

УДК 552.54.061.4;004.925.83(470.13)

**ВЫДЕЛЕНИЕ СИСТЕМ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ
ПО ДАННЫМ 3D СЕЙСМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА
(НА ПРИМЕРЕ ЩЕЛЬЯЮРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

**AN APPROACH FOR FRACTURE ZONES IDENTIFICATION BASED
ON SEISMIC ATTRIBUTES ANALYSIS, SHELYAUR AREA, TIMAN-
PECHORA BASIN**

**Скворцов А. А., Кулешов В. Е.,
ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

**A. A. Skvortsov, V. E. Kuleshov
FSBEI NPE “Ukhta State Technical University”
Ukhta, the Russian Federation
e-mail-mailanton@mail.ru**

Аннотация. Нефтегазовая отрасль дошла до этапа, когда большинство традиционных коллекторов, с пористым типом пустотного пространства, выработаны до близкого к истощению уровня. Таким образом, основное внимание все больше уделяется коллекторам, в которых пористость и проницаемость представлены в основном системами естественной трещиноватости. Данная тенденция придала стимул резкому увеличению исследований различных методик выявления и анализа систем естественных трещин, и последующего прогнозирования связанной с ними проницаемостью. Изучение и прогнозирование развития систем естественной трещиноватости по сейсмическим данным является достаточно сложной и актуальной проблемой, так как это напрямую влияет на выбор стратегии разработки месторождения. Сегодня существует

широкий набор сейсмических атрибутов, которые в той или иной степени помогают инженерам выполнять подобный анализ, однако все они имеют свои ограничения, как по размеру структур, распознаваемых на сейсмике, так и с точки зрения их стоимости. Предлагаемый метод мультиатрибутивного анализа данных по средствам их ортогональной декомпозиции, разработанный И. И. Приезжевым, может служить эффективным подходом к изучению коридоров трещиноватости, и при калибровке (сопоставление, calibration) с реальными данными разработки месторождения показал допустимую достоверность результатов. В пределах изучаемой площади были выделены зоны скопления аномалий, характерных для напряжений в пласте, с которыми, зачастую и ассоциируется естественная трещиноватость породы. Результаты данных исследований могут быть использованы на смежных территориях с большим количеством калибровочных данных, для прогнозирования зон с повышенной проницаемостью.

Abstract. Oil and gas industry has reached a stage when most traditional porous type reservoir, developed to near with depletion level. Thus, main attention is increasingly paid to the reservoirs, where porosity and permeability are presented by a system of natural fractures. This trend has given an incentive to grow in research of various methods for natural fractures systems identifying and analyzing as well as subsequent related to it permeability prediction. Study and prediction of natural fracture systems from seismic data is a difficult and actual challenge, because this can significantly influence the choice of oil field development strategy. At present, a wide range of seismic attributes is developed, which can help engineers perform such analysis, but they have limitations with size of structures that could be recognized on traditional seismic resolution, and from the point of view of their cost. The proposed method of multi-attribute data analysis through orthogonal decomposition, developed by I. Priezzhev, can be an effective approach to the study of fracture corridors, and the calibration with real data showed high reliability of the results. Within the

study area zone with high anomalies content were identified that can be related with tension stress in the formation, which is often associated with naturally fractures of rock. The results of this study can be used in adjacent areas, where a large amount of data for calibration exists, for predicting the high permeability zones.

Ключевые слова: сейсмика, атрибуты, трещины, ортогональная декомпозиция, проницаемость, калибровка, Ижма-Печорская впадина.

Key words: seismic, attributes, fracture, orthogonal decomposition, permeability, calibration.

Введение

После выявления проницаемых систем трещин и бурения скважин в пределах их развития, немаловажным останется вопрос о возможности получения значительных объемов нефти из таких зон, либо данные трещины наоборот будут способствовать скорейшему прорыву воды, что повлечет за собой ухудшению экономических показателей дальнейшей разработки. Исходя из этого, процесс прогнозирования трещин необходимо комбинировать со знаниями о геологическом строении коллектора, полученными в ходе периода его пробной эксплуатации. В начале процесса изучения трещин, как правило, всегда является обнаружение точного их положения в пространстве, далее необходимо пытаться охарактеризовать их вклад в проницаемость. Комбинирование полученной информации позволит инженеру сформировать контролируемую стратегию разработки месторождения. Методы, основанные на данных сейсмических отражений, способные определить малоамплитудные тектонические нарушения (куб когерентности) либо микротрещины (азимутальная анизотропия), к настоящему времени интенсивно изучены и широко используются в отрасли в течении

последних десяти лет (рисунок 1). Но такие методы требуют уверенной калибровки и подтверждения полученных результатов скважинными данными, для того, что бы оценить степень достоверности полученной информации [1].

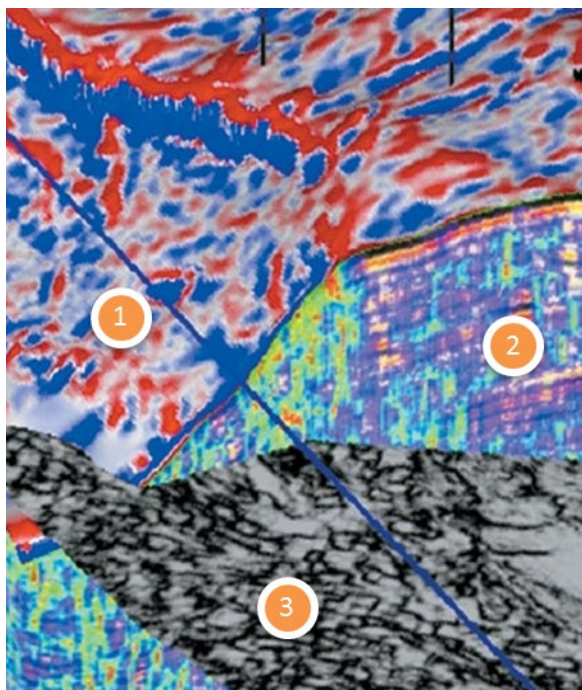


Рисунок 1. Примеры определения трещиноватости с использованием сейсмических атрибутов после суммирований (1 – минимальная кривизна, 2-азимутальная анизотропия, 3-когерентность)

Для успешной калибровки, в процессе определения трещин на сейсмике, необходимо выбирать оптимальные параметры калибровки. Так же, как в случае калибровки полного времени пробега волны со стратиграфическими отметками, или акустического импеданса с пористостью породы, необходимо выбрать объективные критерии калибровки методов прогнозирования трещиноватости с реальными данными скважинных исследований. В случае со временем пробега волны и импедансом, есть возможность определять глубину и пористость напрямую из скважинных данных. В то время как, в случае с характеристикой трещинного коллектора, информация, полученная из скважин, может сильно варьировать от скважины к скважине, а так же в большинстве случаев при бурении скважин, необходимый комплекс

исследований не выполняется по разным причинам, что дополнительно усложняет калибровку. Но в любом случае, скважинные данные являются единственным источником прямой информации о внутрислоевой трещиноватости [2].

Малоамплитудные разломы и коридоры трещиноватости, сформированные тектоническими движениями имеют определенные характеристики в пространственном поле. Для того чтобы извлечь пользу геометрических свойств таких структур на временном сейсмическом срезе или временном профиле, в данных исследованиях, применен метод ортогональной декомпозиции сейсмических данных, который был разработан И.И. Приезжевым. Технология ортогональной декомпозиции основана на анализе главных компонент, для ее выполнения производится расчет множества собственных значений и собственных векторов 3D функции автокорреляции исходного объема сейсмических данных. Каждая ортогональная компонента является отдельным сейсмическим кубом, и сумма всех рассчитанных компонент очень близка к исходному кубу. Термин ортогональность означает, что коэффициент корреляции между любыми двумя компонентами равен нулю.

Так, как наличие зашумленности и эффект следов расстановки (acquisition footprint) не имеют корреляции с важными сведениями о строении пласта, такими как трещины, мелкие разломы, расположение отражающих горизонтов или других скрытых структур, то они выводятся в отдельные ортогональные компоненты. Сравнение результатов с реальными данными показывает, что метод может отражать наличие трещинных коридоров, что может послужить вспомогательным средством для прогнозирования развития трещиноватых зон в пределах территории исследования.

Коридоры трещиноватости или мелкие нарушения обычно распознаваемы на сейсмических данных как малоамплитудные полукогерентные аномалии на временных разрезах, либо как линеаменты на

временных сейсмических срезах. Большое количество сейсмических атрибутов после суммирования используются в отрасли в настоящий момент для того, чтобы проследить такие аномалии в сейсмическом кубе. Наиболее используемыми являются такие атрибуты, как минимальная и максимальная кривизна, когерентность, 3D кривизна, спектральная декомпозиция и другие. Несмотря на то, что точность прогнозирования недостаточна для отображения мельчайших характеристик, в сравнении с сейсмическими атрибутами до суммирования, используемых для определения трещин, сейсмические атрибуты после суммирования являются наиболее экономичными и реализуемыми, так что они до сих пор устойчиво и быстро развиваются. Использованный метод ортогональной декомпозиции сейсмических для определения трещинных коридоров, путем разложения исходных сейсмического объема, с целью отделения неинформативных данных, является новым этапом такого развития. С помощью применения данного метода мы можем идентифицировать факторы, указывающие на развитие трещин и их направление.

При наличии мелких разломов и трещинных коридоров, образованных тектоническими движениями, в сейсмическом поле существует вариация скоростей в пространственных направлениях, как результат, амплитуда сейсмического куба варьирует вдоль разных направлений, что позволяет распознавать коридоры трещин или мелких разломов на сейсмике в виде линеаментов на временном сейсмическом срезе или профиле.

Но для всех методов существует единая проблема, которая не позволяет успешно определять трещиноватость и тектонические нарушения мелких размеров, эффект следов расстановки и шум, которые невозможно полностью удалить при обработке сейсмических данных.

Для устранения таких негативных эффектов в сейсмических данных а так же для того чтобы получить необходимую информацию о нарушениях и трещинах обычно применяются процессы фильтрации и сглаживания,

которые так же могут удалить некоторое количество полезной информации из сейсмических данных.

Особенности геологического строения объекта исследований

Объектом изучения является Щельяюрский участок недр, в пределах которого расположено одноименное месторождение. В административном отношении Щельяюрское месторождение находится на территории Ижемского района Республики Коми в 8 км к юго-западу от поселка Щельяюр. [3].

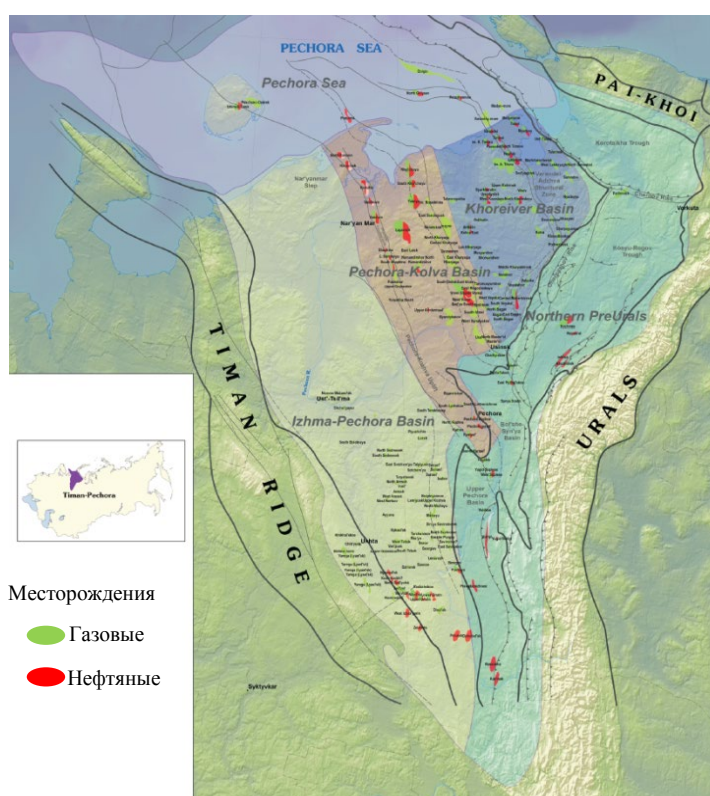


Рисунок 2. Схема тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

В тектоническом отношении Щельяюрская структура расположена в пределах Ижемской ступени Ижма-Печорской синеклизы (рисунок 2). Ижемская ступень в современном структурном плане сложена отложениями палеозоя и мезозоя, полого погружающимися в восточном и северо-восточном направлениях. Для осадочной толщи характерна

брахиантиклинальная и куполовидная складчатость, сформированная различными седиментационными и тектоническими процессами.

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Щельяюрское месторождение расположено в пределах Тобышско-Нерицкого нефтегазоносного района (НГР) Ижма-Печорской нефтегазоносной области (НГО) и приурочено к центральной части Ижма-Печорской синеклизы [3]. В пределах исследуемого района нефтегазоносность установлена в отложениях доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса. Продуктивными являются карбонатные отложения доманикового и сирачойского горизонтов верхнего девона. Залежь нефти в отложениях D3dm локализована в сводовой части рифового массива доманикового горизонта. Структура и представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную непротяженными, малоамплитудными нарушениями сбросового типа и многочисленными куполами. Коллекторами являются известняки порового, трещинно-каверно-порового типов. Эффективные толщины нефтенасыщенных коллекторов изменяются от 5,0 до 7,8 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,7 м. Значение пористости и нефтенасыщенности, оцененное по данным ГИС, составляет соответственно 13,1 %.

Месторождение характеризуется сложным строением резервуара, неоднородностью коллекторов по разрезу и площади. Продуктивный разрез доманиковых отложений состоит из массива тонких чередующихся нефтенасыщенных пропластков и таких же тонких перемычек.

В настоящее время запасы нефти пласта D3dm вырабатываются с недостаточной интенсивностью. Выработка запасов нефти пласта D3dm неравномерна по площади. Основная добыча нефти на месторождении ведется из скважин расположенных в сводовых частях залежей. Высокий процент обводненности в скважинах (84-86%) связан с прорывами воды.

Описание предлагаемого метода

Теоретическая база предлагаемого метода изучения трещиноватости доманиковой залежи путем анализа скрытых структур в сейсмических данных через применение процесса ортогональной декомпозиции заключается собственно в самой ортогональной декомпозиции, известной так же как декомпозиция Карунена-Лоэва, а так же в анализе главных компонент [4].

Теорема Карунена-Лоэва – это представление случайного процесса в виде бесконечной линейной комбинации ортогональных функций, аналогичное представлению рядов Фурье – последовательному представлению функций на ограниченном интервале. В отличие от рядов Фурье, где коэффициенты являются действительными числами, и базис представления состоит из синусоидальных функций (то есть, из функций синус и косинус с разными частотами), коэффициенты в теореме Карунена-Лоэва – случайные переменные, и базис представления зависит от процесса.

Метод анализа главных компонент был разработан в 1933 году Хотеллингом [5]. В общих чертах данная теория была изложена Миллиганом в 1978 году [6], и заключается в том, что набор сейсмических трасс преобразовывался в векторный вид (x_{ik}) , где $k = 1, \dots, N$ это индекс каждой трассы и $i = 1, \dots, M$ это индекс каждого элемента. Средний индекс трасс и ковариационная матрица рассчитывается по формуле:

$$x_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N x_{ik} \quad (1)$$

$$S_{ij} = \frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N [(x)_{ik} - x_i][(x)_{jk} - x_j] \quad (2)$$

Им же было сделано предположение, что средний индекс и ковариационная матрица содержат в себе всю статистическую информацию о данных. Ковариационная матрица инвертировалась для

того, что бы создавать набор собственных векторов и собственных значений. Процесс инверсии создает M -собственные вектора, которые как набор векторов имеют свойство быть ортогональными. Вклад каждого вектора в общую вариативность данных пропорционален соответствующему собственному значению. Процесс инверсии создает собственные векторы в направлении уменьшающихся собственных значений. M -собственные вектора, которые содержат N -элементы, могут быть коррелированы с каждой трассой для того, что бы получить коэффициент, выражающий вклад собственного вектора в трассу. Каждая трасса, таким образом, может быть посчитана как линейная комбинация M -собственных векторов, или главных компонент по формуле:

$$x_{ij} \approx x_{fij} = \sum_{m=1}^{M_f} \alpha_{mk} Z_{mi} \quad (3)$$

Где $x_{ij} \approx x_{fij}$ это актуальный расчет i -ого образца k -ой трассы, Z_{mi} это i -ый образец m -ого собственного вектора, α_{mk} – коэффициент корреляции собственного вектора Z_{mi} и трассы x_k .

Процент общей вариативности данных, которые рассчитаны для первой M_f главной компоненты, считается по формуле:

$$\sigma(M_f) = \frac{\sum_{m=1}^{M_f} \lambda_m}{\sum_{m=1}^M S_{mm}} \quad (4)$$

Где λ_m = m -ое собственное значение, и S_{mm} это диагональная компонента ковариационной матрицы.

В нашем случае расчет главных компонент сводится к расчету собственных векторов и собственных значений 3D функции автокорреляции оригинального сейсмического куба с площадью 60 км с Щельяюрской площади после суммирования. В соответствии с описанным выше алгоритмом полученные ортогональные сейсмические кубы будут сортироваться по их вкладу в общую волновую сумму исходного куба. Расчет 3D функции автокорреляции – это по сути расчет факторов

корреляции между оригинальным сейсмическим кубом с тем же кубом, но смещенным в разных направлениях, а так же при использовании временной задержки. Другими словами, используется мультиатрибутивный анализ данных после суммирования, но все атрибуты представляют тот, же исходный куб, но с заданным заранее смещением (рисунок 3). В таком случае, для того, что бы получить эти атрибуты, считываются все значения оригинального сейсмического куба в скользящем 3D окне. Максимальная задержка должна быть равна или больше чем структуры, которые должны быть обнаружены. В основе анализа главных компонент лежит уравнение:

$$S_{mm} = \Phi^T S \Phi, \quad (5)$$

Где: S – это ковариационная матрица для многомерного вектора X . В нашем случае S – это 3D функция автокорреляции куба согласно заранее определенной максимальной задержки. Φ – это матрица собственных векторов, которые ортогональны друг к другу, и S_{mm} – это диагональная матрица собственных значений $\{7\}$.

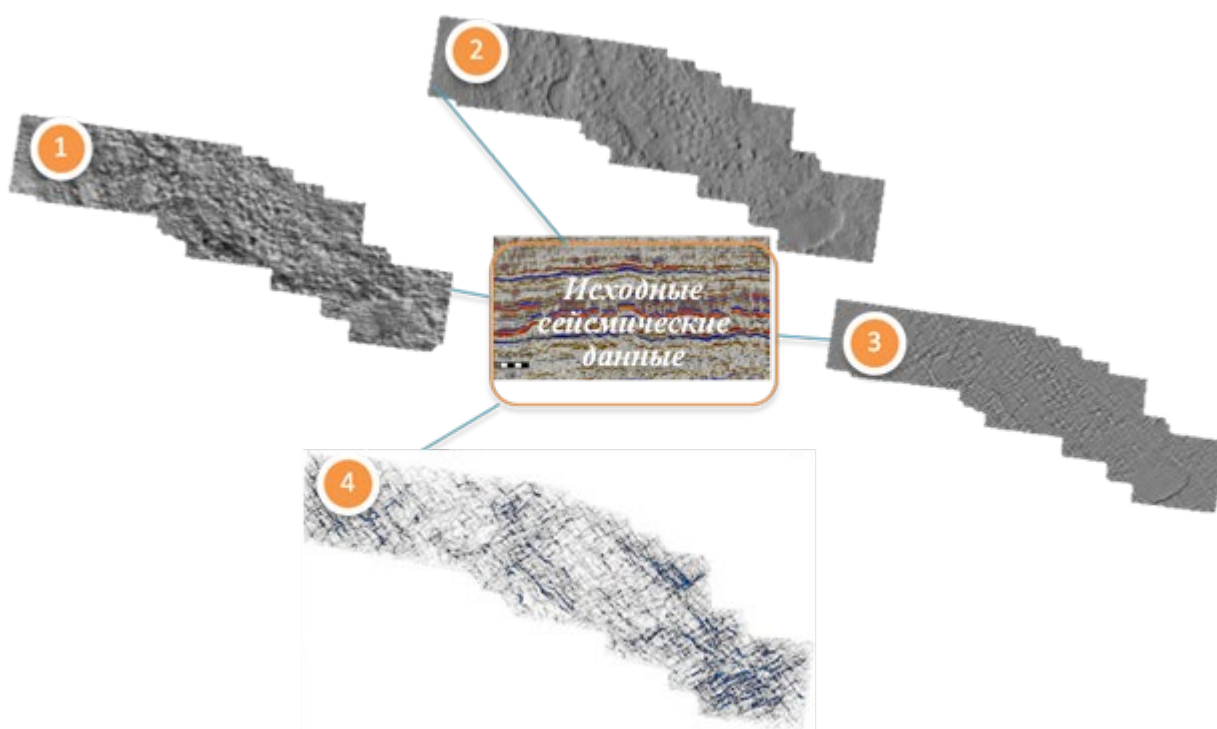


Рисунок 3. Процесс разложения исходных сейсмических данных на главные компоненты (1,2,3 – принципиальные компоненты исходного сейсмического куба; 4 – 3-я принципиальная компонента после ант-трекинга)

Основное достоинство анализа главных компонент состоит в том, что собственные вектора, которые соответствуют главным компонентам не коррелируемы, что и является прямым признаком их ортогональности.

Собственный вектор, соответствующий максимальному собственному значению ковариационной матрицы, определяет первую главную компоненту, которая рассматривается как фоновый фактор. Уравнение расчета представлено ниже:

$$O_{ijk}^r = \frac{\lambda^r (S_{max} - S_{min})}{NML\sqrt{\lambda^r}} \sum_{n=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} \sum_{m=-\frac{M}{2}}^{\frac{M}{2}} \sum_{k=-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} \frac{(S_{i+n,j+m,k+l} - S_{avr})}{(S_{max} - S_{min})} \Phi_{n,m,l}^r \quad (6)$$

Где: O_{ijk}^r это – ортогональная компонента для i, j трасс и k образца куба, $S_{i+n,j+m,k+l}$ – это значения сейсмического образца для i, j трасс и k образца куба, где n, m, l задержки в i, j и k направлениях. N, M, L – это максимальные задержки. $S_{avr}, S_{max},$ и S_{min} это средние, максимальные и минимальные значения амплитуды куба соответственно, λ^r и $\Phi_{n,m,l}^r$ – это собственное значение и r – собственный вектор соответственно.

Используя уравнения 1 и 2, можно рассчитать набор ортогональных (не коррелируемых между собой) кубов, сумма которых будет очень близкой к оригинальному сейсмическому кубу. Следующим шагом необходимо сопоставить результаты и определить, какую каждый из ортогональных кубов информацию может нести, отобрать один или несколько кубов, которые могли бы быть использованы как атрибуты для определения трещин и разломов. Подбор может быть сделан с помощью вышеупомянутой процедуры калибровки, которая основана на сравнении ортогональных компонент с информацией о трещинах из скважин.

Как показывает опыт, первая главная компонента содержит в себе от 70% до 95% всей вариативности изучаемых данных, и отражает главный тренд амплитуд изучаемого сейсмического куба. Так как шум не имеет корреляции с разломами и другими скрытыми признаками в кубе, они

выводятся из сейсмического объема как отдельные главные компоненты и классифицируются как неинформативные. По тем же причинам, индивидуальными главными компонентами будут эффекты следов расстановки. Все расчеты организовываются таким образом, что сумма всех последующих разложений оригинального куба в ортогональные компоненты равна оригинальному кубу. Анализ ортогонального разложения, выполненный для временного сейсмического среза имеет ряд проблем. Временной срез может пересекать несколько разных слоев из-за изменчивого характера рельефа территории и тем самым создавать большие краевые эффекты, которые схожи с аномалиями типа «пик» или «шаг», а так же может создавать большой набор ортогональных компонент со схожей амплитудой, которые сложно интерпретировать. Таким образом, рекомендуется выполнять анализ только для стратиграфически ограниченных поверхностей, имея построенные поверхности кровли и подошвы целевого горизонта и оставляя небольшой временной интервал выше данных поверхностей. В таком случае сейсмическая амплитуда не будет сильно различаться, результаты могут быть включены в небольшое количество ортогональных компонент, которые гораздо легче интерпретировать. При выполнении анализа для тонкого интервала, с менее чем одним сейсмическим циклом, рекомендуется использовать технологию 2D ортогональной декомпозиции для кровли или подошвы пласта, либо комбинацию 3D и 2D, для того что бы получить наиболее достоверные результаты.

Результаты

На рисунке показана поверхность D3dmv пределах Щельюрского участка. Разложение на главные компоненты исходного сейсмического объема проводилось для данной поверхности окном 5 мсм.

Как уже упоминалось выше, первая главная компонента содержит в себе основной объем вариативности сейсмических данных, в то время как

для третьей компоненты характерно около 2% вклада в общую вариативность сейсмического объема, но именно эти данные могут содержать в себе калибруемую со скважинными данными информацию.

Для поверхности третьей компоненты для более наглядного отображения наличия зон внутрислоистой напряженности была выполнена процедура ант-трекинга.

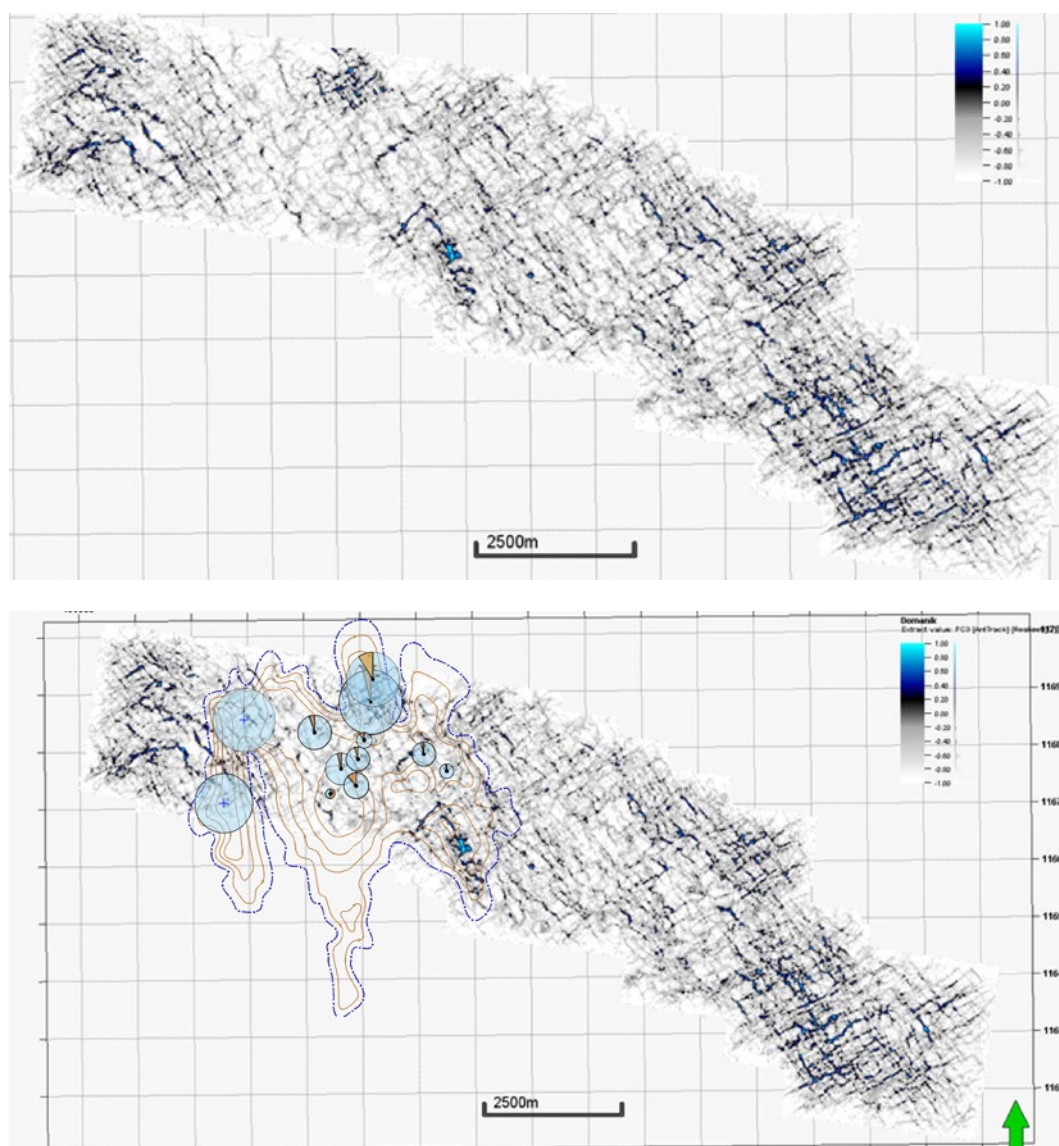


Рисунок 4. Поверхность доманиковского горизонта Щельяюрской площади после ортогональной декомпозиции и ант-трекинга с наложением начальных дебитов скважин

В данном случае, процесс калибровки полученных результатов со скважинными данными затруднен, так как изучению трещиноватости в скважинах не было уделено большого внимания по ряду объективных

причин. Альтернативным путем калибровки явилось сопоставление полученной поверхности с картой разработки (как текущей, так и начальной). Скважины с повышенной продуктивностью (приемистостью) располагаются в зонах с повышенным наличием линеаментов, что характерно для высоко проницаемых зон с развитой системой трещин. Зоны с меньшим количеством аномалий, могут быть охарактеризованы как низко проницаемые, что так же может быть подтверждено дебитами скважин.

Выводы

На примере месторождения Тимано-Печорской провинции опробована новая технология, которая позволит выполнять анализ скрытых за шумами и прочими негативными эффектами в сейсмическом пространстве структур, таких как трещины и небольшие тектонические нарушения. Технология основана на ортогональном разложении стратиграфически ограниченного 3D сейсмического объема. Главные компоненты отсортированы в соответствии с их вкладом в общую амплитуду изучаемого куба.

Главное достоинство данного метода – это способность разделять не коррелируемый с геологией шум и полезные сигналы в различные не коррелируемые компоненты, а так же его, простота и экономичность. Данный подход не является операцией выглаживания, так как при его применении не удаляется высокочастотная информация из куба, но происходит разделение сигнала в соответствии с его формой.

Для того, что бы понять, что значит каждая отдельная компонента (шум это или полезный сигнал), необходимо калибровать результаты. Для этой цели рекомендуется использовать информацию о трещинах и нарушениях из различных источников при их наличии, таких как данные ГИС, микросейсмические данные либо любая другая информация, которая

прямо или косвенно может судить об информативности отдельной главной компоненты.

Любое изображение (спутниковое, геологическое, геофизическое, или др.) так же может быть подвержено ортогональному разложению для того, что бы изучить скрытые структуры и получить отдельный не коррелируемый набор изображений. Другое возможное достоинство предлагаемого метода - это способность разделять результаты различных геологических процессов, которые создают ортогональные (не коррелированные) признаки на сейсмическом кубе.

Технология может быть применена для определения коридоров трещиноватости в карбонатных коллекторах в условиях высокой зашумленности.

Новый метод определения коридоров трещиноватости использует геометрические свойства структур, и отражающий трещины фактор и кубы простирания трещин, которые позволяют прогнозировать зоны развития естественной трещиноватости.

Список используемых источников

1 Treadgold G., Sicking C., Sublette V., and Hoover G. et al. Azimuthal Processing for Fracture Prediction and Image Improvement // CSEG RECORDER [Official website]. Official publication of the Canadian Society of Exploration Geophysicist. May 2008. Issue 33. Art. No.: 5. URL: <http://csegrecorder.com/articles/view/azimuthal-processing-for-fracture-prediction-and-image-improvement> (accessed: 12.07.2011).

2 H.S. Li, Q.F. Zhang, W.Y. Yang Fracture corridors detection through seismic cube directional decomposition. 76th EAGE Conference & Exhibition 2014

3 Комплексное литолого-стратиграфическое изучение разреза палеозойских отложений новых разведочных площадей Тимано-Печорской провинции /Белякова Л.Т.и др. Ухта: УТГФПО «УНГГ», 1980. С.37.

4 Priezzhev I. I., A. Scollard, 2013, Fracture detection through seismic cube orthogonal decomposition//SEG Houston. 2013. Annual Meeting, Extended Abstracts.

5 Hotteling, H.: Analysis of Complex Statistical variables into Principal Components//Journal of Educational Psychology. (1933). 24. 417p.

6 Milligan, S.D., LeBlanc, L.R. and Middleton, F.D., 1978. Statistical grouping of acoustic reflection profiles//J. Acoust. Sot.Am., 64. 795-807.

7 Chopra, S. and Marfurt, K.J. [2007] Volumetric curvature attributes for fault/fracture characterization//First Break. 25(7). Pp. 35–46.

References

1 Treadgold G., Sicking C., Sublette V., and Hoover G. et al. Azimuthal Processing for Fracture Prediction and Image Improvement [Electronic resource] // CSEG RECORDER [Official website]. Official publication of the Canadian Society of Exploration Geophysicist. May 2008. Issue 33. Art. No.: 5. URL: <http://csegrecorder.com/articles/view/azimuthal-processing-for-fracture-prediction-and-image-improvement> (accessed: 12.07.2011).

2 H. S. Li, Q.F. Zhang, W.Y. Yang Fracture corridors detection through seismic cube directional decomposition. 76th EAGE Conference & Exhibition 2014

3 Beljakova L.T., Parmuzina L.V. i dr. Kompleksnoe litologo-stratigraficheskoe izuchenie razreza paleozojskih otlozhenij novyh razvedochnyh ploshhadej Timano-Pechorskoj provincii. UTGF PGO «UNGG», 1980. S. 37. [in Russian].

4 Priezzhev I. I., A. Scollard, 2013, Fracture detection through seismic cube orthogonal decomposition.SEG Houston 2013 Annual Meeting, Extended Abstracts.

5 Hotteling, H.: Analysis of Complex Statistical variables into Principal Components.Journal of Educational Psychology (1933) 24, 417.

6 Milligan, S.D., LeBlanc, L.R. and Middleton, F.D., 1978. Statistical grouping of acoustic reflection profiles. J. Acoust. Sot. Am., 64: 795-807.

7 Chopra, S. and Marfurt, K.J. [2007] Volumetric curvature attributes for fault/fracture characterization. First Break, 25(7), 35–46.

Сведения об авторах

About the authors

Скворцов А. А., аспирант кафедры «Геологии горючих и твердых полезных ископаемых» ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

A. A. Skvortsov, Post-graduate Student of the Chair “Department of Geology and solid combustible minerals”, FSBEI HPO Ukhta State Technical University, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: mailanton@mail.ru

Кулешов В. Е., канд. техн. наук, доцент кафедры «Геологии горючих и твердых полезных ископаемых», ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

V. E. Kuleshov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair “Department of Geology and solid combustible minerals”, FSBEI HPO Ukhta State Technical University, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: vkuleshov@ugtu.net