

УДК 550.8.05611

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93

Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов

© 2021 г. | Р.Б. Яневиц, П.А. Горбунов, Т.М. Карих, А.И. Кудаманов, М.В. Лебедев, М.В. Мазниченко, О.А. Соколовская, А.Н. Фищенко

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; Россия, Тюмень; RBYanevits@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru; OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Поступила 01.10.2020 г.

Доработана 21.10.2020 г.

Принята к печати 12.05.2021 г.

Ключевые слова: *концептуальная модель; геосистемный подход; доюрский комплекс; сейсмические данные; синхронная инверсия; упругие свойства.*

Аннотация: Месторождения, связанные с верхнеюрско-меловыми отложениями Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в основном уже открыты. Соответственно дальнейшие перспективы связаны с нижними этажами осадочного чехла и верхней частью доюрского комплекса. Однако данные отложения залегают на больших глубинах и имеют крайне сложное геологическое строение. В этой ситуации, кроме увеличения объемов геолого-разведочных работ, огромное значение имеет повышение их эффективности, которая обеспечивается достоверностью геологической модели залежи. Логичность и непротиворечивость модели достигается путем вовлечения в процесс ее построения всех видов геолого-геофизических данных и использования корректных и эффективных методов и технологий комплексной интерпретации разнородной и разномасштабной информации. Для этого необходимо применение комплексного подхода к анализу исследований ядра, данных ГИС, обработке и интерпретации сейсмических данных с использованием в качестве основы концептуальной геологической модели изучаемого объекта. В настоящей статье рассмотрен продуктивный объект, имеющий значительный потенциал нефтегазодобычи, — верхняя часть доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения. Применение геосистемного подхода к анализу исследований ядра, данных ГИС, обработке и интерпретации сейсмических данных позволило создать детальную сейсмогеологическую модель объекта.

Для цитирования: Яневиц Р.Б., Горбунов П.А., Карих Т.М., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Фищенко А.Н. Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов // Геология нефти и газа. — 2021. — № 4. — С. 75–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93.

Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment

© 2021 | R.B. Yanevits, P.A. Gorbunov, T.M. Karikh, A.I. Kudamanov, M.V. Lebedev, M.V. Maznichenko, O.A. Sokolovskaya, A.N. Fishenko

Tyumen Petroleum Research Center; Tyumen, Russia; RBYanevits@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru; OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Received 01.10.2020

Revised 21.10.2020

Accepted for publication 12.05.2021

Key words: *conceptual model; geosystems approach; pre-Jurassic sequence; seismic data; simultaneous inversion; elastic properties.*

Abstract: Most of the fields associated with Upper Jurassic-Cretaceous deposits of the West Siberian Petroleum province are already discovered. Therefore, further possibilities are related to the basal levels of sedimentary cover and upper part of pre-Jurassic sequence. However, these deposits occur deeply and have an extremely complicated geological structure. In this situation, in addition to expanding the scope of exploration works, improving their efficiency is of great importance, which is supported by reliability of geological model of a pool. One may achieve consistency of a model by involving all types of geological and geophysical data in its construction and by using correct and efficient methods and techniques of integrated interpretation of heterogeneous and multiple-scale information. This purpose requires an integrated approach to analysis of core, well logging data, seismic data processing and interpretation, where a conceptual geological model of the object under study should be used as the basis. This paper discusses the studied pay zone having the considerable petroleum production potential, namely, the upper part of pre-Jurassic sequence in the North Varyogansky field. Application of geosystems approach to analysis of core studies data, well logging data, seismic data processing and interpretation allowed creating a detailed geoseismic model of the object.

For citation: Yanevits R.B., Gorbunov P.A., Karikh T.M., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Fishenko A.N. Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):75–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93. In Russ.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS**Введение**

Бурение на верхнюю часть доюрского комплекса для изучения геологического строения и нефтегазонасности глубокозалегающих горизонтов на Северо-Варьеганской площади началось в 1984 г. К 1989 г. было пробурено 13 поисковых скважин. И тогда же началось изучение доюрского комплекса.

В работе С.В. Архипова и др. [1] высказано предположение, что выветрелые светло-серые глинисто-кремнистые сланцы залегают в замке эродированной синклинальной складки субмеридионального простирания. В.С. Бочкарев с соавторами [2] проанализировали данные по относительному возрасту объекта исследования и на основании этого сделали вывод, что он представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания. Но основные выводы обеих работ совпадают.

1. Нефтеносность доюрского комплекса приурочена к коре выветривания преимущественно площадного типа, развитой по палеозойским черным сланцам и другим породам.

2. Коллекторы относятся к трещинно-поровому типу и характеризуются высокой неоднородностью по разрезу. При этом четкой взаимосвязи между коэффициентами пористости и проницаемости не наблюдается, что свидетельствует об их сложной фильтрационно-емкостной системе.

В 2003 г. в Институте геологии и геофизики СО РАН в рамках концепции «кора выветривания» было выполнено обобщение всех материалов [3]. Полученные результаты позволили сделать вывод, что высокочемкие и высокодебитные коллекторы в палеозойских отложениях развиты в пределах эрозионно-тектонических выступов, перекрытых флюидоупорами раннеюрского возраста.

Столь разные выводы о природе формирования и геологическом строении объекта обусловлены тем, что вынос керн в старых скважинах очень небольшой, поэтому возникают проблемы его увязки с данными ГИС. Кроме того, в старых скважинах есть только стандартный комплекс ГИС.

Для изучения геологического строения и картирования зон развития коры выветривания в 2012 г. в пределах центральной части месторождения были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D. В основу интерпретации сейсмических данных была также положена концепция резервуара, представленного отложениями коры выветривания, развитой по палеозойским образованиям [4]. Соответственно, при проектировании бурения резервуары рекомендовалось искать в пределах предъюрских палеовыступов. Последующее бурение поисковой скважины, заложенной в пределах палеоподнятия, показало существенное расхождение между прогнозными эффективными толщинами резервуара и фактическими данными. В пробуренных позднее нескольких

эксплуатационных скважинах также было выявлено значительное расхождение прогнозных и фактических параметров доюрского резервуара. Выполненный аудит предшествующих результатов обработки и интерпретации сейсмических материалов показал следующее.

1. Основная причина ошибок в прогнозе свойств резервуара — неадекватность концептуальной модели объекта реальной геологической ситуации. Такой вывод был сделан на основе анализа данных керн по новым скважинам.

2. Обработка 3D-сейсмических данных была выполнена по неоптимальному графу для интервала низов осадочного чехла и верхней части доюрского комплекса, что привело к большей неоднозначности кинематической и динамической интерпретации в интервале доюрского комплекса.

Несмотря на то, что при испытаниях всех новых скважин были получены промышленные притоки УВ, действующая геологическая модель, не подтверждающаяся бурением, существенно осложняла дальнейшее освоение данного объекта. Поэтому было решено построить новую сейсмогеологическую модель объекта, которая станет основой для проведения геолого-разведочных и эксплуатационных работ с использованием новых данных бурения и сейсморазведки. Для ее создания было необходимо решить следующие задачи:

- разработать новую концептуальную модель доюрского комплекса месторождения на основании данных, полученных по результатам бурения новых скважин;

- провести переобработку сейсмического материала для оптимизации параметров и процедур обработки для более точного восстановления отраженных волн в интервале залегания нижней части юрских отложений и верхней части доюрского комплекса;

- выполнить комплексную интерпретацию всех материалов и построить сейсмогеологическую модель доюрского комплекса с оценкой запасов УВ на ее основе.

Первые результаты концептуального моделирования и обоснование необходимости переобработки сейсмических данных приведены в публикациях [5–8]. Данная статья посвящена их систематизированному изложению.

Концептуальная геологическая модель доюрского комплекса

Как уже было отмечено, разные исследователи, имея в своем распоряжении один и тот же фактический материал, делали различные выводы о природе формирования и геологическом строении верхней части доюрского комплекса. Это обусловлено, прежде всего, наличием и качеством геолого-геофизических данных.

В последнее время в пределах Северо-Варьганской площади было пробурено несколько новых скважин, в которых проведен расширенный комплекс ГИС, включивший акустический широкополосный каротаж, плотностной гамма-гамма-каротаж, электроимиджер, ядерно-магнитный каротаж. В этих скважинах также был выполнен отбор изолированного керна, качество которого позволило выделить в разрезе доюрского комплекса петротипы и установить их стратиграфические взаимоотношения. По результатам макроскопического описания керна и петрографического изучения шлифов были выделены типы пород [5, 6]. При этом установлено, что коллекторами в доюрском комплексе являются обломочные силициты и псевдобрекчии и тектонические брекчии силицитов, реликтовые органогенные силициты и глинисто-кремнистые породы (рис. 1). Их пористость изменяется от 0,03 до 0,3 долей ед., а проницаемость варьирует от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $102 \cdot 10^{-3}$ мкм². Изучение шлифов показало, что основным типом пористости в силицитах является пористость молдového типа, возникающая при постседиментационном растворении органических остатков. Так, особенностью породы, приведенной на рис. 1 Г, является наличие многочисленных пор неправильной, призматической, округлой, линзовидной формы, размеры которых сильно варьируют от 0,002 до 0,55 мм, преобладают 0,01–0,2 мм. Внутренняя поверхность более крупных пор часто инкрустирована микродрузами кварца. Большинство пустот образовалось в результате растворения раковин — очертания пор повторяют форму органических остатков, встречаются поры неправильных извилистых очертаний, образовавшиеся при растворении участков цементирующей массы. Кроме того, в некоторых образцах отмечена пористость трещинного типа, возникшая при тектоническом воздействии (см. рис. 1 I, J).

Непосредственно под силицитами была выявлена кремнисто-карбонатная формация, обладающая значительно худшими фильтрационно-емкостными свойствами. По имеющимся данным (см. рис. 1 К, L, M), она сложена в основном мелко-тонкокристаллическими глинистыми известняками с реликтами органических остатков. При исследовании образца, приведенного на рис. 1 М, видно, что в основной кальцитовый микритовой массе неравномерно расположены реликты карбонатного раковинного детрита. Породу пересекают многочисленные разнонаправленные трещины и микротрещины шириной 0,02–2 мм, заполненные более поздним средне-мелко-тонкозернистым кальцитом. Пустотного пространства в шлифе не обнаружено. Кроме того, в рассматриваемой формации выявлены прослой биокластово-интракластовых средне-мелкозернистых известняков с блоковым спаритовым мелко-тонкокристаллическим цементом (см. рис. 1 К) и прослой органогенных силицитов (см. макрофотографии

керна на рис. 1). Ранее считалось, что эта формация являлась первичной по отношению к кремнистым корам выветривания.

О первичной органогенно-осадочной природе силицитовой формации свидетельствуют текстурные особенности пород, многочисленные находки морской фауны, тонкое переслаивание силицитов и морских карбонатов (см. рис. 1). Следовательно, силицитовая формация занимает определенное место в стратиграфической последовательности палеозойских отложений. Этот вывод принципиально меняет подход к поиску резервуаров: искать их следует путем изучения внутренней тектоники палеозойского комплекса, а не палеоморфологии предъюрской эрозионной поверхности. В результате обобщения новых керновых данных, материалов ГИС и разработки объект исследования интерпретирован авторами статьи как осадочный комплекс, включающий шесть осадочных толщ различного литологического состава (рис. 2). Резервуарами УВ являются метаморфизованные осадочные толщи силицитов и глинисто-кремнистых пород. Установлено, что эти толщи залегают в осевых частях и на крыльях палеозойских узких синклинальных складок субмеридионального простирания, весьма вероятно, осложненных разломами в пределах внутривпалеозойских узких погруженных блоков. В палеозойских антиклиналях (или внутривпалеозойских приподнятых блоках) под предъюрской эрозионной поверхностью залегает кремнисто-карбонатная формация. Данные разработки залежи показывают, что тела силицитов и карбонатов образуют единую гидродинамически связанную систему. Следовательно, выступы кремнисто-карбонатных пород, разделяющие силицитовые зоны, являются проницаемыми, вероятно, вследствие образования зон тектонической трещиноватости. Таким образом, предлагаемая авторами статьи модель объединяет элементы традиционных концепций. Принципиальным отличием от моделей, предложенных в предыдущих работах, является мелкоблоковая модель объекта.

Из представленной модели следует вывод, что блоковое строение объекта обуславливает сложный характер распространения продуктивных полей. И поэтому стратиграфические объемы резервуаров в соседних блоках могут существенно различаться, что при небольшом латеральном размере блоков является проблемой при количественной интерпретации данных сейсморазведки. Также на настоящий момент большой неопределенностью является значение внутривпалеозойских тектонических нарушений как факторов контроля нефтегазоносности.

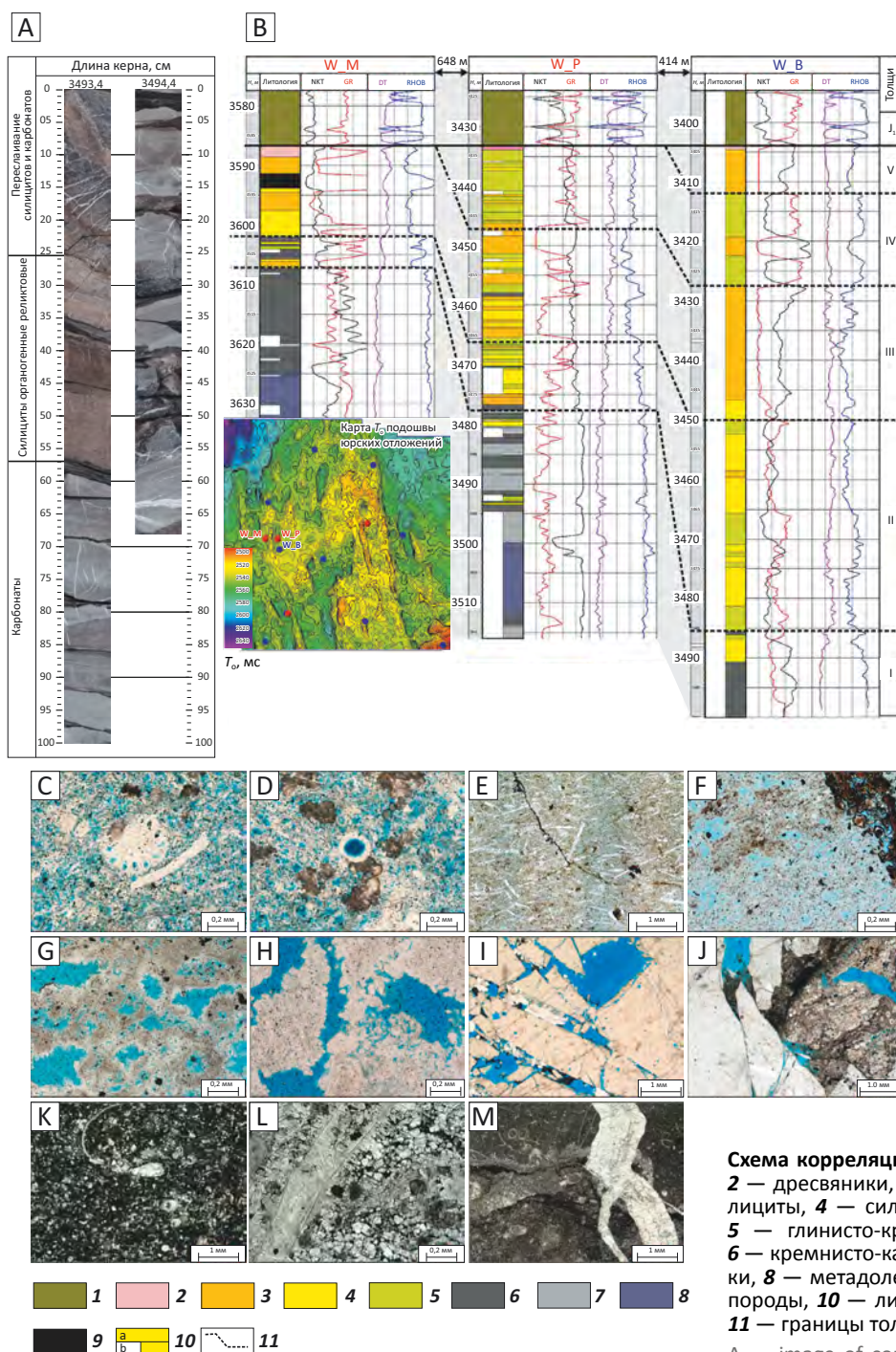
Объектно-ориентированная переобработка сейсмических данных

Основной задачей объектно-ориентированной обработки полевых 3D-сейсмических данных было



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Обоснование первичной органогенно-осадочной природы силицевой формации
 Fig. 1. Substantiation of original sedimentary-organic nature of silicite formation



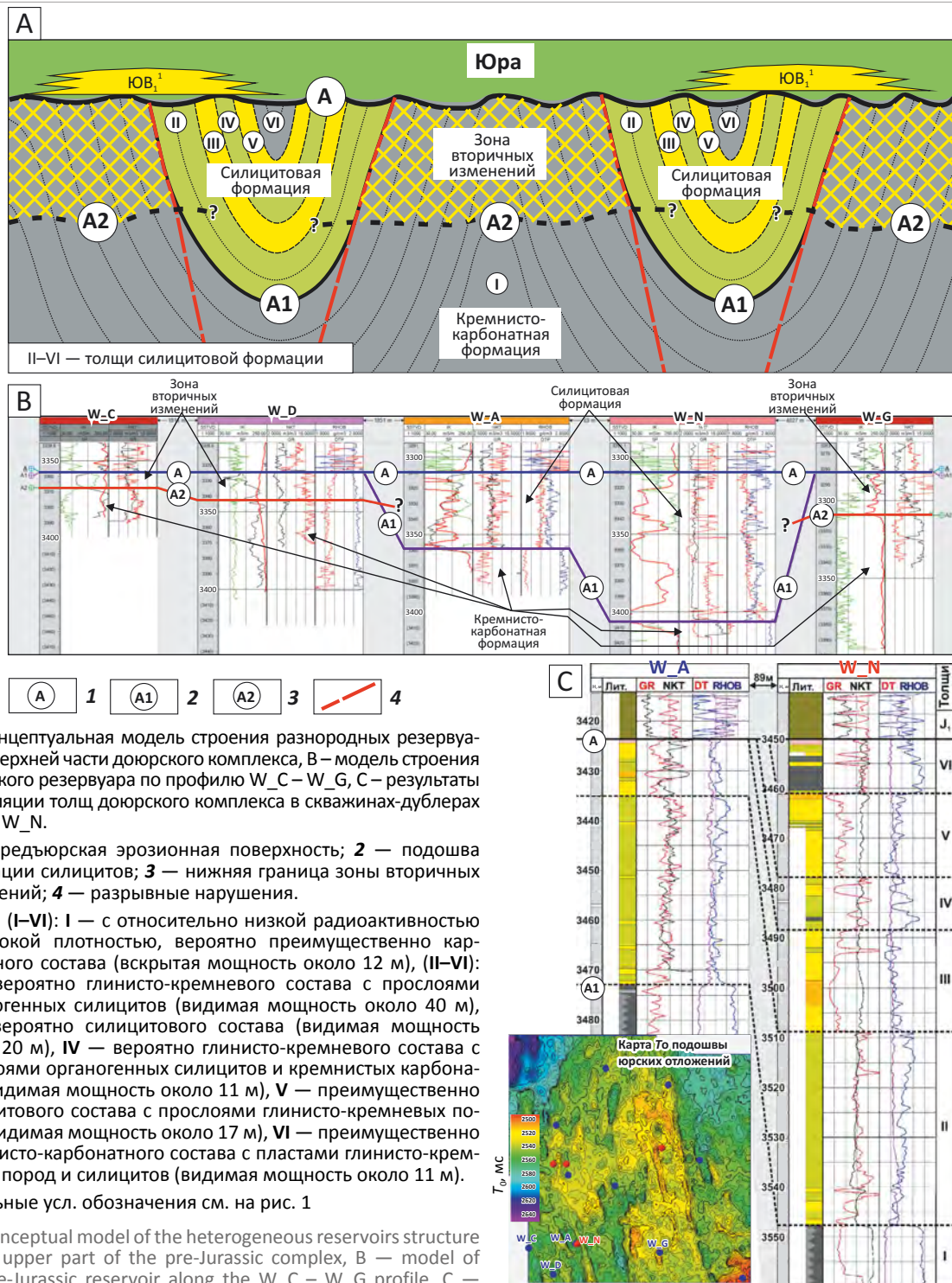
А — фото ядра из скв. W_P, В — схема корреляции доюрского комплекса; фотографии основных петротипов в шлифах без анализатора (пустотное пространство пропитано эпоксидной смолой голубого цвета) (С–М): С, D — псевдобрекчия силицита реликтового органогенного, пористого, слабокаолинитизированная, слабосидеритизированная, поры молдового типа, Е — силицит органогенный (спонголит), пористый, слабоглинистый, слабосидеритизированный, поры молдового типа, F — силицит слабоглинистый, с реликтами органических остатков, слабосидеритизированный, пористый, поры молдового типа, G — силицит реликтового органогенный, пористый, размеры пор варьируют от 0,002 до 0,55 мм, H — силицит неравномерно пористый, трещиноватый, с кавернами, I — псевдобрекчия силицита пористая, с кавернами, с ОВ, J — тектоническая брекчия силицитов, заметны неминерализованные промежутки между крупными обломками, K — известняк биокластово-интракластовый средне-мелкозернистый с блоковым спаритовым мелко-тонкокристаллическим цементом, L — известняк мелко-тонкокристаллический глинистый, с реликтами органических остатков, слабопиритизированный, M — известняк мелко-тонкокристаллический глинистый, с реликтами органических остатков, слабопиритизированный.

Схема корреляции (1–10): 1 — юрские отложения, 2 — дресвяники, 3 — грубо-крупнообломочные силициты, 4 — силициты реликтовые органогенные, 5 — глинисто-кремневые и кремневые породы, 6 — кремнисто-карбонатные породы, 7 — известняки, 8 — метадолериты, 9 — каолинит-сидеритовые породы, 10 — литология по ядру (а) и по ГИС (b); 11 — границы толщ

complex correlation chart; images of main petrotypes in thin sections without analyser (pore space is saturated with light-blue epoxy resin) (C–M): C, D — pseudo-breccia of relict porous organic silicite, having weak kaolinisation, weak sideritisation, and mild-type pores, E — low-shale organic silicite (spongolite), porous, with weak sideritisation, F — low-shale silicite with organic relicts, with weak sideritisation, porous, having mold-type pores, G — relict organic silicite, porous, pore size ranges from 0.002 to 0.55 mm, H — silicite with nonuniform porosity, fractured, with vugs, I — porous silicite pseudo-breccia with vugs, with OM, J — silicite tectonic breccia, with visible non-mineralised intervals between large fragments, K — bioclastic-intraclastic medium-fine-grained limestone with blocked fine-grained sparite cement, L — fine-crystalline shaly limestone, with organic relicts and weak pyritisation, M — fine-crystalline shaly limestone, with organic relicts and weak pyritisation.

Correlation chart (1–10): 1 — Jurassic deposits, 2 — druse rocks, 3 — coarse clastic silicite, 4 — relict organic silicite, 5 — siliceous-argillaceous and siliceous rocks, 6 — siliceous-carbonate rocks, 7 — limestone, 8 — metadolerite, 9 — kaolinite-siderite rocks, 10 — lithology from core (a) and logs (b); 11 — boundaries of formations

Рис. 2. Концептуальная модель верхней части доюрского комплекса
 Fig. 2. Conceptual model of the upper part of Pre-Jurassic sequence



А – концептуальная модель строения разнородных резервуаров в верхней части доюрского комплекса, В – модель строения доюрского резервуара по профилю W_C – W_G, С – результаты корреляции толщ доюрского комплекса в скважинах-дублерах W_A и W_N.

1 – предюрская эрозионная поверхность; 2 – подошва формации силицитов; 3 – нижняя граница зоны вторичных изменений; 4 – разрывные нарушения.

Толщи (I–VI): I – с относительно низкой радиоактивностью и высокой плотностью, вероятно преимущественно карбонатного состава (вскрытая мощность около 12 м), (II–VI): II – вероятно глинисто-кремневого состава с прослоями органогенных силицитов (видимая мощность около 40 м), III – вероятно силицитового состава (видимая мощность около 20 м), IV – вероятно глинисто-кремневого состава с прослоями органогенных силицитов и кремнистых карбонатов (видимая мощность около 11 м), V – преимущественно силицитового состава с прослоями глинисто-кремневых пород (видимая мощность около 17 м), VI – преимущественно кремнисто-карбонатного состава с пластами глинисто-кремневых пород и силицитов (видимая мощность около 11 м).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A – conceptual model of the heterogeneous reservoirs structure in the upper part of the pre-Jurassic complex, B – model of the pre-Jurassic reservoir along the W_C – W_G profile, C – correlation results of the pre-Jurassic complex strata in secondary wells W_A and W_N.

1 – pre-Jurassic erosion surface, 2 – bottom of silicite formation, 3 – lower boundary of the zone of secondary alterations, 4 – faults.

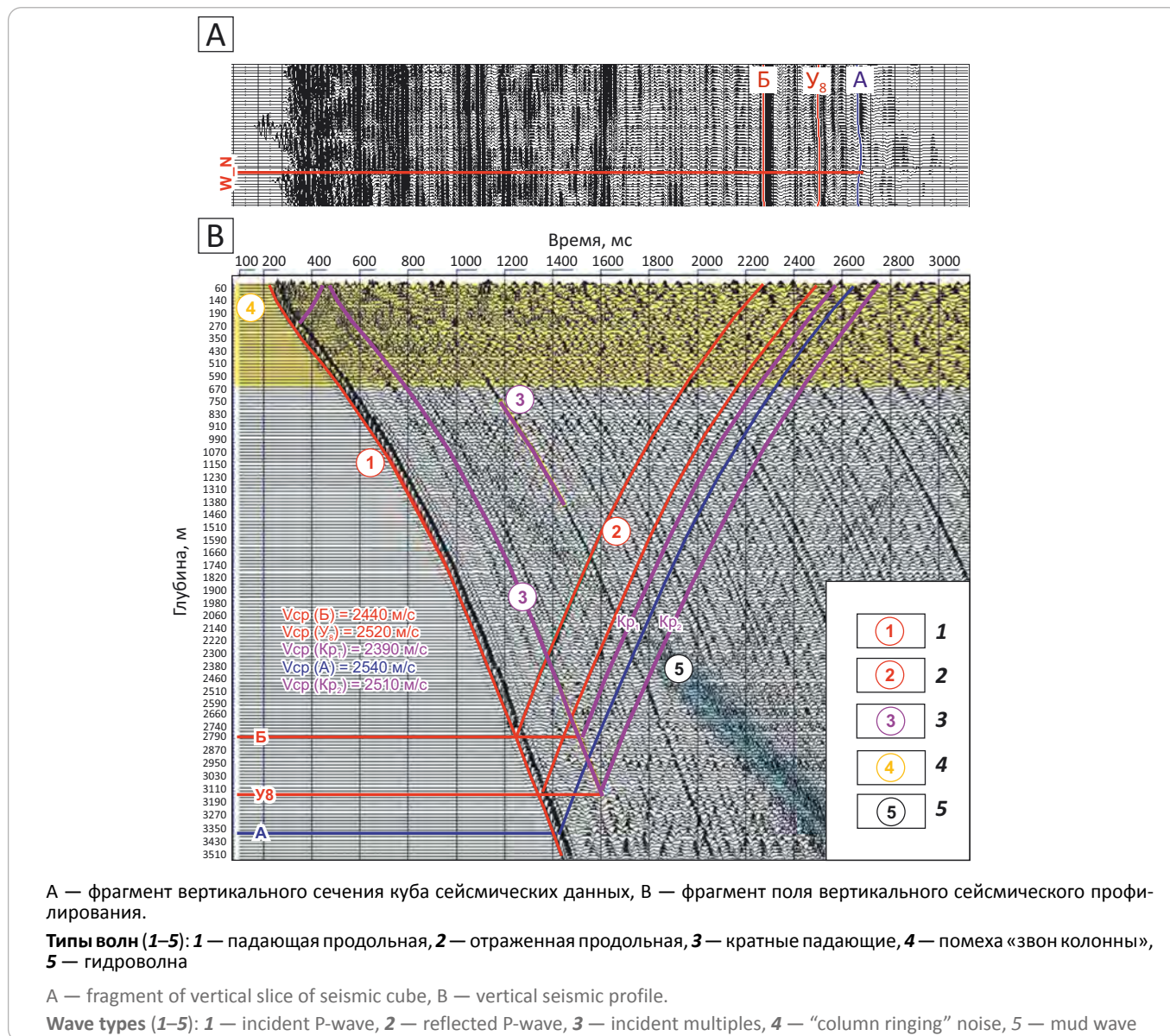
Sequences (I–VI): I – with relatively low radioactivity and high density, probably having carbonate composition (exposed thickness is about 12 m), (II–VI): II – probably siliceous-argillaceous composition with organic silicite partings (visible thickness is about 40 m), III – probably silicite composition (visible thickness is about 20 m), IV – probably siliceous-argillaceous composition with organic silicite and siliceous carbonate partings (visible thickness is about 11 m), V – predominantly silicite composition with siliceous-argillaceous partings (visible thickness is about 17 m), VI – predominantly carbonate-siliceous composition with siliceous-argillaceous and silicite layers (visible thickness is about 11 m).

For other Legend items see Fig. 1



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Оценка параметров кратных волн-помех в целевом интервале по данным вертикального сейсмического профилирования
Fig. 3. Estimation of multiples in the target interval using Vertical Seismic Profiling data



максимальное повышение уровня полезной компоненты волнового поля в целевом интервале [7, 8]. Поставленная цель была достигнута с помощью тестирования всех процедур обработки, причем тестирование параметров и сравнение полученных результатов с предыдущими выполнялись в относительно узком временном окне, включавшем в себя низы осадочного чехла и верхнюю часть отложений доюрского комплекса.

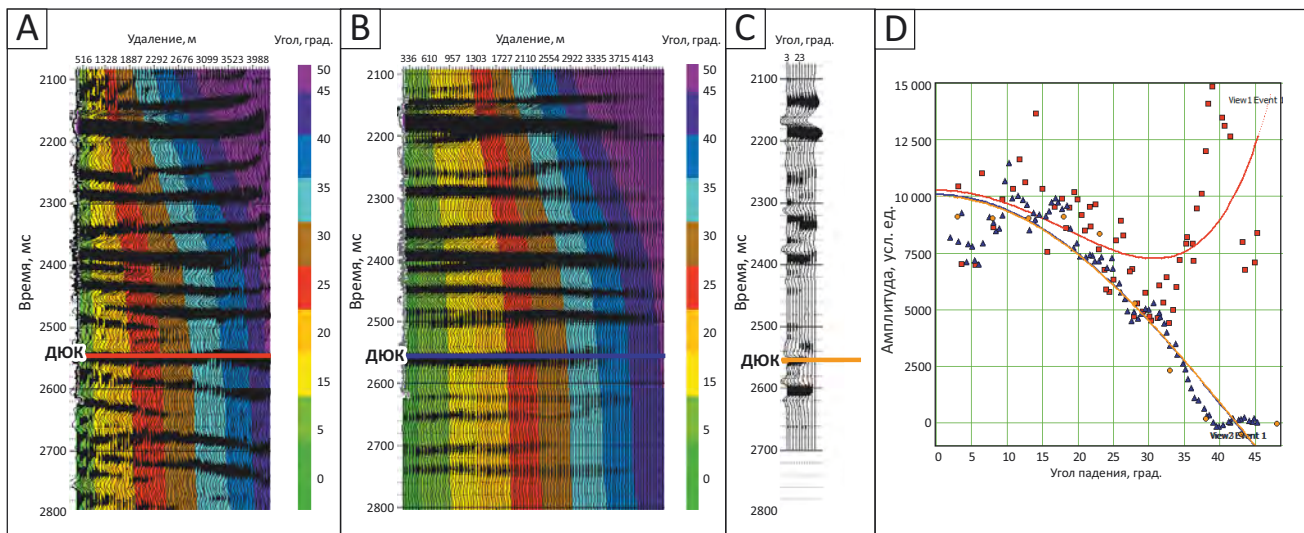
Как показал анализ данных вертикального сейсмического профилирования, кратные волны, регистрирующиеся в интервале отложений нижней юры и верхней части доюрского комплекса и искажающие волновую картину, формируются в верхней части разреза, в акустически контрастных отложениях кай-

нозой (рис. 3). С учетом данной информации в результате объектно-ориентированной обработки удалось выполнить эффективное подавление кратных волн. Кроме этого, переобработка позволила более точно восстановить истинные соотношения амплитуд сейсмической записи по сравнению со стандартной обработкой. Анализ зависимости амплитуды отражения от угла падения сейсмической волны по кровле доюрского комплекса показал, что эта зависимость по материалам объектно-ориентированной обработки значительно лучше соответствует результатам сейсмического моделирования, чем аналогичная зависимость по материалам стандартной обработки (рис. 4).

Для оценки качества объектно-ориентированной обработки по сравнению со стандартной был

Рис. 4. Зависимость амплитуд отражения по кровле доюрского комплекса от угла падения волны по данным стандартной, объектно-ориентированной обработки и результатам моделирования

Fig. 4. Amplitude of reflection from the pre-Jurassic Top as a function of wave incidence angle according to conventional object oriented processing and modelling results



1 2 3

Сейсмограмма (А–С): А — после стандартной обработки, В — после объектно-ориентированной обработки, С — модельная; D — зависимость амплитуд отражения от угла падения волны по кровле доюрского комплекса.

Обработка (1–2): 1 — стандартная, 2 — объектно-ориентированная; 3 — модельные данные

Seismogram (A–C): A — after conventional processing, B — after object oriented processing, C — model; D — amplitude of reflection as a function of wave incidence angle at the pre-Jurassic Top.

Processing (1–2): 1 — conventional, 2 — object oriented; 3 — model data

выполнен экспресс-расчет акустической инверсии по обоим кубам с использованием одной и той же фоновой модели и статистического импульса. Несмотря на то, что амплитудно-частотные характеристики обоих кубов практически совпадают, волновая картина в интервале отложений нижней юры и доюрского комплекса существенно различается. Доюрский интервал по кубу стандартной обработки характеризуется наличием выдержанных осей синфазности, параллельных отражениям осадочного чехла (рис. 5). Благодаря эффективному подавлению многократных волн в процессе объектно-ориентированной обработки, как в волновом сейсмическом поле, так и в результатах инверсии, проявляется мелкоблоковое строение верхней части отложений палеозоя, полностью согласующееся с его концептуальной моделью (см. рис. 5).

Сейсмогеологическая интерпретация

Петрологическое и петрофизическое обеспечение сейсмогеологической интерпретации

На основании анализа данных ядра пород верхней части доюрского комплекса было выделено восемь петрографических групп с различным набором минералого-литологических, физических и коллекторских свойств [5, 6]:

- 1) грубо-крупнообломочные силициты, тектонические брекчии и псевдобрекчии силицитов;
- 2) силициты реликтовые органогенные (пористые);
- 3) глинисто-кремневые и кремневые породы (уплотненные, с редкими реликтами органических остатков);
- 4) известняки тонко-мелкокристаллические (с обилием реликтов органических остатков);
- 5) кремнисто-карбонатные породы (с реликтами органических остатков);
- 6) метадолериты;
- 7) каолинит-сидеритовые породы;
- 8) metabазальты хлоритизированные.

Хотя метадолериты и metabазальты имеют один и тот же генезис и одинаковый вещественный состав, а отличаются только структурно, петротип «metабазальты хлоритизированные» выделен как подтип метадолеритов, так как характеризуется отличными от них упругими свойствами.

На основании анализа данных ядра и ГИС были выработаны критерии выделения петротипов (табл. 1). Наилучшими резервуарами порового типа являются отложения преимущественно кремневого

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1. Характеристики петротипов доюрского комплекса
Tab. 1. Characteristics of pre-Jurassic petrotypes

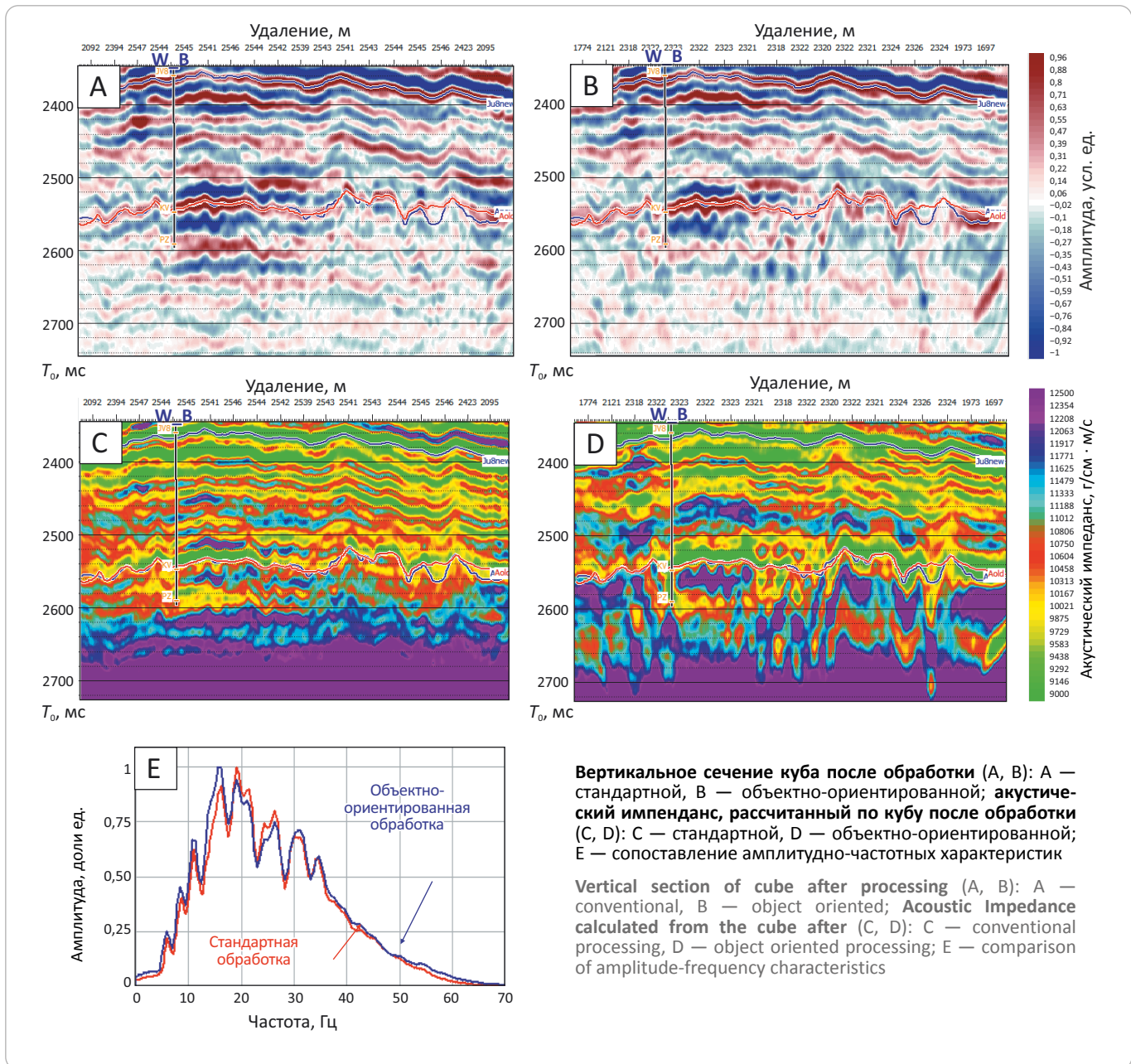
Петротип	ГИС				Керн		Шлифы
	RHOV, г/см ³	GK, мкР/ч	НРНІ, доли ед.	DTP, мкс/м	K _п , доли ед.	K _{пр} , n · 10 ⁻³ мкм ²	Тип пустотного пространства
1 — грубо-крупно-обломочные силициты, тектонические брекчии и псевдобрекчии силицитов	< 2,45	0–4,9	< 0,4	> 200	0,1–0,35	0,04–100	Поровый, трещинно-поровый
2 — силициты реликтовые органогенные	< 2,6	4,9–6,65	< 0,4	> 190	0,02–0,25	0,01–10	Поровый, трещинно-поровый
3 — глинисто-кремневые и кремневые породы	< 2,6	> 6,65	< 0,4	> 190	0,02–0,23	0,01–2	Поровый, трещинно-поровый
4 — известняки тонко-мелкокристаллические	> 2,6	< 4	< 0,4	< 190	0,001–0,05	0,01–0,12	Трещины залечены
5 — кремнисто-карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные породы	> 2,6	4–14	< 0,5	< 250	0,01–0,14	0,01–0,7	Трещинно-поровый, трещины залечены
6 — метадолериты	> 2,78	> 8	< 0,4	< 190	0,002–0,004	0,01–0,3	Трещинный
7 — каолинит-сидеритовые породы	> 2,6	> 14	0,3–0,45	210–230	0,04–0,06	0,02–3	Трещинно-поровый
8 — мета-базальты хлоритизированные	> 2,4	4–20	> 0,4	> 265	0,1–0,15	0,013–0,19	–

состава — петротипы 1–3. Магматические, кремнисто-карбонатные породы и известняки (петротипы 4–8) практически не обладают проницаемостью порового типа, однако в них вполне возможно наличие трещинных коллекторов. Распределение выделенных петротипов в полях нескольких геофизических параметров показано на рис. 6.

При выделении эффективных толщин в скважинах старого фонда, пробуренных на пресном глинистом буровом растворе, авторы статьи учитывали прямые качественные признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт: наличие глинистой корки; приращение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда; радиальный градиент удельных электрических сопротивлений; отрицательные аномалии потенциалов собственной поляризации.

В скважинах, вскрывших доюрские отложения на соленом буровом растворе, выделение коллекторов сталкивается с определенными сложностями, так как часто не наблюдается градиента удельных электрических сопротивлений, аномалии потенциалов собственной поляризации имеют неясный характер. В данном случае важным критерием, свидетельствующим о проникновении фильтрата бурового раствора, является затухание волны Стоунли в проницаемых интервалах [9]. Анализ волны Стоунли, зарегистрированной в нескольких новых скважинах, показал, что признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт имеются в интервале петротипов 1–3, а для петротипов 4–7 признаки проникновения отсутствуют. При этом для петротипов 4–8 вполне возможно наличие трещинных коллекторов, однако обосновать критерии выделения эффектив-

Рис. 5. Сопоставление результатов стандартной и объектно-ориентированной обработки
 Fig. 5. Comparison of the results of conventional and object oriented processing



ных толщин по данным ГИС для них на данный момент не представляется возможным.

Петрофизическое обеспечение инверсионных преобразований

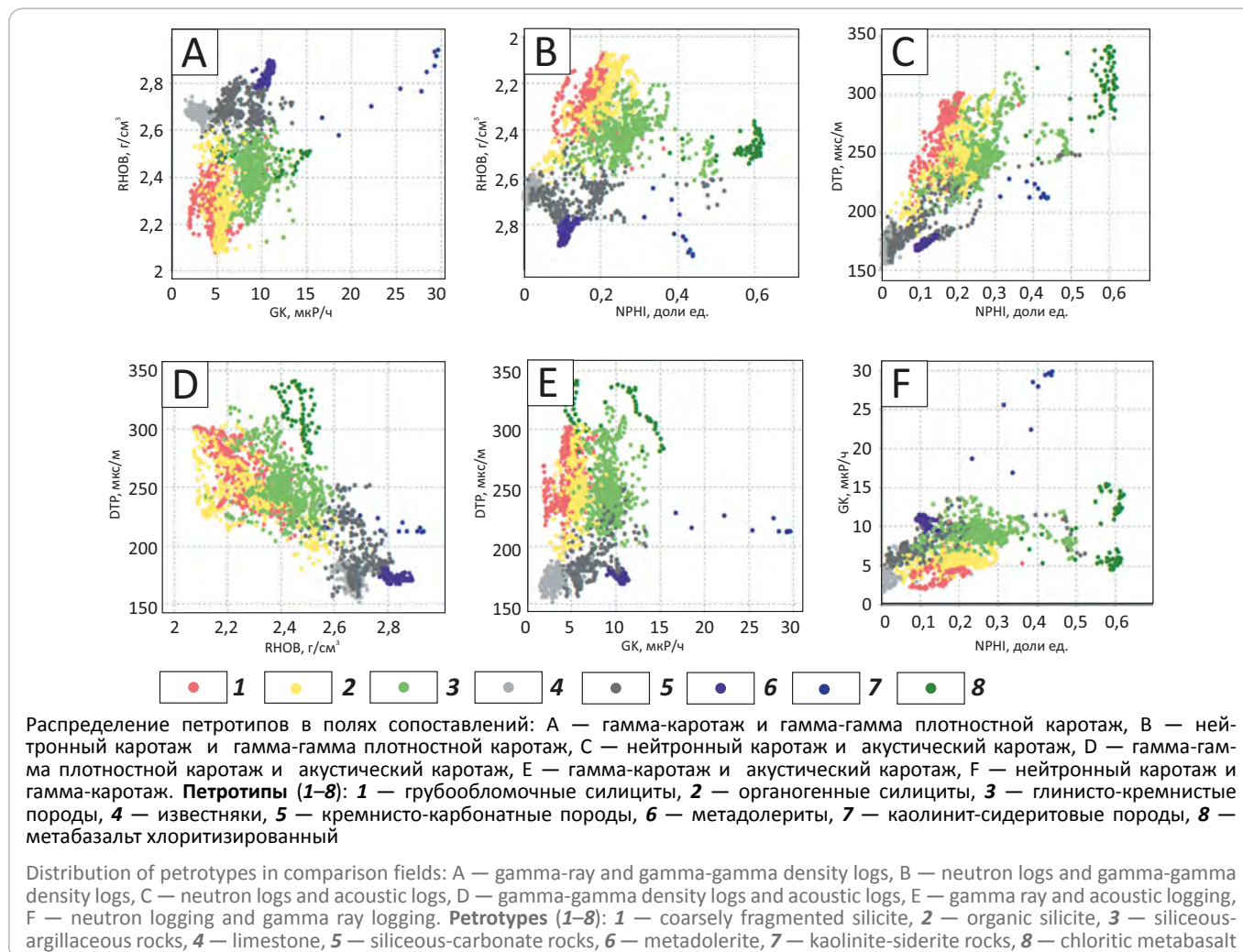
Для выполнения инверсионных преобразований сейсмических данных необходимо наличие информации о скоростях продольных, поперечных волн и плотности. В скважинах старого фонда выполнен только акустический каротаж по продольным волнам и плотностной каротаж. В современных скважинах, пробуренных с отбором керна, выполнен кросс-дипольный широкополосный акустический

каротаж и плотностной каротаж аппаратурой зарубежных компаний. Подготовка скважинных данных для сейсмостратиграфической привязки и выполнения инверсий заключалась в оценке качества каротажа, проверке уровня показаний, коррекции показаний в случае искажений, а также в восстановлении значений акустического и плотностного каротажей на участках отсутствия записи. В интервалах нижней части котухтинской свиты и верхней части доюрского комплекса для расчета значений скоростей продольных, поперечных волн и плотности при естественном насыщении выполнялось петроупругое моделирование.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Сопоставление выделенных по керну петротипов в интервале доюрского комплекса в полях геофизических параметров
Fig. 6. Comparison of petrotypes identified in core from the pre-Jurassic interval in the fields of geophysical parameters



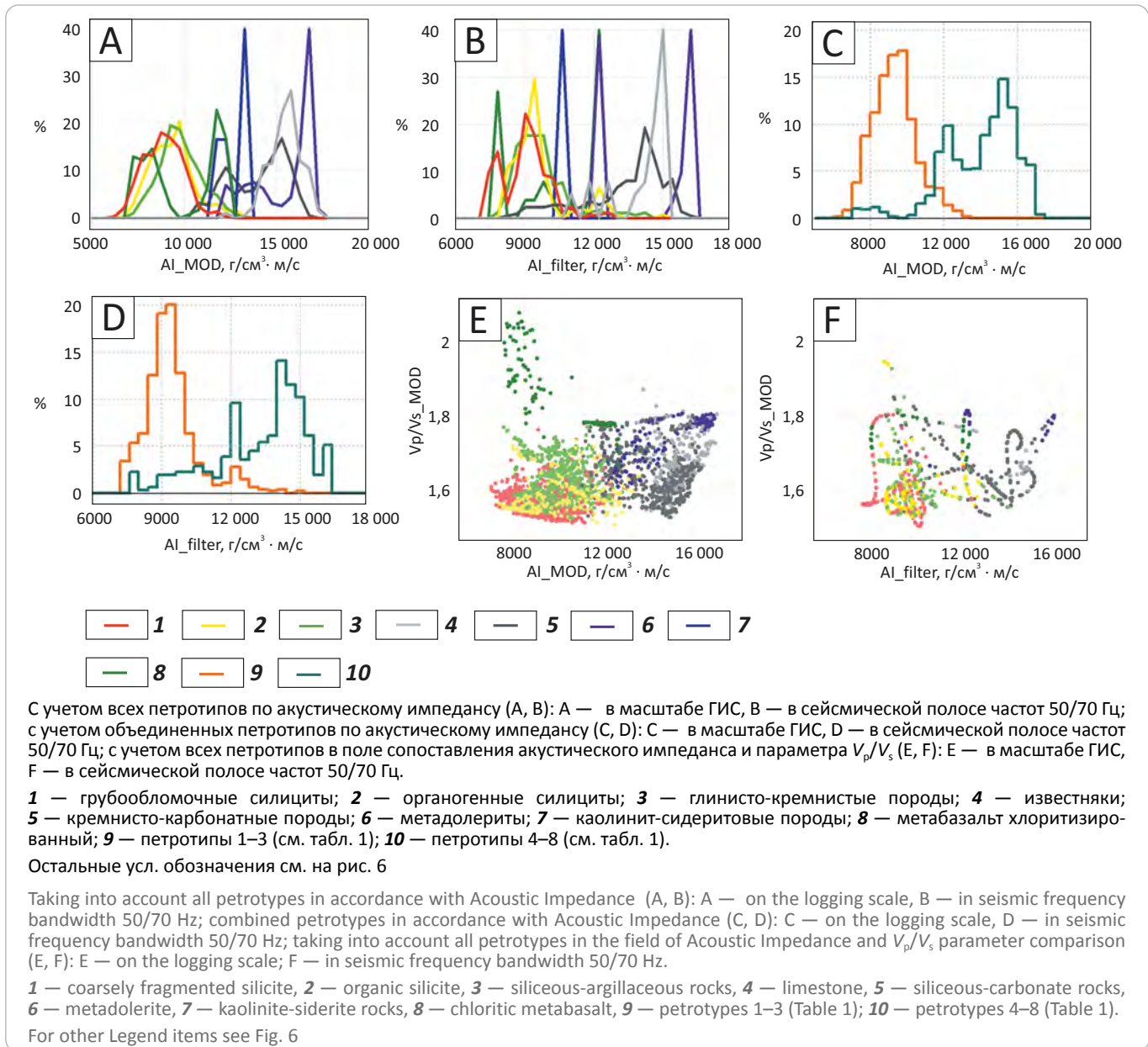
Моделирование упругих свойств включало следующие этапы:

- определение упругих модулей флюида при пластовых условиях;
- определение упругих модулей компонент твердой матрицы породы;
- определение упругих модулей пористой среды;
- определение упругих модулей насыщенной породы;
- оценка ошибок.

Входными данными являлись: коэффициент пористости, объемные доли глин, карбонатов, кремнистого материала, коэффициент водонасыщенности промытой зоны, тренд изменения пористости глин по глубине, а также учитывались данные о пластовой температуре, пластовом давлении, минерализации пластовых вод, плотности сепарированной нефти, газовом факторе, относительной плотности газа. В процессе моделирования упругих параметров была

протестирована и в дальнейшем использована для низов осадочного чехла двухкомпонентная песчано-глинистая модель и трехкомпонентная модель (кремнистый материал SiO_2 , глины, карбонаты) для отложений доюрского комплекса. По формуле Вуда и Бри [10] рассчитывались значения объемного модуля и плотности смеси пластового флюида. При смешивании компонентов для расчета объемного модуля и модуля сдвига использовалось осреднение Фойгта – Реусса – Хилла. Для определения упругих модулей пористой среды применялась самосогласованная (Self-Consistent) модель, показавшая лучшую сходимость с измеренными данными; для расчета упругих модулей насыщенной породы – метод флюидозамещения Гассмана. Сначала моделировались упругие модули частично промытой породы для сопоставления и получения удовлетворительного схождения с измеренными данными. Затем моделировались упругие модули породы с естественным (природным) насыщением. Расчет аспектных соотношений ($\alpha_{\text{пор}}$) выполнялся на основании измеренных дан-

Рис. 7. Литологическое разделение интервала доюрского комплекса по упругим параметрам
Fig. 7. Lithologic classification of pre-Jurassic sequence according to elastic parameters



ных. Полученные значения $\alpha_{пор}$ функционально связывались со значениями коэффициентов пористости, глинистости, вертикальной глубины. Используя полученную функцию, рассчитывались значения $\alpha_{пор}$, которые подавались на вход рабочего графа для расчета модельных значений объемной плотности и скоростей продольных и поперечных волн породы. Моделирование не применялось в низах осадочного чехла к углестым и уплотненным интервалам, а также в разрезе доюрского комплекса для петротипов 6–8 (метадолериты, каолинит-сидеритовые породы, метабазациты), имеющих сложный минеральный состав.

Анализ возможности петрологического разделения пород в полях упругих параметров (рис. 7) по-

казал, что в масштабе ГИС существует возможность разделения силицитов и глинисто-кремнистых пород (петротипы 1–3) от карбонатных пород (петротипы 4, 5) и метадолеритов (петротип 6) в поле акустического импеданса (см. рис. 7 А, С). Однако значения акустического импеданса каолинит-сидеритовых пород (петротип 7) и метабазацитов хлоритизированных (петротип 8) частично расположены в области низких значений и перекрываются со значениями для петротипов 1–3. При этом в поле сопоставления акустического импеданса и отношения скоростей V_p/V_s в масштабе ГИС (см. рис. 7 Е) петротипы 1–3 уверенно отделяются от петротипов 4–8. При переходе в сейсмический масштаб перекрытие упругих свойств

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

разных петротипов увеличивается (см. рис. 7 В, D, F), но возможность разделения сохраняется, что является предпосылкой для выполнения синхронной инверсии сейсмических данных.

Акустическая инверсия куба сейсмических данных

Акустическая инверсия суммарного куба была выполнена с использованием низкочастотной фоновой модели, построенной по скважинным данным, проинтерполированным в пределах куба с учетом опорных отражающих горизонтов: Б — кровля баженновской свиты; $T_{\text{юв8}}$ — кровля пласта ЮВ₈; А — подошва юрских отложений. Акустическая инверсия позволила в значительной мере устранить эффект волновой интерференции и улучшить отображение силицитовых отложений, имеющих в целом пониженные значения акустической жесткости.

Анализ данных ГИС показал, что по граничному значению акустического импеданса $11\,000 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$ петротипы-коллекторы (1–3) достаточно хорошо отделяются от петротипов-неколлекторов (4–8). Для оценки возможности данного разделения по результатам инверсии из куба акустического импеданса были извлечены трассы в точках скважин. Их анализ показал, что разделение, наблюдаемое по данным ГИС, сохраняется и в результатах инверсии, что позволило:

1) получить куб литологии, по которому в первом приближении было выполнено прослеживание границы A_1 , отождествляемой с подошвой силицитовой формации (рис. 8);

2) использовать ее при построении фоновой модели для синхронной инверсии.

Синхронная инверсия куба сейсмических данных

Как показывают результаты анализа упругих свойств, достаточно уверенное разделение разреза по петротипам можно выполнить лишь в поле нескольких упругих параметров, для прогнозирования которых по сейсмическим данным в настоящее время широко применяется синхронная инверсия.

Синхронная инверсия — это метод инверсии сейсмических данных до суммирования, в котором используются либо частичные суммы, либо непосредственно сейсмограммы. При выполнении синхронной инверсии отдельно оцениваются импульсы для каждой угловой суммы или диапазона углов отражения, что позволяет компенсировать эффекты изменения амплитудного, частотного и фазового диапазонов, зависящие от удаления, благодаря чему получается более тонкослоистая модель геологической среды [11]. В результате получаются кубы P - и S -импедансов (Z_p и Z_s), куб отношения скоростей V_p/V_s и куб плотности (ρ).

Получаемые в результате синхронной инверсии упругие параметры являются свойствами пород, ко-

торые могут напрямую соотноситься с фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. Финальные модели упругих параметров наиболее оптимально воспроизводят входные сейсмические данные, так как это является частью оптимизации сейсмической инверсии.

В данной статье синхронная инверсия была выполнена с использованием двух вариантов фоновой модели: одна была построена с использованием только опорных отражающих горизонтов Б, $T_{\text{юв8}}$ и А, а при построении второго варианта модели кроме опорных горизонтов использовалась граница A_1 , прослеженная по кубу импедансов, полученному в результате акустической инверсии, и отождествляемая с подошвой силицитовой формации.

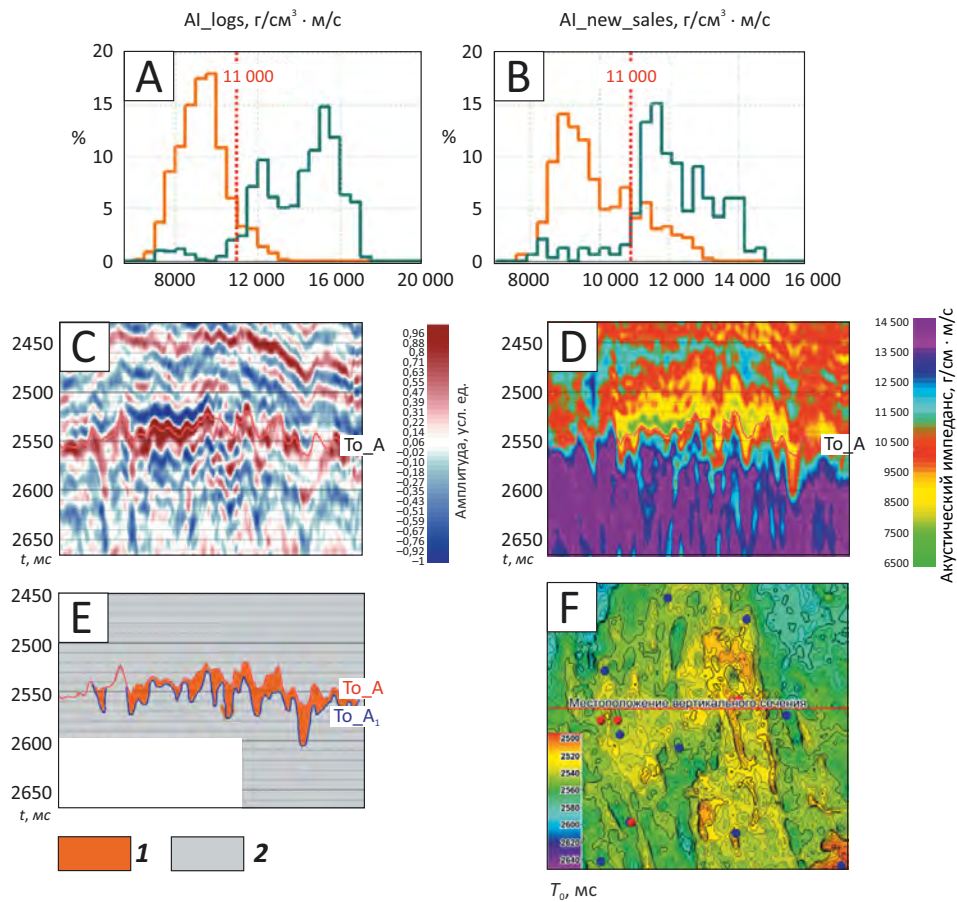
Затем с использованием обоих вариантов фоновой модели был выполнен подбор параметров для выполнения синхронной инверсии, оценка точности данного преобразования и расчет двух вариантов кубов упругих параметров. Визуальный анализ результатов инверсии показывает (рис. 9), что учет границы A_1 при построении фоновой модели для инверсии позволил ограничить по площади зоны распространения областей с пониженными значениями упругих свойств, задать толстослоистую упругую модель, соответствующую концептуальной модели строения верхней части доюрского комплекса (см. рис. 2), и, соответственно, более точно восстановить упругие параметры пород этого интервала, что подтверждается скважинными данными, не использованными при построении фоновой модели. Поэтому для построения сейсмогеологической модели верхней части доюрского комплекса и продуктивных отложений нижней юры был использован именно этот вариант инверсии.

Интерпретация результатов синхронной инверсии

По результатам выполненного анализа связей петрофизических характеристик с упругими свойствами установлено, что литологическое разделение изучаемого интервала по данным ГИС лучше всего происходит в полях нескольких упругих параметров (рис. 10 А). Поэтому для дальнейшей интерпретации результатов синхронной инверсии из полученных кубов упругих параметров были извлечены трассы в точках скважин, которые учитывались при построении модели для инверсии, и выполнен анализ полученных результатов (см. рис. 10 В).

Можно отметить, что в целевом интервале, как по данным ГИС, так и по результатам инверсии, происходит перекрытие упругих свойств для разных литологических разностей, что создает неопределенность в описании свойств пласта. Для учета неопределенности в зонах перекрытия петротипов в настоящее время используют объемную интерпретацию результатов инверсии, основанную на байесовской классификации [12]. Полученные результаты могут свиде-

Рис. 8. Картирование подошвы силицитовой формации в интервале доюрского комплекса
Fig. 8. Mapping of silicite formation Bottom in the interval of pre-Jurassic sequence



Разделение петротипов (A, B): A — по акустическому импедансу в масштабе ГИС, B — по результатам акустической инверсии; вертикальное сечение (C–E): C — амплитудного сейсмического куба, D — куба акустического импеданса, E — куба литологии; F — карта T_0 подошвы юрских отложений. **Литология ниже ОГ A:** 1 — петротипы 1–3, 2 — петротипы 4–8.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 7

Petrotypes classification (A, B): A — in accordance with Acoustic Impedance (AI) on the logging scale, B — according to the results of Acoustic Inversion; vertical section (C–E): C — seismic amplitude cube, D — Acoustic Impedance cube, E — lithology cube; F — T_0 map of the bottom of the Jurassic deposits. **Lithology below A Reflector:** 1 — petrotypes 1–3, 2 — petrotypes 4–8.

For other Legend items see Fig. 7

тельствовать не только о том, что нахождение того или иного петротипа в данном определенном месте является наиболее вероятным, но также показывают, с какой вероятностью он находится в данной точке. В результате получается куб литологии, представляющий собой распределение наиболее вероятных петротипов, а также кубы вероятности наличия каждого из петротипов.

Для уменьшения неоднозначности интерпретации вначале было проведено укрупнение петротипов, выделенных в результате совместного анализа керновых и каротажных данных. Петротипы объединялись по сходству коллекторских и упругих свойств разных литологических разновидностей. В результате для сейсмической интерпретации интервала верхней части доюрского комплекса были получены следующие объединенные петротипы:

- силициты — объединены петротипы различных силицитов, глинисто-кремневых и кремневых пород, характеризующихся наличием поровых объемов;
- карбонаты — объединены петротипы различных известняков кремнисто-карбонатных и глинисто-кремнисто-карбонатных пород, не имеющих поровых объемов;
- метабазалты — включены петротипы хлоритизированных метабазалтов и каолинит-сидеритовых пород;
- неколлекторы — все отложения нижней юры.

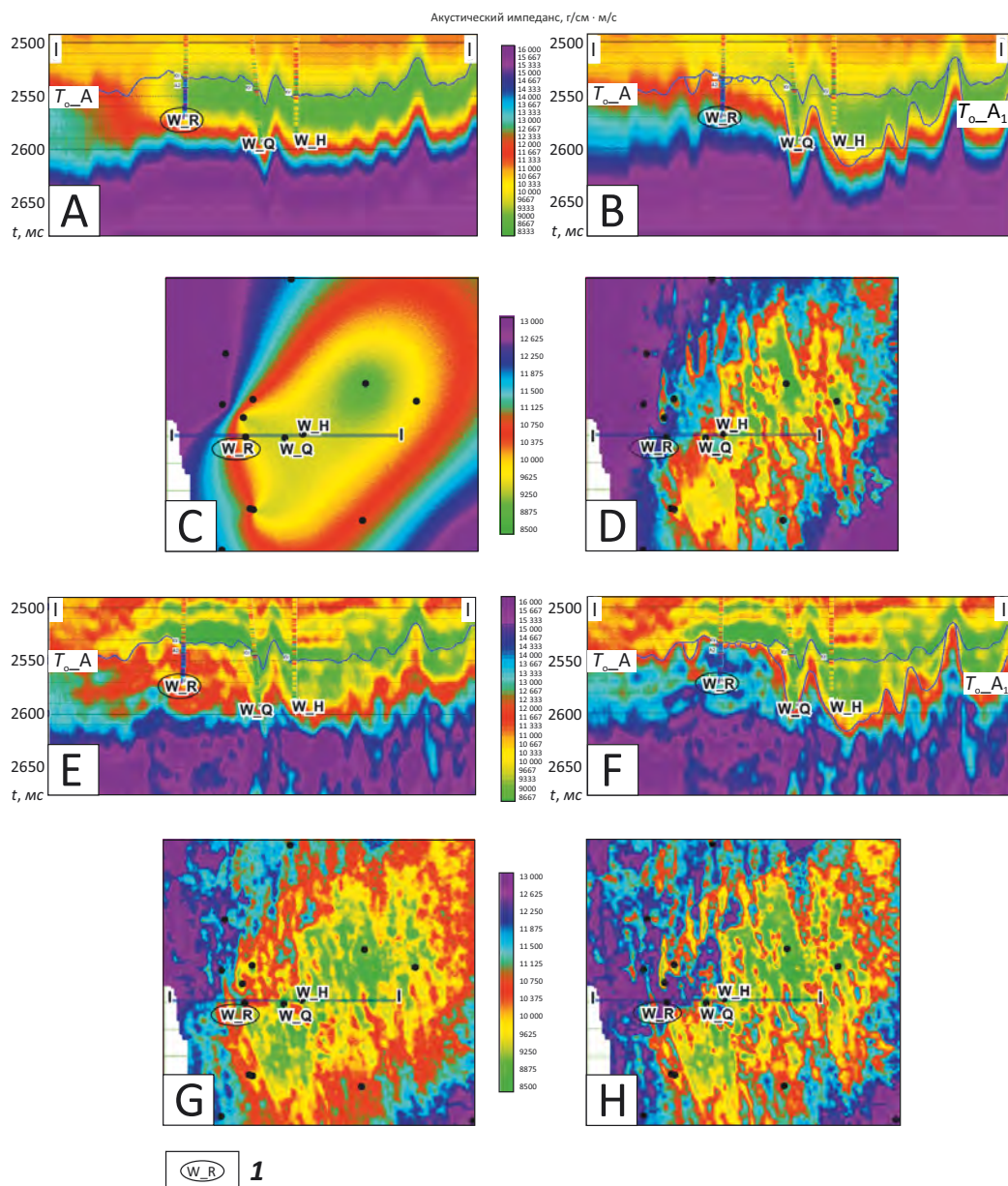
Как показала оценка качества выполнения синхронной инверсии, упругие параметры были восстановлены с высокой точностью (погрешность в среднем составила около 9 %), поэтому вероятностная



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 9. Сопоставление результатов инверсионных преобразований по двум вариантам фоновых моделей в интервале доюрского комплекса

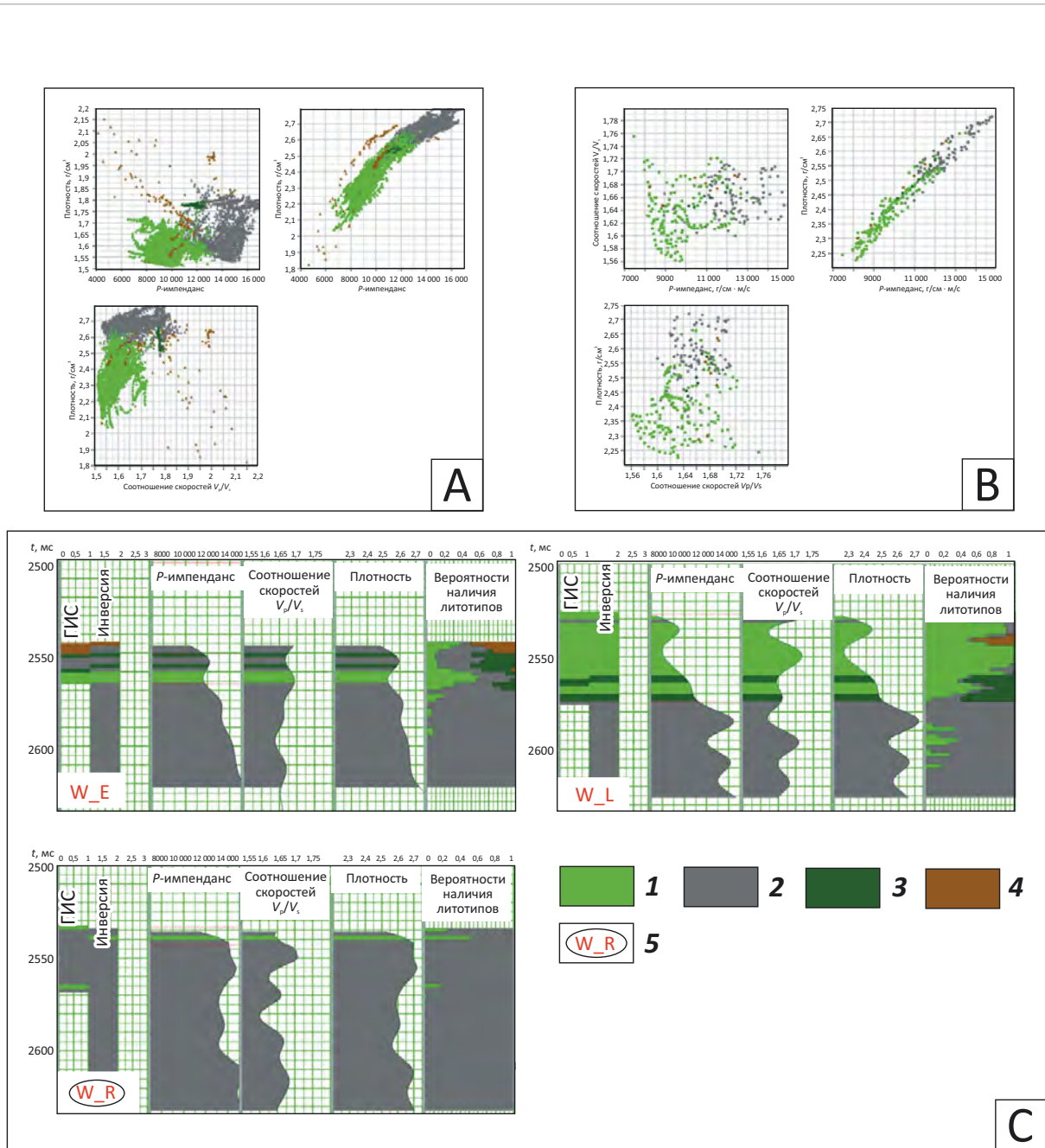
Fig. 9. Comparison of inversion results for two versions of background models in pre-Jurassic interval



Вертикальное сечение фоновой модели P -импеданса, построенной (A, B): A — без учета границы A_1 , B — с учетом границы A_1 ; карта среднего значения P -импеданса в окне ОГ А+50 мс по фоновой модели, построенной (C, D): C — без учета границы A_1 , D — с учетом с учетом границы A_1 ; вертикальное сечение куба P -импеданса, полученного в результате синхронной инверсии с использованием фоновой модели, построенной (E, F): E — без учета границы A_1 , F — с учетом границы A_1 ; карта среднего значения P -импеданса в окне ОГ А+50 мс по кубу P -импеданса, полученному в результате синхронной инверсии с использованием фоновой модели, построенной (G, H): G — без учета границы A_1 , H — с учетом границы A_1

Vertical section of P -impedance background model created (A, B): A — taking no account of A_1 boundary, B — taking account of A_1 boundary; map of average P -impedance in the window A Reflector+50 ms created using the background model (C, D): C — taking no account of A_1 boundary, D — taking account of A_1 boundary; vertical section of P -impedance cube obtained using simultaneous inversion with the background model created (E, F): E — taking no account of A_1 boundary, F — taking account of A_1 boundary; map of average P -impedance in the window A Reflector+50 ms created using P -impedance cube obtained as a result of simultaneous inversion with the use of the background model created (G, H): G — taking no account of A_1 boundary, H — taking account of A_1 boundary

Рис. 10. Вероятностная интерпретация результатов инверсионных преобразований
 Fig. 10. Probabilistic interpretation of the results of inversion transformations



Литологическое разделение верхней части доюрского комплекса в полях сопоставления упругих параметров (A, B): A — по данным ГИС, B — по результатам инверсии; C — контроль качества литологического разделения в точках скважин.

Породы (1–4): 1 — силицит (51,33 %), 2 — известняк (44,6 %), 3 — метабазальт (1,75 %), 4 — неколлектор (2,32 %); 5 — скважина, материалы которой не использованы при построении фоновых моделей

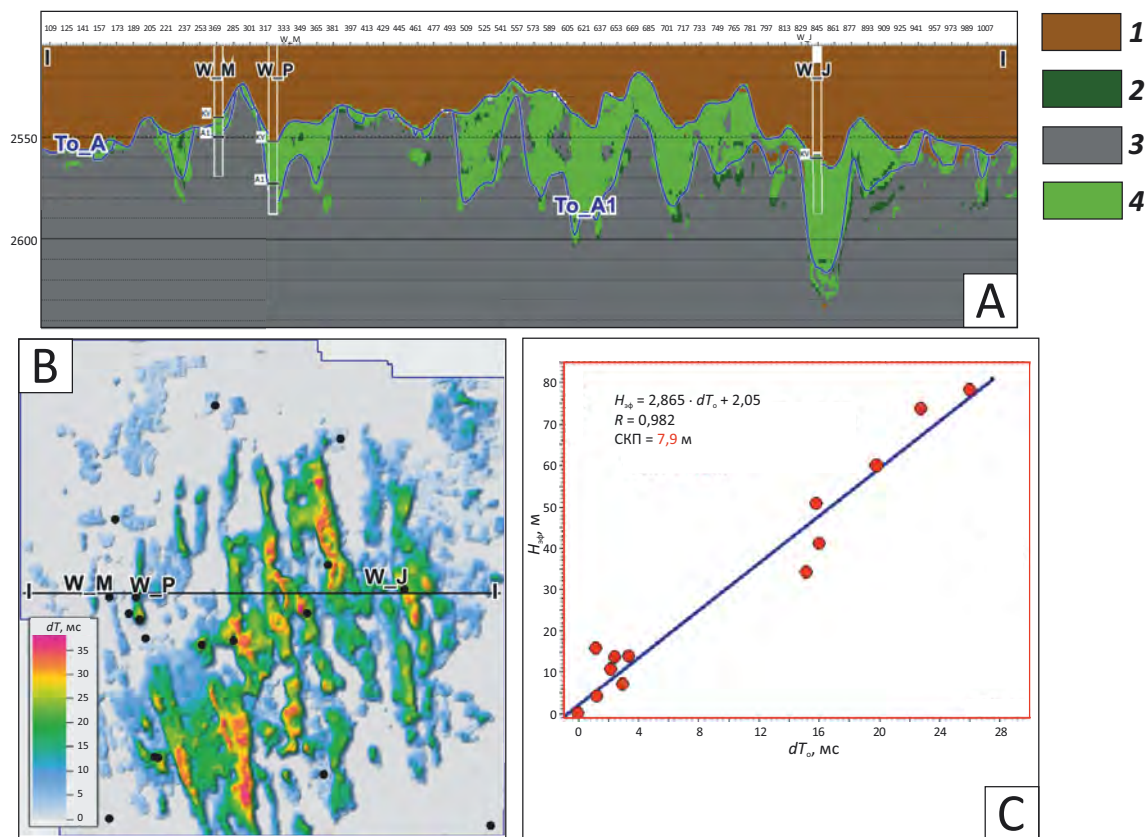
Lithologic classification of the upper part of pre-Jurassic sequence (A, B): A — in the fields of elastic parameters comparison according to well logging data, B — lithologic classification of the upper part of pre-Jurassic sequence in the fields of elastic parameters comparison according to inversion results, C — quality control of lithological classification on well sites.

Rocks (1–4): 1 — silicite (51.33 %), 2 — limestone (44.6 %), 3 — metabasalt (1.75 %), 4 — non-reservoir (2.32 %); 5 — well the materials of which were not used in background models building



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Картирование подошвы силицитовой формации и прогноз ее эффективных толщин
Fig. 11. Mapping of silicite formation Bottom and prediction of its net thickness



А — вертикальное сечение куба литологии, полученного в результате вероятностной интерпретации данных синхронной инверсии, В — карта временной мощности литотипа силицит, С — зависимость эффективных толщин доюрского резервуара от временной мощности петротипа силицит.

1 — отложения нижней юры, 2 — метабазальт, 3 — карбонат, 4 — силицит

A — vertical section of lithology cube obtained as a result of probabilistic interpretation of simultaneous inversion data, B — map of time thickness of "silicite" lithotype, C — net thickness of pre-Jurassic reservoir as a function of time thickness of "silicite" petrotype.

1 — Lower Jurassic deposits, 2 — metabasalt, 3 — carbonate, 4 — silicite

интерпретация результатов инверсии была выполнена в трех параметризациях (см. рис. 10): 1) $V_p V_s / P$ -импеданс; 2) плотность/ P -импеданс; 3) плотность/ $V_p V_s$.

Выполняя по скважинам сопоставление результатов вероятностной интерпретации данных синхронной инверсии, можно отметить, что в целевом интервале прогноз достаточно хорошо совпадает с реальными данными, в том числе и по скважинам, материалы которых не использованы при построении фоновых моделей упругих параметров для выполнения инверсионных преобразований (см. рис. 10 С).

По полученному кубу литологии была уточнена корреляция границы A_1 , отождествляемой авторами статьи с подошвой силицитовой формации (рис. 11). Результирующая карта временной мощности резервуара в интервале доюрского комплекса показала

достаточно высокую связь с эффективными толщинами силицитовой формации, что позволило выполнить их прогноз.

В результате количественной интерпретации данных 3D-сейсморазведки удалось добиться существенной детализации контуров распространения коллектора и продуктивных полей. Существенное изменение моделей залежей привело к значительному увеличению объемов запасов (табл. 2).

Заключение

Анализ и обобщение новых литологических и петрофизических данных позволили сделать вывод, что доюрские резервуары Северо-Варьганской площади связаны с первично осадочной силицитовой формацией, которая занимает определенное место в стратиграфической последовательности палеозойских отложений. Она сохранилась от предюрского

Табл. 2. Изменение запасов свободного газа и конденсата по доюрскому комплексу Северо-Варьганского месторождения по авторской модели в сравнении с запасами, стоящими на балансе в пределах куба сейсмических данных 3D

Tab. 2. Changes in free gas and condensate content in pre-Jurassic sequence of the North Varyogan field: comparison of the author's model and state-registered reserves within 3D seismic volume

Категория запасов	Изменение площади газоносности, %	Изменение объема газосодержащих пород, %	Изменение начальных геологических запасов газа, %
B_1	-29,9	-27,5	-17,4
B_2	+47,4	+80,7	+127
$B_1 + B_2$	+11,5	+23,4	+45,9

размыта в осевых частях и на крыльях палеозойских линейных синклиналиных складок субмеридионального простирания (в пределах опущенных блоков). Этот вывод принципиально меняет подход к поиску резервуаров: искать их следует путем изучения внутренней тектоники палеозойского комплекса, а не палеоморфологии предъюрской эрозионной поверхности.

К настоящему времени, в результате значительных объемов бурения и современных сейсмических исследований, 3D-структурный план по кровле доюрского комплекса в пределах продуктивных полей уже достаточно хорошо изучен. Он представляет собой крупную приподнятую зону, осложненную многочисленными узкими линейными положительными и отрицательными элементами северо-северо-западного простирания, ограниченными разрывными нарушениями различной степени контрастности. Данная система разрывных нарушений обусловлена близостью Северо-Варьганского месторождения к Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту, существование и развитие которого и обусловило региональный тренд тектонических напряжений, формирующий параллельные ему разломы. На карте T_0 по подошве осадочного чехла отчетливо просматриваются линейные зоны, которые гипсометрически и морфологически обособляют отдельные тектонические блоки. Палеотектонический анализ методом изохорического треугольника показал, что на изучаемой

территории обособляется несколько тектонических блоков, которые просматриваются во всем интервале осадочного чехла, что свидетельствует о тектонической активности и постоянной «обновляемости» тектонических нарушений. Данные разработки по нескольким эксплуатационным скважинам позволяют сделать предположение, что некоторые из разломов, разделяющих отдельные блоки, являются экранами для флюидов, однако этот вопрос нуждается в отдельной проработке.

В результате объектно-ориентированной переработки куба сейсмических данных в волновом поле проявились элементы, связанные с геологическим строением верхней части доюрского комплекса.

Выполненная синхронная инверсия сейсмических данных и последующая вероятностная интерпретация ее результатов позволили получить куб литологии для верхней части доюрского комплекса, с помощью которого выполнено картирование подошвы силицитово-формации и выделена система узких линейных зон ее развития субмеридионального простирания.

Комплексный анализ данных сейсморазведки, ГИС и керн с использованием разработанных методических приемов объединения разномасштабной геолого-геофизической информации позволил создать сейсмогеологическую модель строения верхней части доюрского комплекса, которая легла в основу построения трехмерной геологической модели.

Литература

- Архипов С.В., Боркун Ф.Я., Питкевич В.Т., Пятков М.И., Фаин Ю.Б. Коллекторы доюрско-юрского комплекса Северо-Варьганской площади // Геология нефти и газа. – 1989. – № 5. – С. 27–29.
- Бочкарев В.С., Грищенко А.И., Леценко В.Е., Мамлеев Р.Ш., Онищук Т.М. Палеозойские отложения — новое направление разведочных работ на нефть и газ на юго-востоке Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1996. – № 1. – С. 2–8.
- Кирда Н.П., Паромов И.В., Смирнова В.В. и др. Геологическое развитие и строение доюрских комплексов центральных и восточных районов ХМАО, перспективные направления поисково-оценочных работ на нефть и газ // Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа : научно-практическая конференция «Круглый стол» (12 февраля 2003 г.). – 2003. – С. 1–18.
- Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 4–12.
- Фищенко А.Н., Романчев М.А., Сильянов В.В., Зеленев И.А., Карих Т.М., Яцканич Е.А., Габдрахманова К.А., Кудаманов А.И., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б., Лебедев М.В. Концептуальная геологическая модель верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сборник научных трудов ТННЦ. – 2017. – № 3. – С. 220–234.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

6. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Лебедев М.В. О происхождении кремнистых отложений девона Западной Сибири на примере Северо-Варьеганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 82–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-82-85.
7. Фищенко А.Н., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Новые данные о геологическом строении нефтегазонального резервуара в верхней части доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-13-17.
8. Фищенко А.Н., Горбунов П.А., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Новые результаты изучения геологического строения верхней части доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения // Сборник научных трудов ТННЦ. – 2018. – № 4. – С. 56–69.
9. Добрынин С.В., Стенин А.В. Оценка проницаемости и динамической пористости по данным широкополосного акустического каротажа // Каротажник. – 2008. – № 4. – С. 45–49.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media. – Cambridge : Cambridge Univ. Press, 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511626753.
11. Hampson D.P., Russell B., Bankhead B. Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data // Geohorizons. – 2006. – С. 13–17.
12. Doyen P.M. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. – EAGE, 2007. DOI: 10.3997/9789073781771.

References

1. Arkhipov S.V., Borkun F.Ya., Pitkevich V.T., Pyatkov M.I., Fain Yu.B. Kollektory doyrusko-yurskogo kompleksa Severo-Var'eganskoi ploschadi [Reservoirs of the pre-Jurassic - Jurassic complex of the northern Variegan area]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1989;(5):27–29. In Russ.
2. Bochkarev V.S., Grishchenko A.I., Leshchenko V.E., Mamleev R.Sh., Onishchuk T.M. Paleozoiskie otlozheniya – novoe napravlenie razvedochnykh работ na nef't' i gaz na yugo-vostoke Zapadnoi Sibiri [Palaeozoic deposits — a new focus area of oil and gas exploration in the south-east of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 1996;(1):2–8. In Russ.
3. Kir'da N.P., Paromov I.V., Smirnova V.V. et al. Geologicheskoe razvitiye i stroeniye doyruskikh kompleksov tsentral'nykh i vostochnykh raionov KHMAO, perspektivnyye napravleniya poiskovo-otsenochnykh работ na nef't' i gaz [Geological evolution and structure of pre-Jurassic sequences in central and eastern KhMAO regions; future trends of exploration and appraisal works for oil and gas]. In: Perspektivy nef'tegazonosnosti paleozoiskikh otlozhenii na territorii Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga: nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Kruglyi stol". 2003. pp. 1–18. In Russ.
4. Lebedev M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Metodika i rezul'taty prognoza kollektorov v kore vyvetrivaniya Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Methods and results of predicting reservoirs in weathering crust of severo-varyogansky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(3):4–12. In Russ.
5. Fishchenko A.N., Romanchev M.A., Sil'yanov V.V., Zelenov I.A., Karikh T.M., Yatskanich E.A., Gabdrakhmanova K.A., Kudamanov A.I., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B., Lebedev M.V. Kontseptual'naya geologicheskaya model' verkhnei chasti doyruskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Conceptual geological model of the upper part of Pre-Jurassic sequence in the North Varyogan field]. *Sbornik nauchnykh trudov TNNTs*. 2017;(3):220–234. In Russ.
6. Kudamanov A.I., Karikh T.M., Lebedev M.V. O proiskhozhdenii kremnistykh otlozhenii devona Zapadnoi Sibiri na primere Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Revisiting the clues to the origin of devonian siliceous deposits of West Siberia: case study of the severo-varyoganskoye field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(11):82–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-82-85. In Russ.
7. Fishchenko A.N., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Novye dannye o geologicheskom stroenii nef'tegazonosnogo rezervuara v verkhnei chasti doyruskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [New data on the geological structure of the oil and gas reservoir in the upper part of the pre-Jurassic complex of the Severo-Varyeganskoye field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(3):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-13-17. In Russ.
8. Fishchenko A.N., Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Novye rezul'taty izucheniya geologicheskogo stroeniya verkhnei chasti doyruskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [New results of geological structure studies: the upper part of Pre-Jurassic sequence in the North Varyogan field]. *Sbornik nauchnykh trudov TNNTs*. 2018;(4):56–69. In Russ.
9. Dobrynin S.V., Stenin A.V. Otsenka pronitsaemosti i dinamicheskoi poristosti po dannym shirokopolosnogo akusticheskogo karotazha. [Permeability and dynamic porosity estimation by wide-band sonic log (AKSH)]. *Karotazhnik*. 2008;(4):45–49. In Russ.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media: Cambridge: Cambridge Univ. Press; 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511626753.
11. Hampson D.P., Russell B., Bankhead B. Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data. *Geohorizons*. 2006. pp. 13–17.
12. Doyen P.M. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE; 2007. DOI: 10.3997/9789073781771.

Информация об авторах

Яневиц Рональд Брунович

Заместитель начальника управления
 ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
 625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
 RBYanevits@tnnc.rosneft.ru
 Scopus: 55531665800
 ORCID ID: 0000-0002-1639-5874

Information about authors

Ronald B. Yanevits

Deputy Head of Administration
 LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
 42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
 RBYanevits@tnnc.rosneft.ru
 Scopus: 55531665800
 ORCID ID: 0000-0002-1639-5874

Горбунов Павел Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-6006-8213

Карих Татьяна Михайловна

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
tmkarikh@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-2560-6637

Кудаманов Александр Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Лебедев Михаил Валентинович

Доктор геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Мазниченко Максим Васильевич

Менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru

Соколовская Олеся Анатольевна

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru

Фищенко Анжелика Николаевна

Начальник управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Pavel A. Gorbunov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-6006-8213

Tat'yana M. Karikh

Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
tmkarikh@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-2560-6637

Aleksandr I. Kudamanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Mikhail V. Lebedev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Maksim V. Maznichenko

Manager
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru

Olesya A. Sokolovskaya

Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru

Anzelika N. Fishchenko

Head of Administration
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
ANFishenko@tnnc.rosneft.ru