

4. Python и машинное обучение: машинное и глубокое обучение с использованием Python, scikit-learn и TensorFlow 2: пер. с англ. – 3-е изд. – СПб.: ООО «Диалектика», 2020. – 848 с.
5. Breiman L., Friedman J.H., Olshen R.A., Stone C.J. Classification and regression trees. – Monterey, 1984. –
6. Hawkins D.M. Identification of Outliers. – Berlin: Springer, 1980. – 198 p.
7. Liu F.T., Ting K.M., Zhou Z-H. Isolation forest // Proceedings – IEEE International conference on Data Mining, ICDM. – 2008. – P. 413-422. – DOI: 10.1109/ICDM.2008.17.

УДК 550.(832.4 + 834.05)

DOI:10.7242/echo.2022.3.6

ИНТЕГРАЦИЯ ДАННЫХ ГИС И 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ ПОРОДНОГО МАССИВА

А.Д. Тезиков, А.Б. Трапезникова
Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: В настоящее время в задачи сейсморазведки ставится не только прогноз наличия потенциальных пород коллекторов, но и прогноз флюидонасыщения. Для реализации этого необходимы качественные зависимости между петрофизическими параметрами и сейсмическими атрибутами. Формирование таких зависимостей основано на петроупругом моделировании скважин. Атрибутный анализ, основанный на связях с петрофизическими параметрами, повышает достоверность прогноза расположения и насыщения потенциальных резервуаров по сейсмическим данным.

В данной статье представлены результаты применения динамического анализа по атрибутам «средняя частота» и «энергия» на примере одной из нефтеперспективных структур, выделенной по данным кинематической интерпретации 3D сейсморазведки в бассейне Таранаки, Новая Зеландия. По итогам исследования выполнен прогноз потенциальных зон флюидонасыщения пригодных для разработки.

Ключевые слова: атрибутный анализ, сейсморазведка, сейсмическая интерпретация, геофизические исследования скважин, петроупругое моделирование.

Введение

На сегодняшний день геофизические методы поиска и разведки нефтегазовых месторождений, такие как сейсморазведка, не теряют своей актуальности и находят применение по всему миру. Сейсморазведка является основным и наиболее точным геофизическим методом поиска месторождений нефти и газа, предоставляющим наиболее полный спектр информации об изучаемой геологической среде. С ее помощью можно как получить структурные изображения геологических границ, так и исследовать литологические, петрофизические и физико-емкостные свойства горных пород.

В данной работе представлен результат работы авторов в рамках образовательного проекта SEG «EVOLVE 2021». «EVOLVE» – ежегодно проводимый обществом SEG проект, объединяющий геофизиков со всего мира для совместного решения актуальных геологических, геофизических и инженерных задач.

Авторы статьи с коллективом других исследователей в рамках проекта «EVOLVE» выполняли исследования по поиску новых перспективных нефтегазоносных структур в бассейне Таранаки (Новая Зеландия) на основе данных сейсморазведки, геофизических исследований скважин и широкого спектра геологической информации.

Объектом исследования являлась турбидитовая формация Тангароа на нефтегазовом месторождении Кора в бассейне Таранаки. Таранакский бассейн представляет собой осадочный бассейн мелового и третичного периода, расположенный вдоль западной границы Северного острова в Новой Зеландии (рис. 1).

Обнаружение нефтенасыщенных пород-коллекторов в этом регионе привело к повышенному интересу к геологическим и геофизическим исследованиям для дальнейшего изучения нефтегазоносности [1]. Изучение региона с помощью сейсмических исследований и бурения разведочных скважин началось в середине прошлого века (рис. 2) [2].

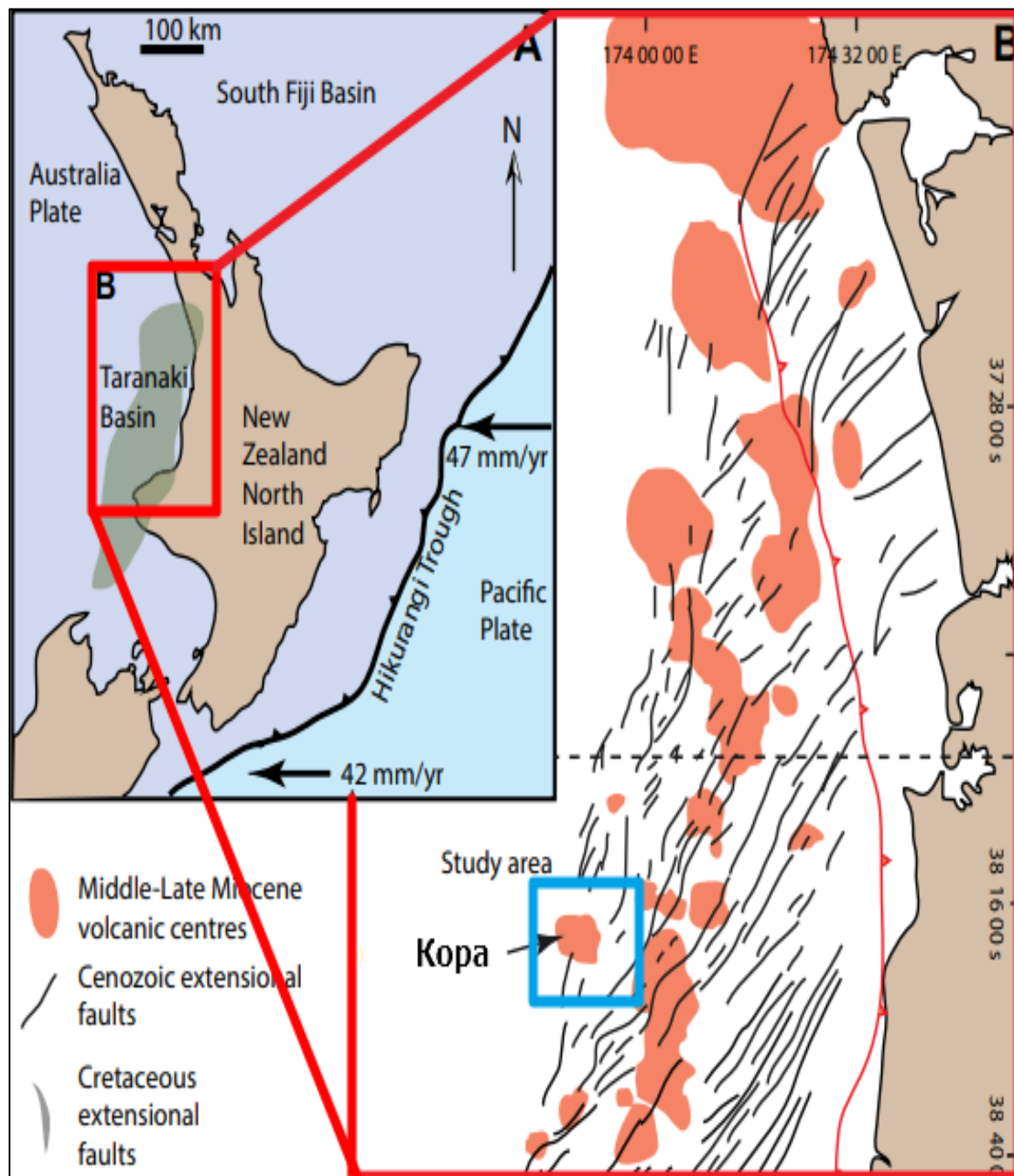


Рис. 1. Тектоническая карта бассейна Таранаки

Месторождение Кора приурочено к району одноименного палеовулкана Кора, относящемуся к серии подводных стратовулканов, связанных с интрузивными комплексами [1]. Формация Тангароа представляет собой чередующуюся толщу массивных песчаников с прослоями сланцев, аргиллитов, алевролитов и известняков – турбидитовую толщу [2].

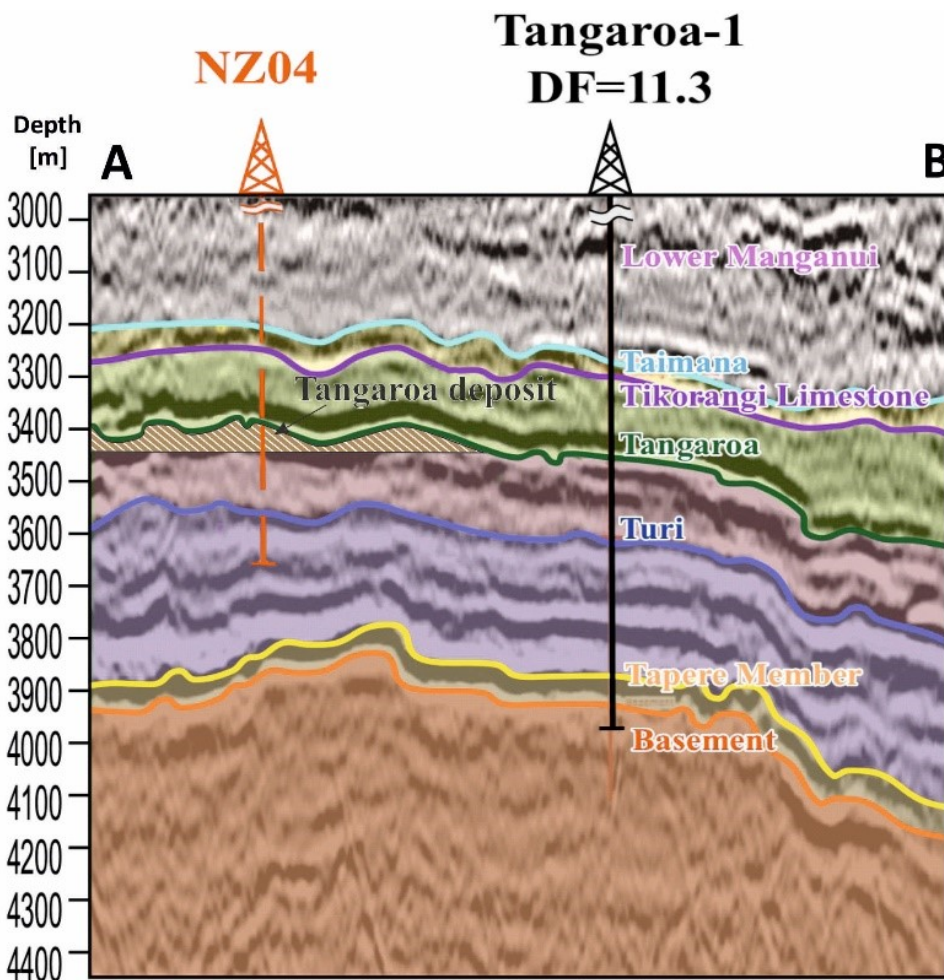


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез бассейна Таранак

Методика и анализ петроупругого моделирования:

В рамках исследования обработаны и проинтерпретированы материалы геофизических исследований скважин (ГИС) в 15 скважинах в районе проведения сейсмических исследований. По данным материалов ГИС выделены интервалы коллекторов и рассчитаны фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Средние эффективные мощности пластов коллекторов в интервале формации Тангароа составили порядка 25-30 метров при средней пористости в 20%, и коэффициенте нефтегазонасыщенности в 65-78%. На основе материалов ГИС выполнено петроупругое моделирование, описывающее связь между упругими и петрофизическими свойствами пород, и последующий анализ упругих характеристик отложений изучаемой формации, позволяющие построить зависимости сейсмический атрибут – петрофизический параметр.

Моделирование упругих свойств осуществлялось в скважинах вблизи вулкана Кора посредством построения объемной петрофизической модели изучаемых пород с последующими расчетом кривых интервального времени прохождения продольных и поперечных волн по модели Xu-White [3] и упругих параметров для флюидонасыщения по уравнению Gassmann [4].

Для расчета объемного содержания каждой компоненты рассчитывается система уравнений, удовлетворяющих каждому используемому методу ГИС (1). Расчет параметров модели осуществляется таким образом, чтобы расхождения между измеренными и модельными кривыми были минимальными:

$$J_i = \sum_j K_j * Const_{ij} \quad (1)$$

где J_i – значения кривой i -го метода ГИС, K_j – объемное содержание j -ой компоненты модели, $Const_{ij}$ – петрофизические параметры, соответствующие i -му методу ГИС и j -ой компоненте модели.

Моделирование скоростей продольных и поперечных волн выполнялось по модели *Xu-White*. Особенность данной модели заключается в дифференциации геометрии порового пространства для песчаной и пелитовой составляющей, количественно описывающейся аспектным соотношением короткого радиуса поры к ее длинному радиусу [3].

Расчет упругих параметров насыщенной породы и моделирование флюидозамещения выполнялось по уравнению *Gassmann* (2) [4]:

$$K_{sat}/(K_0 - K_{sat}) = K_{dry}/(K_0 - K_{dry}) + K_{fl}/\phi(K_0 - K_{fl}) \quad (2)$$

где K_{sat} , K_{dry} , K_0 , K_{fl} – модули объемного сжатия насыщенной породы, сухой породы, минерального скелета, насыщающего флюида соответственно, ϕ – пористость.

Модули сжатия воды, нефти, газа рассчитывались на основе эмпирических зависимостей, предложенных *Batzle* и *Wang* [5], учитывающих влияние на упругие свойства температуры, давления и состава флюида.

На основе получившихся петроупругих моделей выполнен анализ упругих свойств пород формации Тангароа. Согласно результатам анализа при смене типа флюида «вода → нефть → газ» такие упругие параметры как плотность (σ), скорость продольных волн (V_p), акустический импеданс (AI) и отношение скоростей V_p/V_s для пород-коллекторов уменьшаются, а скорость поперечных волн (V_s) и сдвиговый импеданс (SI) остаются практически без изменения [6, 7].

При полном флюидозамещении по типу «вода → нефть» значения средней плотности у на 1.0-1.5%, средней величины скорости V_p падает на 2.0-2.5%, средние значения AI изменяются на 3.2-3.7%, а среднее значение параметра отношения V_p/V_s на 3.0%. В случае флюидозамещения по типу «вода → газ» значения средней плотности уменьшаются на 3.0-3.3%, средняя величина скорости V_p уменьшается порядка на 3.10-3.5%, среднее значение AI меняется на 6-7%, а среднее значение V_p/V_s на 6.2%.

Несмотря на снижение средних значений практически всех упругих характеристик (плотность, V_p , AI , V_p/V_s) при флюидозамещении «вода → нефть → газ», почти на всех распределениях присутствует перекрытие значений, что снижает точность прогноза флюидонасыщения коллекторов по одному упругому параметру. Исключением являются акустический импеданс – AI и отношение V_p/V_s , по которым, несмотря на изменение свойств, сохраняется достаточно четкое разделение на *коллектор/неколлектор* и разделение коллекторов по разному типу флюида.

На основании данных параметров построены зависимости с сейсмическими атрибутами, отражающими изменения петрофизических параметров в сейсмическом поле (рис. 4). Ввиду высокой корреляционной связи между акустическим импедансом и коэффициентом нефтенасыщения пород-коллекторов для построения зависимостей принято решение использовать коэффициент нефтенасыщенности, как прямой метод определения флюидонасыщения.

Методика и анализ результатов динамической интерпретации

В рамках исследования выбранной отражающий горизонт Тангароа соответствует кровле одноименного пласта (рис. 3). Формация Тангароа представляет наибольший интерес при изучении нефтегазоносности региона, так как складывается турбидитовыми песчаниками с выраженными коллекторскими свойствами. На сейсмической записи отражающий горизонт Тангароа проявляется в виде отрицательного амплитудного экстремума. На карте вертикальных времен горизонта (рис. 3 б) Тангароа в центральной части области выделяется положительная структура – палеовулкан Кора, тело которого прорывает толщу пород. Строение вулкана осложняется более мелкой положительной структурой на его западном склоне (рис. 3 а).

Для динамического анализа выбраны два наиболее оптимальных атрибута: «средняя частота» и «энергия» для поиска и локализации потенциальных зон-резервуаров углеводородов в формации Тангароа. Для осуществления процедур динамического анализа построены зависимости «петрофизический параметр – сейсмический атрибут» на основании интерпретации данных ГИС и петроупругого моделирования.

Частотный анализ находит широкое применение в сейсморазведке, так как частота является одной из основных характеристик изучаемого разреза. Ее достаточно просто вычислить, и она может указывать на конкретные изменения свойств пород. Частота также зависит от самих пород, поэтому, изучая частотные характеристики разреза, можно делать вывод о его геологическом строении. В случаях изучения нефтегазовых месторождений области понижения частот могут указывать на существование нефте- и нефтегазонасыщенного коллектора, однако данная зависимость не универсальна и требует уточнения для каждого конкретного случая.

Для анализа связи средней частоты и петрофизических параметров построены зависимости нормированных значений средней частоты и отношения V_p/V_s , рассчитанного на основе петроупругого моделирования (рис. 4 а). Как видно из графика зависимости, атрибут «средняя частота» и параметр V_p/V_s обладают прямой зависимостью с высокой корреляцией (82%). Это объясняется тем, что в флюидонасыщенных коллекторах увеличивается отношение V_p/V_s (из-за снижения V_s), при этом уменьшается частота сейсмического сигнала [9].

Результаты расчета атрибута «средняя частота» представлены картой атрибута на рисунке 4 а. Выделенная ранее структура на западном склоне вулкана Кора характеризуется пониженными значениями частоты, что, исходя из ранее представленных доводов, может говорить о ее насыщенности углеводородами.

На втором этапе динамического анализа вычислен атрибут «энергия» отражения (рис. 4 б). Энергия представляет собой квадрат средней амплитуды и позволяет наиболее точно выделять в сейсмических данных амплитудные аномалии. В данном случае энергия вычислялась по следующей формуле (3) [8]:

$$Ea = x_{rms}^2 = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n^2 \quad (3)$$

где x_{rms} – среднее (среднеквадратичное) значение амплитуды; x_n – амплитуда n -ного дискрета; N – количество дискретов, вовлеченных в расчет среднего значения.

Энергия вычислена во временном окне 15 мс ниже отражающего горизонта с целью получить информацию о толще пород.

В конце 60-х годов прошлого столетия американский геофизик Майк Форрест установил, что наличие насыщенных углеводородами пород в разрезе часто проявляется в виде сильных амплитудных и, соответственно, энергетических аномалий в сейсмических данных [10].

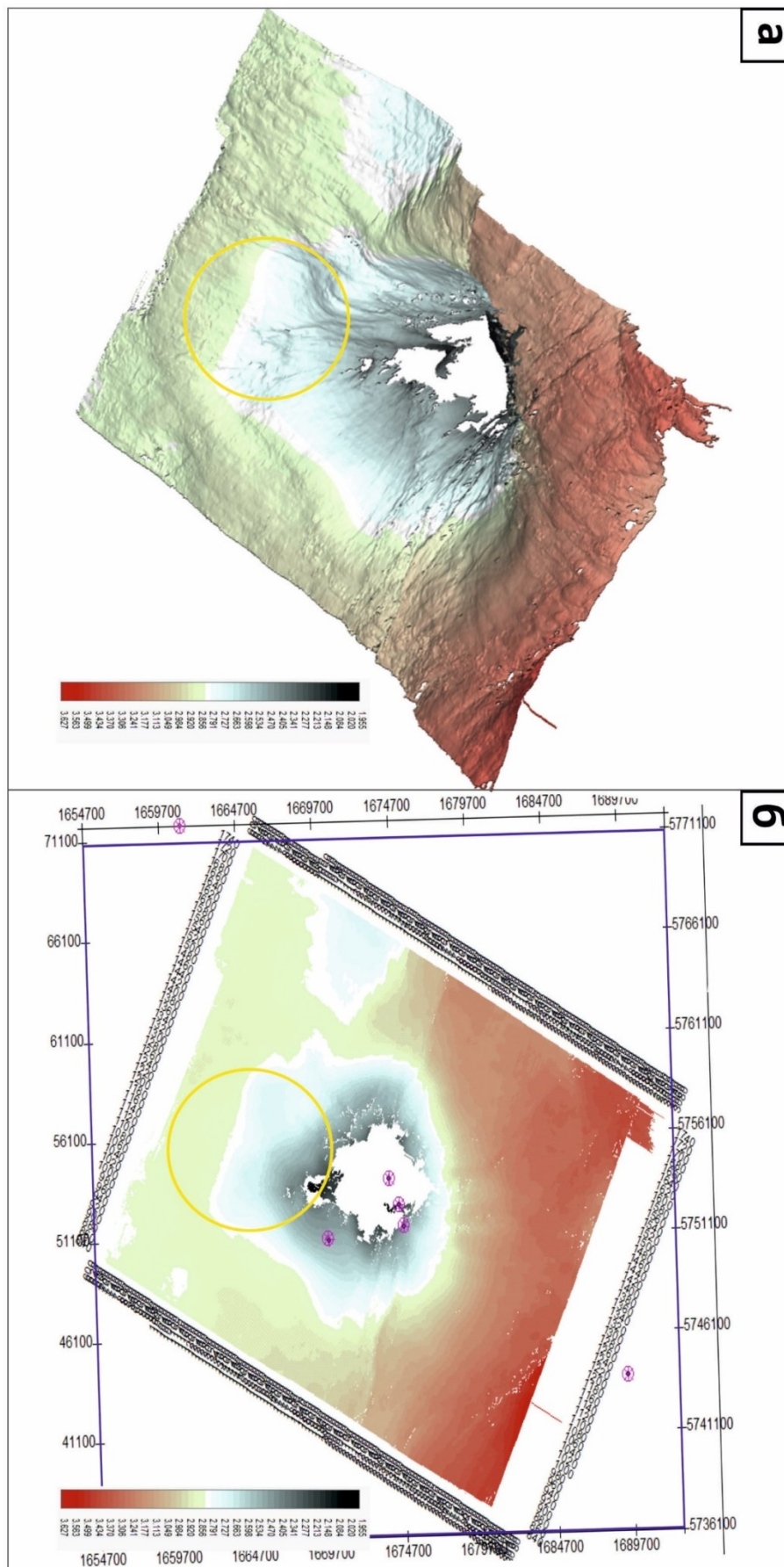


Рис. 3. а) трехмерная визуализация горизонта Тангароа; б) карта отражающего горизонта Тангароа

Так появилась концепция «яркого пятна», широко используемая на сегодняшний день в динамическом анализе данных сейсморазведки. Аномалии типа «яркое пятно» могут указывать на наличие в толще нефтенасыщенных пород и возникают из-за отражений сейсмических волн от различных типов контактов залежи углеводородов.

Для реализации динамического анализа по данному атрибуту построены зависимости между атрибутом энергия и коэффициентом нефтенасыщения, рассчитанном по данным ГИС (рис. 4 б). Энергия и коэффициент нефтенасыщения имеют прямую зависимость с высокой корреляцией, порядка 78%. Согласованность данных параметров обусловлена взаимосвязью увеличения энергии в области развития коллекторов с нефтяным и нефтегазовым насыщением и увеличением акустического импеданса для данных типов пород (в сравнении с ненасыщенными коллекторами).

На рисунке 3 б представлена карта атрибута «энергия», черной линией А-Б на ней отображена линия среза сейсмического куба, для которой построен вертикальный срез на рисунке 5. Как видно из карты атрибута «энергия» отражающего горизонта (рис. 5 б) и вертикального среза куба атрибута «энергия» (рис. 5), структура в центре профиля А-Б характеризуется повышенными значениями энергии.

То, что положительная структура, выделенная ранее по результатам структурной интерпретации, характеризуется пониженными значениями средней частоты и аномально высокими значениями энергии отражения – аномалия «яркое пятно», указывает на наличие нефтегазовой залежи.

Заключение

В данной работе произведен комплексный анализ данных ГИС и 3D сейсморазведки, проведенных в регионе осадочного бассейна Таранаки, Новая Зеландия. По материалам ГИС рассчитаны фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов, построены петроупругие модели на основе которых проведен анализ упругих характеристик формации Тангароа. В результате анализа сделаны выводы о возможности разделения пород на коллектор-неколлектор по упругим параметрам. На основе полученных результатов анализа и петроупругих моделей сформированы зависимости петрофизический параметр – сейсмический атрибут для дальнейшего динамического анализа.

В процессе работы с сейсморазведочными данными выполнен кинематический и динамический анализ данных трехмерной сейсморазведки и проанализированы полученные результаты. Проведена корреляция отражающего горизонта Тангароа. Рассмотрен его структурный план и выявлена потенциально перспективная на нефть и газ структура. Далее проведен динамический анализ по атрибутам «средняя частота» и «энергия» – построены карты и разрезы атрибутов.

Анализ полученной информации по атрибутам позволяет спрогнозировать наличие потенциальной нефтегазоносной структуры в формации Тангароа, осложняющей западный склон палеовулкана Кора. Однако необходимо рассмотреть большее количество атрибутов, чтобы дать дальнейшее заключение.

Выделение потенциальных флюидонасыщенных зон на основе сейсмических данных имеет ограниченный уровень достоверности, поэтому комплексирование с данными ГИС на основе петроупругого моделирования и построение достоверных зависимостей петрофизический параметр – атрибут являются важным этапом при интерпретации сейсмических данных. Стоит отметить, что атрибутный анализ в комплексе с петроупругими моделями позволяет повысить достоверность прогнозируемых залежей углеводородов.

Авторы выражают глубочайшую благодарность коллективу проекта SEG EVOLVE, а также коллегам по проекту за предоставленную возможность стать частью международного взаимодействия ученых-геофизиков.

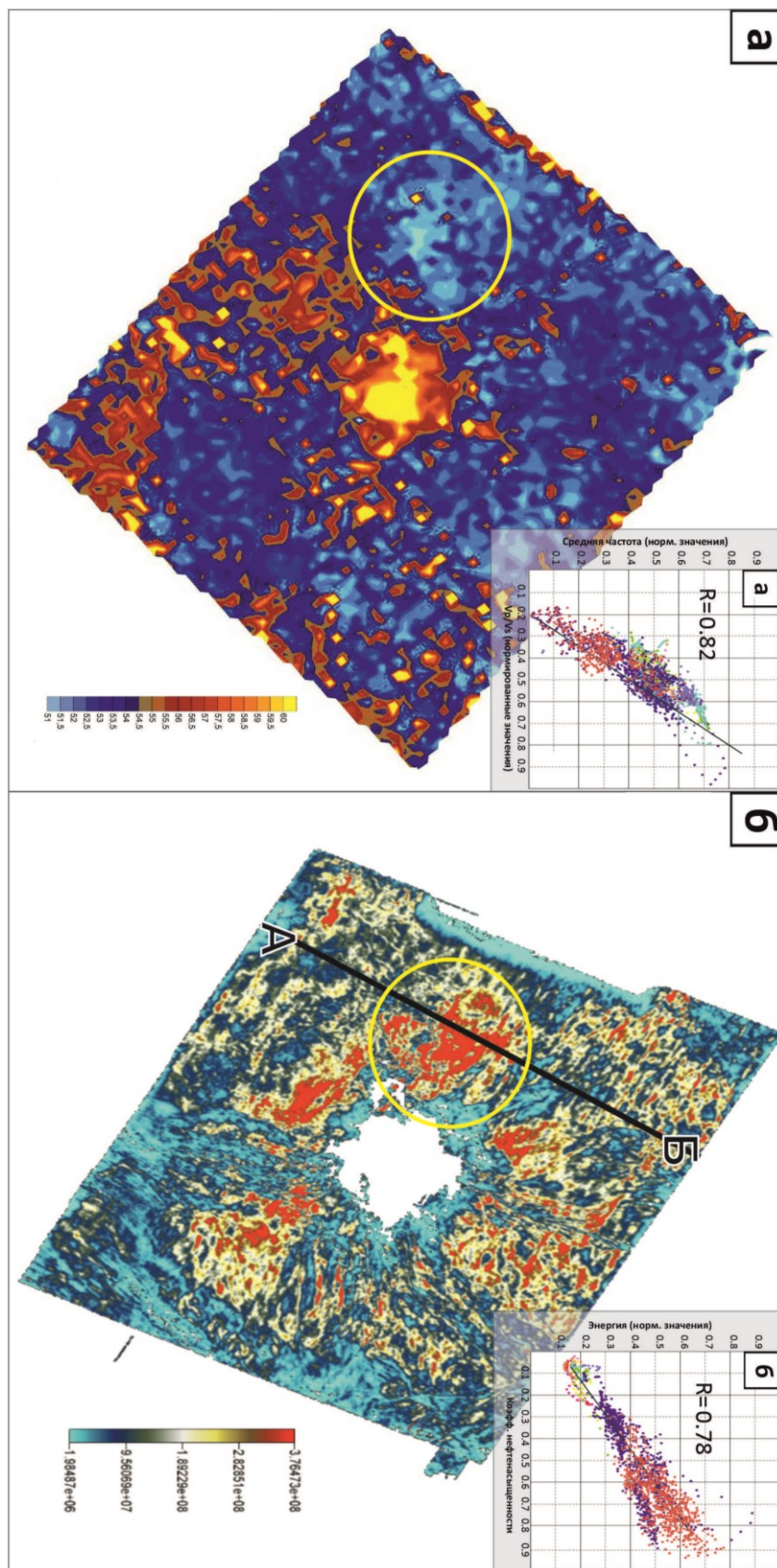


Рис. 4. а) карта атрибута «средняя частота» для горизонта Тангароа; зависимость «средней частоты» от отношения V_p/V_s (нормированные значения); б) карта атрибута «энергия» для горизонта Тангароа; зависимость «энергии» от коэффициента нефтенасыщения

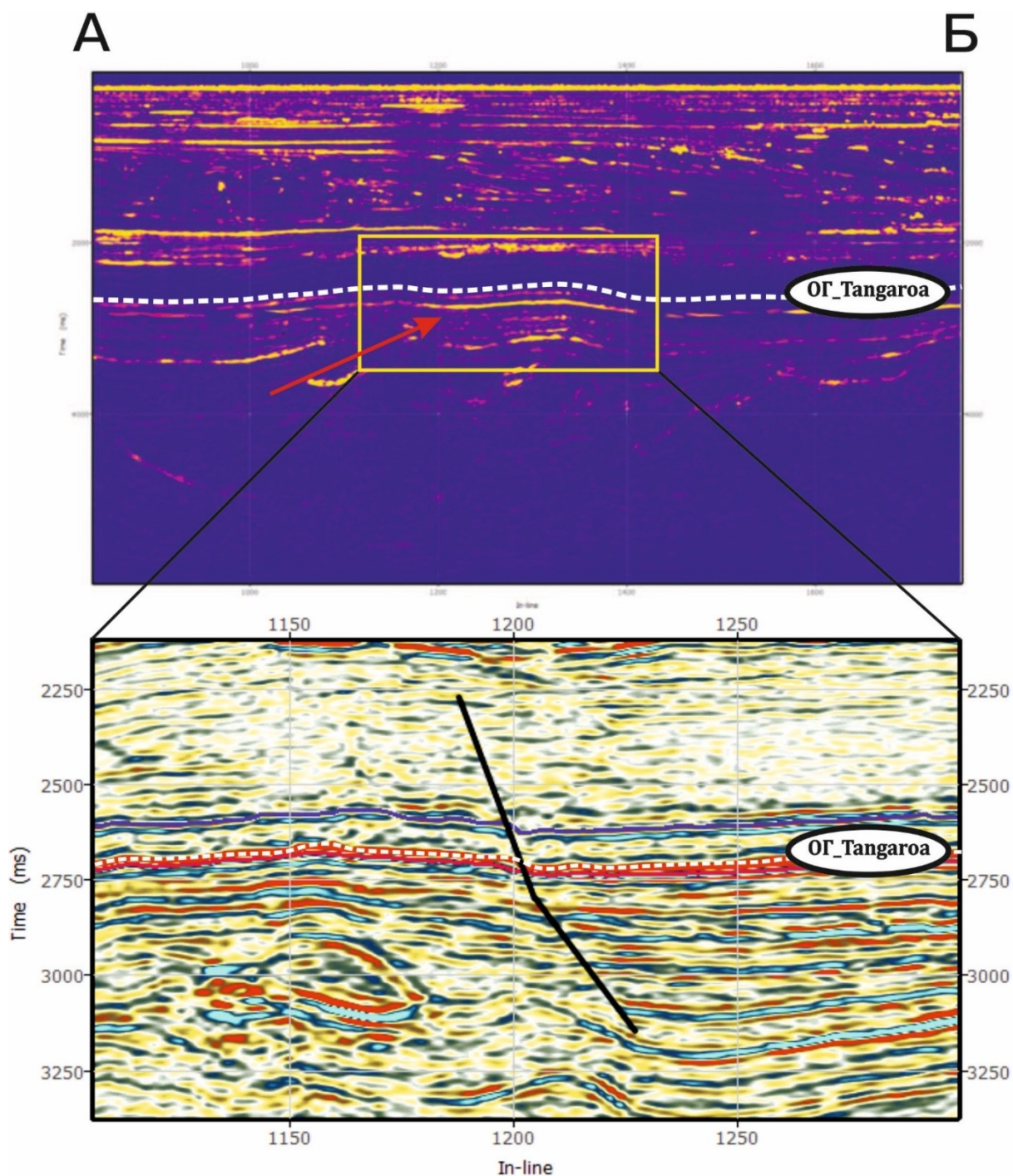


Рис. 5. а) вертикальный срез куба атрибута «энергия» с аномалией яркого пятна в горизонте Тангароа;
 б) фрагмент временного среза сейсмического куба в районе горизонта Тангароа

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. King P.R., Thrasher G.P. Cretaceous-Cenozoic geology and petroleum systems of the Taranaki Basin, New Zealand. Lower Hutt / Institute of Geological and Nuclear Sciences. – 1996. – 244 p.
2. King P.R. Tectonic reconstructions of New Zealand: 40 Ma to the present // New Zealand Journal of Geology and Geophysics. – 2000. – V. 43, № 4. – P. 611-638. – DOI: 10.1080/00288306.2000.9514913.
3. Xu S., White R.E. A new velocity model for clay-sand mixtures // Geophysical Prospecting. – 1995. – V. 43, № 1. – P. 91-118. – DOI:10.1111/j.1365-2478.1995.tb00126.x.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics: Handbook. – Second Edition. – Cambridge University Press, 2009.

5. Batzle M., Zhijing Wang. Seismic properties of pore fluids // *Geophysics*. – 1992. – V. 57, № 11. – P. 1396-1408. – DOI: 10.1190/1.1443207.
6. Backus G.E. Long-wave anisotropy produced by horizontal layering // *Journal of Geophysical Research*. – 1962. – V. 67. – P. 4427-4440. – DOI: 10.1029/JZ067i011p04427.
7. Хилтерман Ф. Д. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. – Тверь: ГЕРС, 2010. – 256 с.
8. Barnes E. Handbook of Poststack Seismic Attributes / Society of Exploration Geophysicists. – 2016. – 268 p. – (Geophysical References).
9. Goloshubin G.M., Korneev V.A., Vingalov V.M. Seismic low-frequency effects from oil-saturated reservoir zones // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – 2002. – V. 21. – № 1. – P. 1813-1816. – DOI: 10.1190/1.1817037.
10. Forrest M., Roden R., Holeywell R. Risking seismic amplitude anomaly prospects based on database trends // *Leading Edge*. – 2010. – V. 29. – № 5. – P. 570-574.

УДК 550.834.08

DOI:10.7242/echo.2022.3.7

СРАВНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННОЙ СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ И ГИДРОФОНОВ ПРИ МЕЖСКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

А.В. Чугаев, А.И. Кузнецов
Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: Приведены результаты сравнения оптоволоконной системы регистрации сейсмоакустических сигналов и традиционных пьезокерамических гидрофонных датчиков при проведении межскважинного просвечивания. Выполнена идентичная обработка сигналов оптоволоконной системы и гидрофонов. Оптоволоконная система регистрации имеет чувствительность намного ниже, чем у традиционных сейсмоакустических датчиков, тем не менее она обеспечивает хорошую повторяемость регулярного полезного сигнала, что позволяет повысить его интенсивность за счет многократного суммирования. Диаграмма направленности прямого волокна оказывает существенное фильтрующее влияние на волновое поле, вследствие чего регистрируются лишь отдельные классы волн. На частотный состав сигналов, полученных с помощью оптоволоконной системы, оказывает влияние осреднение на базе измерения, что приводит к сужению спектра. Полученные результаты показывают применимость оптоволоконных систем регистрации для сейсмоакустического мониторинга на Верхнекамском месторождении калийных солей.

Ключевые слова: DAS, межскважинное просвечивание, вертикальное сейсмопрофилирование, распределенный акустический датчик, Верхнекамское месторождение, скважинная сейсморазведка, головные волны.

Введение

На Верхнекамском месторождении калийных солей (ВКМКС) ведется мониторинг состояния подработанной территории сейсмоакустическими методами. Одним из таких методов является скважинная сейсмоакустика способом межскважинного просвечивания [Chugaev et al., 2022].

В последнее время интенсивно развивается направление распределенных акустических измерений, являющееся альтернативой точечным датчикам. Оптоволоконные системы регистрации акустических сигналов (DAS – distributed acoustic sensing) уже применяются в нефтяной [Wu et al., 2017; Willis et al., 2018] и рудной [Riedel et al., 2018; Bellefleur et al., 2020] скважинной сейсморазведке. Системы DAS имеют ряд особенностей по сравнению с точечными датчиками и необходимо дополнительное изучение для их внедрения на Верхнекамском месторождении калийных солей. Имеющиеся в литературе результаты в подавляющем большинстве случаев рассматривают оптоволоконно для проведения вертикального сейсмопрофилирования [Zaanen et al., 2017], в то время как по межскважинному просвечиванию существует дефицит информации.