

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.47-62>

EDN QUENAN

УДК 550.834.072

**Разработка поисковых критериев ловушек углеводородов в
неокомском клиноформном комплексе севера Западной
Сибири на основе акустического моделирования**

Сенькина К.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Development of search criteria for hydrocarbon traps
in the Neocomian cliniform complex in the north
of Western Siberia based on acoustic modeling**

K.A. Senkina

Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: kasenkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Основным потенциалом нефтегазоносности севера Западной Сибири связан с неокомским клиноформным комплексом. Ввиду значительных глубин залегания перспективных объектов, их изученность глубоким бурением по сей день остаётся крайне низкой. В связи с чем особенно остро встаёт вопрос в разработке критериев для поиска ловушек в данном интервале разреза. В этом заключается актуальность представленной работы.

В статье предлагается решение описанной задачи с помощью акустического моделирования секвенсов неокомского комплекса на примере типового разреза севера Западной Сибири. Основанием для применения данной методики является разделение в поле акустического импеданса газонасыщенных песчаников и глинистых прослоев. Осложняющим фактором в решении данного вопроса является слабая разбуренность изучаемой территории. В результате работы выделены преимущества использования алгоритма, а также подсвечены возможные риски и ограничения метода. Изложенные в статье результаты позволяют повысить эффективность геологоразведочных работ в условиях недостаточного объёма скважинной информации.

Ключевые слова: акустическое моделирование, сейсмофациальный анализ, классификация, атрибутный анализ, акустическая инверсия

Для цитирования: Сенькина К.А. Разработка поисковых критериев ловушек углеводородов в неокомском клиноформном комплексе севера Западной Сибири на основе акустического моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 47-62. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.47-62>. - EDN QUENAN

Abstract. The main potential of the oil and gas potential of the north of Western Siberia is associated with the Neocomian clinofom complex. Due to the significant depths of the promising objects, their study by deep drilling remains extremely low to this day. In this connection, the question arises in the development of search criteria for finding traps in this section interval. This is the relevance of the presented work.

The article proposes a solution to the described problem using acoustic modeling of sequences of the Neocomian complex on the example of a typical section of the north of Western Siberia. The basis for the application of this technique is the separation of gas-saturated sandstones and clay interlayers in the field of acoustic impedance. A complicating factor in solving this issue is the weak drilling of the studied territory. As a result of the work, the advantages of using the algorithm are highlighted, as well as the possible risks and limitations of the method are highlighted. The results presented in the article make it possible to increase the efficiency of geological exploration in conditions of a shortage of well information.

Key words: *acoustic modeling, seismic facies analysis, classification, attribute analysis, acoustic inversion*

For citation: K.A. Senkina Razrabotka poiskovyh kriteriev lovushek UV v neokomskom klinofornnom komplekse severa Zapadnoj Sibiri na osnove akusticheskogo modelirovaniya [Development of search criteria for hydrocarbon traps in the Neo-comian clinofom complex in the north of Western Siberia based on acoustic modeling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 47-62. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.47-62>. EDN QUENAN (in Russian)

Введение

Проблема достоверности локализации объектов, определения литологии и насыщения объектов в условиях недостаточного объём скважинной информации существует практически на всех месторождениях, находящихся на стадии поисковых работ. Особенно актуальной данная проблема является для неокомских отложений севера Западной Сибири ввиду сложного клиноформного строения.

Целью работы является оценка возможности и ограничения сейсмофациального анализа и акустической инверсии с помощью акустического моделирования временного разреза.

Для достижения данной цели выдвинуты следующие задачи:

1. Выбор концептуальной геологической модели генетических секвенсов неокома севера Западной Сибири.
2. Подбор упругих параметров модели по скважинным данным.
3. Акустическое моделирование.
4. Анализ синтетического временного разреза.
5. Сейсмофациальный анализ.
6. Акустическая инверсия.
7. Анализ полученных результатов.
8. Оценка рисков и ограничений используемых методов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является неокомский клиноформный комплекс севера Западной Сибири.

Для уменьшения неоднозначности геологической интерпретации сейсмических данных используются различные методы, позволяющие выделять необходимую информацию из массива данных. В представленной работе рассмотрены объемный сейсмофациальный анализ (вариант атрибутивного анализа) и акустическая инверсия. По результатам акустического моделирования проведена оценка эффективности представленных методик.

Выбор концептуальной геологической модели

Для создания каркаса упругой сейсмогеологической модели проинтерпретирован типовой разрез неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири с использованием актуальных секвенс-стратиграфических принципов (Рис. 1) [1].

Выбранный генетический тип секвенса наиболее подходит для секвенс-стратиграфического моделирования в условиях Западной Сибири, так как границы поверхности максимального затопления соответствуют региональным глинистым пачкам, что удобно при анализе сейсмофациальных комплексов [Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания, 2004].

В наиболее перспективные части клиноформы (ундоформу и фондоформу) добавлены песчаные тела. Донные отложения ачимовских толщ формируются в условиях падения уровня моря в тракте низкого стояния, на рис. 1 они выделены розовым цветом. В ундоформе присутствуют прибрежно-морские песчаники, формирующиеся на всех этапах образования клиноформы [2], они отмечены голубым цветом.

На основе интерпретации типового временного разреза неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири каждый пласт оцифрован в виде полигонов.

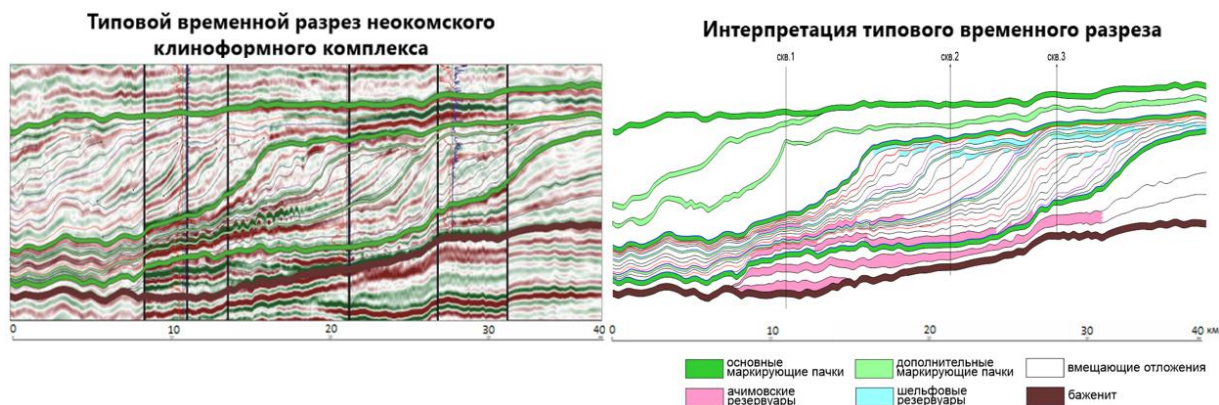


Рис. 1. Интерпретация типового временного разреза генетических секвенсов неокома севера Западной Сибири

Подбор упругих параметров модели по скважинным данным

Для заполнения модели упругими свойствами (скорости продольных волн и плотность) выполнена увязка сейсмических и скважинных данных по трем реальным разведочным скважинам, вскрывающим разные части клиноформы.

Имеющиеся скважины вскрывают только нефте- и водонасыщенные объекты, поэтому свойства газонасыщенных песчаных объектов получены на основе типового распределения упругих свойств пластов клиноформного комплекса (Рис. 2), где видно, что газонасыщенные песчаные разности уверенно отделяются от глинистых по значениям плотности; отмечается незначительное перекрытие по значениям акустического импеданса.

На рис. 3 проиллюстрирован процесс создания синтетических моделей пластов: заполнение модели происходило путём присвоения каждому оцифрованному пласту свойств скорости продольных волн и плотности значениями, соответствующими заданному литотипу/насыщению.

Затем выполнено акустическое моделирование.

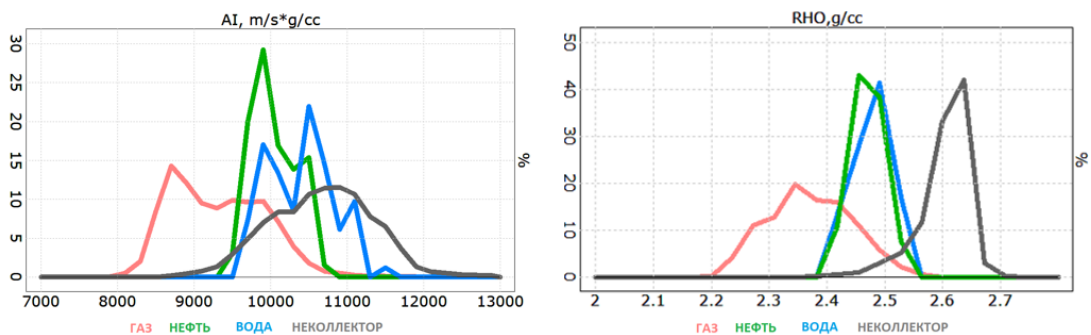


Рис. 2. Типовое распределение упругих свойств неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири

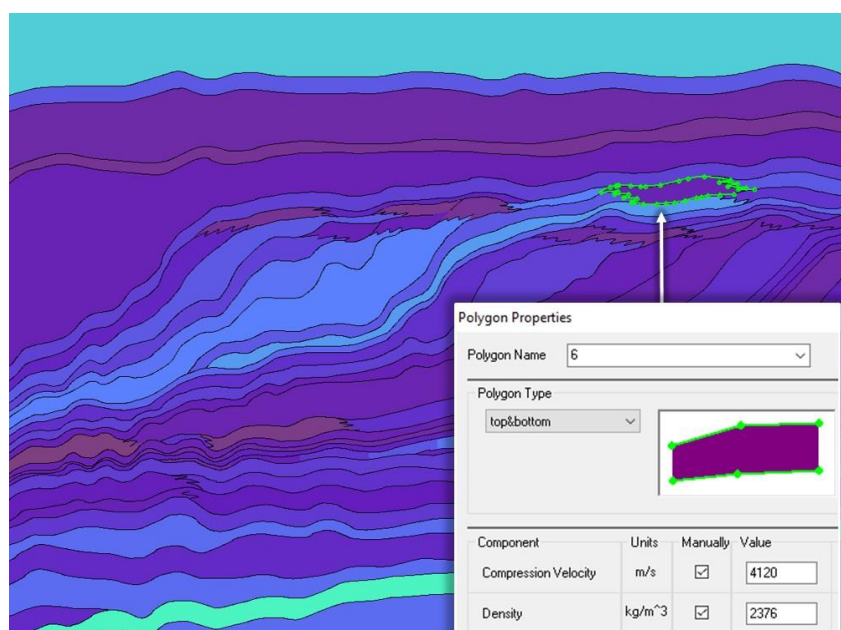


Рис. 3. Создание синтетической модели пласта

Акустическое моделирование

Моделирование на основе акустического волнового уравнения даёт возможность оперативно определить 2D волновые эффекты распространения сейсмической энергии в реальных геологических условиях, игнорируя упругость твердой среды, что является случаем идеальной жидкости, в которой скорость волн сдвига равна нулю. Данный метод моделирования использует в качестве свойств среды скорость продольных волн и плотность.

Вычисление основывается на методе конечных разностей, что дает возможность в кратчайшие сроки выполнять моделирование сложных геологических сред. Метод конечных разностей - это численный метод решения дифференциальных уравнений, основанный на замене производных разностными схемами [3].

Этапы акустического моделирования:

1. **Построение сейсмогеологической модели.** На основе изображения типового разреза с применением секвенс-стратиграфической модели оцифрован каждый слой в виде полигонов. Каждому объекту модели присвоены свойства Р-волны и плотности в соответствии с распределением упругих свойств пластов клиноформного комплекса на основе данных широкополосного акустического каротажа по трем разведочным скважинам.

2. **Система наблюдения.** Выбранная система наблюдения соответствует региональной съемке: длина профиля составляет 40 км, пункты приёма и возбуждения совмещены (zero-offset shooting), шаг составляет 100 м, количество источников и приёмников равны 401, кратность 30, что соответствует региональной съёмке. Тип источника – точечный (shot points), всенаправленный, режим поверхности – невидимый (invisible), свободная поверхность в сейсмическом волновом поле не проявляется.

3. **Форма импульса.** Экспертно подбирается форма сигнала, которая остаётся неизменной в рассматриваемом интервале времени. В представленной работе был выбран импульс Рикера с несущей частотой 35 Гц.

4. **Выбор сетки модели.** Шаг сетки определяется преобладающей частотой источника и выбирается таким образом, чтобы избежать эляйсинг-эффекта. Моделирование выполнено с вертикальным шагом 2 мс. Важным критерием выбора шага сетки является условие устойчивости Куранта-Фридрихса-Леви, суть которого заключается в том, что частица жидкости не должна передвигаться за один шаг (dt) более чем на один шаг пространственной сетки (dx, dz). Шаг сетки моделирования составил 5 м (dx, dz), временной шаг 0,5 (dt) мс с учётом того, что скорость распространения Р-волны в пластах варьируется от 1600 м/с до 4300 м/с. Параметр границы пространственной сетки ($Margin$), позволяющий расширить пространство вычислений за пределы апертуры наблюдений и определяющий область модели, формирующий поле, фиксируемое на синтезируемой сейсмограмме, зависит от угла наклона целевых границ. Если усреднённое значение не превышает 20-30 градусов, рекомендуется использовать значение по умолчанию, при незначительных наклонах границ это значение может быть уменьшено в 3-4 раза [4]. В работе было выбрано значение 600 м, заданное по умолчанию.

5. **Расчёт.** В ходе выполнения алгоритма моделируется/симулируется распространение фронта волны, в каждом узле сеточной модели происходит расчёт конечно-разностных уравнений. Время модели расчёта составило 20 часов (Рис. 4).

6. **Результат моделирования.** Результатом моделирования являются синтетические временные разрезы.

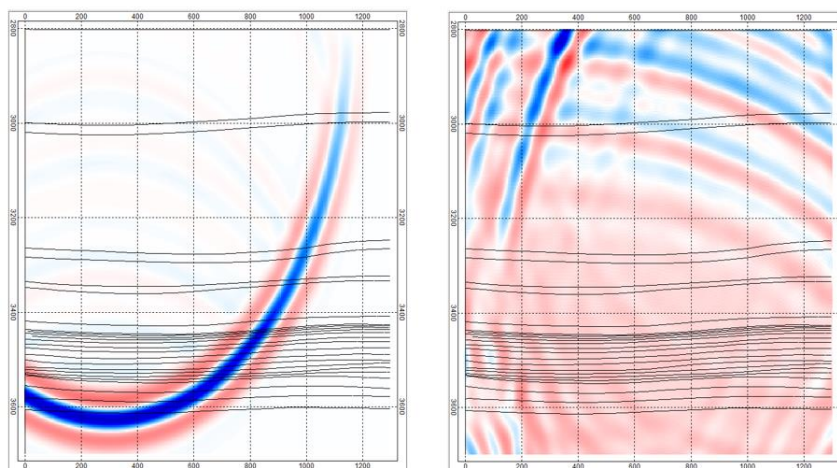


Рис. 4. Процесс моделирования/симуляции распространения фронта волны

Анализ синтетического временного разреза

На основе концептуальной геологической модели построены 2 сейсмогеологические модели с различным насыщением песчаных тел:

1. Модель с нефте-, водонасыщенными песчаными телами;
2. Модель с газонасыщенными песчаными телами.

Анализируя синтетические временные разрезы, можно заметить, что все объекты с насыщением «газ» проявляются в волновом поле амплитудными аномалиями типа «яркое пятно». Однако такие же аномалии связаны с нефте-, водонасыщенными телами имеющие низкие значения Р-импеданса, близкие к значениям газонасыщенных песчаников (Рис. 5).

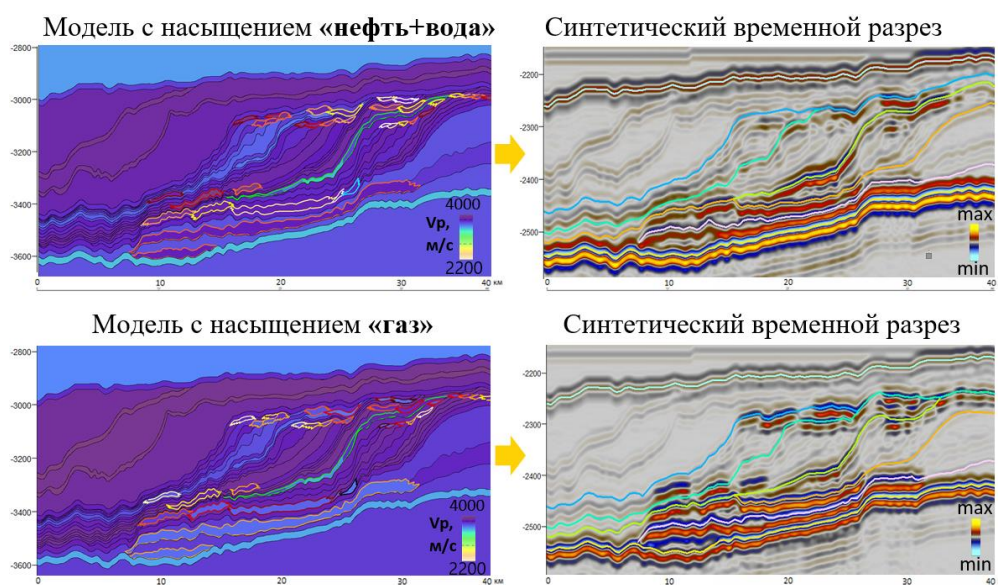


Рис. 5. Анализ синтетического разреза с различным

Оценка рисков при использовании сейсмофациального анализа (вариант атрибутного анализа)

Изменение динамических характеристик может быть связано с изменением литологического состава пород в пласте или изменением петрофизических свойств породы. Выделение таких литологических неоднородностей по сейсмическим данным называется сейсмофациальным анализом [5-6].

В работе проанализирована объёмная классификация по кубам атрибутов.

Для полученных модельных временных разрезов наиболее эффективное сочетание между собой показали атрибуты: Instantaneous Frequency, Instantaneous Amplitude, Instantaneous Phase, Sweetness, Instantaneous Q.

Каждый атрибут подчёркивает определённые ключевые особенности волнового поля [7]:

– Мгновенная частота (Instantaneous Frequency) – это производная фазы по времени. Атрибут используется при выделении коллекторских пород, зон трещиноватостей и изменения мощности, а также латеральных изменений в литологии, имеет более высокое разрешение, чем исходные амплитуды, что позволяет выделять небольшие изменения.

– Мгновенная амплитуда (Instantaneous Amplitude) – это огибающая колеблющегося сигнала. Атрибут применяется при выделении «ярких пятен», вызванных скоплением газа, глобальных литологических изменений, которые вызваны сильной энергией отражений и последовательными границами, а также незначительных изменениях литологии, которые не так явно отображаются на сейсмических данных.

– Мгновенная фаза (Instantaneous Phase) – это описание фазового угла в каждой точке трассы независимо от амплитуды. Атрибут показывает слабые и сильные отражения с одинаковой интенсивностью, подчёркивает

геометрическую форму и является индикатором для неразрывностей, угловых несогласий, разломов, выклиниваний, последовательных границ, подошвенные налегания.

– Sweetness – это комбинация огибающей и мгновенной частоты. Атрибут используется для выделения неявных несвязностей и локализации флюидонасыщенных тел.

– Мгновенное качество (Instantaneous Quality) – это фактор качества, рассчитываемый на основе мгновенной огибающей. Атрибут используется для выявления трещин и локализации флюидонасыщенных тел.

Преимущества метода заключаются в том, что он применяется при отсутствии скважиной информации, рассчитывается на данных амплитудного куба, не требует подготовки дополнительного материала, расчёт занимает около 1 недели, зависит от подбора атрибутов, а не от корреляции горизонтов или выбора интервала анализа. Недостатком данного метода является то, что атрибуты подчеркивают любые особенности волнового поля.

Анализ разреза с газонасыщенными коллекторами (Рис. 6, а) показал, что сейсмофациальный анализ даёт возможность четко выделить границы газонасыщенных объектов. Кроме того, результат классификации показал, что проинтерпретировал отложения баженовской свиты как коллектор, а газонасыщенный песчаный объект, который лежит на ней – неколлектор. Причина данной ошибки связана с тем, что отложения баженовской свиты имеют высокую контрастность акустических свойств не только с глинистыми разностями, но и с песчаными.

Сейсмофациальный анализ разрезов с водо-, нефтенасыщенными коллекторами (Рис. 6, б) подсветил лишь те объекты, которые имеют высокую контрастность акустических свойств.

Особенно стоит отметить, что сейсмофациальный анализ выделил ряд глинистых прослоев как песчаные коллекторы. При дальнейшей интерпретации это приведёт к ошибочному выделению перспективных объектов.

Таким образом, результат сейсмофациального анализа зависит лишь от контрастности акустической жёсткости на границах пластов. Данный метод интерпретации не классифицирует тела по насыщению, даёт возможность в сжатые сроки выделять границы аномалий, а не перспективных объектов.

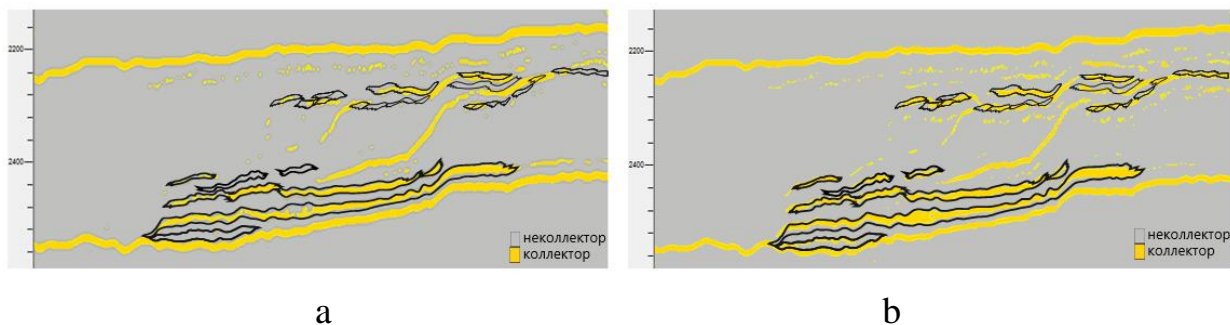


Рис. 6. Результат выполнения сейсмофациальной классификации различных разрезов (а – нефте-, водонасыщенные песчаные тела, б – газонасыщенные песчаные тела)

Оценка рисков при использовании акустической инверсии

Акустическая инверсия позволяет восстановить распределение упругих свойств геологической среды по зарегистрированному волновому полю, что является решением обратной задачи в сейсморазведке [8-9].

Преимущество метода заключается в эффективности и скорости расчёта (около 1 месяца), так как сейсмические данные не требуют специальной подготовки. Недостатком данного метода является невозможность его выполнения в условиях отсутствия данных акустического и плотностного каротажа, зависит от качества ГИС и амплитудного куба.

Анализ результатов акустической инверсии (Рис. 7) показал, что газонасыщенные объекты ярко выделяются на разрезе Р-импеданса пониженными значениями. Отдельно стоит отметить, что данный метод позволил выделить объект, расположенный на отложениях баженовской свиты, как перспективный, что не получилось по результатам сейсмофациального анализа. Кроме того, мощные (15-25 м) водо-нефтенасыщенные коллекторы

ачимовской толщи также выделяются на фоне глинистых разностей, но значительно слабее, чем газонасыщенные тела.

Таким образом, использование акустической инверсии даёт возможность перейти к характеристикам разреза на основе разделения литотипов по значениям Р-импеданса.

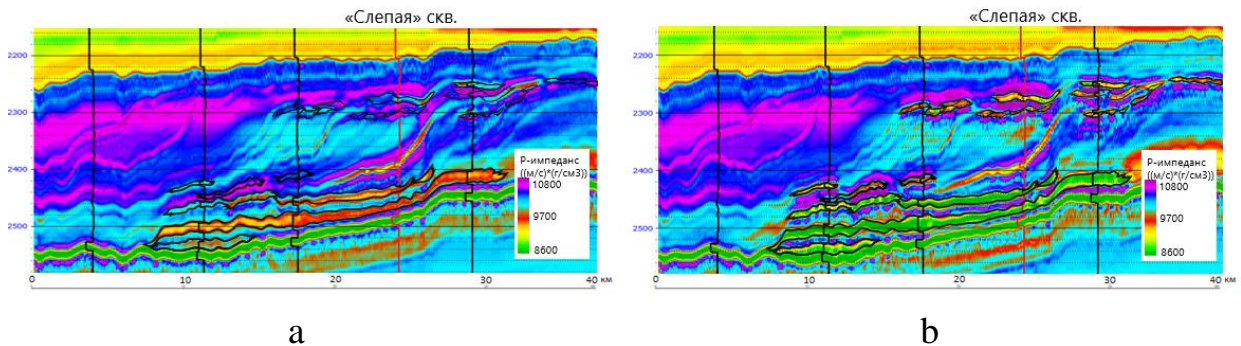


Рис. 7. Результат выполнения акустической инверсии различных разрезов (а – нефте-, водонасыщенные песчаные тела, б – газонасыщенные песчаные тела)

Ограничения данного метода заключаются в том, что если отложения, слагающие разрез, характеризуются близкими значениями акустического импеданса, то интерпретация с помощью акустической инверсии будет приводить к ошибкам. Если на графиках литологического разделения в поле двух упругих параметров (V_p/V_s и Р-импеданс) по скважинным данным и функции плотности вероятности каждого литотипа имеется хорошее разделение (2σ) в масштабе ГИС и при переходе в сейсмическую полосу частот разделение сохраняется, то использование данного метода позволяет быстро и качественно выделить перспективные объекты.

На рис. 8 представлены графики с распределением упругих свойств пластов клиноформного комплекса на основе данных широкополосного акустического каротажа по трем разведочным скважинам, расположенным на территории исследования. Светло-зелёным цветом выделены точки, соответствующие значениям неколлектора по результатам ГИС; тёмно-зелёным подсвечены свойства, занесённые в модель; синим цветом – свойства нефте-, водонасыщенных песчаных разностей; жёлтым – газонасыщенных.

Из графика видно, что часть глин имеют пониженные значения P -импеданса и перекрываются с газонасыщенными песчаниками. Такая низкоимпедансная глина выделилась как перспективный объект на результатах акустической инверсии и сейсмофациальном анализе. Наличие подобных глин в разрезе является ключевым ограничением при использовании данных методов. Отделить низкоимпедансные глины можно только по результатам синхронной инверсии по соотношению V_p/V_s .

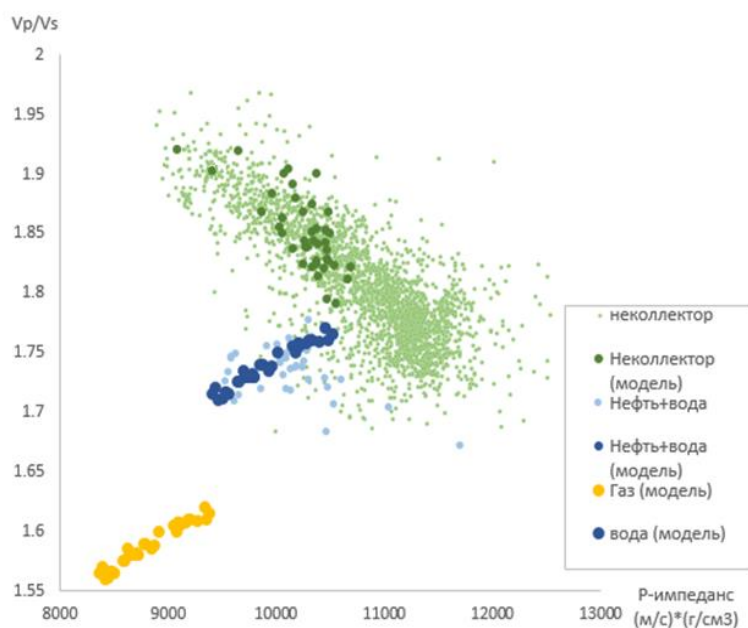


Рис. 8. Распределение упругих свойств пластов клиноформного комплекса в поле двух параметров по трем разведочным скважинам, расположенным на территории исследования

Результаты

В ходе проведённого исследования достигнуты следующие результаты:

1. Создана сейсмогеологическая модель неокомского комплекса севера Западной Сибири, позволяющая решать актуальные задачи сейсмогеологической интерпретации.
2. Проанализированы синтетические разрезы с песчаными телами различного насыщения.

3. Подробно рассмотрены возможности и ограничения сейсмофациальной классификации и акустической инверсии с помощью акустического моделирования временного разреза

Выводы

Выбор методов интерпретации зависит от наличия и качества входных данных, времени расчета и поставленных задач.

Выполненное акустическое моделирование показало, что для достоверного разделения в волновом сейсмическом поле аномалий, связанных с литологическим строением разреза и с вероятным газовым насыщением пластов-коллекторов в неокомском клиноформном комплексе, необходим комплексный подход, ввиду различий входных данных и алгоритмов расчёта каждого метода.

Сейсмофациальный анализ позволяет выделять аномалии волнового поля за короткое время. Акустическая инверсия даёт возможность выделить перспективные объекты на основе разделения литотипов по значениям R -импеданса.

Акустическое моделирование позволяет выполнять построение сложных геологических сред и оперативно получать синтетический временной разрез для последующей интерпретации сейсмических данных и решения геологических задач, таких как снижение рисков при выделении перспективных объектов. Применение данного метода ограничивается наличием литологического разделения по значениям R -импеданса, так как данный метод основывается на суммировании нулевых удалений и не даёт информации о дальних удалениях.

В дальнейшем планируется рассмотреть возможности и ограничения синхронной инверсии на основе полноволнового конечно-разностного моделирования сейсмограмм ОГТ с последующей обработкой для отделения

низкоимпедансной глины от газонасыщенных песчаных тел по соотношению V_p/V_s .

Список литературы

1. Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмцова А.В. (2023). Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации. *Георесурсы*, 25(4), с. 163–175. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14>
2. Габдуллин Р.Р. Секвентная стратиграфия / Р.Р. Габдуллин, Л.Ф. Копяевич, А.В. Иванов – Москва: МАКС Пресс, 2008. – 113 с. – Текст: непосредственный.
3. Дегтярев А.А. Метод конечных разностей / А.А. Дегтярев. – Самара: СГАУ, 2011. – 83 с. – Текст: непосредственный.
4. Tesser Technologies -User Documentation-in Russian. – Calgary, 2012. – 75 с. – Текст: непосредственный.
5. Малярова Т.Н. Сейсмофациальный анализ как универсальное средство понимания строения резервуара / Т.Н. Малярова – Москва: Технологии сейсморазведки, 2007. – 79–87 с. – Текст: непосредственный.
6. Ольнева Т.В. Объектно-ориентированная корреляция как новый методический подход в процессе подготовки данных для сейсмофациального анализа / Т.В. Ольнева, В.Ю. Овечкина. – Москва: Геофизика, 2016. – 23 с. – Текст: непосредственный.
7. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. – Москва: Геоинформмарк, 2008. – 384 с. – Текст: непосредственный.
8. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1 / Ю.П. Ампилов, А.Ю. Барков, И.В. Яковлев, К.Е. Филиппова [и др.] – Москва: Технологии сейсморазведки 2009. – 3-16 с. – Текст: непосредственный.
9. Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 / И.В. Яковлев, Ю.П. Ампилов, К.Е. Филиппова – Москва: Технологии сейсморазведки, 2011. – 5-15 с. – Текст: непосредственный.

References

1. Lebedev M.V., Astafiev E.V., Khramtsova A.V. *Razvitie klinoformnoj modeli nizhnego mela severa Zapadnoj Sibiri na osnove principov sekvens-stratigrafii: novye vozmozhnosti stratifikacii*. [Further development of the Lower Cretaceous clinofom model of the North of West Siberia based on the sequence stratigraphy principles: new possibilities of stratification]. *Georesursy* [Georesources], 2023, 25(4), pp. 163–175. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14> (in Russian)
2. Gabdullin R.R., Kopyevich L.F., Ivanov A.V. *Sekventnaya stratigraphiya* [Sequence stratigraphy]. Moscow: MAKS Press Publ., 2008, 113 p. (in Russian)
3. Degtyarev A.A. *Metod konechnyh raznostej* [Finite difference method]. Samara: SGAU Publ., 2011, 83 p. (in Russian)
4. Tesser Technologies. User Documentation-in Russian. Calgary, 2012, 75 p.
5. Malyarova T.N. *Sejsmofacialnyj analiz kak universalnoe sredstvo ponimaniya stroeniya rezervuara* [Seismic facies analysis as a general method of reservoir understanding]. Moscow: *Tekhnologii Seismorazvedki* [Seismic Survey Methods], 2007, pp. 79 – 87 (in Russian)

6. Olneva T.V., Ovechkina V.Yu. *Objektno-orientirovannaya korrelyaciya kak novyj metodicheskij podhod v processe podgotovki dannyh dlya sejsmofacialnogo analiza* [Object-oriented correlation as a new technique of data preparation for seismic facies analysis]. Moscow: *Geofizika* [Geophysics], 2016, 23 p. (in Russian)
7. Ampilov Yu.P. *Ot sejsmicheskoy interpretacii k modelirovaniyu i ocenke mestorozhdenij nefti i gaza* [From seismic interpretation to oil and gas field modeling and appraisal]. Moscow: Geoinformmark Publ., 2008, 384 p. (in Russian)
8. Ampilov Yu.P., Barkov A.Yu., Yakovlev I.V., Filippova K.E. *Pochti vse o sejsmicheskoy inversii*. [Nearly all about seismic inversion. Part 1]. Moscow: *Tekhnologii Seismorazvedki* [Seismic Survey Methods], 2009, pp. 3-16 (in Russian)
9. Yakovlev I.V. *Pochti vse o sejsmicheskoy inversii*. [Nearly all about seismic inversion. Part 2]. Moscow: *Tekhnologii Seismorazvedki* [Seismic Survey Methods], 2011, pp. 5-15 (in Russian)

Сведения об авторах

Сенькина Ксения Алихановна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: kasenkina@tnnc.rosneft.ru

Authors

K.A. Senkina, specialist, Tyumen Oil Research Center LLC
19, Perekopskaya Str., 625003, Tyumen, Russian Federation
E-mail: kasenkina@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.09.2024
Принята к публикации 17.12.2024
Опубликована 30.12.2024*