

С. А. ИСТЕКОВА, Г. К. УМИРОВА

(Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, г. Алматы)

## ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

**Аннотация.** Предложенная технология проведения количественной интерпретации с использованием методики анализа сейсмических атрибутов по материалам сейсморазведки 3D позволила провести структурные построения и прогноз геологических параметров продуктивных пластов в терригенных отложениях Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

**Ключевые слова:** 3D сейсморазведка, Южный Торгай, сейсмические материалы, продуктивный пласт, нефтегазоносный бассейн.

**Тірек сөздер:** 3D сеймикалық барлау, Оңтүстік Торғай, сеймикалық мәліметтер, өнімді кабаттар, мұнай-газды бассейн.

**Keywords:** 3D seismic exploration, Southern Torgay, seismic materials, productive layer, oil-and-gas pool.

Современная сейсморазведка в модификации 3D на месторождениях углеводородов позволяет решать достаточно тонкие геологические задачи. Сегодня на месторождениях Казахстана результаты сейсмических работ используются не только для общепринятых структурных построений, но и для прогноза геологических параметров целевых пластов. Этот прогноз основан на определении количественных связей между геологическими параметрами, определенными по материалам ГИС в точках скважин и параметрами (атрибутами) сейсмического сигнала, рассчитанными вблизи этих точек.

Целью применения количественной интерпретации сейсмических данных является прогноз коллекторских свойств и флюидонасыщения на определенных удалениях от пробуренных скважин. При этом должны быть оценены точность этого прогноза и риски, связанные с неопределенностью самих геофизических методов и геологических условий. Для этого проводится статистический анализ упругих свойств пород, вскрытых в скважинах, результаты которого применяются для вероятностного предсказания и классификации литологии и флюидов по результатам синхронной инверсии [1].

Метод количественной интерпретации зависит как от качества входных данных: полнота и качество скважинных кривых; достоверная их петрофизическая интерпретация; оптимальные параметры полевой записи сейсмических данных; их качественная цифровая обработка, так и от самих упругих свойств пород (в основном, физическое расчленение разных литотипов). Это касается и пород, залегающих на больших глубинах и пород, отличающихся по пористости и флюидонасыщению. Количественное привлечение глубинных трендов при интерпретации сейсмических данных, значительно увеличивает их прогнозную ценность и сужает неопределенность результатов. Изучение упругих свойств пород статистическими методами позволяет включить возможность прогноза параметров не установленных глубоким бурением, а также ожидаемый разброс физических параметров [2].

Предложенная в статье методика количественной интерпретации показала возможность использования сейсмических данных для количественного прогноза геологического разреза в нефтегазоносных районах Казахстана. Высококачественные 3D сейсмические материалы, применение современных алгоритмов обработки, позволяющие получить сейсмический материал, как по полным суммам, так и частичные или угловые суммы, в комплексе с результатами интерпретации данных ГИС, позволяют использовать сейсмические данные в качестве основы для структурных построений, при прослеживании разломов, описании резервуара и прогнозировании коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Информация, полученная из сейсмической трассы, называемая сейсмическими атрибутами, является одним из главных методов анализа сейсмических фаций и прогноза изменения литологии

продуктивной части газонефтяного разреза по данным сейсморазведки. *Сейсмические атрибуты*, используя информацию, связанную с амплитудой, формой и расположением сейсмического сигнала, более чувствительны к изменениям параметров отражений, чем традиционные методы визуализации сейсмических данных [3].

Анализ сейсмических атрибутов, как правило, начинается с анализа свойств горных пород. Обычно исследование свойств горных пород начинается с анализа их свойств по ГИС. Посредством анализа свойств горных пород и прямого моделирования можно выделить основные сейсмические атрибуты и определить их способность различить важные коллекторские или литологические характеристики [4].

Существует общая классификация атрибутов: 1-D атрибуты – вычисляются по одной сейсмической трассе, 2-D и 3-D атрибуты – рассчитываются, используя информацию соседних трасс.

Семейства атрибутов включает в себя:

– временные атрибуты – связаны с вертикальным расположением сигнала на сейсмическом разрезе;

– атрибуты комплексной трассы – сейсмическая информация рассматривается как аналитическая трасса, которая состоит из реальной и вымышленной частей;

– амплитудные, фазовые и частотные атрибуты;

– атрибуты в окне – атрибуты, которые суммируют информацию в пределах заданного вертикального окна сейсмической информации;

– атрибуты Фурье – атрибуты в частотной области, полученные путем применения преобразования Фурье (спектральная декомпозиция);

– многотрассовые атрибуты – атрибуты вычисляются, используя более одной исходной сейсмической трассы, которые обеспечивают количественную информацию о латеральной изменчивости сейсмических данных (когерентность, угол/азимут, искривление) [5].

В целом атрибуты по времени характеризуют структуру, атрибуты по амплитуде характеризуют стратиграфию или наличие углеводородов, а атрибуты по частоте – стратиграфию или коллектор. Многокомпонентные сейсмические атрибуты позволяют выявить трещиноватость и разломы и определить их ориентацию. Атрибуты по затуханию могут помочь обнаружить залежи газа. При наличии достаточного числа скважин основные атрибуты коллектора можно использовать на разрабатываемом месторождении для оптимизации эксплуатационного бурения.

Таким образом, сейсмические атрибуты обеспечивают физической информацией при решении следующих конкретных геологических задач:

– изменение литологии, наличие газа (яркие пятна) – Envelope;

– латеральная непрерывность отражающих горизонтов, конфигурация напластования – Phase;

– мощность пластов, наличие углеводородов, зоны трещиноватости – Frequency;

– нарушения, трещины, латеральная протяженность отражающих сейсмических горизонтов, картирование русловых отложений – Coherence, Volumetric curvature;

– мощность пластов – Spectral Decomposition.

Технология использования сейсмических атрибутов достаточно хорошо отработана для сейсмических данных 3D, которые имеют равномерное качество и высокую плотность пунктов наблюдения, что дает большие возможности для исследования перспективных объектов, ранее недоступных для обычных методов интерпретации сейсмических данных [3].

Анализ сейсмических данных рассмотрен на примере контрактной территории, расположенной в восточной части Арыскумского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна, в пределах восточного крыла известной грабен-синклинали, осложненной разломом. Территория сложена отложениями протерозоя и палеозоя, составляющие фундамент прогиба, перекрывающийся мезокайнозойским платформенным чехлом. Нефтегазоносность района связана со среднеюрскими, верхнеюрскими, нижнеэокомскими и верхнеэокомскими отложениями. Коллекторами во всех продуктивных горизонтах являются алевролитово-песчаные образования, сформированные в различных фациальных обстановках. В 1984 году к северо-востоку от исследуемой площади было открыто крупное газонефтяное месторождение Кумколь. Затем в разряд месторождений перешли подготовленные сейсморазведкой структуры Аксай, Майбулак, Кызылкия, Акшабулак, Ащисай, Арысская, Нуралы. Основные перспективы предполагаются в юрско-меловых отложениях, залегающих на глубинах от 700–1500 метров [6].

На участке были проведены полевые сейсморазведочные работы 2Д, 3Д, обработка, интерпретация и переинтерпретация геолого-геофизических данных 2Д прошлых лет. Геофизические исследования проводились с целью детального изучения и уточнения геологического строения по опорным отражающим горизонтам в юрско-меловом комплексе, а также по палеозойским отложениям (6 опорных горизонтов) [7].

Работы по интерпретации включали в себя: структурную интерпретацию; петрофизический анализ каротажа скважин; расчет сейсмической инверсии, сейсмофациальные и седиментологические исследования; оценку перспектив нефтегазоносности. Работа по структурной интерпретации началась с анализа данных работ прошлых лет и куба временной миграции. Сейсмические горизонты были откартированы по сети 25x25 м, по кубу PSTM и по всем переобработанным профилям 2D. Несогласия и разломы были откартированы на тех же профилях. Все сейсмические профили были проанализированы для полноты сейсмической интерпретации.

Технологический расчет сейсмических атрибутов проведен по наиболее распространенным методам анализа атрибутов: расчет и анализ кубов атрибутов и формирования горизонтальных, вертикальных пространственных разрезов. По участку рассчитаны кубы следующих атрибутов: phase, chaos, выделение среднеквадратичной амплитуды (RMS), когерентности, импеданса и другие. Интерпретация геолого-геофизических материалов осуществлялась в интерпретационной системе Geographix Discovery (Landmark) на рабочей станции Dell Precision T3400, а расчет импедансов производился с использованием интерпретационной системы Integral Plus компании Paradigm Geophysical. 3D моделирование проводилась с использованием программы «Petrel».

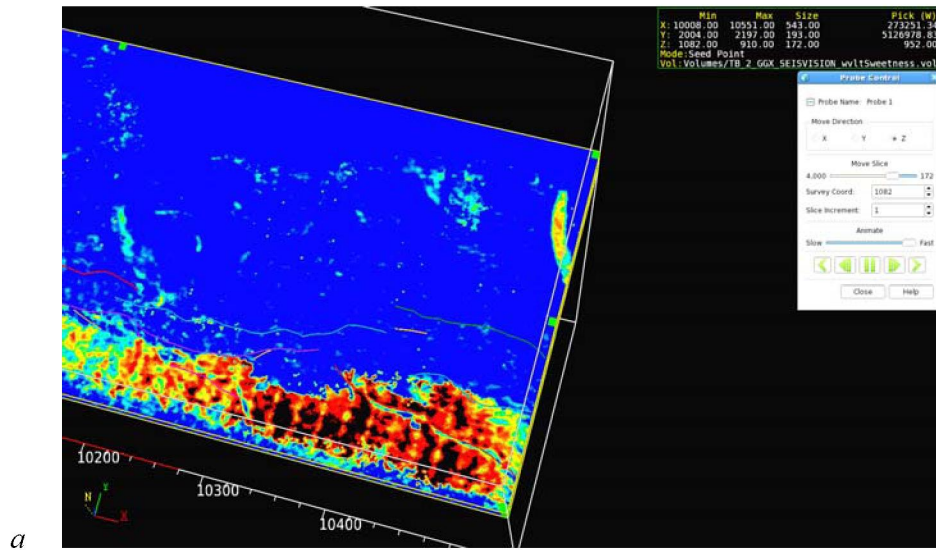
Для выделения слоев песчаника в глинистых формациях был *посчитан куб атрибутов Sweetness*, рассчитанный по формуле мгновенная амплитуда, деленная на корень квадратный из мгновенной частоты. На слайсе по кубу атрибута Sweetness в Акшабулакской толще выделяется палеоканал в южной части сейсмического куба 3Д, так же на площади была выделена более мелкая серия каналов с невысоким значением атрибута (рисунок 1).

В кровле Кумкольской свиты на карте значений Sweetness, в центральной и юго-западной частях, наблюдаются аномальные зоны, скорее всего ассоциирующиеся с меандрирующей палеорекой (рисунок 2).

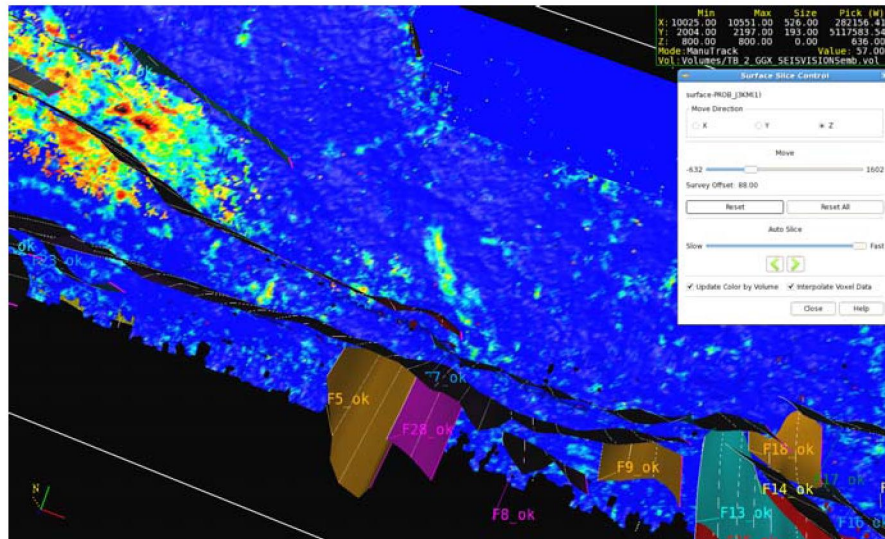
*Куб когерентности* был получен в интерпретационной системе OpendTect и использовался для выделения и трассирования разрывных нарушений, в том числе и малоамплитудных. Тектонические разломы хорошо выражены морфологически как линейные вытянутые формы, подчиняющиеся определенным закономерностям, связанными с тектоническими движениями. Анализ куба когерентности при отслеживании на разных временных уровнях по координате T0 позволяет наблюдать изменчивость этих линейных форм и оценивать характер и степень наклона разломных систем, а также определять их генетическую природу. На горизонтальных слайсах когерентности разломы выделяются узкими темными линиями, которые хорошо контролируются вертикальными временными разрезами, в разных направлениях по-разному. Например, субширотные разломы хорошо отображаются по инлайнам, субмеридиональные – по кросслайнам (рисунок 3).

При анализе временных горизонтальных срезов куба когерентности в интервале 970–1110 мс были предположены русловые аллювиальные фации палеорек. Они были проанализированы с помощью тайм-слайсов через 10 мс. Каждый тайм-слайс конвертировался в формат JPEG, который с помощью программного комплекса ArcGIS был привязан в тех же координатах, что и проект в GGX. В результате, при отрисовке т. н. «шейп-файлов» были получены данные, которые позволили отследить серию речных палеорусел, приуроченных к верхнеюрскому возрасту (рисунок 4).

Речные русла хорошо выделяются и на картах сейсмофаций. Анализ сейсмофаций был проведен *методом нейронных сетей*. При картировании сейсмических фаций и их анализе использовался программный модуль пакета OpendTect, основанный на технологии NNT («нейронных сетей») с неуправляемой (unsupervised) классификацией. В основе технологии нейронных сетей лежит применение методики для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в изучаемом интервале разреза. Основным объектом исследований с помощью этого метода были отложения Акшабулакской свиты, так как отложения этой свиты соответствуют флювиальным условиям осадконакопления и отдельные миандры обычно хорошо выделяются в сейсмическом поле. В самой кровле акшабулакских отложений было выделено несколько ярких амплитудных аномалий.



а



б

Рисунок 1 – Куб атрибута Sweetness. Акпабулакская свита:  
 а – слайс по кубу атрибутов Sweetness. 1082 ms ; б – слайс по горизонту 13km (offset 88 ms), Sweetness

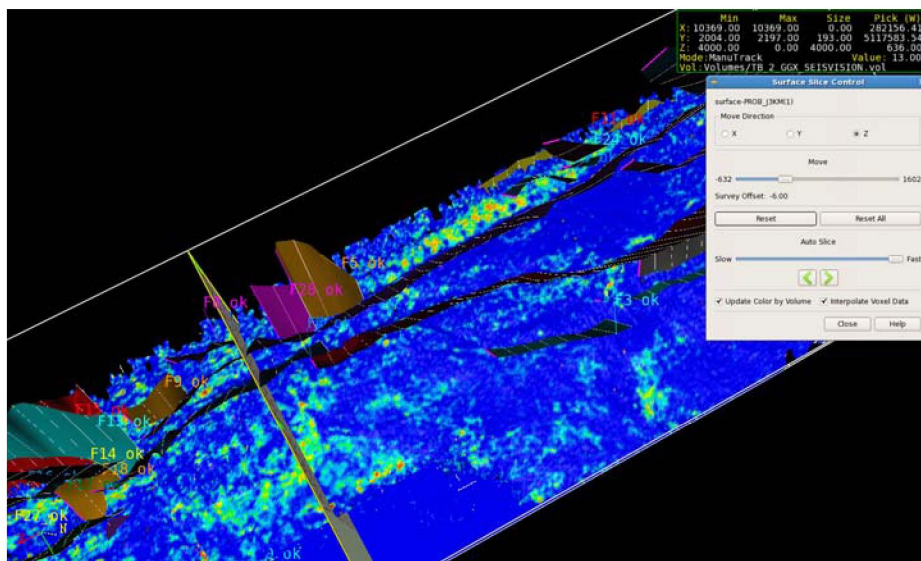


Рисунок 2 – Слайс по горизонту 13km (offset -6 ms), Sweetness. Кумкольская свита

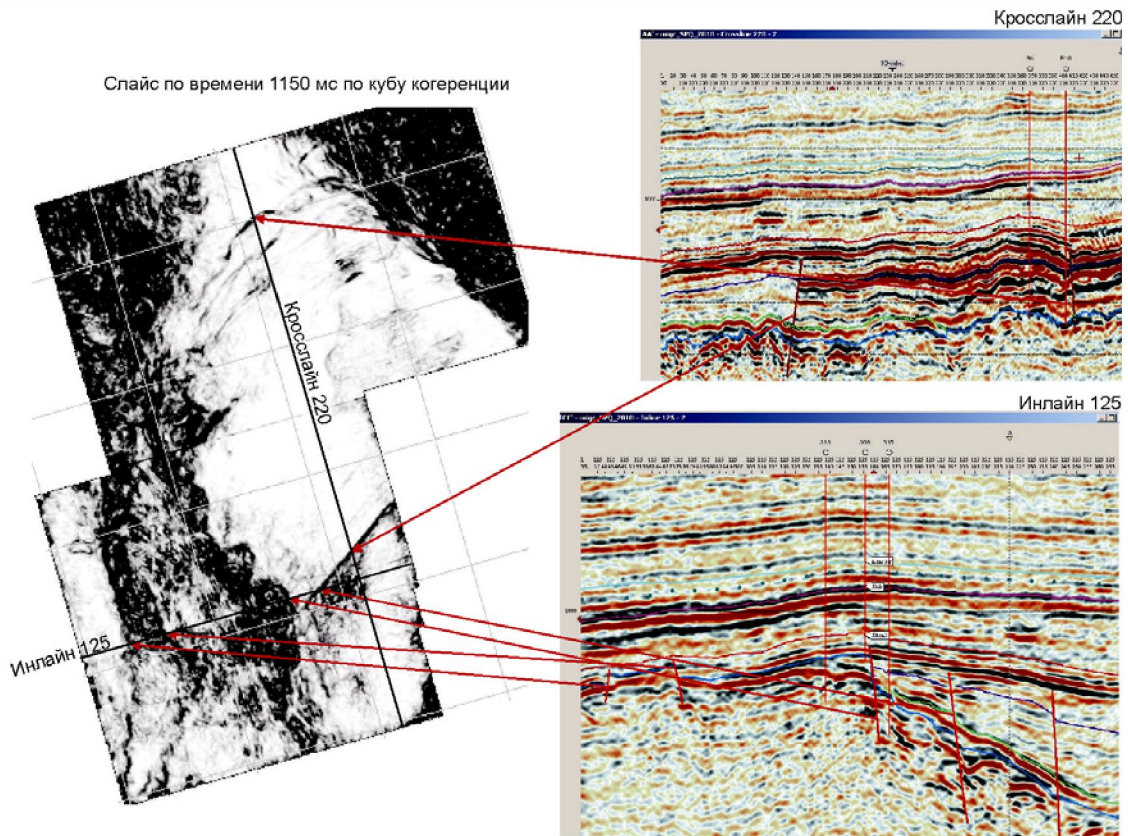


Рисунок 3 – Выделение разломов по кубу когерентности

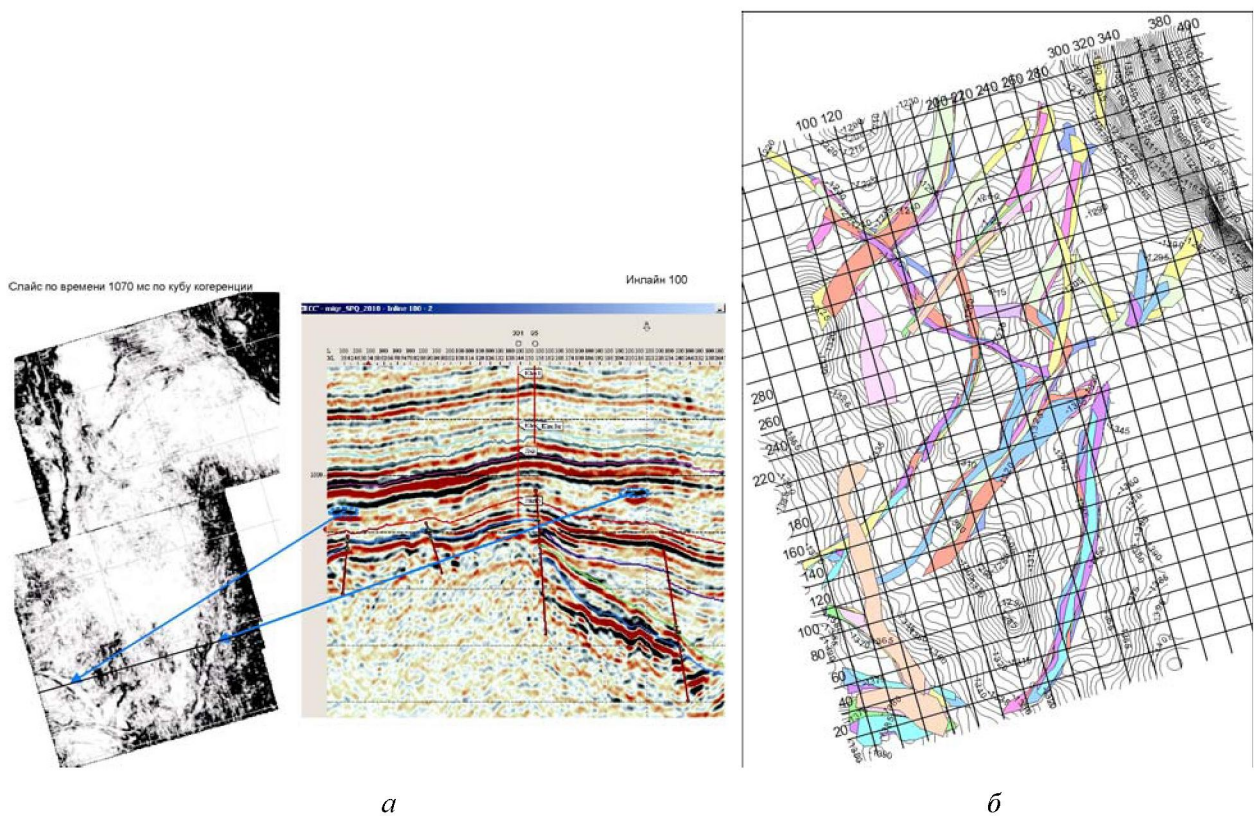
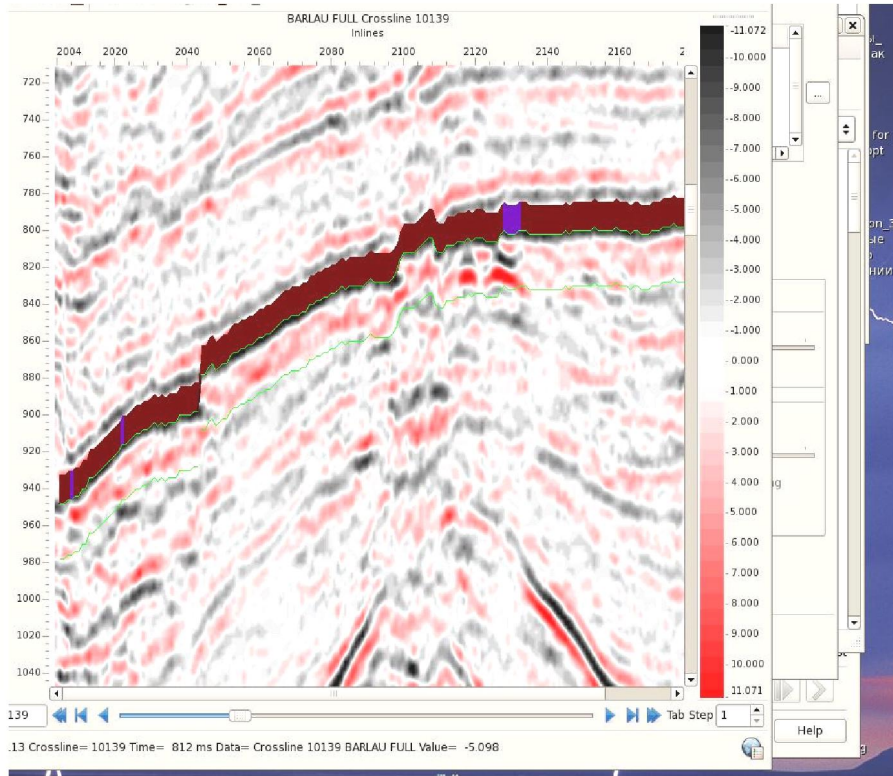
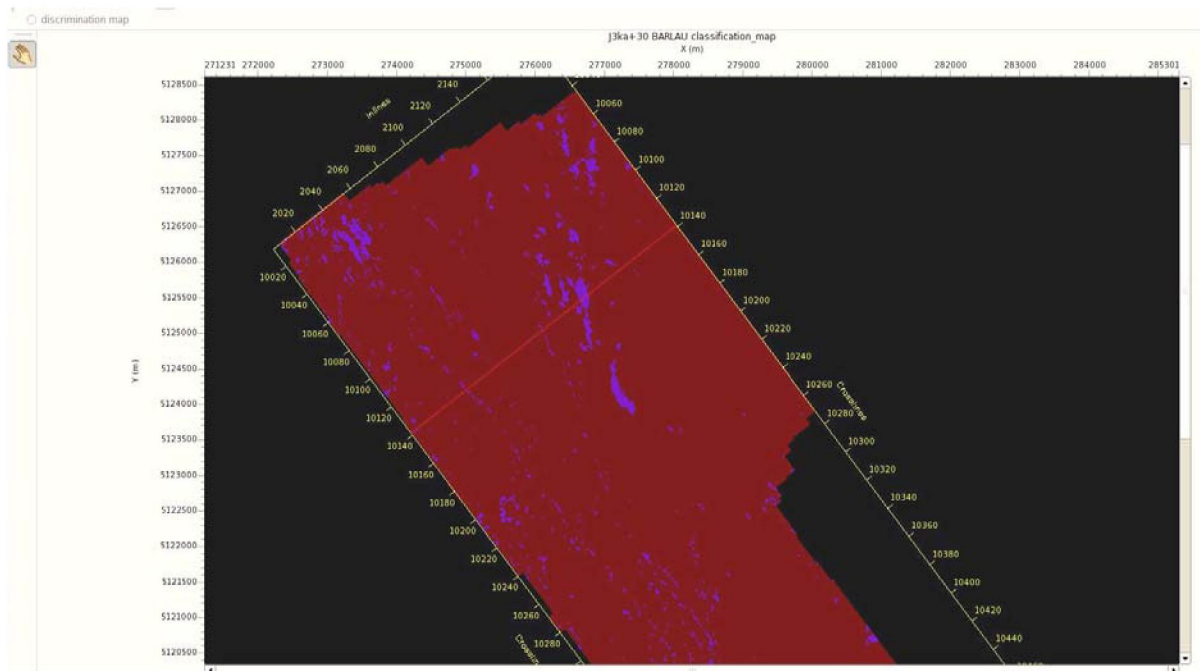


Рисунок 4 – Выделение палеорусел на временном срезе 1070 мс по кубу когерентности (а) палеорусла на карте изолиний ОГ III', интерпретированные с использованием геоинформационной системы ArcGIS (б)

В процессе интерпретации была применена самая простая модель нейронных сетей, имеющая всего два типа фаций. Фиолетовым цветом, на рисунке 5 показаны палеоканалы. При сравнении карт когерентности и сейсмических фаций можно отметить, что они в большей части повторяют друг друга (рисунок 6).



а



б

Рисунок 5 – Карта сейсмofаций и сейсмический профиль с нанесенными на него сейсмofациями в кровельной части акшабулакских отложений

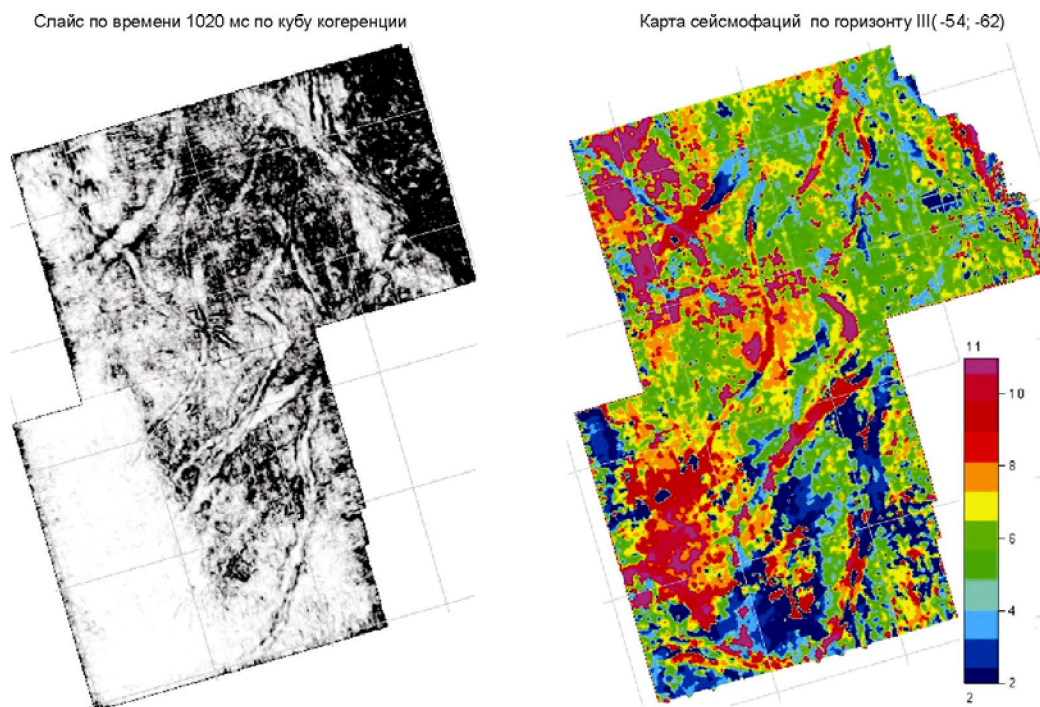


Рисунок 6 – Сопоставление карт когерентности и сейсмических фаций

Куб акустической жесткости (импедансов) был рассчитан с целью определения области распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами, которые могут быть ловушками для нефти.

Спектральная декомпозиция (СД) (разложение) является инструментом сейсмической интерпретации, оценки толщин коллекторов и подчеркивания русловых структур, а также зон с мелкой трещиноватостью. Основным достоинством СД является то, что она позволяет выявить в сейсмическом волновом поле зависимости пиковой частоты сигнала от временной мощности тонкого пласта и контролировать поведение тонких пластов-коллекторов, а также песчаных линз и каналов. Таким образом, спектральная декомпозиция помогает исследовать объекты, непосредственная корреляция которых в сейсмическом волновом поле затруднительна или невозможна. Результатом расчетов явились карты спектральной декомпозиции в указанных интервалах, которые подтверждают наличие русловых отложений в данном временном интервале (рисунок 7).

При интерпретации данных 3D сейсморазведки особое место занимают не только построение структурного каркаса модели продуктивного пласта, но и прогноз его фильтрационно-емкостных свойств. В этом прогнозе важное место отводится сейсмической инверсии. При этом выбор того или иного метода инверсии определяется степенью сложности геологической обстановки и спектром требующих решения задач.

Сейсмическая инверсия – это процесс, в котором на основе полученных сейсмических разрезов и априорной информации о скоростной модели среды рассчитывается акустический импеданс. Теоретические основы инверсии базируются на представлении сейсмической записи в виде свертки импульсной характеристики среды с неким постоянным и коротким сейсмическим сигналом (импульсом). В этом случае инверсию можно рассматривать как обратную задачу, заключающуюся в нахождении коэффициента отражения на основе известной формы импульса и сейсмической записи с последующим расчетом импеданса [8].

При сейсмической инверсии обычно используют алгоритмы, с помощью которых традиционный сейсмический временной разрез трансформируется в разрез так называемого акустического импеданса  $\rho V$  — произведения плотности  $\rho$  на скорость  $V$ . При более детальных построениях, возможен расширенный перечень и целевых параметров инверсии, в который к акустическому импедансу могут добавляться сдвиговый импеданс, плотность, скорости продольных и поперечных волн, параметры Ламэ. Основой для расчета сейсмической инверсии по изучаемой площади, являлись сейсмические данные 3D – временная миграция и данные ГИС.

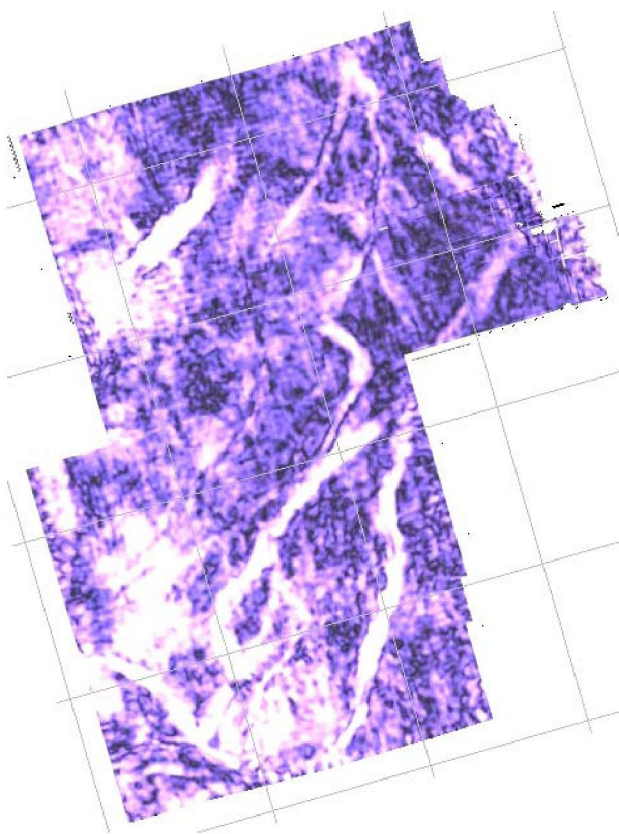


Рисунок 7 – Карта спектральной декомпозиции по ОГ III в интервале – 48–72 мс с набором частот 14, 16, 18 Гц

В нашем примере использованы данные по 2 скважинам, в которых были данные акустического и плотностного каротажа. Расчет куба акустического импеданса был произведен с целью увеличения разрешающей способности сеймики.

Исходный импульс был выделен из сейсмического куба посредством выполнения процедур взаимной корреляции, после чего была определена величина сдвига для каротажных данных, обеспечивающая наилучшее согласование каротажных и сейсмических материалов. Для пересчета временного куба сейсмических данных в куб импедансов использованы материалы акустического и плотностного каротажа из материалов ГИС. На последнем этапе выполнения работ по преобразованию волновых сейсмических полей в разрезы акустической жесткости, все трассы временного сейсмического куба были пересчитаны в трассы значений акустической жесткости. Полученный куб акустической жесткости отражает изменение плотностных и скоростных свойств пород, слагающих разрез по вертикали и латерали. На рисунке 8 приведен пример значения импедансов, соответствующие продуктивному пласту возраста K1nc1ar, находятся в интервале 5300–5740 и соответствуют коричневому цвету палетки, а нефтяной пласт возраста J3km3 находится на границе малинового и коричневого цвета и попадает в интервал 5760–6200.

Выбор моделирования определялся, с одной стороны, типичностью анализируемой геологической ситуацией и перспективностью с точки зрения возможного наличия залежей углеводородов, с другой стороны, достаточной изученностью, как геометрии отдельных пластов, так и распределение упругих и плотностных свойств. Проблемы, возникающие в процессе реализации этой простой вычислительной схемы, были связаны с тем обстоятельством, что сейсмическая запись ограничена по частоте, как снизу, так и сверху. Вследствие этого, нижние частоты (менее 10 Гц) импульсной характеристики среды и высокие частоты (более 80 Гц), не могут быть определены. Также осложняет вычислительный процесс помеха, делаая его неустойчивым. Для решения возникающих проблем используют различные методики, реализованные в различных программных пакетах. В нашем случае для выполнения работ по инверсии использовалась методика и пакет программ компании VeicipFranlab – InterWell и Easy Trace.



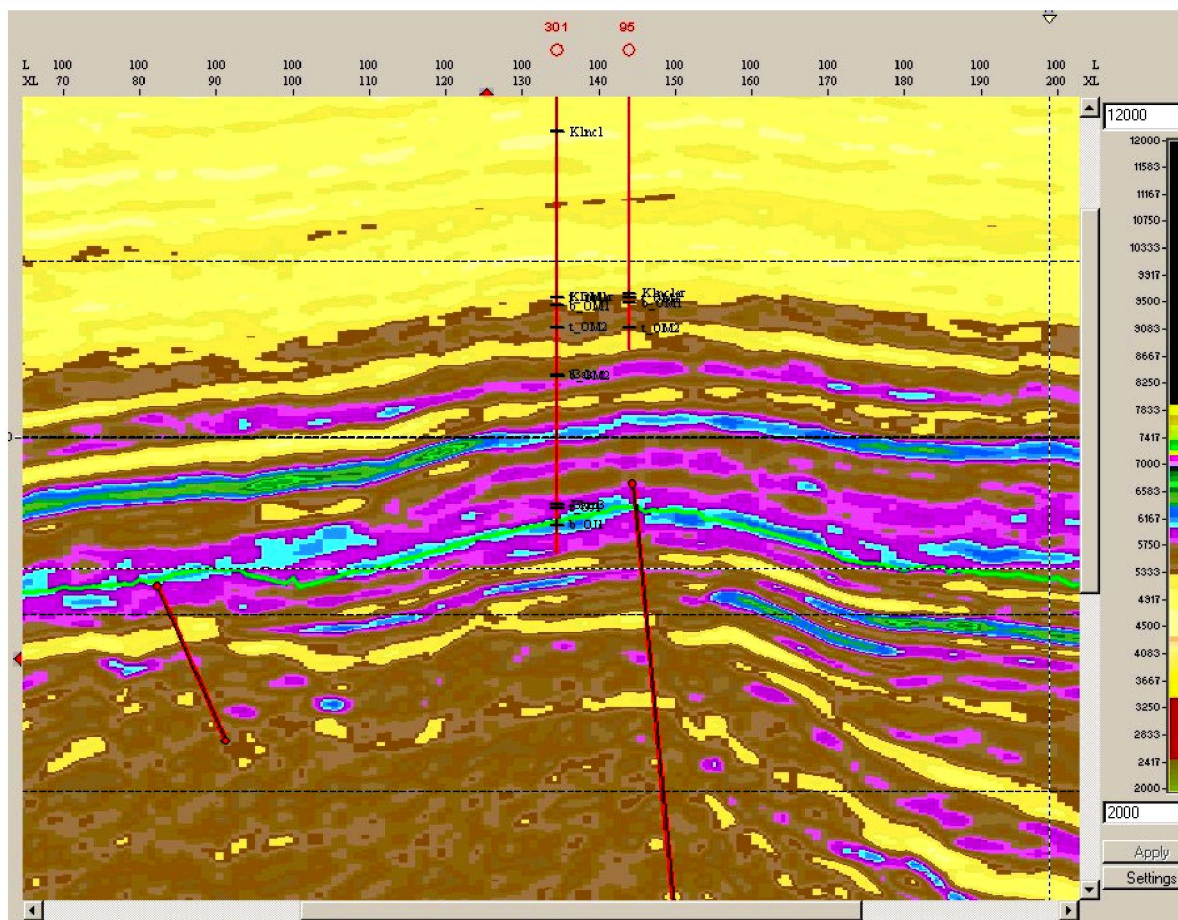


Рисунок 8 – Импедансный разрез по инлайну 100

Вычислительный процесс, реализующий сейсмическую инверсию, состоял из 3-х шагов и заключается в следующем:

1. Построение 3-х мерной эмпирической скоростной модели среды, используя данные акустического каротажа и плотности по скважинам, и получение из этой модели низкочастотной составляющей импеданса (0–10Гц).

2. Преобразование сейсмической записи с целью получения коэффициентов отражения  $R_j$ , используя известный сейсмический импульс  $W_i$ . Это дает среднечастотную составляющую импеданса (10–60Гц).

3. Комбинация низкочастотной составляющей, полученной из модели, и среднечастотной составляющей, полученной из сейсмической записи, для получения окончательного разреза импеданса.

Результаты акустического и плотностного каротажа использовались для расчета трехмерной модели среды, суть которого заключается в линейной интерполяции значений импеданса, полученного в скважинах, сначала вдоль линий прослеживания по всем сейсмическим горизонтам, а затем между линиями прослеживания вдоль сейсмотрасс.

Вначале были преобразованы данные ГИС с использованием программы Easy Trace. Преобразования включали в себя:

- расчет синтетической трассы по данным акустического каротажа;
- получения кривой скорости из акустического каротажа;
- расчет импеданса;
- создание кривой стратиграфических отбивок;
- перевод кривых импеданса и маркеров во временной масштаб.

Расчет сейсмической инверсии производился с использованием следующих параметров:

- временной интервал: 750–1850 мсек;

- алгоритм: LP
- разрешенность: 100%
- граничная частота: 9 Hz
- длина окна: 96 мсек
- интервал квантования сеймики: 2 мсек.

Модель импеданса строилась с использованием кривых импеданса по всем участвующим в анализе скважинам, после их увязки с сейсмическими данными. Значения импеданса интерполировались между скважинами, используя полиномиальную функцию и сейсмическую интерпретацию в качестве контроля при построении модели.

Следующий этап состоял из создания проекта в программе InterWell, загрузки всех данных. Для создания априорной модели были загружены сейсмические данные, информация по скважинам, геологическая характеристика горизонтов.

В процессе моделирования на первом этапе проводился анализ и расчет сигнала МС, импульса. Определялись параметры длины сигнала, частотные фильтры, отношения полезного сигнала к шуму (рисунок 9, а). Далее рассчитывался сигнал (рисунок 9, б) для свертки коэффициентов отражения, получения синтетической трассы.

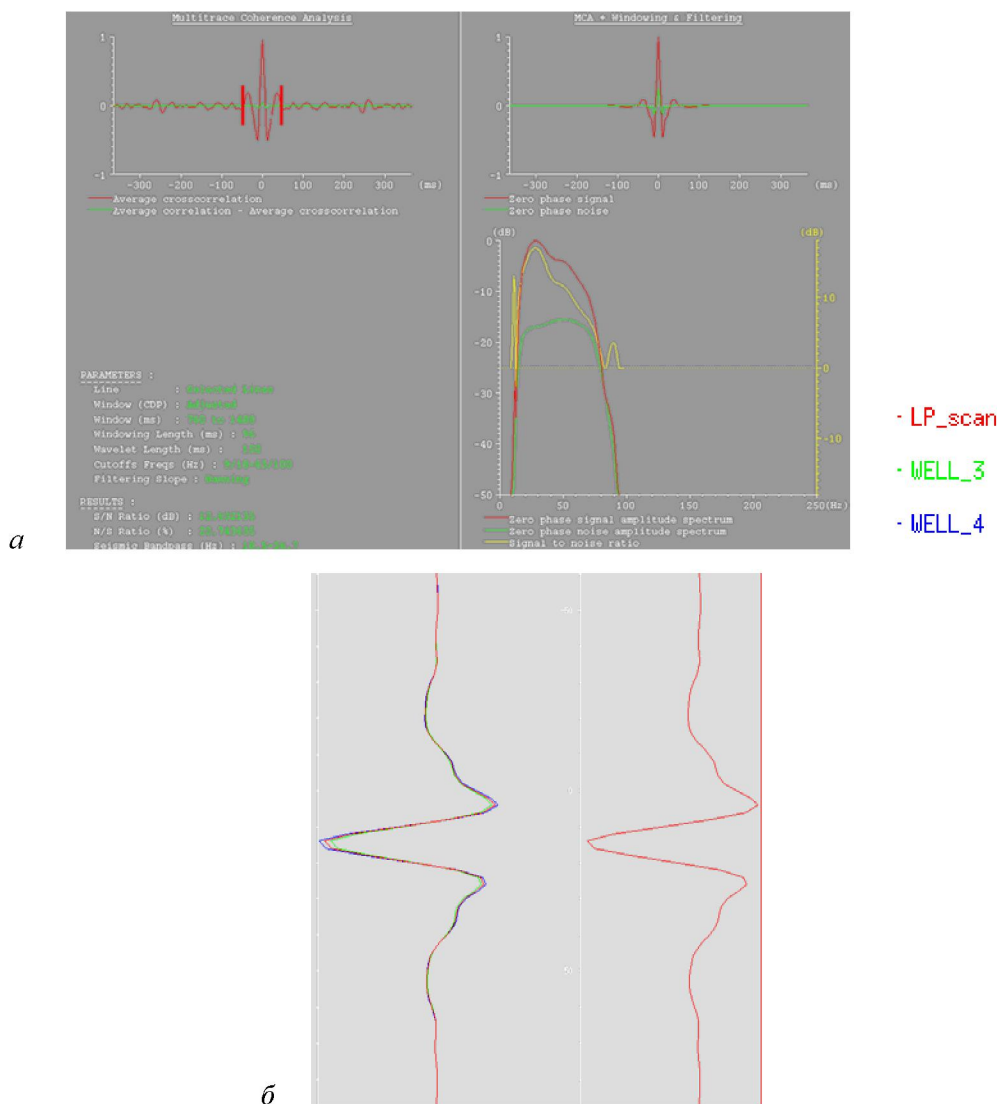


Рисунок 9 – Анализ и расчет сигналов: а – МС сигнал, б – LP сигнал

Далее проводился расчет синтетической трассы и сравнение ее с исходной сейсмической трассой (рисунок 10).

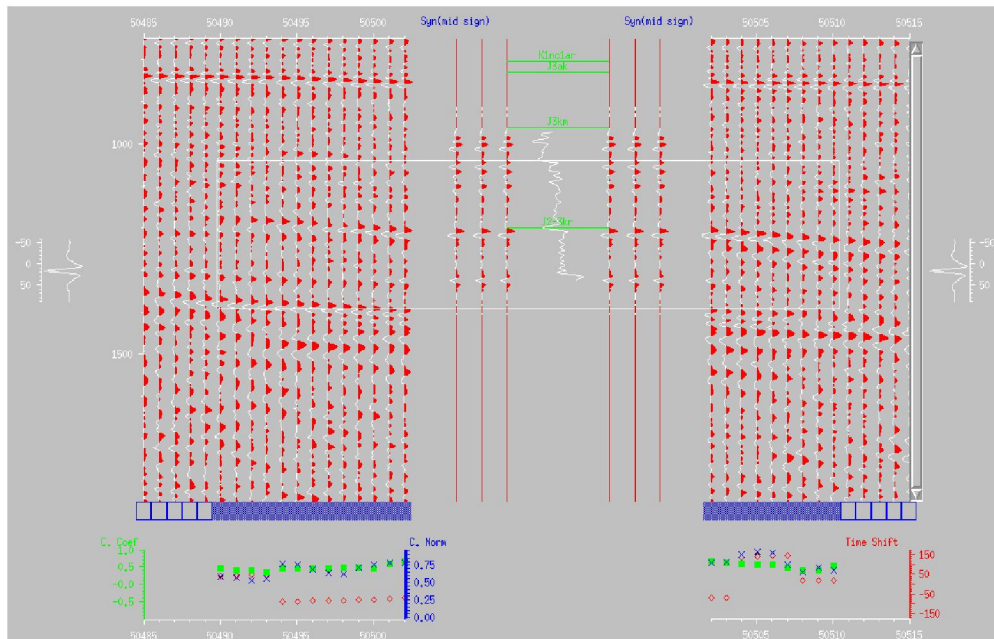


Рисунок 10 – Пример расчета синтетической трассы и сравнение ее с исходной

На рисунке 11, *а* показана структурная модель, подготовленная для расчета априорной модели и прописывались юниты, где указывалось параллельно какой поверхности будет происходить расчет (рисунок 11, *б*).

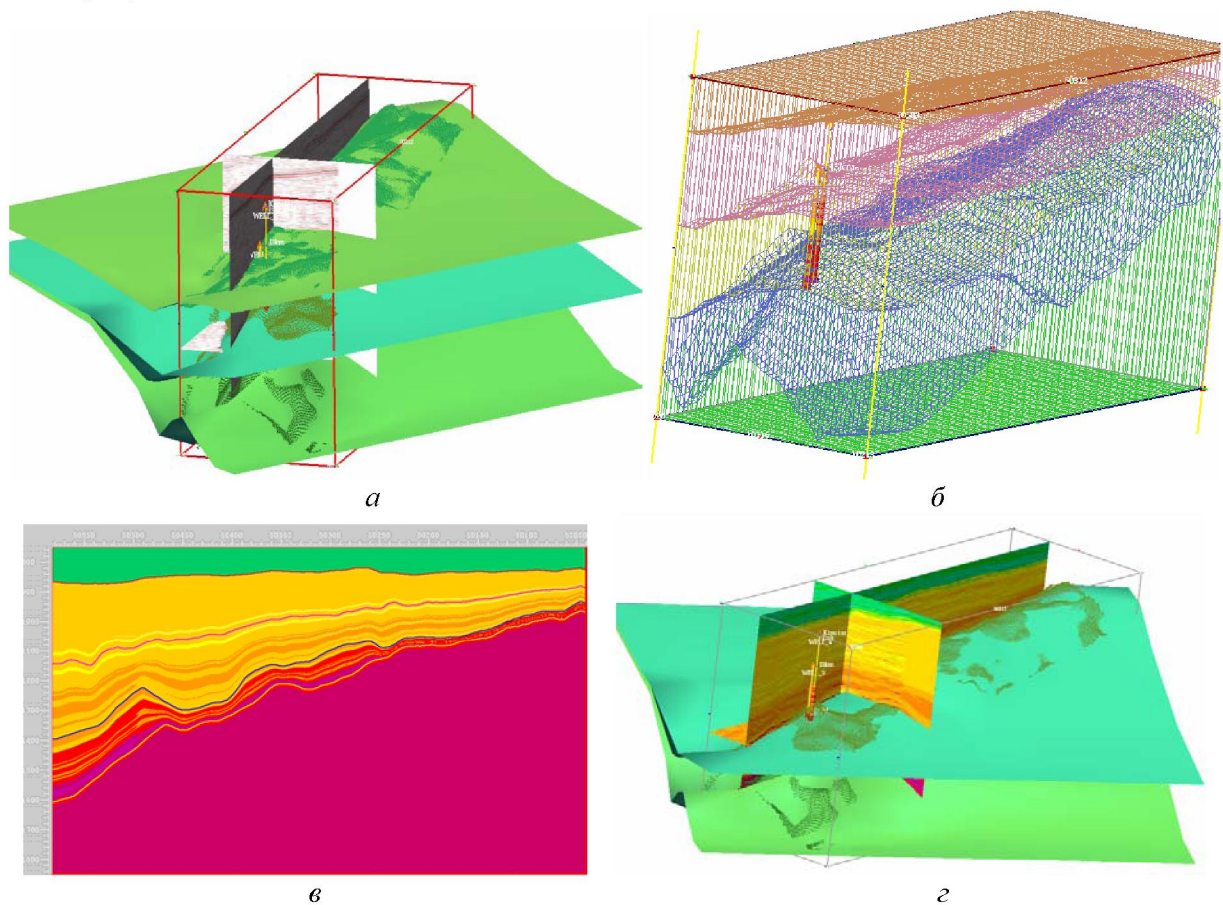


Рисунок 11 – Подготовка данных для расчета априорной модели:  
*а* – структурная модель; *б* – юниты; *в* – априорная модель импеданса; *г* – априорная модель импеданса

После подготовки данных заполнялась таблица для расчета априорной модели импеданса и строились априорный разрез и модель импеданса (рисунок 11, *в, з*). Априорная модель была построена с использованием горизонтов: арыскупского (Paг); кумкольского (J3km); карагансайского (J2kr) и палеозойского фундамента (PZ), проинтерпретированных по кубу PSTM и данных каротажа 2-х скважин.

После получения априорной модели рассчитывалась оптимальная модель импеданса с учетом всех подобранных данных. На рисунке 12 представлены линии демонстрирующие распределение импеданса в полученном кубе.

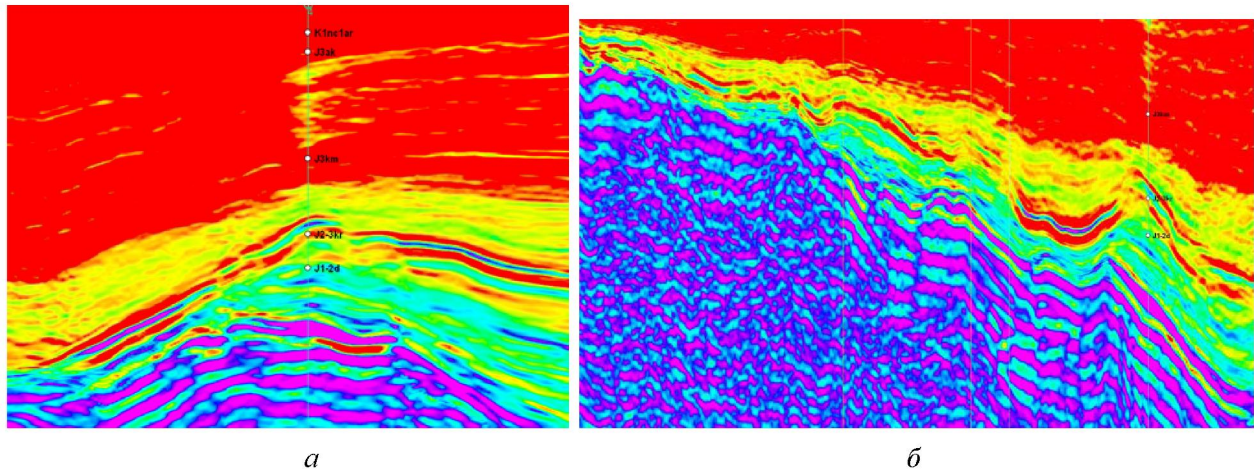


Рисунок 12 – Оптимальная модель импеданса: *а* – Xline 455; *б* – Inline 10390

В результате проведенных работ получен куб импеданса по исследуемому участку. Куб инверсии соответствует юрским отложениям (рисунок 13).

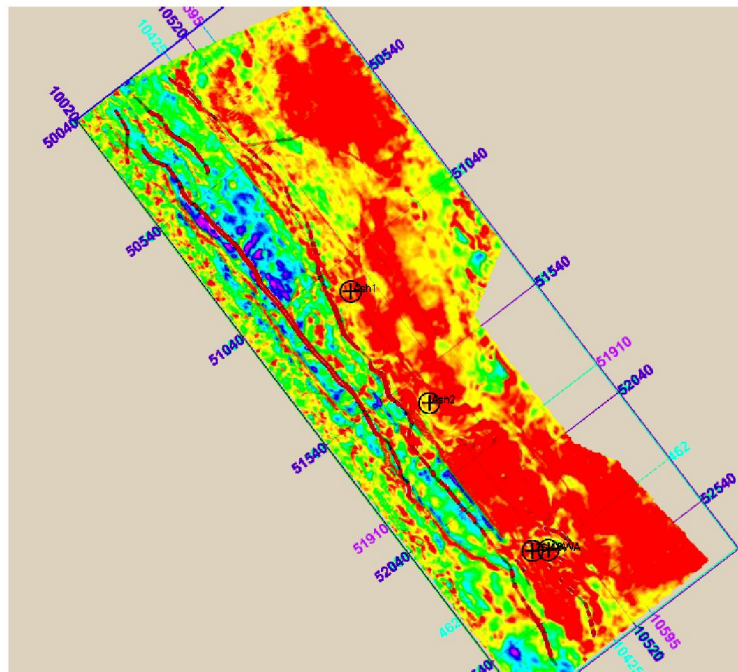


Рисунок 13 – Карта импеданса по кровле карагансайского горизонта (J2kr)

Таким образом, принятая на данном этапе технология выполнения инверсии может быть использована для уточнения структурных планов отражающих горизонтов. Рассчитанные зависимости между значениями акустического импеданса и общей пористости позволят выделить зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.

В целом же, по результатам количественной интерпретации сейсмических данных, на одном из участков Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна, построены карты сейсмофаций, спектральной декомпозиции, когерентности по тайм-слайсам, разрезы импедансов, мигрированные временные разрезы по инлайнам и кросслайнам с корреляцией, карты палеорусел и композитная схема перспективных структур. Это позволило уточнить модель геологического строения участка, осуществить оптимизацию размещения точек заложения разведочных и эксплуатационных скважин в пределах разрабатываемых залежей нефти и наметить несколько возможных мест для заложения новых поисковых скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. – М.: Геоинформмарк, 2004. – 286 с.
- 2 Урупов А.К. Определение и интерпретация скоростей в методе отраженных волн. – М.: Недра, 1985. – С. 42-45.
- 3 Интерпретация данных сейсморазведки: Справочник / Под ред. О. А. Потапова. – М.: Недра, 1990. – 448 с.
- 4 Бондарев В.И., Крылатков С.М. Анализ данных сейсморазведки: учебное пособие для студентов вузов. – Екатеринбург: Изд-во УГТГА, 2002. – 212 с.
- 5 Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001. – 68 с.
- 6 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. – Т. III. – Алматы, 2002.
- 7 Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубокопогруженных отложений Арыскумского прогиба Южно-Тургайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. – 1992. – № 12. – С. 22-27.
- 8 Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1 // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3-16.

#### REFERENCES

- 1 Ampilov Ju.P. Sejsmicheskaja interpretacija: opyt i problemy. M.: Geoinformmark, 2004. 286 s.
- 2 Urupov A.K. Opredelenie i interpretacija skorostej v metode otrazhennyh voln. M.: Nedra, 1985. S. 42-45.
- 3 Interpretacija dannyh sejsmorazvedki: Spravochnik. Pod red. O. A. Potapova. M.: Nedra, 1990. 448 s.
- 4 Bondarev V.I., Krylatkov S.M. Analiz dannyh sejsmorazvedki: uchebnoe posobie dlja studentov vuzov. Ekaterinburg: Izd-vo UGGGA, 2002. 212 s.
- 5 Voskresenskij Ju.N. Izuchenie izmenenij amplitud sejsmicheskikh otrazhenij dlja poiskov i razvedki zalezhej uglevodorodov. Uchebnoe posobie dlja vuzov. M.: RGU nefii i gaza, 2001. 68 s.
- 6 Daukeev S.Zh., Vocalevskij Je.S., Pilifosov V.M i dr. Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazahstana. Neft' i gaz. T. III. Almaty, 2002.
- 7 Kuandykov B.M., Nazhmetdinov A.Sh., Sapozhnikov R.B. Stroenie glubokopogruzhennyh otlozhenij Aryskumskogo progiba Juzhno-Turgajskoj vpadiny po sejsmostratigraficheskim dannym. Geologija nefii i gaza. 1992. № 12. S. 22-27.
- 8 Ampilov Ju.P., Barkov A.Ju., Jakovlev I.V., Filippova K.E., Priezzhev I.I. Pochti vse o sejsmicheskoi inversii. Ch. 1. Tehnologii sejsmorazvedki. 2009. – № 4. S. 3-16.

#### Резюме

*С. А. Истекова, Г. К. Умирова*

(Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық университеті, қ. Алматы)

#### ОҢТҮСТІК-ТОРҒАЙ МҰНАЙ-ГАЗДЫ БАССЕЙН РЕЗЕРВУАРЛАРЫН ЗЕРТТЕУ КЕЗІНДЕГІ СЕЙСМИКАЛЫҚ МӘЛІМЕТТЕРДІҢ ҚОЛДАНЫЛУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

Жұмыста 3D сейсмикалық барлаудың мәліметтері негізінде жасалынатын сандық интерпретациясының жаңа технологиясы қарастырылған. Осы технология бойынша сейсмикалық атрибуттарды талдау арқылы Оңтүстік Торғайдың мұнай-газды бассейніндегі терригенді шоғырлардың құрылымдық құрастырулары мен өнімді қабаттардың геологиялық параметрлері анықталған.

**Тірек сөздер:** 3D сейсмикалық барлау, Оңтүстік Торғай, сейсмикалық мәліметтер, өнімді қабаттар, мұнай-газды бассейн.

**Summary**

*S. A. Istekova, G. K. Umirova*

(Kazakh national technical university named after K. I. Satpayev, Almaty)

FEATURES OF USE OF SEISMIC DATA IN THE STUDY RESERVOIRS  
THE SOUTH TORGAY OIL AND GAS BASIN.

The offered technology of carrying out quantitative interpretation with use of the analysis of seismic attributes on materials of seismic exploration 3D allowed to carry out structural constructions and the forecast of geological parameters of productive layers in terrigenous deposits of the oil-and-gas pool Southern Torgay.

**Keywords:** seismic exploration 3D, the Southern Torgay, seismic materials, productive layer, the oil-and-gas pool.

*Поступила 10.07.2014 г.*