ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.6

УДК 553.982

О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Ю.А. Волож, В.А. Быкадоров, М.П. Антипов, Т.Н. Хераскова, И.С. Патина, И.С. Постникова*

Геологический институт РАН, Москва, Россия

Несмотря на давнюю историю геолого-поисковых работ и научных исследований в Каспийском регионе, многие вопросы его нефтегазогеологического районирования, включая обоснование границ, входящих в его состав нефтегазоносных провинций (НГП) древних и молодых платформ: Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлакской и Северо-Устюртской, остаются дискуссионными. В настоящей работе на примере Прикаспийской НГП рассматриваются проблемы нефтегеологического районирования осадочного чехла древних и молодых платформ. Предложено проводить нефтегазогеологическое районирование этих регионов с учетом типов разрезов земной коры и типов углеводородных систем осадочного чехла, а также типов структур основных нефтегазоносных комплексов. При выделении границ нефтегазоносных провинций определяющее значение имеет тип разреза земной коры, при выделении субпровинций на первом плане находится тип углеводородных систем, а границы нефтегазоносных областей определяются по типам разреза и структур основных нефтегазоносных комплексов.

В Прикаспийской НГП выделены три субпровинции, и дана характеристика их нефтегазоносности. Предлагаемые границы провинции почти совпадают с контурами распространения кунгурской соленосной толщи значительной мощности (сотни метров). По отсутствию четкой структурной границы между углеводородными палеозойскими системами, Прикаспийскую и Волго-Уральскую НГП предлагается рассматривать как единую окраинно-континентальную нефтегазоносную мегапровинцию. Полученные материалы и выводы могут служить в качестве основы при бассейновом моделировании и уточнении прогнозных ресурсов углеводородов.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, нефтегазоносные провинции, нефтегазогеологическое районирование, месторождения углеводородов, глубокие горизонты

Для цитирования: Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н., Патина И.С., Постникова И.С. (2021). О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 23(1), с. 60–69. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.6

Введение

Вопросам нефтегазогеологического районирования (НГГР) посвящено достаточно много работ, однако эта проблема до сих пор остается в сфере активных разработок и дискуссий. В послевоенные годы в СССР и других странах широко развернулись нефтегазопоисковые работы, в результате которых были открыты уникальные нефтегазовые регионы и активизировались научные исследования. Это привело, в частности, к обоснованию теории органического происхождения углеводородов (УВ) и разработке на ее основе концепции углеводородных систем «ГЭМАК» (Генерация – Эмиграция – Миграция – Аккумуляция – Консервация). Согласно этой теории, закономерности распределения залежей УВ в разрезе земной коры определяются последовательной сменой ряда событий, включая:

- захоронение органического вещества (ОВ) в нефтематеринских толщах в осадочном бассейне;

- генерацию углеводородов при катагенетическом преобразовании ОВ;

- эмиграцию (первичную миграцию) образовавшихся УВ из нефтематеринских свит в пласты проницаемых пород;

- миграцию УВ по коллекторам от очага генерации к зоне аккумуляции (ловушке);

- консервацию сформированной залежи в процессе последующих преобразований вмещающих их осадочных толщ.

Одновременно разрабатывались принципы выделения и классификации региональных скоплений нефти и газа. При этом сформировались две научные школы, развивавшие, соответственно, две различные точки зрения. Одна из них – школа ученых Московского государственного университета (И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Высоцкий, В.Б. Оленин) – придерживается генетического подхода к НГГР территорий на основе представлений об онтогенезе УВ, используя в качестве основного подразделения региональных скоплений УВ «нефтегазоносный бассейн» (Брод, 1964; Соколов, 1980). Под последним в настоящее время понимают область устойчивого и длительного прогибания земной коры, в пределах которой сформировалось тело осадочных пород, и возникли условия для генерации, аккумуляции и сохранности скоплений нефти и газа (Высоцкий, Оленин, 1990).

Другая школа, состоящая из ученых некоторых вузов и отраслевых научно-исследовательских институтов (А.А. Бакиров, Г.Х. Дикенштейн, С.П. Максимов, М.И. Варенцов и др.), отдаёт предпочтение процессам, ответственным за формирование и изменение гидрогеологической системы. По их мнению, базовым элементом НГГР является крупный структурный элемент, который

* Ответственный автор: Ирина Станиславовна Патина
e-mail: ira_patina@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

отождествляется с нефтегазоносной провинцией (Бакиров и др., 1965). Это могут быть синеклизы или антеклизы в пределах осадочного чехла древних платформ, либо своды и впадины в чехлах молодых платформ, а также отдельные осадочно-породные бассейны в пределах подвижных поясов различной геодинамической природы.

В настоящее время изучение и прогноз углеводородных систем базируются на применении методов бассейнового моделирования. В основе этой технологии лежит представление об углеводородной системе как о некой крупной замкнутой линзе осадочных пород регионального масштаба (современный отдельный бассейн, либо изолированный комплекс внутри осадочного чехла платформ), с которой совмещена гидродинамическая система открытого типа, т.е. система с регионально выдержанными дренажными слоями.

В процессе НГГР обычно используют геолого-геофизические материалы по тектоническому строению рассматриваемых территорий. Эти материалы дают представление о морфологии и эволюции структурных элементов, включая и ловушки углеводородов, и закономерности изменения мощностей осадочных серий, а в осадочно-породных бассейнах подвижных поясов – и их формационный состав. Основными надпорядковыми единицами при районировании континентов являются нефтегазоносные провинции (НГП), контуры которых совпадают с границами структурных элементов осадочного чехла земной коры. С учетом геодинамических особенностей формирования этих структур, выделяемые в их пределах НГП подразделяются на внутриплатформенные (синеклизные и рифтогенные), перикратонные, краевые, задуговые, преддуговые, межгорных прогибов и др. При выделении провинций в разной степени учитываются также размещения по площади и разрезу выявленных месторождений.

В настоящей работе рассматриваются проблемы НГГР на примере Прикаспийской НГП. Несмотря на давнюю историю геолого-поисковых работ и научных исследований в данном регионе, многие вопросы НГГР, включая обоснование границ Прикаспийской НГП, а также выяснение закономерностей размещения и условий консервации здесь залежей углеводородов остаются до сих пор в сфере поисков и дискуссий.

Состояние изученности

В 1974 г. в Министерстве геологии СССР была издана карта нефтегеологического районирования СССР, а затем и справочник по НГП (Нефтегазоносные провинции СССР, 1983). В 1990 г. эта карта была уточнена, переиздана и с небольшими дополнениями до сих пор используется в качестве основы для оценки ресурсного потенциала страны и ее регионов (Карта нефтегазогеологического районирования России, 1990).

Основным недостатком принятой в настоящее время картографической базы НГГР является ее акцент на структурно-тектонических аспектах, тогда как процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов не нашли должного отражения. Эта недоработка касается как малоизученных, так и давно известных нефтегазоносных провинций, в частности Прикаспийской и Волго-Уральской.

На указанных выше картах граница между Прикаспийской НГП и смежными с ней провинциями совпадает с тектоническими или тектоно-седиментационными границами Прикаспийской впадины, понимаемой как область развития соляных структур. При этом восточная граница Прикаспийской НГП проведена по Сакмаро-Кокпектинскому разлому, юго-восточная – по Северо-Устюртскому разлому, а юго-западная – по Каракульско-Смушковской системе надвигов. Западная и северо-западная границы Прикаспийской НГП проведены по тектоно-седиментационным карбонатным уступам ранней перми, отделяя, таким образом, области генерации углеводородов во впадине от прибортовых областей аккумуляции, также перекрытых мощной соленосной толщей кунгура.

В состав Прикаспийской НГП, отраженной в упомянутой выше официальной картографической базе, не были включены Бельская впадина и Северо-Бузачинский свод. Впоследствии В.С. Шеин (Шеин, 2008) включил Северо-Бузачинский свод в Прикаспийскую НГП, а границу с Бельской впадиной оставил открытой. При этом термин «нефтегазоносные провинции» был заменен на термин «нефтегазоносные бассейны» без изменения их границ. В работах В.С. Шеина был предложен новый геодинамический принцип НГГР, сохраняя при этом одновременно традиционный структурно-тектонический подход. Однако представления В.С. Шеина о геодинамических процессах в Прикаспийском регионе и на Урале разделяются далеко не всеми геологами (Атлас…, 2002; Быкадоров и др., 2003; Ужкенов и др., 2004; Bykadorov et al., 2003). Поэтому детальное районирование по геодинамическим (часто субъективным) построениям представляется пока преждевременным.

Интенсивные геологоразведочные работы на нефть и газ в России и других странах привели в последнее время, с одной стороны, к значительному расширению наших знаний о нижних горизонтах осадочного чехла, а с другой стороны, показали существенные пробелы в отдельных разделах осадочно-миграционной теории формирования залежей углеводородов. Это отражено в многочисленных результатах сейсмостратиграфических исследований, в том числе в Каспийском регионе (Обрядчиков, 2012; Оренбургский тектонический узел, 2013; Леонов и др., 2015). Показано, что на молодых послерифейских платформах, помимо плитного и доплитного комплексов, в состав платформенного осадочного чехла следует включать также и складчатый комплекс, сформированный в коллизионный этап тектогенеза и сложенный деформированными, но слабо преобразованными осадочными и вулканогенно-осадочными породами, не полностью потерявшими способность генерировать углеводороды.

Основные принципы и подходы

В настоящее время существуют два основных подхода к нефтегазогеологическому районированию. Первый заключается в выделении крупных объектов, в пределах которых процессы генерации и аккумуляции нефти и газа протекали относительно автономно. Второй направлен на выделение крупных объектов, в пределах которых месторождения нефти и газа характеризуются сходными условиями формирования и приурочены к единым нефтегазоносным комплексам. Если первый подход наиболее эффективен как основа для теоретических построений, то

второй нацелен, прежде всего, на решение прикладных задач, т.е. непосредственно на поиски месторождений нефти и газа. Обычно первый подход применяется при осадочно-бассейновом районировании, а второй – при выделении нефтегазоносных провинций, областей и районов (НГП, НГО и НГР). Противопоставлять указанные подходы было бы неверным, поскольку в процессе исследования и районирования они часто дополняют друг друга. При этом бассейновый анализ обычно предшествует выделению в составе нефтегазоперспективных регионов НГП, НГО и НГР, что регламентируется соответствующими методическими разработками (Методическое руководство…, 2000).

На наш взгляд, НГГР должно быть ориентировано не только на выяснение закономерностей размещения залежей углеводородов, но и на выявление нефтегенерирующих и нефтегазосодержащих толщ и условий консервации залежей нефти и газа. Наряду со структурой, палеогеографической и геодинамической обстановкой формирования осадочных комплексов необходимо также учитывать наличие региональных покрышек и благоприятных термодинамических и гидрогеологических условий генерации и консервации углеводородов. Иначе говоря, для каждой провинции следует определить тип и/или типы углеводородных систем (УВС) в пределах ее подразделений различного ранга.

Ранее было предложено в осадочном чехле континентов выделять два типа УВС: открытые и квазиоткрытые (Абукова и др., 2019).

Первый (открытый) тип характерен для верхних хорошо проницаемых частей осадочных разрезов. Этот тип сопровождается инфильтрационным гидрогеологическим режимом с движением вод вниз по падению пластов за счет разницы высот между областями питания и разгрузки.

Второй (квазиоткрытый) тип УВС характерен для провинций древних и молодых платформ с большой мощностью осадочных отложений, у которых глубокие горизонты разреза осадочного чехла отделены от вышележащих отложений надежной региональной покрышкой. В этом интервале разреза преобладает затрудненный (элизионный) тип водообмена, при этом миграция углеводородов и воды идет из более погруженных областей в приподнятые. Квазиоткрытые УВ-системы не имеют связи с поверхностью, что приводит к возникновению в них аномально высоких поровых или пластовых давлений. Этот тип УВС изучен ещё недостаточно. Имеющиеся данные позволяют различить две их разновидности: очаговые и блочные. Первые (очаговые или автоклавные УВС) развиты в мощных сланцевых толщах, вторые (блоковые УВС) – в породах складчатого комплекса, где отсутствуют возможности дренажа по латерали. При аномально высоких поровых давлениях, возникающих при генерации углеводородов, развиваются зоны трещиноватости, в которых иногда формируются залежи углеводородов.

Изложенное выше необходимо учитывать при обосновании границ и районировании Прикаспийской НГП (рис. 1).

Во-первых, НГГР следует проводить по главному подсолевому палеозойскому нефтегазоносному комплексу пород, мощность которого достигает 10–12 км. С этим комплексом связано более 90% разведанных запасов углеводородов Прикаспийской провинции, и в нем прогнозируются ресурсы не менее значительные, чем уже выявленные.

Во-вторых, необходимо учитывать контуры региональной соленосной кунгурской покрышки. Она обеспечивает поддержание аномально высокого давления в подсолевых докунгурских отложениях, а также формирование и сохранение крупнейших и крупных месторождений углеводородов, в первую очередь газа.

В-третьих, следует принимать во внимание, что генерацию и формирование углеводородов (особенно газов) в Прикаспийской впадине и по её периферии в пределах развития соленосной покрышки обеспечивают палеозойские (в основном верхнедевонско-нижнепермские) и, возможно, более древние нефтегазоматеринские породы погруженных частей впадины, включая складчатый комплекс рифея-нижнего венда.

Эти факторы дают основание для отнесения палеозойского комплекса Прикаспийской НГП к категории УВС второго типа с элизионным флюидообменом и аномально высокими пластовыми давлениями.

Границы, структура и нефтегазоносность Прикаспийской НГП

На рис. 2 представлена схема нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП. При этом были учтены изложенные выше структурные, нефтегазоносные и другие особенности этого региона, а также показанные на рис. 3–8 результаты выполненных здесь сейсмостратиграфических работ.

Как и в ряде других исследований, восточная и южная границы Прикаспийской НГП на рис. 2 проведены по тектоническим швам: на востоке по Сакмаро-Кокпектинскому разлому (границе со складчатым Уралом) (рис. 3, 5), на юго-востоке – по Северо-Устюртскому сдвигу, а на юге – по Каракульско-Смушковской зоне надвигов и краевой зоне Донбасс-Туаркырской рифтовой системы (рис. 4).

Западная и северная окраины Прикаспийской НГП сложены мощными шельфовыми известняками карбона-нижней перми, переходящими в некомпенсированные глинистые отложения центральной части впадины через крутые бортовые уступы. На юге и востоке Прикаспийской впадины эти уступы не рассматриваются как ее границы, однако западная и северная границы впадины и НГП обычно проводятся по аналогичным бортовым уступам. Для структурно-тектонического районирования при выделении Прикаспийской впадины такая граница вполне приемлема, поскольку она фиксируется крутой флексурой по верхним горизонтам подсолевого разреза, и с этой границей связана область распространения мощной соленосной толщи кунгура с соляными куполами. Однако при нефтегазогеологическом районировании эта граница отрывает области генерации углеводородов во впадине от областей формирования месторождений нефти и газа на шельфовой карбонатной окраине. При таком проведении северной и западной границ не учитываются строение подсолевого разреза, основного нефтегазоносного комплекса, ареал кунгурской соленосной покрышки, условия формирования и распределения месторождений нефти и газа (рис. 6, 7). Также необходимо подчеркнуть, что нижние горизонты осадочного чехла (поверхность

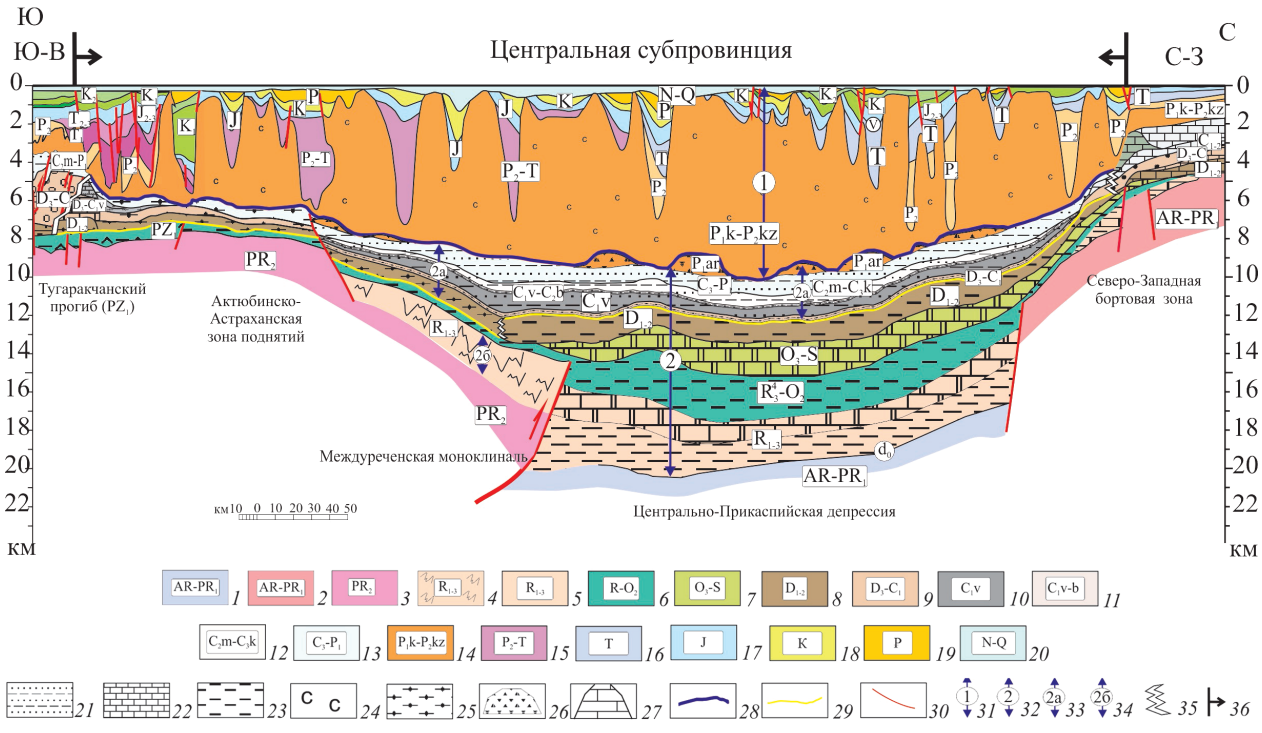

Рис. 1. Сейсмогеологический разрез Меридиональный характеризует типы разрезов Прикаспийской НГП и типы флюидосистем. Сейсмостратиграфические подразделения: а) Консолидированная кора: 1 – архейско-протерозойская утоненная, 2 – архейско-протерозойская, 3 – верхнепротерозойская (кадомская); б) складчатый комплекс осадочного чехла: 4 – рифейский; в) доплитные комплексы осадочного чехла: 5 – рифейский, 6 – рифейско-среднеордовикский, 7 – верхнеордовикско-силурийский, 8 – нижне-среднедевонский; г) плитный комплекс осадочного чехла: 9 – верхнедевонско-нижнекаменноугольный, 10 – визейский, 11 – визейско-башкирский, 12 – московско-касимовский, 13 – гжельско-артинский, 14 – кунгурско-казанский,15 – верхнепермско-триасовый, 16 – триасовый, 17 – юрский, 18 – меловой, 19 – палеогеновый, 20 – Неоген-четвертичный; сейсмофации: 21 – терригенно-карбонатные, 22 – карбонатные,23 – терригенные, 24 – соленосные, 25 – глубоководные кремнисто-глинистые; 26–27 – потенциальные коллектора (нефтегазолокализующие объекты) внутри автоклавной углеводородной системы: 26 – терригенного состава (подводные конуса выноса), 27 – карбонатного состава (внутрибассейновые карбонатные платформы); 28–29 – флюидоупоры в подсолевом комплексе: 28 – региональные, 29 – зональные; 30 – разломы; 31–33 – типы и подтипы углеводородных систем: 31 – открытая, 32 – квазиоткрытая, 33 – очаговая; 34 – блоковая; 35 – боковые полупроницаемые границы автоклавной углеводородной системы (зона смены глубоководных отложений мелководными); 36 – принятые границы Прикаспийской впадины и НГП; Ю-В – Юго-восточная субпровинция, С-З – Северо-западная субпровинция.

консолидированной коры и подошва девона) в районе карбонатных уступов плавно воздымаются на запад и на север (рис. 6, 8). Месторождения нефти и газа сосредоточены в основном с внешней стороны бортовых уступов. Их формирование связано в основном с нефтегазоматеринскими углеродистыми глинисто-кремнистыми отложениями верхнего девона-нижней перми глубокой внутренней части Прикаспийской впадины. Поэтому в состав провинции следует включать все наклоненные к Прикаспийской впадине смежные моноклинали с соленосной покрышкой и за пределами бортовых уступов.

По особенностям углеводородных систем, стратиграфии и литологическому составу разрезов палеозойских отложений, а также по типам структур в Прикаспийской НГП выделяются три субпровинции (рис. 2): Центрально-Прикаспийская, Юго-Восточная и Северо-Западная.

Центрально-Прикаспийская субпровинция отличается глубоким залеганием подсолевого палеозойского разреза (4–9 км), аномально высокими пластовыми давлениями и низким температурным градиентом. В целом её флюидосистема характеризуется стагнирующим элизионным режимом. Общая мощность подсолевой части разреза осадочного чехла достигает 12 км. Из них около 8 км приходится на плитный ордовикско-нижнепермский комплекс и 4 км на складчатый (на северо-востоке) и доплитный (на западе) рифейский комплекс.

Юго-Восточная и Северо-Западная субпровинции отличаются мелководным, шельфовым характером палеозойских осадочных образований. Значительная роль в разрезах принадлежит органогенным известнякам, образующим зачастую рифогенные структуры. Но основным типом нефтегазоперспективных структур являются антиклинали. На антиклиналях выявлены крупные нефтяные и нефтегазовые месторождения, такие как Жанажол, Зайкинское, Коробковское и др., а также несколько десятков мелких месторождений. Для карбонатов характерна закарстованность отдельных интервалов и повышенная трещиноватость, что обеспечивает хорошие коллекторские свойства продуктивных пластов.

Внутри каждой субпровинции выделяется несколько нефтегазоносных областей по особенностям строения разрезов палеозойских отложений, их стратиграфическому диапазону, типам структурных и седиментационных ловушек, характеру покрышек.

Таким образом, при предложенном районировании Прикаспийской НГП более отчетливо просматриваются ее отличия от смежных нефтегазосносных провинций, и особенно от Волго-Уральской НГП. Последнюю отличают

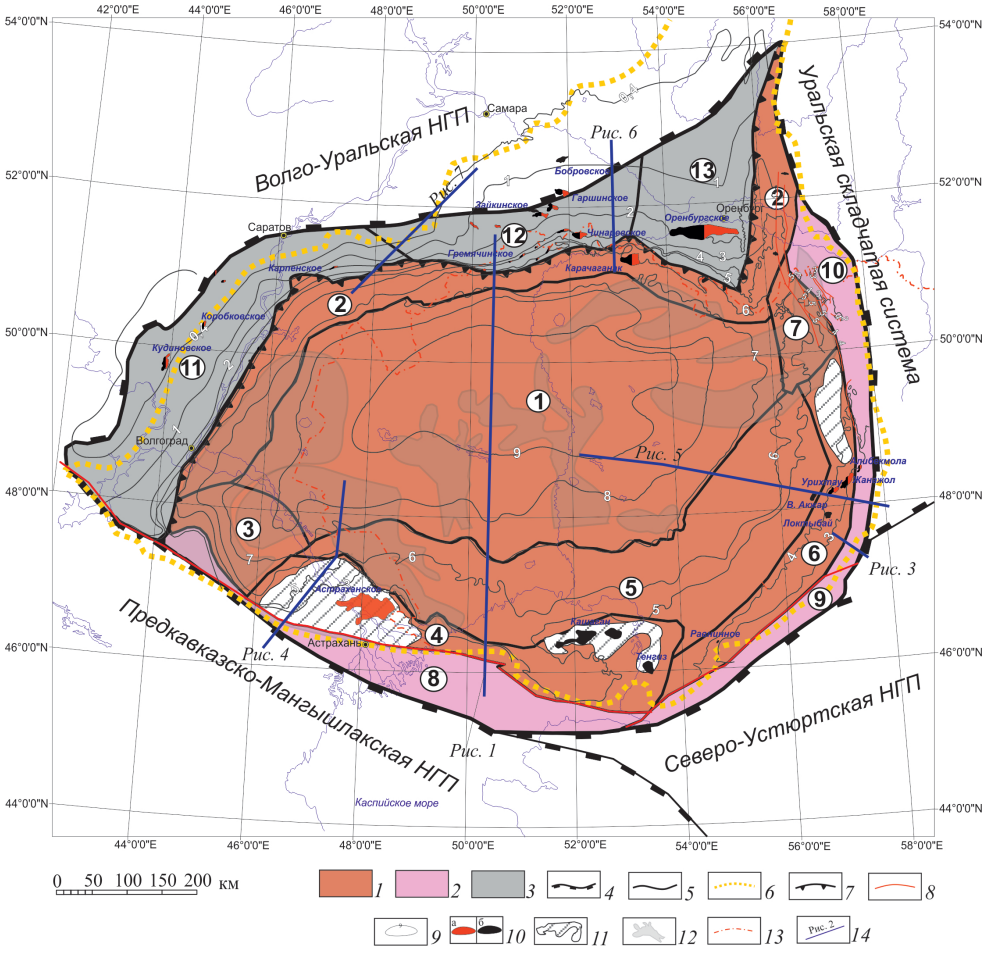

Рис. 2. Схема районирования Прикаспийской нефтегазоносной провинции. 1 – Центрально-Прикаспийская субпровинция (цифрами в кружках обозначены нефтегазоносные области): 1 – Центральная НГО, 2 – Северо-западная прибортовая НГО, 3 – Сарпинская НГО, 4 – Астраханско-Тенгизская НГО, 5 – Астраханско-Актюбинская НГО, 6 – Темирская НГО, 7 – Алексеевская НГО; 2 – Юго-восточная субпровинция: 8 – Бузачинско-Каракульская НГО; 9 – Южно-Эмбинская НГО, 10 – Предмугоджарская; 3 – Северо-Западная субпровинция: 11 – Приволжская НГО, 12 – Южно-Бузулукская НГО, 13 – Оренбургская НГО; 4 – границы нефтегазоносных провинций; 5 – границы нефтегазоносных областей; 6 – граница кунгурской соли; 7 – карбонатный уступ P_1; 8 – разломы; 9 —изогипсы по подошве кунгура; 10 – некоторые месторождения: а)газовые, б)нефтяные; 11 – карбонатные массивы; 2 – подводные конуса выноса нижнепермского (преимущественно артинского) и верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста; 13 – государственная граница; 14 – местоположение разрезов (рис. 1,3,4,5,6,7).

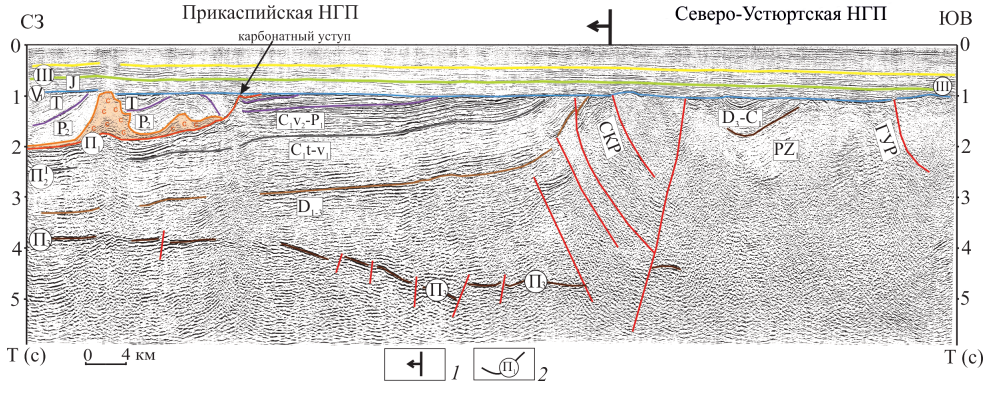

Рис. 3. Временной сейсмический разрез, демонстрирующий проведение юго-восточной границы Прикаспийской НГП в районе Терескенского поднятия. 1 – принятые границы Прикаспийской впадины и НГП; 2 – опорные отражающие горизонты и их индекс; СКР – Сакмаро-Кокпектинский разлом, ГУР – Главный Уральский разлом.

менее мощный и стратиграфически сокращенный разрез докунгурского осадочного чехла (от среднего девона до нижней перми), почти повсеместное отсутствие региональной соленосной толщи, отсутствие аномальных пластовых давлений и преобладание преимущественно нефтяных залежей. Основным источником углеводородов в Волго-Уральской НГП являются черные глины и горючие сланцы (доманикоиды) Камско-Кинельской системы прогибов.

Учитывая распространение нефтегазоматеринских пород и связанных с ними месторождений углеводородов, в Прикаспийскую НГП мы включаем на северо-западе и северо-востоке следующие нефтегазоносные районы, ранее традиционно относившиеся к Волго-Уральской НГП: Бельскую впадину (Северо-западная прибортовая НГО Центрально-Прикаспийской субпровинции), Соль-Илецкий выступ и Восточно-Оренбургское поднятие (Оренбургская НГО Северо-Западной субпровинции), южные части Бузулукской впадины и Пугачевского свода (Южно-Бузулукская НГО Северо-Западной субпровинции), а также Приволжскую моноклиналь (Приволжская НГО Северо-Западной субпровинции) (рис. 2,7,8). Эти области имеют региональную соленосную кунгурскую покрышку, одновозрастной, но более мелководный разрез докунгурского палеозоя с падением слоев в сторону Прикаспийской впадины.

На юге к Прикаспийской НГП примыкает Северо-Бузачинский свод с богатыми залежами нефти в юрских и нижнемеловых отложениях, сформированных за счет перетока углеводородов из палеозойских отложений, лишенных здесь соленосной покрышки. Аналогичные месторождения в юрских отложениях вскрыты в море на продолжении Северо-Бузачинского свода. Этот своеобразный нефтегазовый район также следует рассматривать внутри

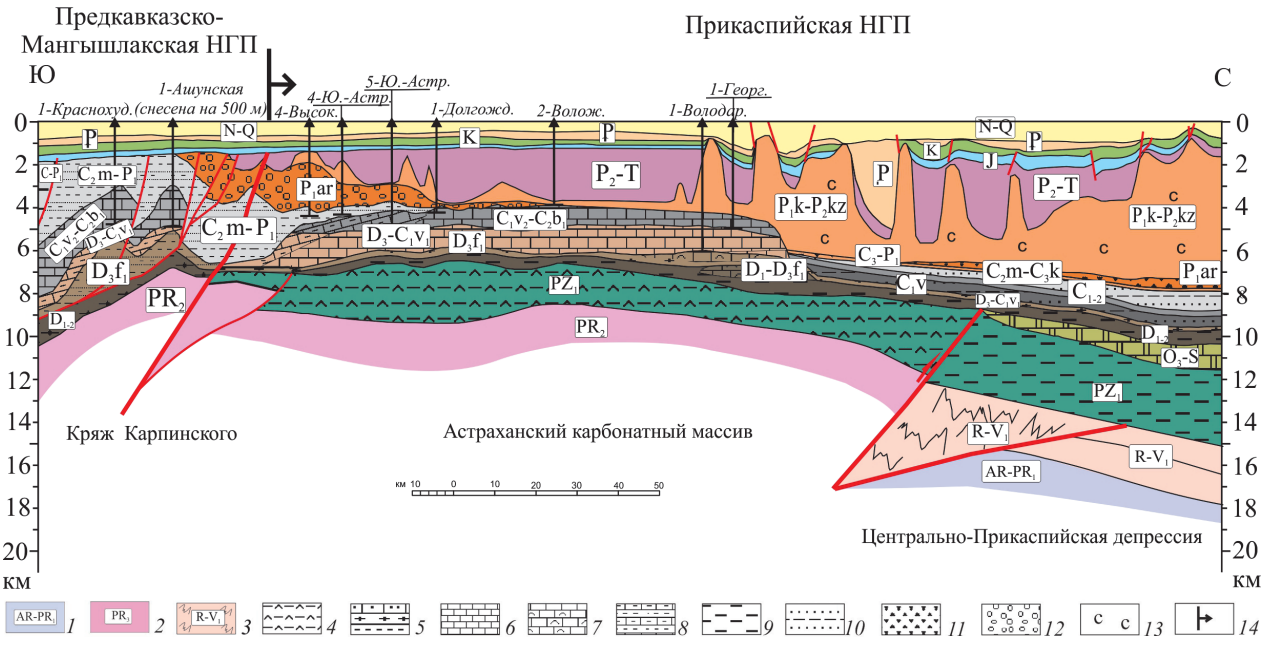

Рис. 4. Сейсмогеологический разрез, демонстрирующий юго-западную границу Прикаспийской НГП в пределах Астраханского карбонатного массива (по (Астраханский карбонатный массив..., 2008)). Консолидированная кора: 1 – архейско-протерозойская утоненная; 2 – верхнепротерозойская (кадомская); 3 – рифей-нижневендский складчатый комплекс осадочного чехла; Сейсмофации: 4 – вулканогенно-осадочные; 5 – доломитовые шельфовые; 6 – карбонатные нерасчлененные шельфовые; 7 – рифогенные карбонатные; 8 – глинисто-карбонатные; 9 – терригенные; 10 – терригенные прибортовые; 11 – терригенные подводных конусов выноса; 12 – терригенные подножий склонов; 13 – соленосные; 14 – принятые границы Прикаспийской впадины и НГП.

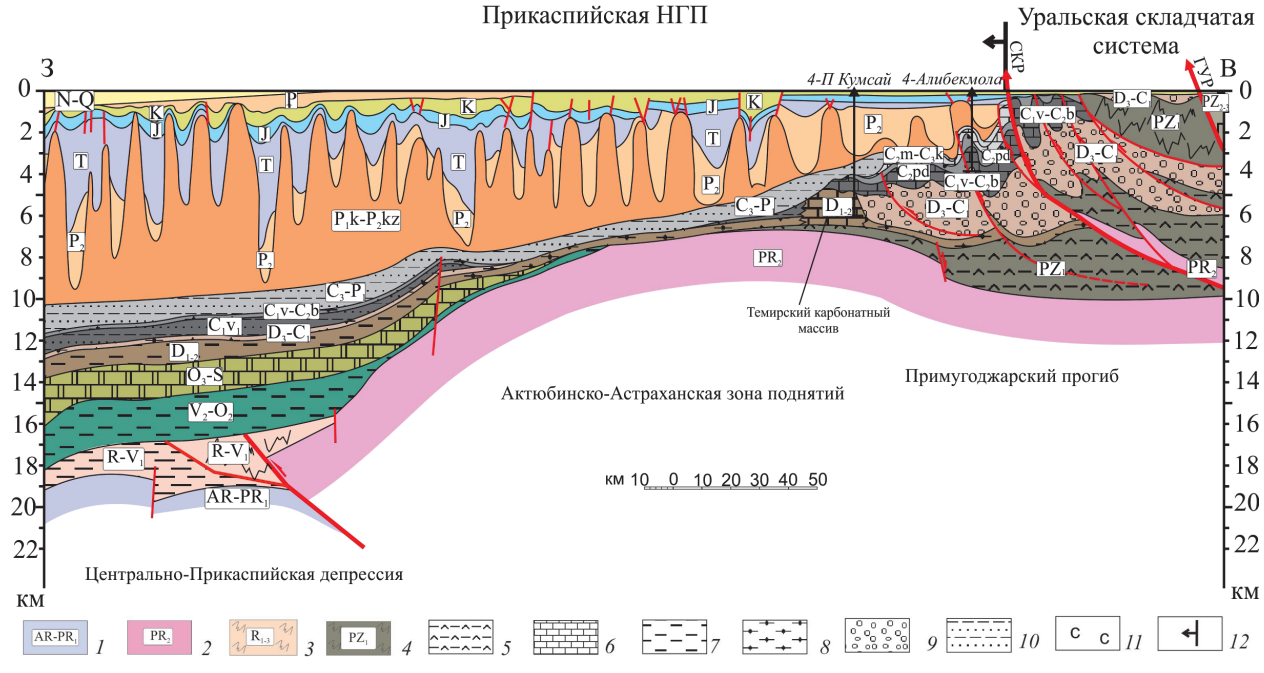

Рис. 5. Сейсмогеологический разрез через восточную часть Прикаспийской НГП в районе Темирского карбонатного массива (по Осадочные бассейны..., 2004, с изменениями). 1 – архейско-протерозойская утоненная консолидированная кора; 2 – верхнепротерозойская (кадомская) консолидированная кора; 3 – рифей-нижневендский складчатый комплекс осадочного чехла; 4 – верхнепалеозойский (девонско-пермский) складчатый комплекс осадочного чехла; 5-11 – сейсмофации: 5 – вулканогенно-осадочные, 6 – карбонатные нерасчлененные шельфовые, 7 – терригенные мелководные, 8 – депрессионные глинисто-кремнистые, 9 – терригенные граувакковые, 10 – терригенные глубоководных котловин, 11 – соленосные; 12 – принятые границы Прикаспийской впадины и НГП; ГУР - Главный Уральский разлом; СКР – Сакмаро-Кокпектинский разлом.

Прикаспийской НГП как Бузачинско-Каракульскую НГО Юго-восточной субпровинции, где в зонах утоненной соленосной покрышки известны десятки надсолевых месторождений нефти палеозойского генезиса.

В целом предлагаемые границы Прикаспийской НГП почти совпадают с контурами распространения кунгурской соленосной толщи значительной мощности (сотни метров), а палеозойский разрез подсолевой части осадочного чехла включает морские мелководные отложения от нижнего девона до нижней перми.

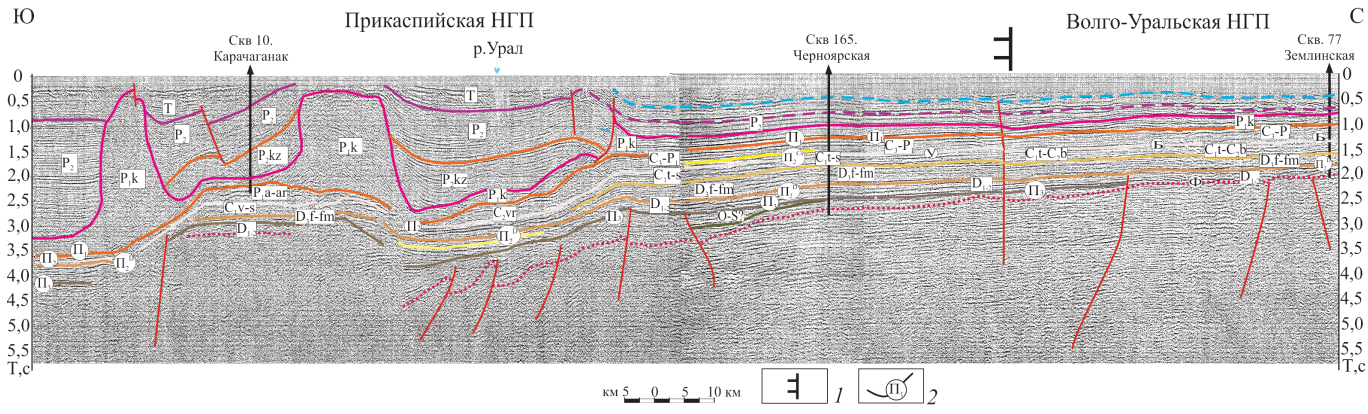

Рис. 6. Временной сейсмостратиграфический разрез через северную окраину Прикаспийской НГП в районе Карачаганакского карбонатного массива, показывающий широкое распространение кунгурской соленосной покрышки в пределах Южно-Бузулукской впадины. 1 – предлагаемая граница Прикаспийской и Волго-Уральской НГП; 2 – опорные отражающие горизонты и их индекс.

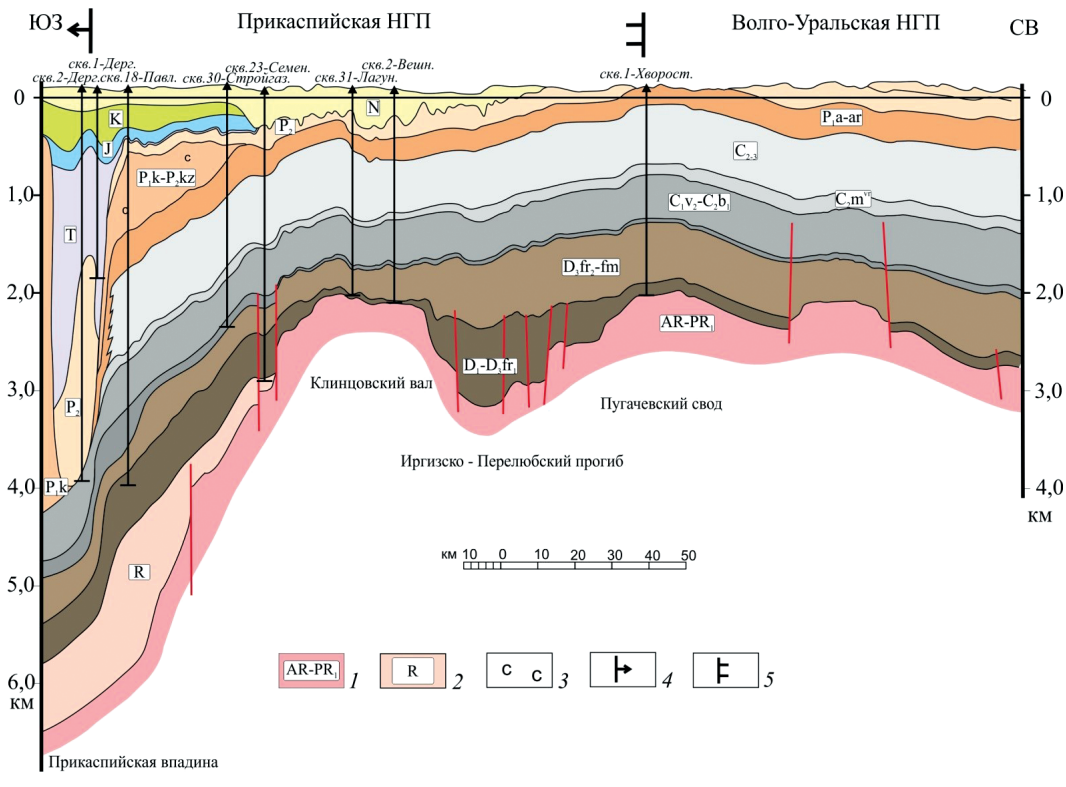

Рис. 7. Сейсмогеологический разрез через северную окраину Прикаспийской НГП, обосновывающий проведение ее северной границы. 1 – архейско-протерозойская консолидированная кора; 2 – рифейский доплитный комплекс осадочного чехла; сейсмофации: 3 – соленосные; 4 – принятые границы Прикаспийской впадины и НГП; 5 – предлагаемая граница Прикаспийской и Волго-Уральской НГП.

Перспективы нефтегазоносности и уточнение строения глубоких горизонтов Прикаспийской НГП

На северной и южной окраинах Прикаспийской НГП разведаны крупные карбонатные атолловидные массивы. Именно на этих массивах в настоящее время сосредоточена основная часть разведанных запасов нефти и газа Прикаспийской НГП. Астраханское месторождение содержит около 4 трлн м^3 газа, на Кашаганском и Тенгизском карбонатных массивах разведано более 1 млрд т нефти на каждом. На северном и южном краях субпровинции выявлены также нефтегазоперспективные останцовые карбонатные массивы визейско-башкирского и позднеартинско-кунгурского возраста. Перспективы на выявление крупных месторождений углеводородов связаны, по нашему мнению, и с крупными нижнепермскими и верейскими конусами выноса на глубинах более 7 км (Волож и др., 2019). Как показывает мировой опыт, аномальные давления и низкий температурный градиент обеспечивают сохранение залежей не только газа, но и нефти на глубинах до 10–11 км.

Таким образом, основная часть неразведанных ресурсов углеводородов Прикаспийской НГП связана именно с большими глубинами, что определяет актуальность привлечения внимания к недостаточной степени изучения некоторых важных аспектов глубинного геологического строения Прикаспийской НГП. Это относится, в частности, к изучению толщи заполнения Сарпинского прогиба, карбонатных массивов и конусов выноса Центрально-Прикаспийской субпровинции. В этой связи для повышения достоверности прогнозов

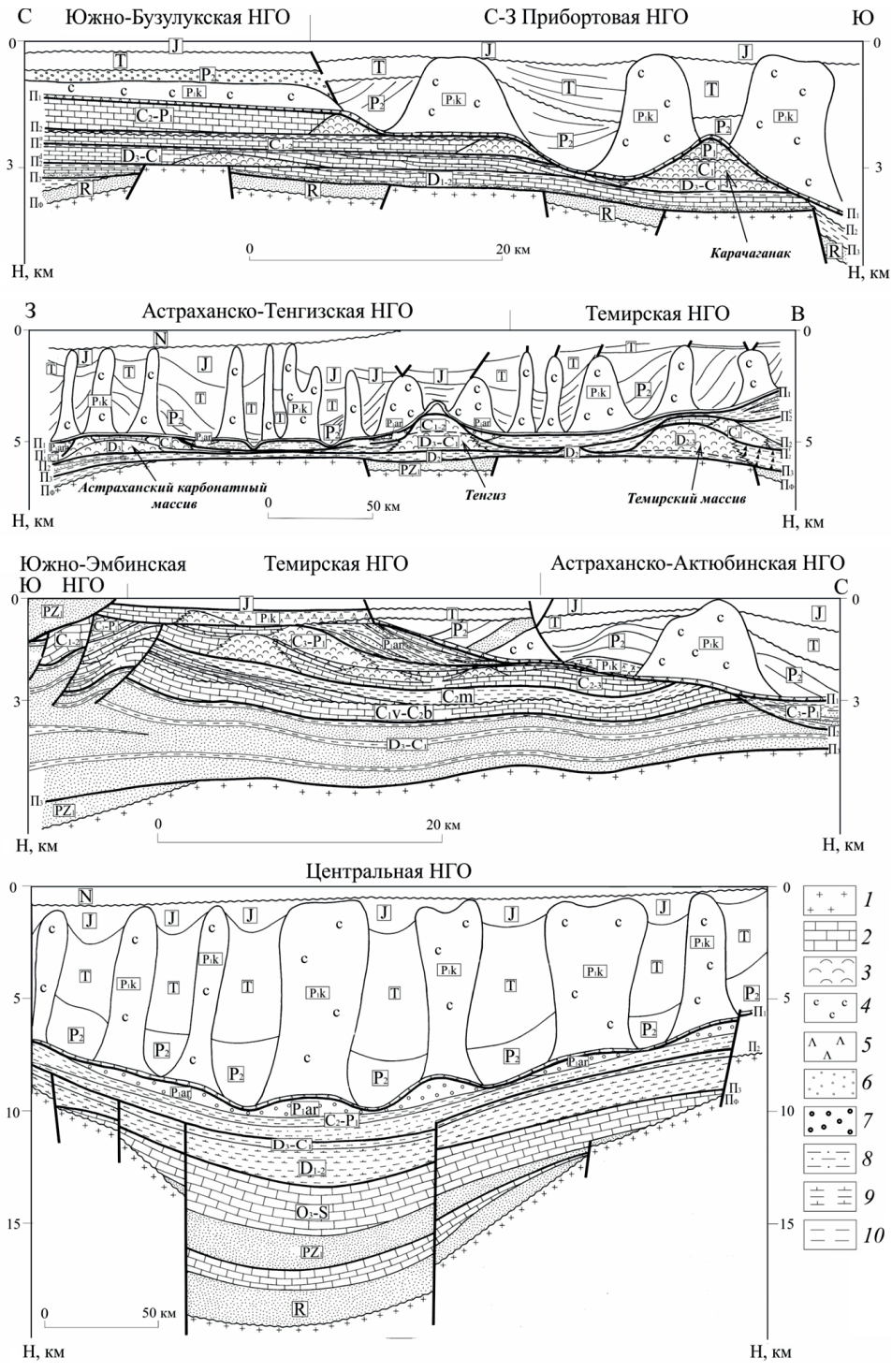

Рис. 8. Типы разрезов Прикаспийской НГП. 1 – фундамент, 2 – известняки мелководные, 3 – известняки рифовые, 4 – соль, 5 – ангидриты, 6 – терригенные морские мелководные отложения, 7 – терригенные континентальные комплексы, 8 – терригенные отложения внутреннего шельфа, 9 – глинисто-карбонатные отложения внешнего шельфа, 10 – глинистые депрессионные и склоновые.

необходимо бурение сверхглубоких скважин на трех российских площадях провинции. Предложения по размещению таких скважин выработаны совместно сотрудниками Геологического института РАН и ВСЕГЕИ в процессе составления комплекта геологических карт Каспийского региона. Эти скважины рекомендованы в Сарпинском прогибе, на Алтатинской и Астраханской площадях с целью подтверждения прогнозного сейсмостратиграфического разреза девонско-нижнепермских отложений.

На Астраханском своде глубокая (9 км) скважина должна вскрыть подошву девонских отложений и подтвердить предполагаемый по сейсморазведочным данным крупный рифогенный массив. Глубже 8 км прогнозируются нижнепалеозойские отложения неясной природы мощностью до 3 км. Эти отложения до настоящего времени во впадине практически не изучены. Установление их состава и генезиса позволит подтвердить сведения об их нефтегазоносных свойствах и скорректировать прогнозные ресурсы.

В крупном Сарпинском прогибе на юго-западе нефтегазоносной провинции остается нерешенным вопрос о возрасте и строении мощной терригенной толщи с граничными скоростями 5,1 км/с. Подошва этой толщи совпадает с отражающим горизонтом $П_5$, условно относимым к кровле нижнего палеозоя или рифея, что также требует подтверждения бурением. Возраст фундамента в Сарпинском прогибе определяется неоднозначно. Для решения этих задач рекомендуется бурение скважины глубиной 11 км, которая вскроет отражающий горизонт $П_5$.

Как известно, основные разведанные запасы углеводородов в НГП установлены в карбонатных отложениях верхнего девона-нижней перми. Для изучения предполагаемой карбонатной постройки, подстилающих и перекрывающих её отложений рекомендуется скважина глубиной 8 км.

Заключение

Основным недостатком принятой в настоящее время картографической базы НГГР является ее акцент на структурно-тектонических аспектах, тогда как процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов не нашли должного отражения. Эта недоработка касается как малоизученных, так и давно известных нефтегазоносных провинций, в частности Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Предлагаемые границы Прикаспийской провинции почти совпадают с контурами распространения кунгурской соленосной толщи значительной мощности, а палеозойский разрез подсолевой части осадочного чехла включает морские мелководные отложения от нижнего девона до нижней перми.

С учетом особенностей углеводородных систем, стратиграфии и литологии палеозойских отложений в составе Прикаспийской НГП различаются три субпровинции: Северо-Западная, Юго-Восточная и Центрально-Прикаспийская. Первые две их них отличаются мелководным, шельфовым характером палеозойских осадочных образований и сосредоточением основных запасов углеводородов в антиклиналях и крупных карбонатных атолловидных массивах. Главные перспективы на выявление крупных месторождений углеводородов в пределах Центрально-Прикаспийской субпровинции связаны с нижнепермскими и верейскими конусами выноса на глубинах более 7 км.

Несмотря на отсутствие четкой структурной границы между углеводородными палеозойскими системами Прикаспийской и Волго-Уральской НГП, они имеют много общего и потому их можно рассматривать как единую окраинно-континентальную нефтегазоносную мегапровинцию.

Полученные материалы и выводы могут служить основой при бассейновом моделировании и уточнении прогнозных ресурсов углеводородов, включая обоснование размещения сверхглубоких скважин в пределах Прикаспийской НГП.

Финансирование

Работа выполнена в рамках Госзадания ГИН РАН.

Литература

Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. (2019). Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре. *Геотектоника*, 3, с. 76–88.

Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность (2008). Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына, М.: Научный мир, 221 с.

Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии – НИИ Природных ресурсов ЮГГЕО (2002). Алма-Ата, 26 с., 37 листов карт.

Афанасенков А.П., Сенин В.В., Леончик М.И. (2016). К уточнению модели нефтегазогеологического районирования Арктического шельфа России в свете современных геолого-геофизических данных. *Геология нефти и газа*, 4, с. 77–88.

Бакиров А.А., Рябухин Г.Е., Юдин Г.К. (1965). Нефтегазоносные провинции и области СССР. М.: Высшая школа, ч.1, 72 с.

Брод И.О. (1965). Учение о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 60 с.

Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Быкадоров И.В., Парасына В.С., Постникова И.С., Сапожников Р.Б., Хераскова Т.Н. (2019). Нефтегазоперспективные объекты палеозойского подсолевого разреза Прикаспийской впадины. *Нефтегазовая геология теория и практика*, 4, 11 с.

Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. (1990). Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 264 с.

Карта нефтегазогеологического районирования России (1990). М 1:2500 000. Гл. ред. Г. А. Габриэлянц. М.: ПГО «Центргеология», 1 к.

Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. (2015). Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран. *Мониторинг. Наука и технологии*, 4, с. 6–15.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России (2000). М.: ВНИГНИ, 189 с.

Нефтегазоносные провинции СССР (1983). Ред. Г.Х. Дикенштейн, С.П. Максимов, В.В. Семенович. М.: Недра, 270 с.

Обрядчиков О.С. (2015). Особенности геологического строения, нефтегазоносность и перспективы поиска новых уникальных месторождений УВ в Прикаспийской впадине. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы: ОО «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов», с. 292–298.

Оренбургский тектонический узел (2013). Геологическое строение и нефтегазоносность. Ред. Ю.А. Волож и В.С. Парасыны. М.: Научный мир, 261 с.

Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция (2004). Ред. Ю.Г. Леонов, Ю.А. Волож. М.: Научный мир, 526 с.

Соколов Б.А. (1980). Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 283 с.

Ужкенов Б.С., Мазуров А.К., Быкадоров В.А., Смирнов А.В., Федоренко О.А. (2004). Палеогеография и геодинамика Казахстана и сопредельных территорий. *Доклады казахстанских геологов на МГК-32*. Алматы, с. 39–54.

Шеин В.С. (2006). Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 774 с.

Bykadorov V.A., Ushkenov B.S., Miletenko N.V., Fedorenko O.A., Volozh Y.A., Puchkov V.N., Smirnov A.V., Bush V.A., Filippova I.B. (2003). Ordovician-Permian palaeogeography Central Eurasia: development of Paleozoic petroleum-bearing basins. *Journal of Petroleum Geology*, 26(3), pp. 325–350. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x

Сведения об авторах

Юрий Абрамович Волож – докт. геол.-мин. наук, главный научный сотрудник лаборатории сравнительного анализа осадочных бассейнов, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

Виталий Алексеевич Быкадоров – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

Михаил Петрович Антипов – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

Татьяна Николаевна Хераскова – докт. геол.-мин. наук, главный научный сотрудник лаборатории геодинамики позднего докембрия и фанерозоя, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

Ирина Станиславовна Патина – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

e-mail: ira_patina@mail.ru

Ирина Сергеевна Постникова – младший научный сотрудник, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

Статья поступила в редакцию 20.05.2020;
Принята к публикации 25.09.2020; Опубликована 30.03.2021

IN ENGLISH

On the boundaries and zoning of the Caspian oil and gas province

Yu.A. Volozh, V.A. Bykadorov, M.P. Antipov, T.N. Kheraskova, I.S. Patina, I.S. Postnikova*

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Irina S. Patina, e-mail: ira_patina@mail.ru*

Abstract. Despite the long history of geological exploration and scientific research in the Caspian region many issues of its oil and gas geological zoning remain controversial, including justification the boundaries of oil and gas provinces at the ancient and young platforms: Pre-Caspian, Ciscaucasia-Mangyshlak and North-Ustyurt. This paper discusses problems of the ancient and young platforms sedimentary cover's oil and gas zoning using the example of Pre-Caspian region. It is proposed to carry out oil and gas geological zoning of these regions with taking into account the types of the Earth's crust sections and sedimentary cover's hydrocarbon systems types, as well as the types of the main oil and gas complexes' structures. The type of the Earth's crust section is crucial upon identification oil and gas provinces boundaries; the type of hydrocarbon systems is in the foreground when identifying sub provinces; and the boundaries of oil and gas regions are determined by the main types of oil and gas complexes' sections and structures.

In the Pre-Caspian province three sub-provinces are identified and their oil and gas potential is characterized. The proposed boundaries of the province closely coincide with the distribution contours of the Kungur saliferous strata with considerable thickness (hundreds of meters). Due to the lack of a clear structural boundary between the Paleozoic hydrocarbon systems the Pre-Caspian and Volga-Ural oil and gas provinces are proposed to be considered as a single marginal-continental oil and gas mega-province. The obtained materials and conclusions can serve as a basis for basin modeling and hydrocarbon resources forecast's refinement.

Keywords: Pre-Caspian depression, oil and gas provinces, oil and gas geological zoning, oil fields, deep horizons

Recommended citation: Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N., Patina I.S., Postnikova I.S. (2021). On the boundaries and zoning of the Caspian oil and gas province. *Georesursy = Georesources,* 23(1), pp. 60–69. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.6

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the State Assignment of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences.

References

Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Volozh Yu.A., Antipov M.P. (2019). Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the Earth crust. *Geotectonics*, 3, pp. 76–88. DOI: 10.1134/S0016852119030026

Afanasenkov A.P., Senin V.V., Leonchik M.I. (2016). Refinement of petrogeological zonation model of the Russian Arctic shelf in light of modern geological and geophysical data. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 4, pp. 77–88. (In Russ.)

Astrakhan carbonate massif: Structure and oil and gas content (2008). Ed. Yu.A. Volozh, V.S. Parasyna. Moscow: Nauchnyi mir Publ., 221 p. (In Russ.)

Atlas of lithological-paleogeographic, structural, palinspastic and geoecological maps of Central Eurasia ─ Research Institute of Natural Resources YUGGEO (2002). Alma-Ata, 26 p. (In Russ.)

Bakirov A.A., Ryabukhin G.E., Yudin G.K. (1965). Oil and gas provinces and regions of the USSR. Moscow: Vysshaya shkola, part 1, 72 p. (In Russ.)

Brod I.O. (1965). Study of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 60 p. (In Russ.)

Bykadorov V.A., Ushkenov B.S., Miletenko N.V., Fedorenko O.A., Volozh Y.A., Puchkov V.N., Smirnov A.V., Bush V.A., Filippova I.B. (2003). Ordovician-Permian palaeogeography Central Eurasia: development of Paleozoic petroleum-bearing basins. *Journal of Petroleum Geology*, 26(3), pp. 325–350. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x

Map of oil and gas geological zoning of Russia (1990). Scale 1:2500 000. Ed. G. A. Gabrielyants. Moscow: PGO «Tsentrgeologiya». (In Russ.)

Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Patina I.S., Lodzhevskaya M.I. (2015). Deep oil of sedimentary basins in Russia and neighboring countries. *Monitoring. Nauka i tekhnologii*, 4, pp. 6–15. (In Russ.)

Methodological guide for the quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources in Russia (2000). Moscow: VNIGNI Publ., 189 p. (In Russ.)

Obryadchikov O.S. (2015). Geological structure features, oil and gas content and prospects for the new unique hydrocarbon deposits in the Caspian basin. *Oil and gas basins of Kazakhstan and the prospects for their development*. Almaty: Kazakhstanskoe Obshchestvo Neftyanikov-Geologov, pp. 292–298. (In Russ.)

Oil and gas provinces of the USSR (1983). Eds. G.Kh. Dikenshtein, S.P. Maksimov, V.V. Semenovich. Moscow: Nedra, 270 p. (In Russ.)

Orenburg tectonic center. Geological structure and oil and gas content (2013). Eds. Yu.A. Volozh, V.S. Parasyny. Moscow: Nauchnyi mir, 261 p. (In Russ.)

Sedimentary Basins: Study Methodology, Structure and Evolution (2004). Eds. Yu.G. Leonov, Yu.A. Volozh. Moscow: Nauchnyi mir, 526 p. (In Russ.)

Shein V.S. (2006). Geology and oil and gas potential of Russia. Moscow: VNIGNI, 774 p. (In Russ.)

Sokolov B.A. (1980). Evolution and oil and gas content of sedimentary basins. Moscow: Nauka, 283 p. (In Russ.)

Uzhkenov B.S., Mazurov A.K., Bykadorov V.A., Smirnov A.V., Fedorenko O.A. (2004). Paleogeography and geodynamics of Kazakhstan and adjacent territories. *Coll. papers: Geosciences in Kazakhstan*. Almaty, pp. 39–54. (In Russ.)

Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Bykadorov I.V., Parasyna V.S., Postnikova I.S., Sapozhnikov R.B., Kheraskova T.N. (2019). Oil and gas promising objects of the Paleozoic subsalt section of the Caspian basin. *Neftegazovaya geologiya teoriya i praktika*, 4, 11 p. (In Russ.)

Vysotskii I.V., Vysotskii V.I., Olenin V.B. (1990). Oil and gas basins of foreign countries. Moscow: Nedra, 264 p. (In Russ.)

About the Authors

Yury A. Volozh – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Laboratory for Comparative Analysis of Sedimentary Basins, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Vitaly A. Bykadorov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Mikhail P. Antipov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Tatiana N. Kheraskova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Laboratory of Late Precambrian and Phanerozoic Geodynamics, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Irina S. Patina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation
e-mail: ira_patina@mail.ru

Irina S. Postnikova – Junior Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Manuscript received 20 May 2020;
Accepted 29 September 2020;
Published 30 March 2021