

**Эффективность анализа сейсмических атрибутов
как ключ к оптимизации прогноза и
характеристики залежей углеводородов:
обзор и тематическое исследование русловых
систем верхнего мела бассейна Тано-Кот-д'Ивуар
в Гвинейском заливе**

Представлено: Дезире ОНАМУН
Аспирант 1-го курса Института «Сибирская Школа Геонаук»
Иркутск Май 2024 г.

Цель работы: Показать значение изучения сейсмических атрибутов при характеристике и прогнозировании залежей нефти.

Используемый материал и метод: Краткое изложение ранее существовавших исследований по сейсмическим атрибутам и практический пример перспективного месторождения CIV_RUS_ISTU, расположенного в бассейне Тано Кот-д'Ивуар в Гвинейском заливе.

Что мы подразумеваем под сейсмическим атрибутом?

Все величины, полученные по сейсмическим данным.

*** Интервальная скорость, инверсия акустического импеданса, прогноз порового давления, окончания отражателей, AVO.

Задачи атрибутивного анализа:

- * **Структурная**- параметры геометрии структурных поверхностей (наклоны, азимуты, разрывы и.т.д.)
- * **Вещественная**: Литология, фации, флюидонасыщение, напряженность.

Объекты атрибутивного анализа:

- * Осадочные (сейсмические) комплексы (временные интервалы).
- * Пласты (сейсмические, отражающие горизонты, отражения, волны).
- * Нефтегазовые залежи, резервуары.

Классификация атрибутов: Геометрические и физические.

Геометрические: >>> повышение наглядности геометрических характеристик сейсмических данных >> Падение, азимут и непрерывность.

Физические: >>> физическими параметрами недр >> Литология. > амплитуда, фаза и частота.

Применение некоторых сейсмических атрибутов для обнаружения геологических событий

Сейсмические атрибуты > инструменты для определения геологических особенностей на основе данных сейсмических отражений > помогают сейсмической интерпретации > выявление скрытых особенностей (рис. 1)
!!! Выбор атрибутов зависит от интересующей особенности, которую необходимо проанализировать.

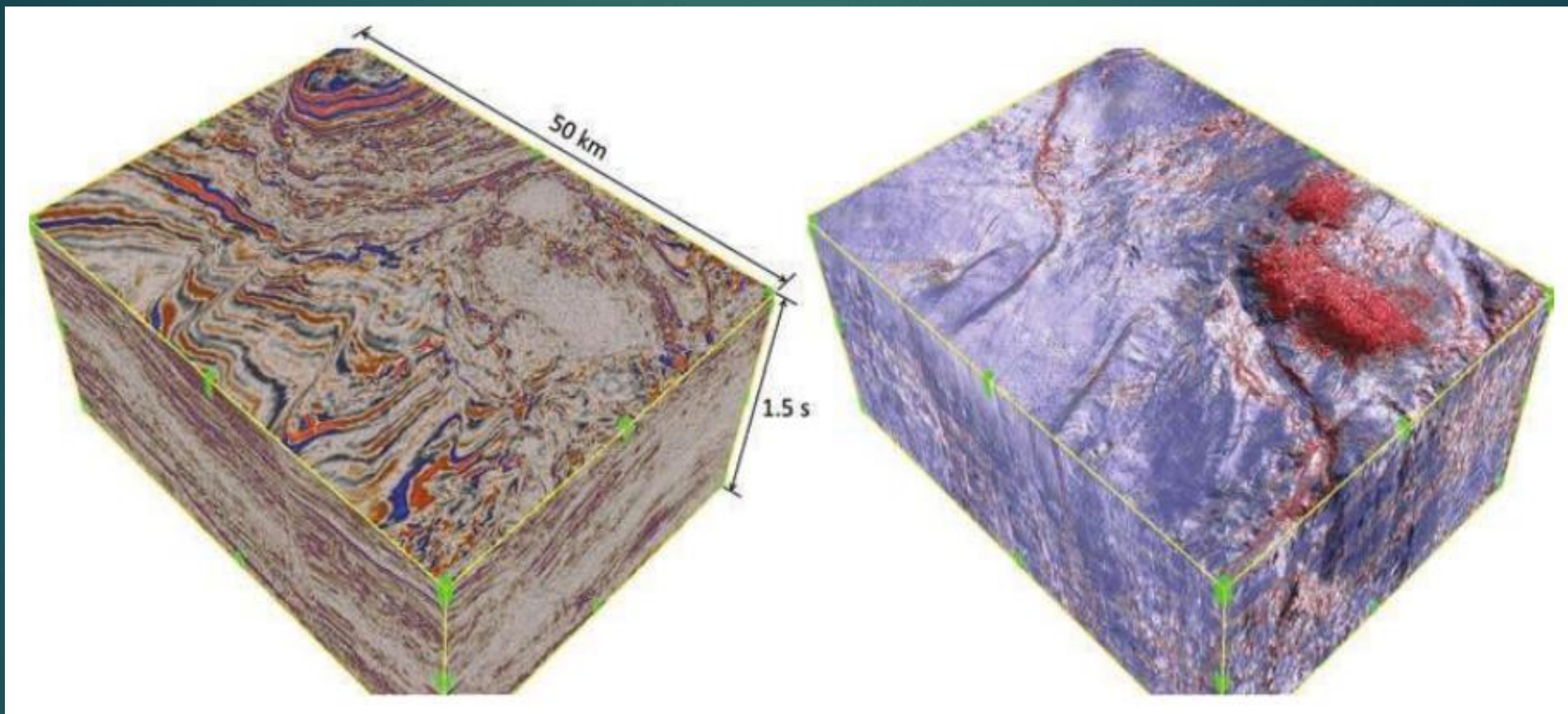


Рисунок 1. Сейсмические атрибуты показывают особенности, скрытые в сейсмических данных. Здесь разломы и диапиры гораздо более четко видны на отображении атрибутов справа, чем на исходных сейсмических данных слева. Отображение атрибутов сочетает неоднородность (красный) с затененным сейсмическим рельефом (синий).
(Handbook of Poststack Seismic Attributes; Arthur E. Barnes, Geophysical References Series No. 21, SEG 2016)

>> Когерентность: разломы, каналы, разрывы.

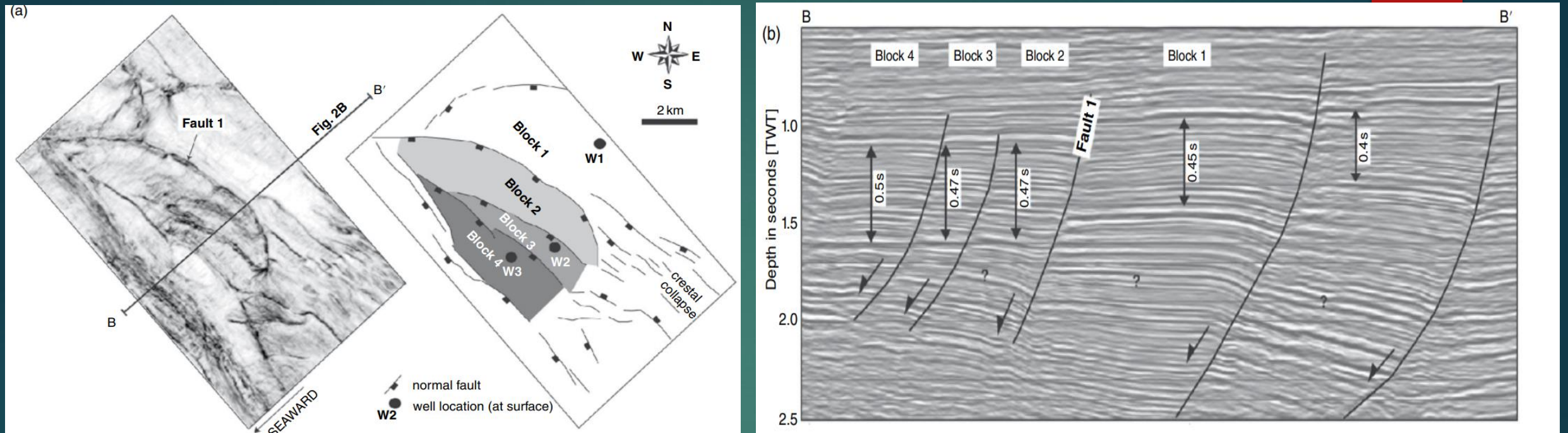


Рисунок 2: Пример согласованности в дельте реки Нигер. (а) Срез когерентности при TWT 1,5 с и интерпретированная карта разломов; (б) разрез отраженной сейсморазведки, показывающий разломы (Back et al. (2006))

Разграничение коллекторов через ловушки УВ:

Мгновенные атрибуты; карты амплитуд очень полезны для разграничения возможных зон скопления УВ.

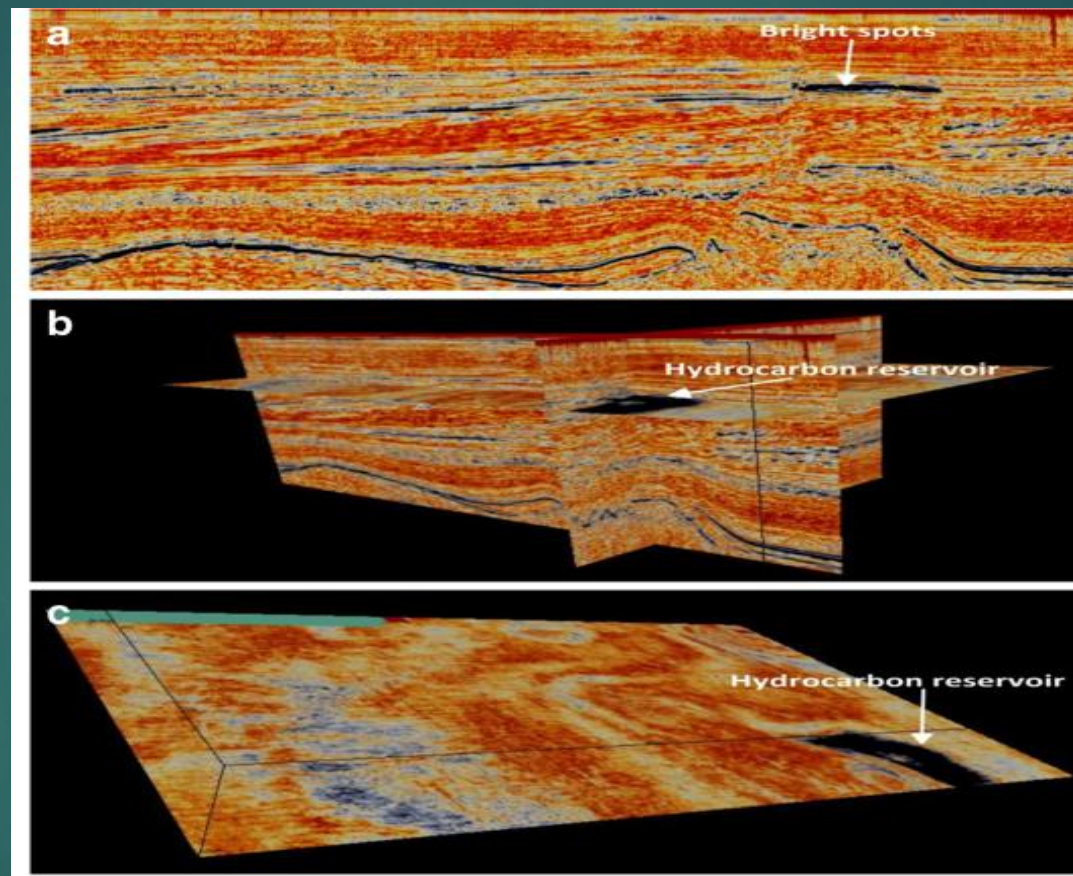


Рис. 3. (а) Мгновенная амплитуда линейного 230, (б) три компонента 3Dсейсмические данные, которые представлены в виде линейных, поперечных и z-срезов, чтобы показать протяженность резервуара впространство, (с) УВ резервуар, видимый по z-срезу 524.

(After *Open Journal of Earthquake Research*, 9,273-288. <https://doi.org/10.4236/ojer.2020.93016>).

Дифракционные изображения >> выделение и характеристика зон разломов, кавернозности и трещиноватости

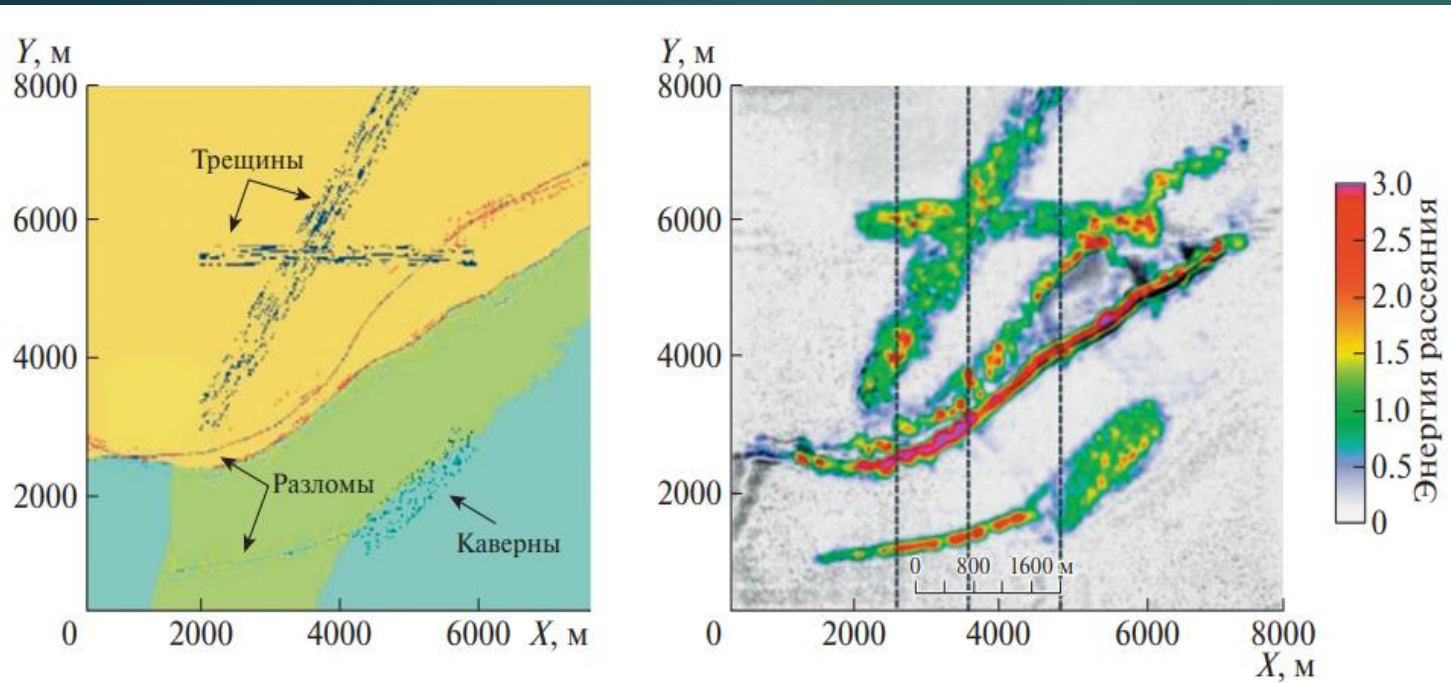


Рис. 4. Сравнение синтетической модели (слева) и полного дифракционного изображения (справа).

(М. И. Протасов, В. А. Чеверда, В. В. Шиликов: Доклады российской академии наук. Науки о земле, 2021, том 499, № 2, с. 168–173)

все дифрагирующие/рассеивающие объекты, заложенные в модель, корректно представлены и на дифракционном изображении, и наоборот. Заметили при этом, что и кинематические, и динамические характеристики объектов восстановлен.

Использование трехмерных дифракционных изображений во временной области обеспечивает надежное восстановление геологических объектов, таких как каверны, скопления трещин (крупные трещины), коридоры трещиноватости и зоны разломов.

Обнаружение каналов мутности: Кот-д'Ивуар Бассейн Тано/Гвинейский залив

- **Геофизическая база данных**
- База сейсмических данных
- Повторная обработка сейсмических данных
 - **Определение канализованной системы**
- Физические атрибуты
- Геометрические атрибуты
 - **Доступные атрибуты**
- Относительный акустический импеданс
- Вторая производная конверта
- Глинитый индикатор

Наблюдение, обсуждение, рекомендация

• Геофизическая база данных

- База сейсмических данных: проспекта CIV_RUS_ISTU.

Исходная площадь: 2600 км².

2003 г., западная часть: сейсморазведка 3D (924 км²) >> Western Geco

2004: Обработка сейсмических данных >> CGG Veritas.

2007: Повторная обработка сейсмических данных 480 км² >> 3D >> PSDM >> AVO

Цель: Уточнение геометрии глубины и насыщения флюидом.

- **Повторная обработка сейсмических данных, два маршрута:**

(а) PSTM >> временная интерпретация, сейсмическая характеристика;

(б) Акустическая инверсия после суммирования >> глубокие синрифтовые структуры.

Относительный акустический импеданс и вторая производная огибающей

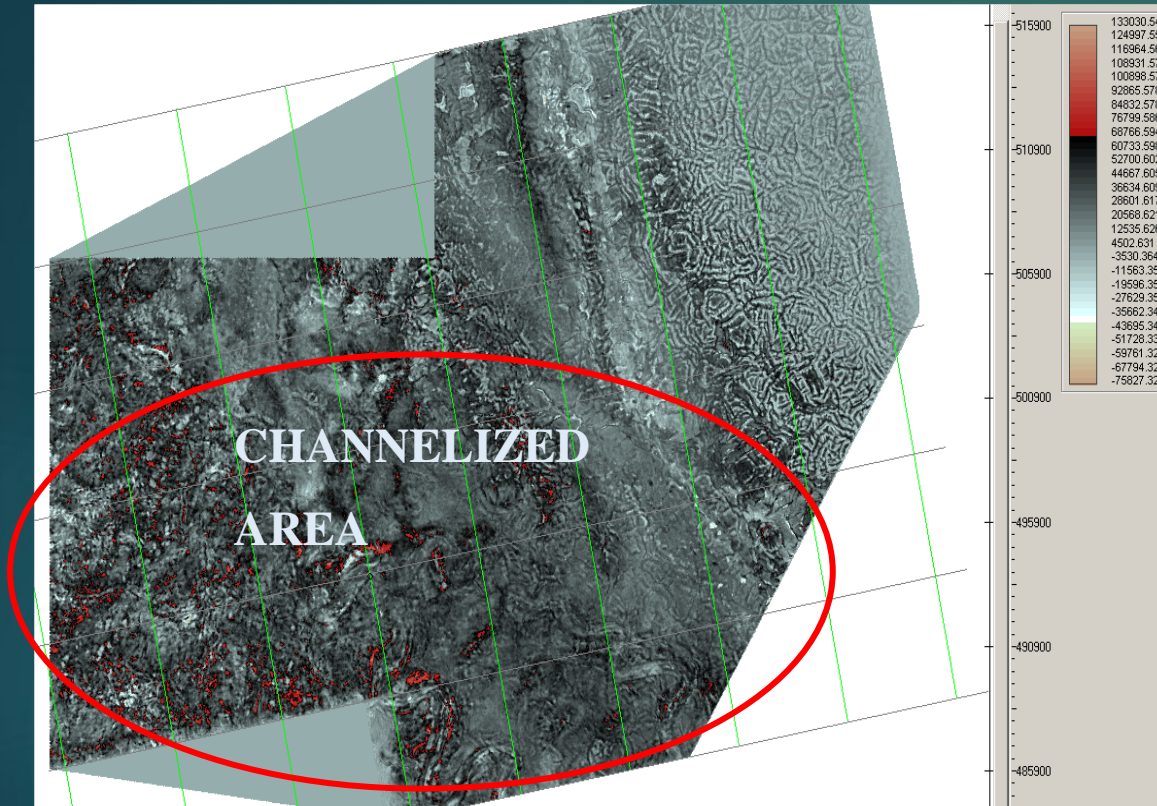


Figure 5: Prospect RUS_ISTU channelized systems displayed by the Relative Acoustic Impedance attribute

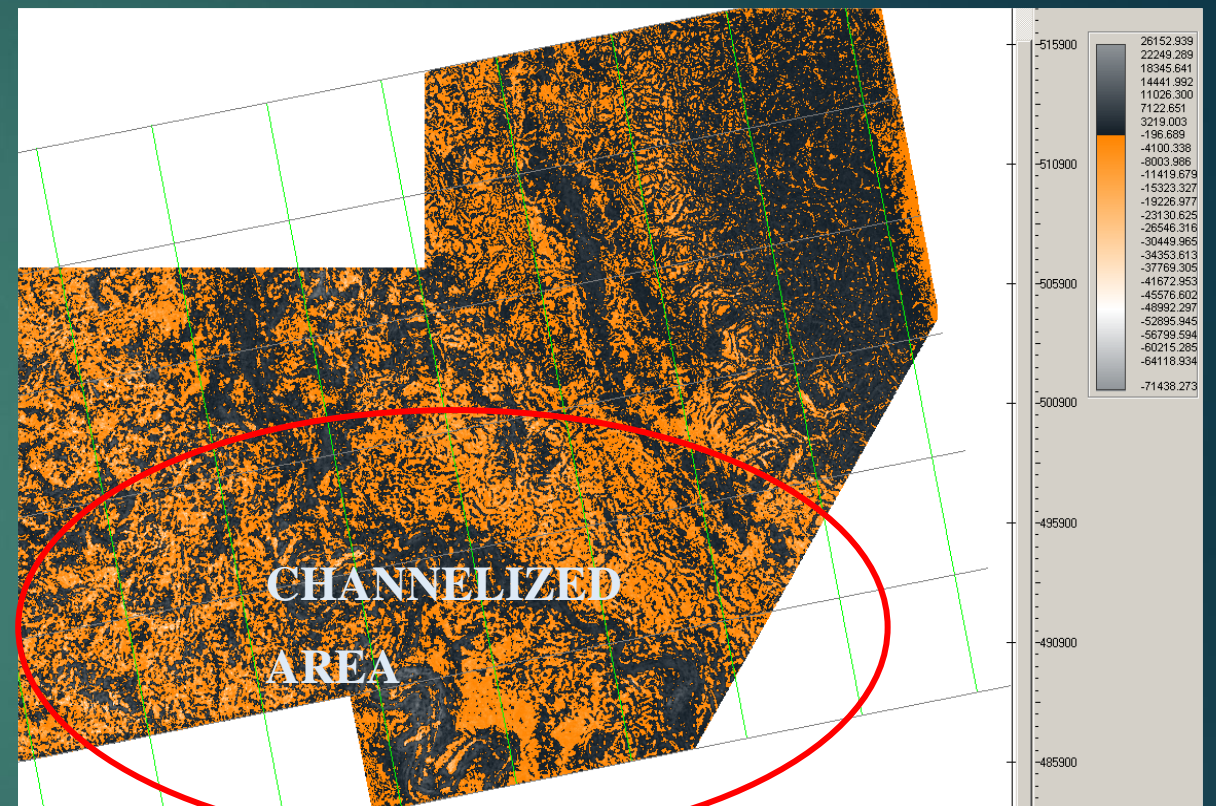


Figure 6: Prospect CIV_RUS_ISTU channelized systems displayed by the Envelope Second Derivative attribute

Глинистый индикатор:

Наблюдение:

- (а) Геометрический атрибут >> Плохой результат;
- (б) Физические характеристики >> лучшие результаты;
- (в) Влияние высокого усиления.

Обсуждение: Подходящие атрибуты: Физические.

Связь между глинистым индикатором и относительным акустическим импедансом:

. Разграничение зон и усиление пористости.

. RAI (ОАИ) >> наличие качественного флюида >> потенциальный резервуар.

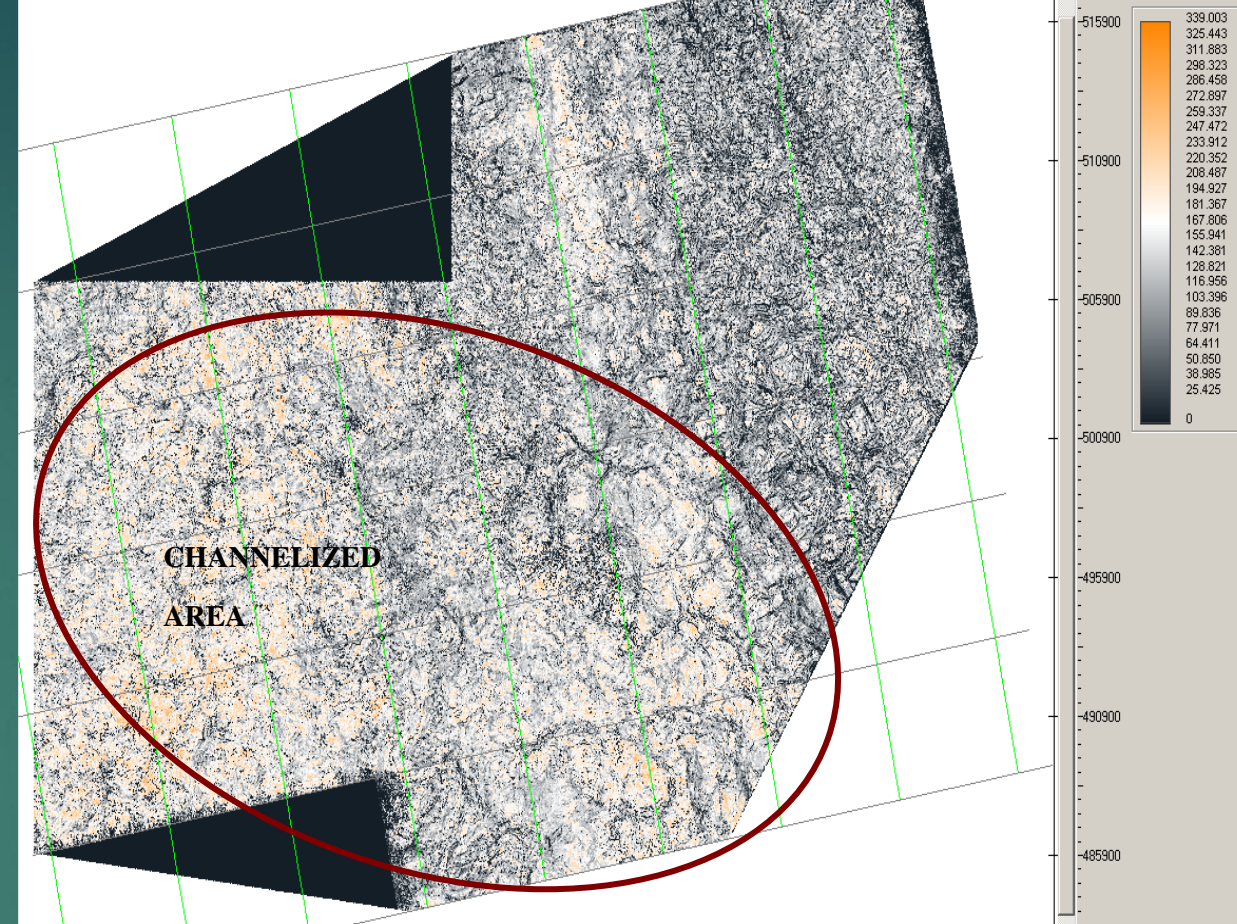


Figure 7: Prospect CIV_RUS_ISTU channelized systems displayed by the Shale Indicator attribute

Рисунок 8: Низкий импеданс (А) >> потенциальные коллекторы; Большая часть с высоким импедансом (В).

Рисунок 9: Красные круги >> Низкий импеданс >> Потенциальные резервуары.

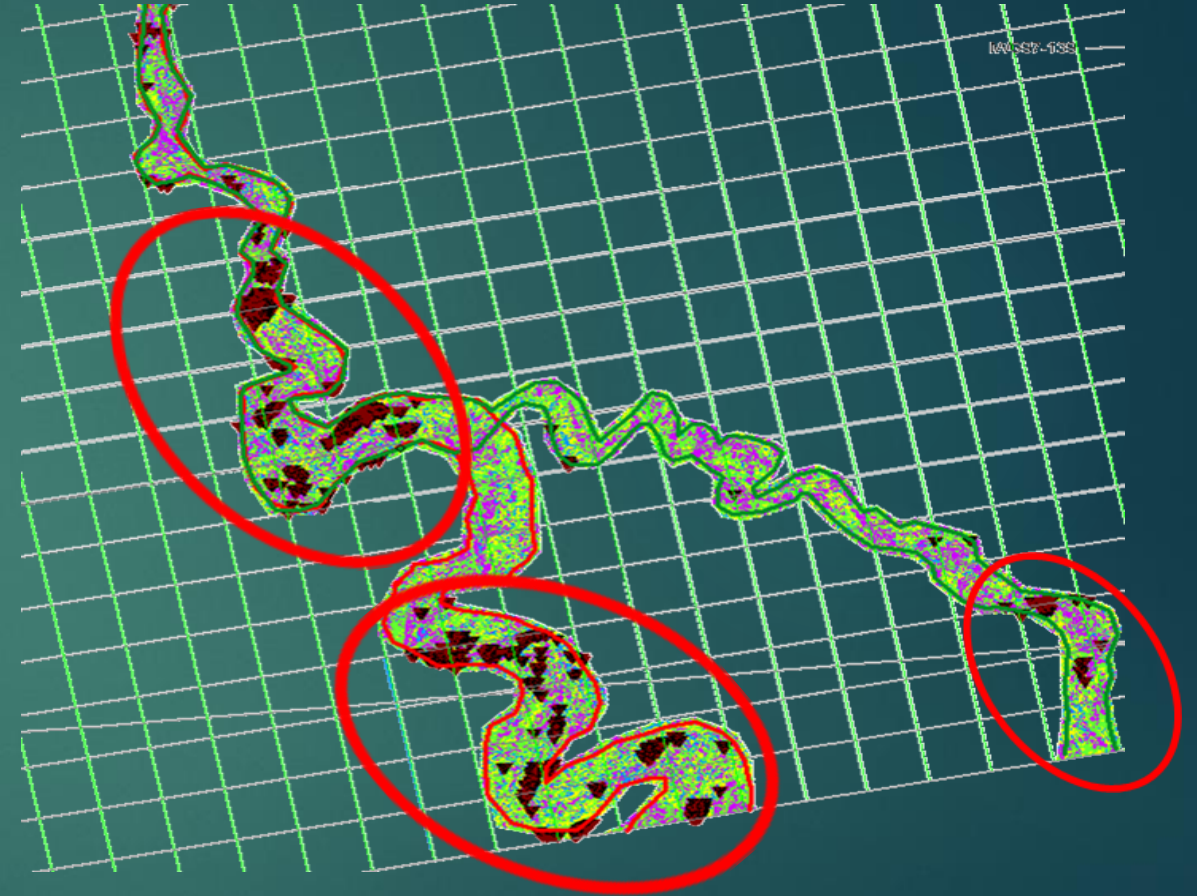
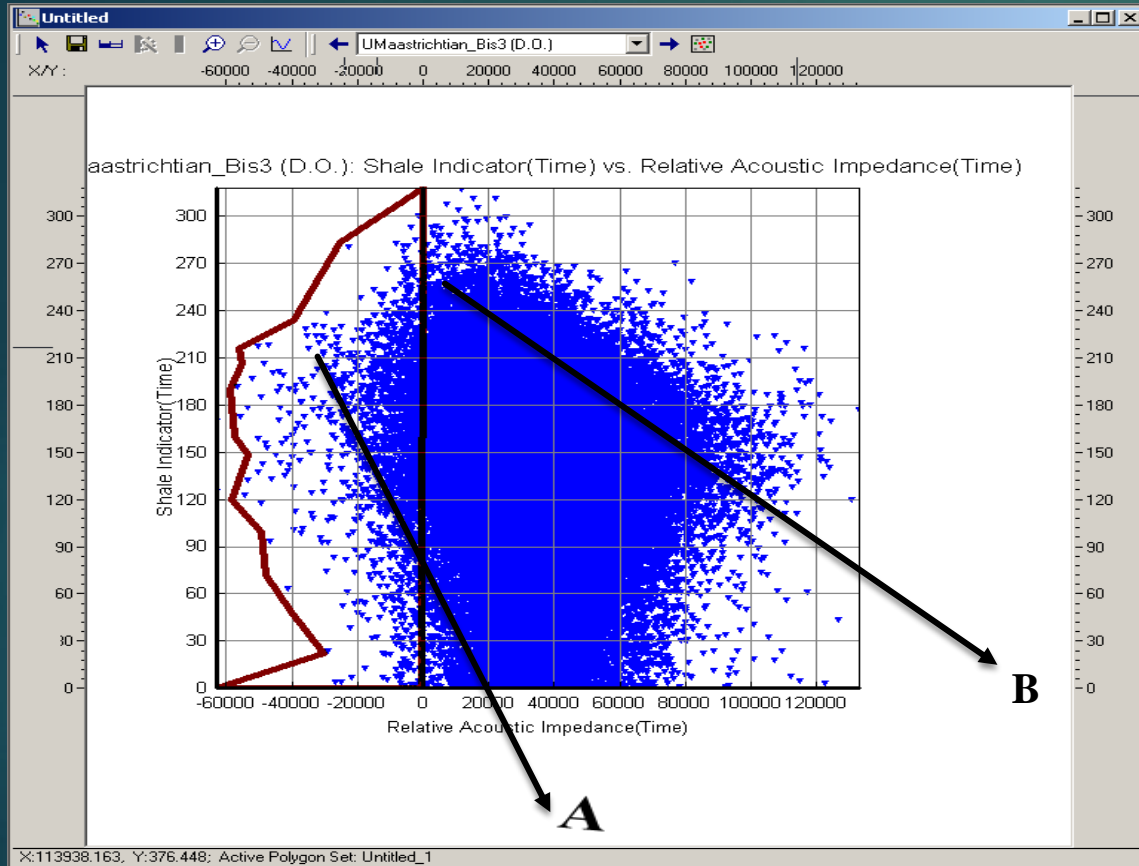


Figure 8: Crossplot: Shale Indicator (Time) vs. Relative Acoustic Impedance (Time)

Figure 9: Uppermost Cretaceous displays with the areas of low impedance (Red)

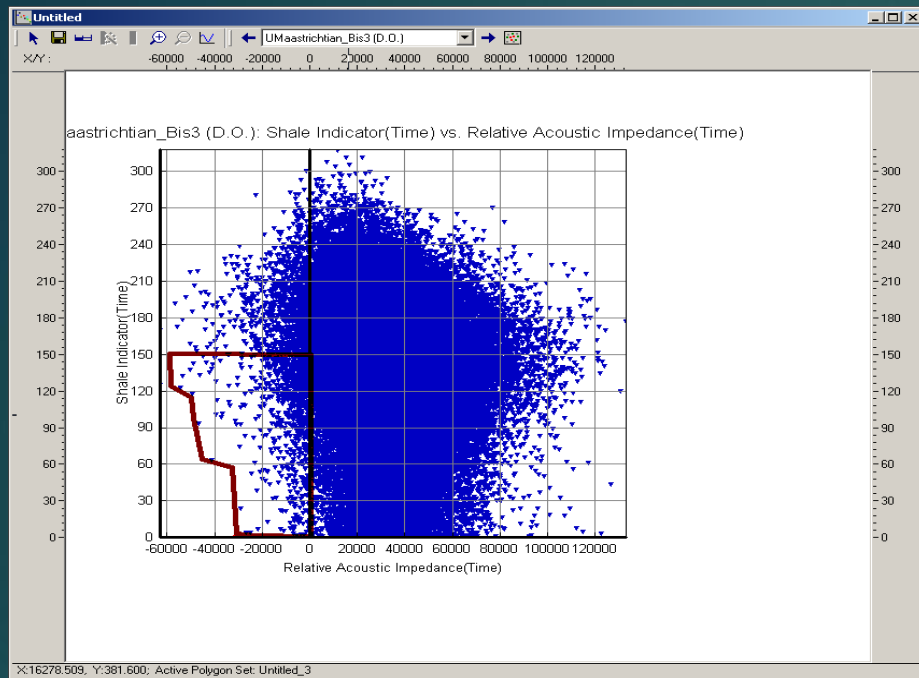


Figure 10a Polygon displays shale average

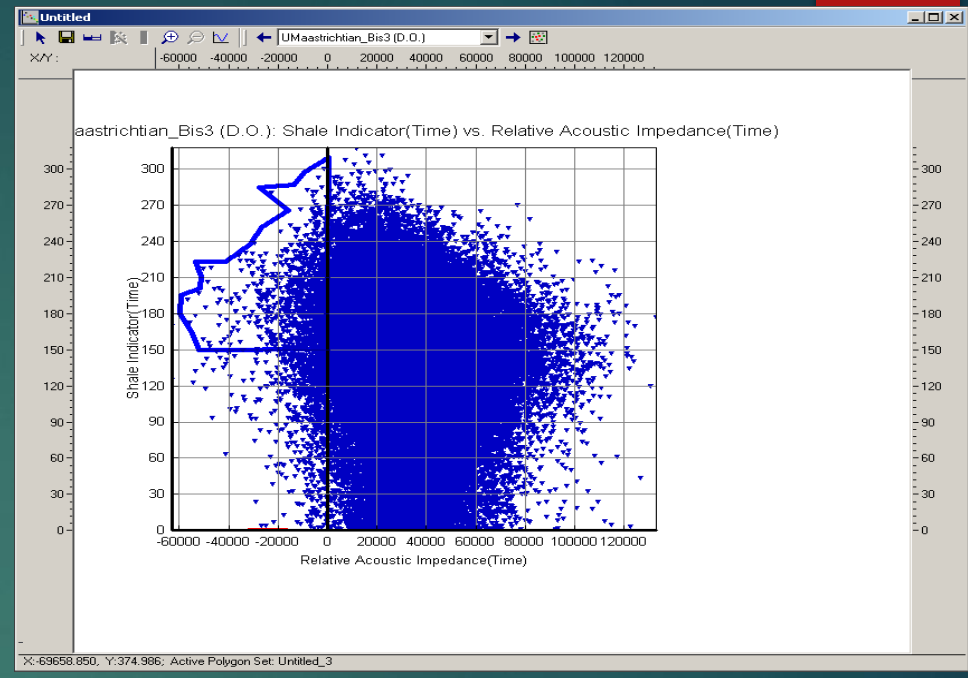


Figure 10b Polygon displays shale average more less than 150

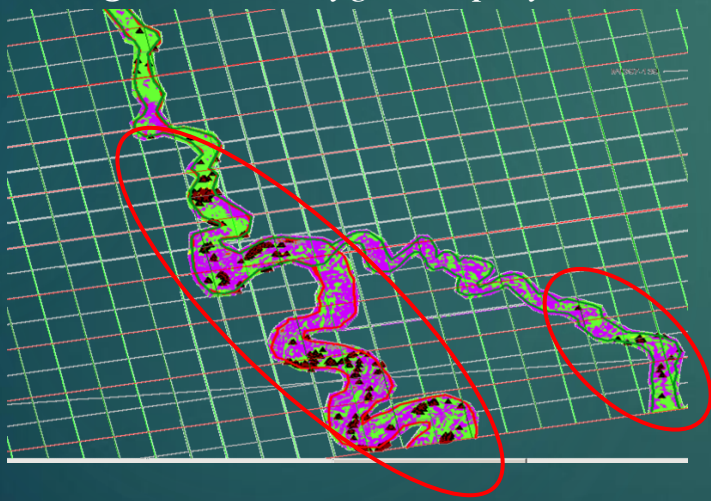


Figure 11a Uppermost Cretaceous with area of low relative acoustic impedance and below average shale indicator

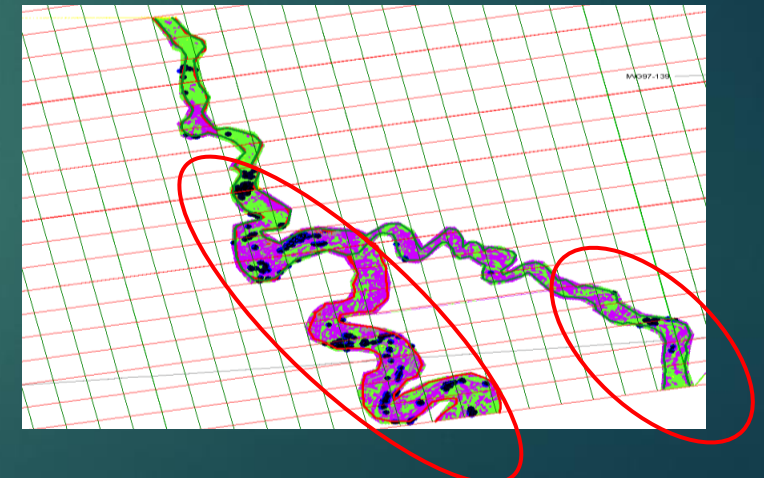


Figure 11b Uppermost Cretaceous with area of low relative acoustic impedance and high average of shale indicator

Отношение между глинистым индикатором и относительным акустическим импедансом

Рисунки 10а и 10b: Среднее содержание глин: 150

Значение $< 150 \Rightarrow$ преобладание глины на песке.

Значение $> 150 \Rightarrow$ преобладание песка над глиной.

Рисунок 11а: Распределение глин: низкий RAI (ОАИ) + низкий глинистый индикатор \gg высокая пористость.

Рисунок 11b: Распространение глин с высоким содержанием \gg Низкая пористость.

Выводы и рекомендации

1. Характеристика месторождений нефти и газа: основная роль сейсмических атрибутов.
2. потенциальные геологические события и наблюдения.
3. Принятие основной идеи распределения потенциального резервуара.
4. НО недостоверные результаты.
5. Рекомендация: провести количественные исследования и связать их с ГИС и анализом керна.