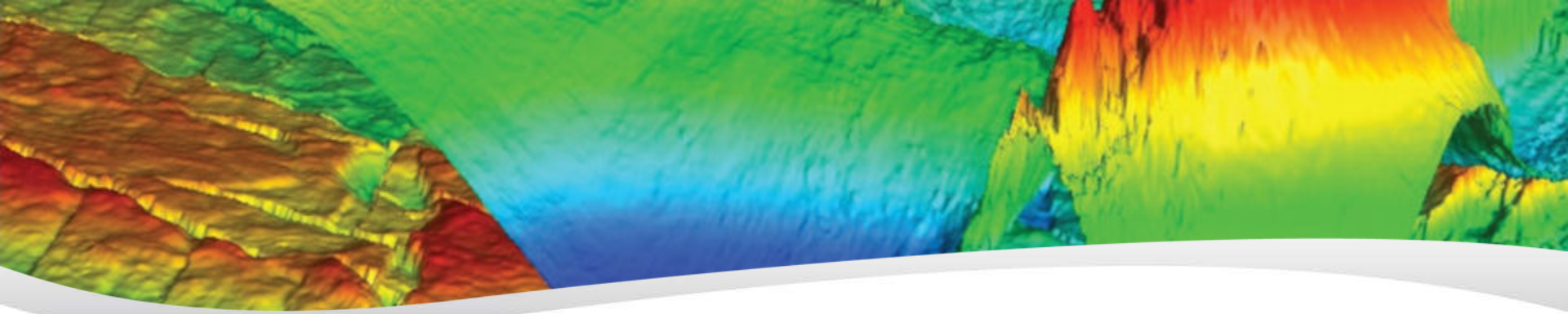


Применение подхода Rock Physics для слабоглинистых терригенных разрезов среднеюрских отложений Фроловской нефтегазоносной области

Главный докладчик: Руденко Василий Юрьевич, ведущий петрофизик ООО «СЖЖ Восток»

09/09/2015

Подготовили: Руденко В.Ю, Авдиянц Д.А

Passion for Geoscience

CGG

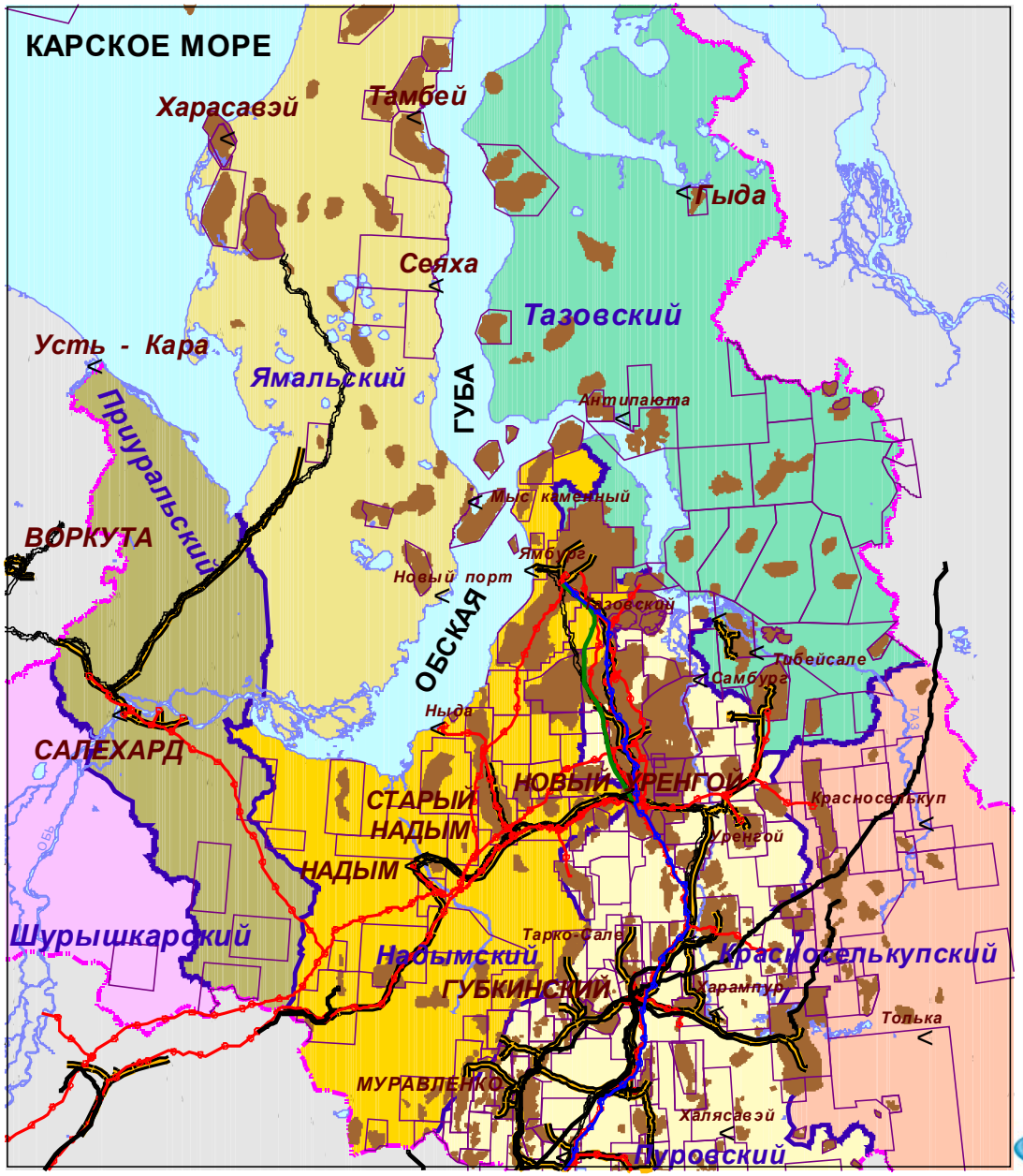
- ***Цель работы:*** *построение петроупругой модели залежи для последующего применения при расчете сейсмической инверсии и прогноза коллекторских свойств.*

- *В ходе работы изучаются слабоглинистые терригенные коллектора, что является серьезным осложняющим фактором как при построении объемной модели, так и при петроупругом моделировании (переменчивый состав глинистого материала, низкий контраст между упругими модулями).*

- *В работе используются данные ГИС по 5ти скважинам:*

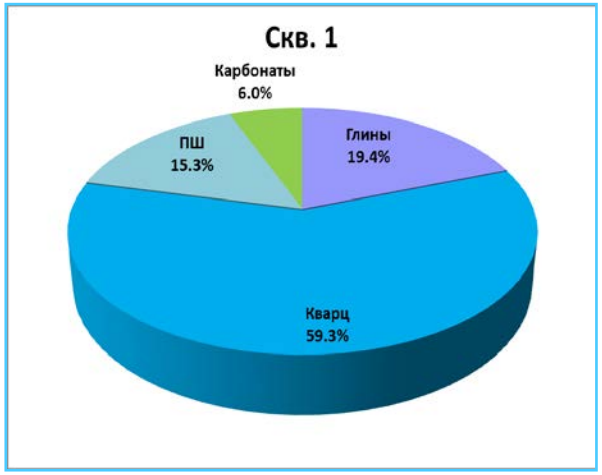
№ скважины	1	2	3	4	5
Наличие РСА	+	+	+	+	-

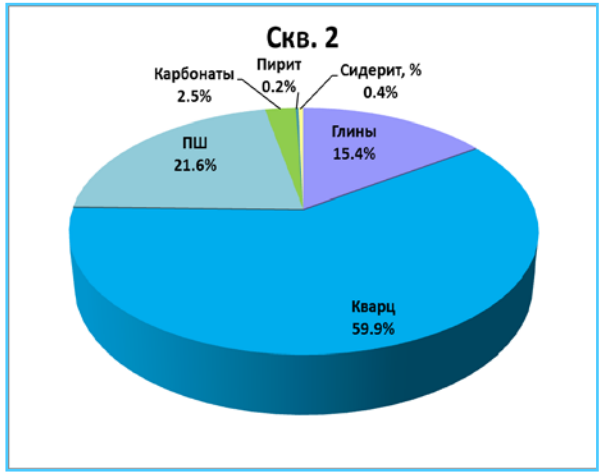
Географическое положение изучаемого месторождения



- граница ЯНАО
- границы административных районов
- газопроводы
- конденсатопроводы
- нефтепроводы
- продуктопроводы
- железные дороги
- автодороги
- < города/поселки
- Месторождения УВ

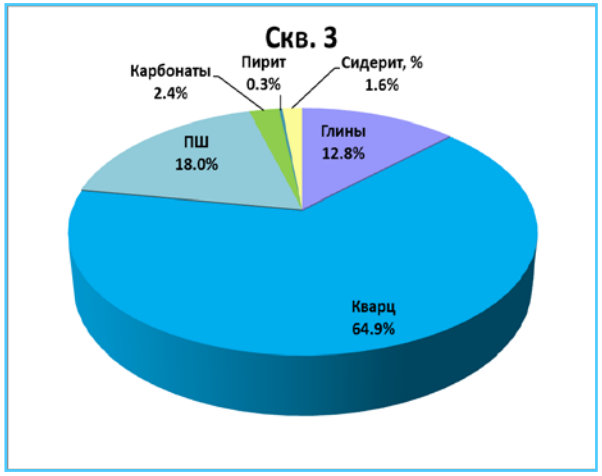
Построение объемной модели породы

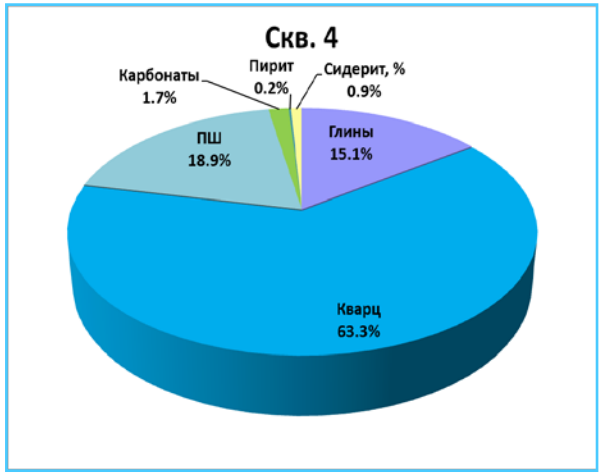


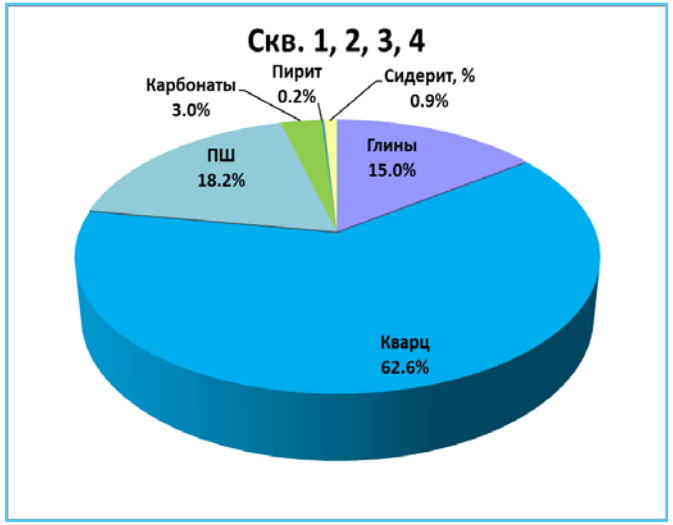


Матрица породы:

- кварц (преимущественно);
- полевой шпат (ПШ)
- небольшой объем кальцитов в карбонатизированном песчанике



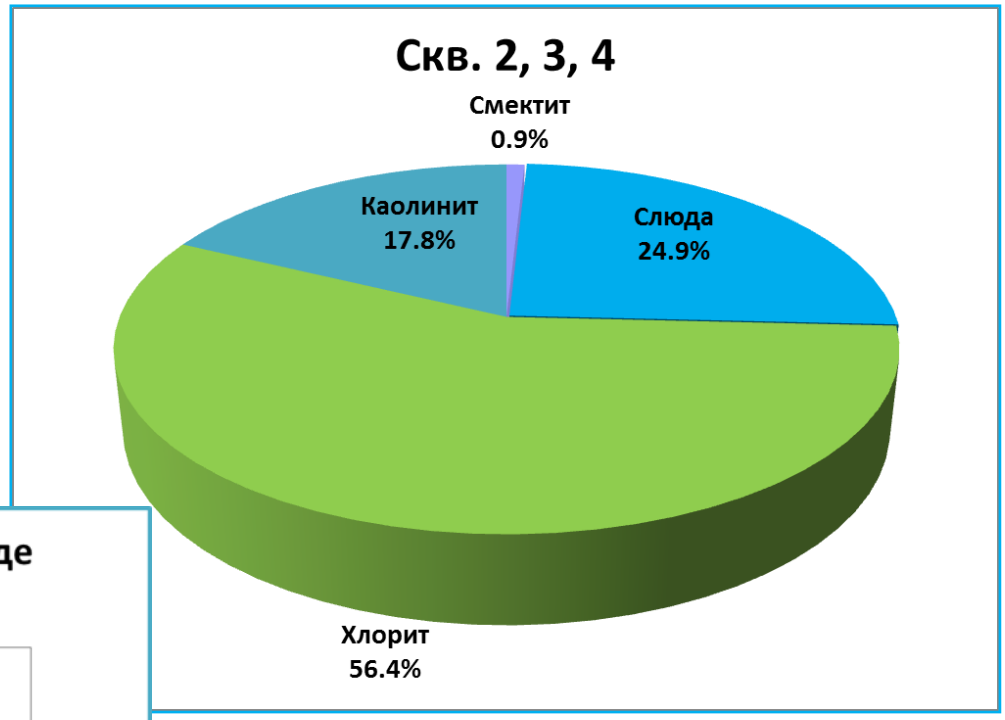


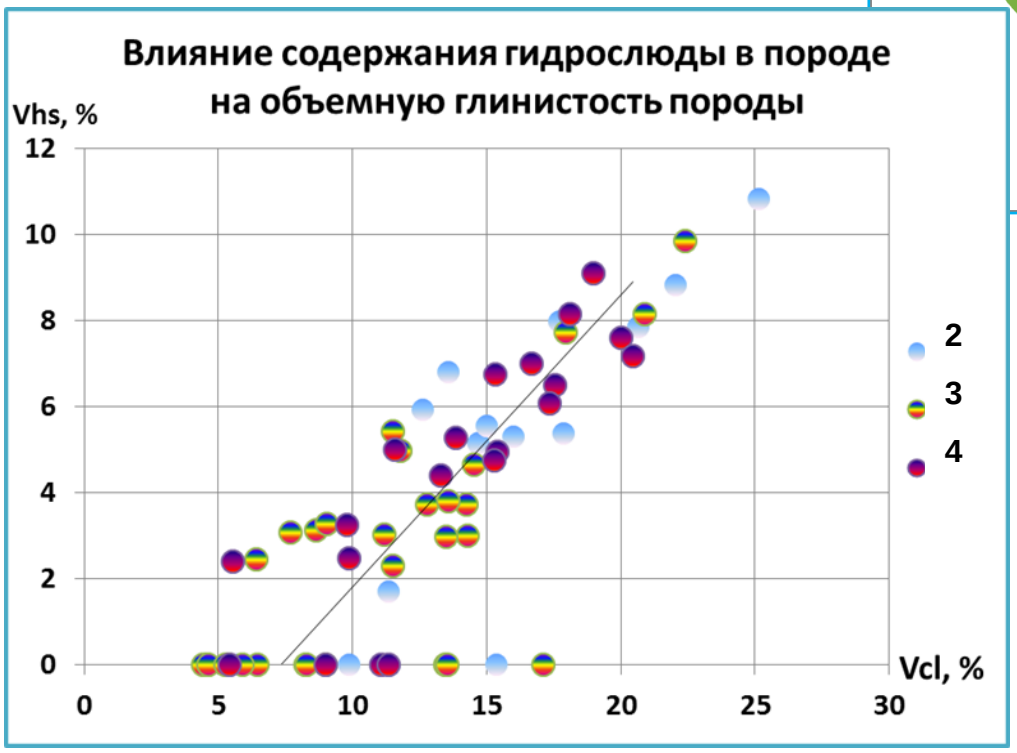


Построение объемной модели породы

Глины представлены:

- хлоритом,
- гидрослюдой,
- каолинитом.





Основной вклад в глинистость глин вносит гидрослюда. Хлорит имеет рассеянный объем по всему разрезу скважин, в основном представлен в песчаных породах и алевролитах.

Построение объемной модели породы

Объемная модель изучаемого разреза оценивалась при помощи статистического (инверсионного) подхода в модуле ***StatMin*** *программного пакета PowerLog по всему интервалу записи. Для расчета объемной модели использованы:* ***DTCO*** *(АК),* ***NPHI*** *(W_Σ),* ***RHOB*** *(ГГК-п) и результаты* ***PCA*** *керна.*

Статистический (инверсионный) подход – StatMin

$$f_i = \sum_{j=1}^{m} e_{ij} V_j, \quad i = 1, n$$

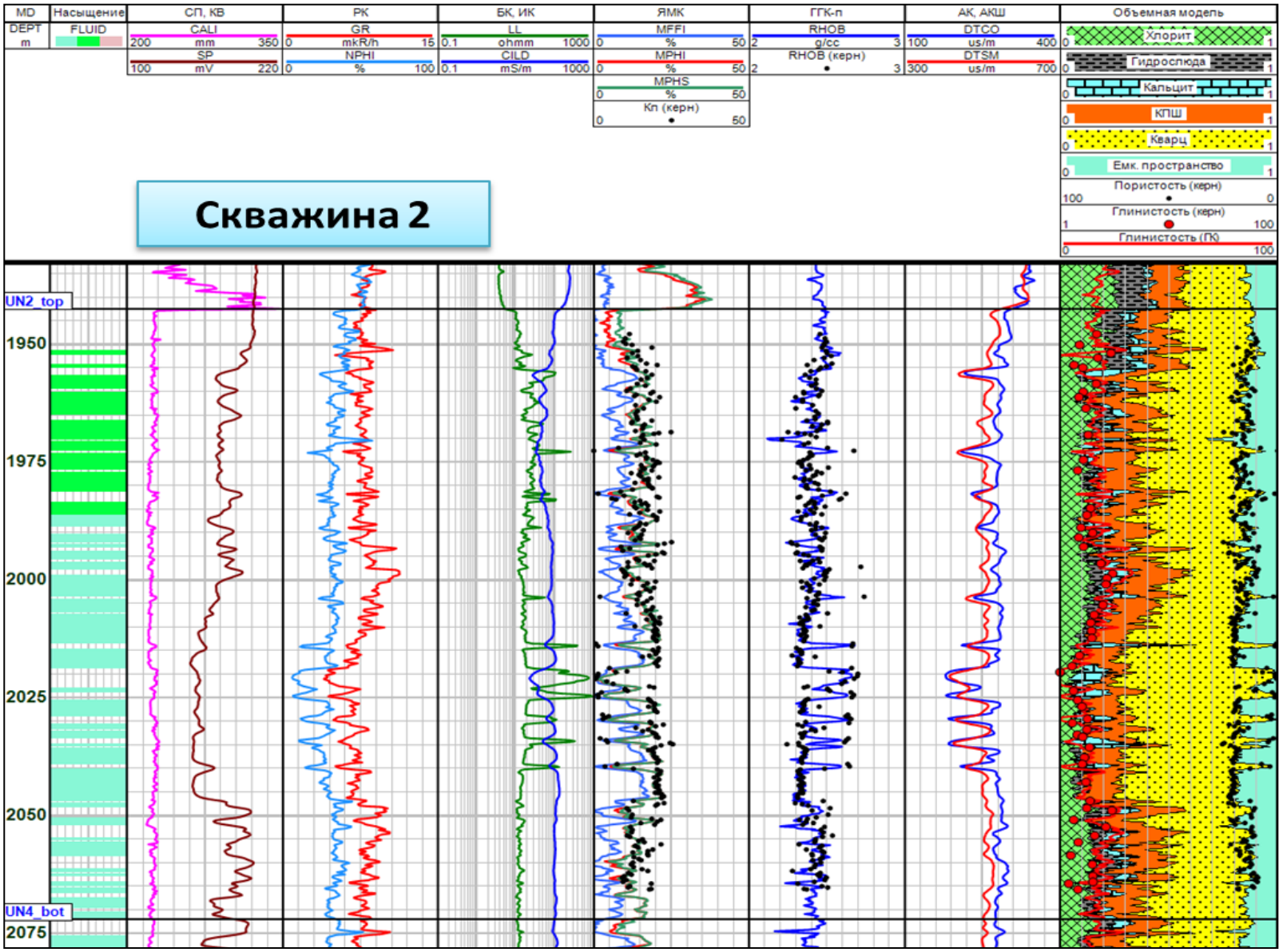
где f_i – показания метода ГИС, линейно связанные с объемным содержанием каждой слагающей его компоненты,
e_{ij} – теоретическое значение параметра i для минерала j,
V_j – объемное содержание минерала j,
m – количество объемных компонент, участвующих в расчете.

Критерием оптимального решения является минимизация суммарного отклонения

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \frac{(m_i - f_i)^2}{\delta_i^2}}$$

где n – количество переменных (компонент) в уравнении,
m_i – измеренные значения геофизического параметра i,
f_i – рассчитанные значения параметра i,
δ_i – отклонение, характеризующее неопределенность значений геофизического параметра i компонент породы.

Пример построения объемной модели породы



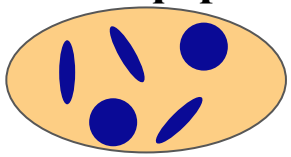
Построение модели упругих свойств пласта

Входные и выходные параметры моделирования

ВХОД

Объемное содержание минералов

Пористость и форма пор каждой компоненты

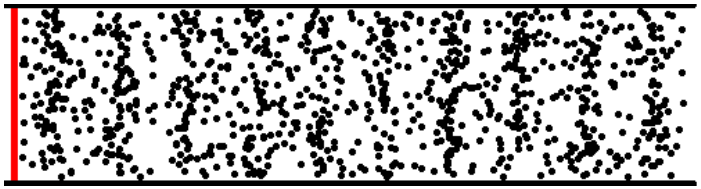


Упругие параметры K, μ, δ каждого минерала и флюидов

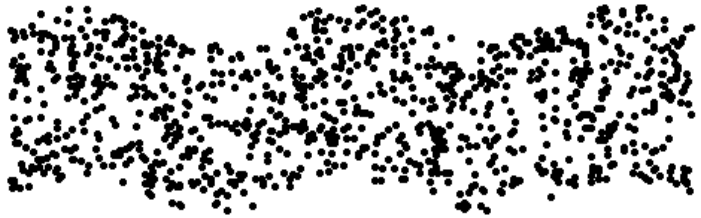
Термобарические условия

ВЫХОД

Скорость продольных волн



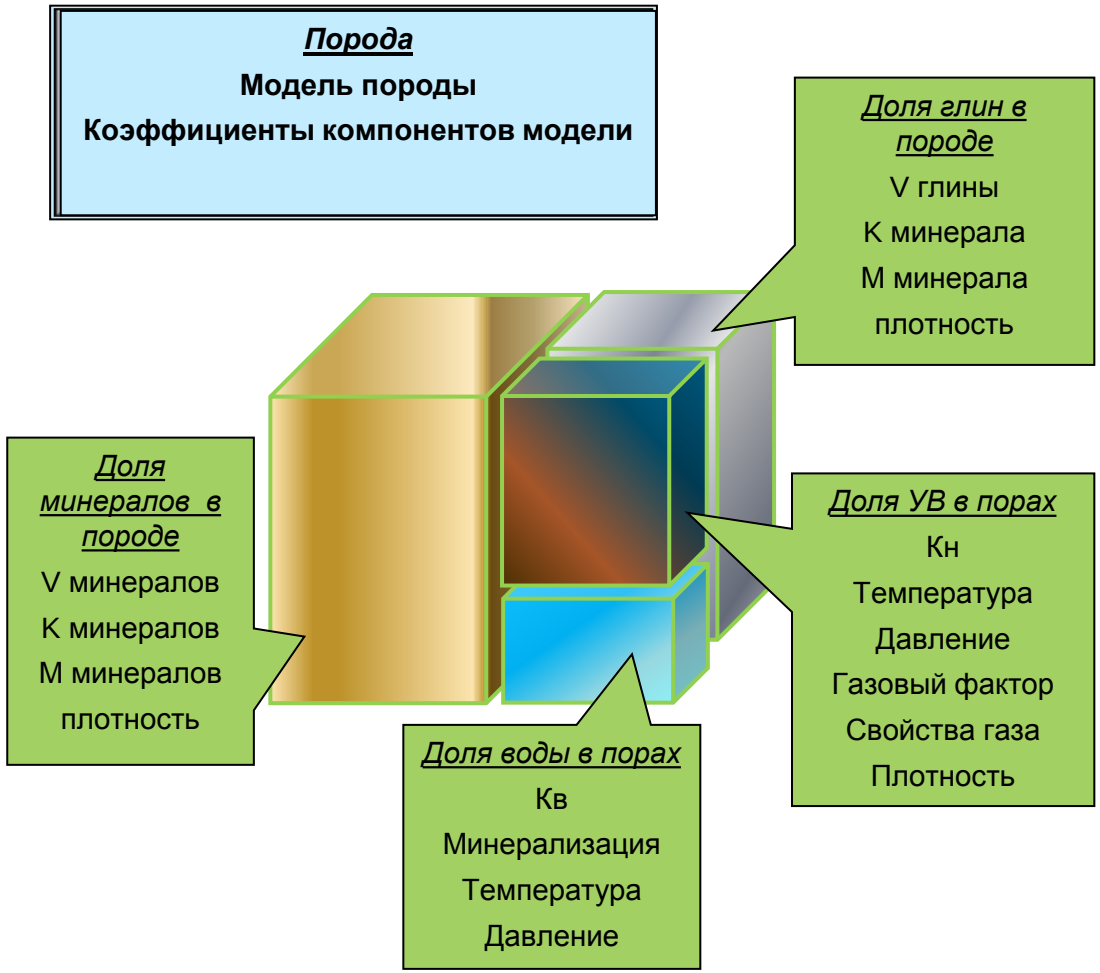
Скорость поперечных волн



Объемная плотность породы

Построена и адаптирована петроупругая модель продуктивных пластов

Моделирование упругих свойств



- *Моделирование дает возможность восстановить упругие свойства в условиях отсутствия зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт (в качестве насыщающих флюидов рассматриваются газ/ нефть/ пластовая вода в пропорциях, определенных на основании интерпретации данных ГИС)*
- *С помощью петроупругой модели проводится прогнозирование изменения упругого поля в зависимости от пористости, литологии и насыщения.*

Моделированные кривые Vp, Vs и RHOB

Петроупругое моделирование

Построение петроупругой модели залежи выполнялось с помощью модуля RPM (Rock Physics Module) программного комплекса PowerLog с применением следующих подходов:

- **модель Wood** для расчета модуля всестороннего сжатия K для смеси флюидов, насыщающих породу;
- **уравнения Reuss, Voight и Hill** для оценки геометрических свойств и упаковки компонентов породы;
- **теория эффективных сред Biot-Gassmann** для оценки упругих модулей флюидонасыщенных пород;
- **«самосогласованная модель»** (self-consistent model), выбранная для описания скоростных особенностей среды моделирования.

Упругие модули флюидов и минералов твердой фазы

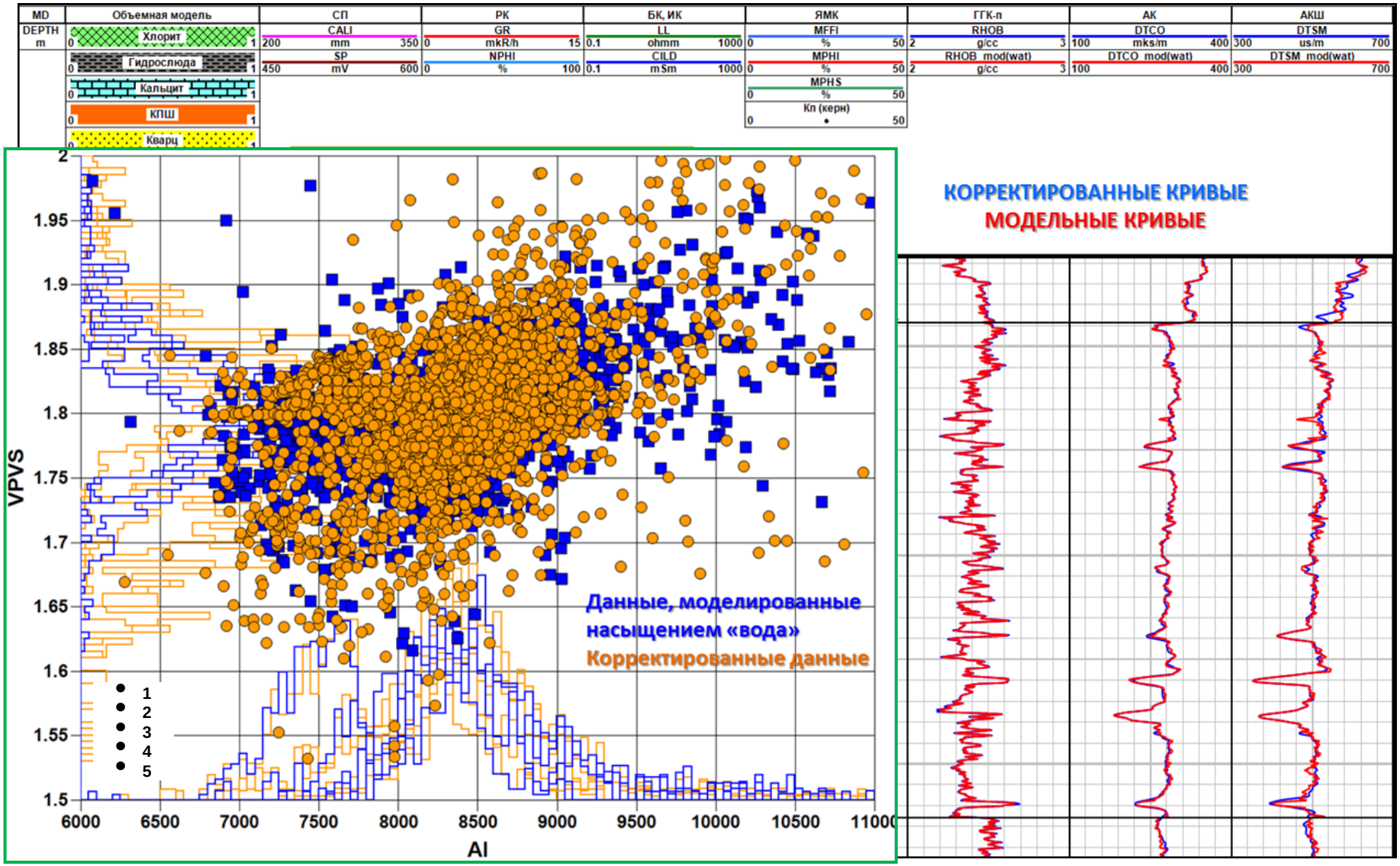
Термобарические условия, необходимые для моделирования

Пластовая температура	Пластовое давление	Минерализация пластовой воды	Относительная плотность газа
T, F	P, PSI	C, ppm	SGG
117,23	2641,14	11900	0,7512

Параметры твердой фазы пород, использованные при моделировании

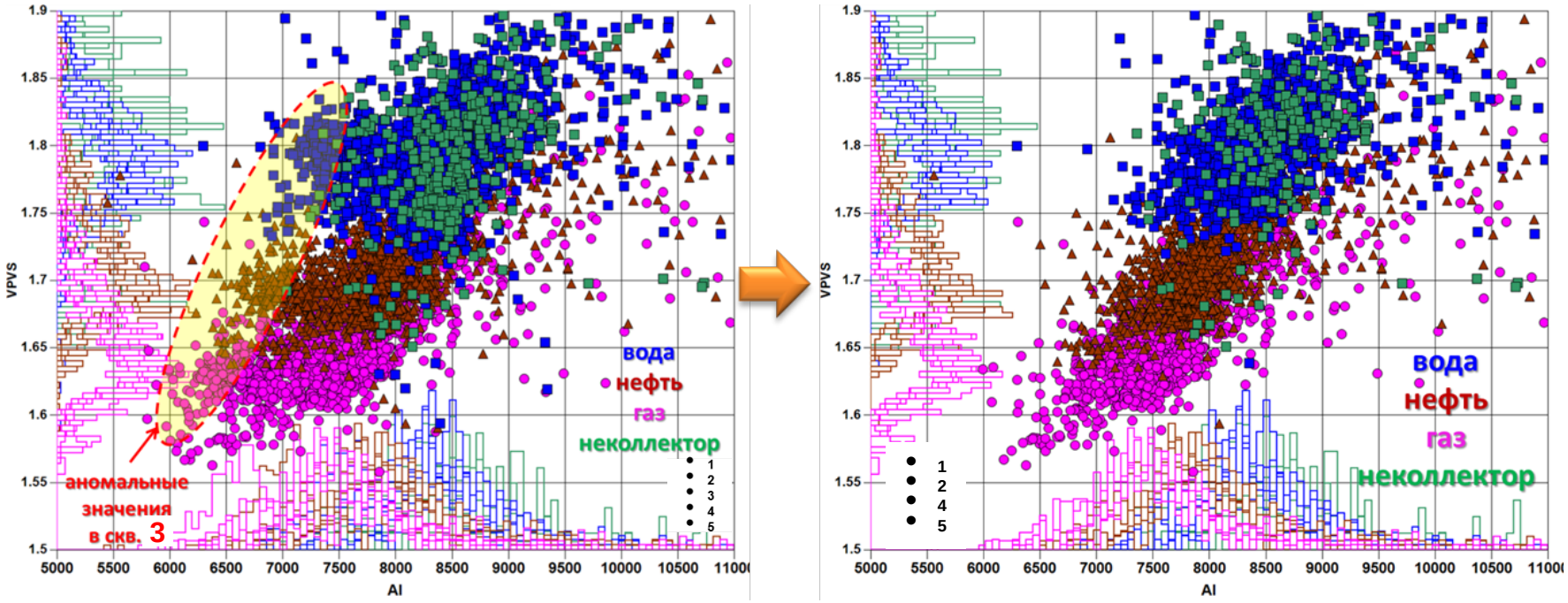
Компонент объемной модели	Модуль объемного сжатия k, ГПа	Модуль сдвига μ, ГПа	Аспектное отношение α	Плотность δ, г/см³
Кварц	47.36	33.25	$0.12+0.85*К_п-0.01*V_{гс}$	2.65
КПШ	101.06	29.93	0.01	2.55
Кальцит	76.72	32.07	$0.0001+К_п*V_{карб}$	2.71
Хлорит	5.36	2.47	0.99	2.66
Компонент объемной модели	**Скорость продольной волны v_p, фут/с**	**Скорость поперечной волны v_s, фут/с**	**Аспектное отношение α**	**Плотность δ, г/см³**
Гидрослюда	11188.00	5380.60	$0.05+0.3*К_п$	2.77

Пример сопоставления исходных и модельных кривых



Анализ моделированных данных

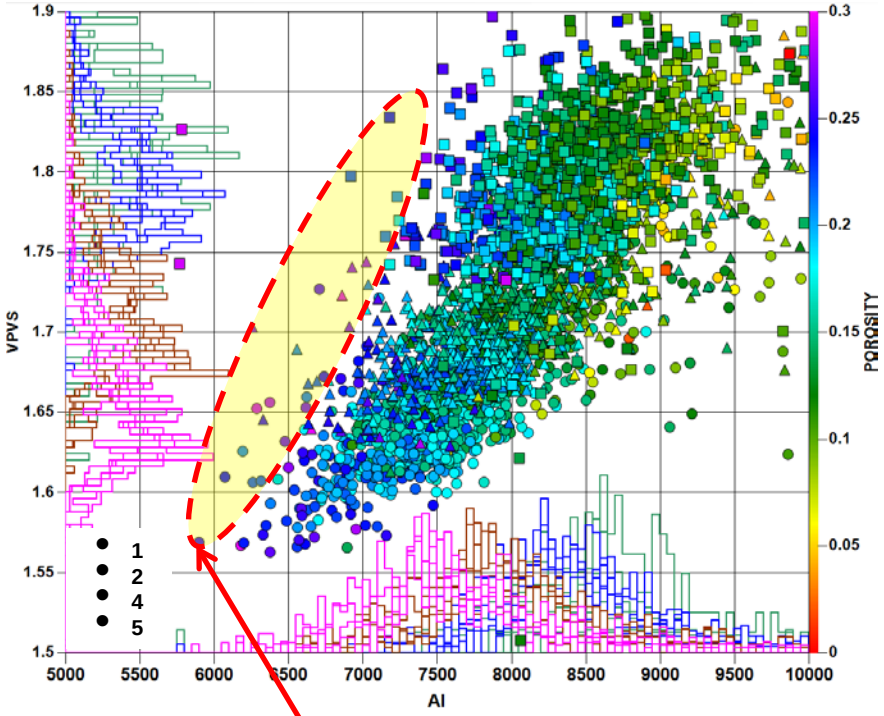
Кроссплоты Vp/Vs – AI для коллекторов с различным типом насыщения

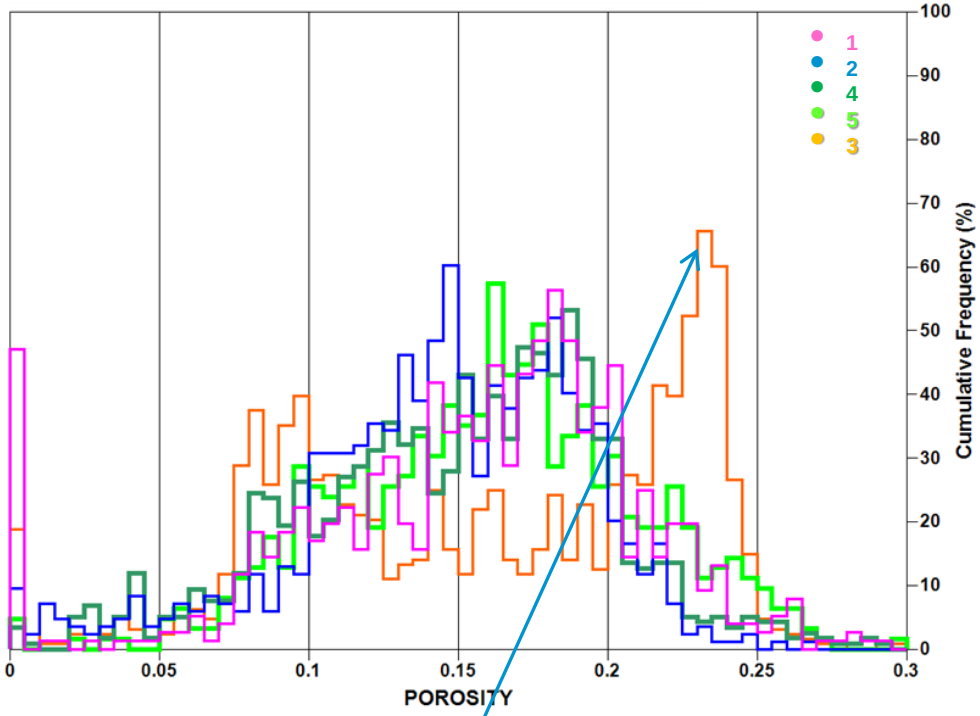


Существует возможность прогноза насыщения в поле упругих параметров AI и Vp/Vs. Наблюдается хорошее разделение газонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов, водонасыщенные близки по свойствам к неколлектору.

Анализ моделированных данных

В скважине 3 наблюдаются аномальные, относительно других скважин, значения пористости



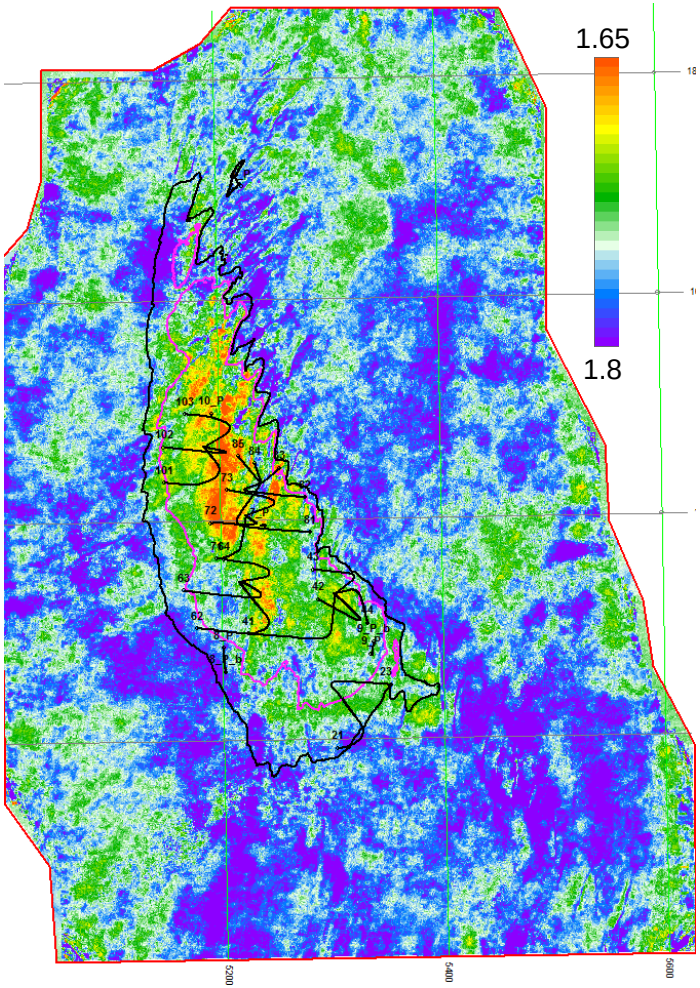


Область значений высокой пористости

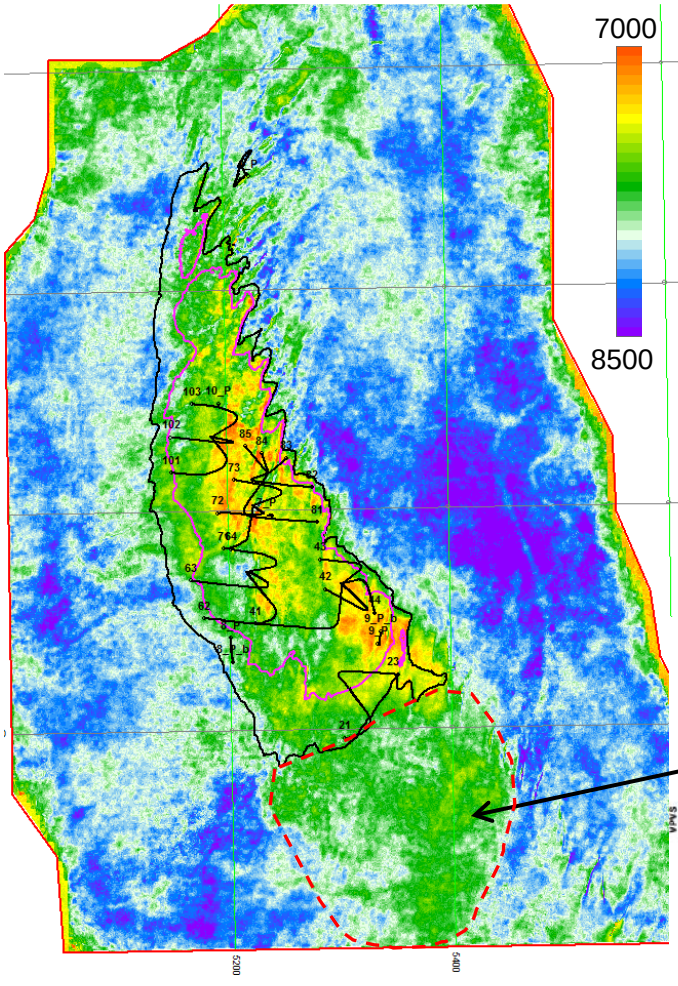
Пик значений пористости в скважине 3 лежит правее примерно на 5 %, чем в других скважинах

Анализ аномально высоких значений пористости

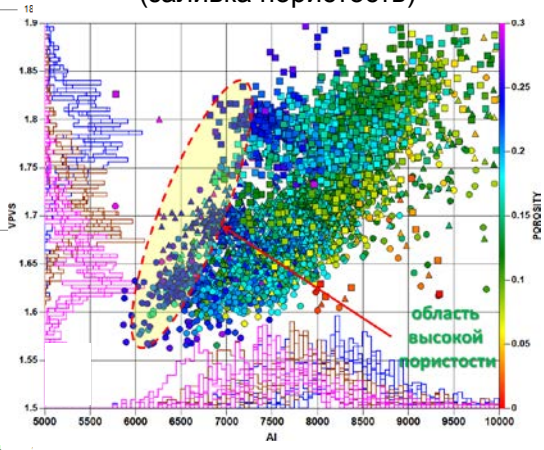
Vp/Vs в интервале Т1+17 – Т1+36мс



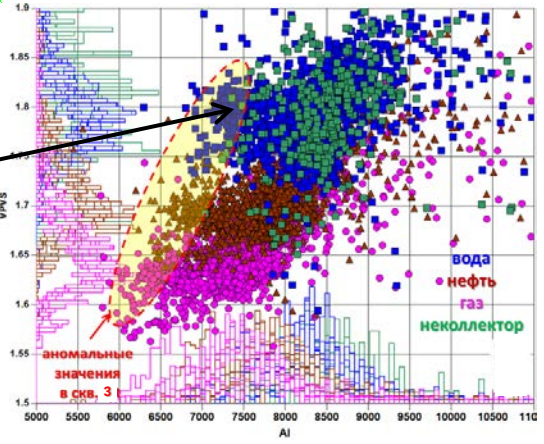
AI в интервале Т1+17 – Т1+36мс



Кроссплот Vp/Vs-AI по модельным данным ГИС (заливка пористость)



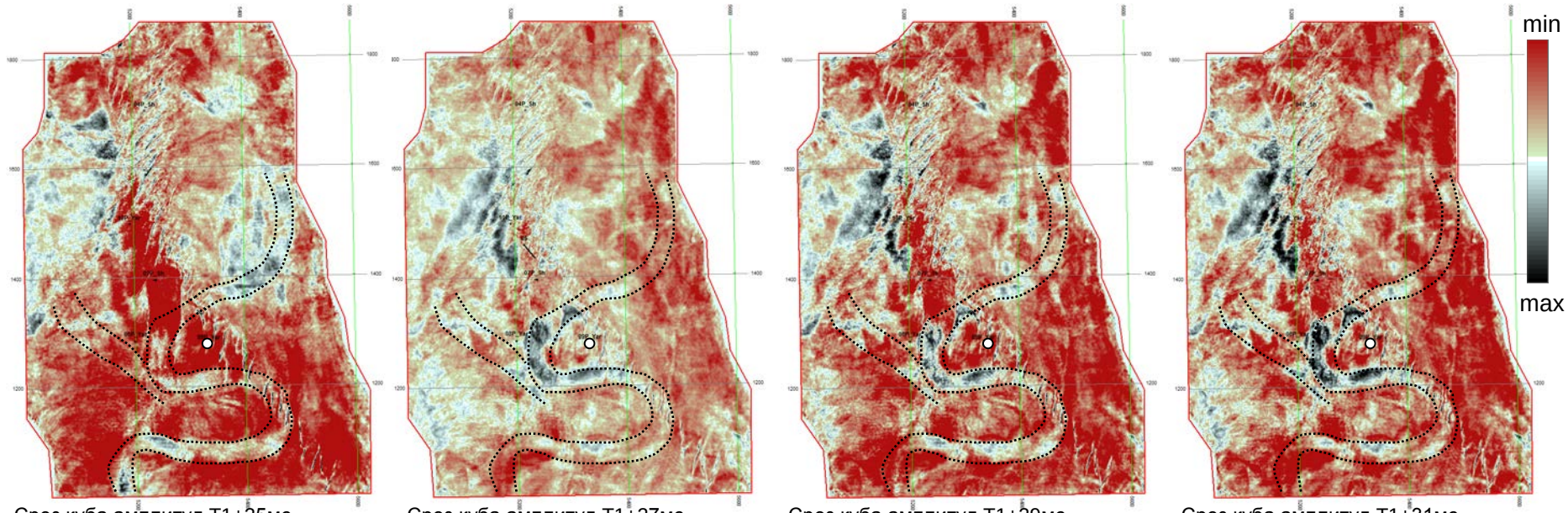
Кроссплот Vp/Vs-AI по модельным данным ГИС (заливка насыщение)



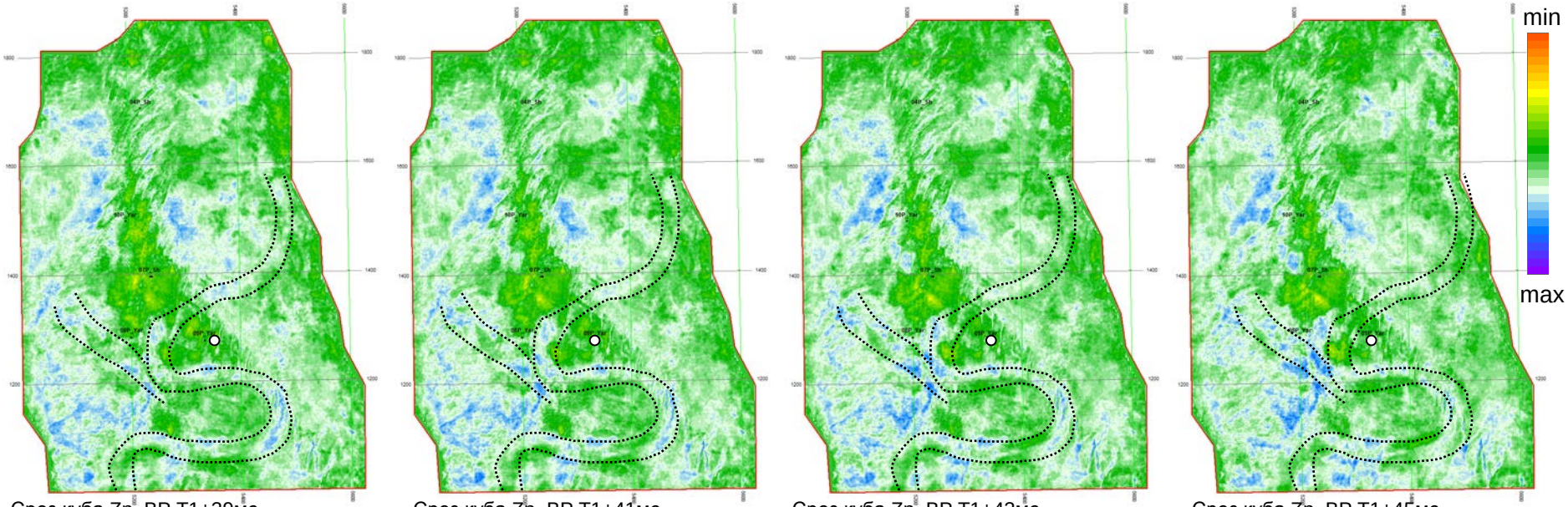
- ГНК (а.о. -1869) — ВНК (а.о. -1936)

Данные петрофизики подтверждают аномалию по результатам сейсмической инверсии. Уменьшение AI на юге залежи связано с повышенными значениями пористости, наблюдаемыми в скв. 3.

Анализ аномально высоких значений пористости



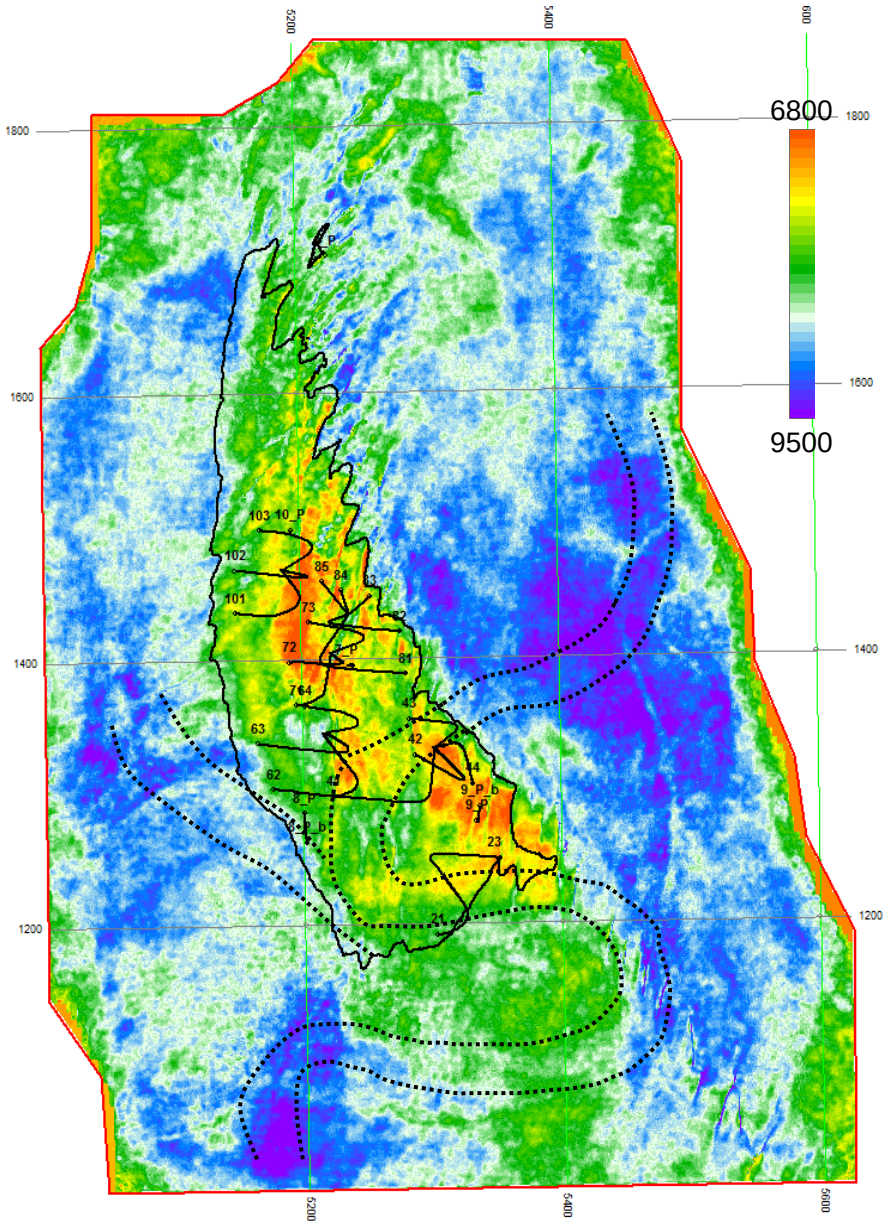
Срез куба амплитуд T1+25мс | Срез куба амплитуд T1+27мс | Срез куба амплитуд T1+29мс | Срез куба амплитуд T1+31мс



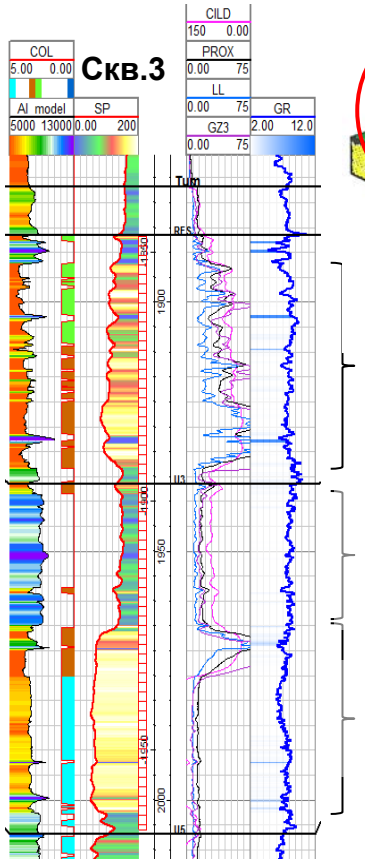
Срез куба Zp_BP T1+39мс | Срез куба Zp_BP T1+41мс | Срез куба Zp_BP T1+43мс | Срез куба Zp_BP T1+45мс

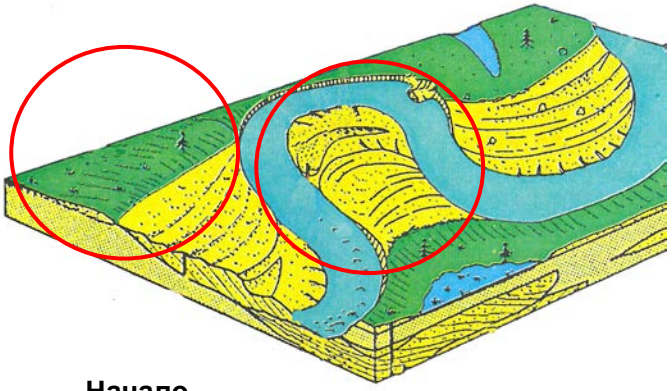
Анализ аномально высоких значений пористости

Средний AI в окне T1+17 – T1+36мс



По результатам проведенного фациального анализа резкое увеличение пористости в скв. 3 можно связать с развитием отложений аккреционного комплекса (руслового бара)



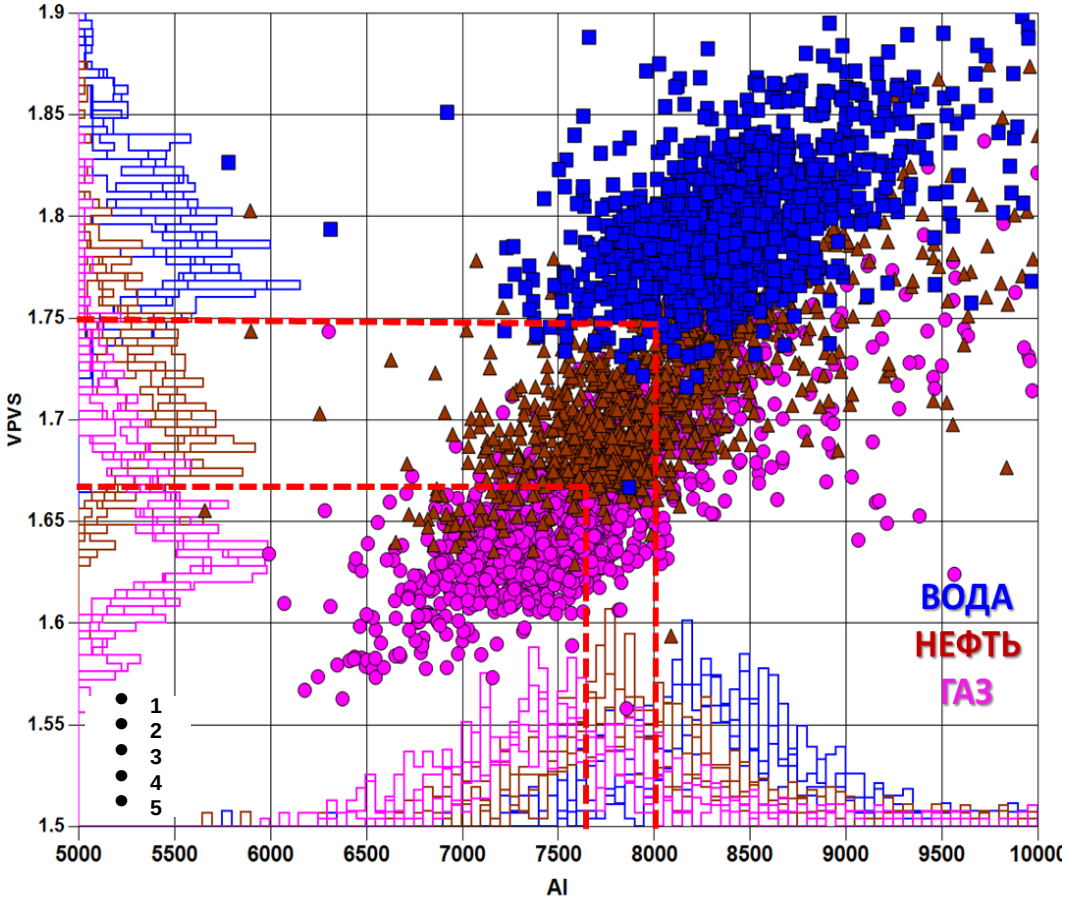


Начало трансгрессии

ФАЦИЯ ПОЙМЫ / ПРИРУСЛОВОГО ВАЛА

ФАЦИЯ АККРЕЦИОННОГО КОМПЛЕКСА

Анализ моделированных данных



Граничные значения по AI для разделения коллекторов по насыщению:

- *вода - нефть: 8000 г/см^3·м/с*
- *нефть - газ : 7650 ÷ 7700 г/см^3·м/с*

Наблюдаются вариации значений AI и Vp/Vs для продуктивных коллекторов.

- *Газонасыщенные коллектора:*
  - *AI = 6500 ÷ 7900 г/см^3·м/с*
  - *Vp/Vs = 1.6 ÷ 1.67*

- *Нефтенасыщенные коллектора:*
  - *AI = 7500 ÷ 8200 г/см^3·м/с*
  - *Vp/Vs = 1.67 ÷ 1.75*

Выводы и результаты

- Получена объемная модель, учитывающая вклад каждого минерала и флюида в общем упругом отклике горной породы:
  - *Рассчитаны отдельные объемы хлорита и гидрослюды.*
  - *Установлена значительная изменчивость минерального состава глин по разрезу.*
- Выполнено петроупругое моделирование на базе сложной объемной минеральной и флюидной модели:
  - *Установлено, что газонасыщенные и нефтенасыщенные коллектора достаточно уверенно идентифицируются по упругим свойствам, а водонасыщенные близки по свойствам к глинистым породам.*
  - *Отмечено аномальное влияние емкостных свойств коллектора скв. 3 на упругий отклик породы, что следует учитывать при прогнозе насыщения.*
  - *Установлена связь резкого увеличения пористости с развитием отложений аккреционного комплекса (руслового бара).*
- В результате петроупругого моделирования была получена достоверная модель, позволяющая оценить упругие свойства горных пород в неискаженных скважиной условиях при отсутствии влияния зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.
- По результатам выполненной работы можно рекомендовать применение петроупругой модели для расчета инверсии и идентификации перспективных интервалов.

Спасибо

Passion for Geoscience
cgg.com