

A New Vision of Oil and Gas Prospectivity in the Northern Caspian Shelf

Matloshinsky N.G., Golmstock A.A., Matloshinsky R.N.,
Aytkalieva N.B., Syarkova N.A., Kolomatskaya O.V.,
(RES LLP), Adler V.M. (Veritas Caspian LLP)

INTRODUCTION

Geological exploration in the Kazakhstan Sector of the Caspian Sea (KSCS) has been actively pursued since the Republic of Kazakhstan gained independence. The initial foundation for these efforts was established through extensive 2D seismic surveys conducted across the entire shelf by the Kazakhstancaspishelf (KCS) consortium, with related interpretation results released from 2000 onwards [3]. Over the past three decades, exploration has yielded both remarkable successes (the most impressive of which was the discovery of giant and medium-sized reef-type fields such as Kashagan, Aktoty, Kairan and Southwest Kashagan) and a wealth of geological and operational experience that requires re-evaluation to determine future development strategies.

From today's perspective, it is evident that no additional reef-type prospects comparable to the above discoveries have been delineated within the northern part of the shelf. Likewise, many of the potential traps within the postsalt section of the northern shelf that were originally identified in 2000 and repeated in the literature [8] have proven to be of limited economic

interest. Over time, exploration focus shifted toward the Mesozoic (Jurassic) section of the collision zone, where relatively shallow accumulations (1,500-2,500 m) have been discovered, including Kalamkas More, Auezov, Khazar, and Zhambyl. However, exploration drilling at other structures, such as Satpayev, Abay, Zhetysu, and Kurmangazy, failed to yield commercial hydrocarbon flows.

In the central and southern KSCS, numerous structural closures, including large-scale features, have been mapped. Despite extensive detailed 2D and 3D seismic coverage and the drilling of several wells (Atash-1, Tyub-Karagan-1,2, Al-Farabi-1, Yu-Nursultan-1, Zhenis-1), no commercial discoveries have been made [6]. These results underscore the need for a comprehensive reassessment of the region's hydrocarbon potential and the formulation of a revised exploration concept reflecting the current level of geological understanding.

A significant contribution to recent exploration efforts has come from Veritas Caspian LLP, part of Viridien (formerly CGG), a global leader in earth sciences, exploration geophysics, subsurface imaging, and digital transformation of

geological datasets. Between 2006 and 2009, Veritas Caspian acquired over 8,000-line km of speculative 2D seismic data across the Caspian shelf.

The seismic data originally processed by KCS in the late 20th and early 21st centuries using pre-stack time migration (PSTM) methods are now considered technically outdated. For the northern Caspian, where complex salt tectonics significantly distort subsurface imaging, pre-stack depth migration (PSDM) is essential for accurate delineation of the presalt section. Historically, however, PSDM was rarely applied to regional 2D datasets. Under an agreement with the Government of the Republic of Kazakhstan, Veritas Caspian LLP and Reservoir Evaluation Services LLP (both part of Viridien) undertook a large-scale reprocessing project, applying PSDM to a substantial portion of the original KCS seismic database across the entire KSCS.

Recognizing that the commercial value of seismic datasets depends on a clear understanding of the prospectivity of the areas they cover, Veritas Caspian engaged Reservoir Evaluation Services LLP, an organization with extensive experience in seismic and well data interpretation across all of Kazakhstan's hydrocarbon basins to interpret the newly processed depth data for the northern KSCS. This ongoing project commenced in 2024, and the present paper provides a preliminary summary of its early findings.

SCOPE OF STUDY AND METHODOLOGY

The interpretation presented in this study is based on approximately 5,000-line km of 2D depth-migrated seismic data acquired within the northern part of the Caspian Sea. These lines were originally processed by Kazakhstancaspishelf (KCS) in the late 1990s and subsequently reprocessed by Reservoir Evaluation Services LLP (RES) in 2023-2024 using the pre-stack depth migration (PSDM) algorithm (*Fig. 1*). Data from 11 exploration wells were integrated into the seismic interpretation to ensure accurate seismic-to-well ties.

Application of PSDM improved seismic resolution and enhanced the image of lower Paleozoic reflectors. This, in turn, allowed for a substantial refinement of the existing structural model, revealing previously unresolved features and enabling more detailed geological interpretation.

Stratigraphic calibration between well data and seismic profiles was achieved through the generation of synthetic seismograms derived from sonic and density logs. A zero-phase



Abstract: Geological exploration in the Kazakhstan Sector of the Caspian Sea (KSCS) has been ongoing for more than three decades, leading to the discovery of several significant fields in the northern region – notably Kashagan, as well as the drilling of numerous dry wells. Consequently, investor interest in KSCS has declined in recent years. Renewed exploration success now depends on a critical reassessment of existing results and a redefined understanding of the region's hydrocarbon potential. This study presents one such reassessment, integrating geological and geophysical data with newly reprocessed seismic data from the northern KSCS. The reprocessing utilized pre-stack depth migration (PSDM), enabling improved subsurface imaging and interpretation. The results reveal enhanced prospectivity in the presalt Paleozoic section, including the identification of approximately two dozen likely organogenic-detrital type structures with estimated recoverable resources of 1,550 MMT. Additionally, a series of Triassic structures are located within salt-free troughs (Triassic depocenters) at technically viable depths of 3-4 km or greater and may collectively contain up to 365 MMT of recoverable oil. Of potentially greater strategic significance is the interpreted southern margin of the paleo-Caspian basin, where reef complexes developed during Carboniferous and Permian periods occur within the present-day back-thrust zone. In this structurally complex area, characterized by Paleozoic carbonates divided into blocks, seven large structures have been delineated. Preliminary estimates indicate that the total recoverable resources in the underthrust Paleozoic carbonates zone may be several times greater than the reserves of Kashagan.

wavelet extracted from the reprocessed dataset was applied in synthetic generation to ensure optimal tie quality.

Seismic interpretation involved correlation of 11 key stratigraphic horizons, including three within the Mesozoic section (III, V, T2) and eight within the Paleozoic section (VI, VI-1, P1, P2, P21, C1, P3, PZ). Structural maps were generated for all presalt Paleozoic horizons using Petrel software. An example of horizon correlation and fault delineation is shown in Fig. 2.

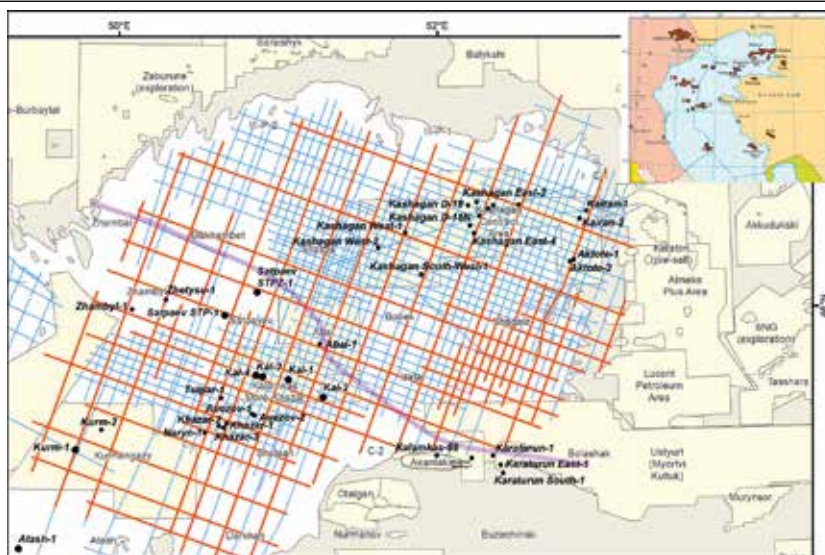


Fig. 1 Basemap of PSDM processed 2D seismic lines (red color) for the northern part of the Caspian shelf. The thick purple line is the position of the northern boundary of the collision zone. The inset shows a map of shelf oil fields according to [2].

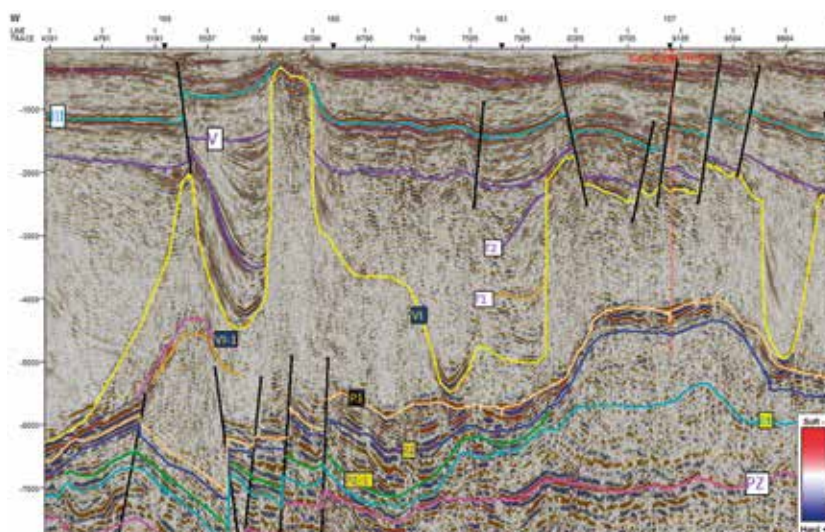


Fig. 2. Fragment of a seismic section in depth with horizon correlation. The position of the seismic line is shown by the red line in Fig. 3.

In addition to structural mapping, dynamic interpretation was conducted to characterize reservoir potential. This included targeted analysis of seismic attributes within key intervals of interest, primarily to refine delineated prospects alongside both conventional and cluster-based seismic facies analysis across the entire study area.

RESULTS

Correlation of mapped horizons, based on a relatively sparse 2D seismic grid, was performed for presalt intervals only. In this part of the KSCS, structural patterns are controlled predominantly by regional tectonics rather than by local deformation related to salt domes and intradome troughs. Mapping of the presalt section, made possible by the subdivision of the carbonate succession into lower (Devonian–Tournaisian) and upper (Visean–Bashkirian) intervals, allowed reconstruction of temporal changes in carbonate depositional patterns. Analysis of these maps confirms earlier interpretations [4] that shallow-marine conditions prevailed over a considerably wider area during the early stage of carbonate accumulation.

Within both lower and upper carbonate stages, closed structural uplifts were identified as potential targets. These targets were grouped into six structural clusters (Fig. 3). Lower-stage features are numerous but generally of small amplitude; in many cases, they are partially overlain by depression-related facies of the younger stage. Certain structures lack a lower-stage structural foundation entirely, whereas others appear to have undergone continuous shallow-marine sedimentation into the younger stage. This inter-

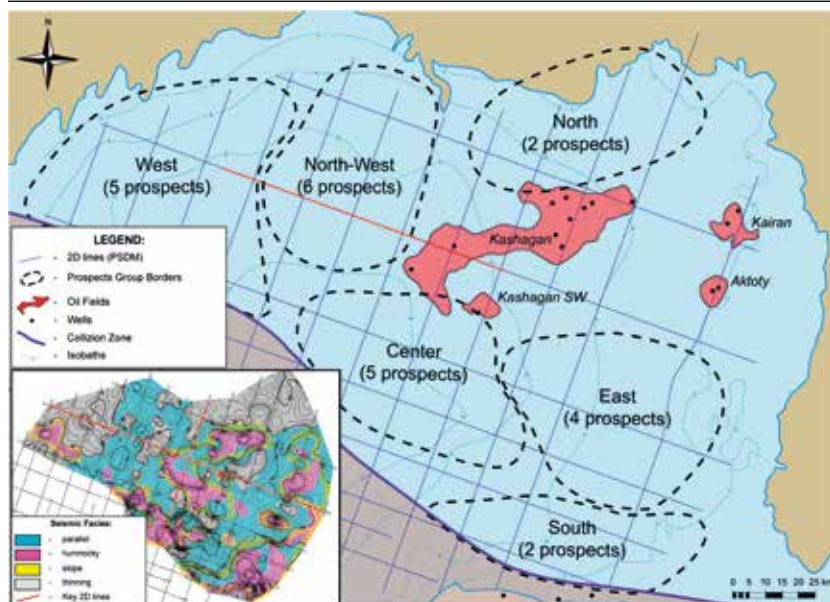


Fig.3 Precaspian part of the Northern Caspian. Scheme of prospects. Inset - map of classical seismic facies. Position of seismic line fragment in Fig. 2 is shown in red.

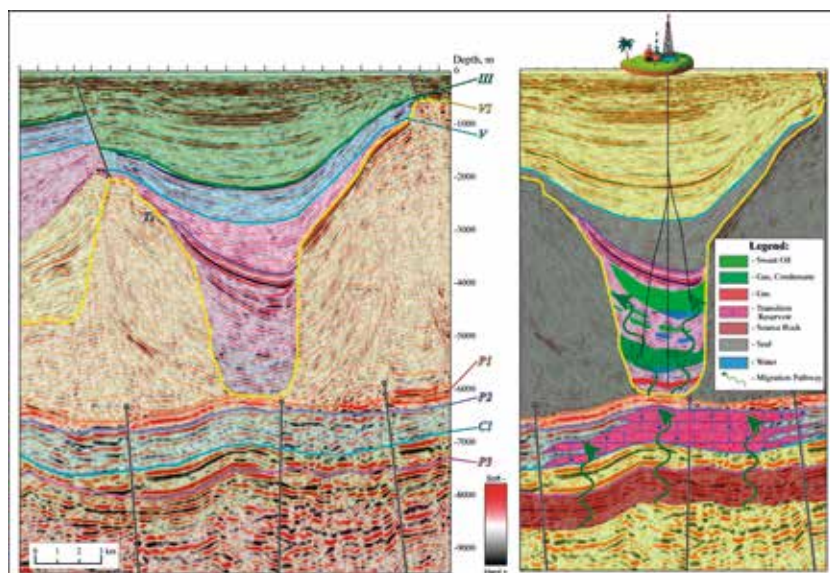


Fig. 4. Fragment of a seismic line in depth through a salt-free basin (left) and the proposed hydrocarbon system along this section (right), with a generation source, migration passways and accumulation areas.

pretation is supported by both seismic facies character and local thickness increases over structural highs, indicating probable buildups. Standard seismic facies mapping of the lower carbonate complex reveals widespread development of hummocky and chaotic facies – typical of biohermal buildups, which are less extensive in the upper complex.

In total, 20 Paleozoic structures were identified and volumetrically assessed: 14 are present in both carbonate stages, three occur only in the lower, and three only in the upper stage. In addition, ten Triassic structures were mapped within salt-free intradome troughs. All structures, Paleozoic and Triassic are grouped into six geographic

clusters (Fig. 3). The hydrocarbon potential of the Triassic plays is based on the presence of salt-free troughs that could act as migration pathways from presalt source rocks to postsalt traps. Similar relationships have been documented by RES LLP in postsalt fields throughout the Caspian Basin, where productive reservoirs occur on the uplifted flanks of asymmetric salt-free troughs [5]. The structural and stratigraphic configuration of such a Triassic depocenter, along with its inferred petroleum system, is illustrated in Fig. 4.

The Triassic section, particularly Middle Triassic strata within coeval depocenters, offers good potential for clastic reservoirs associated

with channels, deltas, and sand bar accumulations. This is supported by the presence of bright reflectors in seismic data (Fig. 4), which include both continuous events linked to dense interbeds (limestones, argillaceous limestones) and local events likely related to reservoir quality and hydrocarbon fill. In the example shown (Fig. 4), both Middle Triassic (below horizon T2) and Lower Triassic units comprise sandstones interbedded with clays. Where these sand bodies lie along probable migration routes from presalt kitchens through salt-free «windows», they represent viable hydrocarbon charge points.

Hydrocarbon fill of these Triassic traps is interpreted to have followed Gussow's principle of differential entrapment (1954): oil generated first during the oil window would have been trapped initially, followed by gas charging during the later gas generation window, displacing earlier oil upward. Migration through largely red-colored Permian–Triassic clastics would likely have resulted in partial removal of hydrogen sulfide through reaction with iron hydroxides.

From a development perspective, the occurrence of Triassic structures at depths ≥ 3.0 km offers a logistical advantage over shallow-water accumulations, which require costly artificial island construction. The latter factor was a major reason for the termination of activities by the international consortium at the Kalamkas More and Zhemchuzhny (Khazar, Auezov, etc.) fields, despite their favorable crude quality. In contrast, presalt accumulations in the region contain up to 18% H_2S in associated gas [2].

Probable (P50) recoverable resources for the 20 structurally defined Paleozoic targets are estimated at ~1,550 MMT of oil. Six Triassic structures spatially coincide with Paleozoic structures, while four occur independently. Combined Triassic resources (P50) are estimated at 365 MMT. Individual target volumes range from 6.3 to 408.1 MMT for Paleozoic targets (mean: 77.6 MMT) and from 0.7 to 106.9 MMT for Triassic targets (mean: 36.5 MMT). For reference, the onshore Nurzhanov (Prorva Vostochnaya) field that is considered an analogue to the Triassic play contains >40 MMT of recoverable oil [2].

The combined recoverable resources for all identified targets, both Paleozoic and Triassic, total 1,925 MMT, comparable to the reserves of Kashagan [2]. Of the 24 mapped structures, 13 contain less than 40 MMT, 11 – more than 40 MMT, including five with >100 MMT each (range: 105.5–413.7

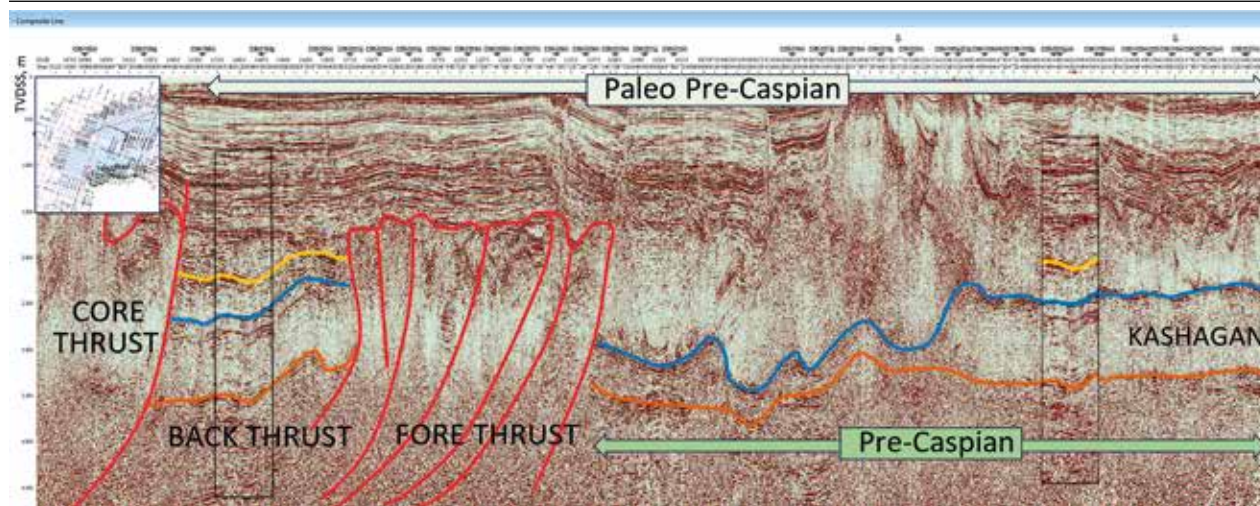


Fig. 5 Composite 2D seismic section through the Kashagan field and the collision area. The correlation polygon cut from the back part of the collision zone (thrust) is compared with the section of the Kashagan carbonate structure; the Permian superstructure is known to be absent on Kashagan.

MMT). From an economic perspective, initial development could logically target Triassic accumulations, that are shallower, simpler, and with cleaner hydrocarbons, before moving to deeper, more technically challenging presalt objectives.

Particular attention is warranted for Paleozoic deposits within the northern KSCS collision zone. The possible presence of reefal carbonates here has long been proposed [3, 8], but without detailed structural and tectonic analysis. Recent understanding of thrust-related deformation has highlighted potential for large hydrocarbon accumulations in this setting [9]. A structural model for the collision zone (Fig. 5) developed in this study shows strong similarities between the Carboniferous succession in the back-thrust area and that at Kashagan. Wells drilled here into the Mesozoic, penetrated limited thicknesses (30-100 m) of Paleozoic carbonates (Lower Permian in Naryn-1, Auezov-1, Kalamkas More-1, and Carboniferous in Khazar-1, Tulpar-1) [7].

According to Pronin et al. [7], these carbonates comprise predominantly shallow-marine, often organogenic, biohermal facies, variably modified by catagenesis (dolomitization, silicification). Facies types include shallow shelf, biohermal, and slope (Kalamkas More-1) settings, with slope facies considered potential reservoirs in structural positions above reef buildups. While the selective prospectivity of these facies remains debatable, the presence of carbonates analogous to the productive Precaspian shallow-marine successions is geologically significant.

Following development of the collision zone model (Fig. 5), three seismic horizons – P1, C1, and P3 were correlated across the

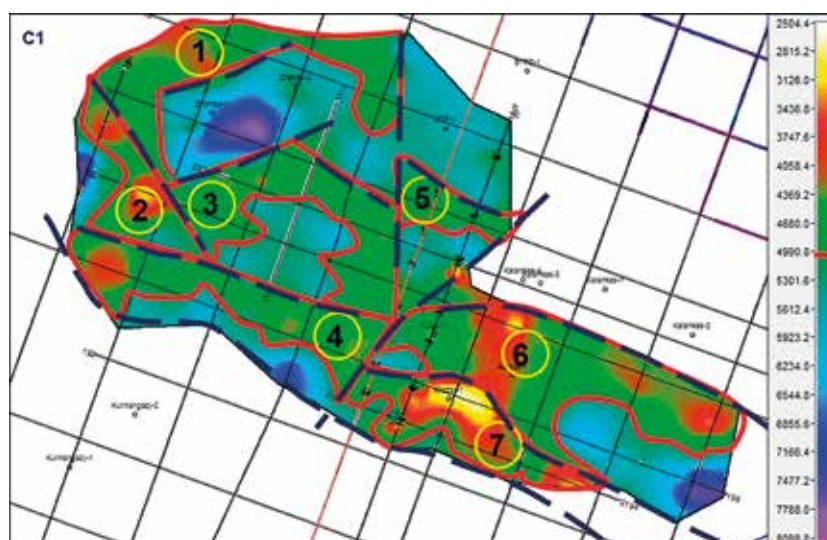


Fig. 6 Structure map for the top of the Carboniferous carbonates at the back part of the thrust zone (horizon C1). The highlighted prospects (1-7) are limited by -5000 m.

area. Structural and isopach mapping within defined tectonic blocks confirmed the presence of Permian carbonates along the southern paleo-margin of the Precaspian Basin. Evidence includes (i) model cross-sections (Fig. 5), (ii) discovery of Lower Permian reefs in wells, and (iii) correlation with the Permian superstructure developed in the Yuzhnaya – southern most penetrated reef massif.

Figure 6 shows the structural map of the top of Carboniferous (C1 horizon), segmented into fault-bounded blocks. Here, potential traps occur within thick (up to $\geq 2,000$ m) shallow-marine carbonate successions. The likelihood of hydrocarbon charge is supported by the pervasive petroleum saturation of overlying Jurassic traps, which could only have been sourced from deeper Paleozoic systems. Sealing of the carbonate reservoirs is probably ensured by the overlying

thick Upper Paleozoic strata with local (Fig. 5) display on seismic data of arcuate unconformities indicating deformations associated with thrusts.

Fluid property data suggest Jurassic oils remain largely unaffected by the deeper Paleozoic system, implying good vertical sealing. In contrast, Paleozoic fluids at Kashagan are lighter (density 0.797 g/cm^3) and gas-rich ($500 \text{ m}^3/\text{t}$) [2]. This indicates that main Paleozoic accumulations may contain light oil with elevated gas factors, potentially preserved within the collision zone structures. It is characteristic that the density of oil in the multilayer Jurassic Khazar accumulation increases from the bottom up (from 837 to 878 kg/cu.m) with a gas content of 65 cu.m/ton , while at the Auezov field the oil in the Lower Jurassic deposits is denser (900 kg/cu.m) than in the Middle Jurassic (850 kg/cu.m), with a gas content of



37 and 62 cu.m/ton, respectively. At the Kalamkas-More field, with the same order of magnitude of density in the west (860-870 kg/cu.m), it decreases in the easterly direction to 837-839 kg/cu.m, where the gas content increases from 78.5 cu.m/ton at the western peak to 142 cu.m/ton at the eastern one.

In any case, the Jurassic deposits do not yet show the influence of the Paleozoic hydrocarbon system with its transformations due to the flow of gas into traps due to the fact that the source rocks most likely should have already passed the gas window [3]. The increased density of oil with low gas content in the Jurassic deposits indicates their good sealing from the supposed main Paleozoic accumulations, the hydrocarbon composition of which should be represented by light oil with an increased gas factor. Along with this, such characteristics could represent the oil of the upper Paleozoic deposits at the time of its overflow into the Jurassic deposits, in case these deposits were not yet affected by the gas migration from the gas window due to the large capacity of the reservoir.

Seven large targets, identified in both Carboniferous and overlying Permian strata, are interpreted as tectonically inherited features formed during the same deformation episode. Collectively, these may hold recoverable resources several times greater than Kashagan (2,000 MMT [2]). Reservoir quality in these back-thrust carbonates remains uncertain; diagenetic and catagenetic processes such as recrystallization, dolomitization, and dissolution could either enhance porosity (especially where associated with fracturing) or reduce it through compaction and marble-like recrystallization. Notably, compression-related compaction is most likely at

block boundaries, where it may also contribute to lateral sealing.

CONCLUSION

Interpretation of the pre-stack depth migrated 2D seismic data over the northern Kazakhstan shelf of the Caspian Sea clearly indicates that the hydrocarbon potential of this area remains substantially underexplored and promising. Probable accumulations within the upper and lower presalt carbonate complexes, characterized by localized structural uplifts with organogenic (biohermal) carbonate buildups, offer significant potential. Grouping these structures could optimize exploration efforts. Additionally, the Triassic depocenters located within salt-free troughs demonstrate promising hydrocarbon potential. The total recoverable resources of the identified prospects of the PreCaspian part of the KSCS are comparable to the Kashagan resources of the largest field in Kazakhstan.

The tectonically segmented carbonate massifs along the southern paleo-Precaspian margin present favorable structural traps. Catagenetic processes such as recrystallization, dolomitization, and leaching during tectonic deformation may have enhanced reservoir quality. The inferred light oils with elevated gas factors in these Paleozoic accumulations, distinctly different from Jurassic oils, suggest effective isolation and preservation of these reservoirs, consistent with the reduced tectonic activity in the back-thrust zone.

Resource estimations for these Paleozoic accumulations position them as significant contributors to Kazakhstan's hydrocarbon base and future production capacity. The reef belt of the southern paleo-Precaspian margin, extending Carboniferous buildups into Lower Permian reefs, could serve as a major hydrocarbon

province, complementing existing reef carbonate fields extending from Karachaganak in the north to Tengiz and Kashagan in the south.

Several uncertainties remain regarding the extent of shallow-water carbonate development within low-amplitude structures, reservoir quality within Triassic depocenters, efficiency of hydrocarbon migration through salt-free troughs, tectonic deformation of carbonate blocks along the paleo-Precaspian margin with reservoir development, and integrity of seals within the Permian and Carboniferous complexes. These questions currently lack definitive answers, being constrained by interpretation from a relatively sparse 2D seismic dataset.

Nonetheless, these preliminary results provide a compelling case for the prospectivity of the Kazakhstan part of the northern Caspian shelf. Further detailed studies and modern exploration methodologies are warranted to refine this model and unlock what is expected to be substantial undiscovered hydrocarbon reserves within this strategically important region. ■

References:

1. Azhgaliev D.K. et al. «Features of the structure and development of carbonates in the Paleozoic of the southern framing of the Caspian basin» // Bulletin of the Ural State University, 2018, issue 3 (51), pp. 73-82.
2. Atlas of oil and gas fields of the Republic of Kazakhstan (second volume). / Ed. Turkov O.S. et al. - Almaty. CONG, 2020. p. 411
3. Marabaev Z. N., Zholtayev G. Z. et al. Geological structure and oil and gas potential of the Northern and Middle Caspian // Astana. - 2005. - 195 p.
4. Matloshinsky N. G. Oil and gas potential of Paleozoic carbonate deposits in the south of the Caspian Basin // Oil and Gas. 2012. No. 1. pp. 35-46.
5. Matloshinsky N. G., Adilbekov K. A. Hydrocarbon systems as the basis for the strategy of successful oil and gas exploration (using the Caspian Basin as an example) // Oil and Gas, 2019.4. - pp. 32-46
6. Nurabaev N. Geological structure and oil and gas bearing systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea, South Mangyshlak sedimentary basin // Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan. 2024. Vol. 6, No. 1. pp. 5-17.
7. Pronin A. P., Shestoporova L. V., Pronin N. A. Lithology and oil and gas potential of Paleozoic deposits of the North Caspian uplift (Northern part of the Caspian Sea, Kazakhstan) // Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan No. 1, 2019 p. 4-15
8. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea // Glumov I. F., Malovitsky Ya. P., Novikov A. A., Senin B. V. -M.; OOO «Nedra-Business Center», 2004. -342 p
9. Sobornov K. O. Oil and gas potential of folded-thrust zones of the eastern and southern framing of the East European platform // Oil and Gas, 2022, No. 1, pp. 30-45

Новое видение перспектив нефтегазоносности северной части Каспийского шельфа

Матлошинский Н. Г., Гольмшток А. А.,
Матлошинский Р. Н., Айткалиева Н. Б., Суяркова Н. А.,
Коломацкая О. В., (ТОО «RES»), Адлер В. М. (ТОО «Veritas Caspian»)

ВВЕДЕНИЕ

Геологоразведочные работы в пределах казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ) активным образом проводятся с начала обретения Республикой независимости. Основой ГРП здесь стали сейсморазведочные исследования МОГТ 2Д, проведенные по всей площади шельфа консорциумом «Казахстанкаспийшельф» (ККШ), результаты интерпретации которых публиковались после 2000 г.³. За прошедшие три десятилетия достигнуты значительные успехи в открытии новых месторождений, наиболее впечатляющими из которых были гигантское месторождение Кашаган и меньшие по размерам: Кайран, Акто-ты и Юго-Западный Кашаган, свя-

занные с рифовыми постройками. Наряду с этим, накоплены данные и опыт, которые требуют внесения серьезных корректив в процесс освоения.

С сегодняшних позиций очевидно, что кроме выявленных месторождений в постройках рифового типа, других подобного рода объектов в пределах северной части шельфа не прослеживается. Также очевидно, что многочисленные намеченные ранее (2000 г.) и вошедшие в разные публикации⁶ потенциальные ловушки в надсолевых отложениях северной части шельфа, экономически оправданного интереса не представляют.

Со временем интерес сместился в сторону мезозойского комплекса (юра) зоны коллизии, где в нем был

выявлен ряд месторождений на относительно небольшой глубине (1500-2500 м), таких как: Калам-кас-море, Ауэзов, Хазар, Жамбыл и др. На ряде объектов, таких как Сатпаев, Абай, Жетысу, Курмангазы, притоки УВ получены не были. В центральной и южной частях казахстанского шельфа, где были выявлены многочисленные, в том числе и крупные структуры, несмотря на значительные объемы детальной 2Д и 3Д и бурение ряда скважин (Аташ 1, Тюб-Караган 1,2, Аль-Фараби 1, Ю-Нурсултан 1, Женис 1) промышленные залежи УВ, как основа разработки, пока также не выявлены⁶.

Становится очевидной необходимость ревизии перспектив шельфа с целью их пересмотра и выработки новой концепции, отвечающей достигнутой степени изученности. В последнее время значительную роль в продвижении изучения казахстанского шельфа играет ТОО «Veritas Caspian (Веритас Каспиан)», входящее в состав компании Viridien (ранее CGG) — мирового лидера в области наук о Земле, разведочной геофизики, визуализации недр и цифровой трансформации геолого-геофизических данных. В пределах шельфа Каспия ранее (2006-2009 гг.) компанией был проведен большой объем спекулятивной сейсморазведки 2Д — более 8000 пог. км.

Обработка сейсмических материалов, проведенная ККШ в конце прошлого и в самом нача-



Резюме: Геологоразведочные работы (ГРП) в пределах казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ) проводятся немногим более трех десятилетий. Их итогом является открытие целого ряда месторождений в северной части, среди которых Кашаган, но вместе с тем и бурение определенного числа пустых скважин. В результате интерес потенциальных инвесторов к КСКМ к настоящему моменту снизился. Дальнейшие работы зависят от переосмысления полученных результатов и формирования представления о перспективах на новом уровне изученности. В настоящей работе представлена одна из таких попыток переосмысления данных ГРП. Она построена на результатах интерпретации сети профилей по северной части КСКМ, переобработанных по алгоритму глубинной миграции до суммирования (PSDM). Эти результаты позволили по-новому осветить перспективы подсолевого палеозоя, выявить два десятка перспективных объектов предположительно органогенно-обломочного типа с извлекаемыми ресурсами 1,6 млрд т, и наряду с этим, выделить десяток триасовых объектов в бессолевых мульдах (триасовые депоцентры), которые могут содержать до 0,4 млрд т извлекаемой нефти на приемлемых для эксплуатации глубинах (3-4 и более км). Однако еще большее значение может иметь предполагаемое южное окончание палео-Прикаспия с развитыми вдоль него рифовыми комплексами как в карбоне, так и в перми, которые располагаются в нынешней тыльной зоне надвига. Здесь в области развития палеозойских карбонатов, тектонически разбитой на блоки, выделено семь крупных объектов, суммарные извлекаемые ресурсы которых могут в разы превышать запасы Кашагана.

ле нынешнего века по алгоритму временной миграции до суммирования (PSTM), в определенной степени устарела. Кроме того, для северной Прикаспийской части из-за соляных куполов для изучения подсолевого комплекса очень важна обработка по алгоритму глубинной миграции до суммирования (PSDM), которая по региональным 2Д данным в полном объеме не проводилась. В рам-

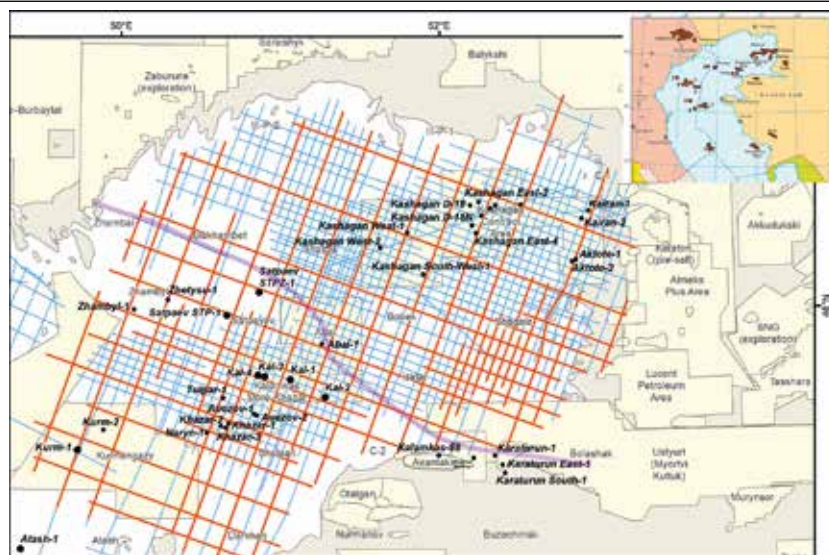


Рис. 1. Карта 2Д линий (красный цвет), переобработанных по алгоритму PSDM по северной части Каспийского шельфа. Фиолетовая линия – положение северной границы зоны коллизии. На врезке – карта месторождений шельфа по (2)

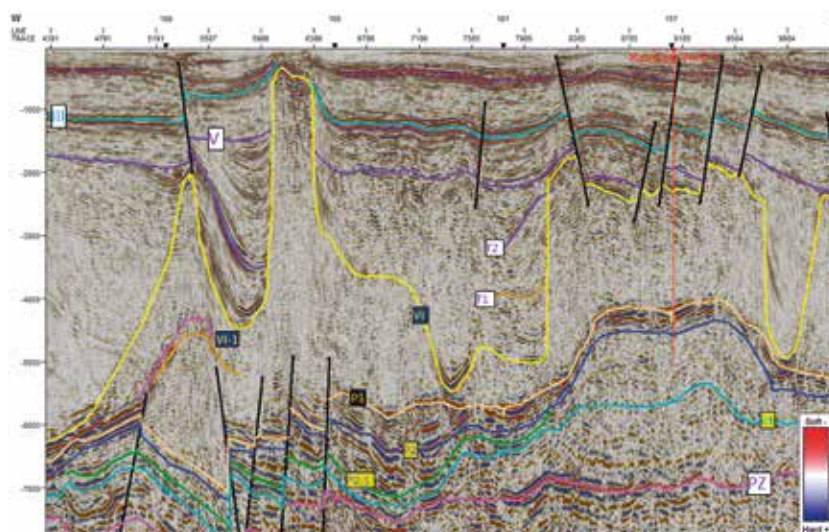


Рис. 2. Фрагмент глубинного разреза с корреляцией горизонтов. Положение профиля на Рис. 3 показано линией красного цвета

ках договора с правительством РК ТОО «Veritas Caspian (Веритас Каспиан)» совместно с ТОО «Reservoir Evaluation Services» (обе компании входят в компанию Viridien) осуществили большой проект по переобработке значительной части сейсмических данных 2Д ККШ по алгоритму глубинной миграции до суммирования (PSDM) по всему шельфу казахстанского сектора Каспийского моря.

Понимая, что интерес к сейсмо-разведочным данным в большой степени зависит от представления о перспективности территории, на которой они расположены, в рамках работ по лицензии на ГИН ТОО «Veritas-Caspian (Веритас Каспиан)» обратилось в ТОО «Reservoir Evaluation Services» (RES), имеющее многолетний опыт работы по интерпретации

сейсмических и скважинных данных в различных бассейнах РК, с просьбой провести интерпретацию вновь полученных глубинных сейсмических данных по северной части Каспия для обновления представления о перспективах нефтегазоносности. Такая работа начата в 2024 г. и продолжается в настоящее время, и в этой статье представлены ее предварительные краткие результаты.

ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ И МЕТОДИКА РАБОТ

Основу выполненных исследований, как уже было сказано выше, составили глубинные профили 2Д по северной части КСКМ в объеме около 5000 пог. км, которые были отработаны в 1995 году компанией ККШ и переобработаны компанией RES в 2023-2024 гг. по алгоритму PSDM (Рис. 1). Для

сейсмической привязки использованы данные по 11 разведочным скважинам. Глубинная миграция позволила существенно повысить разрешение сейсмических данных и уточнить геометрию отражений нижней палеозойской части разреза, что позволило значительно расширить и детализировать имеющиеся представления.

Стратиграфическая увязка скважинных и сейсмических данных проведена по синтетическим сейсмограммам, для расчета которых использовались результаты акустического и плотностного каротажей по привлеченным скважинам. При расчете синтетики использовался извлеченный ноль-фазовый импульс. Интерпретация сейсмических данных проводилась с прослеживанием 11 горизонтов: 3 горизонта по мезозою (III, V, T2) и 8 горизонтов по палеозою (VI, VI-1, P1, P2, P21, C1, P3, PZ). По всем подсоевным палеозойским горизонтам в проекте Petrel построены структурные карты. Пример корреляции горизонтов и выделения нарушений на сейсмических разрезах показан на Рис. 2.

Наряду со структурной интерпретацией проведена динамическая, заключающаяся в изучении сейсмических атрибутов по профилям в целевых окнах разреза (только в рамках детализации выделенных объектов), а также в классическом и кластерном сейсмофациальных анализах по всей изучаемой площади.

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенной корреляции горизонтов по достаточно редкой сети профилей были выполнены структурные построения только по подсоевным горизонтам, поскольку характер изменения структурных планов здесь мало обусловлен локальными изменениями, вызванными распределением соляных куполов и межкупольных мульд. Построения по подсоевным горизонтам, благодаря возможности разделения карбонатной толщи на нижнюю (девонско-турнейскую) и верхнюю (визейско-башкирскую) части, позволили проследить изменение по площади особенностей карбонатонакопления с возрастом. Анализ построений показал, что на раннем этапе карбонатонакопления мелководно-морские условия, по всей видимости, существовали, как ранее предполагалось⁴, на большей площади.

В результате были выделены объекты в подсоевных отложениях нижнего и верхнего этажей карбонатонакопления, которые представляют собой замкнутые струк-

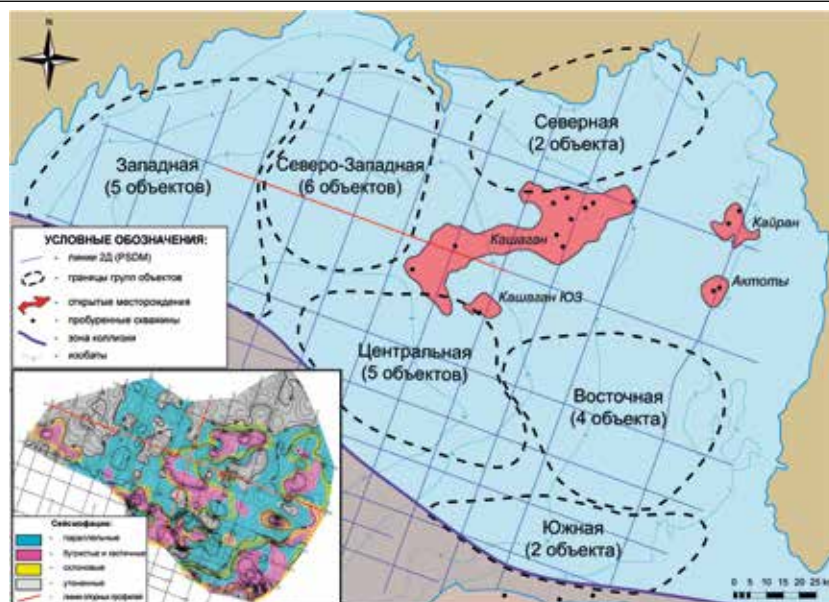


Рис. 3. Прикаспийская часть Северного Каспия. Схема перспективных объектов. На врезке карта классических сейсмофаций. Положение фрагмент профиля на Рис. 2 показано красным цветом

турные поднятия. Эти поднятия (объекты) объединены в шесть групп (Рис. 3). Локальные структуры нижнего этажа с небольшими амплитудами достаточно широко развиты, и впоследствии небольшая часть из них, по-видимому, была перекрыта депрессионными образованиями верхнего этажа карбонатонакопления. Часть объектов не имеет основания в виде структур (построек) в нижнем этаже.

На большинстве поднятий мелководно-морское осадконакопление какое-то время могло продолжаться и на новом этапе. Об этом можно судить не только по особенностям волнового поля, но также и по тому, что структурные поднятия здесь преимущественно связаны с некоторыми раздувами толщины, что указывает на их вероятное седиментационное происхождение. Сейсмофации, выделенные классическим методом, для нижнего карбонатного комплекса (Рис. 3, вкладка) бугристые и хаотичные, которые связываются с карбонатными постройками, развиты несколько шире, чем для верхнего.

В палеозойских отложениях выделено и оценено 20 перспективных объектов, из них 14 — совместно в нижнем и верхнем, 3 — в нижнем и 3 — в верхнем карбонатных комплексах. Наряду с этим, было выделено 10 объектов в триасовых отложениях межкупольных мульд. Все объекты объединены в 6 групп, положение которых показано на Рис. 3. Основу перспектив нефтегазоносности триасовых отложений составляет представление о распростра-

нении бессолевых мульд, по которым УВ подсоевных отложений имели возможность проникать из подсоевных отложений в надсоевные. В ТОО «RES» изучены десятки месторождений надсоевного комплекса из разных частей Прикаспийской впадины, и для каждого из них всегда устанавливалось примыкание к поднятой стороне ассиметричной бессолевой мульды⁵. Характер строения бессолевой мульды (как правило, триасовый депоцентр) и соответствующая ей УВ система показаны на Рис. 4.

Мощные толщ триасовых, особенно среднетриасовых образований в пределах одновозрастных депоцентров, сопровождающих бессолевые мульды, дают основание рассчитывать на значительное развитие в их пределах коллекторов, связанных с русловыми, дельтовыми и баровыми песчаными накоплениями. Косвенно это подтверждается наличием ярких отражений внутри триасовых толщ (Рис. 4), как выдержанных, связанных с наличием плотных прослоев (известняки, глинистые известняки), так и локальных, связанных не только с коллекторами, но, вероятно, и с отражением насыщения коллекторов.

В пределах мульды на Рис. 4 среднетриасовые (ниже отражения T2) и нижнетриасовые отложения (нижняя часть мульды) сложены песчаниками и вмещающими их глинами, и песчаники, находясь на вероятных путях миграции УВ из подсоевных отложений через бессолевое окно, могли заполняться нефтью и газом. В ходе заполнения УВ залежи в ловуш-

ках подвергались преобразованию в соответствии с принципом дифференциального улавливания (У. Гассоу, 1954). По мере генерации подсолевыми нефтематеринскими отложениями (НМО) сначала нефти (нефтяное окно), а затем газа (газовое окно) ловушки сначала будут заполняться нефтью, а потом вновь поступающим газом. Нефть из ранее сформированных нефтяных скоплений при этом обязательно будет вытеснена в верхние части разреза последующей миграцией газа, после вступления НМО в газовое окно. Миграция УВ по терригенным, в значительной мере красноцветным триасовым (пермтриасовым) отложениям, будет сопровождаться их очисткой от сероводорода, за счет его связывания гидроокислами железа.

Залегание вероятных триасовых залежей на глубине 3,0 км и более позволяет избежать серьезного недостатка мелкозалегающих нефтяных залежей из-за необходимости для их освоения строительства в мелком море многочисленных островов. Именно экономические проблемы такого рода послужили основанием для консорциума западных компаний, осваивающих Кашаган и другие месторождения шельфа, отказаться от продолжения работы на Каламкас-море и участке Жемчужный (Хазар, Ауэзов и др.), хотя их нефти практически не содержат агрессивных компонентов, тогда как в подсолевых залежах содержание сероводорода в растворенном газе достигает 18% и более².

Расчет вероятных (P50) извлекаемых ресурсов выделенных 20

структурно-выраженных объектов в подсолевых отложениях показал, что они могут в сумме содержать до 1550 млн т нефти. С частью из этих объектов в плане совпадают выделенные триасовые объекты (6) и еще четыре отдельных триасовых объекта располагаются вне палеозойских перспектив. Все триасовые объекты в сумме могут содержать 365 млн т нефти (P50). Ресурсы отдельных объектов при этом меняются в пределах 6,3-408,1 млн т для палеозойских и 0,7-106,9 млн т для триасовых объектов, составляя, в среднем, 77,6 млн т и 36,5 млн т соответственно для палеозойских и триасовых. В качестве аналога триасового объекта на суше можно рассматривать месторождение Нуржанов (Прорва Восточная), расположенное вблизи южной границы Прикаспия, извлекаемые запасы нефти которого превышают 40 млн т².

Очевидно, что экономическая оценка каждого объекта должна делаться с учетом всех его особенностей, и, вероятно, также учитывать возможность объединения объектов в группы для последующего освоения. Суммарные извлекаемые ресурсы палеозойских и триасовых объектов по всем 24 объектам составляют 1925 млн т нефти, что близко к запасам нефти Кашагана², при этом 11 объектов содержат до 40 млн т нефти, а 13 — более 40 млн т, из них более 100 млн т имеют пять объектов с ресурсами в диапазоне 105,5-413,7 млн т. Наверное, на первом этапе логичным с экономической точки зрения было бы освоение триасовых объектов, с выходом на освоение подсолевых на втором этапе, как более сложных по внутреннему строению (развитие коллекторов), залегающих на по-

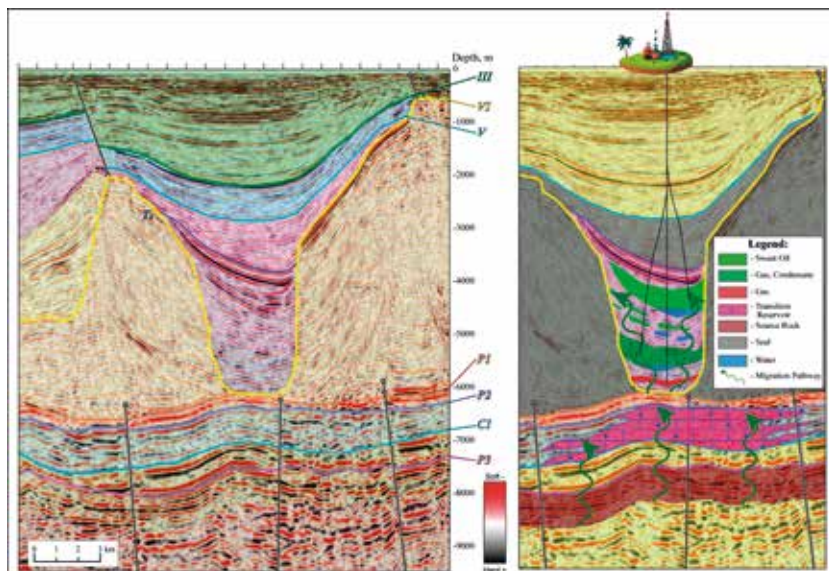


Рис. 4. Фрагмент глубинного разреза через бессолеую мульду (слева) и предполагаемая УВ система по этому разрезу (справа) с источником генерации, путями миграции и областями аккумуляции

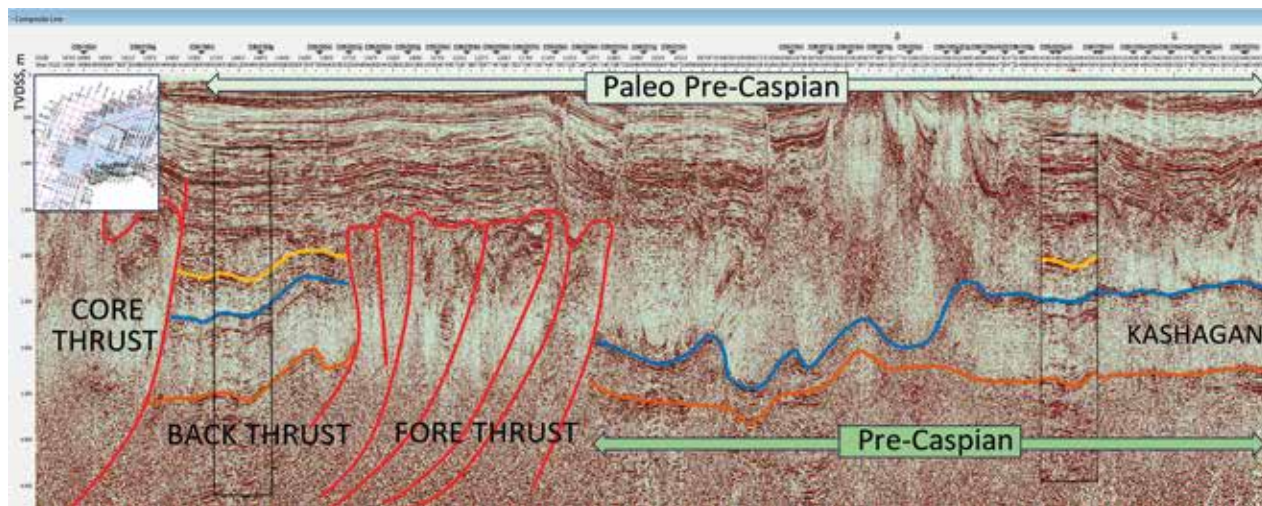


Рис. 5. Комбинированный разрез 2Д через Кашаган и область коллизии. Корреляционный полигон, вырезанный из тыльной части зоны коллизии (надвига), сравнивается с разрезом карбонатной постройки Кашаган. Пермская надстройка, как известно, на Кашагане отсутствует

вышенной глубине и имеющих повышенное содержание агрессивных компонентов в составе УВ флюидов.

Особого внимания в северной части казахстанского шельфа заслуживают палеозойские отложения области коллизии. Возможное развитие здесь рифогенных отложений предполагалось давно^{3,8}, без увязки с особенностями тектоники. С геологическими условиями, обусловленными надвиговыми системами, в настоящее время связывается возможность открытия значительных новых скоплений нефти и газа⁹. В рамках настоящей работы разработана модель общего строения зоны коллизии, объясняющая то, что могло произойти с палеошельфом Прикаспия в результате коллизии (Рис. 5). Здесь наиболее показательным является полное совпадение толщин и общего строения каменноугольной толщи тыльной части надвига с отраженным в сейсмике строением Кашагана (Рис. 5). Пробуренные здесь скважины на мезозойскую часть разреза вскрывали палеозойские отложения на относительно небольшую глубину (30-100 м), и при этом вошли как в нижнепермские (скв. Нарын 1, Ауэзов 1, Каламкас-море 1), так и в каменноугольные отложения (Хазар 1, Тулпар 1)⁷.

По данным Пронина А. П. с авторами⁷, вскрытые карбонатные породы представлены, преимущественно, мелководно-морскими часто органогенными, биогермными в значительной степени переработанными вторичными процессами (доломитизация, окремнение и др.) карбонатными породами. Авторы выделяют мелководные шельфовые, биогермные и склоновые (скв. Каламкас-море 1) фации и считают, что склоновые фации могут содержать залежи, очевидно полагая, что биогермные и другие отложения построек будут экранами, или что склоновые отложения вследствие тектонических процессов будут занимать более высокое положение, чем сами постройки. И хотя такое представление об избирательности перспектив погребенных и дислоцированных органогенных построек выглядит не очень обоснованным, сам факт выделения карбонатных толщ, аналогичного строения мелководно-морским Прикаспийским толщам карбонатов, нужно признать весьма показательным.

После того, как была построена модель зоны коллизии (Рис. 5), была проведена корреляция трех сейсмических горизонтов: Р1, С1 и Р3, показанных на Рис. 5 разными цветами. В пределах выделяе-

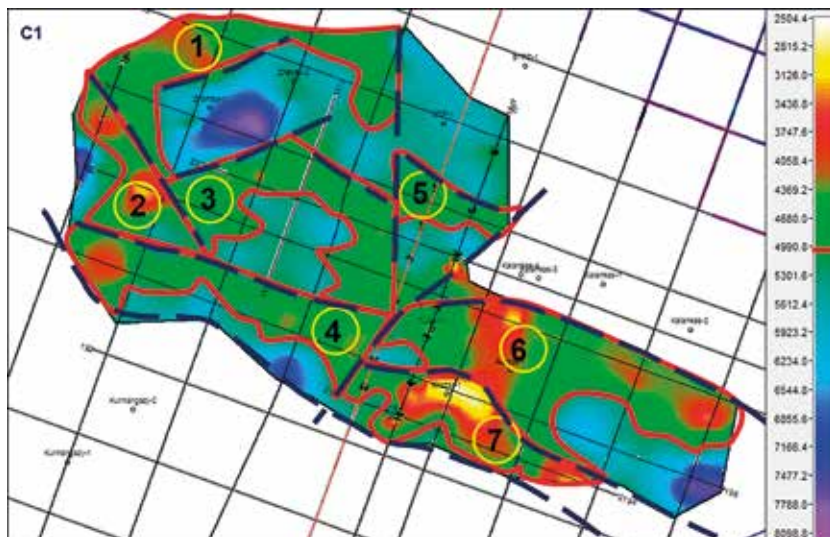


Рис. 6. Структурная схема кровли каменноугольных карбонатных отложений тыльной части надвиговой зоны (горизонт С1). Выделенные объекты (1-7) ограничены отметкой – 5000 м.

мых в этой части отдельных тектонических блоков выполнены структурные построения и построены карты толщин отложений. Правомочность выделения пермских карбонатных отложений вдоль южной палеопериферии Прикаспия вполне доказывается, как сопоставлением разрезов на модели (Рис. 5), так и вскрытием в скважинах этой зоны нижнепермских рифогенных отложений, а также тем, что подобная пермская надстройка развита в пределах Южного рифового массива, самого южного из всех вскрытых скважинами.

На Рис. 6 представлена структурная схема по кровле карбона (горизонт С1) с разделением на блоки тектоническими нарушениями, на которой показано положение предполагаемых тектонически ограниченных ловушек в толще предполагаемых карбонатных мелководно-морских отложений. При этом толщина карбонатной каменноугольной толщи может достигать 2,0 и более тыс. м. Заполнение такого рода ловушек нефтью вытекает из того факта, что вышележащие юрские ловушки здесь повсеместно нефтегазонасыщенные, а нефть в них могла попасть только из глубины, а значит, через палеозойские отложения. Как можно видеть на Рис. 5, покровкой для карбонатных толщ, слабодислоцированных в силу их крепости, может служить перекрывающая достаточно мощная верхнепалеозойская толща со следами надвигов в сейсмике (несогласные дугообразные отражения, которых нет в нижележащей карбонатной части разреза).

Характерно, что плотность нефти многопластовой юрской залежи Хазар снизу вверх увеличивается

(от 837 до 878 кг/м³) с газосодержанием 65 м³/т, в то время как на Ауэзове нефть в нижнеюрских залежах более плотная (900 кг/м³), чем в среднеюрских (850 кг/м³), при газосодержании 37 и 62 м³/т соответственно. На Каламкас-море при таком же порядке величин плотности на западе (860-870 кг/м³) она уменьшается в восточном направлении до 837-839 кг/м³, где увеличивается газосодержание от 78,5 м³/т на Западной вершине до 142 м³/т на Восточной вершине.

Плотность нефти палеозойской залежи Кашагана равна 0,797 кг/м³ при газосодержании 500 м³/т². В любом случае в юрских залежах еще не прослеживается дыхание УВ системы палеозоя с ее преобразованиями за счет поступления газа в ловушки из-за того, что НМО, по всей вероятности, уже должны были пройти газовое окно³. Повышенная плотность нефти при низком газосодержании в юрских залежах указывает на хорошую их герметизацию от предполагаемых основных скоплений в палеозое, основан УВ которых должен быть представлен легкой нефтью с повышенным газовым фактором. Наряду с этим такие характеристики могла иметь нефть верхних залежей палеозоя на момент ее перетока в юрские залежи, на которые миграция газа газового окна могла еще не сказаться из-за большой вместимости резервуара.

Выявлено по семь перспективных объектов как в каменноугольных, так и в вышележащих пермских отложениях, имеющих унаследованный характер, поскольку они сформированы одними и теми же тектоническими движениями. Эти объекты могут содержать извлекаемые ресурсы нефти, которые в сумме



в разы превышают запасы Кашагана (2000 млн т извлекаемых запасов нефти²). Очевидно, что сейчас практически невозможно представить себе степень преобразования карбонатных отложений тыльной надвиговой части и степень сохранности в них коллекторов. Можно допустить, что процессы перекристаллизации, доломитизации и растворения могли играть значительную роль, как уменьшая объем пустотного пространства, так и вместе с трещиноватостью его увеличивая. В наибольшей степени процессы, ведущие к уплотнению из-за режима сжатия, вплоть до мраморизации, могли проявляться на тектонических контактах блоков, способствуя таким образом их латеральной герметизации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам интерпретации данных глубинной переобработки сейсморазведочных профилей 2Д северной части казахстанского шельфа Каспийского моря становится очевидным, что перспективы нефтегазоносности этой части шельфа далеки от истощения. Здесь вероятны залежи верхнего и нижнего карбонатных комплексов в относительно небольших локальных структурах с органическим (биогермным) содержанием, которые для большей успешности могут быть объединены в группы, а также залежи триасового комплекса в депозитах бессолевых мульд. В сумме они могут содержать почти столько извлекаемых ресурсов, сколько запасов содержит самое крупное месторождение Казахстана — Кашаган.

Дислоцированные на блоки, карбонатные массивы южного обрамления палео-Прикаспия формируют неплохие ловушки, которые могли быть улучшены за счет перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания в ходе тектонических преобразований. Ожидается их заполнение лег-

кими нефтями с повышенным газовым фактором, на которые совсем не похожи нефти юрского продуктивного комплекса. Такое различие можно рассматривать в качестве указания на хорошую изолированность ожидаемых палеозойских скоплений, а значит, на сохранение залежей. Этому также благоприятствует относительное затухание тектонической активности в тыльной части надвиговой зоны.

Оценка ресурсов потенциальных залежей палеозоя показывает, что они могут быть одним из весомых кандидатов не только на восполнение ресурсной базы Республики Казахстан, но также и на наращивание добычи в будущем. Рифовый пояс южного обрамления палео-Прикаспия, в пределах которого карбонатные постройки каменноугольного возраста наращиваются нижнепермскими рифами, может стать идеальнымместищем больших скоплений УВ и быть достойным продолжением ранее уже выявленных залежей УВ в рифовых карбонатных постройках впадины от севера (Карачаганак) до юга (Тенгиз, Кашаган).

Конечно, ко всем выявленным перспективам могут быть вопросы как в части масштабов мелководного карбонатакопления в малоамплитудных объектах, а значит, развития в них экономически приемлемых коллекторов, так и развития коллекторов в пределах триасовых депоцентров и масштабов миграции в них нефти, через бессолевые мульды, степени переработки карбонатных блоков вдоль южного края палео-Прикаспия мощными тектоническими движениями и сохранности или возникновения (карст) коллекторов, надежности покрышек для пермского и каменноугольного комплексов и др.

На них пока нет ответа, а есть только общие соображения, основанные на интерпретации редкой

сети глубинных профилей 2Д. Это означает, что многое в ходе детального изучения может измениться и уточняться, но общие перспективы в целом выглядят привлекательно и, несомненно, найдутся те, кто мыслит современно и попытается заглянуть в подземные кладовые, где, как ожидается, залегают огромные запасы нефти северной части шельфа. ■

Литература:

1. Ажгалиев Д. К. и др. «Особенности строения и развития карбонатов в палеозое южного обрамления Прикаспийского бассейна» // Известия Уральского Государственного университета, 2018, вып.3(51), с. 73-82.
2. Атлас нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан (второй том). / Под ред. Турков О. С. и др. Алматы. КОНГ, 2020. с. 411
3. Марабаев Ж. Н., Жолтаев Г. Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия // Астана. – 2005. – 195 с.
4. Матлошинский Н. Г. Нефтегазоносность палеозойских карбонатных отложений юга Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2012. № 1. с. 35-46;
5. Матлошинский Н. Г., Адилбеков К. А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины) // Нефть и газ, 2019.4, – с. 32-46
6. Нурабаев Н. Геологическое строение и нефтегазоносные системы Казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024.Том 6, № 1. с. 5-17.
7. Пронин А. П., Шестоперова Л. В., Пронин Н. А. Литология и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Северо-Каспийского поднятия (Северная часть акватории Каспийского моря, Казахстан) // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана № 1, 2019 с. 4-15
8. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря // Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Сенин Б. В. -М.; ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 342 с.
9. Соборнов К. О. Нефтегазовый потенциал складчато-надвиговых зон восточного и южного обрамления Восточно-Европейской платформы // Нефть и газ, 2022, № 1, с. 30-45