

УДК 553.98.041:550.834(470.13)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-161-175

Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ

© 2023 г. | А.Г. Сотникова¹, К.О. Соборнов¹, В.Г. Пашков¹, А.В. Баранова¹, С.М. Никитина², А.Н. Шапошникова², Т.А. Карпюк²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; sotnikova@vnigni.ru; sobornov@vnigni.ru; pashkov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru;

²ООО «ГеоПрайм», Ухта, Россия; s.nikitina@geopraime.ru; a.shaposhnikova@geopraime.ru; t.karpyuk@geopraime.ru

Поступила 20.06.2023 г.

Доработана 29.06.2023 г.

Принята к печати 03.07.2023 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Большесынинская впадина; региональные сейсморазведочные работы; Печоро-Колвинский авлакоген; поиски нефти и газа; складчато-надвиговые деформации.*

Аннотация: Результаты региональных сейсмических исследований по профилю 32-РС позволили существенно детализировать представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины. Охарактеризованы основные этапы структурного развития района с учетом его формирования на юго-восточном продолжении Печоро-Колвинского авлакогена Тимано-Печорской плиты. Полученные по результатам палеотектонического и сейсмофациального анализов данные позволили наметить зоны развития стратиграфических и структурно-литологических ловушек, а также их комбинаций в карбонатных комплексах палеозоя северных районов Большесынинской впадины. Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона перспективным направлением дальнейших геолого-разведочных работ является оконтуривание в верхнедевонской части разреза зоны островного мелководья, окаймленной органогенными постройками, и сопутствующих им клиноформных комплексов. С поисковыми объектами такого типа связана промышленная нефтеносность Денисовского прогиба. Новая структурная интерпретация дает основание предполагать наличие поисковых объектов, приуроченных к высокоамплитудным складкам в передовых частях надвиговых пластин. Из-за дисгармоничного характера складчатости многие из подобных структур не имеют выражения в приповерхностных отложениях, что затрудняет их выявление. Подобные ловушки предполагаются в регионально нефтегазоносных девон-нижнепермских отложениях и представляют очевидный интерес для геолого-разведочных работ в Большесынинской впадине.

Для цитирования: Сотникова А.Г., Соборнов К.О., Пашков В.Г., Баранова А.В., Никитина С.М., Шапошникова А.Н., Карпюк Т.А. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 161–175. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-161-175.

Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data

© 2023 | A.G. Sotnikova¹, K.O. Sobornov¹, V.G. Pashkov¹, A.V. Baranova¹, S.M. Nikitina², A.N. Shaposhnikova², T.A. Karpyuk²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; sotnikova@vnigni.ru; sobornov@vnigni.ru; pashkov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru;

²GeoPraim, Ukhta, Russia; s.nikitina@geopraime.ru; a.shaposhnikova@geopraime.ru; t.karpyuk@geopraime.ru

Received 20.06.2023

Revised 29.06.2023

Accepted for publication 03.07.2023

Key words: *Urals Foredeep; Bol'shesyninsky depression; regional seismic operations; Pechora-Kolvinsky aulacogen; petroleum exploration; fold-and-thrust deformations.*

Abstract: The results of regional seismic studies along 32-PC survey line allowed considerable refining the concept of geological structure and petroleum potential of the Bol'shesyninsky depression. They also made it possible to characterise main stages of structural evolution of the region taking into account that it was formed on the south-eastern extension of the Pechora-Kolvinsky aulacogen (the Timan-Pechora Plate). The results of paleotectonic and seismic facies analyses allowed delineating zones of stratigraphic and lithologically screened trap development, as well as their combinations, in Palaeozoic carbonate sequences of the northern regions of the Bol'shesyninsky depression. The promising trend of future geological exploration activities aimed at building up the hydrocarbon raw materials base is delineation of the island shallow-water zone within the Upper Devonian section, which is bordered by organic buildups, together with the accompanying clinoform sequences. Commercial oil bearing capacity of the Denisovsky trough is related to exploration targets of this type. New structural interpretation suggests the presence of exploration targets associated with high-amplitude folds in the foreland parts of thrust plates. Because of inharmonious nature of folding, many of the similar structures are not expressed in

near-surface deposits, which makes their identification difficult. Such traps are expected in the regionally oil bearing Devonian-Lower Permian deposits; they are the obvious targets for geological exploration in the Bol'shesyninsky depression.

For citation: Sotnikova A.G., Sobornov K.O., Pashkov V.G., Baranova A.V., Nikitina S.M., Shaposhnikova A.N., Karpyuk T.A. Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data. Geologiya nefti i gaza. 2023;(4):161–175. DOI: 10.41748 /0016-7894-2023-4-161-175. In Russ.

Введение

Большесынинская впадина Предуральского краевого прогиба долгое время представляла собой «серое пятно» на карте Тимано-Печорского бассейна. До проведения сейсморазведочных работ за счет государственного финансирования в 2020–2022 гг. априорная геологическая модель района базировалась на фрагментарных данных, полученных за счет проведения в 2007–2008 гг. региональных сейсмопрофилей 19-РС и 21-РС, а также ограниченного объема площадной сейсморазведки и бурения, выполненных преимущественно в 1970–1990-х гг. В условиях сложного геологического строения информативность этих данных была недостаточна для надежной интерпретации и выявления приоритетных направлений дальнейших геолого-разведочных работ. Значительно повысил интерес к Большесынинской впадине успех поисковых работ в прилегающих районах Денисовского прогиба, где выявлен и в последние годы успешно опоискован крупный высокодебитный рифовый тренд в верхнедевонских отложениях. Данные факты обусловили целесообразность постановки современных региональных сейсморазведочных работ. Создание каркаса региональных профилей в Большесынинской впадине, совместная интерпретация полученной и ретроспективной геолого-геофизической информации позволили значительно углубить представления о строении и перспективах нефтегазоносности территории. В настоящей статье изложены основные результаты изучения полученных за счет средств федерального бюджета геофизических данных. Они касаются структурной интерпретации, палеотектонических реконструкций, сейсмофациального анализа и перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Большесынинской впадины.

Геологическое строение

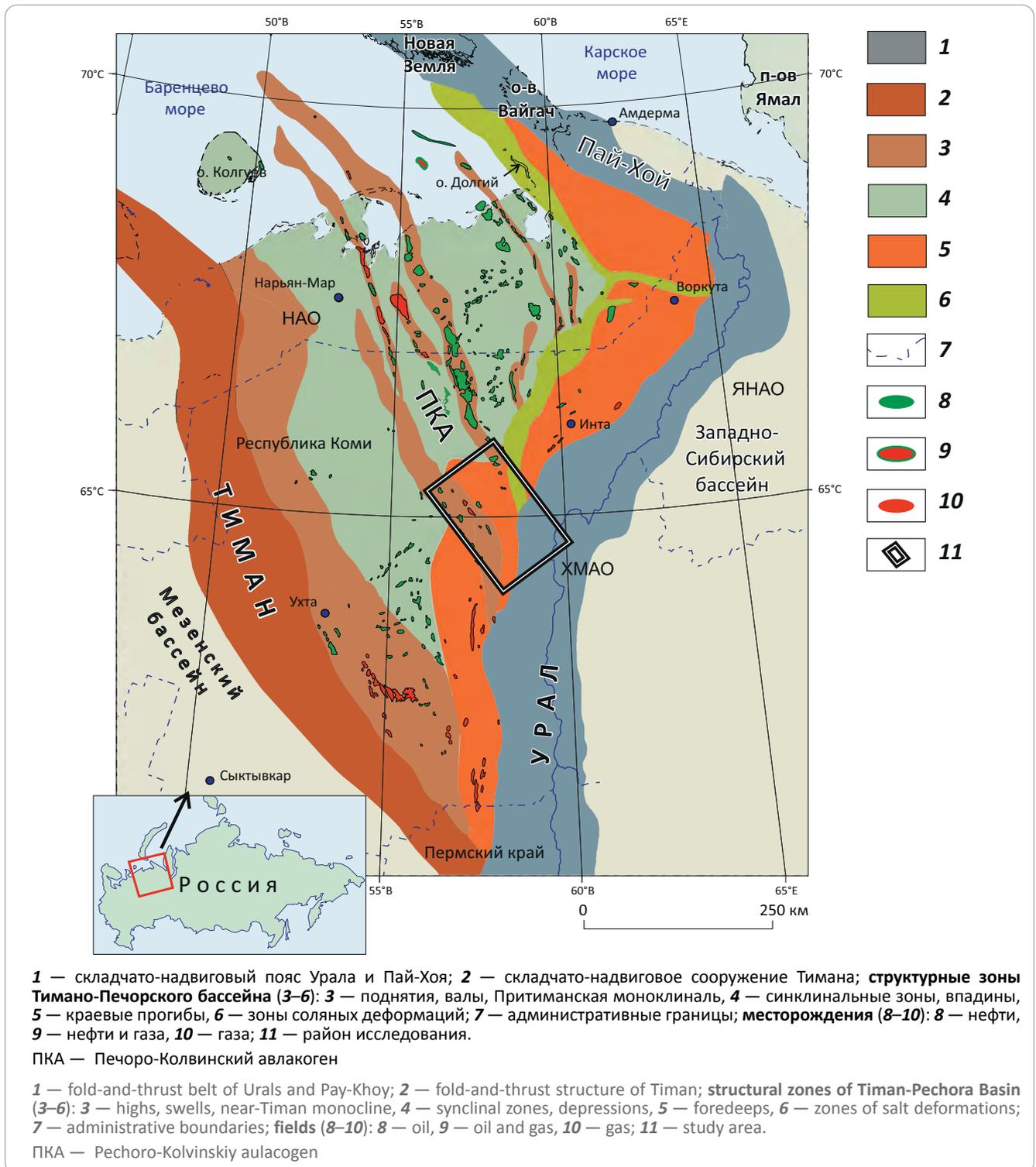
Большесынинская впадина представляет собой сегмент Предуральского краевого прогиба в пределах Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Фундаментом бассейна являются метаморфизованные отложения Печорской плиты, которая соединилась с Восточно-Европейской платформой в позднем докембрии [1]. Своеобразием Большесынинской впадины является то, что в ее пределах краевой прогиб наложен на Печоро-Колвинский авлакоген (рифт), представляющий собой ветвь уральской рифтовой системы позднекембрий-ордовикского времени заложения, проникающей в пределы Печорской плиты.

Характер распределения мощностей в пределах Печоро-Колвинского рифта контролировался

системой листрических сбросов, перемещения по которым определяли положение депоцентров седиментации, которые соседствовали с поднятиями. В силур-раннедевонскую эпоху в зоне растяжения происходило погружение, что привело к формированию мощной толщи преимущественно карбонатных отложений. В среднедевон-франское время произошла структурная реактивация разломов в бортовых частях рифта, обусловленная в основном каледонской складчатостью в Скандинавии и районе Южно-Баренцевоморского бассейна [2, 3]. Последующее развитие территории современной Большесынинской впадины контролировалось тектоническими событиями, вызванными поэтапной аккрецией вулканических дуг и микроконтинентов на континентальной окраине, за которой последовала континентальная коллизия в пермское время. Результатом деформаций континентальной окраины стало образование Уральско-Кавказского надвигового пояса. Юго-восточная часть Большесынинской впадины была перекрыта системой надвиговых пластин. Вдоль разломов древнего заложения Печоро-Колвинского рифта образовались валобразные поднятия, с которыми связаны крупнейшие месторождения нефти и газа Тимано-Печорского бассейна. В мезозойскую и кайнозойскую эры территория испытала несколько эпизодов структурной реактивации, представляющих собой отголоски тектонических событий, происходивших на окраинах Евразии. Наиболее значительные из них имели место в конце триаса, в ходе причленения Южно-Карской плиты к Евразии, чем и была обусловлена складчатость на Пай-Хое [2, 4].

В схематическом виде тектоностратиграфия Большесынинской впадины приведена на рис. 2. В осадочном чехле выделяются следующие основные седиментационные комплексы (мегапоследовательности): рифтовая, континентальной окраины, краевого прогиба и плитного чехла. Рифтовый комплекс охватывает верхнекембрий-ордовикские отложения, включая соли верхнего ордовика. Комплекс континентальной окраины объединяет силур-нижнеуртинские отложения, представленные преимущественно карбонатными толщами с прослоями терригенных отложений и ангидритов. В бортовых зонах Печоро-Колвинского авлакогена отмечаются внедрения основных магматических пород. Мегапоследовательность краевого прогиба включает верхнеуртинско-верхнепермские синколлизонные терригенные отложения с прослоями углей и углистых аргиллитов. Отложения плитного чехла на территории исследования представлены преимущественно триасовыми аллювиальными и прибрежно-морскими толщами.

Рис. 1. Структурная схема Тимано-Печорского бассейна (по [4] с дополнениями)
Fig. 1. Structural scheme of Timan-Pechora Basin (after [4], complemented)

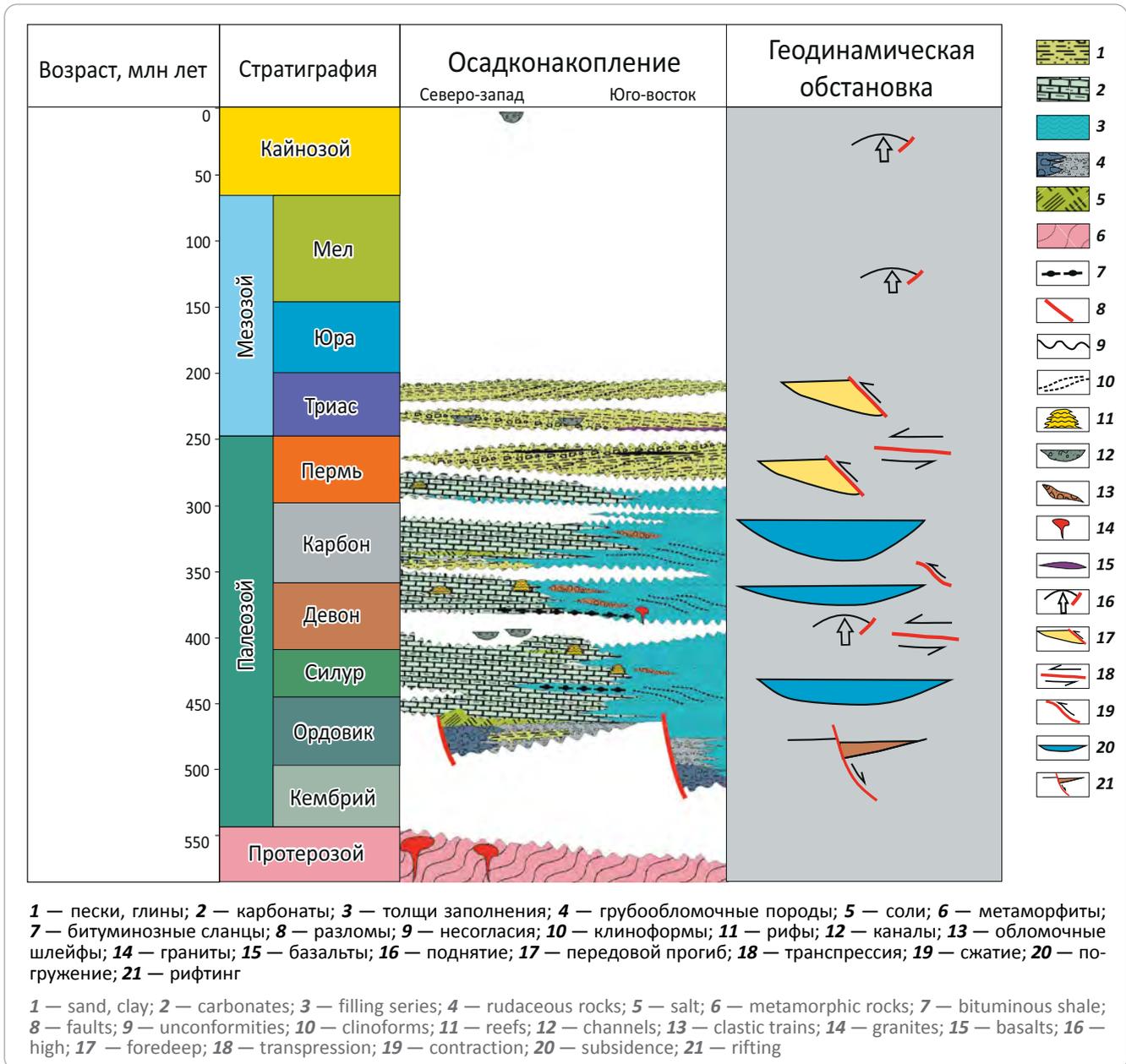


Общее представление о строении Большесынинской впадины дает интерпретированный сейсмический разрез по профилю 2 (рис. 3). Как можно видеть, с приближением к Уралу происходит резкое увеличение толщины осадочного чехла. Северо-западная часть разреза демонстрирует слабодисцированное залегание осадочного чехла, моноκлиально погружающегося к юго-востоку. В интервале верхнедевон-турнейских отложений намечается

карбонатное плато, характеризующееся уменьшенными мощностями карбонатных отложений. Погружение ложа краевого прогиба перед фронтом Урала во многом обеспечивается нарастанием толщины пермских синколлизионных отложений. Изучение геохимических характеристик осадочного чехла Тимано-Печорского бассейна свидетельствует о вероятном наличии в осадочном выполнении Большесынинской впадины высокопродуктивных



Рис. 2. Тектоностратиграфическая схема Большесынинской впадины (по [5] с дополнениями)
Fig. 2. Tectonic and stratigraphic scheme of Bol'shesyninsky depression (after [5], complemented)



нефтегазоматеринских отложений. В первую очередь к ним относятся среднефранско-фаменские отложения доманикового типа и, вероятно, силурийские углеродистые отложения [3, 5, 6].

Юго-восточная часть профиля иллюстрирует многоярусную складчато-надвиговую структуру Уральского пояса. Она включает систему тектонических пластин, представленных в основном девон-каменноугольными отложениями. В кровле аллохтонного комплекса выделяется синколлизийное несогласие в верхнепемских отложениях, датирующее время кульминации надвиговых деформаций.

Методы исследований

В рамках работ по государственному заданию ФГБУ «ВНИГНИ» в 2020–2022 гг. на территории

Большесынинской впадины отработано 530 пог. км (полнократных) сейсмических профилей (рис. 4). Каркас сейсмических разрезов, характеризующих строение Большесынинской впадины, включает в себя 2 профиля северо-западного простирания и 9 субширотных разрезов. Работы проводились с использованием невзрывных источников. Полученные геофизические материалы были увязаны с ретроспективными данными, в том числе с региональными профилями 19-РС и 21-РС. Для интерпретации сейсмических данных привлекались данные потенциальных геофизических полей, бурения и геологического картирования.

Трехмерное расположение сейсмических профилей в интерпретационном проекте приведено на рис. 5.

Рис. 3. Глубинный сейсмический разрез по профилю ПР 02 с геологической интерпретацией
Fig. 3. Deep seismic section along ПР 02 Line with geological interpretation

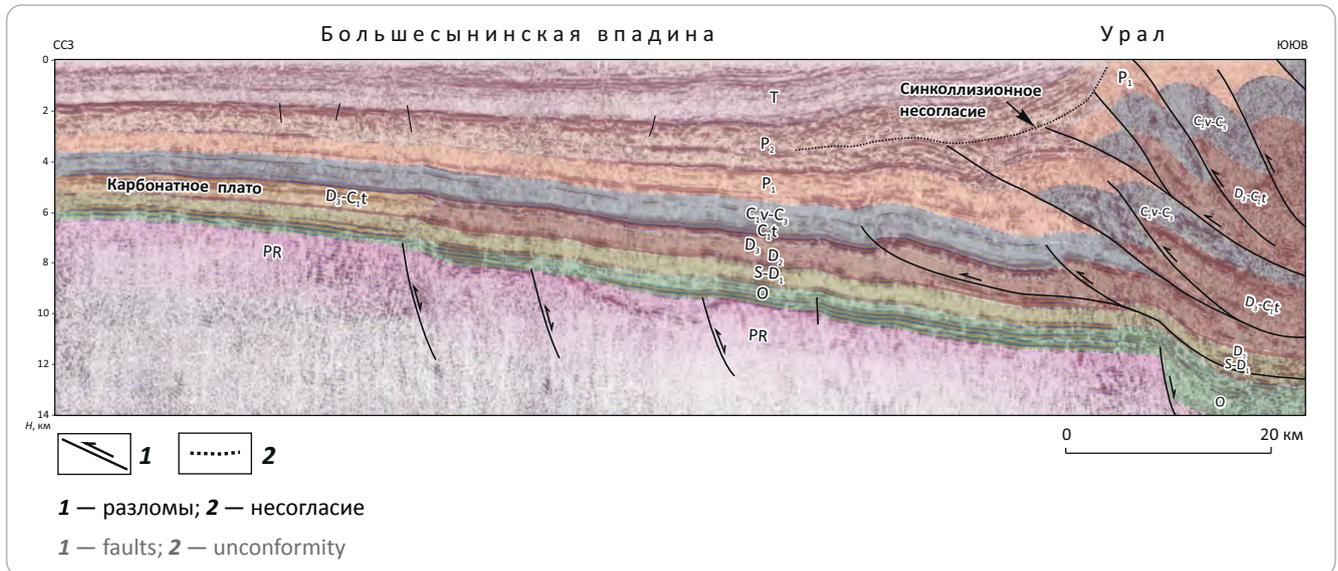
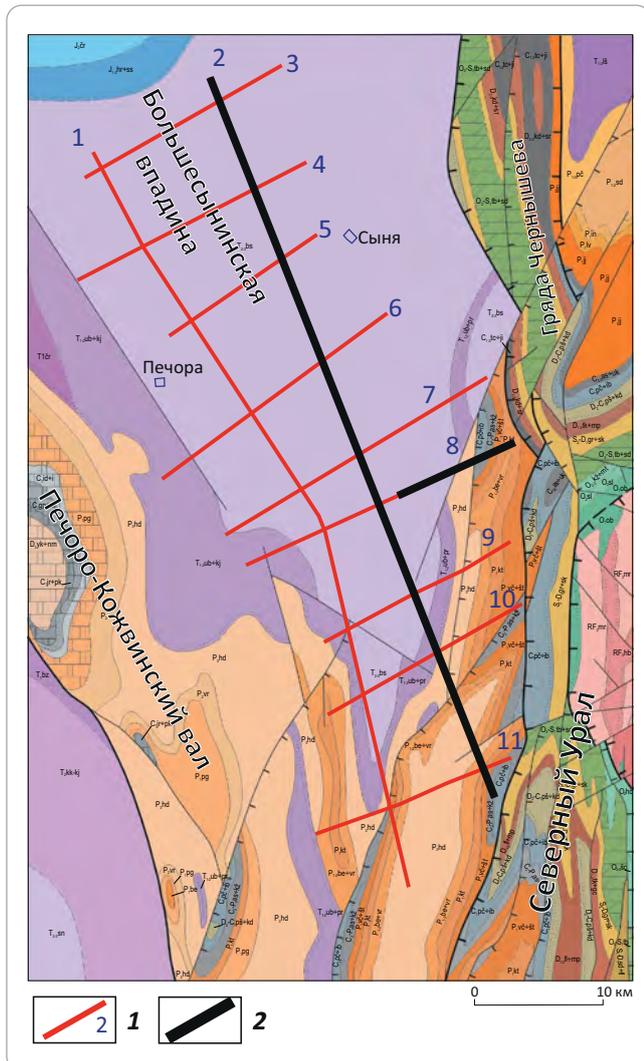


Рис. 4. Схема расположения сейсмических профилей регионального трансекта 32-РС на основе геологической карты

Fig. 4. Location map of seismic survey lines of 32-PC regional transect; the base is a geological map



Усл. обозначения к рис. 4
 Legend for Fig. 4

1 — сейсмопрофиль и его номер; 2 — сейсмопрофили с интерпретацией, представленные в статье
 1 — seismic survey line and its number; 2 — seismic lines with interpretation, which are mentioned in the paper

Результаты исследований

Структурная интерпретация. Специфической чертой геологического строения Большесынинской впадины является сочетание двух основных генераций деформаций — рифтовой и надвиговой, отражающих изменения геодинамических обстановок при формировании Тимано-Печорского бассейна. Нижнепалеозойские рифтовые структуры Печоро-Колвинского авлакогена косо сочленяются с тектоническим фронтом Уральского пояса надвигов (см. рис. 3). Бортовые зоны авлакогена в ходе нескольких фаз инверсионных деформаций были трансформированы в крупные валы юго-восточного простирания — Печоро-Кожвинский и Колвинский. В осевой части Большесынинской впадины прослеживается последовательное моноклиальное погружение седиментационных комплексов континентальной окраины в направлении палео-Уральского бассейна. Это находит отражение в фациальной зональности отложений, обусловленной общим углублением бассейна к юго-востоку.

Строение предуральской части района исследования определяется многоярусной дисгармоничной складчатостью. Интерпретация новых сейсмических данных показывает, что фронт складчато-надвигового пояса Урала образован системой надвиговых чешуй, сложенных, главным образом, девон-каменноугольными отложениями (рис. 6). Суммарная толщина аллохтонного комплекса со-

Рис. 5. Трехмерное положение профилей в интерпретационном проекте
Fig. 5. 3D view of seismic lines used in interpretation project

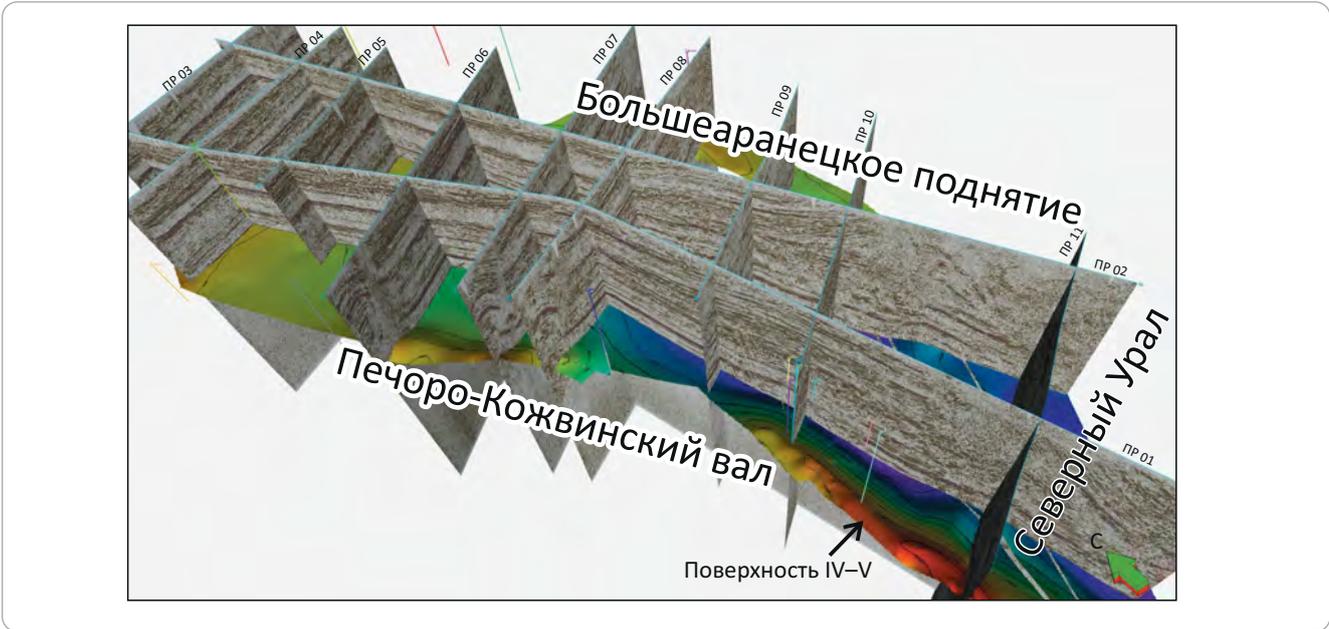
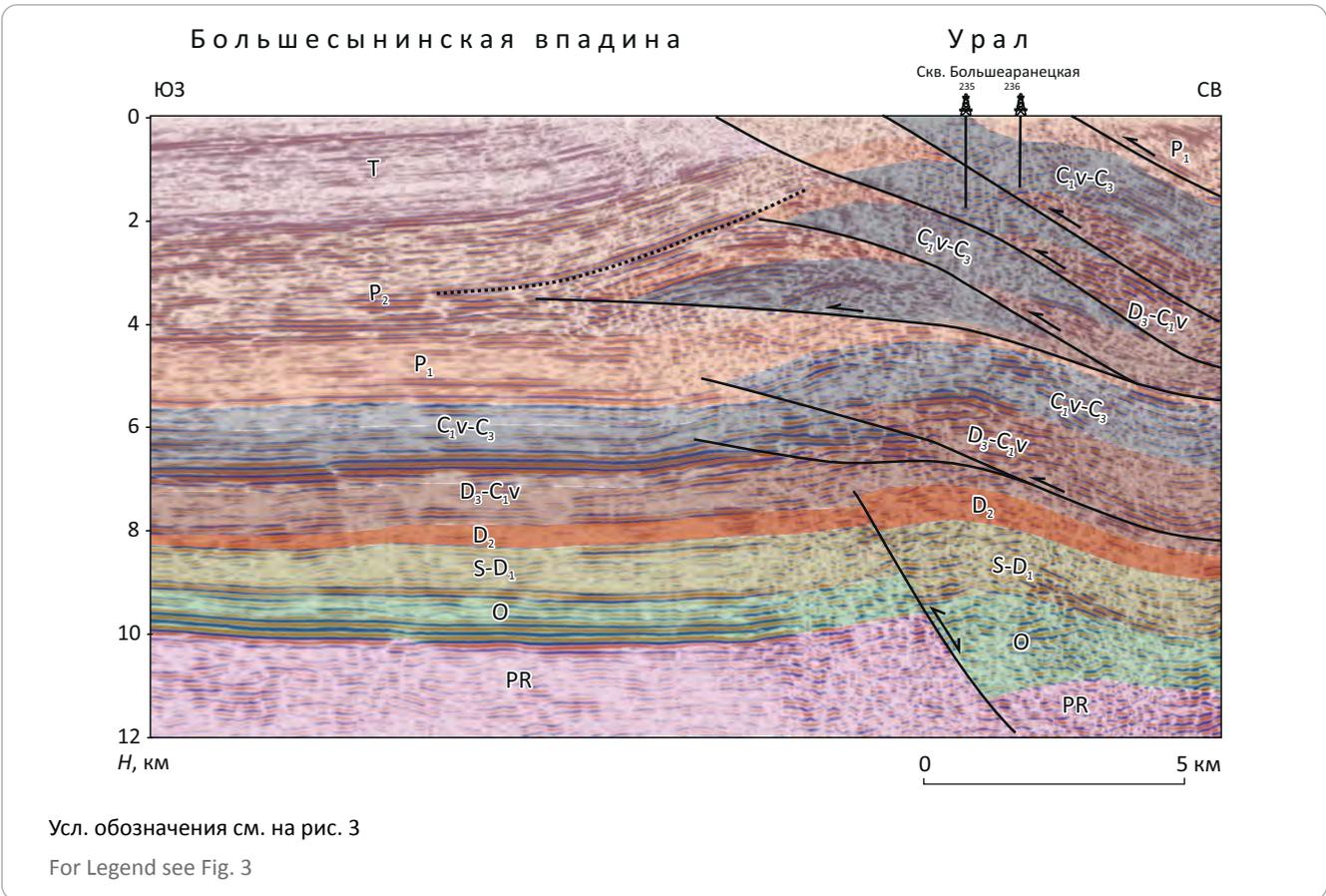


Рис. 6. Фрагмент сейсмического разреза ПР 08 в глубинной области с геологической интерпретацией
Fig. 6. Fragment of ПР 08 seismic section in depth domain; geological interpretation is shown



ставляет около 8 км. Под этими массивными аллохтонными пластинами предполагается наличие поднятия, связанного с инверсией сброса, возникшего на стадии рифтогенеза.

Наблюдаемый характер деформаций в девон-пермских отложениях свидетельствует о том, что формирование структур складчато-надвигового фронта Урала происходило в два этапа. Основ-

ной этап коллизионных деформаций имел место до середины позднепермской эпохи. На это указывает выделенное в верхнепермских отложениях несогласие (см. рис. 3, 6). Оно фиксирует возраст основного этапа складчато-надвиговых движений в этом районе. Наличие надвигов, разрывающих несогласие, а также моноклинальное залегание верхнепермь-триасовых отложений над подстилающим аллохтонным клином показывает, что надвиговая структура фронта Урала испытала еще один этап более молодой деформации. Наличие регионального несогласия в основании юрских отложений на сопредельных территориях позволяет датировать фазу реактивации поздним триасом – началом юры. Этот эпизод деформаций коррелируется со складчатостью на Пай-Хое.

Следствием наблюдаемой дисгармоничности складчато-надвиговой структуры фронта Урала является несовпадение в плане сводовых частей антиклинальных складок, приуроченных к передовым частям надвиговых пластин. В этой связи местоположение скважин, заложение которых основано на предположении о совпадении сводов структур по основным ОГ, оказалось неудачным. Новые данные показывают, что в рассматриваемом регионе могут быть подготовлены высокоамплитудные ловушки, которые не имеют выражения в поверхностном структурном плане.

Палеотектонические реконструкции и сейсмофациальный анализ. Своеобразие геологического строения Большесынинской впадины в основном определяется нахождением ее в зоне сочленения разных структурных элементов, формирование которых происходило в несколько этапов и определялось различными геодинамическими обстановками. Они включают рифтогенез, в процессе которого был образован Печоро-Колвинский авлакоген, а также транспрессионные деформации, которые имели место на заключительных этапах формирования структуры.

Анализ толщин, заключенных между основными ОГ, отражает общую тенденцию седиментационного наращивания мощностей практически всех интервалов разреза осадочного чехла в юго-восточном направлении.

В ордовик-раннедевонское время на севере Большесынинской впадины предполагается существование палеоподнятия, что выражено сокращением мощности силур-нижнедевонских отложений в северо-западной части участка сейсморазведочных работ в 2–3 раза по сравнению с центральными и южными районами. Глубина предфранского перерыва предопределила площадь современного распространения отложений нижнего и среднего девона. На изучаемой территории сохранились лишь незначительные мощности нижнедевонских отложений вплоть до полного их отсутствия на северо-западе Большесынинской впадины (рис. 7). Выход на поверхность размыта части силурийских, а также нижне-

девонских отложений и процессы выщелачивания могли способствовать улучшению коллекторских свойств в кровельной части отложений.

Отложения средне-позднефранского и фаменского возраста на большей части Большесынинской впадины представлены толщами заполнения и депрессионными фациями. На северо-западе по профилям ПР 01 и 04 намечена зона, характеризующаяся уменьшенными толщинами отложений позднедевонского возраста, предположительно связанная с существованием в данном районе карбонатного плато с развитием в его краевых частях органогенных построек франско-фаменского возраста, а также области развития фаменских клиноформ с линзовидными телами обломочных карбонатов (рис. 8, 9). В центральной зоне островного мелководья с развитием слоистых карбонатов отмечаются участки выхода карбонатных средне-верхнефаменских пластов под поверхность предвизейского размыта. Такие объекты в мелководно-шельфовых пластах, перекрытых визейской глинистой покрывкой, содержащие залежи УВ, установлены в непосредственной близости к участку работ. К ним относятся Леккеркское, Восточно-Пыжьельское, Пыжьельское месторождения.

Аномалии волнового поля, предположительно связанные с органогенными постройками франско-фаменского возраста, выделены также в северо-восточной части Большесынинской впадины, в районе выявленных ранее Сынинской и Нитчемьюской структур. Аналогичные тела прогнозируются по материалам площадной сейсморазведки на Южно-Сынинской, Западно-Сынинской, Западно-Суборской площадях [7].

Резкое понижение уровня моря на рубеже турнейского и визейского веков привело к превращению в кожимское время значительной части территории в область денудации. Сохранившаяся от размыта толща терригенных бобриковских и тульских отложений в пределах участка сейсморазведочных работ не превышает 20 м (скважины Нитчемьюская-1, Сынинская-2). При этом промышленная нефтеносность терригенных визейских отложений установлена как на северо-востоке Большесынинской впадины, так и в прилегающих к ней районах. По результатам выполненных сейсморазведочных работ на юге впадины намечена зона увеличенных толщин, предположительно, бобриковских терригенных отложений, однако находится она на глубинах порядка 7000 м и не представляет интереса для поиска скоплений УВ.

Интервал разреза, отвечающий каменноугольно-нижнепермским отложениям, отражает тенденцию постепенного наращивания толщин с севера на юг с 1200–1400 до 2000–2400 м за счет увеличения стратиграфической полноты разреза. По отдельным отработанным сейсмопрофилям отмечен косослоистый рисунок волновой картины с проградационным смещением клиноформ к центру Большесынинской впадины (рис. 10). В северо-вос-



Рис. 7. Палеотектонический профиль выравнивания по 19 РС, иллюстрирующий выклинивание отложений нижнего девона (выравнивание на ОГ III_{f1} (D_{3f1}))

Fig. 7. Flattened paleotectonic section along 19 PC survey line showing the Devonian wedge out (flattening to III_{f1} (D_{3f1}) Reflector)

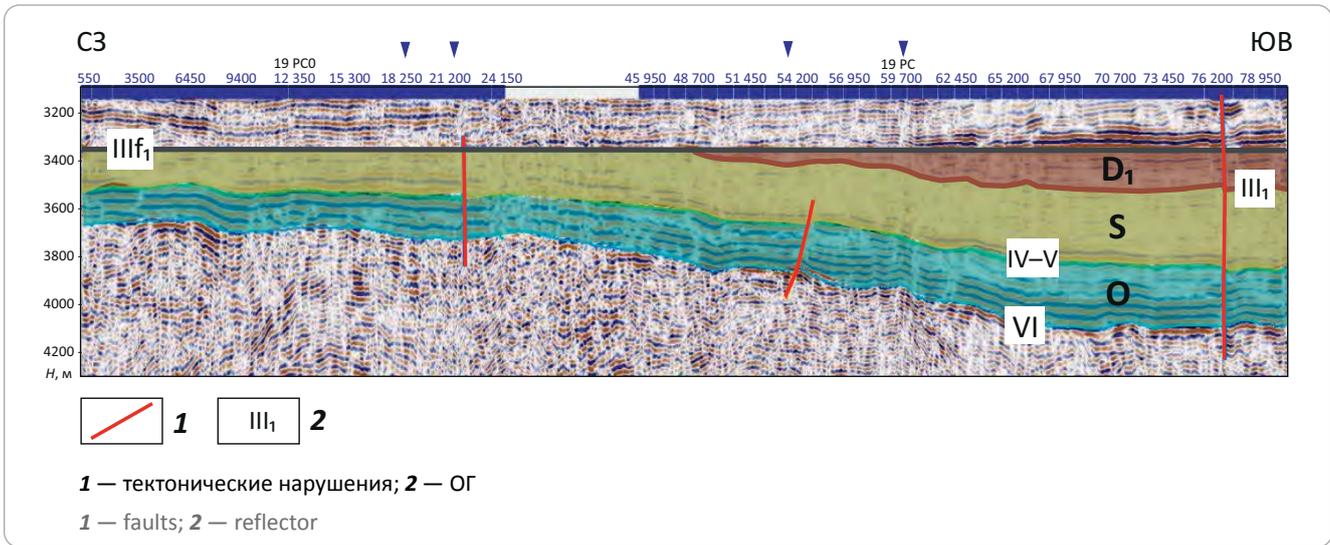
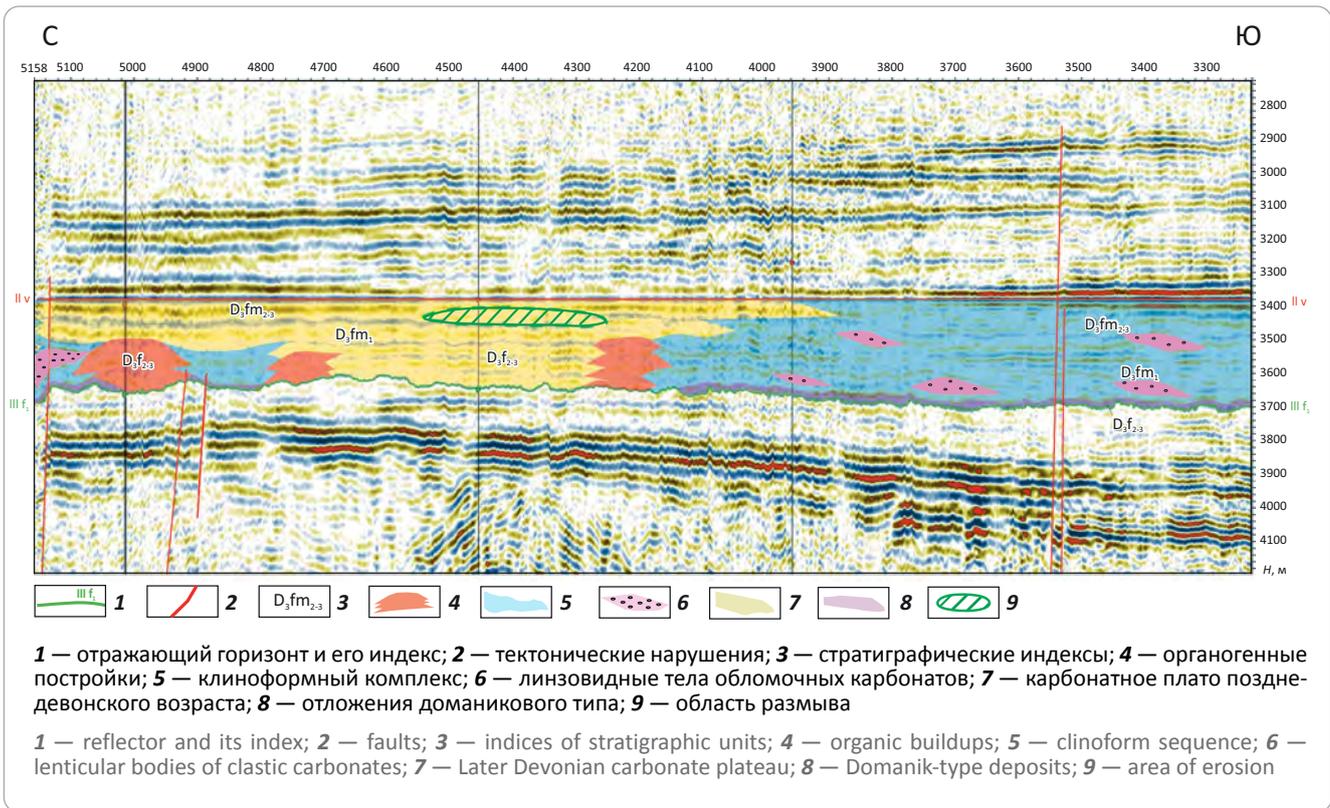


Рис. 8. Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 01 (выравнивание на ОГ II_v)

Fig. 8. Model of the Upper Devonian deposit structure along ПР 01 line (flattening to II_v reflector)



точной части площади выявлены «реликты» органических построек каменноугольно-раннепермского возраста (рис. 11). Наличие литологических залежей, связанных с постройками данного типа, в Большесынинской впадине подтверждено на Южно-Сынинской и Суборской площадях.

Согласно имеющимся представлениям о фациальных обстановках ранне-позднепермского времени, осадконакопление артинско-казанских

отложений в Большесынинской впадине происходило в прибрежно-морских условиях, сменяющихся условиями низменных аллювиальных равнин. На широтных профилях в восточном и юго-восточном направлениях зафиксировано резкое наращивание казанских отложений, связанное с усилением привноса обломочного материала на фоне формирования Урала и интенсивного размыва, а также выявлены аномалии волнового поля типа «врез» (рис. 12).

Рис. 9. Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 04 (выравнивание на ОГ IIv)
Fig. 9. Model of the Upper Devonian deposit structure along ПР 04 line (flattening to IIv reflector)

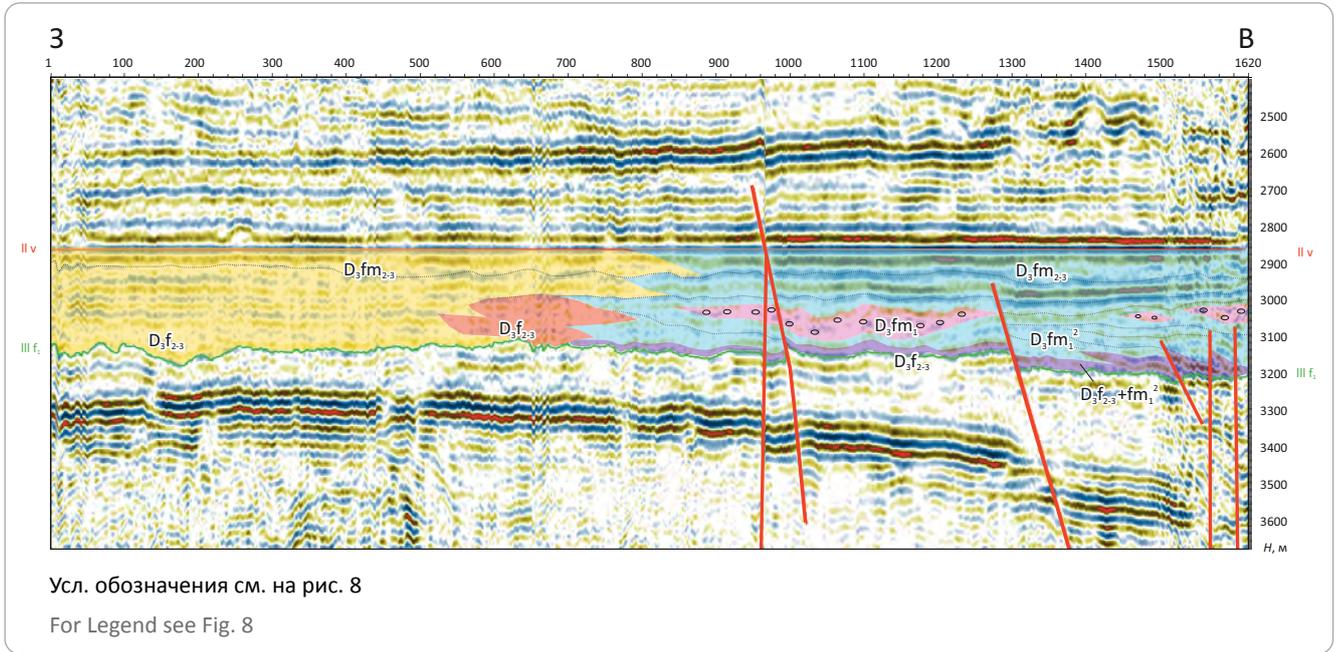
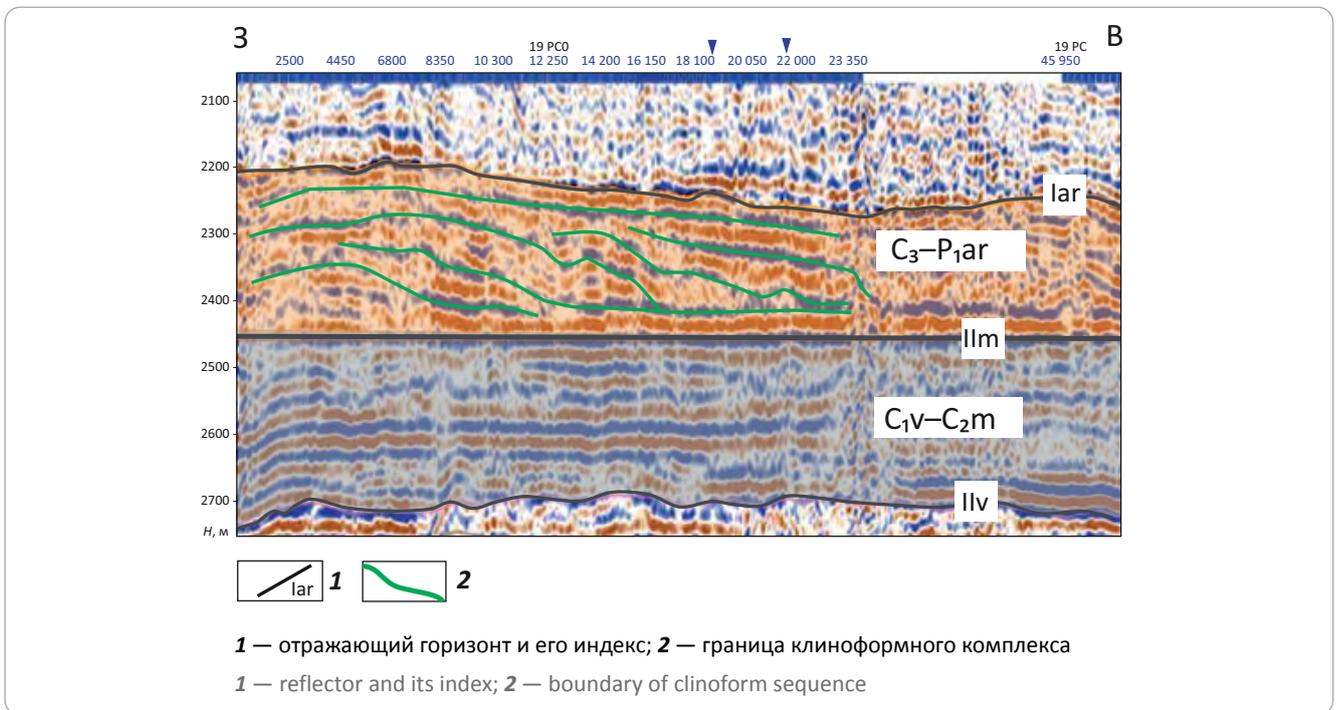


Рис. 10. Фрагмент сейсмического профиля 19 PC (выравнивание на ОГ IIм)
Fig. 10. Fragment of 19 PC seismic line (flattening to IIm Reflector)



Триасовый комплекс представляет собой мощную молассовую толщу терригенных отложений, толщины которых изменяются в пределах Большесынинской впадины от 1400 м в северо-восточной части до 2700 м в наиболее погруженной части Вяткинской депрессии. В направлении бортовых частей толщи резко сокращаются в связи с размывом верхней части отложений.

Перспективы нефтегазоносности. Промышленная нефтегазоносность осадочного чехла Большесынинской впадины установлена в северо-восточной ее части, на продолжении в палеоплане Колвинского мегавала. В карбонатных и терригенных верхнедевонских и нижнепермских отложениях открыты преимущественно нефтяные залежи. Газонефтяная залежь установлена в усть-печорских и зеленец-

Рис. 11. Фрагмент сейсмического профиля ПР 04
Fig. 11. Fragment of ПР 04 seismic line

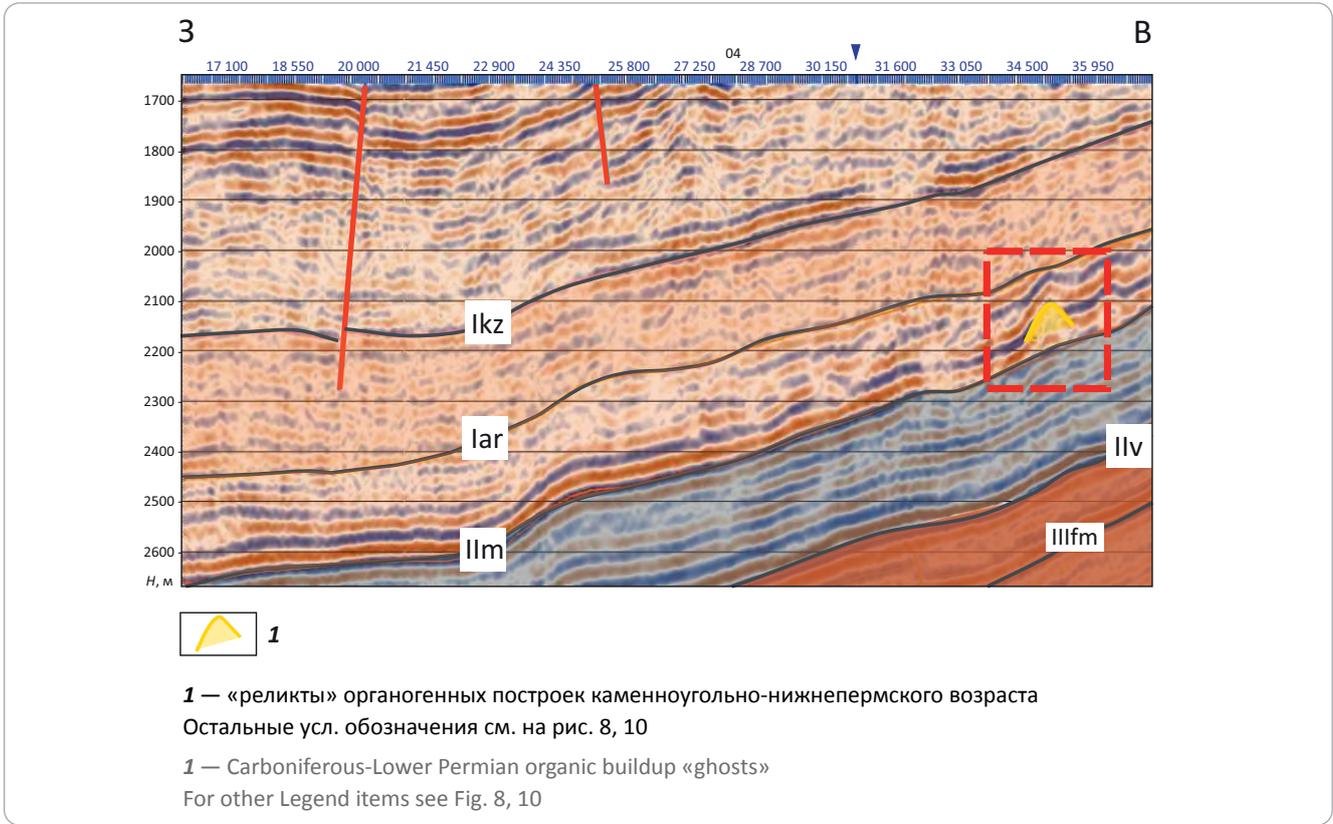


Рис. 12. Фрагмент сейсмического профиля ПР 04
Fig. 12. Fragment of ПР 04 seismic line

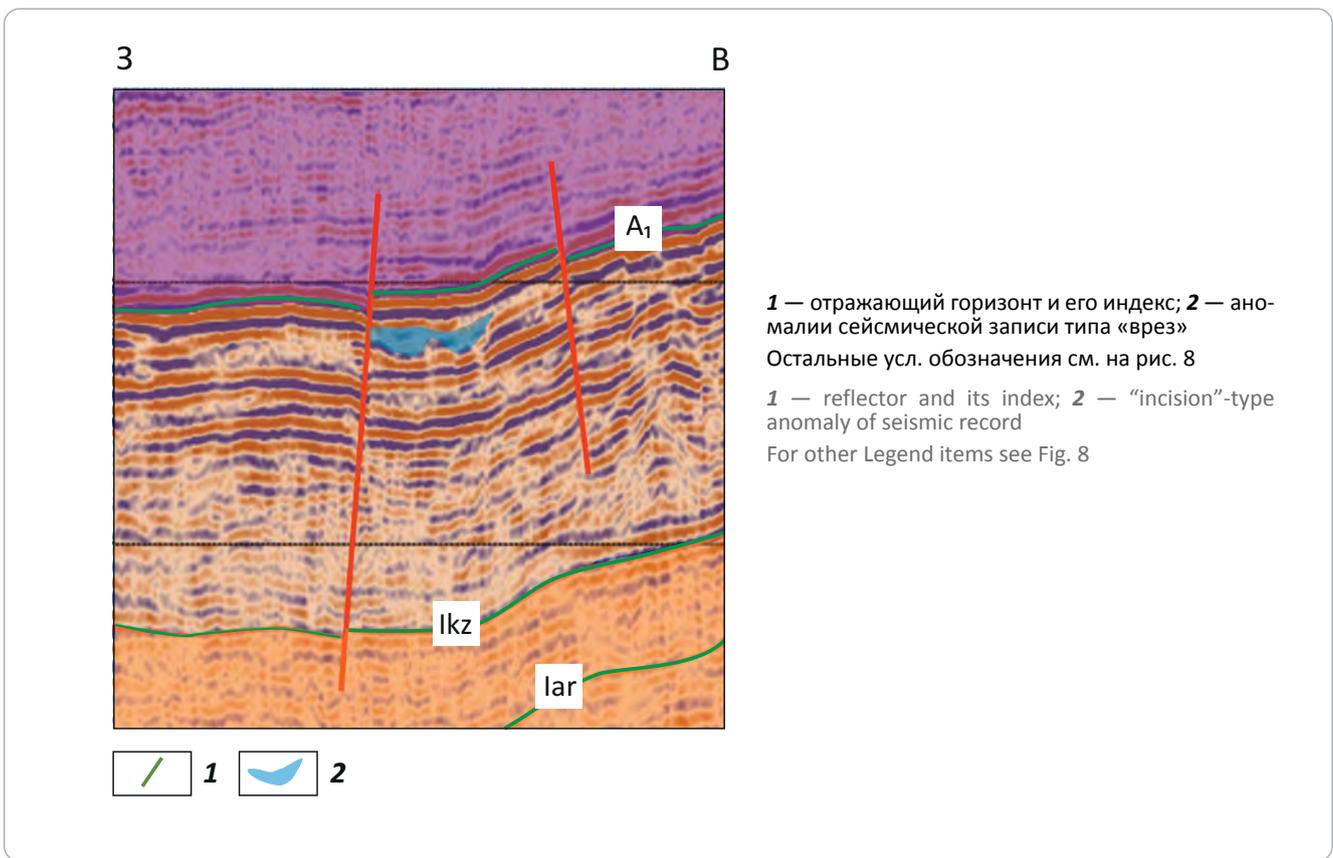
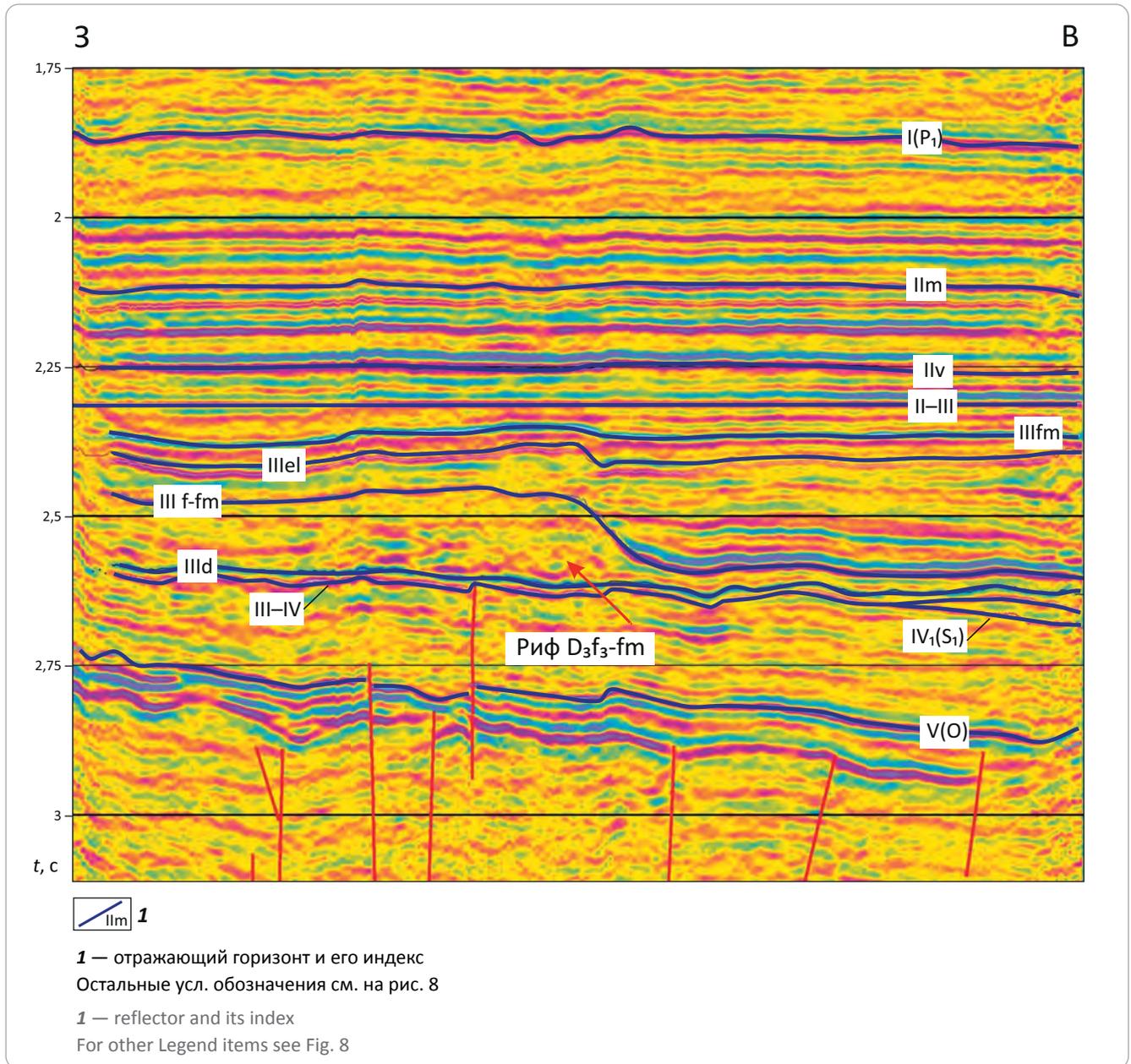


Рис. 13. Фрагмент временного сейсмического разреза через Южно-Баяндыское месторождение Денисовского прогиба
Fig. 13. Fragment of seismic time section across the South Bayansyky field, the Denisovsky trough



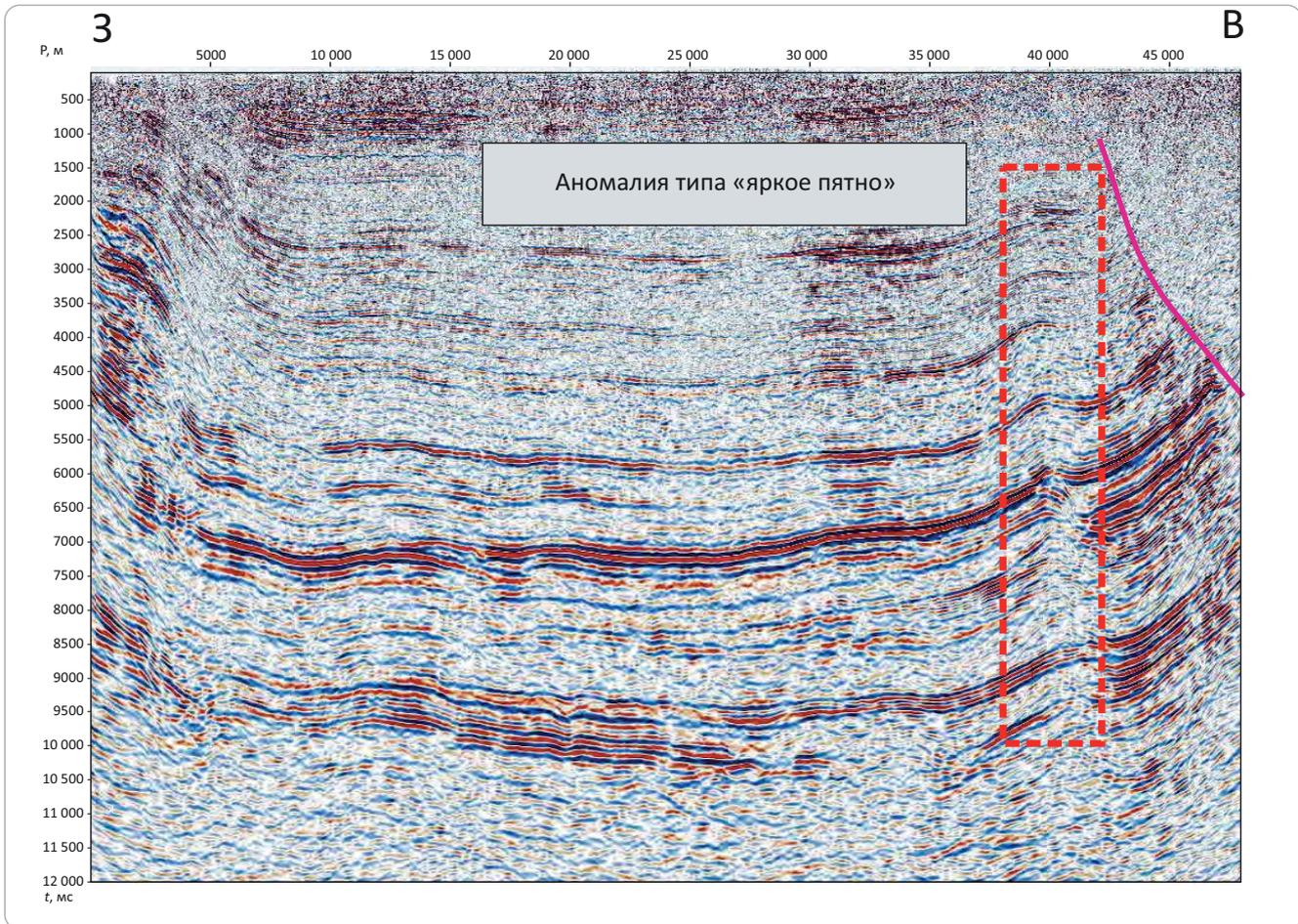
ких отложениях только на Восточно-Пыжьельском месторождении. Согласно количественной оценке ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г., неразведанные начальные суммарные ресурсы Больше-сынинского нефтегазогеологического районирования оценены в 72,293 млрд м³ свободного газа и 68,159 млн т нефти (извлекаемые), причем на долю средневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса приходится 30 %, доманиково-турнейского — 20 %.

Новые данные, полученные по результатам сейсморазведочных работ в Большесынинской впадине, значительно уточнили существующие представления о геологическом строении данной региональной структуры и позволили наметить ряд перспективных направлений для дальнейших геолого-разведочных работ.

Благоприятное структурное положение для формирования залежей нефти и газа занимают северные районы впадины. Здесь прогнозируются зоны улучшенных коллекторских свойств, связанные с участками выхода карбонатных пластов верхнего девона, нижнего девона и силура под поверхность предвизейского и предфранского размылов. Перспективность этой части исследуемого района подтверждается тем обстоятельством, что на прилегающих территориях Денисовского прогиба продуктивность большинства названных поисковых объектов уже доказана. В качестве примера на рис. 13 приведен временной сейсмический разрез через Южно-Баяндыское месторождение, на котором установлена нефтеносность верхнефранско-фаменских рифов.



Рис. 14. Аномалия сейсмической записи на временном разрезе ПР 07
Fig. 14. Anomaly of seismic record in ПР 07 time section



Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона перспективным направлением дальнейших геолого-разведочных работ является оконтуривание зоны островного мелководья, намеченной в верхнедевонской части разреза (профили ПР 01, 04), а также сопутствующих клиноформных комплексов, депоцентры которых могут содержать наибольшие эффективные толщины обломочных карбонатных пород [8]. Выявленное карбонатное плато может быть окаймлено органогенными постройками, с которыми связана промышленная нефтеносность Денисовского прогиба. Достигнутая на сегодняшний день плотность сейсморазведки МОГТ-2D в северной части Большесынинской впадины явно недостаточна для локализации такого типа нефтегазоперспективных объектов.

Значительный интерес для проведения региональных геолого-разведочных работ представляет восточный борт Большесынинской впадины, где установлено развитие надвиговых структур, к которым приурочены антиклинальные складки. Наиболее высокие гипсометрические отметки по перспективным в нефтегазонасном отношении горизонтам зарегистрированы на профиле ПР 07, на котором над складкой, примыкающей с запада к надвигу, наблюдаются качественные признаки на-

личия УВ типа «яркое пятно» (рис. 14). Данная аномалия находит свое отражение и в атрибутах сейсмической записи.

Новая структурная интерпретация дает основание предполагать наличие перспективных поисковых объектов, приуроченных к высокоамплитудным складкам в передовых частях надвиговых пластин. Дисгармоничный характер деформаций в этой зоне создает условия для формирования ловушек нефти и газа, которые не имеют выражения в приповерхностных слоях. Эти ловушки выражены в регионально нефтегазонасных девон-нижнепермских отложениях и представляют очевидный интерес для дальнейших геолого-разведочных работ в Большесынинской впадине. В схематическом виде основные типы ловушек в этом районе показаны на рис. 15. Принимая во внимание высокий уровень катагенетической преобразованности ОВ основных нефтегазоматеринских отложений зоны сочленения Большесынинской впадины и складчато-надвигового пояса Урала, предполагается, что в этом районе будут преобладать залежи газа [9, 10].

Наибольший интерес представляют ловушки, связанные со «слепыми» надвигами, к которым относятся разломы, не достигающие поверхности. Подобные структуры образованы либо на раннем эта-

Литература

1. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. – М.: Изд-во «Недра», 2004 г. – 396 с.
2. Соборнов К.О. Нефтегазоносный потенциал зон дислоцированных соляных диапиров Тимано-Печорского бассейна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – Т. 181. – № 2. – С. 29–37.
3. Gee D.G., Bogolepova O.K., Lorenz H. The Timanide, Caledonide and Uralide orogens in the Eurasian high Arctic, and relationships to the palaeo-continents Laurentia, Baltica and Siberia // *European Lithosphere Dynamics*. – 2006. – С. 507–520.
4. Соборнов К.О. Региональная структура, диапиризм солей и нефтегазоносный потенциал акваториальной части Тимано-Печорского бассейна // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2023. – Т. 37. – № 1. – С. 16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29.
5. *Атлас геологических карт Тимано-Печорского седиментационного бассейна* / Под ред. Н.И. Никонова. – Ухта: Региональный Дом печати, 2002. – 132 с.
6. Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1) // *Геология нефти и газа*. – 2023. – № 1. – С. 53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66.
7. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 1–7. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4.
8. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmianskaya N.Yu. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // *Геология нефти и газа*. – 2019. – № 3. – С. 23–38. DOI: 10.41748/0016-7894-2019-3-23-38.
9. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна // Доклад на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России». – СПб.: ВНИГРИ, 2012.
10. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // *Геология нефти и газа*. – 2021. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18.

References

1. Belonin M.D., Budanov G.F., Danilevskii S.A., Prishchepa O.M., Teplov E.L. Timano-Pechorskaya provintsia: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya [Timan-Pechora Province: geological structure, hydrocarbon potential, and future development trends]. Moscow: Izdatel'stvo «Nedra»; 2004. 396 p. In Russ.
2. Sobornov K.O. Petroleum potential of the squeezed diapir' zones of the Timan-Pechora basin. Mineral resources of Russia. *Economics & Management*. 2023;181(2):29–37. In Russ.
3. Gee D.G., Bogolepova O.K., Lorenz H. The Timanide, Caledonide and Uralide orogens in the Eurasian high Arctic, and relationships to the palaeo-continents Laurentia, Baltica and Siberia. In: *European Lithosphere Dynamics*. 2006. pp. 507–520.
4. Sobornov K.O. Regional structure, salt diapirism and petroleum potential of the offshore part of the Timan-Pechora basin. *Scientific journal of the Russian gas society*. 2023;37(1):16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29. In Russ.
5. *Atlas geologicheskikh kart Timano-Pechorskogo sedimentatsionnogo basseina* [Atlas of geological maps, Timan-Pechora Sedimentation Basin]. In: N.I. Nikonova, ed. Ukhta: Regional'nyi Dom pechati; 2002. 132 p. In Russ.
6. Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlaskaya-1 well data). *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(1):53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66. In Russ.
7. Nikonov N.I., Kuranov A.V. Prospective directions of oil and gas exploration in the Pre-Ural foredeep. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2017;19(4):1–7. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4. In Russ.
8. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmianskaya N.Yu. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):23–38. DOI: 10.41748/0016-7894-2019-3-23-38. In Russ.
9. Bazhenova T.K., Bogoslovskii S.A. Rezul'taty raschetnogo modelirovaniya nefte- i gazoobrazovaniya v progibakh Timano-Pechorskogo basseina [Results of oil and gas generation computer modelling in downwarps of Timan-Pechora Basin]. In: Doklad na nauchno-prakticheskoi konferentsii «Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoi bazy nefiti i gaza severa evropeiskoi chasti Rossii». St. Petersburg: VNI GRI; 2012. In Russ.
10. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Kolokolova I.V., Akhmetzhanova Z.M. New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential. *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(1):7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18. In Russ.

Информация об авторах

Сотникова Алена Георгиевна

кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Пашков Владимир Геннадьевич

доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: pashkov@vnigni.ru

Баранова Анна Викторовна

руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: baranova@vnigni.ru

Никитина Светлана Михайловна

главный геолог
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д. 10
email: s.nikitina@geopraime.ru

Шапошникова Анжела Николаевна

главный геофизик
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д.10
email: a.shaposhnikova@geopraime.ru

Карпюк Тамара Алексеевна

руководитель группы
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д. 10
email: t.karpyuk@geopraime.ru

Information about authors

Alena G. Sotnikova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Vladimir G. Pashkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
email: pashkov@vnigni.ru

Anna V. Baranova

Head of Group
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
email: baranova@vnigni.ru

Svetlana M. Nikitina

Senior Geologist
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: s.nikitina@geopraime.ru

Anzhela N. Shaposhnikova

Senior Geophysicist
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: a.shaposhnikova@geopraime.ru

Tamara A. Karpyuk

Head of Group
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: t.karpyuk@geopraime.ru