

Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья

К.О. Соборнов

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», Москва, Россия

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Сравнительное исследование Предуралья в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов показывает значительные различия между ними в строении и нефтегазоносности. Эти различия во многом определялись геодинамическими условиями их развития. В Тимано-Печорском бассейне был реализован классический сценарий формирования бассейна континентальной окраины, позднее трансформированный в краевой прогиб. Осадочный чехол этого бассейна включает только фанерозойские отложения. Основной нефтематеринской породой являются доманиковые битуминозные сланцы, развитые преимущественно в его восточной предуральской части. Они обеспечили накопление нефти в пределах большей части Тимано-Печорского бассейна. В Волго-Уральском бассейне осадочный чехол включает отложения рифейского и палеозойского перикратонных прогибов, при этом толщина первого значительно больше. В условиях столкновения уральской окраины с Магнитогорской дугой в среднем девоне – фране рифейский прогиб в Южном Предуралье испытал структурную инверсию. Она сопровождалась утолщением рифейского комплекса за счет реактивации существовавших докембрийских деформаций и региональным подъемом в Южном Предуралье, в результате чего зона доманиковых прогибов сместилась во внутренние районы Волго-Уральского бассейна. Из-за регионального подъема, связанного с инверсией рифейского бассейна, доманиковые отложения на большей части Южного Предуралья остались термически незрелыми. Предполагается, что аномальная концентрация нефти палеозойских отложениях юго-восточных районов Волго-Уральского бассейна была в значительной степени обеспечена миграцией нефти из многокилометровых рифейских толщ Южного Предуралья.

Ключевые слова: Тимано-Печорский бассейн, Волго-Уральский бассейн, Уральский надвиговый пояс, нефть, газ, доманиковые сланцы, рифейский прогиб, структурная реактивация, миграция углеводородов

Для цитирования: Соборнов К.О. (2023). Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья. *Георесурсы*, 25(2), с. 187–202. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.13>

В Предуралье на территории Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов расположены важнейшие нефтегазодобывающие районы России. Они уступают по запасам нефти и газа только Западной Сибири. Совместно с Прикаспийским и Баренцевоморским бассейнами Предуралье образует крупнейшую в Евразии область осадконакопления на окраине Восточно-Европейской платформы, протяженность которой составляет около 4 000 км (рис. 1). Эта система бассейнов обладает огромным нефтегазоносным потенциалом. В ее пределах располагается одно из крупнейших в мире Ромашкинское месторождение, запасы нефти которого составляют около 5 млрд т (Галимов, Камалеева, 2015 и др.). Геохимические исследования показывают, что только в пределах краевых прогибов Тимано-Печорского бассейна было образовано около 1 трлн т нефтяного эквивалента (Баженова, Богословский, 2012). Такой объем углеводородов более чем в 1000 раз превосходит суммарные запасы выявленных в краевых прогибах этого бассейна месторождений, что свидетельствует о том, что большое количество залежей еще не открыто.

Интерпретация современных геолого-геофизических данных, характеризующих строение и нефтегазоносность Предуралья, предоставляет большое количество

свидетельств того, что развитие нефтегазовых систем во многом контролировалось геодинамическими процессами в пределах континентальной окраины Восточно-Европейской платформы (Шейн и др., 2020 и др.). Наряду с эвстатическими и климатическими факторами геодинамические условия определяли обстановки осадконакопления. Структурные перестройки фиксируются в виде несогласий и изменений в условиях седиментации. Геодинамические режимы контролировали тектонические события, гидродинамику и термобарические условия осадочных бассейнов. Обобщение данных о нефтегазоносности Предуралья показывает, что важнейшими факторами нефтегазоносности на большей части рассматриваемой территории являются структурные условия залегания нефтегазоносных комплексов и распределение зрелых нефтегазоматеринских отложений доманикового горизонта. В свете новых данных становится все более очевидным, что принципиальное значение для нефтегазоносности наиболее продуктивных юго-восточных районов Волго-Уральского бассейна имеют рифейские прогибы, отсутствующие в Тимано-Печорском бассейне. Эти факторы нефтегазоносности рассматриваются в настоящей статье в контексте регионального геодинамического развития.

Региональное строение

В региональной структуре Евразии Урал представляет собой субмеридиональную трансконтинентальную складчатую систему. Она разделяет Восточно-Европейскую

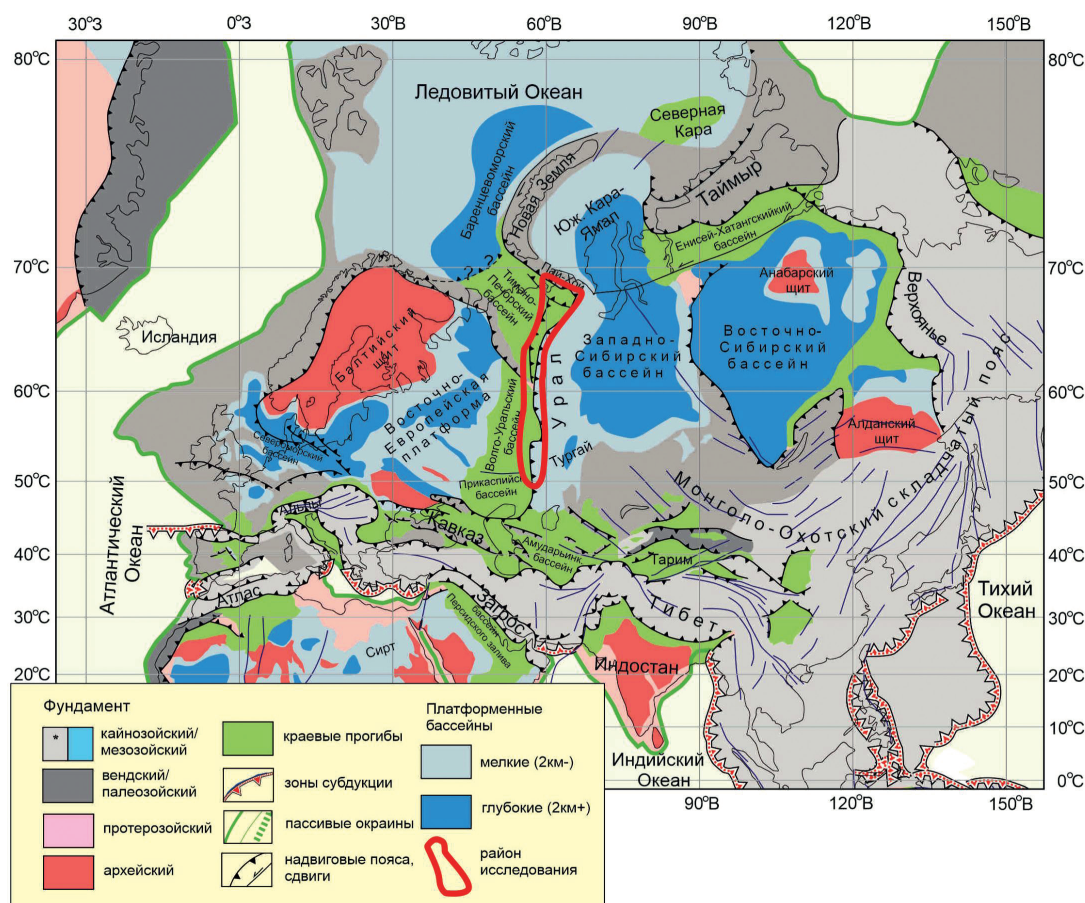


Рис. 1. Схема структурного районирования Евразии и прилегающих районов с выделением эпикратонных бассейнов и краевых прогибов (по (Bally et al., 2020) с изменениями и дополнениями). Красным контуром показано положение исследуемого района Предуралья

платформу и Печорскую плиту от сложнодислоцированной системы Алтаид, слагающую фундамент Западно-Сибирского бассейна и северного Казахстана (Зоненшайн и др., 1984; Şengör et al., 1993 и др.). Урал представляет собой складчато-надвиговую систему, образованную протерозойско-палеозойскими отложениями, имеющими ясное выражение в геофизических полях (рис. 2).

Структурный план Урала и Предуралья определяется системой дислоцированных тектонических покровов, надвинутых на окраину Восточно-Европейской платформы, перед фронтом которых расположена цепочка краевых прогибов. В строении аллохтонных структур участвуют породы океанического происхождения, а также осадочный чехол континентальной окраины. Данные палеомагнитных исследований и структурных реконструкций свидетельствуют о том, что суммарная величина поперечного сокращения слоев надвигового пояса Урала может измеряться первыми сотнями километров, например, в пределах Приполярного Урала она оценивается в 180 км (Иосифиди, Храмов, 2012). Видимая часть Уральского складчатого сооружения, образованная главным образом дислоцированными породами рифея-палеозоя, представляет собой фрагмент значительно более крупной орогенической структуры. Ее восточная часть перекрыта плитным осадочным чехлом Западной Сибири и Тургайского бассейна.

Изучение строения Предуралья показывает, что важнейшую роль в его развитии имеет докембрийская история, с которой связано накопление многокилометровой

толщи рифей-вендских отложений. Они во многом определяют структурные стили деформаций и, вероятно, нефтегазоносность Предуралья (Соборнов, Скрипий, 1993). Осадочные отложения рифея – венда широко распространены в Волго-Уральском бассейне и отсутствуют в Тимано-Печорском. Их образование происходило в условиях континентальной окраины Тиманского океана, которая простиралась косо по отношению к структурному тренду Урала (Кузнецов и др., 2007; Пучков 2010 и др.) и включала Мезенский и Волго-Уральский бассейны (рис. 2).

Закрытие Тиманского океана произошло в предвендское время. Это событие сопровождалось столкновением Печорской плиты и Восточно-Европейской платформы, в результате чего возник складчатый пояс Тимана. Вдоль Тимана происходило надвиговое сочленение Печорской плиты с погруженной частью Восточно-Европейской платформы (Зоненшайн и др., 1984 и др.). Южнее этот складчатый пояс был перекрыт наложенными структурами Урала. Несогласие в основании вендских отложений, которые слагают плитный чехол тиманид, фиксирует завершение тиманской складчатости

В фанерозое развитие рассматриваемого региона определялось становлением Уральской складчатой системы. Раскрытие Уральского океана относится к рубежу кембрия – ордовика. С силура вдоль окраины континента формировалась система островных дуг. Начиная с девона островные дуги и микроконтиненты сталкивались с Уральской континентальной окраиной, аккреционно наращивая ее (Зоненшайн и др., 1984; Пучков, 2010;

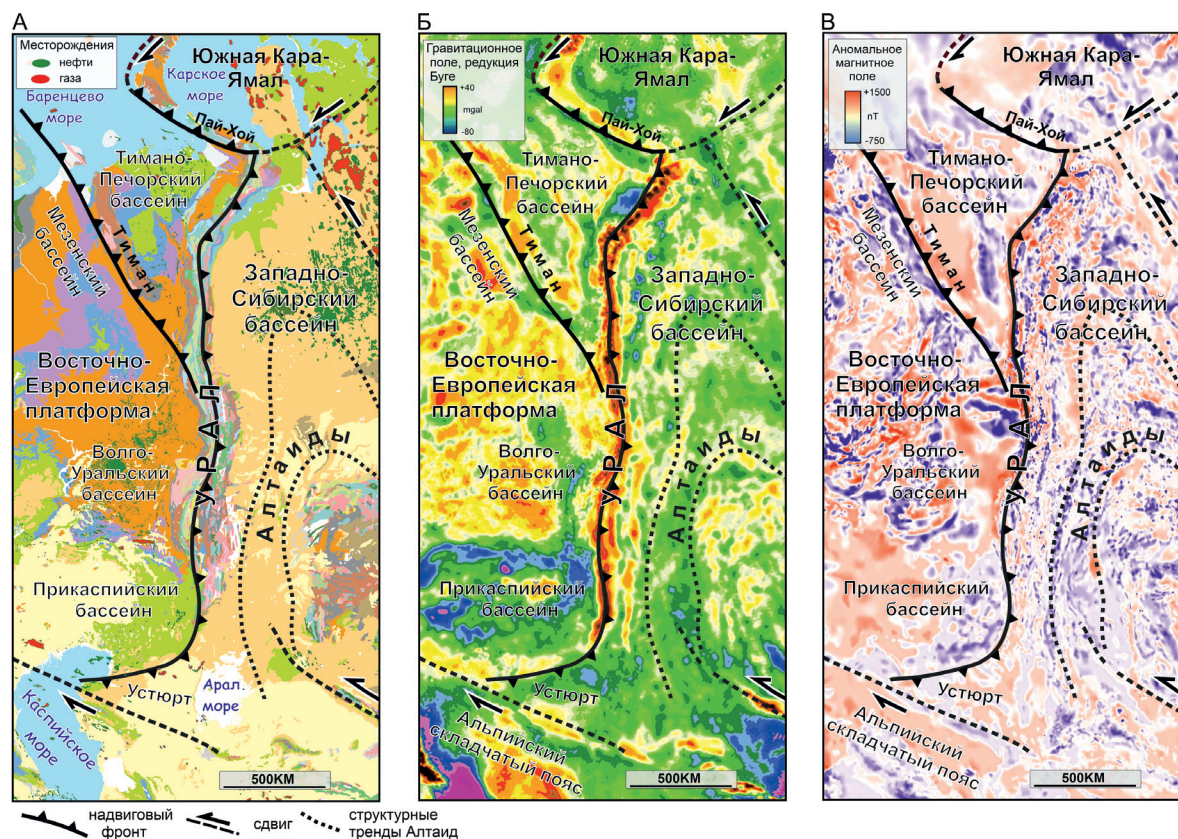


Рис. 2. Карты Уральского региона с выделением основных структурных элементов: А – геологическая с распределением месторождений нефти и газа; Б – гравитационного поля в редукции Буге; В – аномального магнитного поля. С использованием данных ВСЕГЕИ (<https://vsegei.ru/>)

Свяжина, Петров, 2011; Шеин и др., 2020). Эти процессы сопровождалась вулканизмом и формированием метаморфических комплексов Урала и вызывали деформации континентальной окраины. Сложная конфигурация сближающейся континентальной окраины и островных дуг приводила к диахронности тектонических событий, а также к различиям в интенсивности проявлении эпизодов деформаций по простиранию складчатого пояса. Все это может служить объяснением вариации фациального состава и толщин отложений, накапливавшихся в перикратонном бассейне.

В карбоне океаническая кора Урала была поэтапно субдуцирована. За этим последовала континентальная коллизия окраины Восточно-Европейской платформы с коллажем островных дуг и микроконтинентов Алтаид, в результате чего был сформирован складчато-надвиговой пояс Урала (Зоненшайн и др., 1984; Şengör et al., 1993 и др.). Со временем фронт уральских деформаций смещался от периферии континентальной окраины к ее внешним зонам с сопровождением инверсией сбросов, образованных на стадии ее растяжения. Кульминация континентальной коллизии на Урале приходится на вторую половину артинского века, когда карбонатная седиментация в Предуралье была повсеместно подавлена массовым поступлением обломочного материала с растущего складчатого сооружения Урала. Пермская коллизия на Урале явилась элементом становления суперконтинента Пангея. Орогеническое поднятие Урала способствовало изоляции впадин Предуральского краевого прогиба, где в кунгурском веке локально накапливались соли. В конце триаса северные районы Предуралья были затронуты

складчатостью на Пай-Хое. В дальнейшем в структурном развитии Уральского региона отмечены эпизоды структурной реактивации, представляющие собой отголоски тектонических событий на периферии Евразии.

Общий ход развития Урала и Предуралья в фанерозое предопределил формирование следующих основных седиментационных последовательностей: рифтовой, континентальной окраины, краевого прогиба и плитного чехла. Рифтовая последовательность охватывает позднекембрийско-ордовикские отложения. Они широко распространены в пределах Тимано-Печорского бассейна и залегают на докембрийском тиманском фундаменте. В Волго-Уральском бассейне они развиты исключительно локально в зоне сочленения с Прикаспийским бассейном. Комплекс континентальной окраины объединяет силурийско-раннеартинские отложения, которые широко распространены в Тимано-Печорском бассейне, где представлены преимущественно карбонатными толщами с прослоями терригенных пород и ангидритов. В Волго-Уральском бассейне этот комплекс лишен силурийско-нижнедевонских отложений. Здесь в основании палеозойского чехла залегают среднедевонские отложения, трансгрессивно перекрывающие рифей-вендские осадочные толщи и байкальский фундамент. Последовательность краевого прогиба образована позднеартинско-позднепермскими синорогенными отложениями. На северо-востоке Тимано-Печорского бассейна эта последовательность включает также триасовые толщи, которые накапливались во время формирования складчатого пояса Пай-Хоя. Отложения плитного чехла распространены главным образом на севере Предуралья, где они сложены юрско-кайнозойскими

терригенными отложениями мелководно-морского и континентального происхождения.

Структурные стили деформаций Предуралья

Несмотря на приуроченность к единой континентальной окраине, осадочный чехол и фундамент Предуралья значительно отличаются по составу и строению. Различия в структурных стилях деформаций можно видеть на серии геологических разрезов, схематически приведенных на рис. 3. Эти разрезы составлены на основе интерпретации сейсмических данных с привлечением дополнительной геолого-геофизической информации и структурных построений различных исследователей (Камалетдинов, 1974; Казанцев, 1984; Щекотова, 1990; Юдин, 1994; Kashubin et al., 2006; Данилов и др., 2015 и др.). Они также учитывают общие особенности строения складчато-надвиговых зон в районах аналогичного строения, что позволяет рассматривать наиболее реалистичные сценарии структурной интерпретации региональных сейсмических данных (Bally et al., 2020 и др.). Для удобства сравнительного анализа и точности изображения складчато-надвиговых структур профили составлены без искажений: вертикальный и горизонтальный масштабы равны.

В пределах предуральской части Тимано-Печорского бассейна фундамент образуют протерозойские комплексы Печорской плиты (рис. 3, разрезы А и Б). В складчато-надвиговых деформациях участвуют отложения от ордовика до триаса. Толщина осадочного чехла существенно возрастает в направлении Урала, где она может превышать 15 км. Во внутренней восточной части рассматриваемой территории распространены крупные тектонические покровы, сложенные батинальными вулканогенно-осадочными породами и перекрывающие отложения шельфа окраины Печорской плиты. Согласно данным (Иосифиди,

Храмов, 2012; Соборнов, 2015 и др.), осадочные комплексы имеют продолжение на десятки километров под покровом аллохтонных структур океанического сектора Урала.

На разрезе через Косью-Роговскую впадину и прилегающие складчатые зоны видно, что в этом районе надвиговые деформации имеют наибольшее площадное распространение (рис. 3, разрез А). Это обусловлено наличием солей верхнеордовикского возраста, которые способствовали передачи сжатия на большое расстояние от зоны Уральской коллизии. Своеобразие строения рассматриваемой части Предуралья состоит в том, что в пределах обширной Косью-Роговской впадины отмечается моноклинальное залегание осадочного чехла. Деформации сжатия сосредоточены в прилегающих складчато-надвиговых зонах. Фронтальной части пояса надвигов в этой части Предуралья отвечает гряда Чернышева. В ее пределах выделяется система массивных тектонических пластин преимущественно антиуральской вергенции, в основании которых присутствуют соли верхнего ордовика. Образование этих своеобразных структурных форм интерпретируется как результат сжатия диапировых валов, что привело к выжиманию из них соли с формированием надвиговых структур и грибообразных диапиров (Соборнов и др., 2021 и др.).

На разрезе Б показано строение Верхнепечорской впадины и прилегающей части Северного Урала (рис. 3). В этом районе соли верхнего ордовика отсутствуют, поэтому складчато-надвиговые деформации имеют существенно меньшее площадное распространение. Тектонические пластины, сложенные массивными карбонатными толщами, образуют 2–3-ярусную систему, которая расщепляет осадочный чехол в основании верхнеартинских глинистых отложений. В восточной части рассматриваемого профиля предполагается наличие частично инверсированной поднадвиговой структуры. Она интерпретируется как

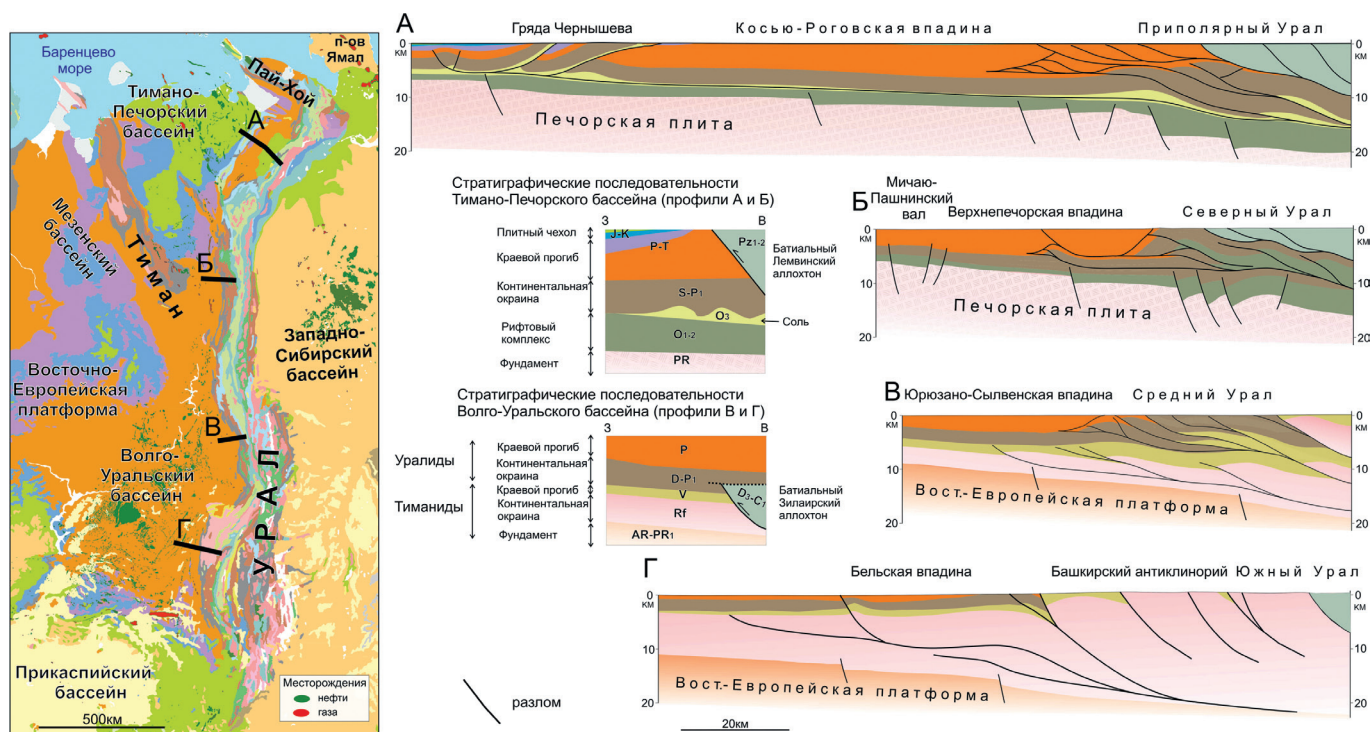


Рис. 3. Схематические разрезы складчато-надвиговых зон Предуралья. Положение разрезов показано на геологической карте. Указаны основные стратиграфические последовательности востока Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов

южное поднадвиговое продолжение крупного Печоро-Кожвинского поднятия.

Строение приуральской части Волго-Уральского бассейна (рис. 3, разрезы В и Г) существенно отличается от складчатых зон Тимано-Печорского бассейна. Здесь резко сокращены толщина и стратиграфический объем палеозойских отложений, однако появляется мощный докембрийский осадочный чехол (Соборнов, Скрипий, 1993). В структурном отношении специфика приуральских районов Волго-Уральского бассейна состоит в «редуцированности» палеозойского краевого прогиба (рис. 3, разрезы В и Г). Это проявляется в том, что перед фронтом складчато-надвиговых деформаций Урала не выделяется крупного погружения палеозойских отложений, что характерно для северной части Предуралья. Более того, в районах, примыкающих к Башкирскому антиклинорию и поднятию Каратау, наблюдается пологое воздымание палеозойских отложений в сторону Урала (рис. 3, разрез Г). Эту особенность строения зоны сочленения поднятия Каратау и Предуралья можно видеть на сейсмическом разрезе, представленном на рис. 4. Данный разрез показывает, что в этом районе структурный стиль деформаций определяется преимущественно инверсионными подвижками по разломам глубокого заложения.

Интерпретация данных сейсморазведки позволяет предполагать, что наблюдаемое «загадочное» отсутствие палеозойского краевого прогиба, вероятно, тесно связано с наличием под ним мощных дислоцированных толщ рифейских отложений (рис. 4). Эти отложения утолщаются к востоку в направлении поднятия Каратау и Башкирского антиклинория. В восточной части профиля эти отложения залегают в интервале 0,6–3,6 с, что с учетом интервальных серостей этих пород означает, что их толщина составляет порядка 10 км. Эта оценка согласуется с данными геологического картирования в пределах Башкирского антиклинория (Князев и др., 2013). Наблюдаемый характер

деформаций, вероятно, обусловлен тем, что в данном районе мощные рифейские толщ поглощают деформации сжатия уральской континентальной окраины за счет складчатости, реактивации ранее существующих и образования новых надвигов (Соборнов, Скрипий, 1993; Соборнов, 2023). Вероятно также, что реактивация структур сжатия в рифейской толще происходила в среднем девоне – фране в условиях столкновения окраины Восточно-Европейской платформы с Магнитогорской островной дугой (Зоненшайн, 1984, Matte, 2006; Пучков 2010 и др.). В наибольшей степени она проявилась в пределах поднятия Уралтау и Башкирского антиклинория.

В схематическом виде соотношения седиментационных последовательностей осадочного чехла Уральской континентальной окраины платформы и Магнитогорской островной дуги в позднем фране – турне показаны на рис. 5. Разрез иллюстрирует гипотезу, согласно которой многокилометровая толща рифейских осадочных отложений реагировала на импульс тектонического сжатия, вызванного столкновением континентальной окраины с островной дугой, путем реактивации существующих складчатых и разломных структур. Последние были образованы в рифейских отложениях в результате тиманской складчатости. Большинство из них оставалось «слепыми», не достигающими дневной поверхности (Соборнов, Скрипий, 1993). Следствием этого явилось вторичное тектоническое утолщение (телескопирование) рифейских отложений. Данный механизм вторичного утолщения рифейских толщ, вероятно, привел к смещению депоцентров позднедевонской седиментации во внутренние районы бассейна Волго-Уральского бассейна (рис. 5).

Таким образом, в пределах восточной (в современных координатах) части позднедевонского перикратонного бассейна Волго-Урала реактивация надвигов и вызванное этим вторичное утолщение рифейских толщ способствовали воздыманию ложа бассейна. В районах наибольшего

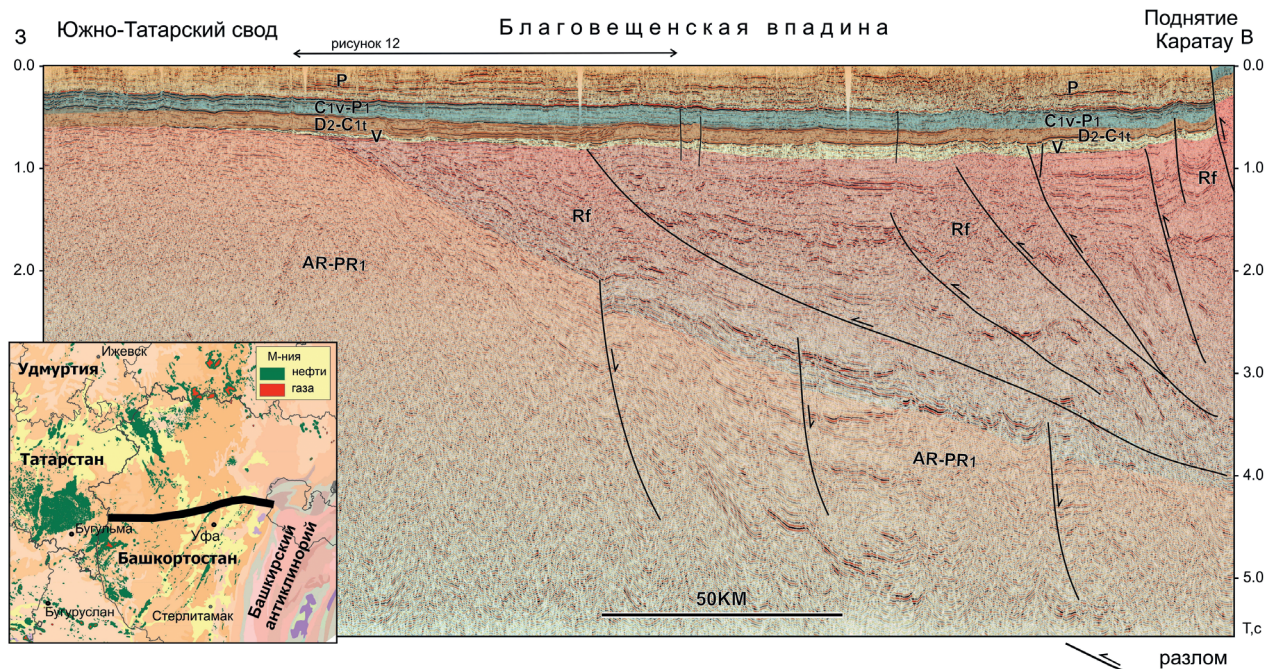


Рис. 4. Интерпретированный сейсмический разрез приуральской части Волго-Уральского бассейна. Разрез показывает отсутствие краевого прогиба по палеозойским отложениям и наличие мощной толщи дислоцированных рифейских отложений перед фронтом Урала. Положение разреза см. на карте-врезке



Рис. 5. Схема, иллюстрирующая соотношения седиментационных последовательностей осадочного чехла Уральской континентальной окраины платформы и Магнитогорской островной дуги в позднем фране – турне. ККСП – Камско-Кинельский прогиб. Вне масштаба

проявления структурной инверсии ложе Предуральского бассейна приобретало уклон на запад (рис. 4, 5), что согласуется с результатами реконструкций седиментационных обстановок среднего и позднего девона (Жемчугова и др., 2019). По этой причине зона распространения доминирующих шельфовых впадин располагается во внутренних районах Волго-Уральского бассейна (рис. 5).

На основе интерпретации сейсмических данных можно предположить, что инверсионные движения

имели место не только на Урале, но и в пределах Волго-Уральского бассейна. Инверсия проявлялась в том, что наибольшее воздымание ложа бассейна имело место над депоцентрами рифейской седиментации. Это явление иллюстрирует сейсмический разрез, приведенный на рис. 6.

Представленный разрез проходит с севера на юг на удалении от фронта Южного Урала. Как можно видеть, в центральной части разреза располагается глубокий прогиб, выполненный рифейскими отложениями. Их толщина

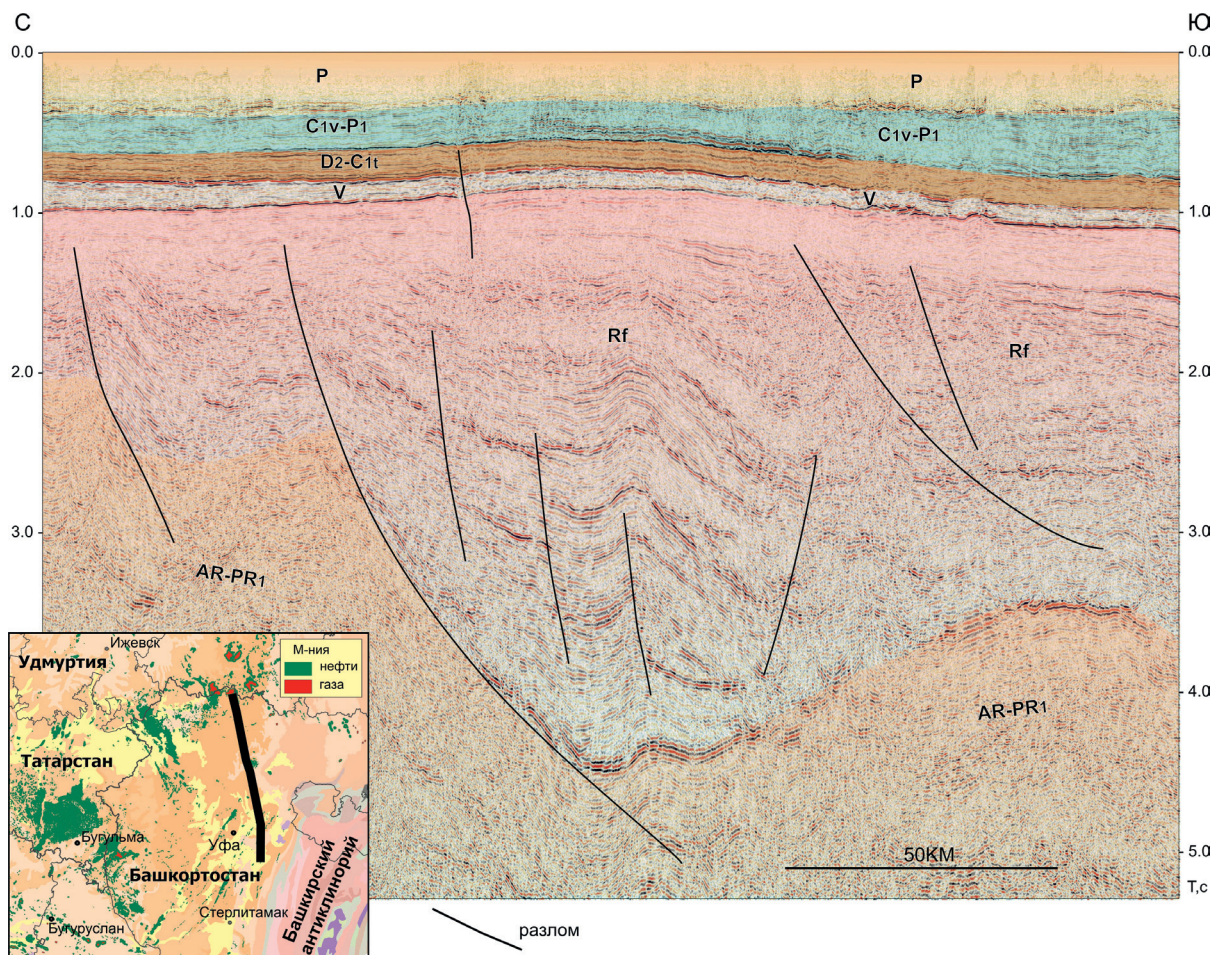


Рис. 6. Интерпретированный сейсмический разрез приуральной части Волго-Уральского бассейна. Разрез показывает существование инверсионного поднятия над рифейским прогибом. Положение разреза см. на карте-врезке

составляет около 10–12 км (3,2 с). В зоне их максимальных толщин выделяется крупная антиклинальная складка в рифейских отложениях. Выше с несогласием в основании ее облекают венд-палеозойские отложения, образующие пологое поднятие. Подобный характер деформаций свидетельствует о том, что после накопления рифейских отложений они подвергались инверсионным деформациям дважды. Первый раз это произошло в предвендское время, что фиксируется несогласием в основании вендских отложений. Второй раз это имело место под воздействием уральской складчатости и привело к образованию пологого поднятия, затрагивающего венд-палеозойские слои.

В мезозойско-кайнозойское время в Южном Предуралье проявились дополнительные фазы деформаций, которые носили преимущественно транспрессионный характер. Вызванные ими движения модифицировали структурный план, созданный в результате столкновения с Магнитогорской дугой, и привели к формированию современной структуры Урала.

Формирование доманиковых отложений

Деформации, связанные с аккреционным развитием Уральской континентальной окраины, в большой степени определили седиментационные обстановки в Предуралье. В этой связи особенно важно понимание влияния геодинамических процессов на условия осадконакопления основной нефтегазоматеринской толщи палеозоя – доманикового горизонта. Присутствие зрелых доманиковых сланцев, представленных битуминозными фациями, является одним из важнейших факторов продуктивности бассейнов Предуралья. Это видно из того, что многие месторождения нефти и газа Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов расположены либо в зонах распространения доманиковых отложений, представленных битуминозными сланцами, либо в непосредственной близости от них.

Обобщение работ различных исследователей (Мирчинк и др., 1965; Щекотова, 1990; Никонов, 2000; Бычков и др., 2010; Баженова, Богословский, 2012; Кирюхина и др., 2013; Богданов и Кузменко, 2018; Жемчугова и др., 2019; Фортунатова и др., 2019 и др.) в совокупности с результатами наших исследований с учетом геодинамических реконструкций позволяет уточнить схему седиментационных обстановок для доманикового времени (рис. 7).

Представленная схема показывает, что Тимано-Печорский и Волго-Уральский бассейны существенно различаются по характеру размещения фациальных зон. В Тимано-Печорском бассейне битуминозные отложения шельфовых впадин расположены на обширной площади в его восточной предуральской части. Это обстоятельство отражает общее углубление бассейна континентальной окраины в направлении Уральского океана. В пределах Волго-Уральского бассейна доманиковые впадины расположены преимущественно в его центральной части на существенном удалении от фронта уральских деформаций. Там же сосредоточены и основные запасы нефти. Предполагается, что эта особенность строения Волго-Уральского бассейна обусловлена воздействием коллизии Магнитогорской дуги, которая вызвала общий подъем восточной окраины бассейна (рис. 5).

Сейсмические данные, характеризующие строение Тимано-Печорского бассейна, демонстрируют устойчивый региональный уклон франского седиментационного бассейна на восток. Это иллюстрирует сейсмический разрез, приведенный на рис. 8. Он пересекает западный борт Коротайхинской впадины и выровнен по поверхности пермских отложений. Этот разрез показывает переход мелководных шельфовых отложений верхнего девона – турне во внутришельфовую впадину. Фациальные изменения в этой зоне подчеркиваются клиноформной проградацией в юго-восточном направлении, которая соответствует зоне некомпенсированного бассейнового осадконакопления. Битуминозные доманиковые отложения залегают в нижней части разреза некомпенсированного шельфового бассейна.

В ряде районов Тимано-Печорского бассейна на фоне общего погружения возникают локальные протяженные зоны увеличенных мощностей верхнедевонских отложений. Эти зоны отмечаются на бортах Печоро-Колвинского авлакогена, в пределах Мичаю-Пашнинского и Ухта-Ижемского валов (Никонов, 2000; Жемчугова, 2002 и др.). Пример строения такого района показан на интерпретированном сейсмическом разрезе Северного Предуралья на рис. 9.

Этот профиль демонстрирует общее погружение осадочного чехла в направлении Урала. В пределах Мичаю-Пашнинского инверсионного вала выделяется зона увеличенных толщин верхнедевонских отложений, включающих доманиковые сланцы. С учетом регионального геодинамического контекста можно предположить, что формирование зон повышенных мощностей этих отложений могло быть связано с задуговым растяжением. Это явление, вероятно, явилось следствием столкновения континентальной окраины с островной дугой. На Северном Урале это событие датируется франским веком (Петров и др., 2019 и др.). Предполагаемые геодинамические условия седиментации в Тимано-Печорском бассейне во франском веке схематично показаны на рис. 10.

Представленная интерпретация, связывающая задуговое растяжение и островодужный вулканизм франского века, объясняет повышенную радиоактивность доманиковых сланцев, которая обусловлена с высоким содержанием радиоактивных элементов в вулканических туфах, выбрасываемых вулканами уральских островных дуг (Неручев, 1982 и др.).

По-иному выглядит распределение бассейновых доманиковых отложений на востоке Волго-Уральского бассейна. В северной части этой структурной зоны площадь их распространения сокращается. На рис. 11 приведен сейсмический разрез Косью-Чусовской седловины. Здесь верхнедевонско-турнейский шельф переходит в депрессионную зону непосредственно перед фронтом Урала. Площадь распространения доманиковых отложений здесь существенно меньше, чем в Тимано-Печорском бассейне. В пределах бассейновой зоны выделяются многочисленные карбонатные платформы и рифы.

Южнее зона распространения доманиковых впадин отклоняется от Урала на юго-запад.

На территории центральных районов Волго-Уральского бассейна зона верхнедевонских впадин приобретает сложную конфигурацию.

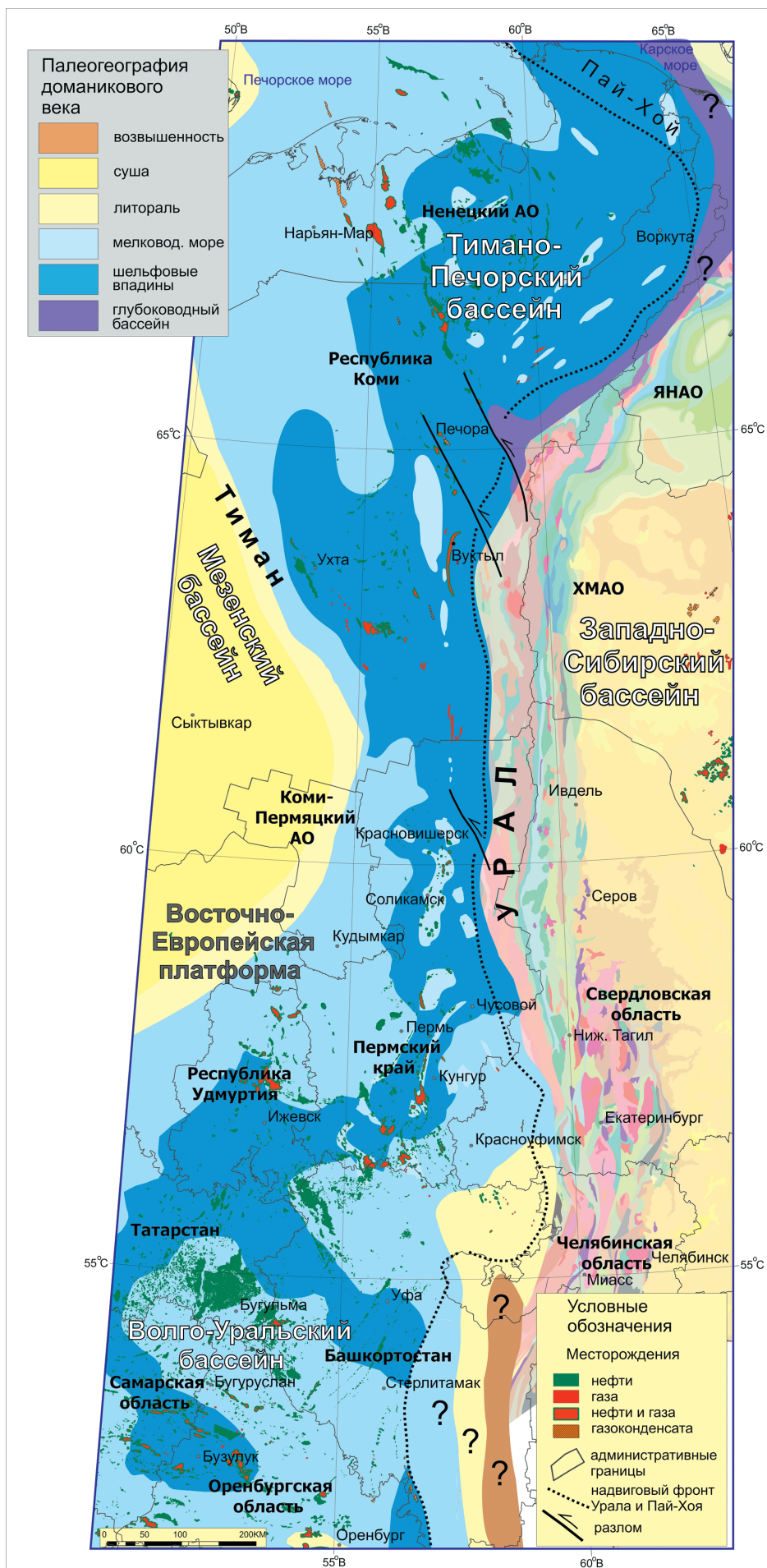


Рис. 7. Схема седиментационных обстановок доманиковых отложений Приуральского региона с указанием размещения месторождений нефти и газа на основе геологической карты

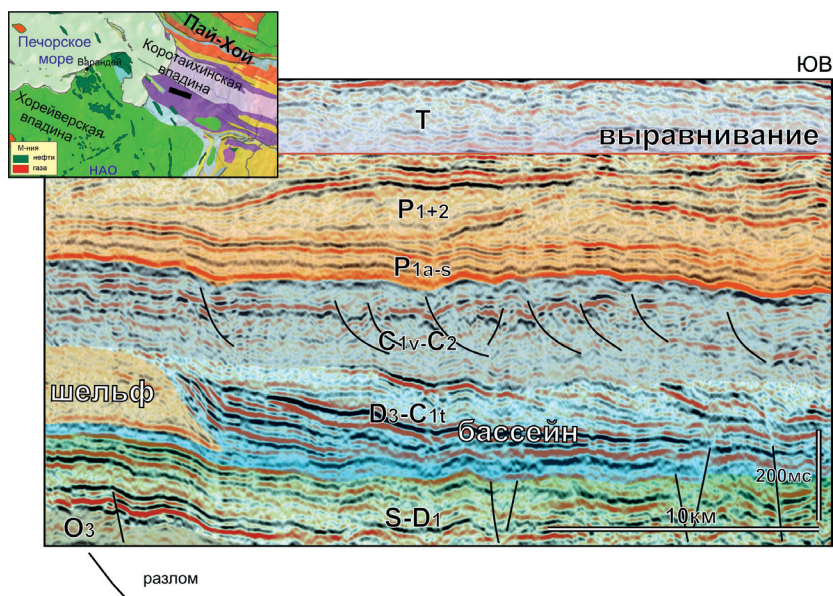


Рис. 8. Интерпретированный сейсмический разрез Кортаихинской впадины, выровненный по подошве триасовых отложений. Разрез показывает мелководные шельфовые отложения верхнего девона – турне, переходящие во внутришельфовую впадину. Положение разреза см. на карте-врезке

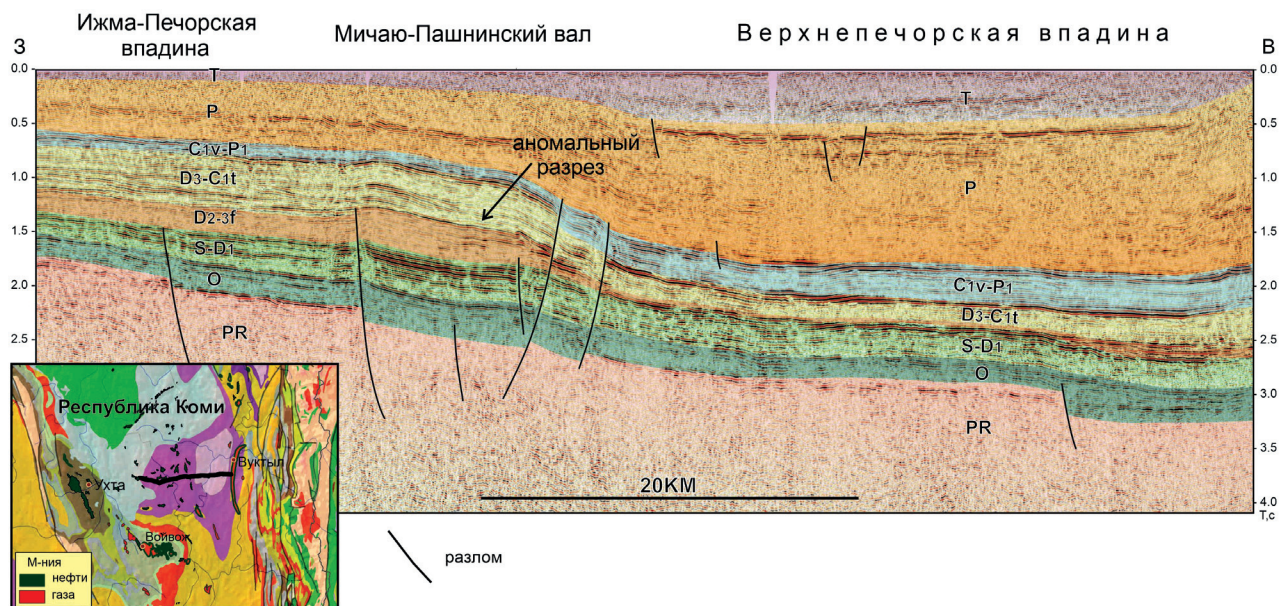


Рис. 9. Интерпретированный сейсмический разрез Северного Предуралья. Разрез показывает асимметричное строение краевого прогиба, связанное с перикратонным погружением окраины Печорской плиты. Верхнедевонские отложения резко утолщаются в зоне инверсионного Мичаю-Пашнинского вала. Положение разреза см. на карте-врезке

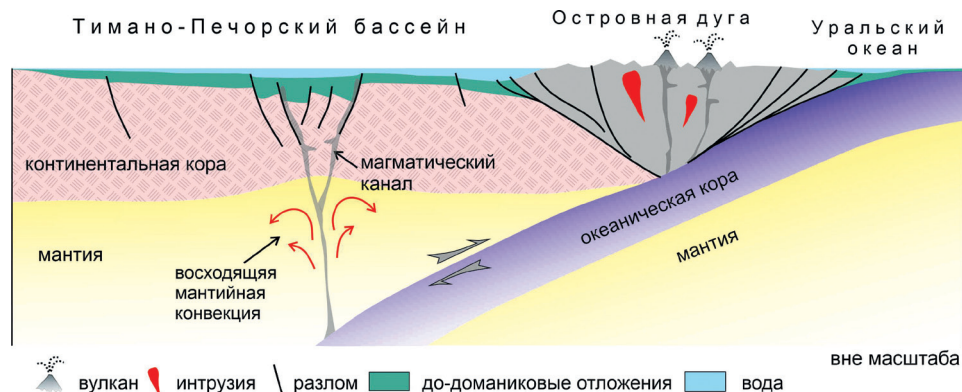


Рис. 10. Схематический разрез, иллюстрирующий предполагаемые геодинамические условия франской седиментации в Тимано-Печорском бассейне

Эта зона известна под названием Камско-Кинельской системы прогибов. Одна из впадин этой системы пересекается региональным сейсмическим разрезом, показанным на рис. 4.

Фрагмент этого разреза, выровненный по поверхности визейского несогласия, представлен на рис. 12. На этом разрезе можно видеть впадину, заполненную верхнедевонско-турнейскими отложениями, в составе которых наблюдается клиноформенная проградация. Впадина граничит на западе и востоке с карбонатными банками.

Удаленность доманиковых впадин Камско-Кинельского прогиба от фронта Урала коррелируется с вторичным утолщением рифейских отложений за счет структурной реактивации во франском веке (рис. 4, 5).

Восточнее в пределах Башкирского антиклинория франские отложения, вероятно, не отлагались или были представлены преимущественно мелководными прибрежными фациями (рис. 7). Это обусловлено приподнятым положением этого района в позднедевонское время, которое, вероятно, было вызвано столкновением южной части Уральской континентальной окраины с Магнитогорской дугой.

Нефтегазоносность Предуралья

Тимано-Печорский бассейн

Рассмотренные различия в структурных стилях деформаций Предуралья находятся в тесной связи с нефтегазоносностью. В Тимано-Печорском бассейне основные запасы сосредоточены в зонах нефтегазонакопления приуроченных к складчато-надвиговым деформациям, инверсионным валам в бортовых зонах Печоро-Колвинского авлакогена, Мичаю-Пашнинского, Ухта-Ижемского валов, а также к зонам развития верхнедевонских рифов. Эти зоны нефтегазонакопления расположены в ареале развития зрелых бассейновых доманиковых отложений.

Оценки нефтегенерационного потенциала доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна показывают, что ими было генерировано многократно больше углеводородов, чем необходимо для заполнения известных залежей (Баженов, Богословский, 2012 и др.). Кроме доманиковых отложений, значительный вклад в нефтегазообразование внесли также силурийско-раннедевонские, визейские, нижнеартинские нефтегазоматеринские отложения (Клименко, Анищенко, 2010 и др.). Эти отложения распространены на обширных площадях и в значительной

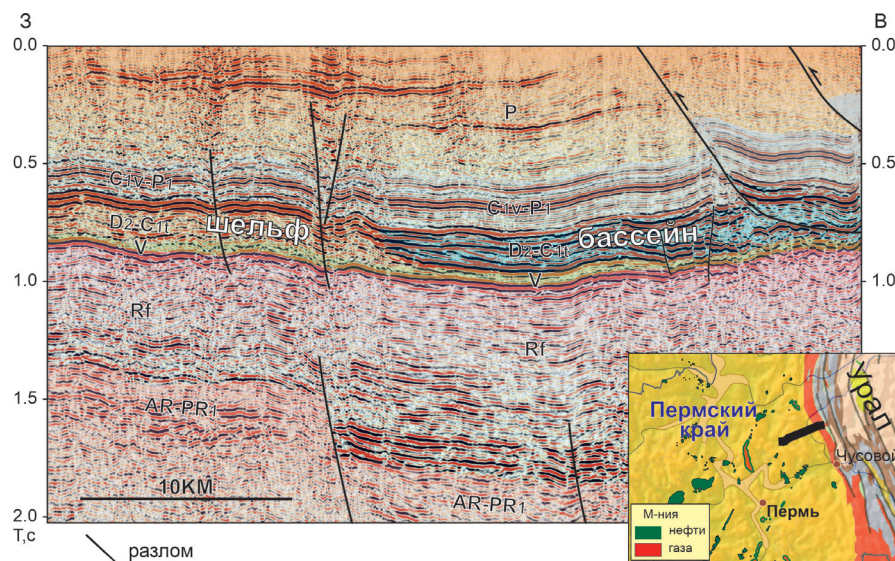


Рис. 11. Интерпретированный сейсмический разрез Косью-Чусовской седловины. Разрез показывает переход мелководных шельфовых отложений верхнего девона – турне во внутришельфовую впадину перед фронтом Урала. Положение разреза см. на карте-врезке

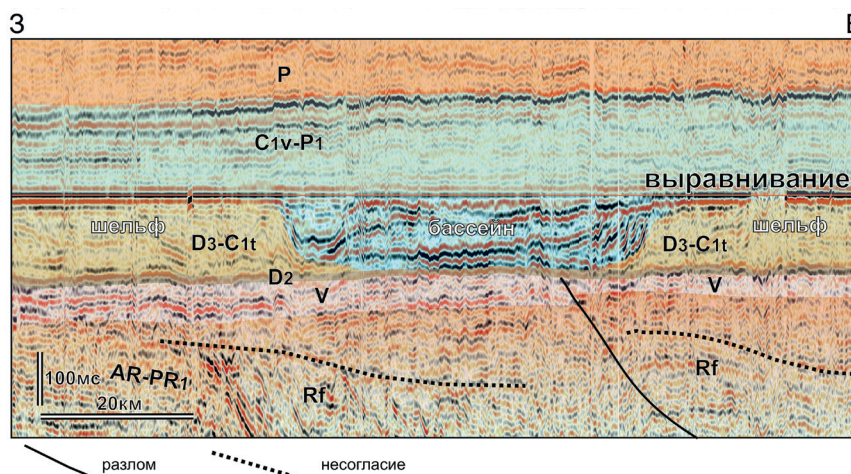


Рис. 12. Фрагмент сейсмического разреза, показанного на рис. 4, выровненный по подошве визейского несогласия и увеличенный в вертикальном масштабе. Показаны детали строения доманикового прогиба, окруженного карбонатными банками

степени реализовали свой нефтегазоносный потенциал. Ими были произведены огромные объемы углеводородов. Это обусловлено большими глубинами погружения краевых прогибов севера Предуралья. Одним из свидетельств больших масштабов нефтегазогенерации в Северном Предуралье является наличие уникального газоконденсатного Вуктыльского месторождения, которое является крупнейшим в Предуральском складчато-надвиговом поясе.

В целом совокупность критериев нефтегазоносности позволяет высоко оценивать перспективы нефтегазоносности слабоизученных районов этого бассейна. В первую очередь это относится к обширным зонам складчато-надвиговых дислокаций. В прошлом, надежное выделение в их пределах перспективных объектов было крайне сложно из-за низкой информативности доступных геолого-геофизических данных. Применение новых знаний и комплексирование современных технологий геологоразведки к опoискованию таких районов будут способствовать крупным открытиям.

Примеры перспективных ловушек нефти и газа показаны на рис. 13. Представленный разрез следует от Большесынинской впадины до зоны передовой складчатости Приполярного Урала. Здесь выделяется потенциальная зона нефтегазонакопления, связанная с дуплексными структурами в предгорьях Приполярного Урала. Другая

связана с грядой Чернышева. Она представляется наиболее перспективной и заслуживает специального рассмотрения.

Ранее гряда Чернышева рассматривалась в качестве крупноамплитудного горста. Это исключало вероятность выявления в ее пределах значительных скоплений нефти и газа. Новые данные дают основание полагать, что она представляет собой зону деформаций солей верхнего ордовика. В условиях сжатия соляные валы гряды Чернышева были раздавлены, что повлекло за собой выжимание солей с образованием соляных покровов и грибообразных диапиров (Соборнов и др., 2021 и др.). Это создавало условия для формирования ловушек, экранированных аллохтонными солями. Многокилометровая высота грибообразного диапира, представленного на рис. 13, благоприятна для формирования в подсолевом разрезе крупных высокодебитных залежей нефти и газа. В мире известно значительное количество залежей в аналогичных структурных условиях. Наиболее крупные высокодебитные залежи под аллохтонными солями установлены в бассейне Мексиканского залива (Weimer et al., 2017 и др.).

Волго-Уральский бассейн

В восточной части Волго-Уральского бассейна в зоне передовой складчатости выявлены преимущественно небольшие месторождения. Они связаны с нижнепермскими

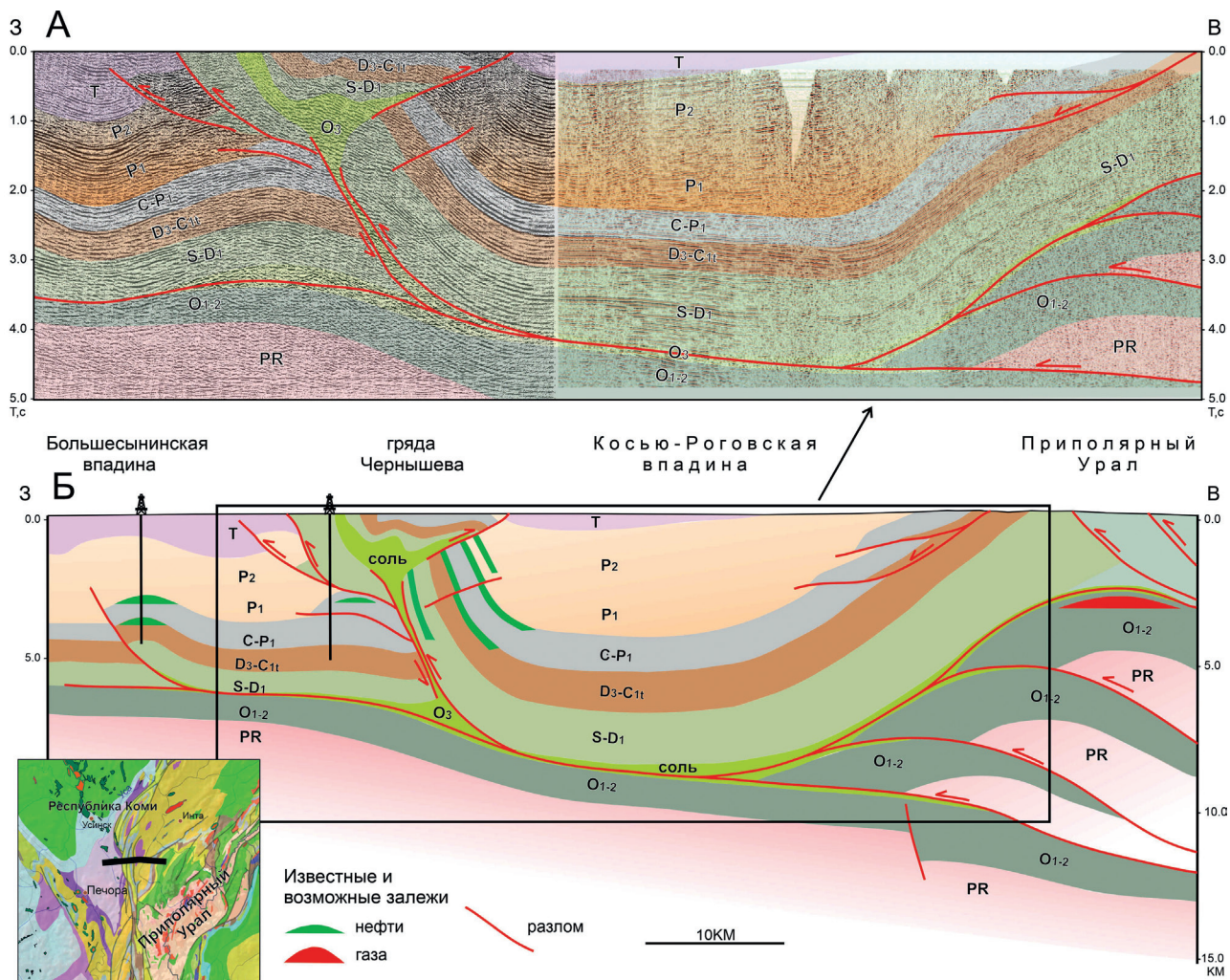


Рис. 13. Интерпретированный сейсмический (А) и геологический разрезы, пересекающие Большесынинскую впадину, гряду Чернышева, юг Косью-Роговской впадины и прилегающую часть Приполярного Урала. На геологическом разрезе показано положение известных и вероятных залежей нефти и газа. Положение разреза см. на карте-врезке

рифам и надвиговыми складками, где продуктивны в основном каменноугольные, реже девонские отложения (Камалетдинов 1974; Казанцев 1984; Масагутов, Бакиров, 2019 и др.). Данные сейсморазведки позволяют наметить в этой зоне ряд новых перспективных ловушек, представляющих несомненный поисковый интерес (Фазлиахметов и др., 2022). Перед фронтом Башкирского антиклинория перспективы Предуралья по палеозойским отложениям, вероятно, не слишком велики. Это связано с ограниченным распространением битуминозных доманиковых отложений и их термической незрелостью (рис. 7).

Значительно более крупные запасы нефти и газа установлены в платформенной части Волго-Уральского бассейна. Их распределение крайне неравномерно. В наибольшей степени они сосредоточены на территории Южно-Татарского свода, Бирской седловины и Мелекесской впадины. Основные запасы нефти заключены в отложениях среднего девона-карбона. Кроме этого огромные скопления тяжелой нефти выявлены в пермских отложениях. Величина суммарных ресурсов тяжелых нефтей в пермских резервуарах оценивается от 1,5 до 7,0 млрд т (Гатиятуллин, 2010). Примечательной особенностью этих районов является то обстоятельство, что доманиковые отложения на большей части этой территории являются термически незрелыми (Кирюхина и др., 2013; Кожанов и др., 2022 и др.). Объем генерированных ими нефти многократно уступает величине выявленных запасов в месторождениях Южно-Татарского свода (Галимов, Камалеева, 2015 и др.).

Для объяснения аномальной концентрации ресурсов нефти в рассматриваемой части Волго-Уральского бассейна использовались две основные гипотезы. Одна предполагала поступление нефти из архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. Альтернативная гипотеза объясняла образование залежей нефти за счет дальнейшей латеральной миграции из зон распространения зрелых доманиковых отложений. Предположению о поступлении нефти из фундамента противоречат геохимические данные, которые свидетельствуют об образовании нефти субаквальными осадочными отложениями (Галимов, Камалеева, 2015). Кроме того, данная гипотеза не объясняет, почему нефть не поступала из фундамента в других частях обширного Волго-Уральского бассейна и прилегающих районов, где нет сопоставимых скоплений нефти. Дальняя миграция могла иметь место, однако для нефтегазоаккумуляции в районе Южно-Татарского свода она едва ли могла быть решающим фактором. Девонские отложения Волго-Уральского бассейна лишены значительных региональных уклонов. Эти отложения в значительной мере фациально неоднородны, что препятствует дальнейшей миграции. Кроме этого, гипотеза дальнейшей миграции не согласуется с тем фактом, что основные запасы нефти сосредоточены в основании осадочного чехла – в среднедевонско-нижнефранских песчаниках, которые подстилают доманиковые отложения.

Данные об изменениях физико-химических свойств нефтей в пермских отложениях Татарстана указывают на преимущественную миграцию нефти с востока на запад (Гатиятуллин, 2010). Это не согласуется с поступлением нефти из районов, расположенных южнее Южно-Татарского свода.

Между тем, региональные сейсмические данные, показывающие наличие многокилометровой толщи рифей-вендских отложений, выклинивающихся на склоне Южно-Татарского свода (рис. 4), служат подтверждением гипотезы о том, что они были важным источником нефти платформенной части бассейна (Соборнов, Скрипий, 1993 и др.). Эта гипотеза подтверждается данными регионального сейсмического профилирования в Татарстане. Региональный профиль ТАСЕЙС пересекает район расположения уникальных Ромашкинского и Тузмозинского нефтяных месторождений и продолжается к юго-востоку. Юго-восточнее этих месторождений происходит быстрое выклинивание мощной толщи рифей-вендских отложений (Глубинное строение..., 2010; Трофимов, 2014), что создает благоприятные условия для поступления нефти в поддоманиковые отложения Южно-Татарского свода. Региональные геофизические данные показывают, что толщина рифей-вендских отложений достигает максимального значения перед фронтом Башкирского антиклинория (Глубинное строение..., 2010 и др.). Вероятно, что это обстоятельство объясняет парадокс аномальной концентрации запасов нефти в районе прилегающего Южно-Татарского свода (Соборнов, 2023).

В целом общая направленность геодинамической эволюции Южного Урала и Предуралья способствовала устойчивому региональному уклону толщи рифейских отложений. Это вело к массовой миграции углеводородов по восстанию слоев в направлении известных месторождений Южно-Татарского свода и прилегающих районов бассейна. Скорее всего, этот процесс достиг своей кульминации во время уральской складчатости, которая сопровождалась повышением геотермического градиента и массовым гранитоидным магматизмом. Предполагаемое направление миграционных потоков в пермское время схематически показано на рис. 14.

Нефтегазоносный потенциал рифей-вендских отложений рассматривался в работе многих исследователей (Козлов и др., 1997; Лозин, 2002; Масагутов, 2002; Сергеева и др., 2021 и др.). Во многих скважинах, вскрывших эти толщи, установлены нефтегазопроявления. Однако, несмотря на значительные усилия, промышленных залежей нефти и газа в них до сих пор не выявлено. Наиболее вероятной причиной этого является отсутствие надежных покрышек, которые необходимы для обеспечения сохранности залежей в условиях длительного перерыва осадконакопления, продлившегося с венда до среднего девона. Опыт проведения нефтегазопроисловых работ на докембрийские отложения в мире показывает, что их продуктивность может быть сохранена при наличии соляной покрышки (Ghori et al., 2009).

Примечательно, что в аналогичных структурных условиях в пределах Байкитской антеклизы и Непского свода в Восточной Сибири образованы уникальные месторождения нефти и газа. Эти районы также граничат с дислоцированными рифейскими депоцентрами, приуроченными к ископаемым окраинам Восточно-Сибирской платформы. Отличие между ними и Южно-Татарским сводом состоит в том, что на юге Восточной Сибири повсеместно распространена кембрийская соляная покрышка, которая удержала значительную часть углеводородов в верхней части докембрийского разреза, чего не произошло в Южном Предуралье.



Рис. 14. Схематический геологический разрез от платформенной части Волго-Уральского бассейна и Южного Урала на заключительной стадии формирования Уральской складчатой системы в конце перми. Показаны направления миграции и ремиграции углеводородов из рифей-вендских и палеозойских отложений. Масштаб условный

Заключение

Сравнительно изучение строения и нефтегазоносности Предуралья в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов выявило существенные различия между ними. Эти различия во многом определялись геодинамической эволюцией Уральского региона. Специфика состава осадочного чехла рассматриваемых бассейнов предопределила различие их реакции на деформации, вызванные тектоническими событиями на окраине континента.

В северной части Предуралья структурное развитие шло по «классическому» сценарию эволюции перикратонного бассейна, который в пермское время был трансформирован в протяженный надвиговый пояс. Особенностью тимано-печорского Предуралья является его ярко выраженная структурная асимметрия. В раннем и среднем палеозое этот бассейн представлял собой континентальную окраину, во внешней части которой существовали обширные шельфовые впадины. В их пределах накапливались высокопродуктивные нефтегазоматеринские отложения. Уральский орогенез привел к массовому поступлению синколлизонных отложений и формированию глубокого краевого прогиба. Это погружение ускорило захоронение нефтегазоматеринских отложений, что привело к генерации больших объемов нефти и газа (Баженова, Богословский, 2012). В результате нефтегазоносность восточных предуральских районов Тимано-Печорского бассейна определяется продолжительными миграционными потоками нефти и газа впадин Предуралья.

В предуральской части Волго-Уральского бассейна толщина и стратиграфический объем палеозойского осадочного чехла намного меньше, чем в Тимано-Печорском бассейне, что балансируется наличием многокилометровой рифей-вендской осадочной толщи. В условиях коллизии континентальной окраины с Магнитогорской островной дугой в среднем девоне – фране рифейские депоцентры испытали структурную реактивацию и инверсию. Это вызвало подъем осадочного чехла перед фронтом Башкирского антиклинария и «смещение» зоны доманиковых прогибов внутренние районы бассейна.

Из-за ограниченного распространения доманиковых нефтематеринских отложений нефтегазоносный потенциал складчатых зон Южного Предуралья относительно невелик. В то же время условия залегания рифейских отложений в Южном Предуралье способствовали массовой миграции произведенных ими углеводородов в направлении платформенной части бассейна, где они заполняли ловушки в палеозойских отложениях.

Основные перспективы конвенциональной нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна связаны с опосредованным поиском районов сложного геологического строения. В первую очередь к ним относятся зоны дисгармоничной складчатости, включая районы распространения дислоцированных солей верхнего ордовика (рис. 13). Кроме этого, новые залежи могут быть в разнообразных структурных и комбинированных ловушках, связанных с резкими колебаниями уровня моря и тектоническими перестройками. Коллектора этих ловушек представлены зонами карстования под несогласиями, обломочными шлейфами, погребенными рифовыми комплексами, аллювиальными телами, зонами выклинивания. В прошлом выявление таких структур представляло собой очень сложную задачу, так как информативность использовавшихся методов была низка. Основной прирост запасов традиционной нефти в палеозойском чехле в платформенных районах Волго-Уральского бассейна может быть получен за счет опосредованного поиска рифогенных карбонатных отложений, зон несогласий, эрозионных врезов и кор выветривания фундамента.

В целом успех геологоразведочных работ может быть обеспечен за счет применения современных геофизических технологий, в первую очередь 3D-сейсморазведки. Целесообразно изучение миграции углеводородов с использованием средств бассейнового моделирования ввиду важного значения миграции нефти из рифейских толщ в палеозойские отложения. Это будет способствовать выявлению недостаточно исследованных перспективных зон, связанных с путями транзита нефти из рифейского очага нефтегазообразования.

Благодарность

Автор выражает глубокую признательность В.А. Балдину, В.А. Жемчуговой, И.П. Короткову, Т.Г. Каргиевой, Н.И. Никонову, Н.К. Фортунатовой, В.С. Шеину за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов геологии и нефтегазоносности Предуралья, также благодарит анонимных рецензентов за ценные замечания.

Литература

- Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
- Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С. (2018). Эталонные обнажения сирачойского барьерного рифа реки Седью Ухта-Ижемского вала Тиманского кряжа ждут своих исследователей. *Norwegian Journal of Development of the International Science*, (21), с. 3–40.
- Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. (2010). Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края. *Нефтегазовое дело*, (3), с. 302–317. http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bychkov/Bychkov_2.pdf
- Галимов Э.М., Камалеева А.И. (2015). Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтегазоматеринские осадочные отложения. *Геохимия*, (2), с. 103–122. <https://elibrary.ru/item.asp?id=22840798>
- Гатиятуллин Н.С. (2010). Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории республики Татарстан. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(3). http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
- Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые ранне-докембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС: в 2 т. (2010). Минц М.В. (гл. ред.). М.: ГЕОКАРТ: ГЕОС, Т. 1, 408 с.
- Данилов В.Н., Гудельман А.А., Уткина О.Л. и др. (2015). Геологическое строение и перспективы газосности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ); под ред. В.Н. Данилова. СПб.: ВНИГРИ, 264 с.
- Иосифиди А.Г., Храмов А.Н. (2012). Полярный Урал и Пай-Хой в поздней перми – палеомагнитная реконструкция. *Мат. межд. школы-семинара «Проблемы палеомагнетизма и магнетизма горных пород»*. СПб.: СОЛО, с. 80–86.
- Жемчугова В.А. (2002). Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд-во МГУ, 243 с.
- Жемчугова В.А., Ахманов Г.Г., Наумчев Ю.В., Панков В.В., Карноушина Е.Е. (2019). Седиментационно-емкостная модель подсольных отложений южного Предуралья и сопредельных территорий. *Георесурсы*, 21(2), с. 94–109. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.94-109>
- Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. (1990). Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 1. М.: Недра, 328 с.
- Казанцев Ю.В. (1984). Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 185 с.
- Камалетдинов М.А. (1974). Покровные структуры Урала. М.: Наука, 236 с.
- Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, (3), с. 76–87.
- Клименко С.С., Анищенко Л.А. (2010). Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. *Известия Коми научного центра УрО РАН*, 2, с. 61–69.
- Князев Ю. Г., Князева О. Ю., Сначев В. И., Жданов А. В. и др. (2013). Государственная Уральская. Лист N-40 – Уфа. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 512 с.
- Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Генина Л.А., Михайлов П.Н. (1997). Верхний докембрий западного Башкортостана и перспективы его нефтегазоносности. *Проблемы региональной геологии, нефтегазоносности, металлогении и гидрогеологии Республики Башкортостан*. Уфа: ИГ УНЦ РАН, АН РБ, с. 214–216.
- Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. (2022). Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования). *Георесурсы*, 24(2), с. 113–128. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.12>
- Кузнецов Н.Б., Соболева А.А., Удоратина О.В., Герцева М.В., Андреичев В.Л., Дорохов Н.С. (2007). Доуральская тектоническая эволюция северо-восточного и восточного обрамления Восточно-Европейской платформы. Часть 2. Позднедокембрийско-кембрийская коллизия Балтики и Арктиды. *Литосфера*, (1), с. 32–45.
- Лозин Е.В. (2002). Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. *Литосфера*, (3), с. 46–48.
- Масагутов Р.Х. (2002). Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. М.: Недра, 223 с.
- Масагутов Р.Х., Бакиров Р.Д. (2019). Перспективы нефтегазоносности подататауской толщи Бельской депрессии Предуральского краевого прогиба. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*, 30(1), с. 79–88.
- Мирчинк М.Ф., Р.О. Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др. (1965). Тектоника и зоны нефтегазоаккумуляции Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука. 214 с.
- Неручев С.Г. (1982). Уран и жизнь в истории Земли. Л.: Недра, 208 с.
- Никонов Н.И. (ред.) и др., (2000). Атлас геологических карт Тимано-Печорского седиментационного бассейна. Ухта: ТП НИЦ.
- Петров Г.А., Тристан Н.И., Бороздина Г.Н., Маслов А.В. (2019). Завершающий этап кислого островодужного магматизма на Северном Урале. *Доклады АН*, 489(2), с. 54–57. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524892166-169>
- Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Предуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. 280 с.
- Свяжина И.А., Петров Г.А. (2011). Миграция террейнов Уральского подвижного пояса и палеозойские аккреционные события на Уральской окраине Восточно-Европейского континента. *Литосфера*, (6), с. 3–13.
- Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. (2021). Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. Уфа: Книга-Принт, 2021. 196 с.
- Соборнов К.О., Скрипий А.А. (1993). Покровно-надвиговая структура осадочного чехла зоны сочленения Бельской впадины и Башкирского антиклинария Южного Урала. *Докл. АН СССР*, 333(2), с. 242–245.
- Соборнов К.О. (2015). Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(1). http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf
- Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. (2021). Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал. *Геология нефти и газа*, (1), с. 73–88.
- Соборнов К.О. (2023). Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождения богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне. *Геология нефти и газа*, (1), с. 7–25. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-1-7-25>
- Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 202 с.
- Фазлиахметов А.М., Масагутов Р.Х., Зименков Р.А. (2022). К перспективам выявления углеводородов в Юрюзано-Сылвенской впадине. *Мат. II Межд. научно-практ. конф. «Геология и геофизика 2022: наука, производство, инновации»*, Уфа, ПолиПРЕСС, с.228–232.
- Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэ-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. (2019). Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НПП. *Геология нефти и газа*, (3), с. 23–38.
- Шеин В.С., Алференов А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. (2020). Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента. *Геология нефти и газа*, (1), с. 35–55.
- Щекотова И.А. (1990). Карбонатные формации Южного Предуралья: тектоника и нефтегазоносность. М.: Наука, 112 с.
- Юдин В.В. (1994). Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург: Наука, 286 с.
- Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. (2020). Global Tectonic and Basin Maps Albert Search and Discovery. Article #30444. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf
- Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. (2009). Global Infracambrian petroleum systems: A review. In: Craig J., Thurow J., Thusu B., Whitham A., Abutarruma Y. (Eds.) *Global Neoproterozoic Petroleum Systems*:

The Emerging Potential in North Africa. *Geological Society, London, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326>

Kashubin S., Juhlin C., Friberg M., Rybalka A., Petrov G., Kashubin A., Bliznetsov M., Steer D. (2006). Crustal structure of the Middle Urals based on seismic reflection data. *Geological Society, London, Memoirs*, 32, pp. 427–442. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.2>

Matte Ph. (2006). The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion. European lithosphere dynamics. *Geological Society, London, Memoirs*, 32(1), pp. 421–426. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25>

Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. (1993). Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*, 364, pp. 299–307. <https://doi.org/10.1038/364299a0>

Weimer P., Bourouillec R., Adson J., Cossey S.P.J. (2017). An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*, 101(7), pp. 941–993. <https://doi.org/10.1306/09011608136>

Сведения об авторе

Константин Олегович Соборнов – доктор геол.-мин. наук, главный геолог, ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»

Россия, 142784, Москва, Киевское ш., д. 1, БП «Румянцев», кор. 1, 412-а

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 27.12.2022;

Принята к публикации 29.04.2023;

Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland

K.O. Sobornov

North Uralian Petroleum Company Ltd, Moscow, Russia

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Abstract. A comparative study of the Uralian Foreland in the Timan-Pechora and Volga Urals basins reveals considerable differences in structure and petroleum habitat. These differences were in large measure controlled by their geodynamic settings. A typical scenario of the continental marginal basin which subsequently was modified in the foredeep basin took place in the Timan-Pechora basin. The sedimentary fill of the basin is made up of the Phanerozoic deposits only. The principal oil source rock is provided by the prolific Domanik Suite broadly developed in its eastern part of the basin. The mature Domanik source rocks charged the majority of oil and gas fields of the Timan-Pechora Basin. In the Volga Urals basin the sedimentary fill includes two overlapping foredeep sequence – Riphean and Paleozoic, of which the Riphean one is much thicker. The Riphean depocenters were subjected to structural inversion during the docking of the Magnitogorsk island arc to the Uralian margin in the Middle Devonian-Frasnian. The inversion was accompanied by the thickening of the Riphean section due to the reactivation of the pre-existing Precambrian deformation and caused the regional uplift in the Southern Uralian Foreland. This uplift led to shifting of the Domanik troughs to the westerly outboard part of the Volga-Uralian Basin. The Domanik source rock remained immature over much of the Southern Uralian Foreland which is interpreted to be a result of the inversion of the Riphean depocenters and related regional uplift. It is proposed that the enormous clustering of large oil deposits in the Paleozoic section of the south-eastern part of the Volga Uralian Basin was to a much extent produced by the charging from the multi-kilometer thick Riphean section of the Southern Uralian Foreland.

Keywords: Timan-Pechora basin, Volga Urals Basin, Uralian Thrust Belt, oil, gas, Domanik source rock, Riphean depocenter, structural reactivation, hydrocarbon migration

Recommended citation: Sobornov K.O. (2023). Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 187–202. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.13>

References

- Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. (2020). Global Tectonic and Basin Maps Albert Search and Discovery. Article #30444. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf
- Bazhenova T.K. (2016). Oil source rocks of the ancient platforms of Russia and petroleum potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 11(4), (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf
- Bogdanov B., Kuzmenko Yu. (2018). Reference outcrop of the Sirachoy reef on the Sedyu River (Ukhta-Izhma Swell, Timan Ridge) wait for their researchers. *Norwegian Journal of development of the International Science*, 21, pp. 3–40. (In Russ.)
- Bychkov S.G., Neganov V.M., Michurin F.V. (2010). Petroleum exploration zoning of the Permian district. *Neftegazovoe delo*, (3), pp. 302–317. (In Russ.)
- Danilov, V.N., Gudelman, A.A., Utkina O.L. et al. (2015). Geological Structure and Gas Potential of Western Slope of the Polar and Sub-Polar Urals (Based on Exploration Data). St. Petersburg: VNIGRI, 264 p. (In Russ.)
- Deep structure, evolution and mineral deposits of Early Precambrian basement of the east European Platform. Regional lines 1-EV, 4B and Tatseis data interpretation (2010). Mints M.B. (Ed). Moscow: GEOKART GEOS, vol. 1, 408 p. (In Russ.)
- Fazliakhmetov A.M., Masagutov R.Kh., Zimenkov R.A. (2022). On prospectivity of discovery of oil and gas in the Yuruzan Sylva Foredeep. *Proc. II International conference "Geology and Geophysics"*, Ufa, PoliPress, pp. 228–232. (In Russ.)
- Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu. (2019). 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 nefi i gaza = Oil and gas geology*, (3), pp. 23–38. (In Russ.)
- Galimov E.V., Kamaleeva A.I. (2015). Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments? *Geochemistry International*, (53), pp. 95–112.
- Gatiyatullin N.S. (2010). Peculiarities of distribution of Permian bitumen and deeper petroleum pools in the Republic of Tatarstan. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5(3). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
- Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. (2009). Global Infracambrian petroleum systems: A review. In: Craig J., Thurow J., Thusu B., Whitham A., Abutarruma Y. (Eds.) Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa. *Geological Society, London, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326>
- Iosifidi A.G., Khramov A.N. (2012). The Polar Urals and Pay-Khoy in the Late Permian – paleomagnetic reconstruction. *Proc. Int. school-seminar "Problems of paleomagnetism and magnetism rocks"*. St. Petersburg: SOLO, pp. 80–86. (In Russ.)

- Kashubin S., Juhlin C., Friberg M., Rybalka A., Petrov G., Kashubin A., Bliznetsov M., Steer D. (2006). Crustal structure of the Middle Urals based on seismic reflection data. *Geological Society, London, Memoirs*, 32, pp. 427–442. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.2>
- Kamaletdinov M.A. (1974). Overthrust structures of the Urals. Moscow: Nauka, 236 p. (In Russ.)
- Kazantsev Yu.V. (1984). Structure of the Cis-Uralian foredeep. Moscow: Nauka, 185 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Fadeyeva N.P., Stoupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of Timano-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 73–88. (In Russ.)
- Klimenko S.S., Anishchenko L.A. (2010). Peculiarities of evolution of petroleum generation in the Timan Pechora Basin. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN*, (2), pp. 61–69. (In Russ.)
- Knyazev Yu.G., Knyazev O.Yu., Snachev V.I., Zhdanov A.V. et al., (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). Uralian Series. Sheet N-40 Ufa. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI, 512 p. (In Russ.)
- Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. (2022). The role of Proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 73–86. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
- Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Genina L.A., Nikhailov P.N. (1997). Upper Pre-Cambrian of the western Bashkortostan and its petroleum prospectivity. In: *Problems of regional geology, petroleum exploration, ore prospecting and hydrogeology of the Republic of Bashkortostan*. Ufa: Institute of Geology, Uralian Sci. Center, pp. 214–216. (In Russ.)
- Kuznetsov N.B., Soboleva A.A., Udoratina O.V., Gertseva M.L., Dorokhov N.S. (2007). Pre-Uralian tectonic evolution of the north-eastern and eastern margins of the East European Platform. Paper 2. Late pre-Cambrian-Cambrian collision of Baltica and Arctica. *Lithosphere (Russia)*, pp. 32–45. (In Russ.)
- Lozin E.V. (2002). Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories. *Lithosphere (Russia)*, (3), pp. 46–48. (In Russ.)
- Matte Ph. (2006). The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion. European lithosphere dynamics. *Geological Society, London, Memoirs*, 32(1), pp. 421–426. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25>
- Masagutov R.Kh. (2002). Lithological-stratigraphic characteristic and paleogeography of the Late Precambrian of the Baskortostan' Sic-Urals. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)
- Masagutov R.Kh., Bakirov R.D. (2019). Petroleum prospectivity of the Podalatau unit of the Bel'sk trough of the cis-Uralian Foredeep Basin. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 30(1), pp. 79–88. (In Russ.)
- Mirchink M.F., Khachatryan R.O., Gromeka V.I. (1965). Tectonics and oil plays of the Kamsko-Kinelskaya system of troughs. Moscow: Nauka, 21 p. (In Russ.)
- Neruchev S.G. (1982). Uranium and life in the history of the Earth. Leningrad: Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Nikonov N.I. (ed.) et al. (2000). Atlas of Geological Maps of the Timan-Pechora Sedimentary Basin. Ukhta: TP NITS. (In Russ.)
- Petrov G.A., Tristan N.I., Borozdina G.N., Maslov A.V. (2019). Final stage of the island arc magmatism in the North Urals. *Doklady AN*, 489(2), pp. 54–57. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2009). The evolution of the Uralian orogen. *Geological Society, London, Special Publications*, 327, pp. 161–195, <https://doi.org/10.1144/SP327.9>
- Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. (1993). Evolution of the Altai tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*, 364, pp. 299–307. <https://doi.org/10.1038/364299a0>
- Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Karasev T.V. (2021). The Upper Proterozoic (Riphean and Vendian) of the Volga-Urals region in peremetric wells. Ufa: Kniga-Print, 196 p. (In Russ.)
- Shchekotova I.F. (1990). Carbonate formations of the South Cis-Urals: tectonics and petroleum potential. Moscow: Nauka, 112. (In Russ.)
- Shein V.S., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Melnikova N.A. (2020). Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 35–55. (In Russ.)
- Sobornov K.O., Skripov A.A. (1993). Thrust structure of the transition zone of the Bel'sk Trough and Bashkirian Anticlinorium of the Southern Urals. *Doklady AN SSSR*, 333(2), pp. 242–245. (In Russ.)
- Sobornov K.O. (2015). Structure of fold belts and opportunity of large oil and gas discoveries in the Uralian fold belt (in Russian). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 10(1). (In Russ.) https://ngtp.ru/rub/2015/6_2015.html
- Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. (2021). Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 73–88. (In Russ.)
- Sobornov K.O. (2023). Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 7–25. (In Russ.)
- Svyazhina I.A., Petrov G.F. (2011). Migration of terrains of the Uralian mobile belt and the Paleozoic accretion events in the Uralian margin of the East European Continent. *Lithosphere (Russia)*, 6, pp. 3–13. (In Russ.)
- Trofimov V.A. (2014). Deep regional CDP seismic studies of oil-bearing territories. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ.)
- Yudin, V.V. (1994). Orogenesis of the North Urals and Pay-Khoy. Yekaterinburg: Nauka, 285 p. (In Russ.)
- Zhemchugova, V.A. (2002). Natural Reservoirs in Carbonate Formations of the Pechora Petroliferous Basin. Moscow: MSU, 243 p. (In Russ.)
- Zhemchugova V.A., Akhmanov G.G., Naumchev Yu.V., Pankov V.V., Karnyushina E.E. (2019). Sedimentation-capacity model of the subsalt deposits of the Southern Urals and adjoining territories. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 94–109. (In Russ.)
- Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. (1990). Lithosphere plate tectonics of the USSR territory. Moscow: Nedra; vol. 1, 328 p. (In Russ.)
- Weimer P., Bouroulec R., Adson J., Cossey S.P.J. (2017). An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*, 101(7), pp. 941–993. <https://doi.org/10.1306/09011608136>

About the Authors

Konstantin O. Sobornov – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, North Uralian Petroleum Company
412-a, build. 1, Kievskoe sh. 1, Rumyantsevo Business park, Moscow, 142784, Russian Federation
e-mail: ksobornov@yandex.ru

Manuscript received 27 December 2022;

Accepted 29 April 2023;

Published 30 June 2023