

УДК 550.834

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-3-34-42

Научная статья

EDN: FQVHQN

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ РАСШИРЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

**С.А. Кириллов,
А.М. Алисолтанов**АО «ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ
ЭКСПЕДИЦИЯ», МОСКВА, РОССИЙСКАЯ
ФЕДЕРАЦИЯ

Использование комплекса геолого-геофизических и промышленных данных в единой информационной и вычислительной среде с применением современных компьютерных технологий – от 2D/3D сейсморазведки до ГИС позволяет проводить визуальный и инструментальный анализ качества всего набора данных, который позволит сформировать граф для дополнительной обработки данных с целью их согласования по координатам и высотам в пространстве, амплитудной и фазово-частотной согласованности сейсмических профилей. Представленная технология способствует определению детальных сейсмогеологических и геологических моделей как на всей изучаемой территории недр, так и на отдельных ее участках. В связи с чем интеграция этих данных значительно углубляет понимание геологической структуры и повышает эффективность геологоразведочных работ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: большой объем геолого-геофизических данных, цифровая технология обработки, профильная сейсморазведка, геологическая модель залежи, программно-вычислительные средства, визуальные окна анализа, многопараметровые и многомерные системы, лицензионный участок, мониторинг

Эффективное и экономически обоснованное применение современных технологий в сфере добычи углеводородов невозможно без детальных цифровых моделей залежей (геологическая модель) и процессов, протекающих в них (фильтрационная модель).

Результаты геологического моделирования участка недр очевидны: они более точно и полно описывают геологические объекты и служат основой для гидродинамических расчетов и выбора оптимальных режимов эксплуатации месторождения.

Original article

INNOVATIVE DIGITAL TECHNOLOGIES OF GEOLOGICAL EXPLORATION TO SOLVE URGENT PROBLEMS OF THE DEVELOPMENT OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE

S.A. KIRILLOV, A.M. ALISOLTANOV
JSC «CENTRAL GEOPHYSICAL EXPEDITION»,
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

The use of a complex of geological, geophysical and well data in a single information and computing environment using modern computer technologies – from 2D/3D seismic exploration to well data allows for visual and instrumental analysis of the quality of the entire data set, which will allow forming a graph for additional data processing in order to coordinate them according to coordinates and altitudes in space, amplitude and phase-frequency consistency of seismic profiles. This approach helps to determine detailed seismic and geological models both in the entire studied subsurface area and in its individual sections. Thus, the integration of these data significantly deepens the understanding of the geological structure and increases the efficiency of exploration work.

KEY WORDS: large amount of data, digital analysis technology, profile seismic exploration, geological model of the deposit, software and computing tools, visual analysis windows, multiparameter and multidimensional systems, license area, monitoring

Геологическая модель залежи служит основой для выявления нефтегазоперспективных объектов, проведения детальных геологоразведочных работ и выбора оптимальных мест для бурения скважин. Она способствует значительному снижению общих затрат и финансовых рисков, а также решает основную проблему нефтедобычи – выбор обоснованных решений по бурению конкретной скважины и реализации геолого-технологических мероприятий.

Как показывает практика, геологическая модель должна активно использоваться на всех этапах изучения и разработки месторождения. Она требует регулярного обновления в соответствии с поступлением новой сейсмической и скважинной информации, а

также после переобработки и переосмысления ретроспективных данных.

Таким образом, поддержание актуальности геологической модели является ключевым фактором для эффективного управления процессами добычи углеводородов и минимизации рисков.

Цифровая структура геолого-технологической модели участка недр, как показано на рис. 1, включает в себя геолого-геофизическую и промысловую базу данных и программное обеспечение [1–3]:

Геолого-геофизическую и промысловую базу данных – это набор исходных и результирующих данных о месторождении, собранных и обработанных в процессе проведения геологических и геофизических исследований.

Программное обеспечение – это комплекс алгоритмов и процедур, позволяющих реализовать все этапы обработки, интерпретации, построения и сопровождения геологической модели. Программное обеспечение должно соответствовать геологическим представлениям об образовании и строении залежи, а также учитывать существующие разнородные и разномасштабные геолого-геофизические данные. Кроме того, оно должно обеспечивать визуальный и инструментальный контроль качества промежуточных и конечных результатов, что позволяет специалистам адекватно оценивать результаты своей работы.

Таким образом, интеграция этих компонентов в цифровую структуру модели способствует более эффективному управлению процессами геологоразведки и разработки месторождений.

Вычислительные средства – это компьютеры и другое оборудование, обеспечивающие работу программного обеспечения для обработки, интерпретации геофизических данных и моделирования. Эти средства должны быть доступны на всех этапах и уровнях работы геологических служб, чтобы гарантировать эффективную и быструю обработку данных, а также обеспечить надежную поддержку всех геологоразведочных и эксплуатационных процессов. Наличие современных

вычислительных ресурсов позволяет оптимизировать задачи моделирования и анализа, что в свою очередь способствует повышению качества принимаемых решений в области разработки месторождений.

Для создания региональной сейсмогеологической модели Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей используются сейсмические данные МОГТ-2D в объеме 17 000 погонных километров, полученные по 330 профилям, которые образуют взаимосвязанную сеть. Также используются результаты бурения и коротажные диаграммы различных геофизических методов, полученные по 272 скважинам, включая плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп) по 2 скважинам и акустический каротаж (АК) по 25 скважинам [4].

Основная геологическая задача этих региональных исследований заключается в уточнении структурно-тектонического строения региона на основе согласованной региональной сейсмогеологической модели. Это позволит выявить нефтеперспективные участки недр и разделить их на отдельные лицензионные участки для детальных геологоразведочных работ недропользователями.

Для решения задачи выбора сейсмической информации из большого объема одновременно полученных данных используются программно-вычислительные средства цифровой технологии быстрого доступа к базе данных. Эти инструменты позволяют оперативно визуально анализировать характерные особенности временных полей по профилям, сортировать данные по годам получения и сопоставлять их с качественным материалом.

С помощью таких инструментов можно определять амплитудные и фазово-частотные характеристики поля, а также подбирать параметры дополнительной обработки для повышения качества данных. Это значительно ускоряет процесс анализа и улучшает точность интерпретации, что является ключевым аспектом в геологоразведке и управлении недрами.



РИС. 1.

Содержание цифровой геолого-технологической модели

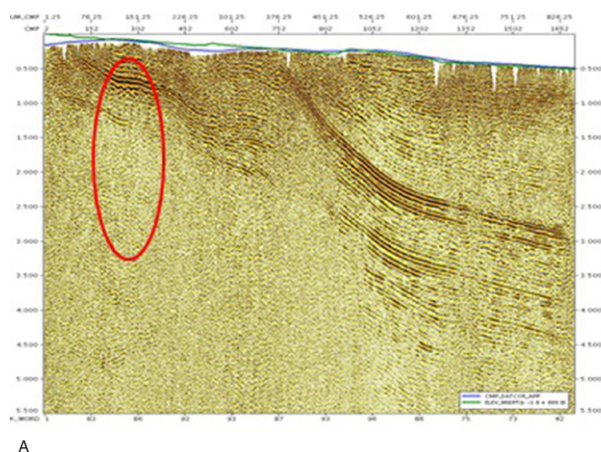
При разработке этого графа дополнительной обработки уделили особое внимание повышению разрешенности сейсмической картины, что должно было усилить амплитуду полезного сигнала по отношению к уровню помех. В процессе обработки выделили следующие основные этапы:

- расчет априорных статических поправок по первым волнам отраженных волн;
- построение глубинно скоростной модели ВЧР. Анализ горизонтальных спектров скоростей для анализа качества статических поправок, рассчитанных за рельеф и по первым вступлениям и выбора результата для дальнейшей обработки;
- коррекция статических и кинематических поправок – это позволяет минимизировать влияние различных искажений на результаты;
- ослабление промышленных и нерегулярных помех, поверхностных волн, многократных и частично кратных регулярных волн;
- миграция до суммирования – мы провели миграцию данных как в глубинной, так и во временной области, что помогает улучшить пространственное разрешение и точность интерпретации.

Для иллюстрации этих процессов рассмотрим пример анализа временных разрезов по профилю 201203, представленных с априорными статическими поправками, полученными двумя различными способами. Это позволит продемонстрировать эффективность применяемых методов и их влияние на качество сейсмической картины.

Первый способ – за рельеф (рис. 2А). Линия приведения составляет 850 м, а скорость замещения – 2300 м в секунду. Рельеф на этом профиле плавно понижается от 800 м в левой части до 300 м в правой, без резких изменений.

Второй способ – по рефрагированным волнам, полученным из первых вступлений сейсмограмм МОВ (рис. 2Б).



А

РИС. 2.

Суммарный разрез по профилю 201203 с априорными статическими поправками: А – априорные статические поправки по способу за рельеф; Б – априорные статические поправки по первым вступлениям

Наиболее заметное изменение волнового поля наблюдается в районе пикетов 220–320 с максимумом на ПК 270. Это приводит к возникновению ярко выраженной структуры (антиклиналь) правее ПК 300 – отмечено красным овалом (рис. 2Б).

Если сравнить этот рисунок с рис. 2А, то можно увидеть, что на разрезе, полученном с использованием статики за рельеф, в этой зоне не наблюдается сильного перегиба, а склон имеет плавный наклон с небольшим изгибом.

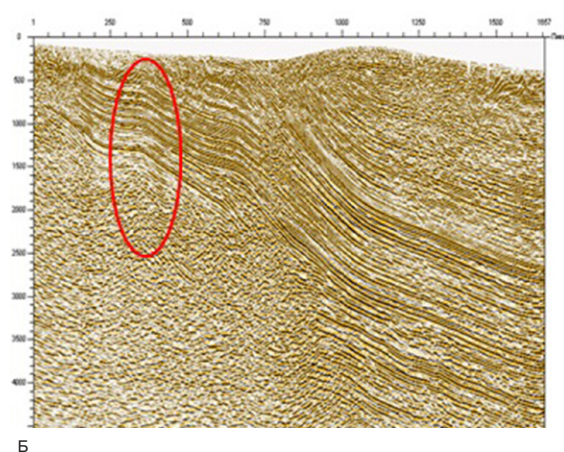
Таким образом, мы имеем два варианта разрезов, которые заметно отличаются друг от друга. Анализ рисунков позволяет сделать вывод, что это различие обусловлено значительными отличиями в поведении функции статических поправок и свидетельствует о резких изменениях скоростей в толще, слагающей верхнюю часть разреза.

Для получения информации о надежности вариантов статических поправок по профилю 201203 был проведен анализ интервальных скоростей для обоих вариантов.

На рис. 3 представлены временной разрез (рис. 3А) с нанесенными горизонтами и горизонтальные спектры интервальных скоростей (рис. 3Б) для вариантов статики за рельеф и по первым волнам.

По форме горизонтальных спектров скорости, полученных с помощью метода ОГТ, можно сделать вывод, что спектры скоростей вдоль разреза с априорными статическими поправками, рассчитанными по рефрагированным волнам, демонстрируют большую устойчивость и информативность. На этих спектрах отсутствуют значительные искажения и расфокусировки, что делает их более узкими и четкими для интерпретации.

В отличие от этого, спектры скоростей вдоль профиля, полученного со статическими поправками за рельеф, показывают сильную изрезанность и значительные скоростные аномалии. Это вызывает сомнения в



Б

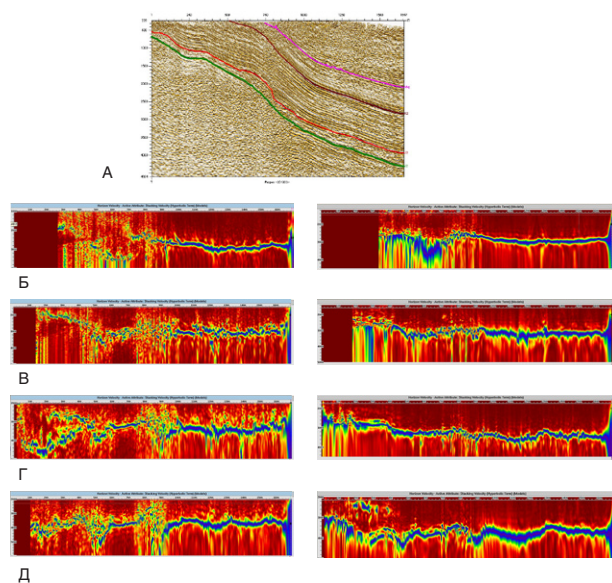


РИС. 3.

Суммарный временной разрез (а) и спектры скорости ОГТ (б-д). Профиль 201203: А – временной разрез и оси синфазности по отражающим горизонтам, по способу за рельеф, по способу рефрагированным волнам; Б – Спектр скорости $V_{огт} \cdot ОГ Ног - 1 М_{кр}$; В – Спектр скорости $V_{огт} \cdot ОГ Ног 2-K_2$; Г – Спектр скорости $V_{огт} \cdot ОГ Ног 3-J_3$; Д – Спектр скорости $V_{огт} \cdot ОГ Ног 4-J_2$

корректности рассчитанных априорных статических поправок, основанных на рельефе. Такие аномалии могут указывать на необходимость пересмотра методов коррекции или на наличие дополнительных факторов, влияющих на распределение скоростей в данном районе.

Помимо использования методов определения априорной статистики по первым волнам, тщательного скоростного анализа и многократной итеративной коррекции статических и кинематических поправок, мы также применяли процедуры ослабления промышленных и случайных волн помех, поверхностных волн, многократных и частично кратных регулярных волн. Кроме того, мы обеспечили пространственную амплитудную согласованность, провели робастную деконволюцию и временную миграцию по сейсмограммам.

Благодаря использованию современных подходов к обработке сейсмических данных качество волнового поля значительно улучшилось по сравнению с ранее полученными результатами. Это позволило значительно повысить соотношение сигнала к помехе в целевых временных окнах и динамически согласовать ретроданные с недавно полученными.

На рис. 4–6 представлены волновые поля по пересекающимся профилям, обработанным в разные годы с использованием различных способов обработки. Эти разрезы наглядно демонстрируют, что совре-

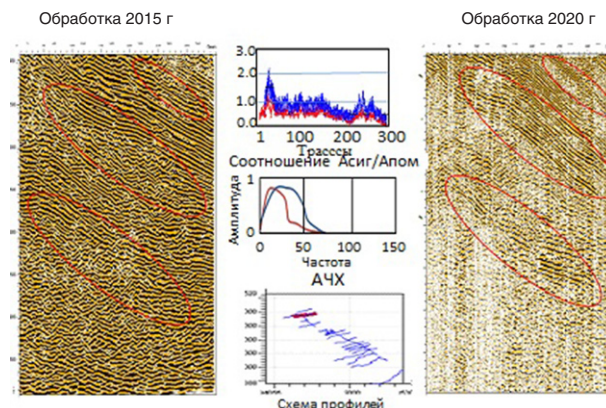


РИС. 4.

Дополнительная обработка данных сейсмического профиля 027723

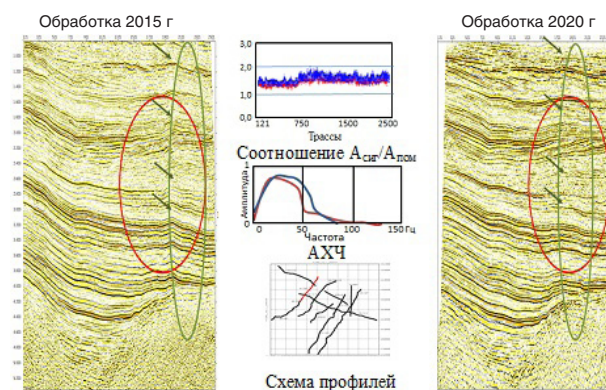


РИС. 5.

Дополнительная обработка сейсмического профиля 011501

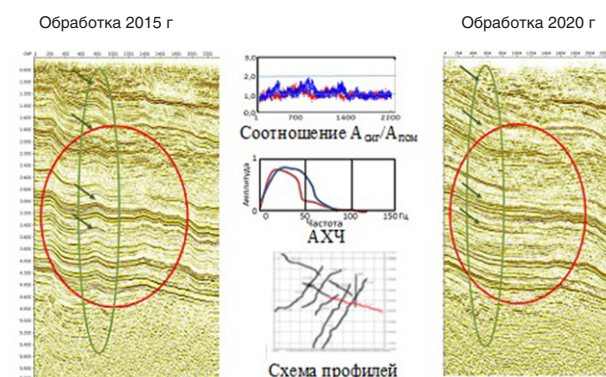


РИС. 6.

Дополнительная обработка сейсмического профиля 051516

менные подходы к обработке сейсмических данных значительно повышают их качество и геологическую информативность.

Полученные результаты дают основания полагать, что повторная обработка и интерпретация ретро сейсмических данных в сочетании с данными ГИС могут дополнительно детализировать геологический разрез. Это позволяет избежать необходимости проведения дополнительных полевых сейсмических исследований, что делает процесс более экономичным и эффективным. Использование современных методов обработки и анализа данных открывает новые возможности для более глубокого понимания геологических структур и процессов.

Одной из основных задач при интерпретации 2D сейсмических данных является выявление и устранение временной невязки на пересечениях профилей. Эта невязка может возникать из-за неверной регистрации или обработки данных, что в свою очередь приводит к искажению конечных результатов.

Контроль качества исходных данных и параметров обработки позволяет выявить явные ошибки. Однако, если после этого невязка взаимных времен остается, необходимо применять специальные вычислительные процедуры для коррекции волнового поля по всем опорным горизонтам. Это особенно важно в случаях, когда в одних и тех же точках пересечения профилей невязки по различным горизонтам отличаются по величине и знаку.

В программном обеспечении DV-SeisGeo реализована процедура коррекции всего волнового поля по профилям, которая учитывает все невязки времен по всем опорным горизонтам в точках пересечения. Это позволяет значительно улучшить качество интерпретации сейсмических данных и повысить точность получаемых геологических моделей [5].

На рис. 7 представлен временной разрез 101516 после коррекции невязки взаимных времен на пересече-

ниях профилей. Увязка проводилась по всей сетке профилей в полном временном диапазоне с учетом невязок по опорным горизонтам. Как видно из результата, временная невязка скорректирована не только на опорных горизонтах, но и по другим осям синфазности.

В результате коррекции взаимных времен на пересечениях профилей по сейсмическому полю сейсмические горизонты, выделенные по временным разрезам, во всех профилях соответствуют экстремумам сейсмического сигнала, которые использовались для корреляции.

После анализа всей сейсмической информации, отбраковки некондиционных профилей и дополнительной обработки данных с использованием единой цифровой технологии происходит согласование профилей по амплитудно-фазовым и временным характеристикам. В результате всех этих этапов формируется единая база данных (рис. 8А), которая служит основой для построения региональной сейсмогеологической модели территории недр (рис. 8Б).

Создание такой базы данных позволяет интегрировать различные источники информации и улучшить качество интерпретации геологических структур, что, в свою очередь, способствует более точному прогнозированию геологических процессов и ресурсов.

Также, в процессе геологического моделирования залежей в единой информационно-вычислительной системе формируется база знаний регионально модели, которая включает в себя:

1. Принципиальную структурную геологическую модель – основу для понимания геологической структуры и ее формирования.
2. Условия формирования – описание геологических процессов и факторов, способствующих образованию залежей.
3. Сейсмические и геологические горизонты – ключевые уровни, которые помогают в создании структурной модели.

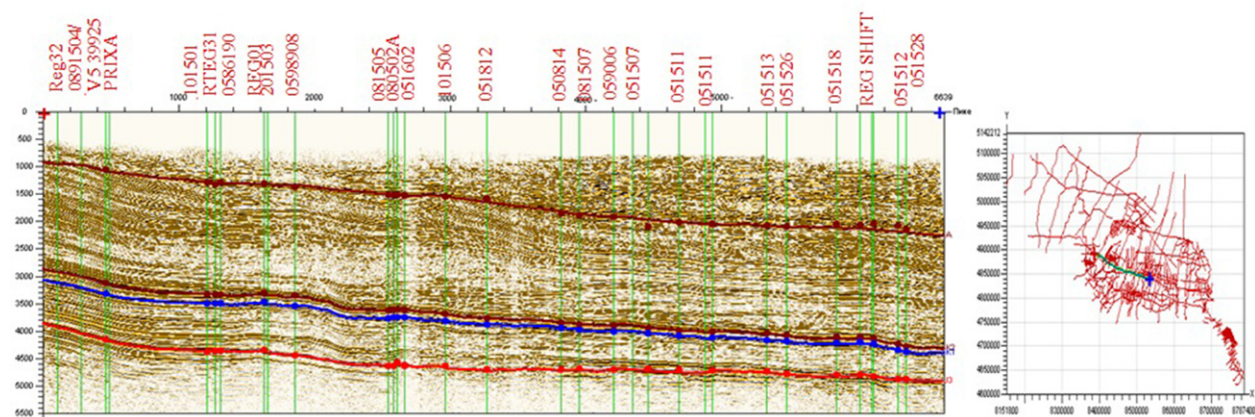


РИС. 7.

Оценка взаимных времен на пресечениях профилей по осям корреляции опорных сейсмических горизонтов

вторять процесс над новыми данными и корректировать модель. Это способствует накоплению и передаче знаний.

6. Сохранение и редактирование графиков: возможность сохранять и редактировать графики построения и сопровождения модели, что формирует базу знаний.

7. Сегментация проектов: необходимо обеспечить возможность разделения единой геологической модели на сегментированные проекты по отдельным локальным участкам лицензионной площади, сохраняя полную номенклатуру объектов модели.

8. Интеграция локальных баз данных: возможность соединения локальных баз данных отдельных сегментов модели в единую базу данных для комплексного анализа.

9. Доступность для специалистов: все инструменты и данные должны быть доступны для практического использования специалистами на производственных нефтедобывающих предприятиях.

Технология моделирования действительно играет ключевую роль в создании трехмерных сейсмогеологических региональных моделей, которые обеспечивают целостное представление о недрах. Генерализованная модель охватывает всю исследуемый региональную территорию недр, что помогает избежать несогласованности данных, особенно на границах различных площадей сейсмической полевой съемки, на которых различные авторы обрабатывают и интерпретируют комплекс сейсмических и скважинных данных.

На таких границах могут возникать различия в обработке и интерпретации сейсмических и скважинных данных, что может привести к несоответствиям в результатах. Использование единой модели позволяет интегрировать данные от разных авторов и обеспечивает более точное и согласованное представление о геологической структуре региона. Это, в свою очередь, улучшает качество геологических исследований и повышает эффективность разработки месторождений.

При наличии большого объема данных действительно возможно создание моделей для отдельных площадей, что позволяет более детально анализировать геологические особенности. Вертикальное разделение региональной информации помогает учитывать изменения в составе пород, наличие структурных нарушений и другие факторы на конкретном участке недр, которые могут существенно влиять на разработку месторождений.

Такой подход обеспечивает более глубокое понимание геологической структуры и характеристик каждого пласта, что, в свою очередь, повышает точность и надежность геологических исследований и проектирования. Это не только оптимизирует процессы разработки, но и минимизирует риски, связанные с добычей полезных ископаемых, что является ключевым аспектом эффективного управления ресурсами.

На рис. 8А синим цветом выделен лицензионный участок недропользователя, который планирует проводить геологоразведочные работы для детализации геологической модели нефтеперспективных объектов. В связи с этим необходимо выделить согласованную базу данных, базу знаний и сейсмогеологическую в границах данного конкретного участка из региональной модели.

Нарис. 9Б представлена пространственная сейсмогеологическая модель, охватывающая указанные границы, а также согласованные геолого-геофизические данные, основанные на региональной базе (рис. 9А). Такой подход позволяет интегрировать информацию и обеспечивает более точное представление о геологической структуре и характеристиках участка, что критически важно для успешного проведения дальнейших исследований и разработки месторождений.

Проведены детальные сейсмические работы методом МОГТ-2D на востоке площади, при этом схема профилей обозначена черной окружностью на рис. 9А. Для обеспечения точности и согласованности данных необходимо увязать временные разрезы, полученные в ходе этих работ, с сейсмическими разрезами региональной модели, представленными на рис. 9Б.

Кроме того, важно интегрировать эти данные с региональной моделью, показанной на рис. 8Б. Такой подход позволит создать более полное и согласованное представление о геологической структуре, что, в свою очередь, повысит точность геологоразведочных работ и улучшит планирование дальнейших исследований и разработки месторождений.

На рис. 10 представлено сравнение времен волновых полей по трем сеймофациальным комплексам, полученным в результате региональных и детальных сейсморазведочных работ. Как видно из сейсмических разрезов по двум профилям, выделенным цветными прямоугольниками, структура волновых полей, форма и количество фаз сигнала соответствуют друг другу.

Это свидетельствует о высокой степени согласованности между данными, полученными в ходе различных исследований, и подтверждает корректность выполненных сейсмических работ. Данная согласованность является важным шагом для дальнейшей интерпретации и оценки геофизических данных, что, в свою очередь, способствует более точному пониманию геологической структуры и повышает надежность прогнозов относительно нефтегазовых объектов.

Анализ волновой картины на временных разрезах в региональной сейсморазведке действительно является важным инструментом для выделения отражающих горизонтов, определяющих структуру нефтеперспективных объектов, подчеркивает ключевые аспекты этого процесса и предлагает пути для повышения эффективности сейсмических исследований в условиях ограниченного финансирования.

регулярных, так и нерегулярных) может значительно улучшить качество данных;

– согласование амплитудно-фазовых характеристик критически важно для получения точных результатов интерпретации.

3. Стандартизация данных:

– регуляризация на единую сеть позволит улучшить сопоставимость данных и снизить погрешности;

– учет скоростных неоднородностей за верхнюю часть разреза поможет избежать ошибок в интерпретации.

4. Глубинное моделирование:

– построение изотропных и анизотропных скоростных моделей позволит более детально отобразить геологический разрез и улучшить качество миграции данных.

5. Интеграция данных. Для совместного анализа сейсмической и скважинной информации используется единое интерпретационное ПО для интеграции данных, позволяющее более эффективно выделять нефтегазоперспективные объекты.

Интеграция методов сейсморазведки с современными технологиями, включая искусственный интеллект и цифровые решения, предоставляет уникальные возможности для повышения эффективности и точности исследований. В условиях сокращения финансирования особенно важно оптимизировать существующие данные и процессы, что позволит сохранить темпы поиска нефтегазоносных объектов и сосредоточиться на наиболее перспективных зонах для дальнейшего изучения. Это не только поможет сократить затраты на новые полевые работы, но и повысит детальность и достоверность интерпретации, что критически важно для успешной геологоразведки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей и подсчете запасов месторождений углеводородов / Интенсификация добычи нефти и газа. Труды международного технологического симпозиума. М., 2003.
2. Кашик А.С., Кириллов С.А., Федоров А.А. и др. Построение пространственной геологической модели нефтяной залежи в программном комплексе DV-SeisGeo на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, каротажа и петрофизики / Тезисы докладов пятой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 13–17 ноября 2001, Ханты-Мансийск, 2001. С. 70–71.
3. Кириллов С.А., Алисолтанов А.М. Концепция технологии цифровой информационной экспертной оценки комплексных моделей нефтегазовых промысловых объектов // Вестник РАЕН. 2024. №3.

С.А. КИРИЛЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ
РАБОТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ РАСШИРЕНИЯ
РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

С. 34–41 DOI:10.52531/1682-1696-2024-23-3-34-41. EDN: CHQDRJ.

4. Кириллов С.А., Федоров А.А., Ческис О.А. Коррекция взаимных времен в точках пересечения профилей комплексе DV-SeisGeo. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Пятая научно-практическая конференция. Под ред. Карасева И.И., Ахпателова Э.А., Волкова В.А. Ханты-Мансийск, 2002. Т. 2. С. 83–89.

REFERENCES

1. KASHIK A.S., BILIBIN S.I., GOGONENKOV G.N., KIRILLOV S.A. New technologies in the construction of digital geological models and calculation of reserves of hydrocarbon deposits. Intensification of oil and gas production. Proceedings of the international technology symposium. Moscow, 2003. (In Russian).
2. KASHIK A.S., KIRILLOV S.A., FEDOROV A.L. ET AL. Construction of a spatial geological model of an oil deposit in the DV-SeisGeo software package based on the integrated interpretation of seismic exploration, logging and petrophysics data. Abstracts of the fifth scientific and practical conference "Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug", November 13-17, 2001, Khanty-Mansiysk, 2001:70–71. (In Russian).
3. KIRILLOV S.A., ALISOLTANOV A.M. Concept of technology of digital information expert assessment of complex models of oil and gas field facilities. *Vestnik RAYEN*. 2024;3:34–41 DOI: 10.52531/1682-1696-2024-23-3-34-41. EDN: CHQDRJ. (In Russian).
4. KIRILLOV S.A., FEDOROV A.L., CHESKIS O.L. Correction of mutual times at the intersection points of profiles in the DV-SeisGeo complex. Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Fifth scientific and practical conference. Ed. by Karasev I.I., Akhpatelov E.A., Volkov V.A. Khanty-Mansiysk, 2002;2:83–89. (In Russian).

Кириллов Сергей Александрович,
д.т.н., к.ф.-м.н., доцент, советник АО «Центральная геофизическая экспедиция»

✉ e-mail: sakirillov@cge.ru

Алисолтанов Алибек Магомедмуратович,
управляющий директор АО «Центральная геофизическая экспедиция»

✉ e-mail: AlisoltanovAM@rusgeology.ru

✉ 123298, г. Москва, ул. Народного Ополчения, 38/3
123298, Moscow, 38/3 Narodnaya Opolcheniya str.,
e-mail: kirillovsa@rusgeology.ru