

УДК: 550.81:553.98(470.4/.5)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-127-133

Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазгеологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | И.В. Орешкин¹, С.А. Истекова², С.А. Новиков¹, А.С. Нысанова³

¹Саратовский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Саратов, Россия; oreshkiniv@yandex.ru; novikow.s@yandex.ru;

²НАО «Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева», Алматы, Республика Казахстан; istekovy@mail.ru;

³НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Атырау, Республика Казахстан; aigul_nsanova@mail.ru

Поступила 27.03.2023 г.

Доработана 04.04.2023 г.

Принята к печати 12.04.2023 г.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина; границы Прикаспийской нефтегазоносной провинции; подсолевые отложения; нефтегазгеологическое районирование; бассейновое моделирование.

Аннотация: Для оптимизации количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа ранее были предложены схемы нефтегазгеологического районирования отдельно российского и казахстанского секторов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Поскольку геологические и нефтегазгеологические границы не совпадают с государственными и административными границами, а Прикаспийская нефтегазоносная провинция представляет собой единый нефтегазоносный бассейн, предлагается единая, согласованная схема нефтегазгеологического районирования подсолевого мегакомплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Предложенный вариант районирования базируется на методических подходах бассейнового моделирования и заключается в оценке степени обеспеченности процессов формирования скоплений нефти и газа эмигрировавшими, сохранившимися жидкими и газообразными углеводородами. В основу выделения нефтегазосборных площадей (зон дренирования) по подсолевым отложениям положен современный структурный план подошвы региональной соленосной покрывки кунгура. Выделены две нефтегазоносные области — Северо-Прикаспийская (Волгоградско-Оренбургская) и Южно-Прикаспийская (Астраханско-Актюбинская), а в их пределах — преимущественно нефте- и газосносные районы.

Для цитирования: Орешкин И.В., Истекова С.А., Новиков С.А., Нысанова А.С. Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазгеологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 127–133. DOI:10.41748/0016-7894-2023-3-127-133.

Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modelling

© 2023 | I.V. Oreshkin¹, S.A. Istekova², S.A. Novikov¹, A.S. Nysanova³

¹Saratov Branch of the All-Russian Research Geological Oil Institute, Saratov, Russia; oreshkiniv@yandex.ru; novikow.s@yandex.ru;

²Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpaev, Almaty, Republic of Kazakhstan; istekovy@mail.ru;

³Atyrau oil and gas University named after Safi Utebayev; Atyrau, Republic of Kazakhstan; aigul_nsanova@mail.ru

Received 27.03.2023

Revised 04.04.2023

Accepted for publication 12.04.2023

Key words: Caspian depression; boundaries of Caspian Petroleum Province; subsalt deposits; geopetroleum zoning; basin modelling.

Abstract: Schemes of oil geopetroleum zoning of Russian and Kazakhstan sectors of the Caspian Petroleum Province were previously proposed to optimize quantitative assessment of predicted oil and gas resources. Since geological and geopetroleum boundaries do not coincide with those state and administrative, and the Caspian Petroleum Province is a single petroleum basin, a unified, a consistent scheme of geopetroleum zoning of the subsalt megasequence is proposed. The suggested zoning option is based on the basin modelling methodological approaches and involves the assessment of the extent to which the oil and gas accumulation processes are supported by expelled, remaining liquid and gaseous hydrocarbons. The modern structural plan of the regional salt-bearing Kungurian Top underlies oil and gas accumulation area delineation in keeping with the subsalt deposits. There are two oil and gas bearing regions identified, namely: North Caspian (Volgogradsky-Orenburgsky) and South Caspian (Astrakhansky-Aktyubinsky) with the oil and gas bearing areas within them.

For citation: Oreshkin I.V., Istekova S.A., Novikov S.A., Nysanova A.S. Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modelling. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):127–133. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-127-133. In Russ.

Введение

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (НГП) выделяется в пределах уникальной Прикаспийской мегавпадины и расположена на территории Российской Федерации и Республики Казахстан. Прикаспийская мегавпадина характеризуется значительной мощностью осадочного чехла (до 22 км?), наличием мощной соленосной толщи, подверженной интенсивному соляному тектогенезу, мощным надсолевым верхнепермь-кайнозойским регионально-нефтегазоносным мегакомплексом, высокой степенью реализации нефтегазоматеринского потенциала подсолевых отложений, региональным элизионным гидродинамическим режимом подсолевого комплекса с широким распространением зон аномально высокого пластового давления, сложными качественно-фазовыми характеристиками пластовых флюидальных систем, региональной, часто весьма высокой, зараженностью пластовых газов кислыми компонентами (H_2S , CO_2), возможно, смещением основной части ресурсов УВ в верхний участок палеозойского разреза (карбон, нижняя пермь) и т. д.

В настоящее время в подсолевых отложениях Прикаспийской НГП открыты такие крупнейшие месторождения, как Астраханское газоконденсатное, Карачаганакское нефтегазоконденсатное, нефтяные Тенгиз и Кашаган, Жанажолская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений на его восточной периферии. При этом на весьма значительной территории бассейна не известно ни одного промышленного скопления нефти и газа в отложениях подсолевого мегакомплекса.

При определении приоритетных направлений поисковых работ весьма важной является количественная оценка прогнозных ресурсов УВ провинции. Одна из основных задач при этом — нефтегазогеологическое районирование.

Поскольку Прикаспийская впадина включает в себя, по существу, два седиментационных, флюидодинамических и нефтегазоносных бассейна (НГБ) — подсолевой и надсолевой, разделенные мощной соленосной толщей — флюидоупором, в данной статье рассмотрено районирование только подсолевого мегакомплекса.

В 1994 г. был предложен вариант нефтегазогеологического районирования российского сектора Прикаспийской НГП [1, 2], который был принят в это же время. Центральная межведомственная экспертная комиссия по количественной оценке прогнозных ресурсов использует этот вариант до настоящего времени при количественной оценке прогнозных ресурсов УВ российской части. В 2016 г. опубликована схема нефтегазогеологического районирования казахстанской части Прикаспийской НГП [3].

Таким образом, поскольку геологические и нефтегазогеологические границы не совпадают с государственными и административными грани-

цами, а Прикаспийская НГП представляет собой целостный НГБ, авторы данной статьи предлагают единую, согласованную схему нефтегазоносного районирования региона.

Прикаспийская впадина, являясь крайним юго-восточным погружением Восточно-Европейской платформы, представляет самостоятельную уникальную нефтегазоносную провинцию.

Границы и районирование каждой НГП базируются на региональных особенностях комплекса процессов формирования скоплений нефти и газа. Именно такой комплекс процессов служит объектом изучения методики бассейнового моделирования.

Прежде чем начинать изучение процессов формирования скоплений УВ и проводить оценку перспектив нефтегазоносности НГП и отдельных ее частей, необходимо определить, во-первых, границы самой провинции и, во-вторых, границы составляющих ее элементов нефтегазогеологического районирования — нефтегазоносных областей (НГО) и районов (НГР). Очевидно, что эти границы, в рамках поставленной задачи, должны разделять крупные геологические тела (участки литосферы), характеризующиеся отличными друг от друга условиями формирования месторождений УВ, а следовательно, различным характером и перспективами нефтегазоносности.

Обоснование границ Прикаспийской НГП

При количественных оценках ресурсов УВ начиная с середины 1970-х гг. северная и западная границы Прикаспийской НГП проводились, как отмечалось, «... с определенной долей условности» по северным и западным крыльям системы прибортовых среднекаменноугольно-нижнепермских поднятий [4], южные и восточные крылья которых сопряжены с седиментационными уступами в нижнепермских отложениях. Условность и нечеткость такой границы закономерно побуждали некоторых специалистов к произвольному ее переносу далее на север и запад, например до девонского седиментационного уступа, либо еще дальше, вплоть до включения южной части Бузулукской впадины в состав Прикаспийской НГП. При этом граница Прикаспийской синеклизы как геологического объекта проводилась по нижнепермскому бортовому уступу.

В результате при оценке ресурсов Волгоградско-Оренбургской системы поднятий до получения данных о нефтегазоносности в ее пределах, на основании официально принятого варианта проведения северной и западной границ Прикаспийской НГП, в качестве эталонных участков использовались группы мелких скоплений УВ в нижнепермских отложениях внешней прибортовой зоны (месторождения Тепловское, Гремячинское, Карпенское и др.), миграционно изолированных от Прикаспийского НГБ.

Применение этих эталонов на объектах внутренней части впадины вследствие существенно-

го различия их геологического строения заведомо приводило к качественному и количественному искажению оценки прогнозных ресурсов.

Очевидно, что граница такого крупного региона должна быть достаточно выдержанной и четко фиксируемой основными геологическими и геофизическими методами. Кроме того, она должна выполнять роль качественного барьера, разграничивающего основные особенности нефтегазоносности и условий формирования скоплений УВ в сопредельных НПП, какими являются Волго-Уральская и Прикаспийская НПП. По мнению авторов статьи, таким условиям максимально полно отвечает наиболее ярко выраженная в физических полях гравитационная ступень, трассирующая седиментационный уступ в каменноугольно-нижнепермских отложениях, выраженная резким сокращением их мощностей и одновременно резким нарастанием мощностей вышележащей соленосной толщи. Сходные черты имеют более древние — визейско-нижнебашкирский и девон-нижнекаменноугольный седиментационные уступы. Однако именно нижнепермский уступ трассирует границу наиболее существенных параметров, определяющих особенности нефтегазоносности двух соседних НПП.

К таким параметрам относятся следующие.

1. Граница распространения нижнепермского палеоседиментационного, глубоководного, некомпенсированного бассейна контролирует область вероятного развития крупных внутривосставных атолловидных построек карагаганакского типа. В результате этот элемент является границей, за которой резко возрастает роль каменноугольно-нижнепермского нефтегазоносного комплекса в суммарных ресурсах УВ Прикаспийской НПП, в отличие от Волго-Уральской, где основные разведанные запасы связаны с девонскими отложениями.

2. Нижнепермский уступ определяет скачкообразное увеличение глубин залегания всех палеозойских нефтегазоносных комплексов, что отражается в резком изменении качественно-фазовых характеристик флюидов и увеличении в 1,7–1,8 раза газоемкости единицы порового пространства коллекторов.

3. Этот уступ трассирует также резкое изменение как количественных (толщины), так и качественных (соляной тектогенез) показателей нижнепермской соленосной толщи, являющейся региональным флюидоупором и определяющей повышенную степень сохранности УВ, повышенную газонасыщенность подсоловых отложений, стратиграфическую приуроченность основных ресурсов УВ, особенности геотермического режима и т.п.

Таким образом, как отмечалось выше, нижнепермский седиментационный уступ трассирует естественную границу, разделяющую две соседние НПП по условиям генерации, миграции и аккумуляции УВ, характеру и перспективам их нефтегазоносности.

Принимая во внимание все вышеизложенное, было предложено проводить северную и западную границы Прикаспийской впадины и соответствующей ей Прикаспийской НПП по южным (восточным) крыльям системы прибортовых поднятий, т. е. по нижнепермскому седиментационному уступу [2]. Таким образом, в отличие от предыдущих оценок, согласно предлагаемому районированию Лободинско-Тепловская система поднятий относится не к Прикаспийской, а к Волго-Уральской НПП.

Южная и восточная границы НПП достаточно уверенно картируются по обрамляющим герцинидам кряжа Карпинского, Южной Эмбы и Мугоджар.

Нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской НПП

Для оценки ресурсного потенциала региона и выбора приоритетных направлений поисковых работ на нефть и газ важнейшим направлением является количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. Одним из факторов, влияющих на степень достоверности такой оценки, служит нефтегазогеологическое районирование территории, основанное на современных, наиболее достоверных сведениях о геологическом строении территории.

Вследствие слабой изученности подсолового мегакомплекса региона, его внутреннее районирование на протяжении всей истории выполнения количественных оценок отличалось весьма существенной изменчивостью. В результате практически при каждой очередной количественной переоценке ресурсов «исчезали» старые и «появлялись» новые НГР и даже НГО.

И в последнее время существует ряд вариантов нефтегазогеологического районирования региона, основанных на различных методических подходах, моделях строения и механизмах формирования залежей УВ [5–7].

В качестве шага в сторону упорядочения внутреннего районирования Прикаспийской НПП был предложен метод прогноза нефтегазоносности, основанный на расчете потенциальной удельной плотности миграционного потока нефтегазосборных площадей (НГСП, зон дренирования) [1, 2]. Суть предложенного метода заключается в оценке степени обеспеченности процессов формирования скоплений нефти и газа эмигрировавшими, сохранившимися УВ. Методической основой такого районирования является методика бассейнового моделирования.

Основным фактором, контролирующим границы НГСП, служит структурный план регионально-выдержанных флюидоупоров. Глинистые покрывки, входящие в состав подсоловых отложений Прикаспийской мегавпадины, в настоящее время находятся на стадиях катагенеза, превышающих МК₃₋₄, т. е. в зоне резкого ухудшения их экранирующих свойств. В то же время галогенная толща кунгурского возраста, играющая роль регионального флюидоупора для

подсолевых нефтегазоносных комплексов, с глубиной сохраняет, а возможно, даже улучшает свои экраняющие свойства [8].

Исходя из перечисленных обстоятельств, в основу выделения нефтегазосборных площадей — зон дренирования по подсолевым отложениям — был положен современный структурный план подошвы региональной кунгурской соленосной толщи.

Выделение НГСП осуществлялось на основе структурной карты подошвы соли, которая, являясь региональным флюидоупором, должна контролировать распределение основной массы УВ в процессе их миграции от внутренних частей впадины к периферийным. Основная наиболее четко выраженная граница проходит по максимальным глубинам залегания подошвы соли, расположенным в центральной части Сарпинского прогиба, Центрально-Прикаспийской депрессии и несколько восточнее долготы Оренбурга поворачивает на север — в Предуральский прогиб. Эта граница, являясь в масштабах НГП нефтегазоразделом I порядка, делит ее на две миграционно самостоятельные НГСП — приплатформенную и приорогенную. На нефтегазораздел I порядка опираются нефтегазоразделы II порядка, проведенные по депрессиям, выраженным в структуре подошвы соли, осложняющим НГСП I порядка. Они являются границами НГСП II порядка.

Для полуколичественной сравнительной оценки потенциальных ресурсов УВ, обеспечивающих процессы миграции и аккумуляции в каждой НГСП, используется показатель удельной плотности миграционного потока, выражающийся отношением суммарного количества сохранившихся эмигрировавших УВ к длине «конечного барьера миграции», замыкающего данную НГСП. В работах [2, 3] приведены принципы выделения этого барьера. Результаты расчетов приводятся в млрд м³ и млн т/км выбранного уровня приведения, или «конечного барьера миграции» (рисунок).

Несмотря на известную условность такого прогноза, сравнение имеющихся данных о характере нефтегазоносности подсолевых отложений и значений массового отношения Г/Ж, удельных плотностей миграционного потока позволяет выделить значение показателя Г/Ж, равное 5, в качестве граничного. Так, для нефтегазосборных площадей с отношением Г/Ж >5 характерны газоконденсатные залежи (Астраханская, Оренбургская, Карачаганакская, Бердянская и др.).

В пределах НГСП восточных районов Прикаспийской НГП, характеризующихся пониженными значениями Г/Ж (3,1–5,7) миграционного потока, открыты как нефтяные (Кенкияк), так газонефтяные (Жаназол) и преимущественно газовые (Урихтау) скопления.

Из карты потенциальных ресурсов УВ нефтегазосборных площадей (см. рисунок) видно, что минимальными значениями Г/Ж отличаются НГСП (I, II, III) Саратовско-Вологодского участка впа-

дины, что дает основание выделить их в качестве районов накопления преимущественно нефтяных и газоконденсатных залежей с высокими значениями конденсатных факторов. Ранее этот сектор Прикаспийской НГП оценивался как преимущественно газоносный район. Работы, выполненные в рамках количественной оценки прогнозных ресурсов, позволили обосновать повышенную долю жидких УВ в подсолевых отложениях западного и северо-западного секторов Прикаспийской впадины [2]. Более поздние буровые работы подтвердили этот прогноз притоками нефти на Южно-Плодовитенской и Упрямовской площадях, Ново-Никольском пересечении, а также аварийным выбросом богатой жидкими УВ пластовой смеси на Ерусланской площади.

Аккумуляцией преимущественно газообразных УВ должны характеризоваться северо-восточные участки Прикаспийской впадины (НГСП IV, V), что подтверждается выявленной газоносностью (Оренбургское, Бердянское, Карачаганакское месторождения и др.).

Нефтегазосборные площади, для которых характерны значения Г/Ж миграционного потока, близкие к граничному (5), являются переходными и для них типично относительное равновесие (массовое) между жидкими и газообразными УВ в залежах.

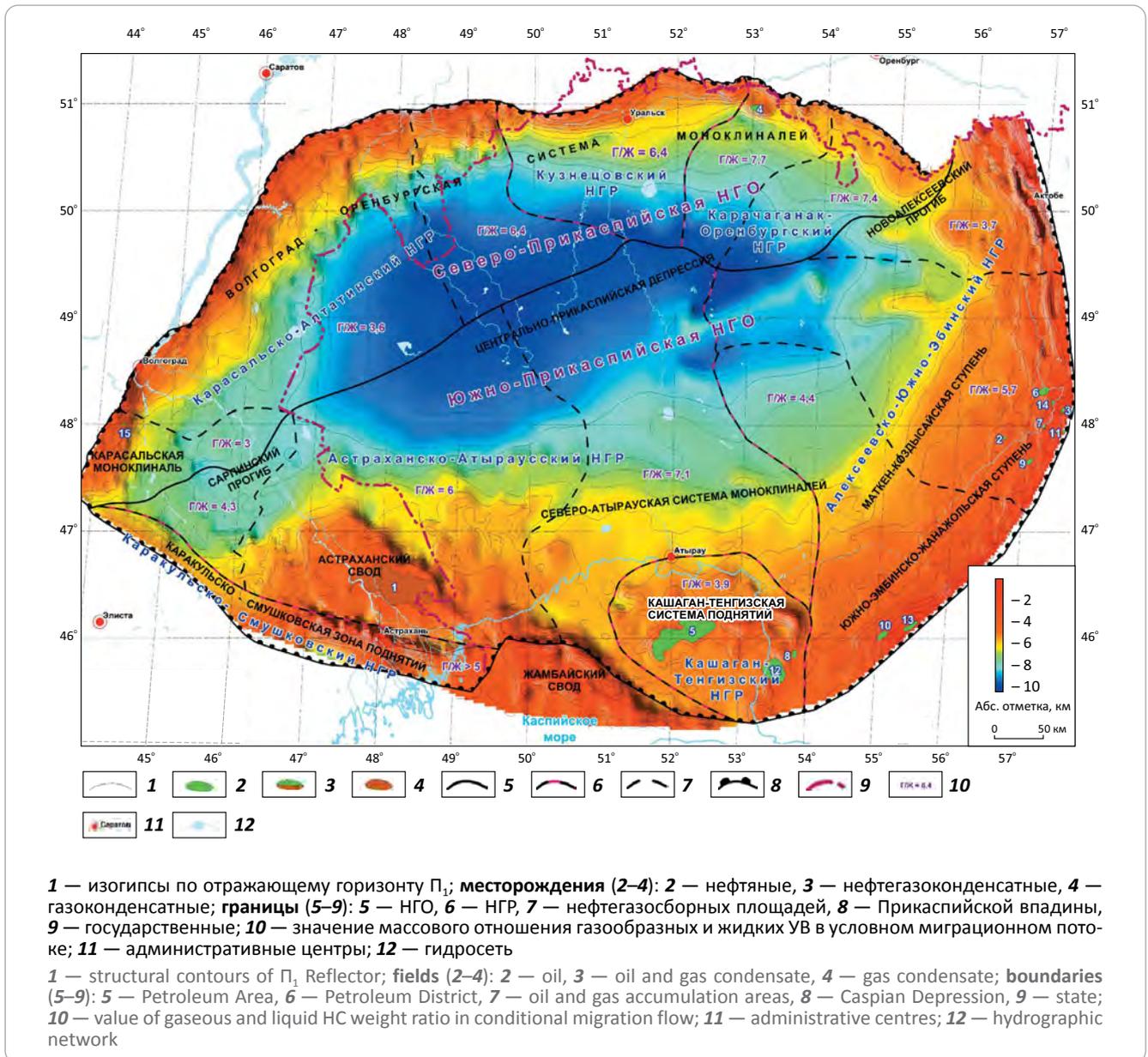
Таким образом, проведенный анализ условий реализации генерационного потенциала и перераспределения генерированных УВ, являясь теоретической моделью, подтверждается фактическими данными о продуктивности подсолевых отложений Прикаспийской НГП, в том числе результатами более поздних поисковых работ, что позволяет считать ее достаточно корректной при сравнительной оценке перспектив и характера нефтегазоносности отдельных участков и региона в целом.

В результате авторы статьи предлагают вариант нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП, основанный на методических подходах методики бассейнового моделирования. Таким образом, в пределах Прикаспийской НГП по подсолевому мегакомплексу выделяется две НГО — Северо-Прикаспийская (Волгоградско-Оренбургская) и Южно-Прикаспийская (Астраханско-Актюбинская). Выделение НГО базируется, по существу, на обособлении двух глобальных НГСП или зон дренирования, что является ключевой процедурой бассейнового анализа.

Предложенный вариант нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП был принят в 1994 г. Центральной межведомственной экспертной комиссией по количественной оценке прогнозных ресурсов и используется до настоящего времени при количественной оценке прогнозных ресурсов УВ российской части.

Это глобальное разделение Прикаспийской НГП базируется на гравитационной теории формирования скоплений УВ и объясняется весьма зна-

Рисунок. Схема нефтегазгеологического районирования подсолевого мегакомплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции
Figure. Scheme of geopetroleum zoning of the subsalt megasequence in the Caspian Petroleum Province



чительными различиями онтогенеза нефти и газа в выделяемых НГО.

Таким образом, разграничение их по линии, соединяющей точки наибольшего прогибания ложа региональной покрывки, обеспечивает миграционную изолированность Северной и Южной НГО друг от друга. Поскольку указанный раздел трассирует зону максимального прогибания НГБ и для более древних палеозойских и допалеозойских комплексов, на данном уровне изученности его можно считать достаточно обоснованным для всего подсолевого выполнения бассейна.

Нефтегазоносные районы выделялись также на основе обособления нефтегазосборных площадей (зон дренирования), с учетом литологического состава основных нефтегазоносных комплексов

[4, 9], а также по массовому отношению газообразных и жидких (Г/Ж) УВ в миграционных потоках.

В пределах Северо-Прикаспийской НГО выделен Карасальско-Алтатинский НГР, включающий Карасальскую моноклиналию, Ахтубинско-Палласовский вал и Алтатинско-Никольскую группу поднятий. Отношение Г/Ж изменяется от 3 до 6,4, в среднем около 4.

Восточнее, на территории Казахстана, выделяется Кузнецовский НГР, объединяющий Кузнецовскую и Федоровскую группы поднятий. В перечисленных выше терригенных толщах значительно сокращаются по мощности и происходит постепенное замещение карбонатными осадками. Отношение Г/Ж — 6,4.

Далее на восток (НГСП IV, V) выделяется Карачаганак-Оренбургский НГР, в пределах которого

доля карбонатов в разрезе наибольшая. Отношение Г/Ж — 7,4–7,7.

Далее на юго-восток (НГСП VI, VII, VIII) выделяется крупный Ново-Алексеевско-Южно-Эмбинский НГР с массовыми значениями Г/Ж 3,7–5,7. Западнее (НГСП IX, XI) расположен Астраханско-Атыраусский НГР, значения Г/Ж — 6–7,1.

Особняком выделяется Кашаган-Тенгизский НГР (НГСП X, Г/Ж–3,9). Как показали расчеты, основным источником УВ для Тенгиза и Кашагана являлись мощные девонские нефтегазоматеринские породы, содержащие сапропелевое либо гумусово-сапропелевое рассеянное ОВ, преимущественно липоидного состава [10]. Палеоплан кровли девона показывает, что основной миграционный поток постоянно был направлен с юга на север, т. е. со стороны Южно-Эмбинского поднятия, где эти НГМП к концу карбона находились на глубинах около 5 км, т. е. на стадии главной фазы нефтеобразования. Северное направление восстания девонских слоев вплоть до настоящего времени практически исключает подток газообразных УВ из Центрально-Прикаспийской депрессии. Каратон-Тенгизская и Астраханско-Актюбинская системы поднятий разделены Манашским и Жилойкосинским прогибами [7]. В результате в пределах Кашаган-Тенгизского НГР сформировалась зона преимущественно нефтенакпления, что явилось следствием изоляции от мощного подтока сюда газообразных УВ с севера, из внутренних частей Прикаспийской впадины, в отличие от Астраханского свода, являющегося составной частью Астраханско-Актюбинской системы поднятий.

Также отдельно выделяется Каракульско-Смушковский потенциально НГР. Отношение Г/Ж > 5.

Заключение

Как было отмечено, нефтегазогеологическое районирование на единой методологической основе отдельно для российского и казахстанского секторов Прикаспийской НГП было опубликовано ранее [2, 3]. Поскольку Прикаспийская НГП по подсоловому мегакомплексу представляет собой единый седиментационный и флюидодинамический бассейн, создание единой, согласованной схемы нефтегазогеологического районирования является необходимым шагом для прогноза нефтегазоносности и количественной оценки ресурсов УВ как в российской, так и в казахстанской частях региона.

При прогнозе нефтегазоносности это выражается в необходимости учета процессов формирования скоплений УВ как в казахстанской части, так и в российском секторе. Этим объясняется решение авторов опубликовать единую схему районирования подсолового мегакомплекса Прикаспийской НГП.

Предложенная схема нефтегазогеологического районирования основана на анализе совокупности процессов формирования скоплений УВ и их размещения в регионе на современном этапе его изучения. Очевидно, что с получением новых геолого-геофизических данных о строении подсолового мегакомплекса Прикаспийской НГП предложенная схема будет постепенно уточняться и корректироваться.

Литература

1. Орешкин И.В. Генетические критерии оценки перспектив нефтегазоносности подсоловых отложений северо-запада Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1983. – № 10. – С. 20–25.
2. Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование, условия формирования месторождений и модели нефтегазоаккумуляции в подсоловом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
3. Орешкин И.В., Новиков С.А., Нысанова А.С., Истекова С.А. Нефтегазогеологическое районирование казахстанского сектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 10–13.
4. Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсоловых отложениях Прикаспийской впадины / Под ред. Л.Г. Кирюхина, Д.Л. Федорова. – М.: Недра, 1984. – 144 с.
5. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н., Патина И.С. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6.
6. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П. и др. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Россия): условия формирования на больших глубинах // Геотектоника. – 2022. – № 6. – С. 59–77. DOI: 10.31857/S0016853X22060078.
7. Абилясимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с.
8. Калинин М.К. Флюидоупоры и их влияние на распределение залежей нефти и газа // Состояние и задачи советской литологии. – Т. III. – Наука, 1970. – С. 71–81.
9. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. – Алматы: НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 26 с., 37 л.
10. Орешкин И.В. Особенности формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – С. 10–12.

References

1. *Oreshkin I.V.* Geneticheskie kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti podsolevykh otlozhenii severo-zapada Prikaspiiskoi vpadiny [Genetic criteria of petroleum potential evaluation in subsalt deposits of north-western part of Caspian Depression]. *Geologiya nefi i gaza*. 1983;(10):20–25. In Russ.
2. *Oreshkin I.V.* Neftegazogeologicheskoe raionirovanie, usloviya formirovaniya mestorozhdenii i modeli neftegazonakopleniya v podsolevom megakomplekse Prikaspiiskoi neftegazonosnoi provintsii [Geopetroleum zoning and conditions of field formation and oil and gas accumulation models for subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(26):42–47. In Russ.
3. *Oreshkin I.V., Novikov S.A., Nysanova A.S., Istekova S.A.* Oil and gas fields geological zoning in the Kazakhstan sector of the Caspian petroleum province. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2016;(10):10–13. In Russ.
4. *Osobennosti formirovaniya i razmeshcheniya zalezhei nefi i gaza v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiiskoi vpadiny* [Features of formation and distribution of oil and gas accumulations in the subsalt sequences of the Caspian Depression]. In: L.G. Kiryukhin, D.L. Fedorov, eds. Moscow : Nedra; 1984. 144 p. In Russ.
5. *Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N., Patina I.S.* On the boundaries and zoning of the Caspian oil and gas province. *Geosursy*. 2021;23(1):60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6. In Russ.
6. *Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al.* Autoclave type of the hydrocarbon systems in the Caspian oil and gas bearing province (Russia): conditions of formation at great depth. *Geotectonics*. 2022;(6):59–77. DOI: 10.1134/S0016852122060073. In Russ.
7. *Abilhasimov Kh.B.* Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya; 2016. 244 p. In Russ.
8. *Kalinko M.K.* Flyuidopory i ikh vliyanie na raspredelenie zalezhei nefi i gaza [Impermeable beds and their influence on oil and gas accumulation occurrence]. In: *Sostoyanie i zadachi Sovetskoi litologii*. V. III. Nauka; 1970. 71–81 pp. In Russ.
9. *Atlas of lithology and paleogeography, depth, palinspastic and geocological maps of the Central Eurasia*. In: S.Zh. Daukeeva et al., eds. Almaty: NII Prirodnikh Resursov YuGGEO; 2002. 26 p. In Russ.
10. *Oreshkin I.V.* Osobennosti formirovaniya mestorozhdenii i prognoz neftegazonosnosti yugo-vostochnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Features of field formation and prediction of oil and gas occurrence in the south-eastern part of Caspian Depression]. *Geologiya nefi i gaza*. 1992;(10):10–12. In Russ.

Информация об авторах

Орешкин Игорь Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
руководитель группы

Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Новиков Сергей Александрович

Ведущий геолог
Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: novikow.s@yandex.ru

Истекова Сара Аманжоловна

Доктор геолого-минералогических наук, профессор
НАО «Казахский Национальный Исследовательский
Технический Университет им. К.И. Сатпаева»,
050013 Республика Казахстан, Алматы, ул. Сатпаева, 22а
e-mail: istekovy@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4298-7598

Нысанова Айгуль Сабьралиевна

Магистр геолого-минералогических наук
НАО «Атырауский университет нефти и газа
им. Сафи Утебаева»,
06027 Республика Казахстан, Атырау, ул. Баймуханова 45А, кор. 2
e-mail: Aigul_nsanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3983-2803

Information about authors

Igor V. Oreshkin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Group
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Sergey K. Novikov

Leading Geologist
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: novikow.s@yandex.ru

Sara A. Istekova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor
Kazakh National Research Technical University
named after K.I. Satpaev NJSC,
22a, Satpaev ul., Novosibirsk, 050013, Kazakhstan
e-mail: istekovy@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4298-7598

Aigul S. Nyssanova

Master of Geological and Mineralogical Sciences
Atyrau oil and gas University
named after Safi Utebayev,
45A, building 2, ul. Baymuchanov, Atyrau, 06027, Kazakhstan
e-mail: Aigul_nsanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3983-2803