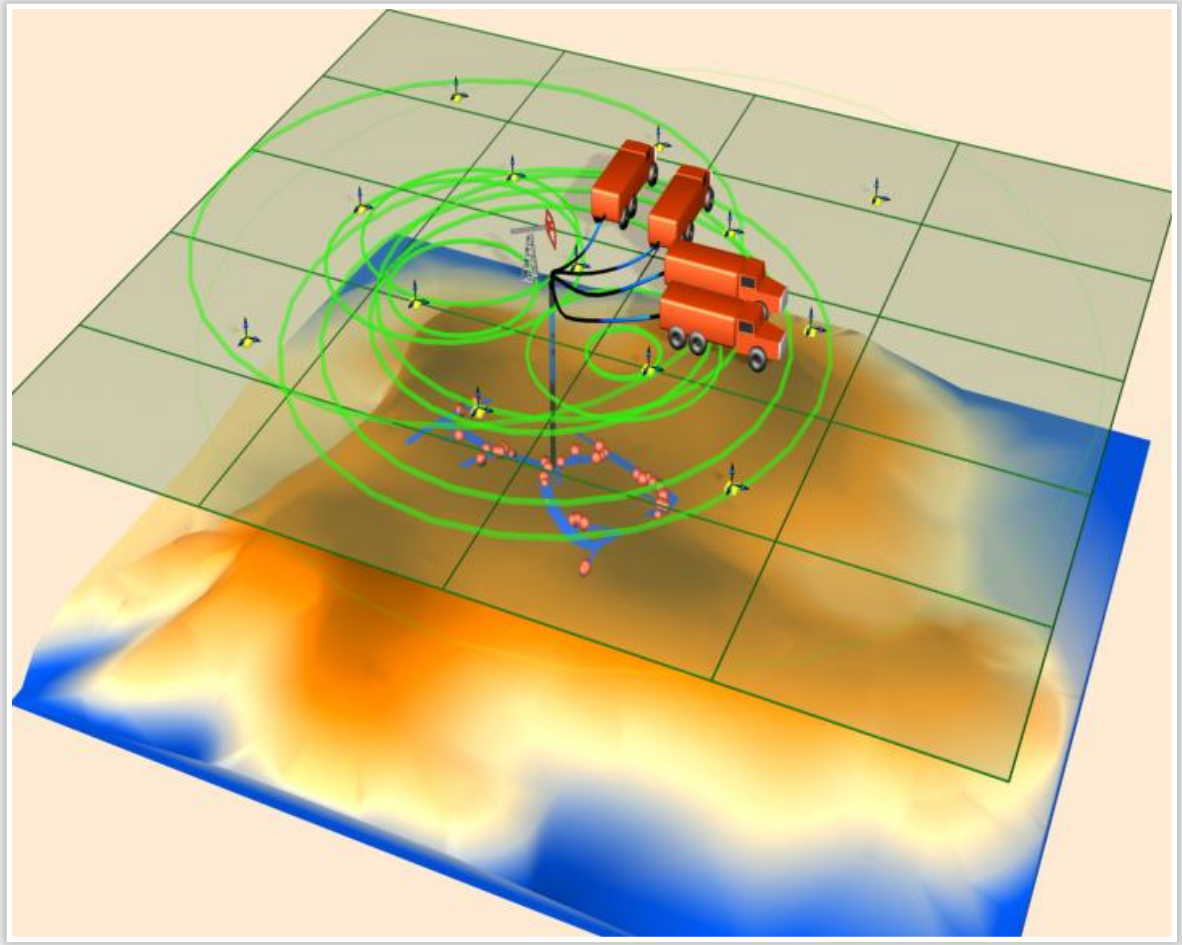


Примеры

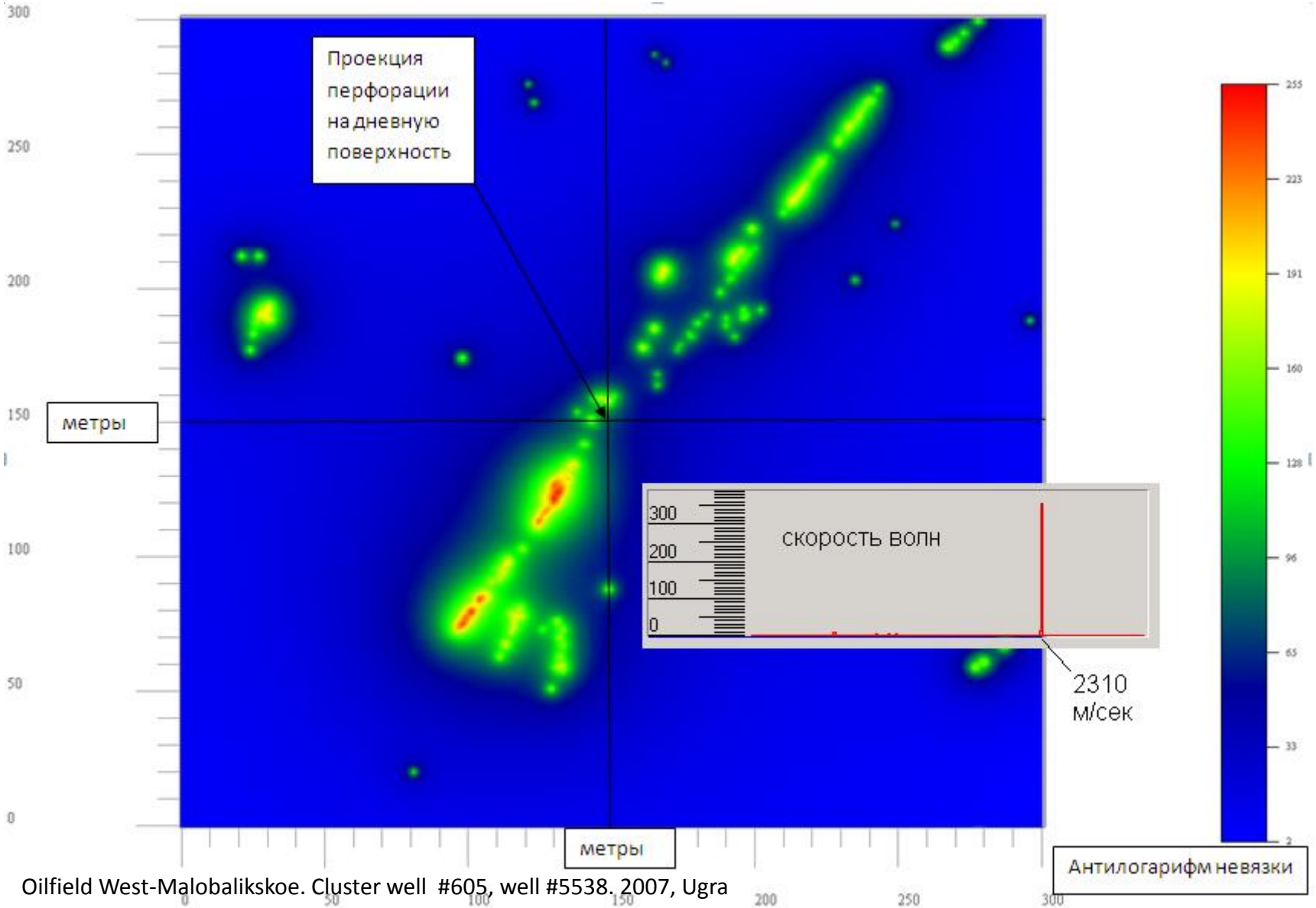


Область применения MicroseismicCSP

- Мониторинг ГРП
- Контроль вытеснения
- Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП
- Выявление зон питания добывающих скважин (на истощении)
- Выявление разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважины

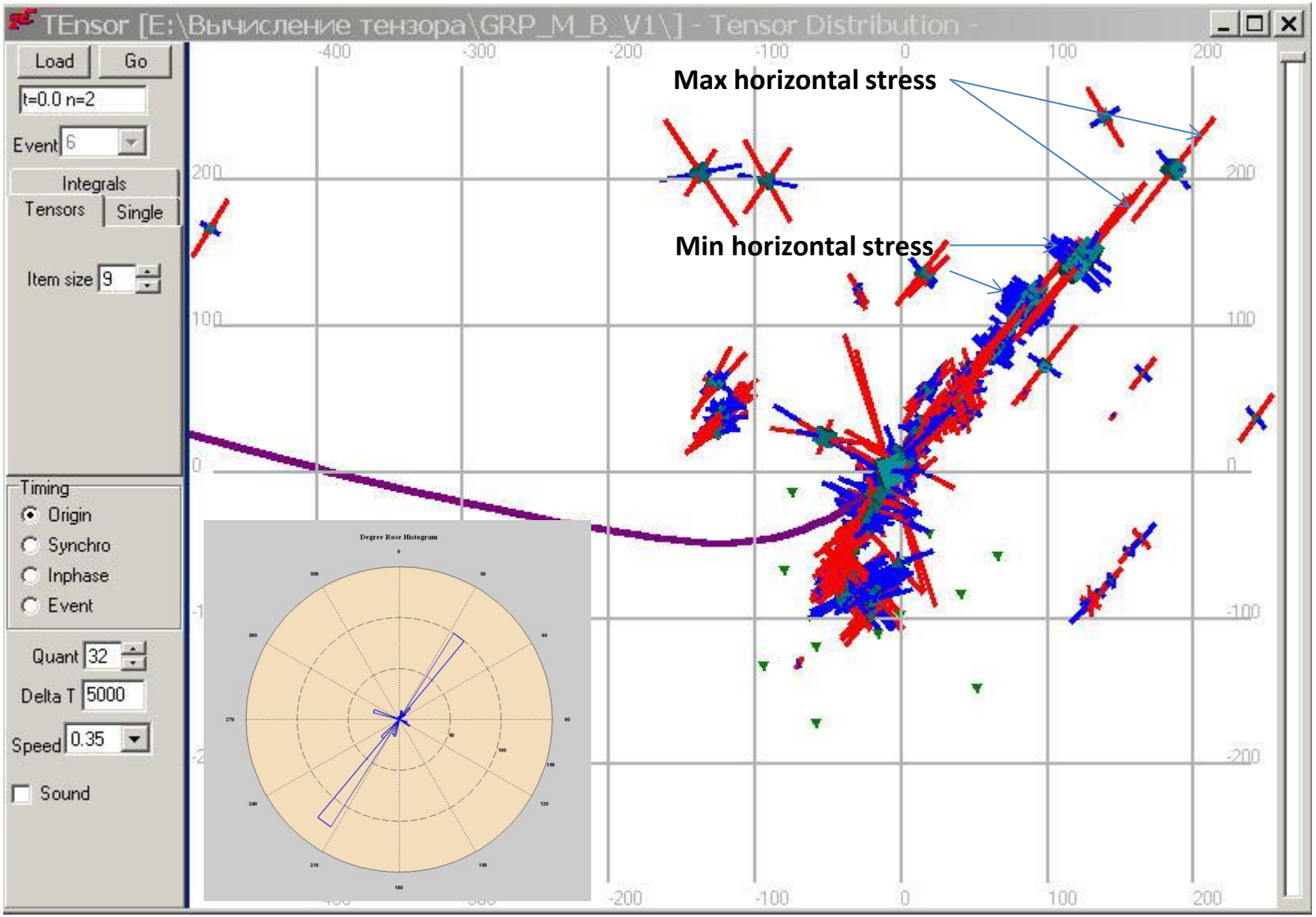


Пример #1: Мониторинг гидроразрыва пласта



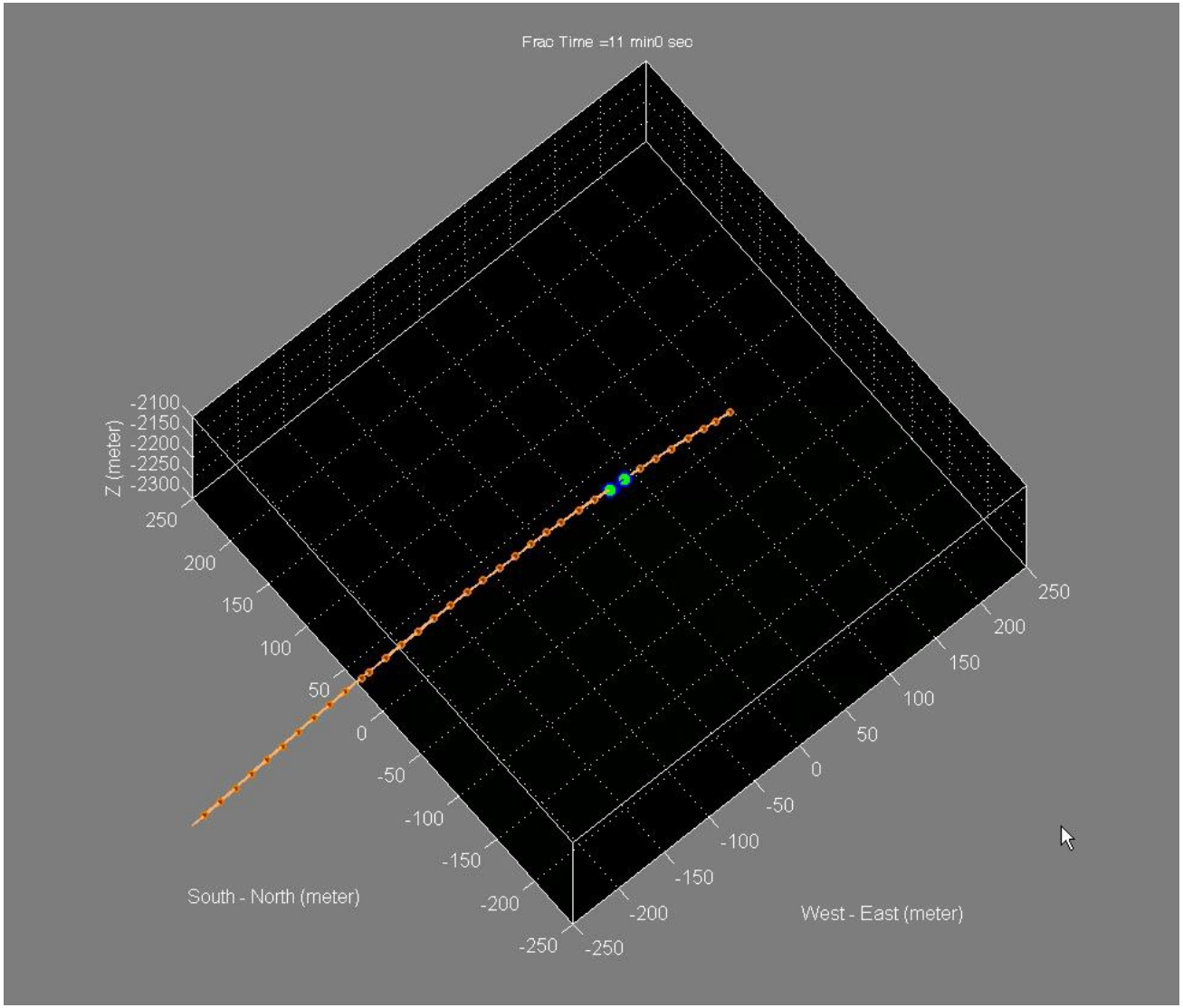
Oilfield West-Malobalikskoe. Cluster well #605, well #5538. 2007, Ugra

Пример#1: Механизм в источнике. Направления главных осей напряжения при гидроразрыве пласта



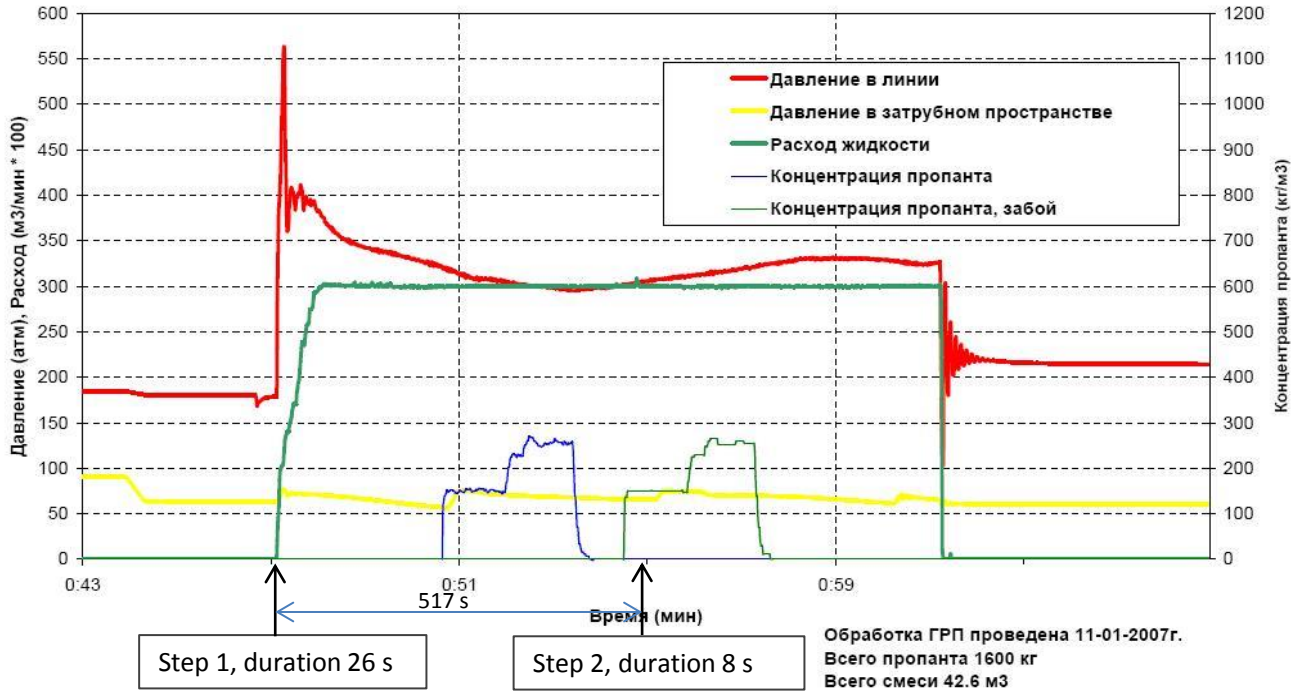
Oilfield West-Malobalikskoe. Cluster well #605, well #5538. 2007, Ugra

Пример#2: Формирования односторонней трещины



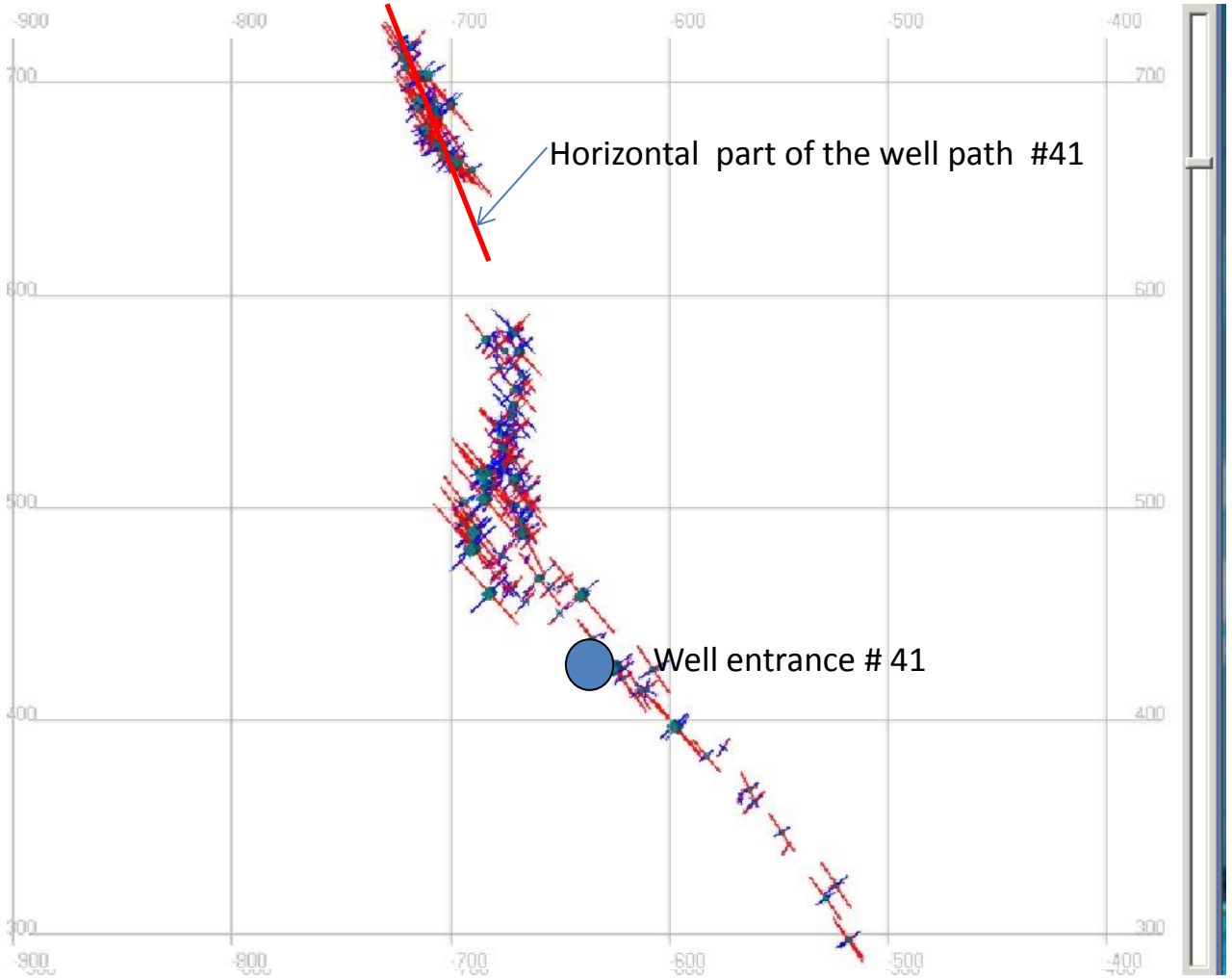
Oilfield Ugno-Khilinchuskoe, well 2011, Komi, 2011

Пример #3: Реальное подтверждение на практике. Случай большой трещины при ГРП



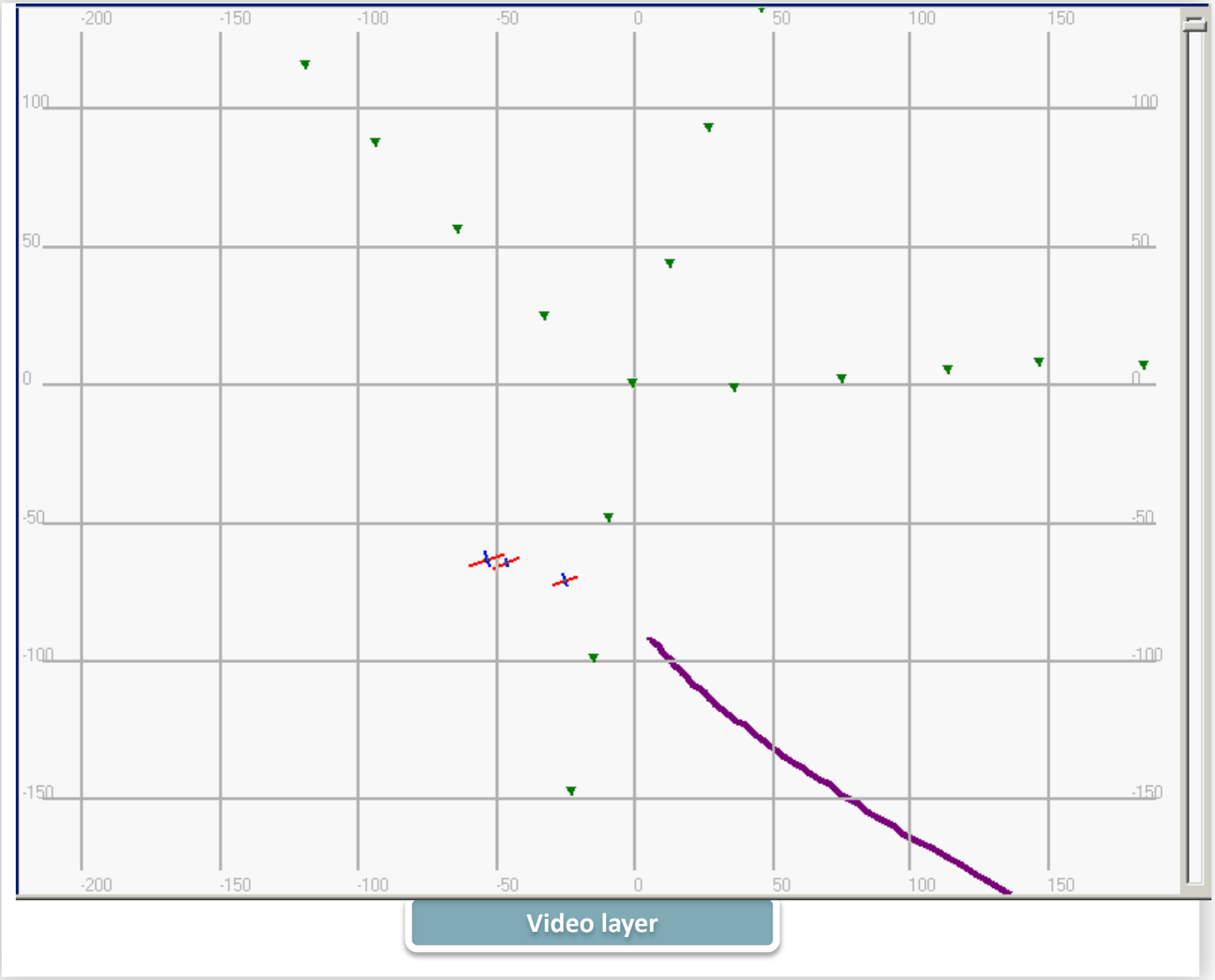
Mini-fracturing. Galianovskay oilfield, UGRA, 2007, well cluster #1, well #39, depth 2538 m, Crack length 510 m, Tight oil (Bashenovsky suite), RefTek

Пример#3: Картирование микросейсмических событий Стадия 1 и стадия 2 в квази-реальном времени (видео)



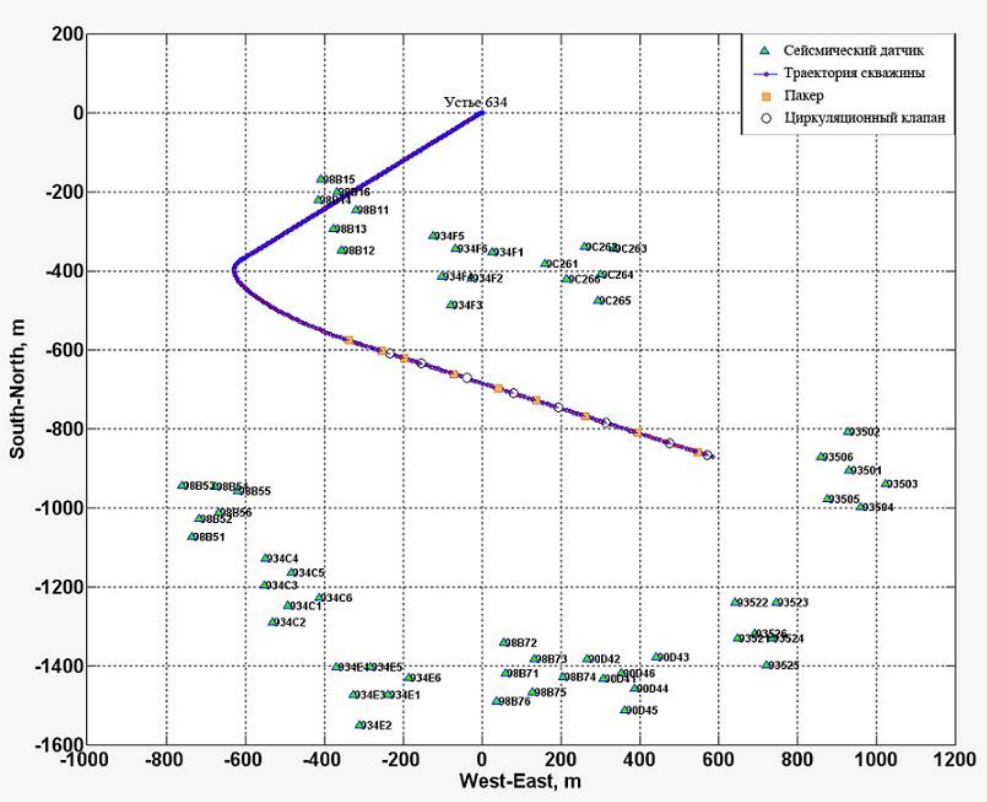
The oil influence of well #41 fell down from 60 tons per day to 40 tons per day **at the next day after fracturing** in well #39

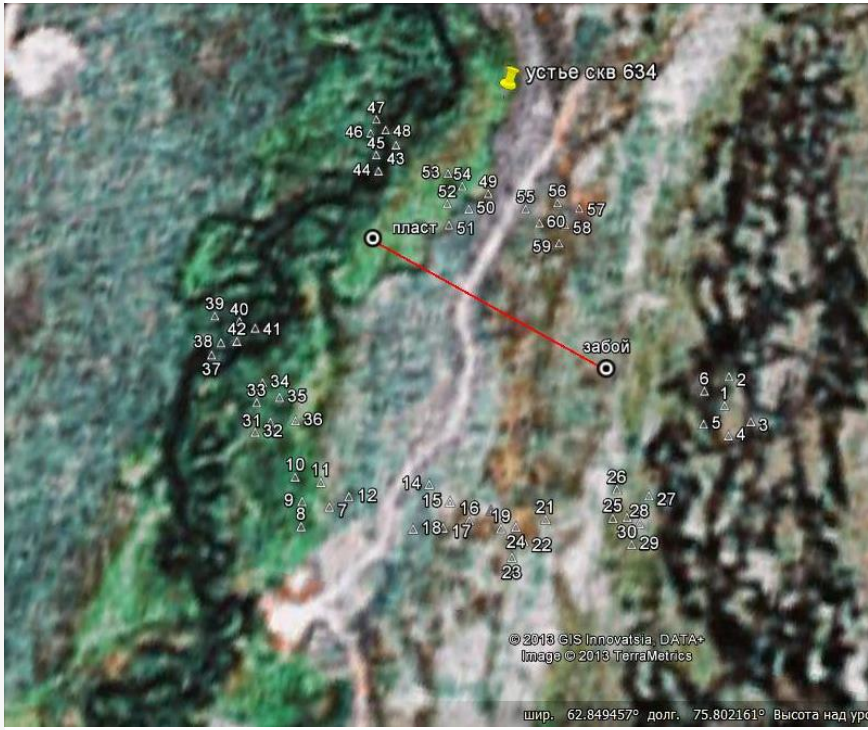
Пример#4: Картирование микросейсмических событий при гидроразрыве пласта в плане



Oilfield Prirazlomnoe. Cluster well #143, well 6642, depth 2640, Ugra, 2005

Пример#5: Многостадийный гидроразрыв

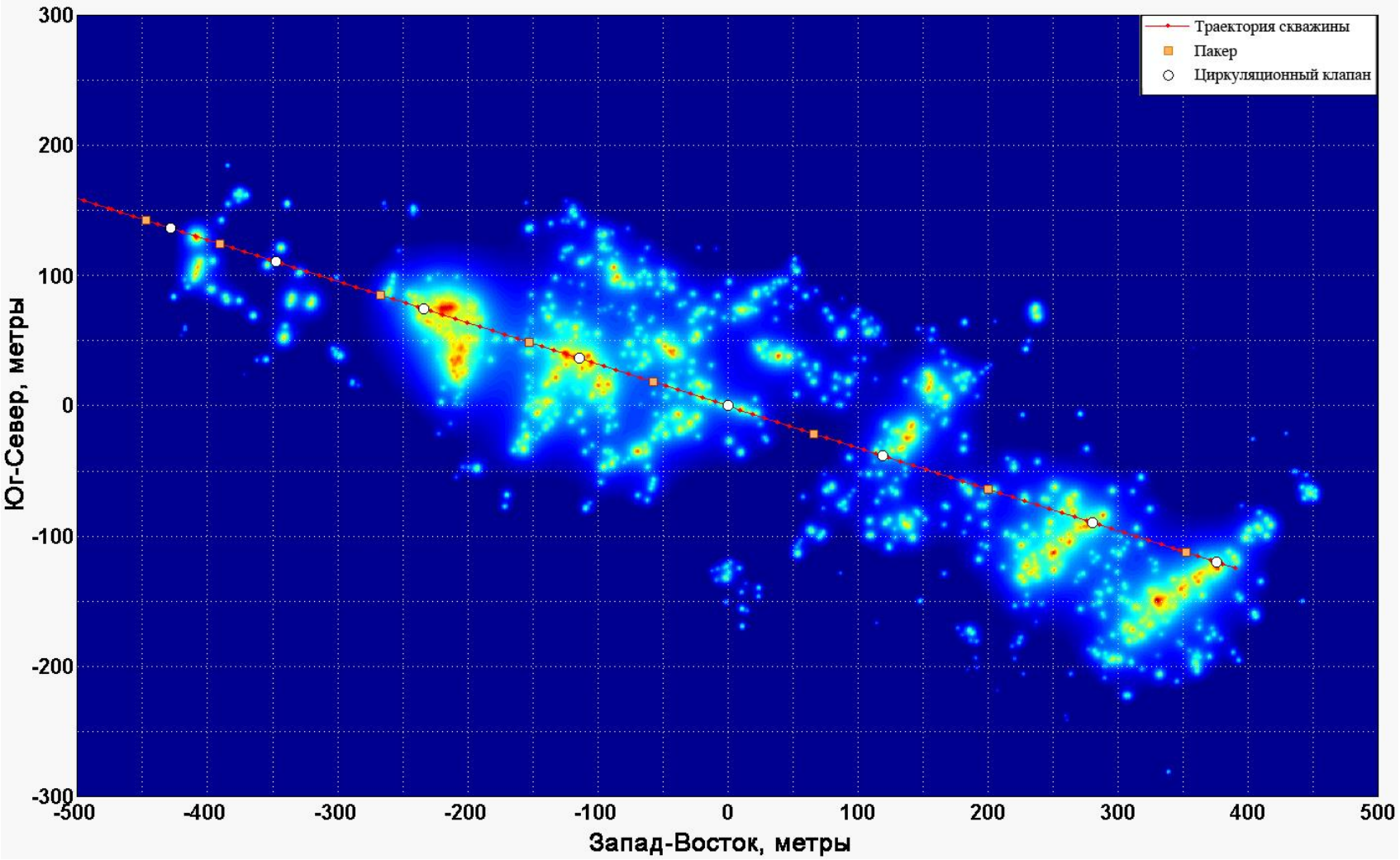




Layout of surface sensors.

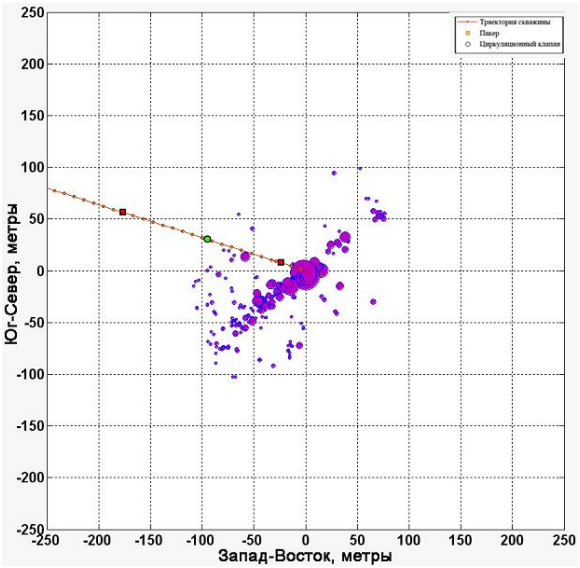
Oilfield Vientoskoe, cluster well #11, well #634G, 2013, Ugra

Пример#5: Многостадийный гидроразрыв. Суммарные результаты мониторинга 7 – стадийного гидроразрыва пласта

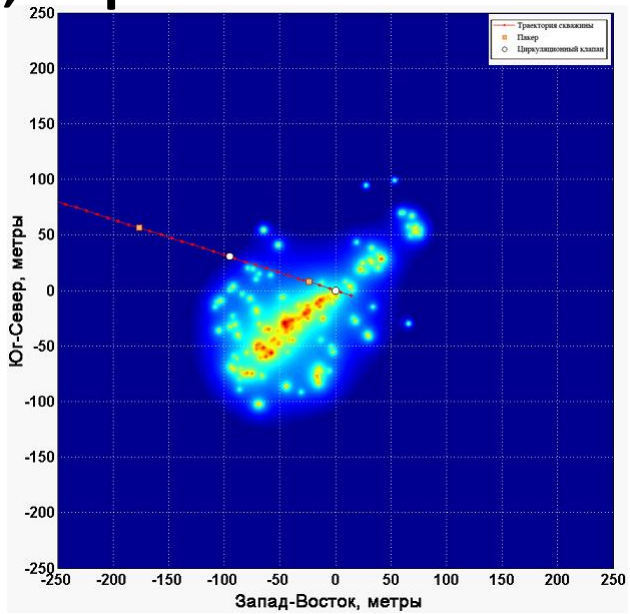


Oilfield Vientoskoe, cluster well #11, well #634G, 2013, Ugra

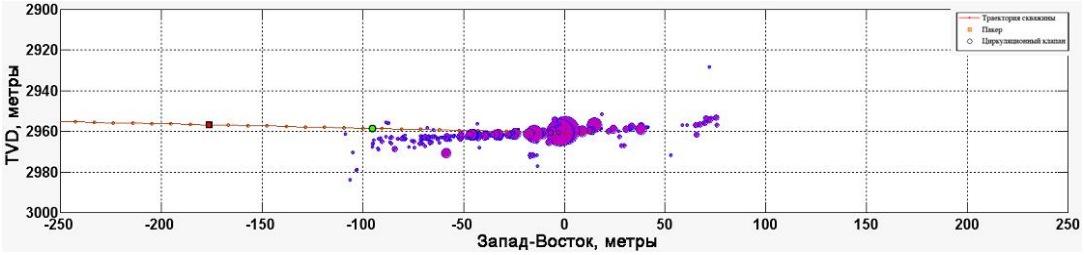
Пример#5: Многостадийный гидроразрыв. Результаты мониторинга гидроразрыва пласта, порт 1



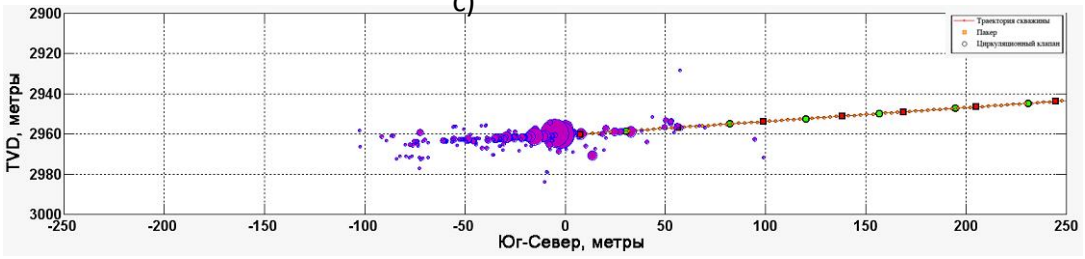
a)



b)



c)

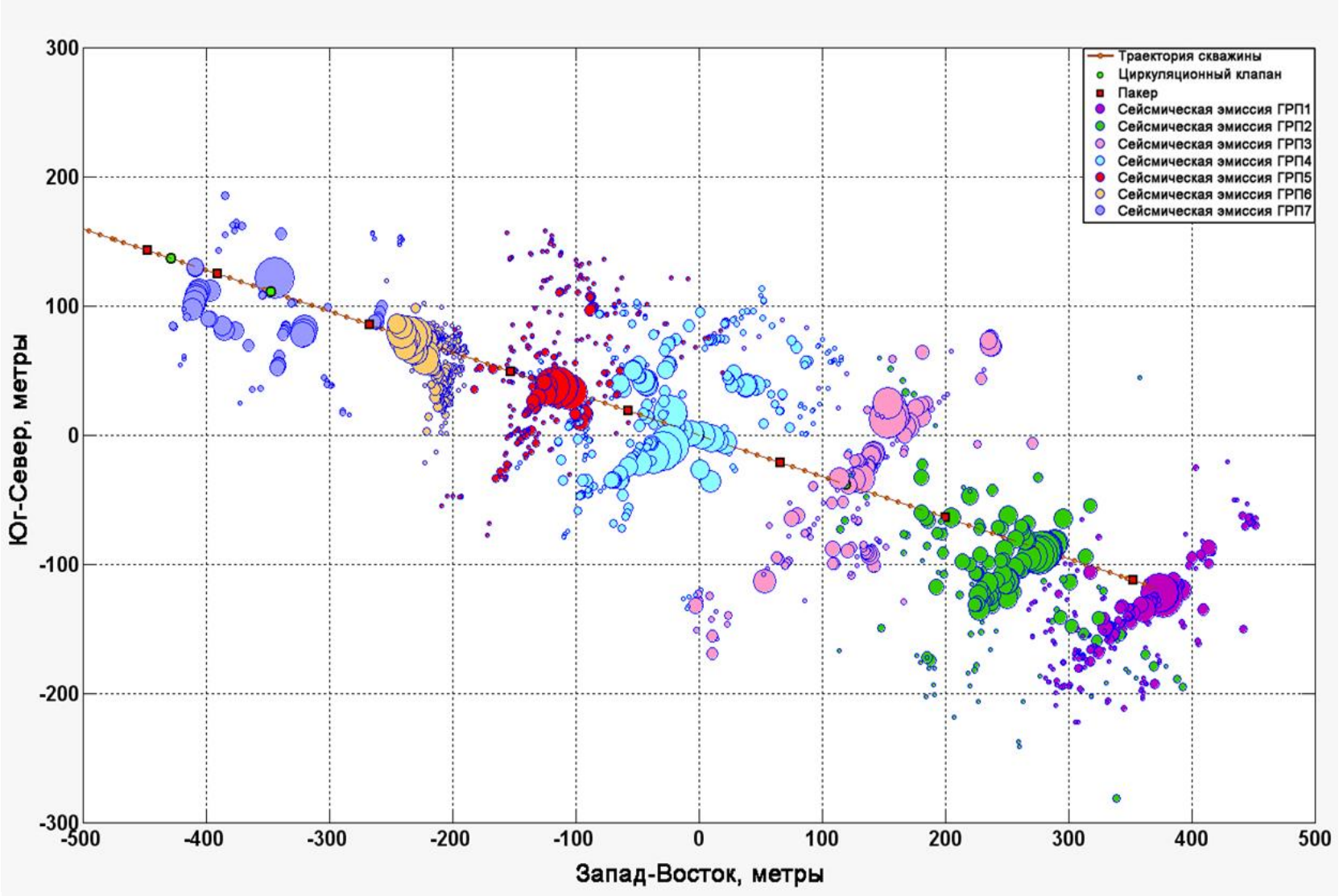


d)

The density of distribution of the sources of seismic emission projection on the horizontal plane of - a) b) and vertical c) and d)

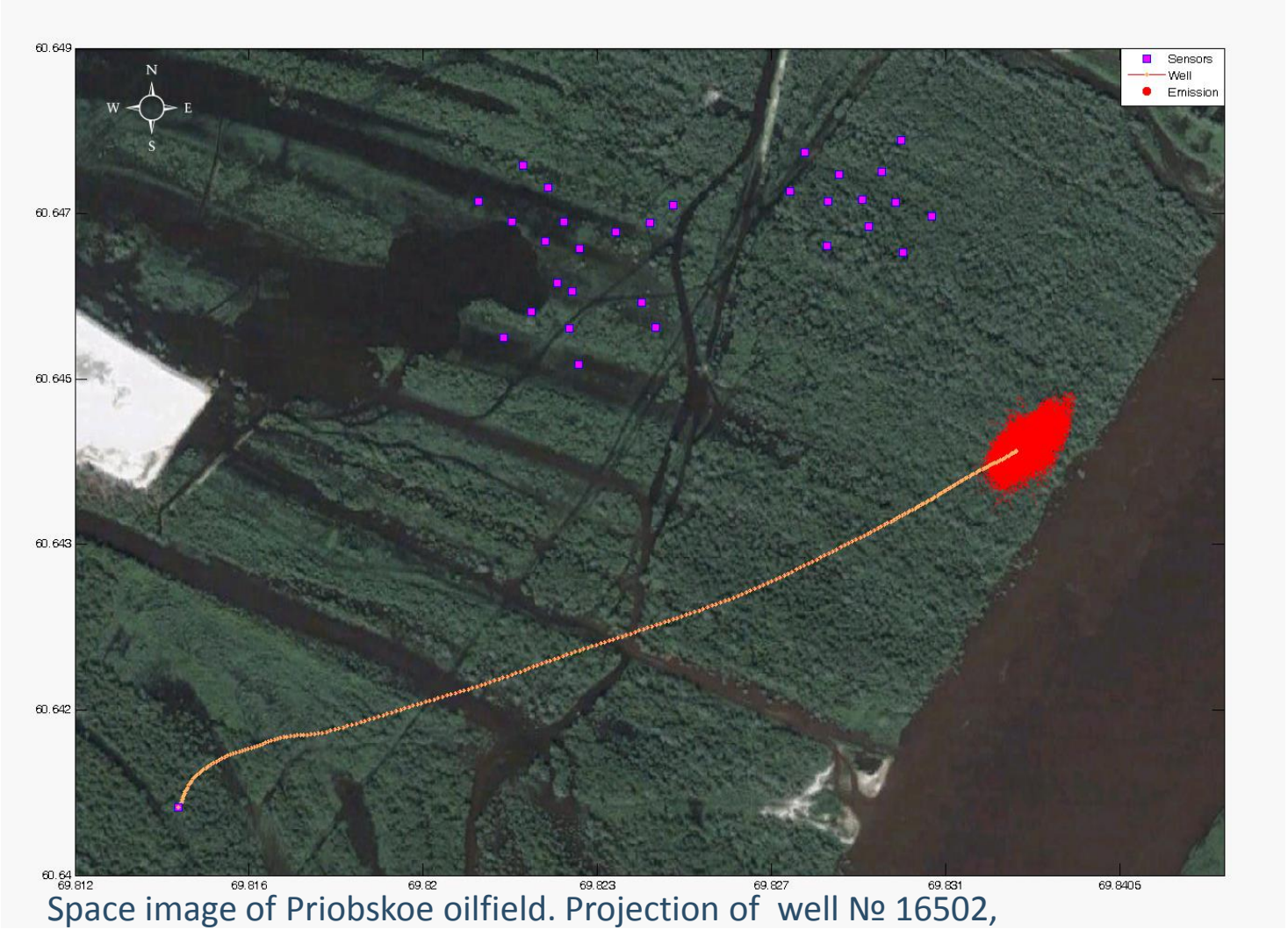
Oilfield Vientoskoe, cluster well #11, well #634G, 2013, Ugra

Пример#5: Многостадийный гидроразрыв (видео)



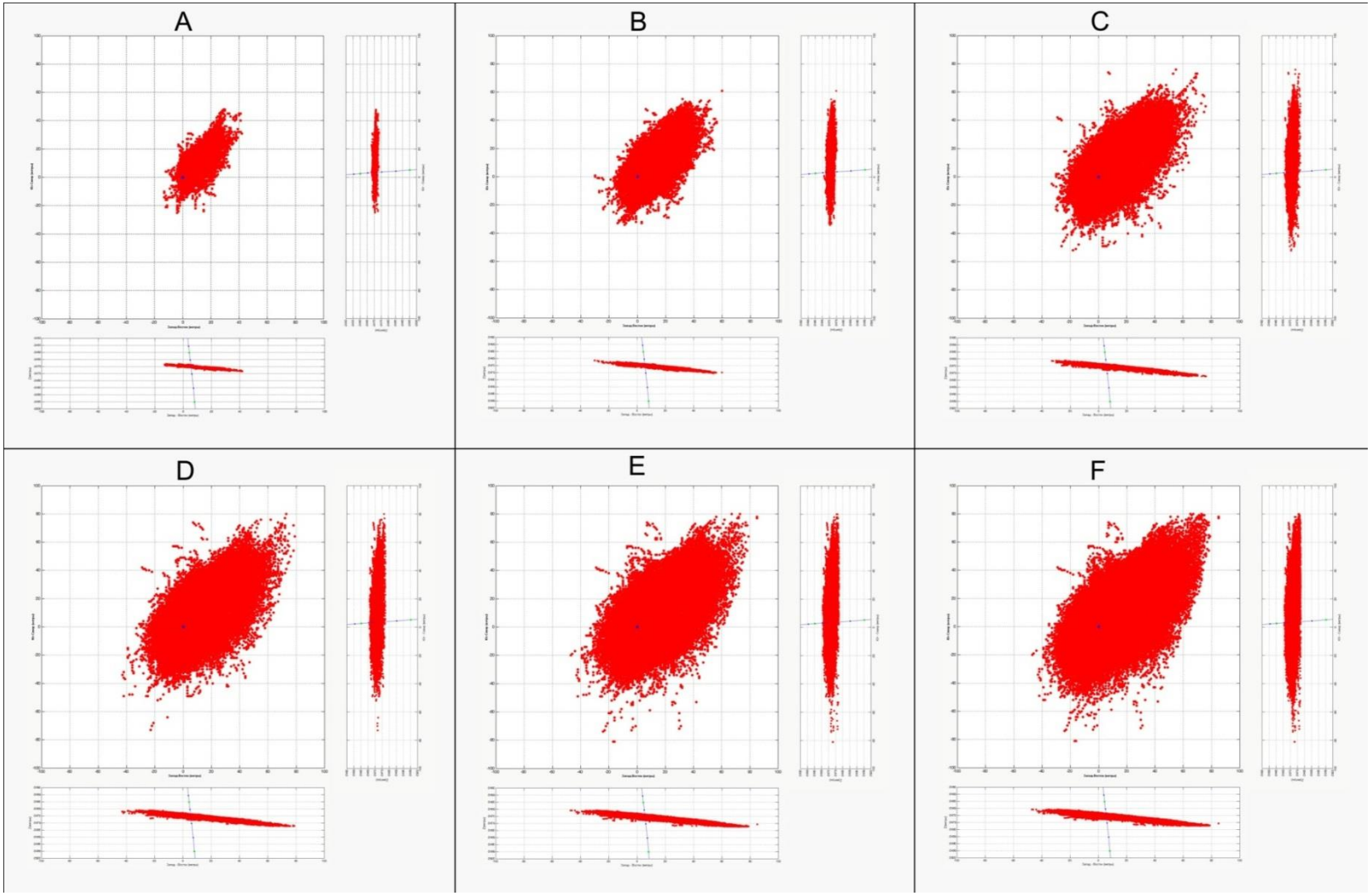
Oilfield Vientoskoe, cluster well #11, well #634G, 2013, Ugra

Пример#6: Контроль фронта вытеснения при закачке рабочего агента в пласт



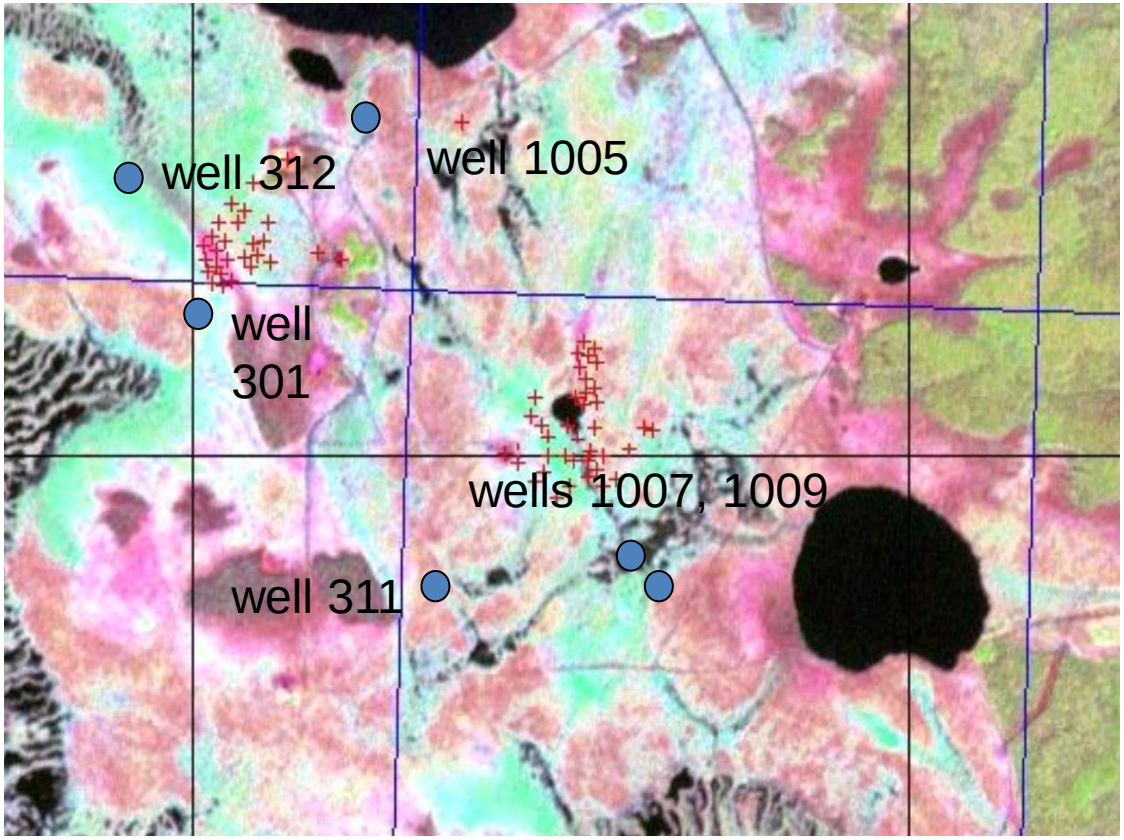
Space image of Priobskoe oilfield. Projection of well № 16502, sources of seismic emission and sensors on the day surface. Depth 2403. Ugra, 2010.

Пример#6: Закачка воды в пласт. Распространение заводнения в соответствии с расширением зон сейсмической активности. Шаг- 100 часов.



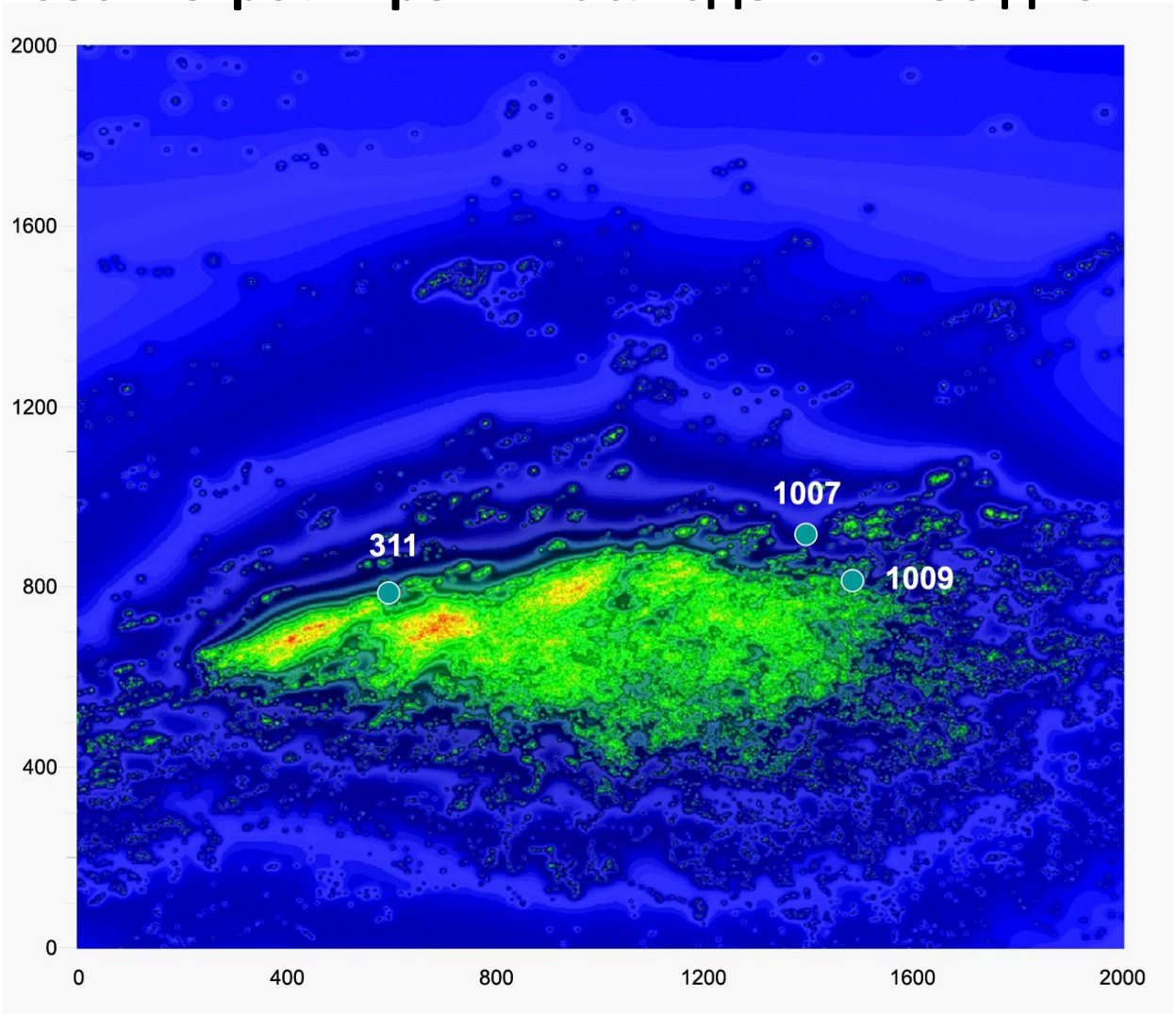
Top view (center), east view (right) and north view (bottom) of the microseismic cloud (A) 100 hr, (B) 200 hr, (C) 300 hr, (D) 400 hr, (E) 500 hr, (F) 600 hr after the start of the injection

Пример#7: Выявление зон питания добывающих скважин (на истощении). Расположение поверхностных регистраторов и нефтяных скважин



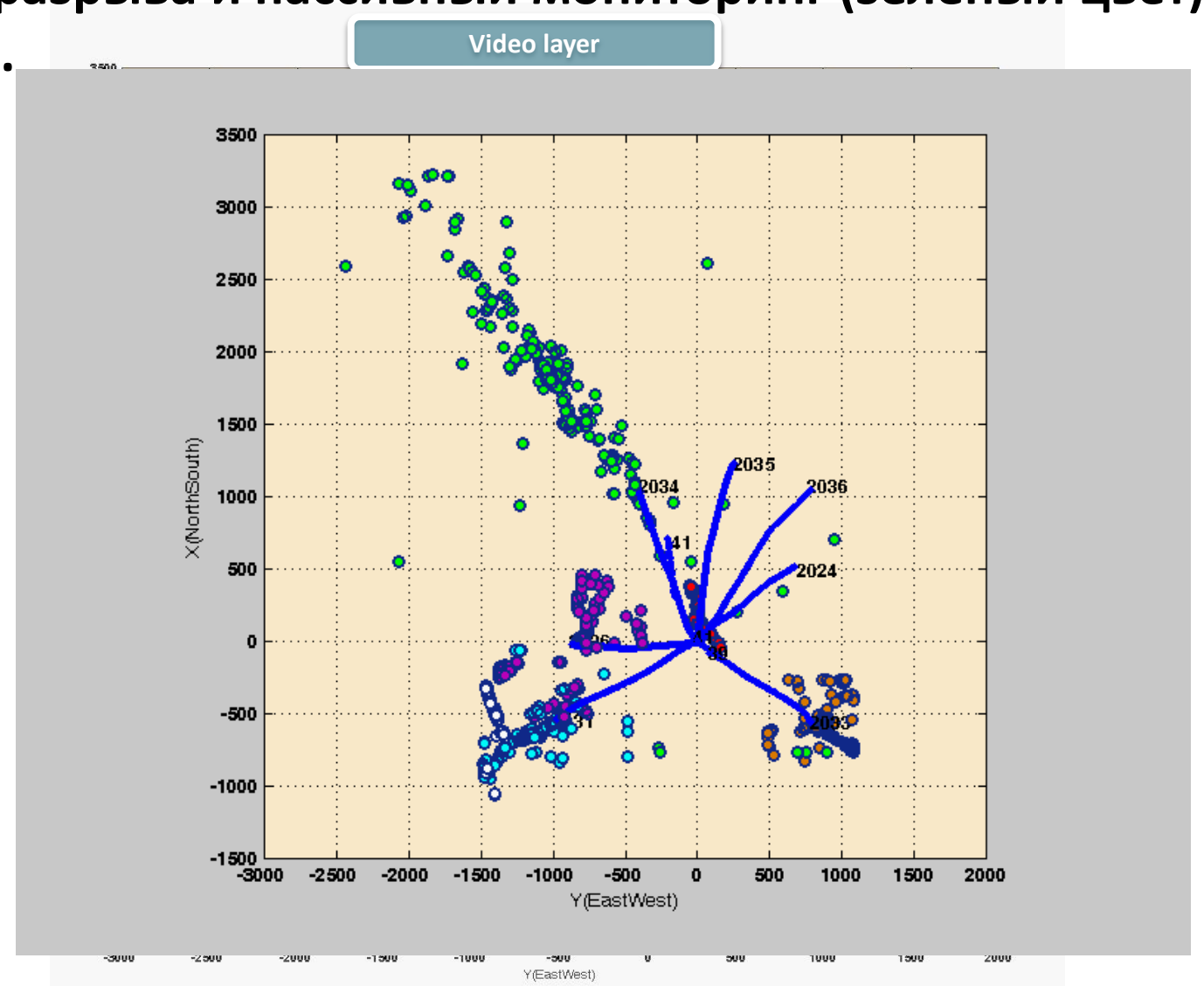
Geometry of the surface receiver array, wells. Deposit Lebyazhye. The depth is 2680 meters. Red cross – sensors. The period of monitoring is 30 days. 2006, Ugra.

Пример#7Выявление зон питания добывающих скважин. Результаты микросейсмической активности на глубине 2680 метров. Время наблюдения – 30 дней



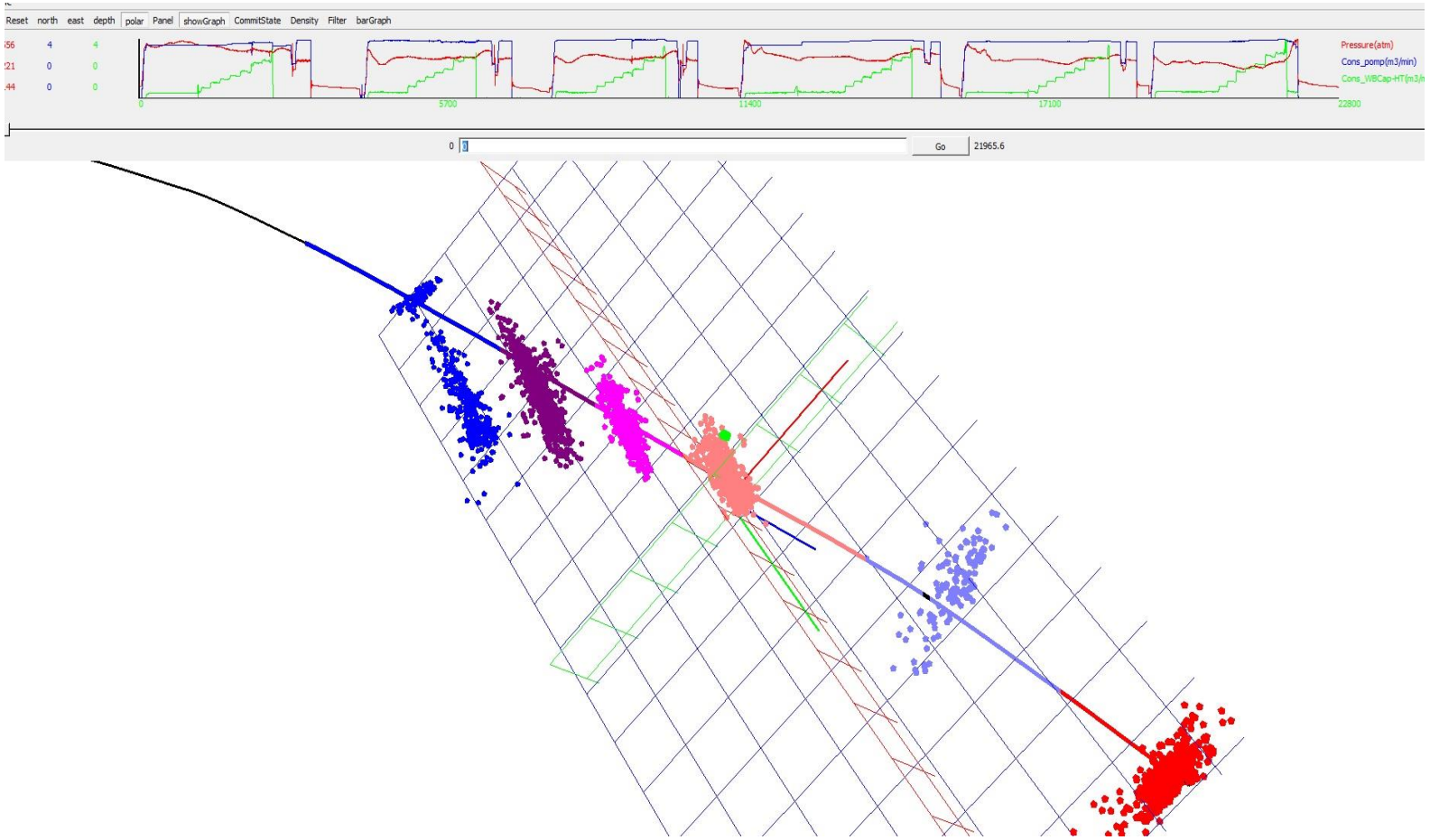
Oilfield Lebyazhye, 2006, Ugra

Пример#8: Микросейсмический мониторинг гидроразрыва и пассивный мониторинг (зеленый цвет). Видео.



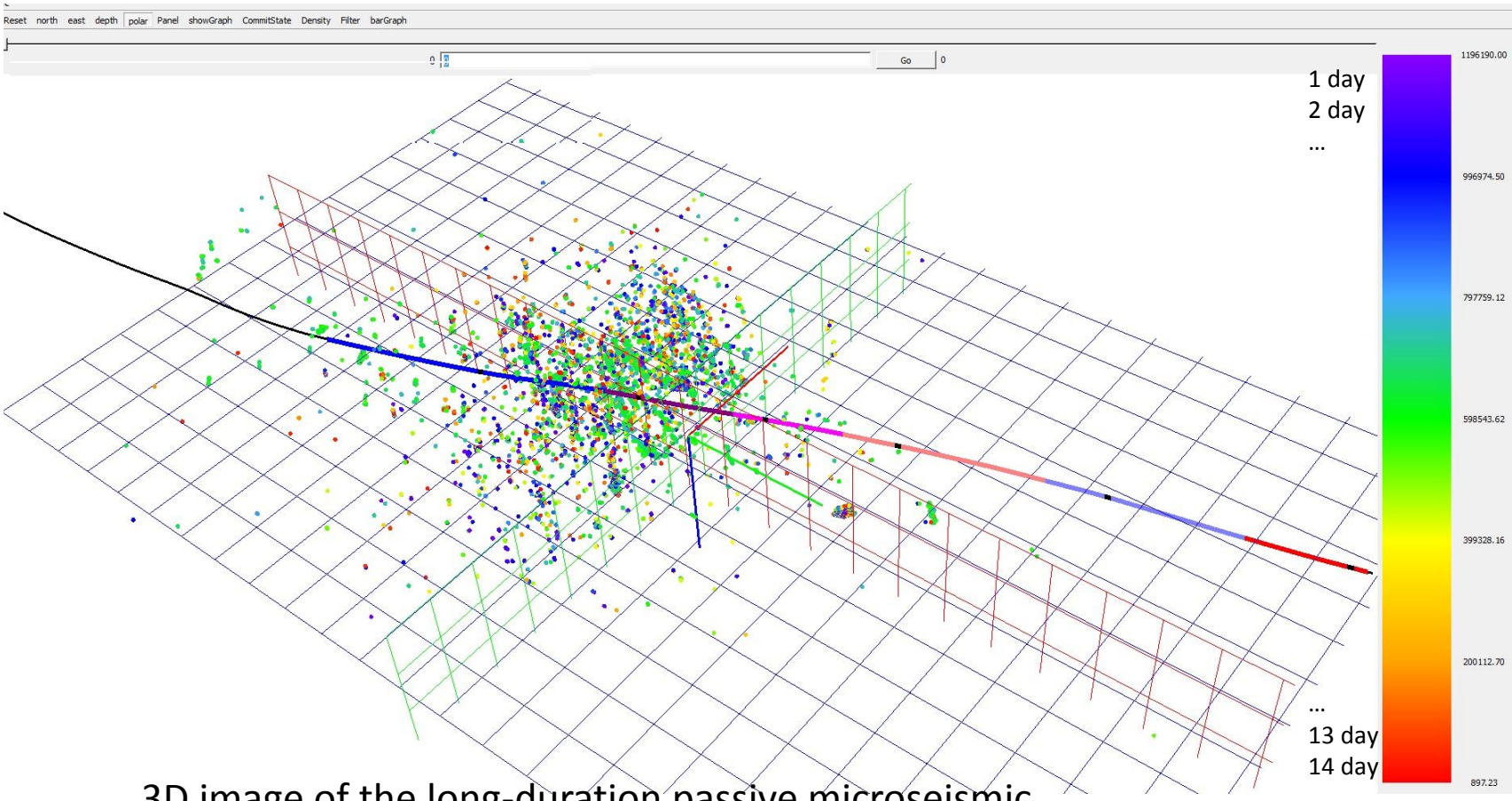
Well cluster #1. Galianovskay oilfield, UGRA, 2007. Tight oil (Bashenovsky suite)

Пример#9: Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП. Результаты мониторинга ГРП.



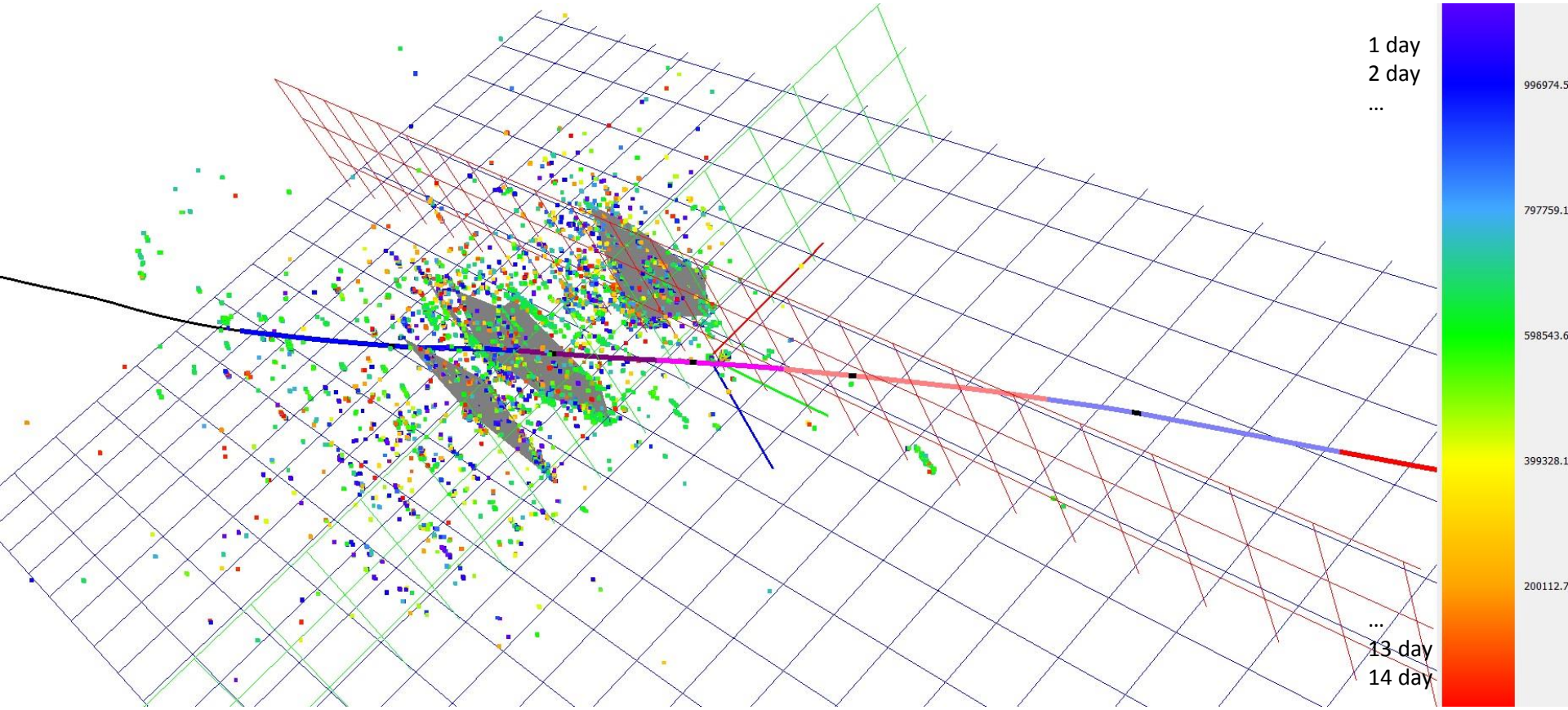
3D image of microseismic monitoring the multistage fracturing. Well 100G. Grid step 50m. Oilfield Srednenazimskay. Depth – 2700 m. West Siberia, 2013

Пример#9: Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП. Результаты пассивного мониторинга



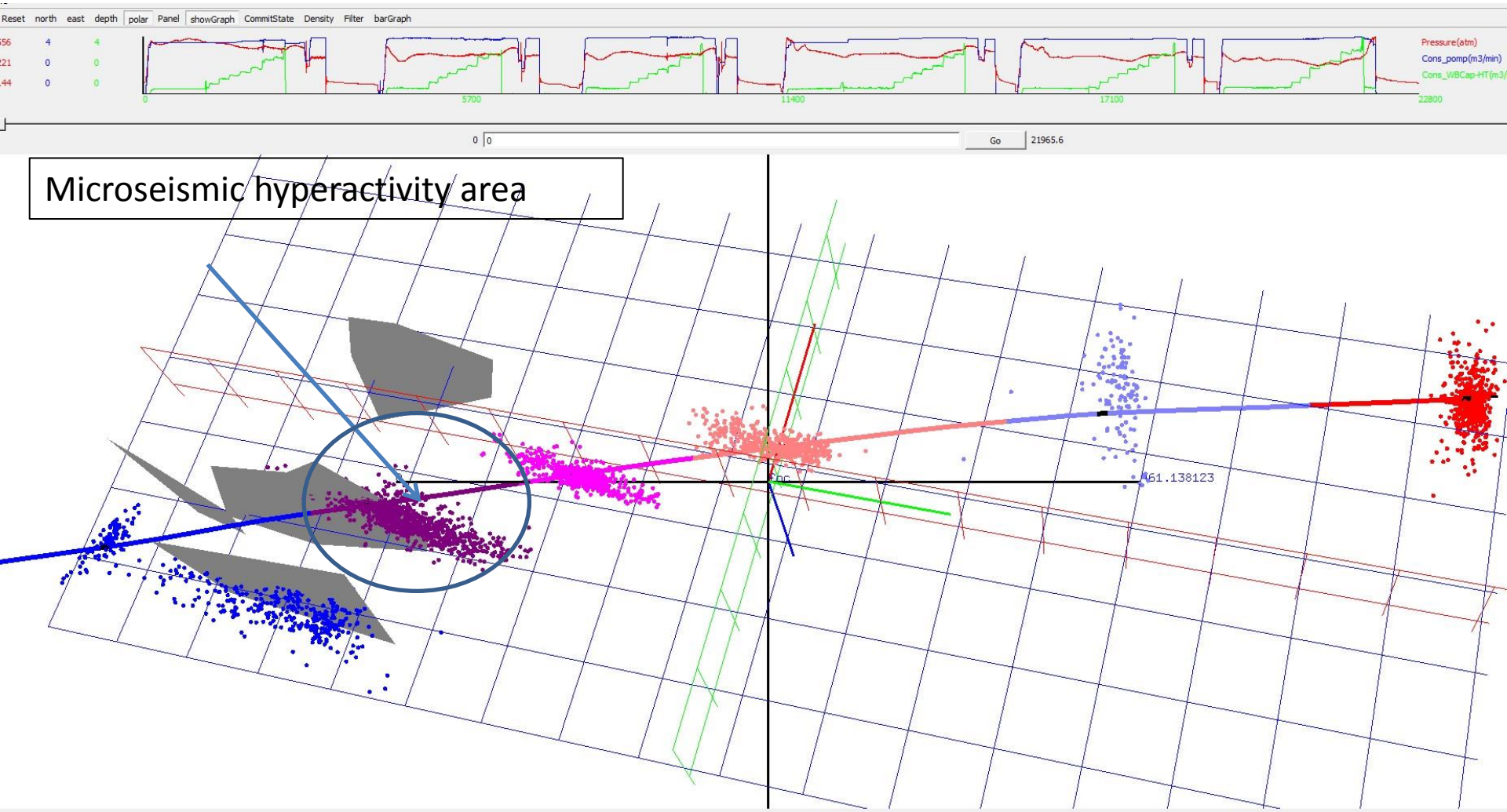
3D image of the long-duration passive microseismic monitoring after multistage fracturing. Grid step 50m. Well 100G. Oilfield Srednenazimskay. West Siberia, 2013

Пример#9: Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП . Результаты пассивного мониторинга



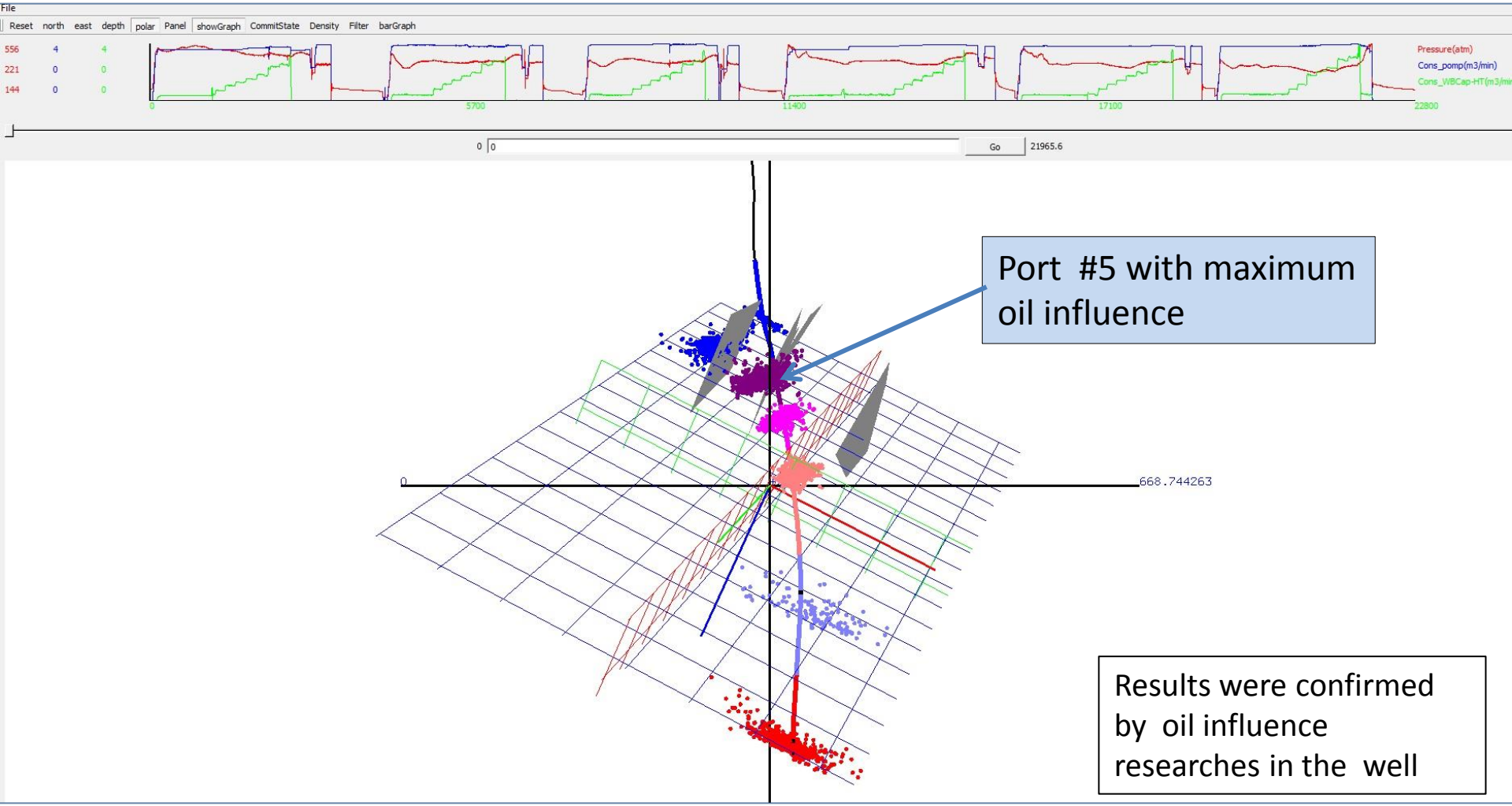
3D image of the long-duration passive microseismic monitoring after multistage fracturing with fault-block structure mapping. Grid step 50m. Well 100G. Oilfield Srednenazimskay. West Siberia, 2013

Пример#9: Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП. Совместная интерпретация.



3D image of microseismic monitoring of multistage fracturing with fault-block structure mapping. Well 100G. Grid step 50m. Oilfield Srednenazimskay. West Siberia, 2013

Пример#9: Оценка продуктивности портов после многостадийного ГРП. Совместная интерпретация.

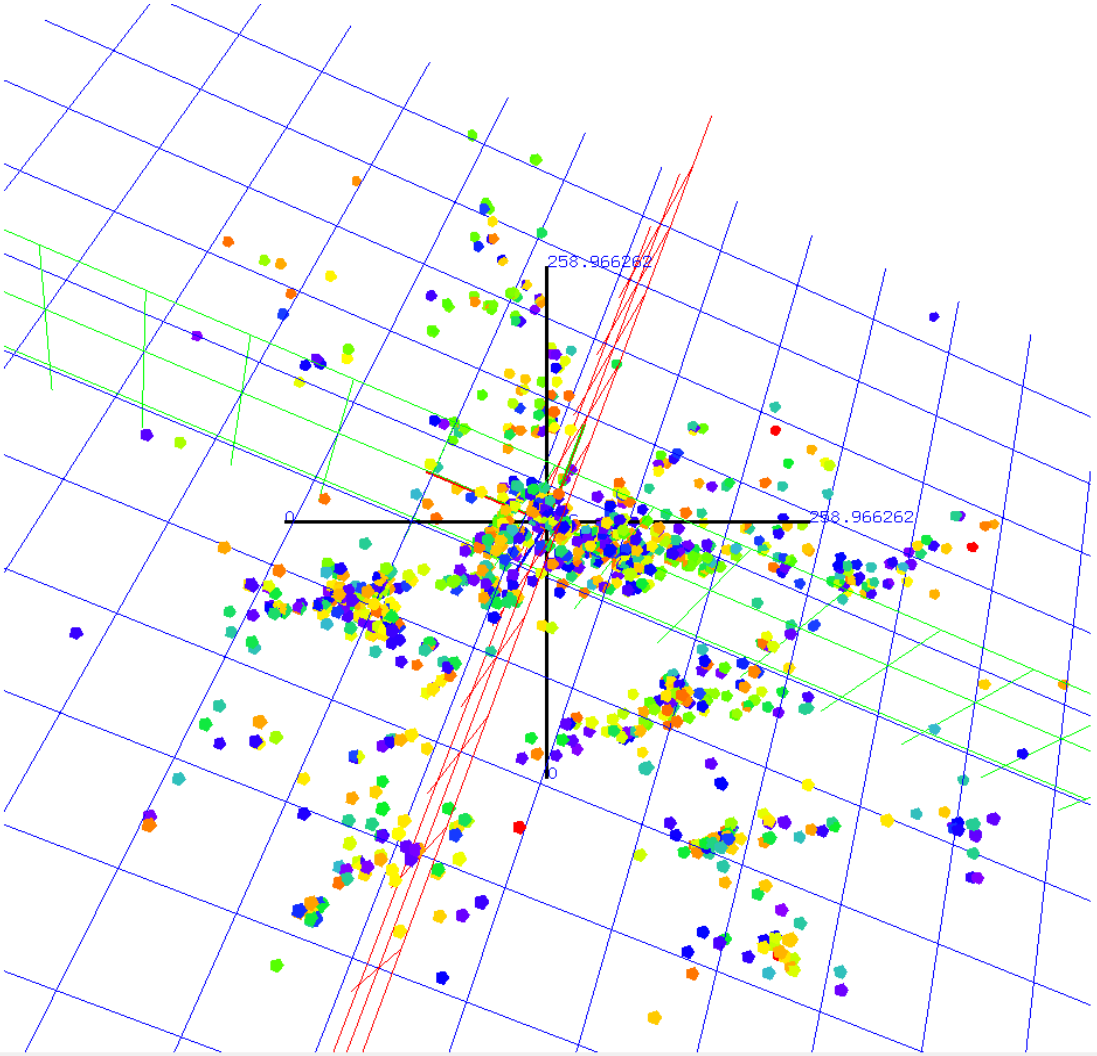


3D image of microseismic monitoring of multistage fracturing with fault-block structure mapping. Well 100G, 70 ton/day. Grid step 50m. Oilfield Srednenazimskay. West Siberia, 2013

Пример#10 Картирование разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважин. Две недели наблюдений на каждой скважине

Layout of wells - points for surface microseismic monitoring.
Wells #3,5 - with oil pumping unit. Well #30 – without.
Kazakhstan, 2012

Пример#10: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины



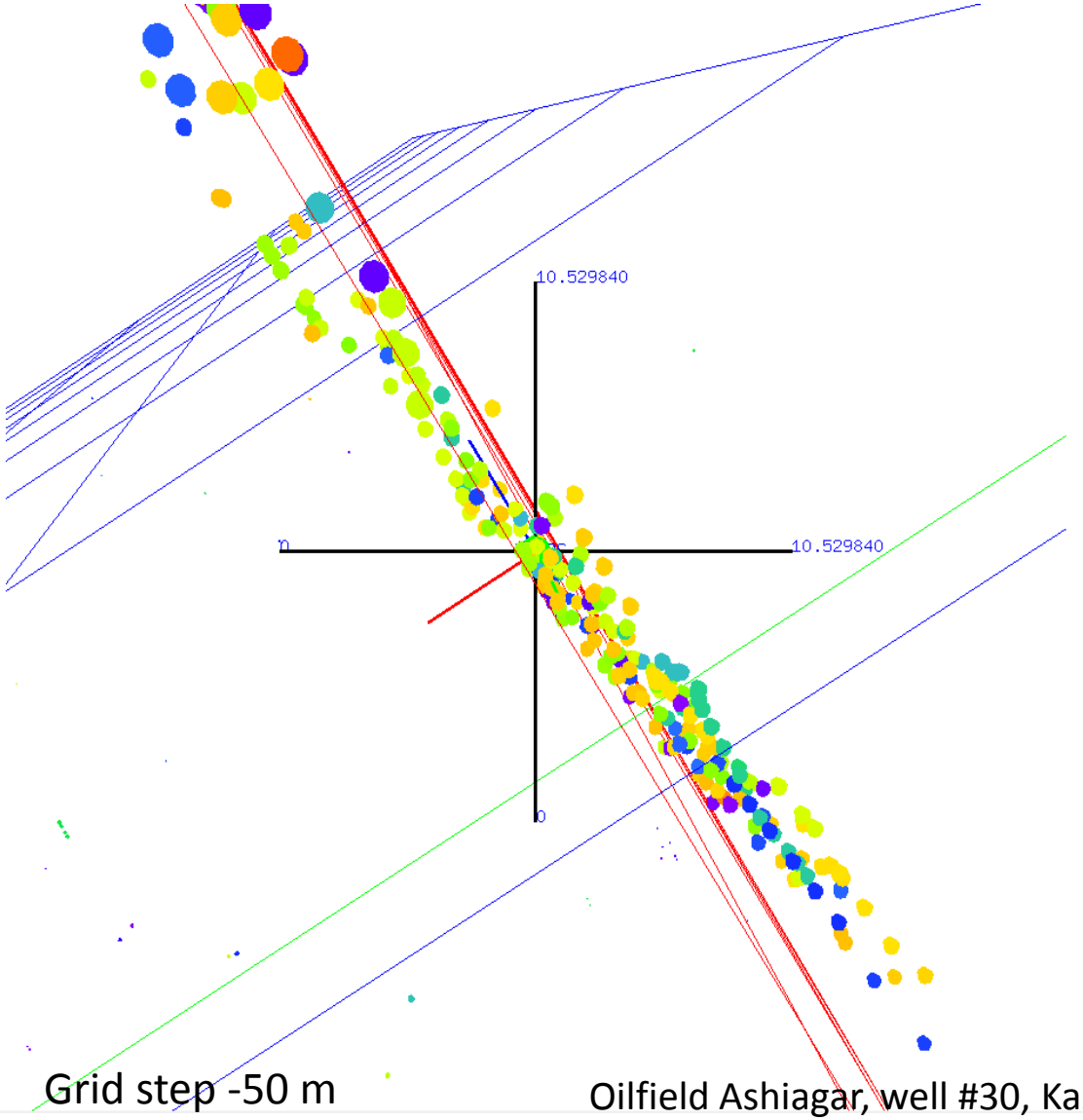
1 day
2 day
…

…
13 day
14 day

Grid step -50 m

Oilfield Atambay-Sertube, well #5, Kazakhstan, 2012

Пример#10: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины



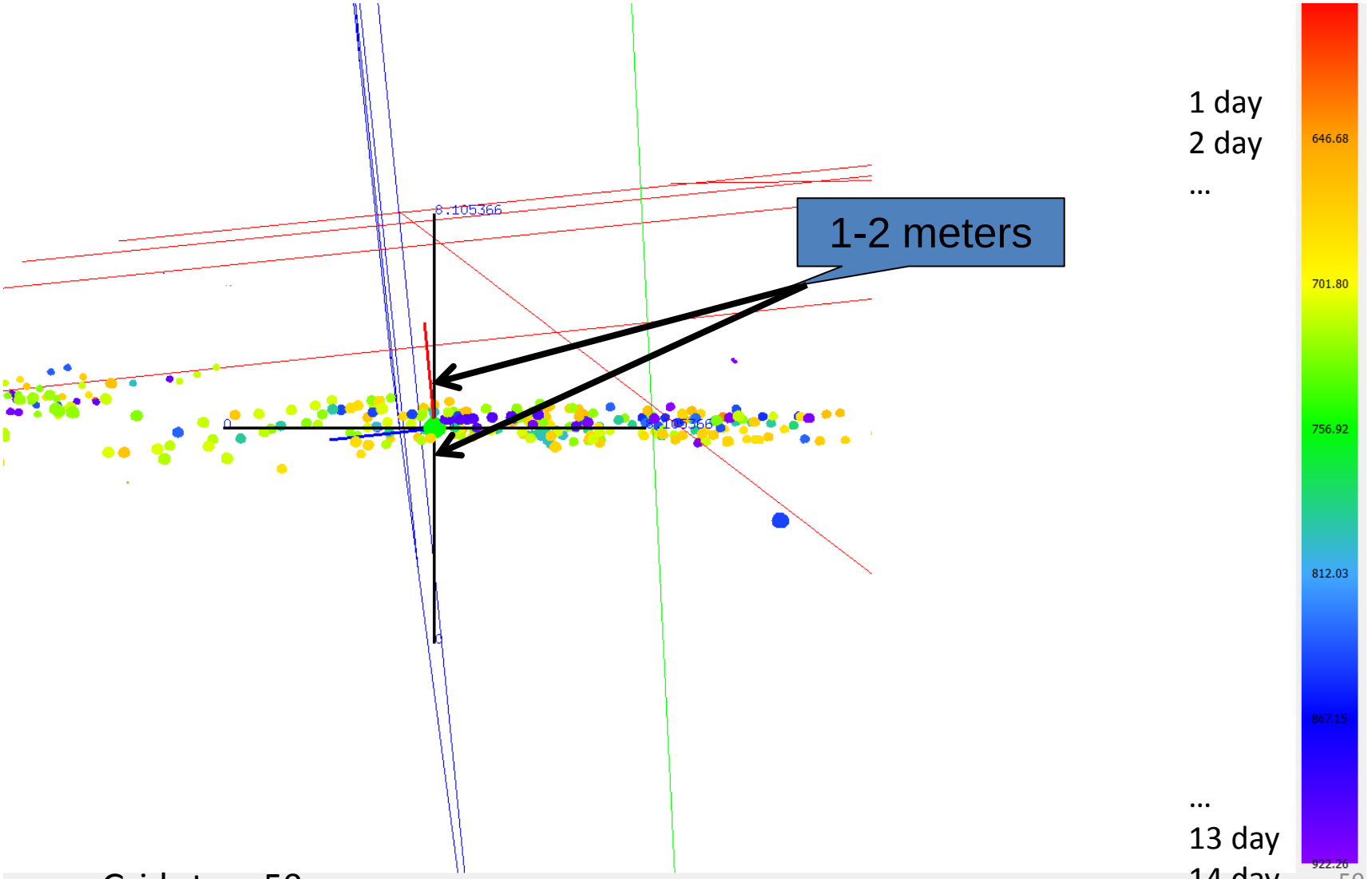
1 day
2 day
…

…
13 day
14 day

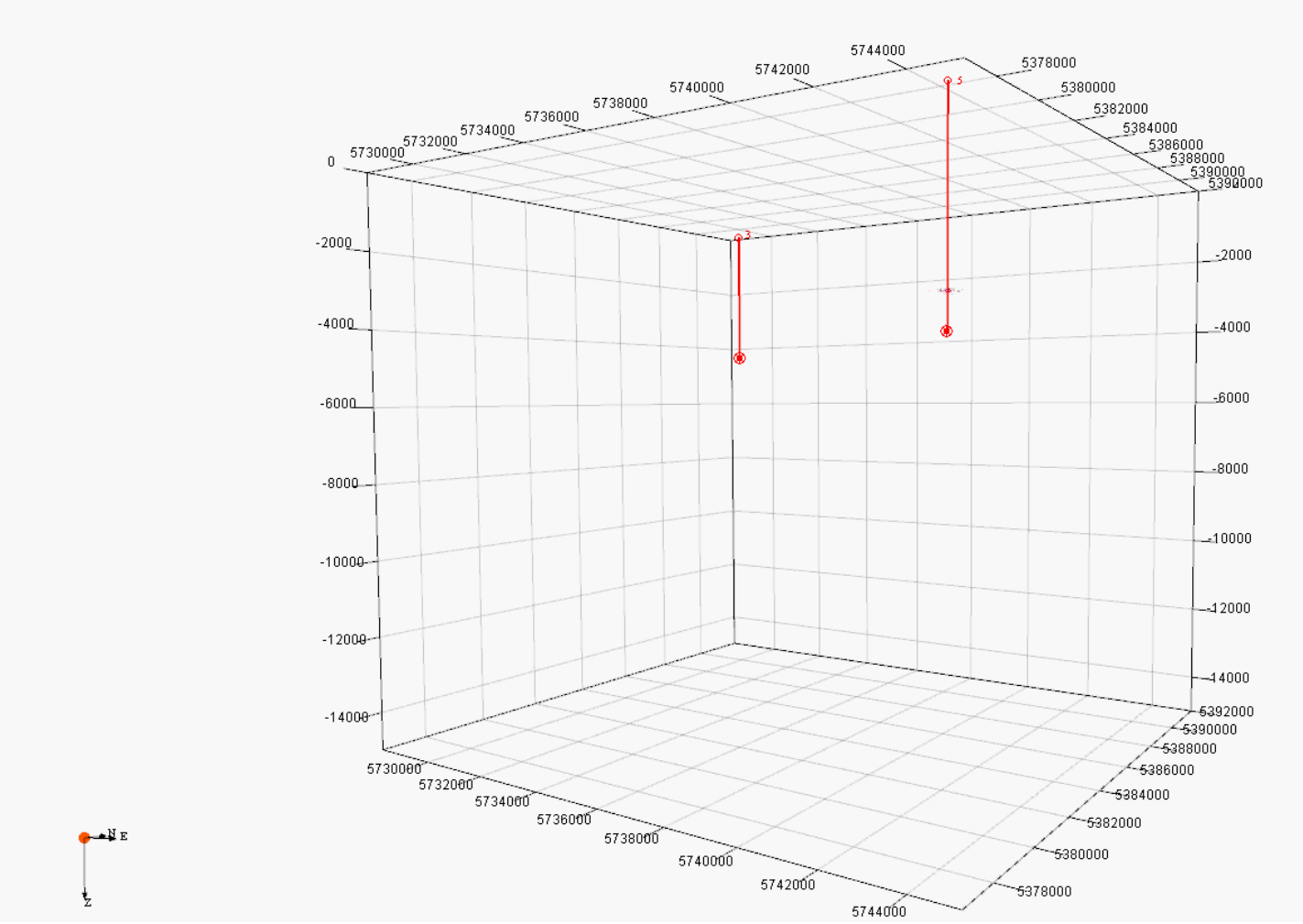
Grid step -50 m

Oilfield Ashiagar, well #30, Kazakhstan, 2012

Пример#10: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины

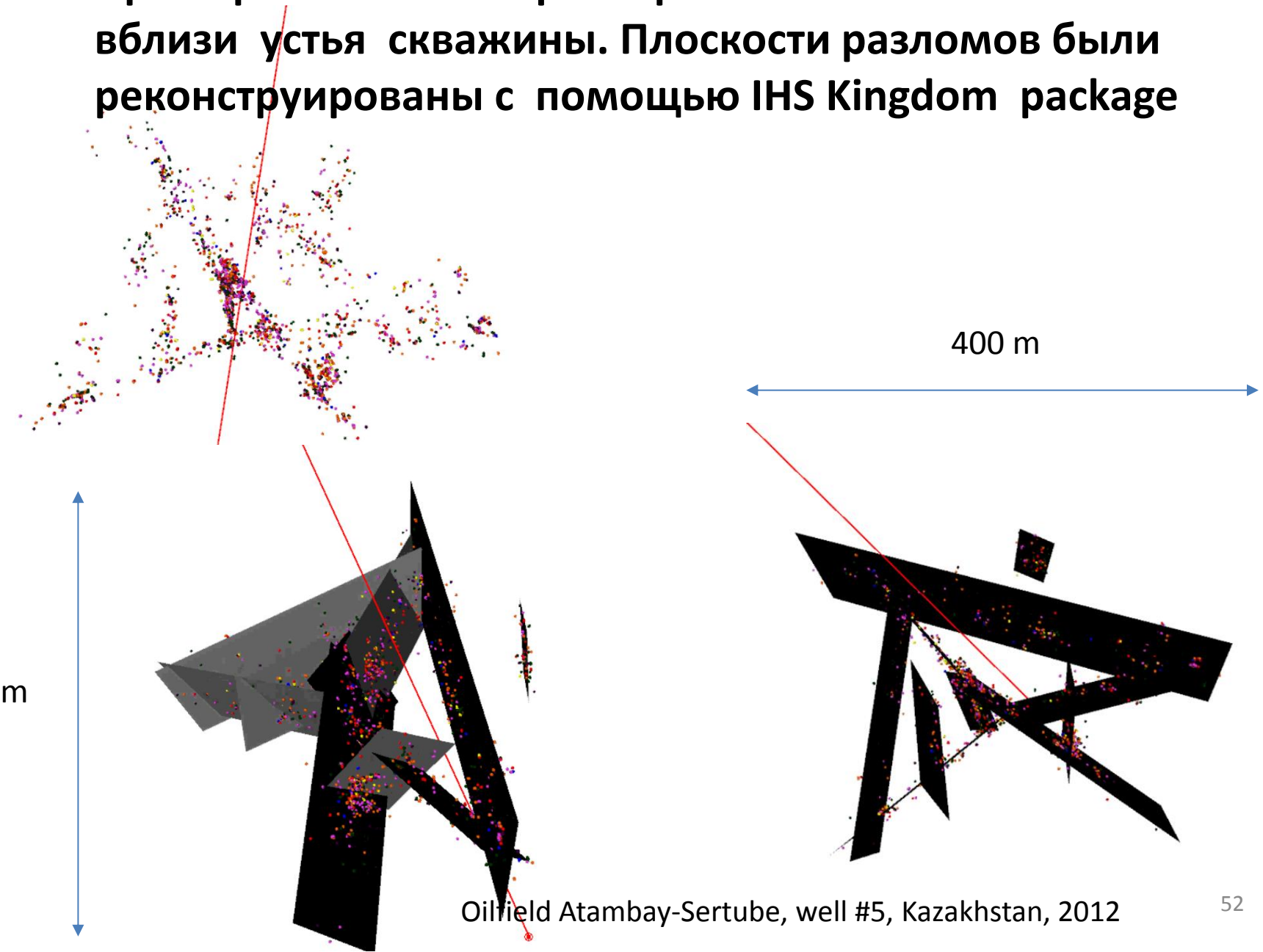


Пример#10: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины. Разломы реконструированы с помощью IHS Kingdom package. Видео.



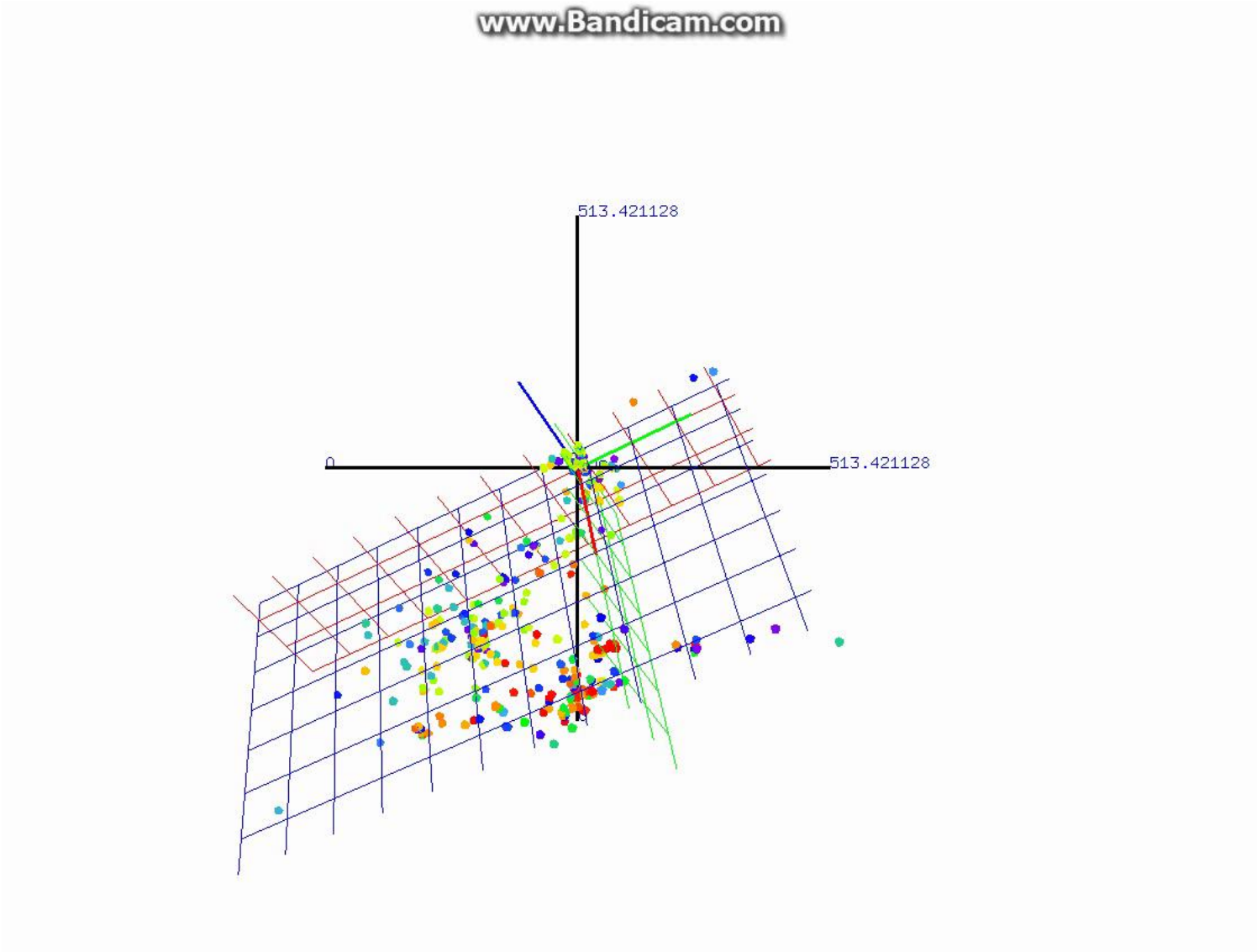
Oilfield Atambay-Sertube, well #5, Kazakhstan, 2012

Пример#10: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи устья скважины. Плоскости разломов были реконструированы с помощью IHS Kingdom package



Oilfield Atambay-Sertube, well #5, Kazakhstan, 2012

Пример#10: 3D-обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины. Видео.



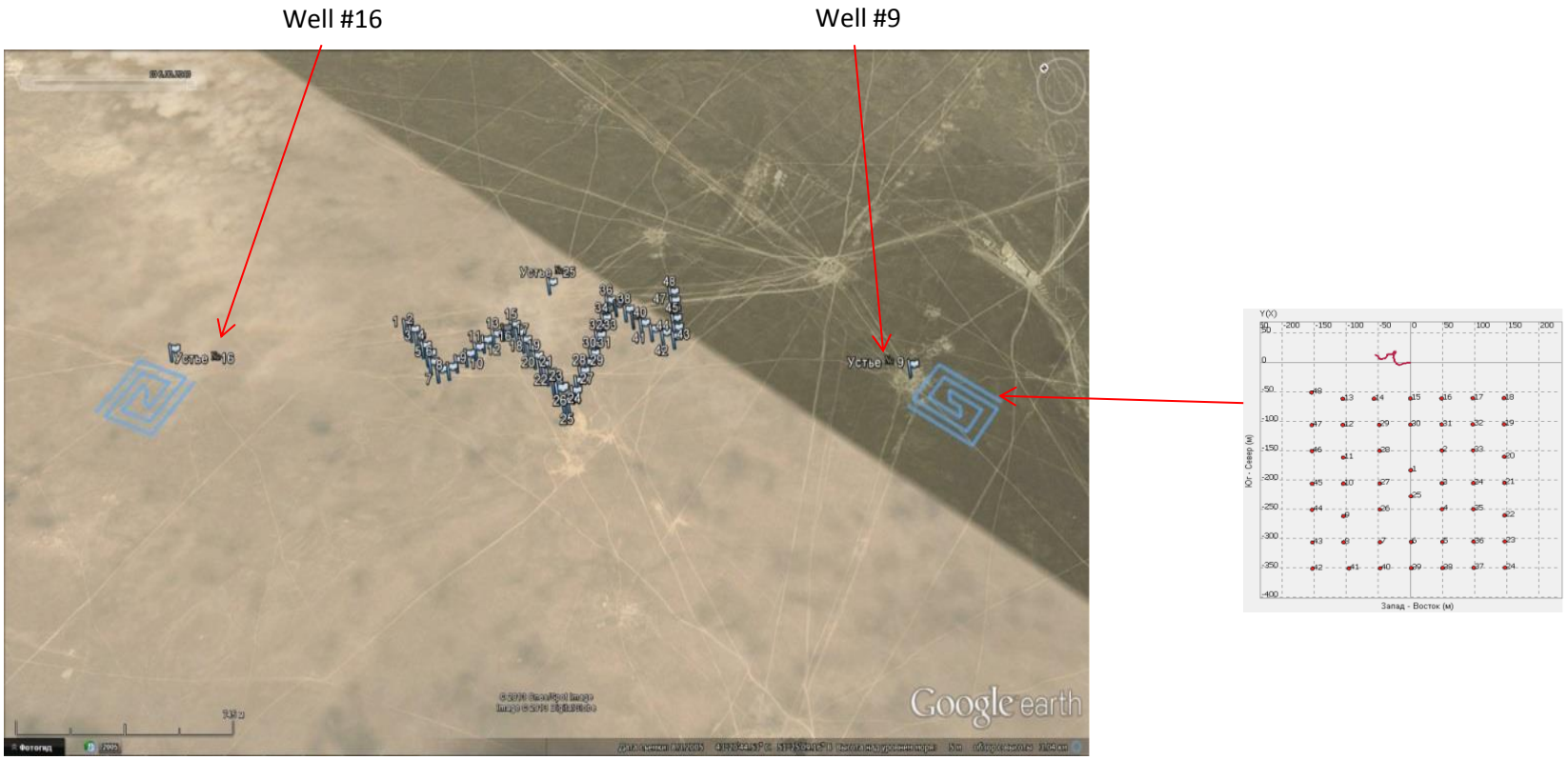
Grid step -50 m

Oilfield Ashiagar, well #30, Kazakhstan, 2012

13 day
14 day

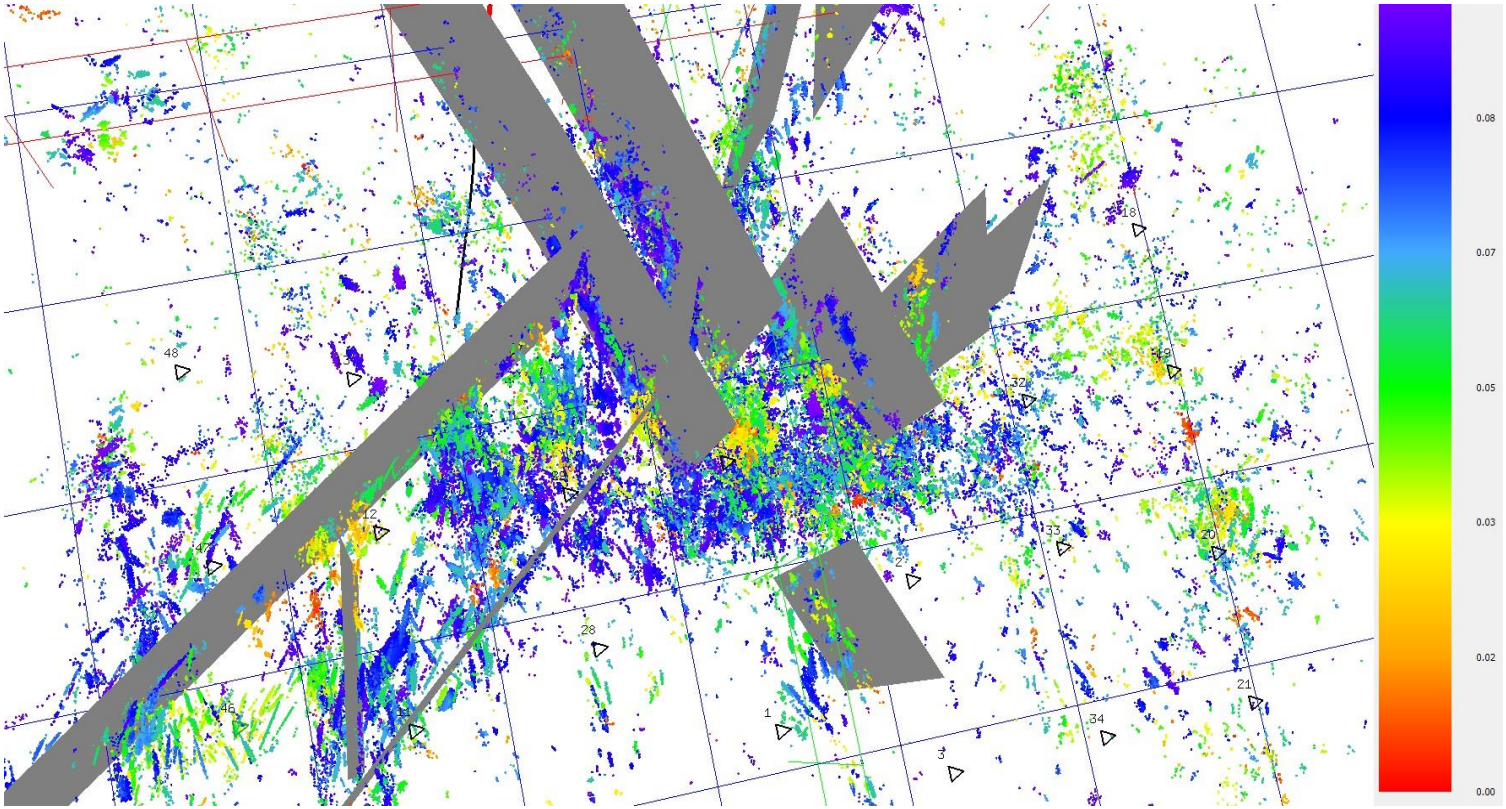
Пример#11
Комплексная интерпретация зон естественной трещиноватости и результатов длительного пассивного мониторинга

Пример #11: Схема наблюдения



Oilfield Oimasha. Wells #9, 16, 25.
Two week registration per well. Kazakhstan, 2013. Array 300x300 m.

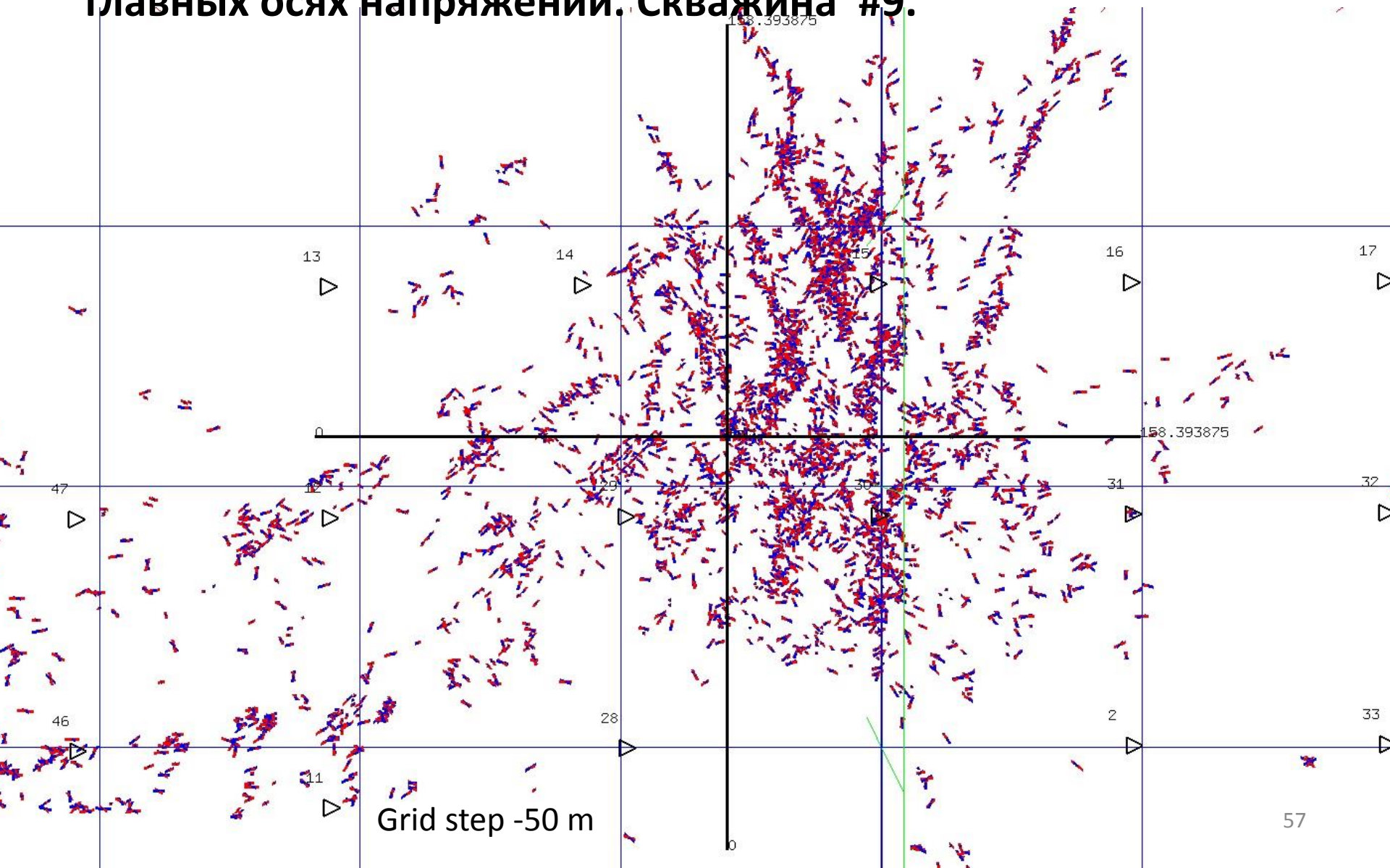
Пример#11: 3D –обзор микросейсмических событий вблизи забоя скважины #9. Картирование разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважин. Две недели наблюдений



Grid step -50 m

Oilfield Oimasha, well #9 with oil pumping unit. Kazakhstan, 2013

Пример#11: Распределение микросейсмических событий с 3-х мерной визуализацией тензора сейсмического момента в главных осях напряжений. Скважина #9.

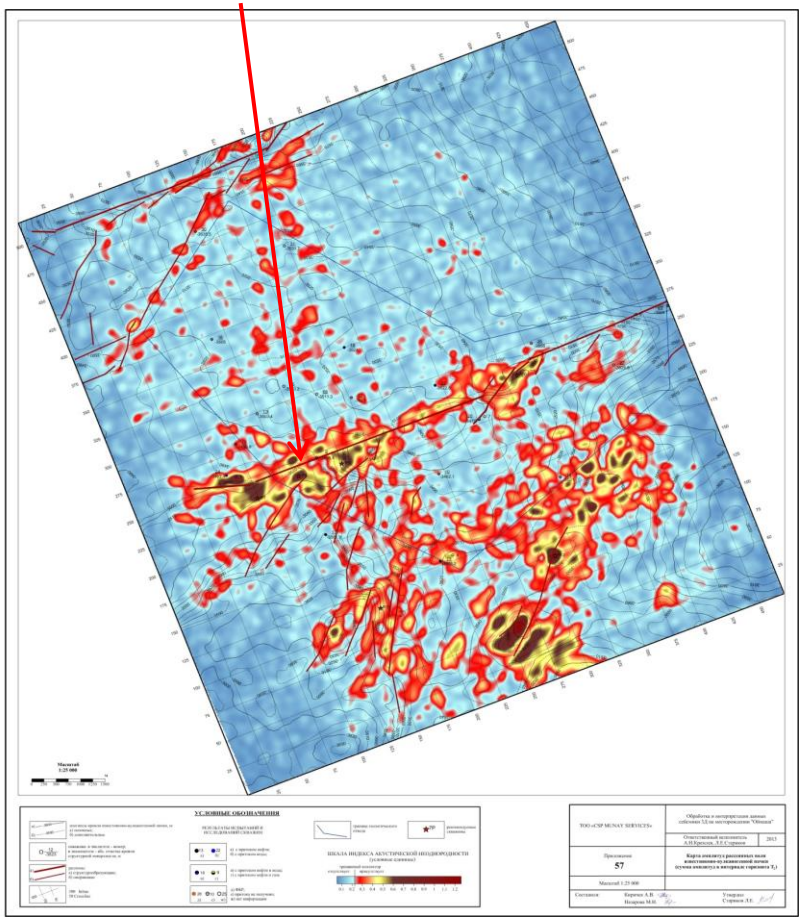


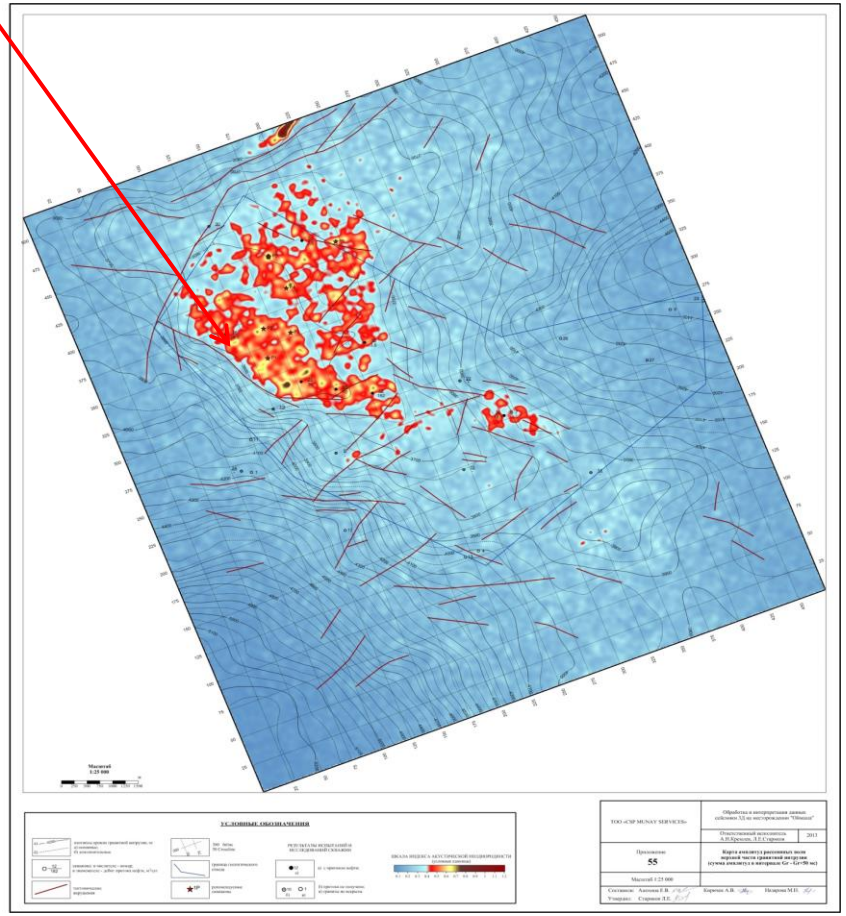
Grid step -50 m

Пример#11: Карты зон естественной трещиноватости построенные по методу FractureCSP

Well #9

Well #16

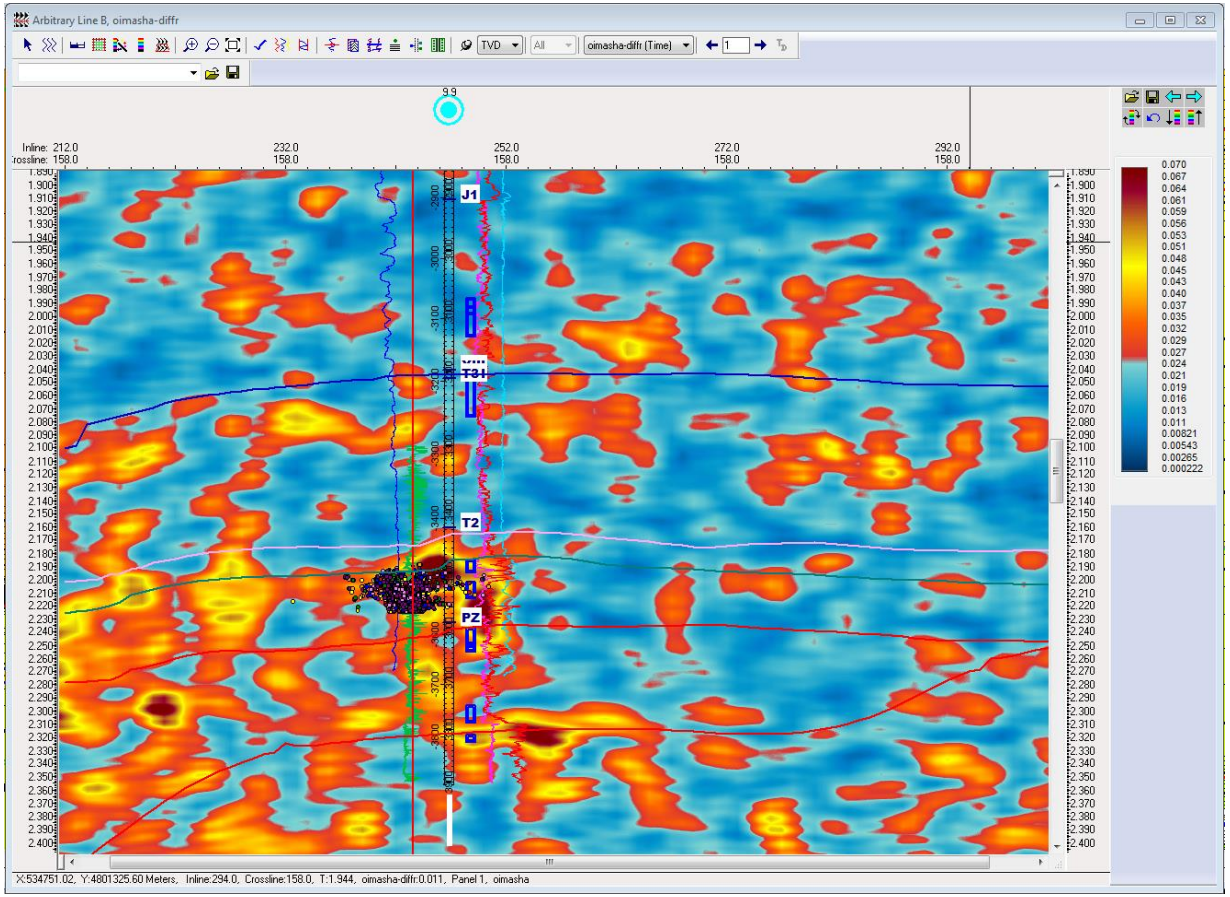




Triassic sediments

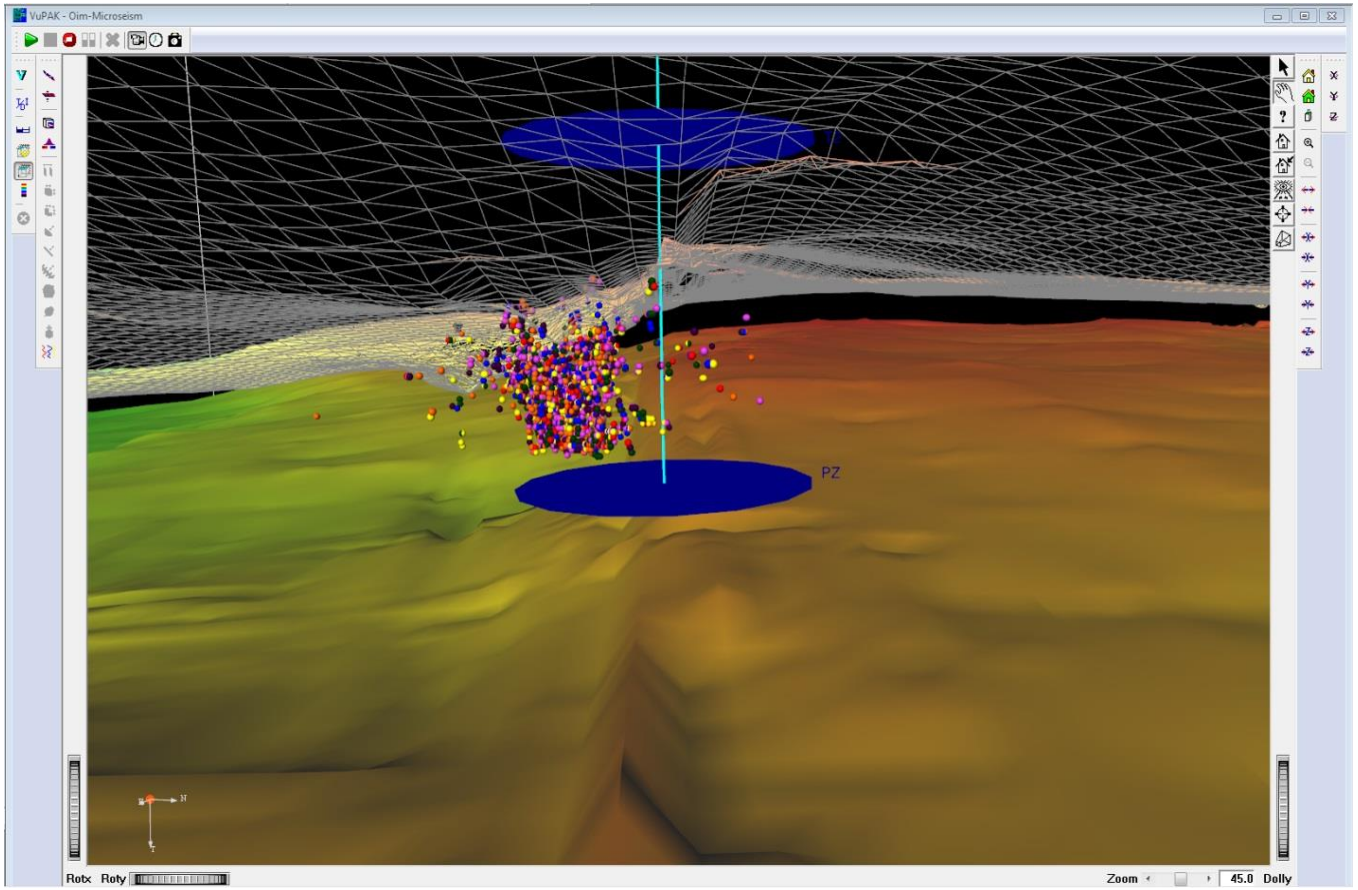
Granite intrusion

Пример#11: Временной разрез CSP куба-дифрактора и результаты длительного микросейсмического мониторинга .



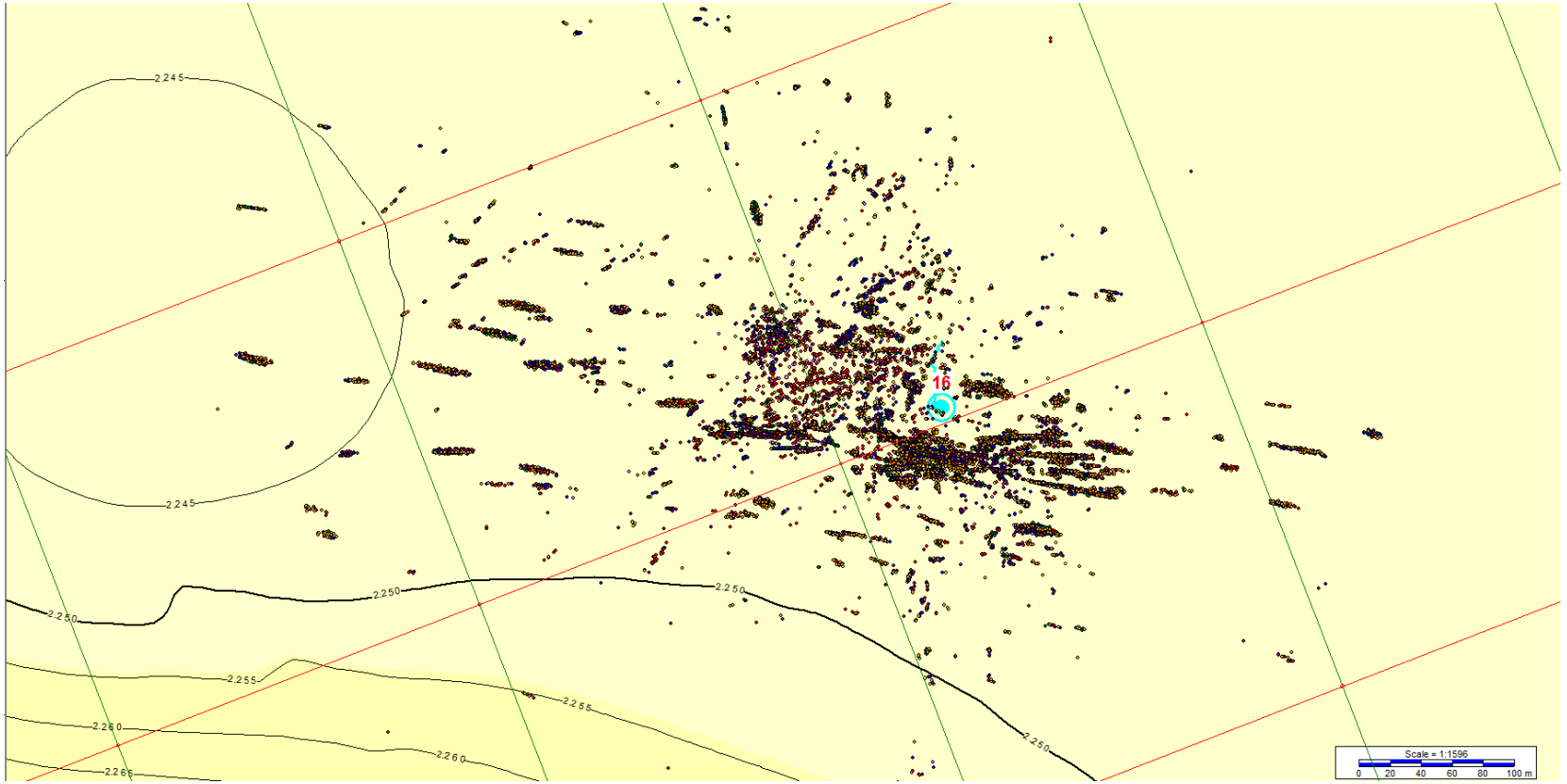
Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Пример#11: 3D изображение результатов пассивного микросейсмического мониторинга и кровли Палеозоя



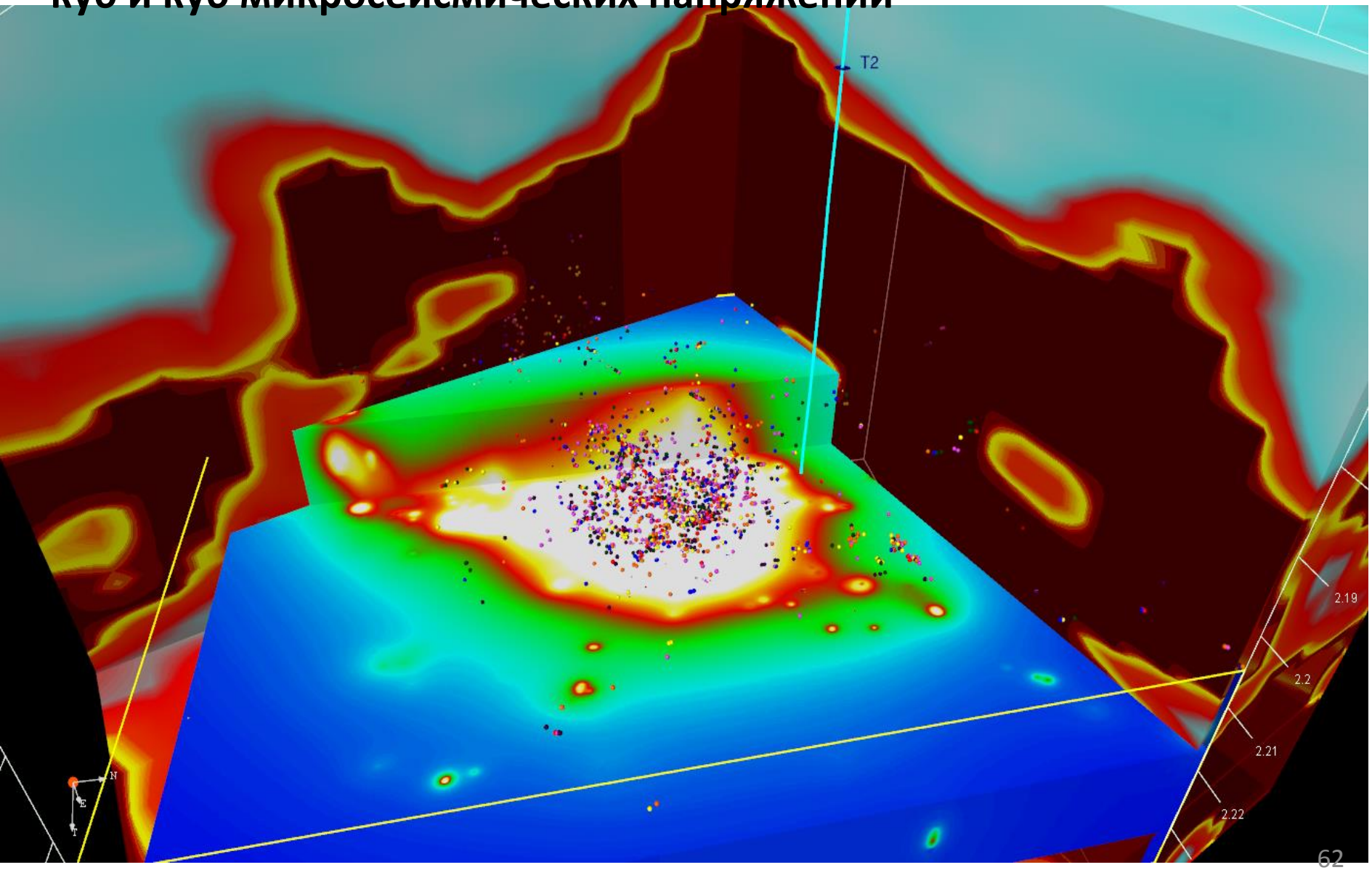
Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Пример#11: Проекция облака микросейсмических событий на поверхность гранитной интрузии



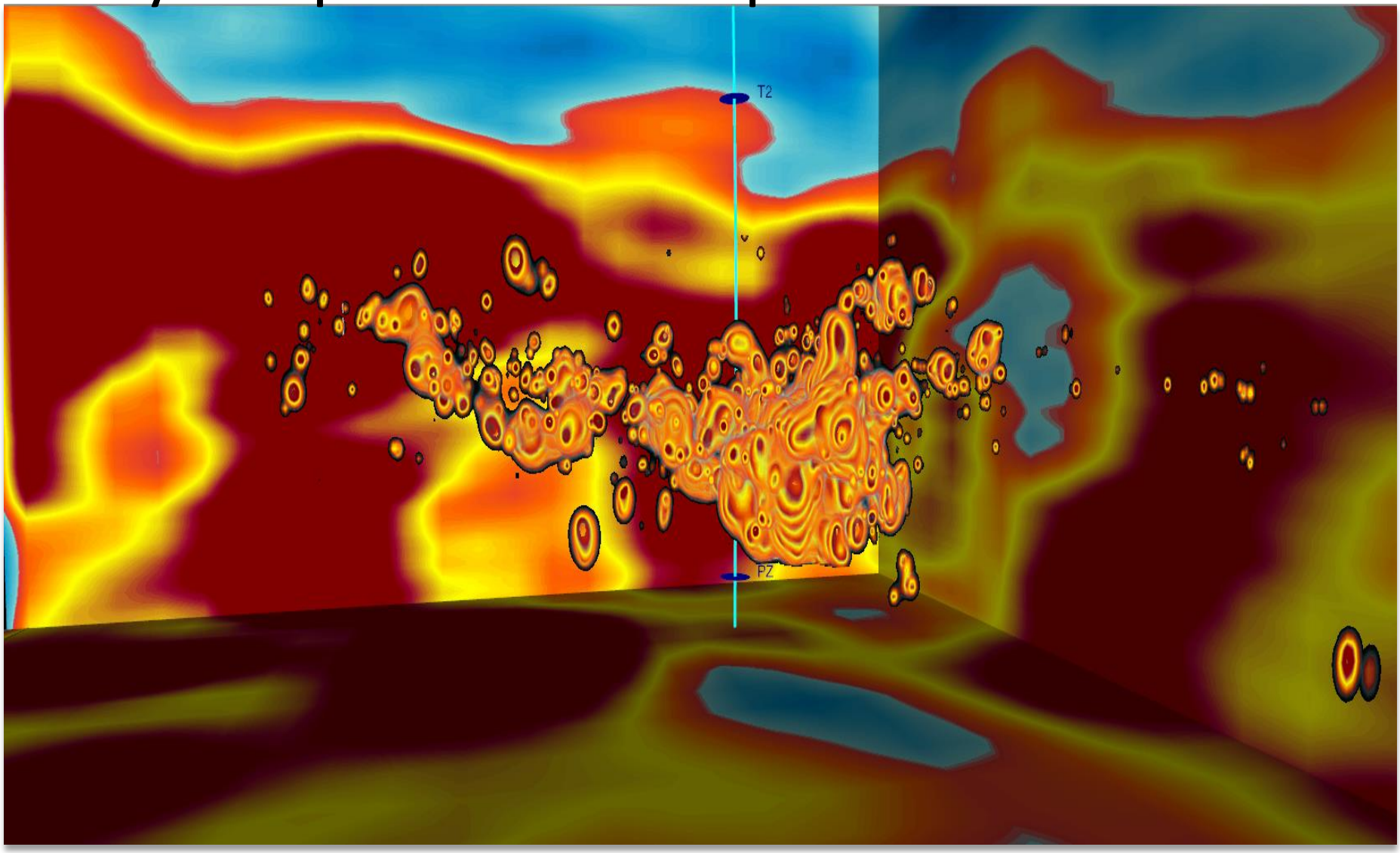
Oilfield Oimasha. Wells #16, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 102 m3 per day

Пример#11: 3D –обзор микросейсмических событий, CSP-дифрактор куб и куб микросейсмических напряжений



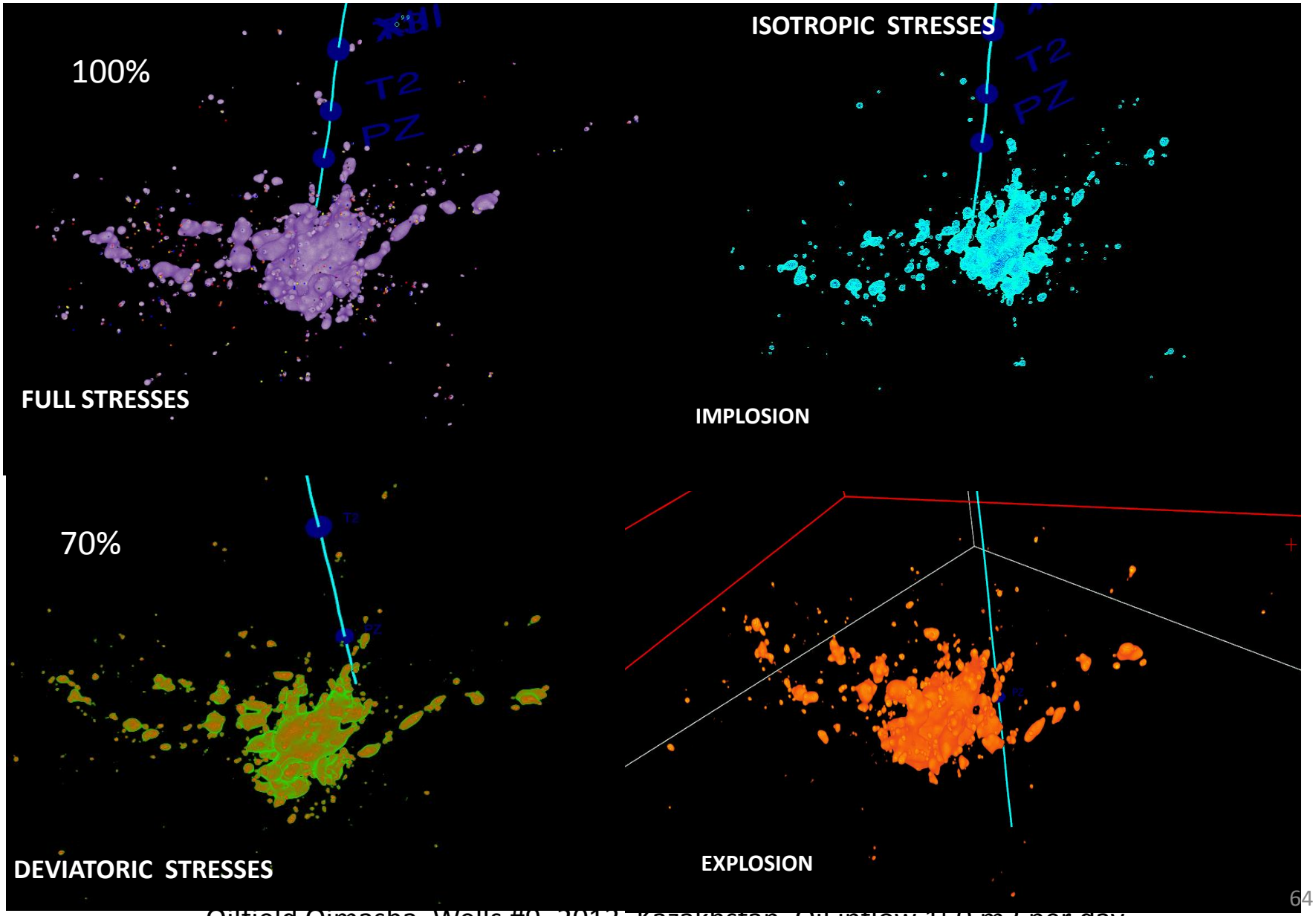
Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Пример#11: 3D изображение CSP-дифрактор куба и куба микросейсмических напряжений



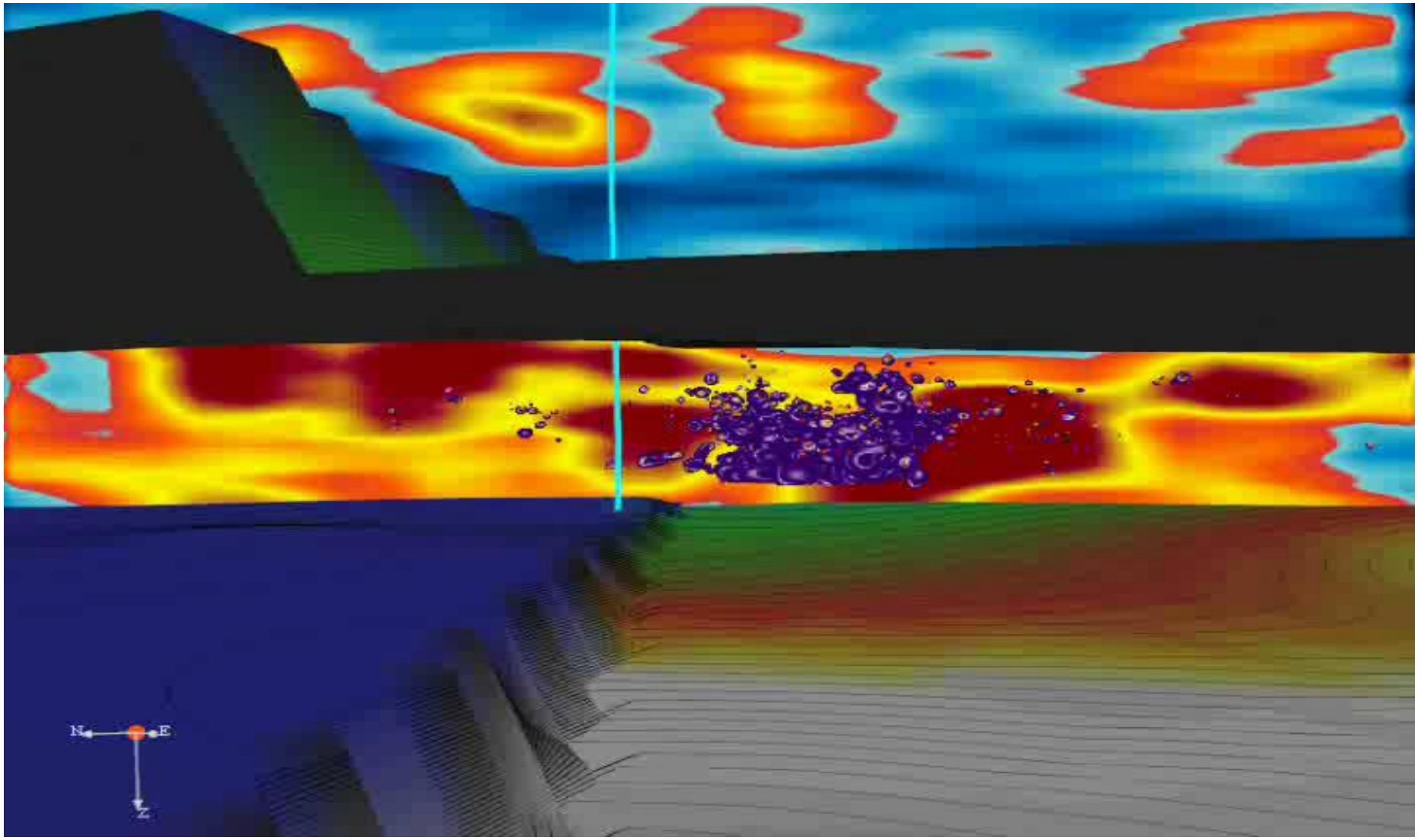
Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Пример#11: 3D –обзор микросейсмических событий



Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Пример#11: 3D изображение CSP-дифрактор куба и куба микросейсмических напряжений вблизи структурной поверхности средненго Триаса и покрышки продуктивного горизонта T2



Oilfield Oimasha. Wells #9, 2013, Kazakhstan. Oil inflow 150 m3 per day

Спасибо!

http://www.csp-amt.com

http://www.kantiana.ru