

УДК 553.98(574)

DOI 10.31087/0016-7894-2019-4-5-16

Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и формирование в них ловушек углеводородов

© 2019 г. | И.В. Орешкин^{1,2}, Г.Ж. Жолтаев³, Г.Е. Кулумбетова^{4,5}, А.И. Орешкин¹¹АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Саратов, Россия; oreshkiniv@yandex.ru;²ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия;³ТОО «Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева», Алма-Ата, Казахстан; ignkis@mail.ru;⁴ТОО «Мерилиан Петролеум», Алма-Ата, Казахстан; gkulum@gmail.com;⁵НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева», Алма-Ата, Казахстан

Поступила 19.03.2019 г.

Принята к печати 10.04.2019 г.

Ключевые слова: Прикаспийская синеклиза; карбонатно-терригенные толщи КТ-I, КТ-II, КТ-III; система; ярус; пачка; отложения; ловушки; генерация УВ; залежи нефти и газа; состав жидких УВ, газа; прогноз и перспективы нефтегазоносности.

Карбонатно-терригенная толща КТ-II является основным нефтегазопродуктивным объектом восточного борта Прикаспийской синеклизы. С данной толщей связана добыча нефти на крупных месторождениях нефти и газа. В то же время на некоторых месторождениях восточного борта Прикаспийского бассейна продуктивные нефтегазоносные коллекторы приурочены к терригенным отложениям. На месторождениях, где коллекторы представлены карбонатными породами, терригенные отложения играют роль покрышек. Детальное изучение условий осадконакопления и тектонического режима этапа формирования карбонатных и терригенных пород является важной задачей при постановке геолого-разведочных работ и выбора точек заложения разведочных скважин. Дано обоснование механизма формирования залежей углеводородов в толщах КТ-I и КТ-II Жаркамышского и Темирского массивов за счет вертикальной миграции нефти и газа из нижележащих отложений, предположительно КТ-III. Предложена шкала оценки степени перспектив ловушек в толщах КТ-I и КТ-II на основе пликтивного и дизъюнктивного критериев, а также критерии оценки перспектив нефтегазоносности в ловушках толщи КТ-III. Прогнозируется фазовое состояние углеводородов в ловушке толщи КТ-III.

Для цитирования: Орешкин И.В., Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е., Орешкин А.И. Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и формирование в них ловушек углеводородов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-5-16.

Characteristics of carbonate and terrigenous subsalt formations of the Caspian Depression and formation of hydrocarbon traps within them

© 2019 | I.V. Oreshkin^{1,2}, G.Zh. Zholtaev³, G.E. Kulumbetova^{4,5}, A.I. Oreshkin¹¹Nizhne-Volzhskii nauchno-issledovatel'skii institut geologii i geofiziki, Saratov, Russia; oreshkiniv@yandex.ru;²All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia;³Institute of Geological sciences named after K.I. Satpaev, Alma-Ata, Kazakhstan; ignkis@mail.ru;⁴Merilian Petroleum, Alma-Ata, Kazakhstan; gkulum@gmail.com;⁵Satbayev National Research University, Alma-Ata, Kazakhstan; gkulum@gmail.com

Received 19.03.2019

Accepted for publication 10.04.2019

Key words: Caspian Syneclyse; КТ-I, КТ-II, КТ-III carbonate and terrigenous series; stage; member; deposits; traps; hydrocarbon generation; oil and gas accumulations; composition of liquid hydrocarbons, gas; prediction and petroleum potential.

KT-II carbonate and terrigenous sequence is a main petroleum producing object in the eastern shoulder of the Caspian Syneclyse. Oil production in the large oil and gas fields is associated with these formations. At the same time, in a number of fields in the eastern shoulder of the Caspian Depression the producing petroleum reservoirs are associated with terrigenous formations. In the fields, where reservoirs are represented by carbonate rocks, terrigenous formations play a role of seal. The detailed studies of sedimentation settings and tectonic conditions of carbonate and terrigenous rocks formation is an important task when geological exploration planning and conduction, and selection of exploration well sites. The paper presents substantiation of mechanism of hydrocarbon accumulations formation in KT-I and KT-II series of Zharkamyssky and Temirsky massifs owing to oil and gas vertical migration from underlying formations, presumably, KT-III. The authors propose a scale for evaluation of traps potential in KT-I and

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

KT-II series on the basis of folding and faulting criteria; and also criteria for petroleum potential assessment in the traps of KT-III series. Phase state of hydrocarbons in a trap of KT-III formation is predicted.

For citation: Oreshkin I.V., Zholtayev G.Zh., Kulumbetova G.E., Oreshkin A.I. Characteristics of carbonate and terrigenous subsalt formations of the Caspian Depression and formation of hydrocarbon traps within them. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(4):5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-5-16.

Разрабатываемые на востоке Прикаспийской синеклизы месторождения — Жанажол, Кенкияк, Кожасай, Урихтау, Алибекмола и др. — приурочены к карбонатной толще КТ-II. Данная толща достаточно хорошо изучена по материалам бурения и сейсморазведки. Карбонатная толща КТ-II охватывает широкий временной интервал — от верхневизейского подъяруса нижнего отдела до низов подольского яруса среднего отдела каменноугольной системы ($C_1v_2al_2-C_2m_1-C_2m_2pd_1$) (рис. 1). Она распространена практически на всей исследуемой территории. Ее протяженность с севера на юг составляет около 350 км, а ширина — 80–120 км. Максимальная мощность толщи 600–800 м установлена на восточной периферийной части ее распространения. В западном и юго-западном направлениях мощность уменьшается до 300–400 м, затем на участках Восточный Аккудук, Жанатан и Боржер (Божер-Акжарская зона) ее значения составляют 50–100 м, а на участках Караулкельды и Восточный Акжар толща полностью выклинивается. Это связано с разной амплитудой предпермского размыва. Стратиграфический объем толщи также изменяется в широтном направлении.

Полный стратиграфический объем толщи КТ-II установлен только в восточной части рассматриваемой территории, где она залегает между двумя терригенными комплексами (ТТ-II и МКТ). В западном направлении верхняя возрастная граница толщи снижается до C_2m_1 , а затем C_2b . Толща несогласно перекрывается нижнепермскими отложениями, в основании которых, как правило, выделяется глинистая гамма-активная пачка (Дальян И.Б. и др., 1993; [1–3]).

Толща КТ-II сложена известняками, и лишь на крайнем востоке появляются редкие прослой известковистых аргиллитов и алевролитов, а также отмечены доломитизация и перекристаллизация. Известняки обычно светлоокрашенные — светло-серые до белых массивные и тонкоплитчатые биогенные, биокластовые, комковато-стуктовые, водорослевые.

Толща КТ-II без видимого перерыва и несогласия перекрыта верхней терригенной толщей ТТ-I, возраст которой соответствует средней части подольского горизонта $C_2m_2-pd_2$ (Особенности разведки..., 1986). Мощность толщи изменяется от 300–500 м в разрезах центральной части восточной полосы до полного выклинивания на западе.

Башкирский ярус имеет разный стратиграфический объем. Верхняя граница башкирского яруса сопровождается крупным региональным стратиграфическим несогласием. Наиболее полные разрезы установлены в пределах структур Алибекмола, Урихтау, Кожасай, Синельниковская, Тускум, Кожасайская, Жанажол и Торткольская (рис. 2).

К верхнемосковскому подъярусу относятся толщи МКТ и карбонатная КТ-I. Подольский горизонт состоит из толщи терригенных отложений МКТ. По литологической характеристике большинство разрезов подольского горизонта сложено двумя толщами: терригенной и карбонатной. Наиболее полные разрезы верхнемосковского подъяруса известны на площадях Жанажол и Синельниковская.

Мощность толщи КТ-I на востоке составляет 400–500 м и уменьшается на севере до 140–180 м (Южный Мортук), а на юге — 140–160 м на структурах Южный Тускум, Восточный Тортколь [4].

Породы, слагающие карбонатно-терригенную толщу изучаемой территории, разнообразны по происхождению, вещественному составу, структурным особенностям и коллекторским свойствам. Это в основном органогенные известняки, часть которых преобразована в доломиты. Среди известняков органогенного происхождения выделяются биоморфные, детритовые, комковато-органогенные, комковато-стуктовые и оолитовые разности. В биоморфных известняках обычно много пор и каверн. Фильтрация осуществляется по межформенным каналам и порам.

Детритовые и биоморфно-детритовые известняки — однородные массивные образования серые и темно-серые, иногда светло-серые. Емкость таких известняков обычно низкая. Объем порового пространства благодаря выщелачиванию значительно увеличен, а низкая емкость обусловлена цементирующим материалом.

В разрезе подсолевых отложений карбона и перми на территории восточной части Прикаспийской впадины выделены также четыре осадочные толщи, принадлежащие к терригенным формациям: нижнекаменноугольная, среднекаменноугольная (подольского горизонта московского яруса), верхнекаменноугольная (гжельского яруса) и нижнепермская. В основании нижнепермской толщи обособляется гамма-активная пачка пород смешанного состава, относящаяся к битуминозной кремнисто-карбонатно-глинистой формации (рис. 3) [5, 6].

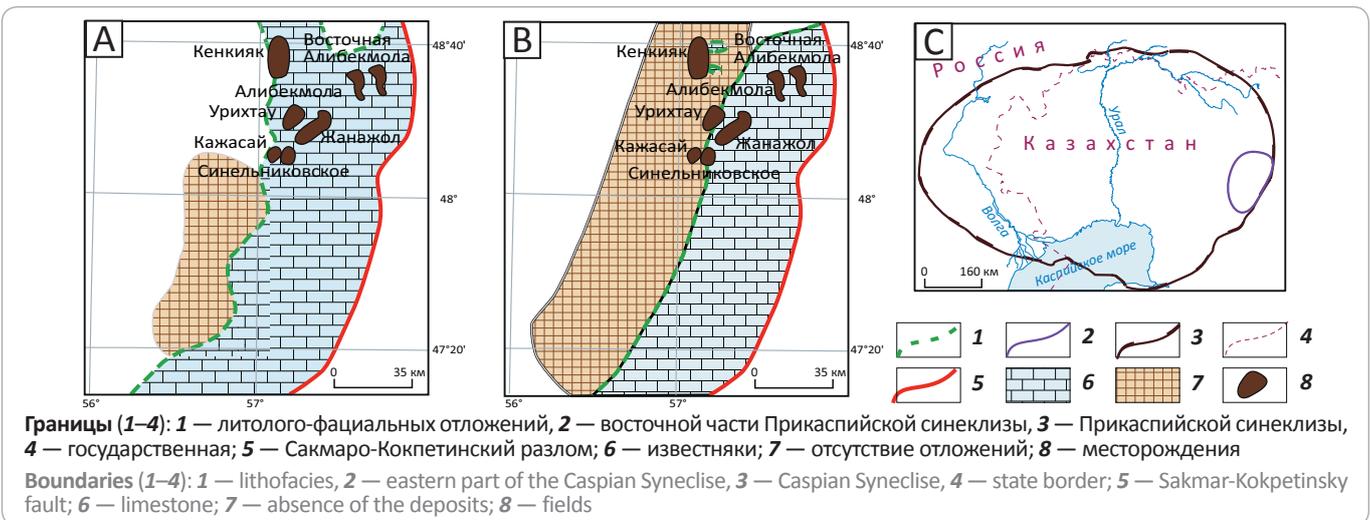
К природным резервуарам нефти и газа можно отнести нижнекаменноугольные и нижнепермские формации. Среднекаменноугольная и верхнекаменноугольная толщи не содержат коллекторов и являются межкарбонатными экранящими толщами [7].

Образование терригенных формаций происходило в периоды наступления трансгрессии, сопровождающейся усилением орогенных процессов в Урало-Мугоджарской геосинклинали и появлением мощных потоков, перемещающих обломочный материал и сформировавших систему русловых, дель-

Рис. 1. Литолого-стратиграфический разрез среднего и верхнего карбона, включающий толщи КТ-II, МКТ и КТ-I
Fig. 1. Lithostratigraphic column of Middle and Upper Carboniferous, including КТ-II, МКТ, and КТ-I members

Эра	Период	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Толщина	Литология	Литологическая характеристика	Толща, комплекс
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ РЗ	КАМЕННОУГОЛЬНЫЙ С	Верхний С ₃			Гжельский С _{3g}	370		В пределах Жанажольской структуры — известняки биогермные, фузулиновые доломитизированные и сульфатизированные, особенно в верхней части касимовского и низов гжельского ярусов. Выше карбонатного разреза выделяются терригенные породы с прослоями глинистых известняков. На восточно-Тартальском участке — преимущественно карбонатные. Терригенные прослои встречаются редко. По всему восточному краю Прикаспийской впадины протягивается неширокая полоса терригенных отложений — известковистых песчаников и светло-серых алевролитов, темно-серых, черных аргиллитов, голубовато-белесых глин и коричнево-серых, серых органогенно-обломочных известняков	КТ-I
					Касимовский С _{3k}	0–350		Светло-серые коричневые биоформные и биогермные водорослевые, желвачковые, сузуктовые известняки и вторичные доломиты серые с коричневым оттенком с порами выщелачивания и кавернами, в основании отмечается прослой аргиллитов	
		Средний С ₂	Московский С _{2п}	Верхне-московский	Мячиковский	100–700		Известняки органогенно-детритовые замещаются по разрезу на доломитовые известняки и перекристаллизованные микрокарстовые доломиты. В основании разреза наблюдаются прослой аргиллитов и алевролитов	МКТ
					Подольский	100–700		МКТ — темно-серые, черные аргиллиты, зеленовато-серые мелко- и среднезернистые песчаники, иногда с примесью крупнозернистого материала и мелкого гравия, а также черные глинистые известняки. КТ-II — органогенно-обломочные мелкокристаллические известняки с отдельными маломощными прослоями песчано-глинистых пород	
				Нижне-московский	Каширский	30–320		Известняки белые, серые детритово-органогенные с тонкими прослоями аргиллитов серо-зеленых алевролитов	
					Верецкий	0–145		Известняки серые, темно-серые до черного органогенно-сузуктовые плитчатые с прослоями черных кремней, алевролитов и аргиллитов, содержащий комплекс фораминифер	
			Башкирский С _{2б}	Верхне-башкирский	Прикамский	0–100		Известняки серые, светло-серые биоформные, комковато-органогенные, микросузуктовые, водорослево-фораминиферовые со множеством стипулятивных швов, выпаленных глинистым материалом	КТ-II
					Северо-кельтменский	55–120		Известняки кремовые, темно-серые оолитовые, органогенно-комковатые, массивные, тонкоплитчатые разномерные с прослоями темно-серых глин и аргиллитов	
				Нижне-башкирский	Краснополянский	44–134		Известняки светло-серые биоформно-детритовые, органогенно-обломочные, водорослево-фораминиферовые, желвачковые с редкими прослоями глинистых пород, доломитов и известняковых гравелитов	
					Богдановский	20–55		Светло-серые известняки следующих разновидностей: органогенные, водорослевые, оолитово-онколитовые, сузуктово-комковатые с характерными формами фораминифер	
		Нижний С ₁	Серпуховский С _{1с}	Верхне-серпуховский	20		Известняки светло-серые реликтивно-органогенные, перекристаллизованные, плотные с фораминиферами		
				Протвинский	130		Органогенные (преимущественно брахиоподовые) окатаннозернистые и оолитово-онколитовые светло-серые известняки с прослоями доломитов		
			Нижне-серпуховский	Стешевский	55–170		Известняки серые, темно-серые пористые органогенные (в средней части с фораминиферами водорослевыми) с пластом плотных известняков		
				Тарусский	50–150		Переслаивание светло-серых органогенных перекристаллизованных плотных и пористых известняков, расчлененных тонкими глинистыми прослоями с обедненным комплексом фораминифер		
			Визейский С _{1в}	Верхне-визейский	30–115		Известняки серые, светло-коричневые с прослоями доломитов и доломитизированных известняков с фораминиферами		
				Тульский	125–570		Переслаивание аргиллитов, песчаников, гравелитов. В верхней части преобладают аргиллиты и алевролиты с редкими прослоями известняков		

Рис. 2. Литолого-фациальные схемы восточной части Прикаспийской синеклизы башкирского (А) и московского (В) ярусов и расположение восточной части Прикаспийской синеклизы (С)
Fig. 2. Lithofacies schemes of the eastern part of the Caspian Syncline for Bashkirian (A) and Moscovian (B) formations; and location map of the eastern part of the Caspian Syncline (C)

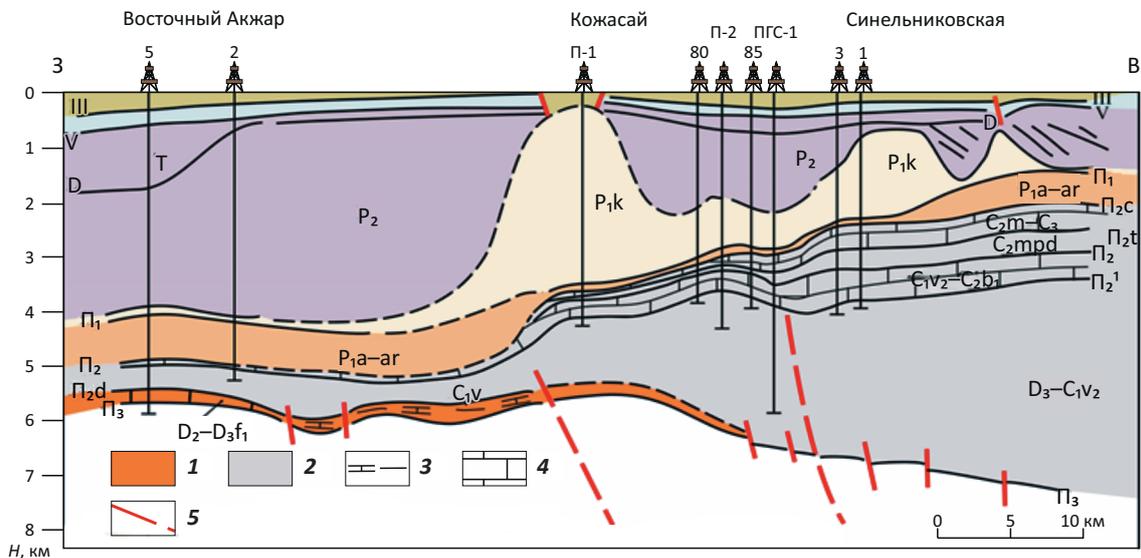


товых, авандельтовых потоков, меандрирующих каналов, каналовых конусов выноса, намывных валов, баровых тел и т. д. в зонах горно-прибрежного, прибрежно-морского, мелководно-морского и относительно глубоководного осадконакопления.

Наибольшая песчанность разреза наблюдается по основным направлениям транспортировки обломочного материала из действующих источников сноса, находившихся в раннем карбоне на юго-востоке, в ранней перми — на северо-востоке изучаемой терри-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Геологический профиль по подсолевым отложениям по линии Восточный Акжар – Синельниковская площадь
Fig. 3. Geological section across the subsalt deposits along the line Eastern Akzhar – Sinel'nikovskiy area



Терригенные отложения (1, 2): 1 — позднего карбона – ранней перми, 2 — позднего девона – среднего карбона; **отложения (3, 4):** 3 — терригенные, 4 — карбонатные; 5 — тектонические нарушения

Terrigenous deposits (1, 2): 1 — Late Carboniferous – Early Permian, 2 — Late Devonian – Middle Carboniferous; **deposits (3, 4):** 3 — terrigenous, 4 — carbonate; 5 — tectonic dislocation

тории, что определило различие в местонахождении основных участков нефтегазоаккумуляции в раннем карбоне и ранней перми [1].

Битуминозная кремнисто-глинистая формация (гамма-активная пачка) образовывалась в начале ранней перми в условиях дефицита осадочного материала, теплого климата, застойной сероводородной обстановки в придонных водах при повышенных глубинах, не способствующих развитию мелководной карбонатообразующей фауны [3].

Выявлено, что промышленные скопления УВ в терригенных отложениях (Лактыбай, Кенкияк, Акжар, Каратобе) связаны с поровыми коллекторами и приурочены к высокоэнергетичным участкам зоны шельфового осадконакопления, где осадки до своего захоронения успели приобрести относительную структурную и минеральную зрелость. Многочисленные нефтегазопроявления до незначительных притоков УВ (разведочные площади Жиланская, Северо-Петропавловская, Борлинская, Джусинская, Остансукская и др.) получены преимущественно из низкопоровых — порово-трещинных и трещинных коллекторов. Их формирование связано с условиями накопления в прибрежно-морской, иногда горно-прибрежной обстановке с обильным поступлением и быстрым захоронением обломочного материала с частым выклиниванием пластов, а также с локальным развитием постседиментационной трещиноватости (Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана : автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. М., 1992; [2]).

В результате изучения коллекторских свойств в терригенных породах нижнего карбона были установлены следующие факты.

1. Пористость изученных коллекторов нижнего карбона находится в пределах 10–20 %, газопроницаемость — $(0,1-233) \cdot 10^{-3}$ мкм². Пустотами, обеспечивающими коллекторские свойства пород, являются в основном межзерновые поры. Выщелачивание пород развито слабо и не повсеместно.

2. Пористо-проницаемые разности песчаников связаны с определенной фацией — мезомиктовыми (кварц-кремневыми) осадками мелководно-шельфового генезиса, которые накапливались преимущественно в поздневизейском ярусе.

3. Мезомиктовые песчаники являются коллекторами лишь при неполной карбонатизации их порового пространства.

4. Фактор глубины залегания мезомиктовых песчаников играет существенную роль для сохранения пористости: изученные песчаники с кондиционными значениями пористости и проницаемости залегают в подавляющем большинстве на глубине, не превышающей 4600 м.

В песчаниках нижней перми более значительную роль в формировании пустотного пространства сыграли процессы растворения и осаждения карбонатного материала, при которых первичное поровое пространство было почти полностью преобразовано и основное значение в емкости коллектора приобрели поры и мелкие каверны выщелачивания.

Значительную роль в сохранении фильтрационно-емкостных свойств пород сыграл также фактор

глубины залегания. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают песчаники мелко-водно-шельфового генезиса, развитые в пределах ближних или внутренних палеошельфов — поздневизейского (Лактыбай) и раннепермского (Кенкияк). Их открытая пористость составляет 10–20 %, газопроницаемость матрицы достигает 0,2 мкм²; при наличии трещин проницаемость резко увеличивается.

Открытая пористость коллекторов Жаркамысской зоны (Акжар, Курсай, Каратобе), представляющей собой территорию более глубоководного внешнего или дальнего шельфа, изучена лишь в нижнепермском разрезе. Ее значение достигает 14,6 %, а газопроницаемость находится в пределах 0,01 мкм². Пониженные коллекторские свойства пород Жаркамысской зоны по сравнению с Темирской зоной объясняются, по всей видимости, значительной разницей глубины залегания одновозрастных терригенных отложений. Породы Жаркамысской зоны, залегающие примерно на 500 м глубже, несмотря на свой преимущественно кварц-кремневый состав, подвергаются более высокому горному давлению, часто разрушающему каркас породы, и поэтому являются более уплотненными и менее пористыми по сравнению с породами аналогичного состава Темирской зоны. Порово-трещинный и трещинный типы коллекторов развиты менее порового типа.

Высокоемкий и высокопроницаемый коллектор трещинного и порово-трещинного типа связан с гамма-активной битуминозной кремнисто-карбонатно-глинистой пачкой основания ассельского яруса. Трещиноватость здесь обусловлена многокомпонентным составом и микрослоистостью пород пачки. Параметры коллектора таковы: максимальная емкость пор и трещин — 18,9 %, максимальная проницаемость по трещинам — 0,237 мкм².

Кроме гамма-активной пачки порово-трещинный и трещинный типы коллекторов встречаются в вышележащих отложениях ассельского, реже сакмарского ярусов. Изучение коллекторских свойств обломочных пород нижнепермского разреза позволило сделать следующие выводы.

1. Пласты обломочных пород, обладающие кондиционными значениями фильтрационно-емкостных свойств, развиты в основном в Темирской и Жаркамысской зонах, где в ранней перми накапливались высокоэнергетические осадки соответственно ближнего и дальнего шельфов.

2. Поровый тип коллекторов является основным.

3. Породами-коллекторами являются преимущественно песчаники и алевролиты, обломочная часть которых обогащена кварцем и кремнистыми породами. Отличительной чертой нижнепермских обломочных пород является содержание в них карбонатов, достигающее иногда 20 %, что в целом ухудшает их коллекторские свойства.

4. В меньшей мере развиты трещинно-поровый тип коллекторов, связанный с тонкослоистыми алевролитами и алевропесчаниками, и трещинный, обусловленный тонко- и микрослоистыми аргиллитами.

Прогноз нефтегазоносности терригенных отложений основан на выявленных закономерностях размещения скоплений нефти и газа в определенных литолого-фациальных комплексах. В частности, установлена связь нефтегазоносности с литолого-фациальными комплексами подводно-дельтовых отложений периферийных частей конусов выноса, приуроченных к склонам ближнего (Кенкияк, Лактыбай, Кожасай) и дальнего (Акжар, Каратобе) палеошельфов и характеризующихся наиболее благоприятными условиями для формирования структурно- и минерально-зрелых осадков — потенциальных коллекторов нефти и газа [8].

С терригенными породами связаны некоторые месторождения восточного борта Прикаспийского бассейна. Но нефтегазоносный потенциал этих отложений изучен не до конца. Данные, полученные при детальном изучении особенностей геологического строения, условий формирования и коллекторских свойств терригенных отложений, могут в значительной степени облегчить процесс постановки геолого-разведочных работ при поисках залежей УВ.

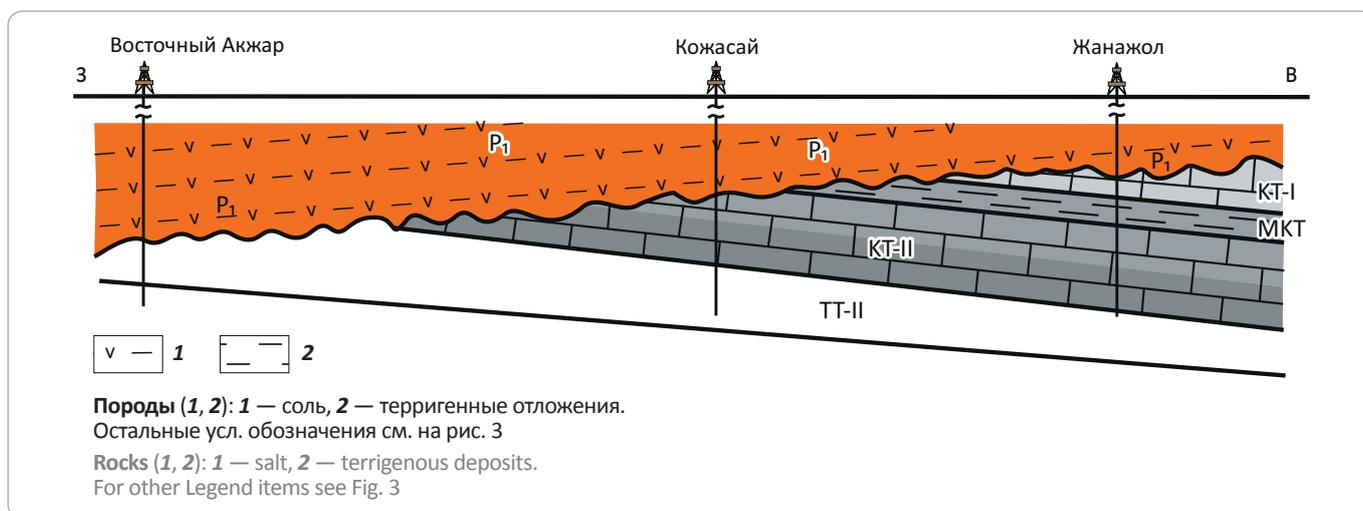
Таким образом, как следует из геологической истории рассматриваемого региона, в разрезе осадочного чехла выделяется палеозойский структурный комплекс, который отражает стадии развития Урало-Тянь-Шаньского палеоокеана. Он может быть разделен на два этажа: девон-каменноугольный и верхнепермско-триасовый. Девон-каменноугольный этаж представлен морскими терригенно-карбонатными отложениями.

Позднекаменноугольное время знаменуется резким падением уровня моря, что привело к частичному размыву ранее накопившихся отложений в области приподнятых участков и карбонатных построек, сокращению зоны карбонатного шельфа, образованию подводных отмелей и повышению роли терригенного материала (рис. 4).

Для правильного прогноза и поиска нефтегазоносных объектов, выявленных по сейсмическим исследованиям, необходимо детальное изучение литолого-стратиграфической характеристики отложений и геодинамической обстановки региона, предопределивших условия осадконакопления. Данный подход особенно важен при поисках, которые ориентированы на основную продуктивную толщу КТ-II, так как характер ее размещения и строения не всегда однозначен, что повышает риск при оценке перспективных объектов. Прогноз и поиск новых залежей нефти и газа в терригенных отложениях восточного борта Прикаспийской впадины также должны составлять важное направление в развитии нефтегазопроисковых работ данного региона.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Схема строения подсолевых отложений восточной части Прикаспийской синеклизы
 Fig. 4. Architecture of subsalt formations of the eastern part of the Caspian Syncline



Известно, что для формирования скоплений нефти и газа необходимы ловушки (структурно-литологический фактор), сами УВ (генерационный фактор) и условия миграции УВ в ловушку (миграционный фактор).

Генерационный фактор учитывался с помощью расчетов масштабов генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ органического вещества вмещающих отложений в пределах нефтегазосборных площадей разведанных месторождений, контролируемых современным структурным планом нижнепермской (ТТ-I) и подольской (ТТ-II) терригенных покрывок. Согласно расчетам, в нефтегазосборных площадях Жаназольского и Кожасайского месторождений по первой, а также по второй и первой залежам жидких УВ эмигрировало меньше разведанных геологических запасов нефти и конденсата.

Следовательно, залежи в ловушках КТ-I и КТ-II могли сформироваться в основном за счет подтока УВ из дополнительных очагов генерации путем латеральной или вертикальной миграции. Одним из таких источников могла быть вертикально-боковая миграция из генерирующих УВ артинско-верхнегжельских песчано-глинистых отложений, с запада примыкающих к карбонатным породам, а возможно и из верхнедевон-средневизейских пород [3]. Однако дальняя латеральная миграция в условиях литологически плохо выдержанных терригенных толщ маловероятна.

Одним из вероятных источников УВ, способных обеспечить формирование месторождений Жаркамысского свода, мог быть миогеосинклинальный бассейн, выполненный мощной толщей средне-верхнепалеозойских отложений. Достаточно беспрепятственная миграция из него в западном направлении была возможна только до начала орогенного этапа, т. е. приблизительно до начала перми.

Однако палеоструктурный анализ толщ КТ-I и КТ-II, в частности Жаназольского месторождения, показывает, что к началу кунгурского времени ловушки в толщах КТ-I и КТ-II на этом месторождении практически отсутствовали. Современная структура имеет более поздний возраст и обе залежи Жаназольского месторождения не могли сформироваться на доорогенном этапе развития миогеосинклинали (рис. 5).

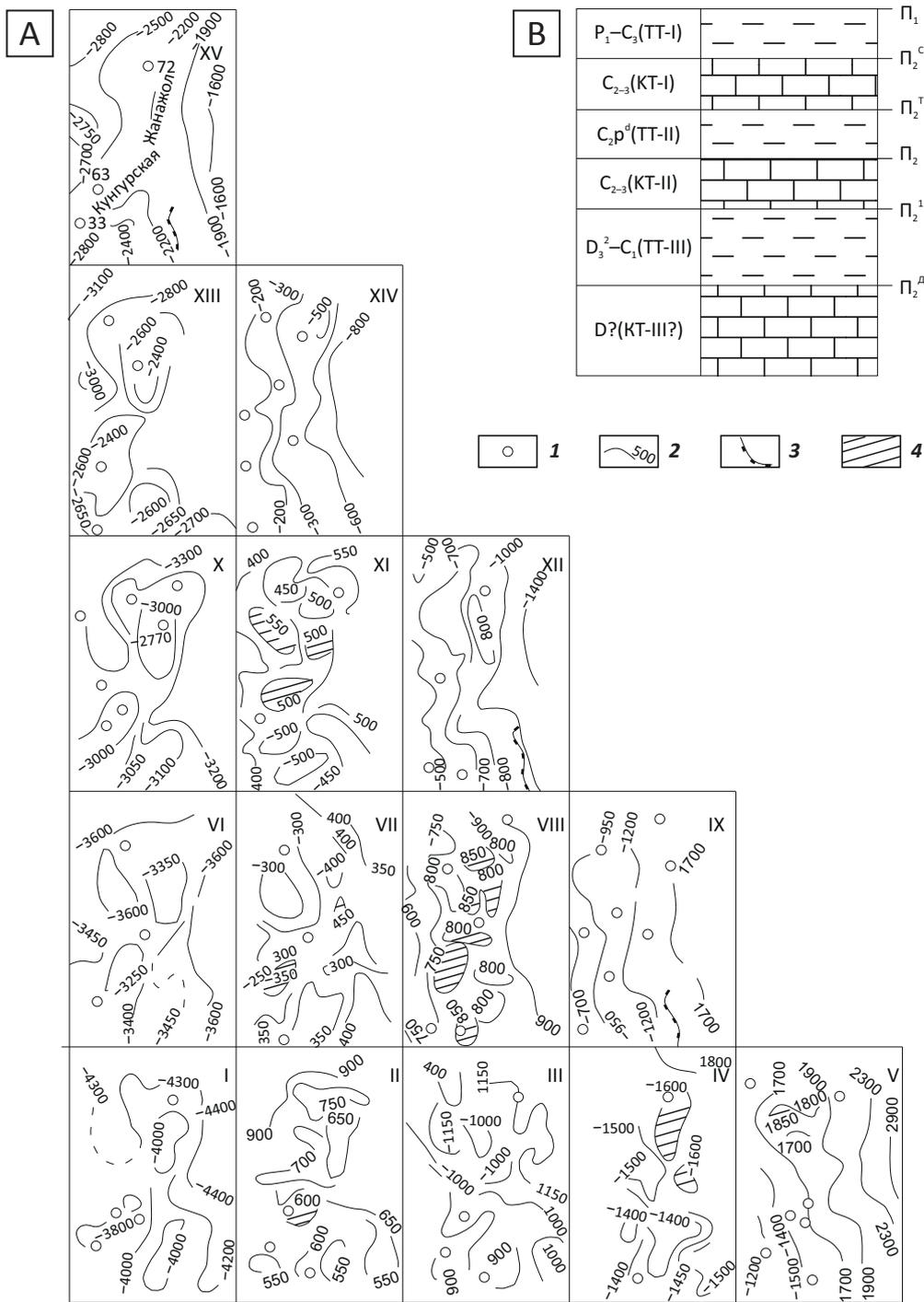
Вероятным механизмом поступления УВ в толщи КТ-I и КТ-II могла быть вертикальная миграция из палеозалежей в более древних комплексах в случае утраты покрывками экранирующих свойств в результате их катагенетического преобразования либо по тектоническим нарушениям.

По результатам рентгено-структурного анализа глини рассматриваемого района (241 анализ) связь их состава с катагенезом в интервале глубин от 200 до 4800 м практически отсутствует. Идентичный состав глинистых минералов в девон-средневизейской толще (ТТ-III) не дает оснований предполагать ухудшения экранирующих свойств этой потенциальной покрывки.

Наиболее вероятным механизмом подтока УВ в толщах КТ-II и КТ-I может быть вертикальная миграция по тектоническим нарушениям. В частности, на рассматриваемой территории выявлен Мортукский разлом, отделяющий северную часть Жаркамысского свода от более погруженной Кенкиякской седловины. Возможность вертикальной миграции воды и УВ по этому разрывному нарушению подтверждается характером потенциметрических поверхностей воды и нефти по кровле толщи КТ-II (их топографическое повышение).

Кроме Мортукского разлома бурением установлено разрывное нарушение вдоль западного крыла Жаназольского месторождения и обнаружены два

Рис. 5. Структурные и палеоструктурные схемы месторождения Жанажол
Fig. 5. Structural and paleostructural schemes of the Zhanazhol field



A — структурные карты по отражающим горизонтам: I — Π_2 ; VI — Π_2^D ; X — Π_2^T ; XIII — Π_2^C ; XV — Π_1 ; Π_2^1 к концу; II — каширского времени (Π_2), III — раннеподольского (Π_2^T), IV — гжельского времени (Π_2^C), V — артинского времени (Π_1); Π_2 к концу: VII — раннеподольского времени (Π_2^T), VIII — гжельского (Π_2^C), IX — артинского (Π_1); Π_2^T к концу: XI — гжельского времени (Π_2^C), XII — артинского времени (Π_2^C); XIV — к концу артинского времени (Π_1); B — литолого-стратиграфическая схема.
 1 — скважины; 2 — изогипсы и изопахиты, м; 3 — крутой уступ соли; 4 — отрицательные структуры.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4

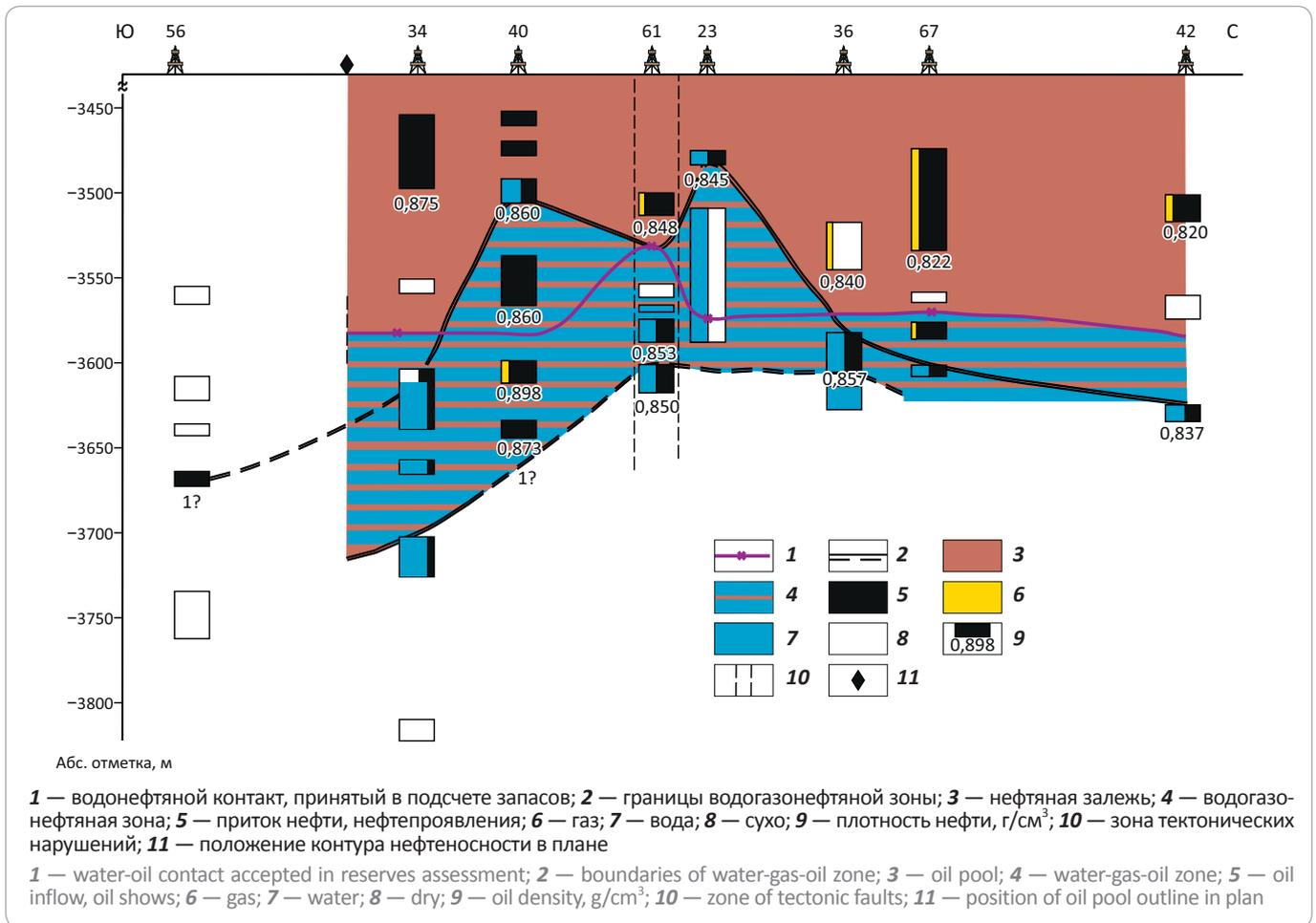
A — depth map over the reflectors: I — Π_2 ; VI — Π_2^D ; X — Π_2^T ; XIII — Π_2^C ; XV — Π_1 ; Π_2^1 by the end of: II — Kashirian time (Π_2), III — Early Podolskian (Π_2^T), IV — Gzhelian time (Π_2^C), V — Artinskian time (Π_1); Π_2 by the end of: VII — Early Podolskian (Π_2^T), VIII — Gzhelian (Π_2^C), IX — Artinskian (Π_1); Π_2^T by the end of: XI — Gzhelian time (Π_2^C), XII — Artinskian time (Π_2^C); XIV — be the end of Artinskian time (Π_1).

1 — wells; 2 — structural contours and isopachs; 3 — steep salt bench; 4 — negative structures.

For other Legend items see Fig. 3, 4

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Положение водонефтяного контакта и водогазо-нефтяной зоны в толще КТ-II месторождения Жанажол
Fig. 6. Position of water-oil contact and water-gas-oil zone in KT-II series of the Zhanazhol field



поперечных, разделивших залежи в толще КТ-II на три подсчетных участка (блока).

Для выявления возможной миграции УВ по разломам из нижележащих отложений проанализированы результаты испытаний скважин в толще КТ-II на месторождении Жанажол. При этом установлены следующие особенности:

- водонефтяной контакт, принятый при подсчете запасов, в блоках I и III в плане имеет небольшой уклон в западном направлении;

- в профильном пересечении вдоль длинной оси залежи водонефтяной контакт понижается от ее центральной части (блок П₂) к перифериям (блоки II и III);

- во многих скважинах отмечались притоки нефти с водой и чистой нефтью (нефти до 63–184 м³/сут) ниже водонефтяного контакта либо притоки нефти с водой (воды до 47,6 м³/сут) выше водонефтяного контакта (рис. 6).

Таким образом, в центральной части залежи в толще КТ-II Жанажольского месторождения существует своеобразная «воронка внедрения водонефтяной зоны» в районе скважин 40, 61 и 23, которая мо-

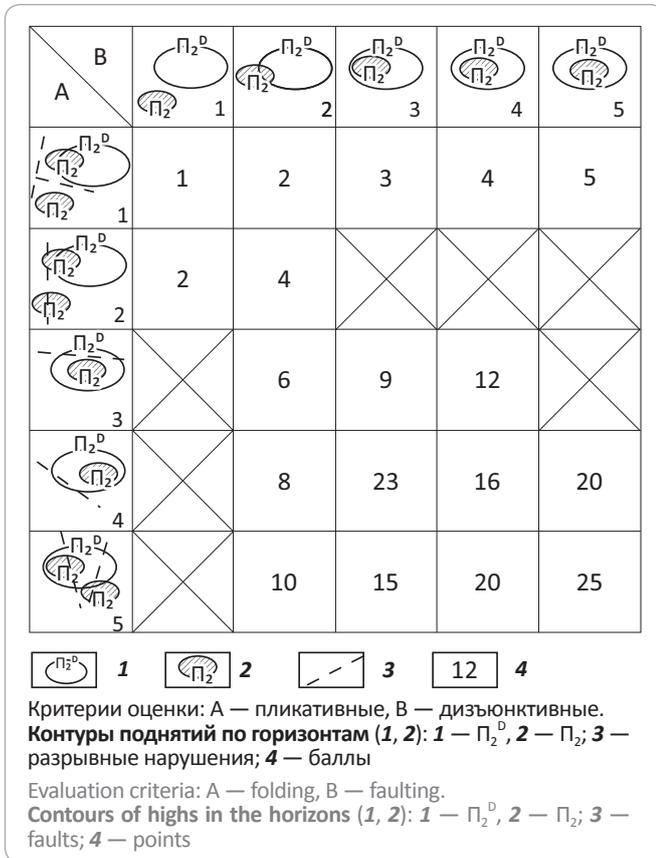
жет быть обусловлена интенсивным вертикальным подтоком УВ из ловушки в нижележащих отложениях (предположительно из толщи КТ-III).

Рассмотренная модель формирования залежей УВ в толщах КТ-I и КТ-II Жаркамьского свода в качестве основного условия предполагает вертикальную миграцию УВ по дизъюнктивным нарушениям, вскрывающим залежи в нижележащей ловушке, предположительно КТ-III, выделяемой по данным сейсморазведки. По такой модели можно сформулировать основные принципы оценки перспектив нефтегазоносности локальных объектов и определить наиболее информативный комплекс поисковых критериев.

Согласно предложенной модели, для толщ КТ-I и особенно КТ-II, наряду с общепринятыми необходимыми условиями — наличие положительной структуры, коллекторов и надежной покрывки, весьма благоприятными факторами являются:

- наличие под ловушкой либо в непосредственной близости поднятия, выраженного по нижележащему отражающему горизонту П₂^D (кровля КТ-III);

Рис. 7. Шкала оценки степени перспективности локальных объектов в толще КТ-II
Fig. 7. Scale for evaluation of local structures potential in KT-II series



– наличие разрывного нарушения, «вскрывающего» структуру по горизонту P_2^D , как вероятного пути вертикальной миграции УВ в вышележащие отложения.

Перечисленным условиям полностью удовлетворяют все известные в районе месторождения нефти и газа на Жаркамьском своде: Жанажол, Урихтау, Кенкияк, Кожасай, Южный Мортук, которые частично или полностью совпадают в плане с двумя крупными поднятиями, оконтуриваемыми изогипсой 5000 м по отражающему горизонту P_2^D . Почти все перечисленные объекты либо пересекаются разрывными нарушениями, либо находятся в непосредственной близости от них. Напротив, не удовлетворяют указанным условиям объекты, выведенные из бурения с отрицательным результатом.

На основе предложенной модели формирования месторождений и анализа особенностей их положения была предложена шкала оценки перспектив локальных объектов в отложениях толщи КТ-II, выраженная в баллах (рис. 7). При этом критерии оценки разбиты на две группы: пликативные (А) и дизъюнктивные (В).

В группе А показана степень совпадения в плане контуров поднятий по горизонтам P_2 (кровля КТ-II) и P_2^D (кровля КТ-III) по шкале от 1 до 5 баллов.

В группе В анализируется наличие разлома, затрагивающего контуры поднятий по горизонтам P_2 и P_2^D , также от 1 до 5 баллов.

По предлагаемой шкале степень перспективности локального объекта оценивается произведением баллов одного из пунктов группы критериев А на баллы пункта группы В. Таким образом, степень перспективности локального объекта максимально может быть оценена в 25 баллов и минимально — в 1 балл.

В результате последующих поисковых работ было установлено отсутствие нефтегазоносности (при подтверждении наличия структур и наличии коллекторов) на структурах Аккудук, Аккум, Северный Бактыгарын, получивших при оценке 1 балл, и сделано открытие месторождения Локтыбай — 20 баллов.

При оценке перспектив нефтегазоносности объектов в КТ-III, выраженных поднятиями по отражающему горизонту P_2^D , следует руководствоваться противоположными критериями — принципом наименьшей дизъюнктивной нарушенности объекта.

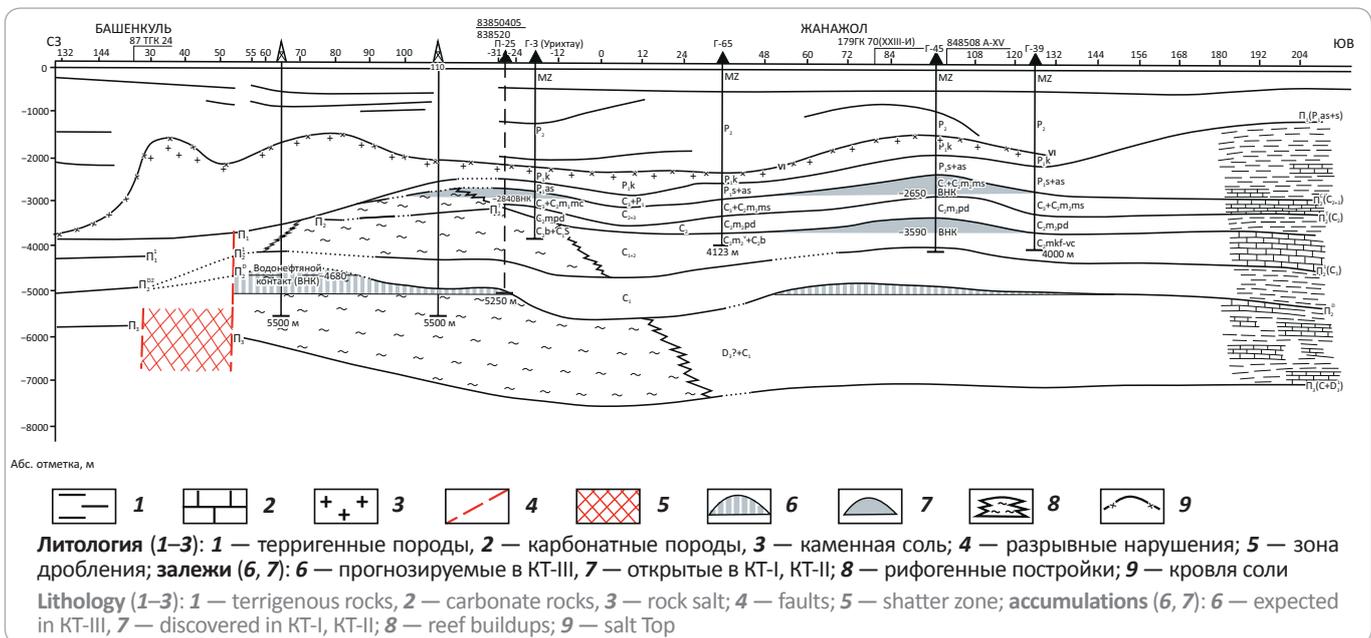
Поднятия, затронутые разрывными нарушениями по горизонту P_2^D , намечаются в районе площадей Кенкияк и Жанажол. Наиболее типично пересечение разрывным нарушением крыла поднятия, выраженного по горизонту P_2^D . Для таких случаев предложен очень простой подход определения наиболее вероятного этажа сохранившейся в ловушке залежи и положения в плане предполагаемого этажа нефтегазоносности. Так, если поднятие по горизонту P_2^D оконтуривается последней замкнутой изогипсой –5000 м, а разлом, пересекающий его, затрагивает максимально высокую отметку –4750 м, то изогипса –4750 м и принимается за прогнозируемый водонефтяной контакт и является предполагаемым контуром залежи в плане. Нижние 250 м палеозалежи, между современными изогипсами –5000 и –4750 м, вероятнее всего, должны были мигрировать по разлому в вышележащие отложения (КТ-I, КТ-II).

С этих позиций было оценено поднятие в районе месторождения Урихтау, входящее в крупную приподнятую зону, выраженную в структурном плане горизонта P_2^D , и ограничивающееся предположительно замкнутой изогипсой –5000 м. Как видно из сейсмогеологического разреза по профилю XII И (рис. 8), поднятие нарушено разломом в районе пикетов 30–54. Максимально высокая отметка точки пересечения горизонта P_2^D с плоскостью разлома отмечена на пикете 54 и находится на абсолютной отметке –4680 м.

Эта отметка и принята за положение современного водонефтяного контакта залежи, прогнозируемой в КТ-III. Таким образом, прогнозируемая высота залежи составляет около 300 м. В связи с этим авторы статьи рекомендовали бурение параметрической скважины с целевым заданием выяснения нефтега-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Сейсмогеологический разрез по профилю 848508 XII И
 Fig. 8. Geoseismic section along 848508 XII И Line



зононости верхнедевонских (?) отложений (КТ-III) западнее месторождения Урихтау, в районе 65-го пикета профиля XII И, с проектной глубиной 5500 м.

Также важным является прогноз фазовых состояний в неоткрытых залежах локальных объектов, в частности в КТ-III.

Полезную информацию дает анализ соотношения жидких и газообразных УВ в залежах КТ-I и КТ-II Жанажольского месторождения. Поскольку есть все основания утверждать, что обе залежи имеют один источник питания [3], что подтверждается сходством составов УВ, а различия в характере нефтегазоносности можно объяснить дегазацией КТ-II и перетоком газов в КТ-I, т. е. перераспределением внутри месторождения, анализ таких соотношений лучше проводить для суммарных запасов (КТ-I + КТ-II) Жанажольского месторождения. Они составляют:

- нефть — 399,3 млн т, или 337,6 млн м³;
- конденсат — 40,7 млн т, или 31 млн м³;
- газ свободный — 100,5 млрд м³;
- газ растворенный — 114,5 млрд м³;
- сумма жидких — 440 млн т, или 368,8 млрд м³;
- сумма газообразных — 215 млрд м³.

Если исходить из того, что УВ в эти залежи поступали в виде газоконденсатной смеси, ее «газоконденсатный фактор» (нефть + конденсат/свободн. + раств. газ) должен был составлять

$$440 \text{ млн т} / 215 \text{ млрд м}^3 = 2046 \text{ г/м}^3,$$

т. е. в 5–7 раз больше зафиксированных в газоконденсатных смесях толщ КТ-I и КТ-II. Следовательно, часть УВ поступала в жидком, а не газорастворенном состоянии.

«Газовый фактор» суммы УВ (суммарные запасы газ своб. + газ раств./суммарные запасы нефть + конденсат) месторождения составляет

$$215 \text{ млрд м}^3 / 368,7 \text{ млн м}^3 = 583,1 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

что значительно превышает газовые факторы собственно нефтяных залежей в толщах КТ-I (323,5 м³/м³) и КТ-II (350,3 м³/м³). Однако расчетное значение близко к максимальному значению газового фактора в нефтяной залежи толщи КТ-II месторождения Кенкияк (571,4 м³/м³, скв. 107, интервал 4343–4363 м), залегающей на 640 м ниже водонефтяного контакта и характеризующейся аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности до 1,89.

По данным А.И. Гриценко и др. [9], газы газоконденсатных залежей и нефтерастворенные газы заметно различаются по составу (табл. 1). Согласно [9], в нефтяных газах доля этана всегда меньше доли пропана и $C_2/C_3 < 1$. В газах газоконденсатных смесей значение C_2/C_3 варьирует от 2 до 6.

По перечисленным параметрам были протестированы нефтяные и свободные газы из залежей КТ-I и КТ-II месторождений Жанажол и Урихтау (табл. 2). Значения отношения C_2/C_3 позволяют отнести нефтяные газы к группе газов газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой. Эти газы значительно менее обогащены пропаном по сравнению с типичными нефтяными газами. Свободные газы газоконденсатной залежи КТ-I характеризуются несколько повышенными значениями C_2/C_3 и тяготеют по этому показателю к газам газовых залежей. По показателю C_1/C_{2+} как свободные, так и нефтяные газы можно отнести к газам газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой либо к газам газовых (газоконденсатных) шапок.

Табл. 1. Изменение коэффициентов C_2/C_3 и C_1/C_{2+} , в зависимости от типа залежей
Table 1. C_2/C_3 и C_1/C_{2+} coefficients variation depending on accumulation type

Тип залежи	C_2/C_3	C_1/C_{2+}
Газовая	2–6	10
Газоконденсатная с нефтяной оторочкой	1–2	3–6
Газовая шапка	1	3–6
Нефтяная (нефтяной газ)	1	До 13

Табл. 2. Состав нефтяных и свободных газов залежей КТ-I и КТ-II
Table 2. Composition of associated and free gas in КТ-I and КТ-II accumulations

Скважина, интервал глубин, м	Толща	Газ	Содержание, %						Максимум выхода температурных фракций нефтей, °С
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_{2+}	C_2/C_3	C_1/C_{2+}	
Урихтау-2, 2967–2985	КТ-I	Нефтяной	79,40	5,87	4,05	13,65	1,45	5,81	100–150
Жанажол-73, 3733–3762, 3769–3777	КТ-II	“	66,40	11,90	9,23	29,02	1,29	2,29	260–300
Жанажол-67, 3750–3810	КТ-II	“	70,40	11,90	7,24	25,94	1,64	2,71	100–150
Жанажол-42, 3692–3724	КТ-II	“	71,60	10,00	7,00	24,28	1,43	2,95	100–150
Жанажол-12, 2737–2742	КТ-I	Свободный	79,10	5,90	2,26	14,55	2,60	5,40	—
Жанажол-18, 2685–2708	КТ-I	“	79,80	5,28	2,28	14,28	2,30	5,60	—

Таким образом, в нефтяных газах месторождений Жанажол и Урихтау наблюдается явный дефицит как пропана, так и общей суммы гомологов метана по сравнению с обычными нефтяными газами. Это могло оказаться следствием «разбавления» нефтяных газов свободными (конденсатными) в процессе их миграции из нижележащей (КТ-III) нефтегазоконденсатной или газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой.

По характеру выхода 10–20 °С температурных фракций разгонки, большинство нефтей близки к конденсатам [9] и имеют максимум выхода температурных фракций в интервале 100–150 °С, что также могло быть результатом «разбавления» исходных нефтей (КТ-III) конденсатами, выпадающими из исходной газоконденсатной смеси в процессе вертикальной миграции в более мягкие термобарические условия КТ-II и КТ-I.

Приведенные фактические данные и расчеты позволяют предположить существование в районе месторождений Жанажол и Урихтау в отложениях толщи КТ-III газоконденсатной залежи (залежей) с нефтяной

оторочкой. Полученные результаты являются также косвенным подтверждением предложенной модели формирования вторичных залежей в КТ-II и КТ-I за счет вертикальной миграции по разрывным нарушениям из нижележащей залежи в КТ-III [3].

По данным Х.Б. Абилхасимова, на месторождении Урихтау в 2014 г. была пробурена скв. U-5 глубиной 5315 м, вскрывшая горизонты КТ-I, КТ-II и отложения верхнего девона. В процессе бурения из отложений девона был получен приток газа и конденсата с высоким содержанием сероводорода. Скважина находится в аварийном состоянии, но перспективы обнаружения залежи с промышленными запасами УВ высокие [10].

Таким образом, есть все основания считать, что прогноз наличия ловушки в толще КТ-III и газоконденсатной залежи в ней подтверждается, а соотношение в плане и роль флюидопроводящих разломов имеет первостепенное значение в формировании залежей в ловушках карбонатных толщ КТ-I, КТ-II и КТ-III.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. Жолтаев Г.Ж. Тектоника и условия осадконакопления на востоке Прикаспийской синеклизы в раннепермскую эпоху // Геология и разведка недр Казахстана. – 1998. – № 3. – С. 15–20.
2. Жолтаев Г.Ж. Палеозойские осадочные бассейны зоны сочленения Урала с Тянь-Шанем // Геология и полезные ископаемые. – 1997. – № 5–6. – С. 2–7.
3. Орешкин И.В., Постнова Е.В., Шестакова Т.Д. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсольевых отложений восточной части Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – С. 33–39.
4. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Удкенов Б.С. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. – 2002. – Т. 3. – С. 19–47.
5. Дальян И.Б. Формирование и размещение залежей нефти и газа в подсольевых отложениях восточной окраины Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1987. – № 5. – С. 31–35.
6. Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М. Геодинамическая модель строения юга Евразии // Нефть и газ. – 1999. – № 2. – С. 62–74.
7. Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Жемчужников В.Г. Карбонатные платформы и развитие позднепалеозойских карбонатных бассейнов Западного Казахстана в связи с их нефтегазоносностью // Геология Казахстана : сб. тр., посвященный XXXII сессии МГК. – Алматы, 2004. – С. 341–329.
8. Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсольевом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазонасной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
9. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. – М. : Недра, 1983. – 563 с.
10. Абилхасимов Х.Б. О перспективах нефтегазоносности глубокозалегающих объектов палеозойских отложений восточного борта Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – 2017. – Т. 100. – № 4. – С. 58–68.

References

1. Zholtaev G.Zh. Tectonics and depositional environment in the east of the Caspian Syncline in Early Permian [Tektonika i usloviya osadkonakopleniya na vostoke Prikaspiiskoi sineklizy v rannepermskuyu epokhu]. *Geologiya i razvedka neдр Kazakhstana*. 1998;15–20.
2. Zholtaev G.Zh. Palaeozoic sedimentary basins of the Urals and Tian Shan junction zone [Paleozoiskie osadochnye basseiny zony sochleneniya Urala s Tian'-Shanem]. *Geologiya i poleznye iskopaemye*. 1997;(5–6):2–7.
3. Oreshkin I.V., Postnova E.V., Shestakova T.D. Conditions of hydrocarbon accumulations formation and local oil and gas occurrence prediction in the subsalt sequences of the eastern Caspian Depression [Usloviya formirovaniya zalezhei uglevodorodov i lokal'nyi prognoz neftegazonosnosti podsoleyvkh otlozhenii vostochnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1991;(Probnyi vypusk):33–39.
4. Daukeev S.Zh., Votsalevskii E.S., Udkenov B.S. et al. Deep structure and mineral resources of Kazakhstan [Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazakhstana]. *Neft i gaz*. 2002;(3)19–47.
5. Dal'yan I.B. Formation and distribution of oil and gas accumulations in the subsalt sequences of eastern edge of the Caspian Depression [Formirovanie i razmeshchenie zalezhei nefi i gaza v podsoleyvkh otlozheniyakh vostochnoi okrainy Prikaspiiskoi vpadiny]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1987;(5):31–35.
6. Zholtaev G.Zh., Kuandykov B.M. Geodynamic model of southern Eurasia structure [Geodinamicheskaya model' stroeniya yuga Evrazii]. *Neft' i gaz*. 1999;(2):62–74.
7. Votsalevskii E.S., Pilifosov V.M., Zhemchuzhnikov V.G. Carbonate platforms and evolution of the Late Palaeozoic carbonate basins in Western Kazakhstan in the context of their oil and gas potential [Karbonatnye platformy i razvitie pozdnepaleozoiskikh karbonatnykh basseinov Zapadnogo Kazakhstana v svyazi s ikh neftegazonosnost'yu]. In: *Geologiya Kazakhstana: sb. tr. posvyashchenny XXXII sessii MGK*. Almaty, 2004. pp. 341–329.
8. Oreshkin I.V. Geopetroleum zoning and conditions of fields formation in the subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province [Neftegazogeologicheskoe raionirovanie i usloviya formirovaniya mestorozhdenii v podsolyevom megakomplekse Prikaspiiskoi neftegazonosnoi provintsii]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(26):42–47
9. Gritsenko A.I., Ostrovskaya T.D., Yushkin V.V. Hydrocarbon condensates in the natural gas fields [Uglevodorodnye kondensaty mestorozhdenii prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra; 1983.
10. Abilhasimov H.B. On prospects of deep-seated Paleozoic oil-and-gas potential of the East Caspian Sea basin. *Neft i Gaz*. 2017;100(4):58–68.