

УДК 550.8 + 553.98.048

DOI 10.31087/0016-7894-2019-6-31-40

## Уточнение модели строения подсолевой толщи восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины

© 2019 г. | Д.К. Ажгалиев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Атырау, Казахстан; dulat.azhgaliev@gmail.com

Поступила 23.09.2019 г.

Принята к печати 07.10.2019 г.

**Ключевые слова:** Прикаспийская впадина; отложения; восточная бортовая зона; палеозойский комплекс; карбонатная толща; зона поднятий; перспективы нефтегазоносности; поисковые работы; локальные объекты; углеводороды.

В статье рассмотрена структурно-тектоническая характеристика региональных тектонических элементов по подсолевому палеозойскому комплексу и проведено районирование в пределах восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины (Жаназол-Торткольская, Темирская, Шубаркудук-Коскольская зоны поднятий, Боржер-Акжарская ступень и др.). Дана принципиальная характеристика региональных особенностей строения палеозойских отложений и пространственного распространения карбонатных толщ КТ-II и КТ-I. На основе новых данных предложен альтернативный вариант интерпретации условий залегания карбонатных толщ. Показано, что при прослеживании и прогнозе карбонатных толщ отмечается их региональное эрозионное выклинивание и литологическое утонение в западном направлении от борта впадины, что свидетельствует о платформенном характере их образования и развития. Данные условия и ограничение простираения толщ в западном направлении установлены в меридиональной полосе структур Жаназол, Кожасай, Урихтау. Аналогичная ситуация предполагается в полосе структур Аккудук, Бактыгарын, Аккум, Аккемир в пределах западного края перспективной Темирской зоны поднятий. Уточнено положение перспективных ловушек внутри толщ КТ-II и КТ-I, сделан акцент на возможность расширения поисков в результате прогноза карбонатной толщи КТ-III (верхний девон – нижний карбон). Полученные выводы и рекомендации направлены на повышение эффективности и продолжение поисковых работ с учетом корректировки методики изучения и прогноза перспективных ловушек в каменноугольной толще в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины и уточнение высоких перспектив Жаназол-Торткольской и Темирской зон поднятий.

Для цитирования: Ажгалиев Д.К. Уточнение модели строения подсолевой толщи восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-31-40.

## Refinement of the subsalt formation model: eastern flank of the Caspian basin

© 2019 | D.K. Azhgaliev

Non-Profit JSC «Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayev», Atyrau, Kazakhstan; dulat.azhgaliev@gmail.com

Received 23.09.2019

Accepted for publication 07.10.2019

**Key words:** Caspian basin; deposits; eastern flank; Palaeozoic series; carbonate sequence; zone of uplift; petroleum potential; exploration works; local objects; hydrocarbons.

The paper considers structural and tectonic characteristics of regional tectonic elements within the Palaeozoic subsalt series. The authors carried out zoning within the eastern shoulder of the Caspian Basin (Zhanazol-Tortko'lsky, Temirsky, Shubarkuduk-Koskol'sky zone of uplifts, Borzher-Akzharsky Flat, etc.). The concept of regional features of Palaeozoic formations architecture and spatial distribution of carbonate KT-II and KT-I sequences is presented. The authors' version of interpretation of carbonate sequences occurrence is proposed, which is based on the new data. It is shown that in the course of carbonate sequences tracking and prediction, their regional erosive pinching-out and lithological thinning is observed westward from the basin shoulder, which is indicative of their origin and evolution associated with a platform. These conditions together with limitation of the formations westward strike are established in the E-W-trending belt of Zhanazol, Kozhasai, Urikhtau structures. Similar situation is expected in the belt of Akkuduk, Baktygaryn, Akkum, Akkemir structures within the western edge of the promising Temirsky zone of uplifts. Position of the promising traps within KT-II and KT-I formations is updated; the possibility to scale out prospecting on the result of the carbonate KT-III formation (Upper Devonian – Lower Carboniferous) prediction is emphasized. The obtained conclusions and recommendations are aimed at improvement of prospecting activities efficiency and further works taking into account the correction of methodology used for studies and prediction of promising traps in the Carboniferous formations within the Caspian Basin eastern shoulder, and clarification of great prospects of the Zhanazol-Tortko'lsky and Temirsky zones of uplifts.

For citation: Azhgaliev D.K. Refinement of the subsalt formation model: eastern flank of the Caspian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(6):31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-31-40.



### Седиментационная природа поисковых объектов

Основную долю запасов УВ в Прикаспийской впадине традиционно связывают с палеозойским комплексом. В нем главными поисковыми объектами являются высокоамплитудные карбонатные платформы рифогенного генезиса, развитые в бортовых зонах, с которыми связаны гигантские скопления УВ — Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Астраханское [1]. По сравнению с ними по условиям залегания и пространственному положению несколько обособлены объекты в карбонатных резервуарах (толщи КТ-II и КТ-I) на восточном борту Прикаспийской впадины (месторождения Урихтау-Жанажольской и Кенкиякской групп, Алибекмола).

Специфические особенности регионально-го строения палеозойских отложений на востоке Прикаспийской впадины связывают, прежде всего, с определенной тектонической обстановкой, установившейся в условиях интенсивных подвижек байкальского фундамента, орогенеза Уральской складчатой системы и образования Зилаирского синклинория [2, 3]. Влияние данных процессов обусловило характерные особенности структурного плана, который сформирован в результате образования вытянутых вдоль борта протяженных ступеней с общими чертами надвигового характера залегания. В северной части бортовой зоны с востока на запад выделяются Актюбинская, Остансук-Джурунская и Темирская тектонические ступени (рис. 1). В южной части восточного борта находятся Терескенская, Жанажол-Торткольская, Тузкум-Кожасайская ступени. Далее на запад, в сторону относительно продвинутой бассейновой части, сформировались Боржер-Акжарская, Байганинская, Косколь-Шубаркудукская, Егинды-Сарыкумакская региональные ступени. Данные особенности строения с выраженным вытянутым вдоль бортов простираемостью региональных структур позволяют прогнозировать крупные перспективные резервуары в разнообразных условиях залегания, в том числе связанные с поднадвигами (рис. 2).

В палеотектоническом отношении условия образования палеозойского комплекса на рассматриваемой территории отвечают обстановке формирования Прикаспийского блока в составе пассивной окраины древней Восточно-Европейской плиты [2]. Следствием влияния данных тектонических процессов, а также неактивной денудации Южного Урала, предположительно, является отсутствие грубообломочного материала в составе карбонатных толщ и поступление преимущественно глинистого материала в ходе их формирования.

Новые данные и результаты выполненного в Казахстане в 2009–2013 гг. регионального проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстана» [4–9] существенно дополняют представления о региональных особенностях строения и характере распространения карбонатных ком-

плексов КТ-II и КТ-I в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины.

Карбонатные толщи КТ-II и КТ-I, поздневизейско-башкирского и позднеподольско-гжельского возраста соответственно, в пределах восточной бортовой зоны имеют региональное развитие. Толщина пачек КТ-II и КТ-I по данным бурения изменяется в пределах 750–1150 и 450–820 м соответственно. Их мощность уменьшается в разрезе с востока и северо-востока на юг и юго-запад до 150–400 м и полного выклинивания к западу на меридиане площадей Караулкельды и Акжар.

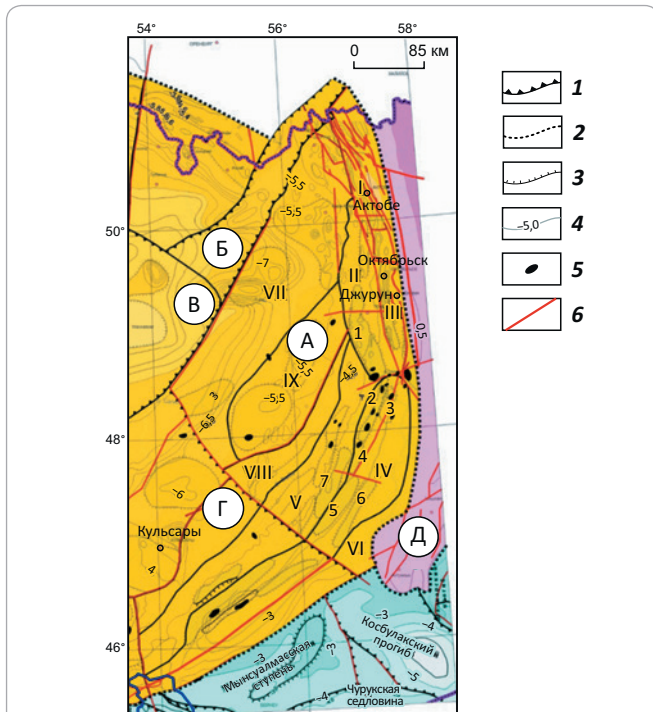
*Нижняя толща КТ-II* продуктивна на Остансукском прогибе, Боржер-Акжарской ступени, Жанажол-Торткольской и Шубаркудук-Коскольской зонах валообразных поднятий (Башенколь, Лактыбай, Кожасай, Жанажол, Алибекмола, Кокжиде). Нижняя пачка является основным регионально-выдержанным нефтегазоносным комплексом на востоке Прикаспийской впадины. Характерен преимущественно нефтяной состав залежей УВ. Мощность нефтенасыщенной части изменяется в разрезе в широких пределах — от 50 до 328 м на площадях Жанажол и Жагабулак Восточный соответственно [3, 4]. На ряде площадей (Кожасай, Мортук Восточный, Жанажол, Трува Северная) в пачке КТ-II выявлены нефтегазоконденсатные залежи. Толщина газоконденсатной и нефтяной частей на Кожасае составляет 290 и 17–45 м соответственно. Вмещающие породы представлены известняками и доломитами со стилолитовыми и структурными швами, пористость изменяется в пределах 0,04–0,1 %. В некоторых случаях пористость карбонатов может меняться в широких пределах и достигать 4–9 %, а проницаемость — 0,05 мкм<sup>2</sup> (Урихтауская группа структур).

Вверх по разрезу пачка КТ-II перекрыта песчано-глинистыми породами межкарбонатной толщи нижнеподольского горизонта и местами — глубоководными аналогами верхней пачки КТ-I. Мощность межкарбонатной толщи в разрезах площадей составляет около 80–540 м. К важному результату исследований последних лет относится выявление продуктивности отложений межкарбонатной толщи. В разрезе площади Алибекмола внутри межкарбонатной толщи отмечаются маломощные пласты пород-коллекторов, представленных массивными карбонатами. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4–5 м, пористость карбонатов достигает 5–7 % [2].

*Распространение верхней толщи КТ-I* в плане ограничивается карбонатным уступом, контролирующим Жанажол-Торткольскую зону валообразных поднятий, и характеризуется меньшим площадным распространением по сравнению с толщиной КТ-II. В верхней карбонатной толще выявлены нефтегазоконденсатные месторождения Жанажол, Алибекмола, Урихтау, Мортук Восточный. На отдельных под-

**Рис. 1.** Тектоническая схема восточного борта Прикаспийской впадины по кровле подсолевых отложений (по Акчулакову У.А. и др., 2009–2013)

**Fig. 1.** Tectonic scheme of eastern shoulder of the Caspian Basin, top of the subsalt series (from U.A. Akchulakov et. al, 2009–2013)



**Границы (1–3):** 1 — геоблоков (А — Восточный, Б — Новоалексеевский, В — Центрально-Прикаспийский, Г — Южный, Д — Сакмаро-Кокпектинская ступень, выходы палеозоя на поверхность) и крупных структур II порядка (зоны поднятий: I — Актыубинская, II — Темирская, IV — Жанажол-Торткольская, IX — Шубаркудук-Коскольская; прогибы: III — Остансуцкий, VI — Терескенский; тектонические ступени: V — Боржер-Акжарская, VIII — Байганинская, VII — Егенды-Сарыкумакская); 2 — Прикаспийской впадины; 3 — крупных поднятий, валов (1 — Кенкияк-Аккудукский, 2 — Урихтау-Кожасайский, 3 — Жанажол-Синельниковский, 4 — Тузкумский, 5 — Торткольский, 6 — Восточно-Торткольский, 7 — Боржерский); 4 — изогипсы по кровле подсолевых отложений (ОГ П<sub>1</sub>), км; 5 — месторождения УВ; 6 — региональные разломы

**Boundaries (1–3):** 1 — geoblocks (A — Eastern, Б — Novoaletseevsky, В — Central Caspian, Г — Southern, Д — Sakmaro-Kokpektinsky Flat, area of Palaeozoic exposure) and large II-nd order structures (zones of uplifts: I — Aktyubinsky, II — Temirsky, IV — Zhanazhol-Tortkol'skiy, IX — Shubarkuduk-Koskol'skiy; troughs: III — Ostansukskiy, VI — Tereskenskiy; tectonic flats: V — Borzher-Akzharskiy, VIII — Baiganinskiy, VII — Egenydy-Sarykumak'skiy); 2 — Caspian Basin; 3 — large uplifts, swells (1 — Kenkiyak-Akkuduk'skiy, 2 — Urykhtau-Kozhasayskiy, 3 — Zhanazhol-Sinel'nikov'skiy, 4 — Tuzkum'skiy, 5 — Tortkol'skiy, 6 — East Tortkol'skiy, 7 — Borzherskiy); 4 — structural contours over the top of subsalt series, km; 5 — HC fields; 6 — regional faults

нениях обнаружены нефтяные залежи (Жагабулак Восточный, Трува Северная, Ащисай). Все залежи относятся к пластово-массивным и массивным типам. По данным бурения нефтегазонасыщенная толщина верхней пачки КТ-I достигает 290 м (Жанажол), в том числе 200 м приходится на газовую шапку с конденсатом и 90 м — нефтяную оторочку. Породами-коллек-

торами являются доломиты и известняки с пористостью около 14–16 % и проницаемостью до 0,24 мкм<sup>2</sup>. Меньшие значения газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин (16 и 8–16 м соответственно) отмечены в разрезе месторождения Мортук Восточный.

В целом для обеих карбонатных пачек отмечается структурное совпадение в плане месторождений, что наиболее характерно для Жанажол-Синельниковского и Урихтау-Кожасайского валов (Кожасай, Жанажол, Урихтау, Трува Северная, Синельниковская) [5–6]. По разрезам карбонатных пачек КТ-II и КТ-I обоснованы общность тектонического развития и четкий унаследованный стиль их формирования и залегания (см. рис. 2).

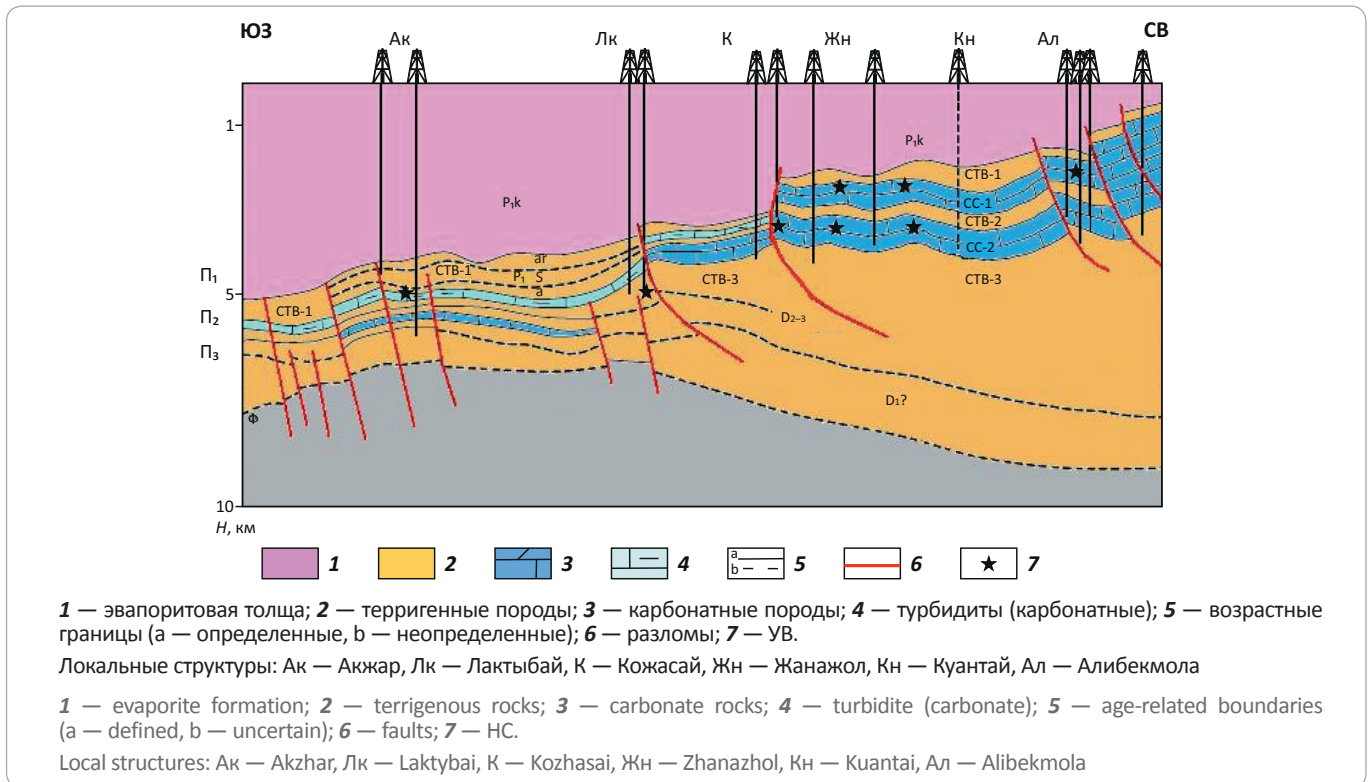
Результаты многолетних исследований показывают, что поровое пространство карбонатов в большей мере сформировано за счет трещиноватости и незначительной межзерновой остаточной пористости, которые изменены за счет процессов вторичного минералообразования и слабого выщелачивания.

Области приподнятого залегания палеозойских отложений и рельефного развития в разрезе (присутствие в разрезе обеих пачек), характеризующиеся структурным соответствием в плане, определяют один из благоприятных факторов, способствующих образованию зон с повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и распространению пород-коллекторов на различных этапах продуктивности. В разрезе Жанажол-Торткольской зоны (см. рис. 1, 2) в разрезе продуктивны обе пачки (Кожасай, Алибекмола, Урихтау, Жанажол, Синельниковская, Трува Северная, Лактыбай). Степень нефтенасыщенности пород-коллекторов между пачками иногда неоднозначна и может сильно варьировать [3].

С учетом некоторых региональных особенностей строения (более контрастное структурное развитие, значительная площадь, высокая интенсивность и характер проявления нефтегазоносности) Жанажол-Торткольская и Темирская зоны поднятий выделяются по сравнению с прилегающими структурными элементами II порядка. Данные характеристики отмеченных зон позволяют сформулировать важный вывод в связи с предполагаемой моделью распространения карбонатных комплексов КТ-II и КТ-I на востоке Прикаспийской впадины. Ранее разные исследователи, учитывая исторические данные и накопленный материал по оценке представлений о характере распространения карбонатов толщ КТ-II и КТ-I, отдавали предпочтение влиянию фактора седиментационной рифогенной природы [4] либо платформенного характера их формирования [3]. По мнению автора статьи, определяющим фактором для обоснования современных представлений о тектоническом развитии, направлений поисковых работ и перспектив нефтегазоносности конкретных зон и площадей, является платформенный характер развития палеозойских отложений рассматривае-

**Рис. 2.** Принципиальный геолого-сейсмический профиль через восточную бортовую зону Прикаспийской впадины (по Енсепаеву Т.А., 2010)

**Fig. 2.** Conceptual geoseismic section across the eastern shoulder of the Caspian Basin (from T.A. Ensepbaev, 2010)



мой территории, содержащих карбонаты толщ КТ-II и КТ-I.

### Результаты переоценки данных и новые подходы

Имеющиеся геолого-геофизические материалы позволяют расширить представления о модели строения палеозойских отложений на востоке Прикаспийской впадины, уточнить особенности пространственного распространения и прослеживания карбонатных пачек КТ-II и КТ-I. При обосновании перспективных локальных объектов для постановки региональных и площадных исследований, наряду с уточнением особенностей и характера внутреннего строения карбонатных отложений, выявлены новые поисковые признаки.

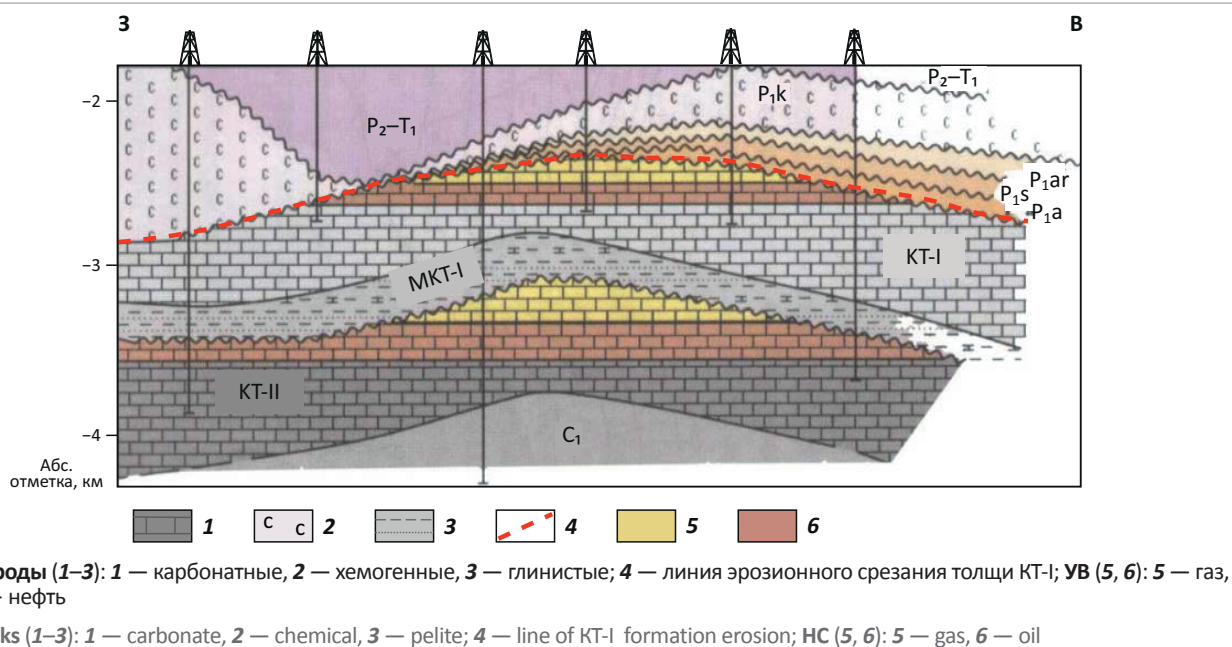
При значительном объеме накопленных региональных геолого-геофизических данных выяснение генезиса и закономерностей пространственного распространения карбонатных толщ по-прежнему представляется одной из актуальных поисковых задач при оценке нефтегазосного потенциала палеозойского комплекса на восточном борту Прикаспийской впадины. Как известно, до 1990-х гг. было пробурено более 50 параметрических и опорных скважин, в том числе около 10 скважин в пределах Темирско-Остансукской зоны поднятий для обнаружения крупных рифогенных тел, которые прогнозировались в краевой полосе карбонатной платформы (?), зоне бортовых уступов.

По мнению автора статьи, главным фактором (отличительной особенностью) при оценке положения в разрезе карбонатов является платформенный характер образования и строения толщ КТ-II и КТ-I. Резервуарная часть нефтегазоносных объектов характеризуется преимущественно пластовым массивным типом строения, структурные формы карбонатных толщ унаследованы от характера и формы залегания подстилающих и перекрывающих комплексов. Данный вариант строения позволяет достаточно обоснованно прогнозировать развитие карбонатов на относительно нижних интервалах разреза в толще КТ-III (девон – нижний карбон).

В последние годы выявление нефтегазоносности палеозойских отложений в разрезе относительно погруженных районов бассейна осадконакопления на глубине 7 км и ниже (Тасым Юго-Восточный) способствовало более детальному расчленению и конкретизации верхнедевон-нижнекаменноугольного диапазона разреза. Отложения девона вскрыты бурением и содержат промышленные скопления УВ на северном (Чинаревское, Карачаганак) и южном (Тенгиз, Ансаган) обрамлениях бассейна. Нефтегазопроявления и вероятность наличия залежей отмечены на поднятиях Кобланды и Урихтау, на северном и восточном бортах соответственно. Кроме этого, новые сейсмические данные по ряду площадей свидетельствуют о перспективах и высокой вероятности нефтегазоносности отложений верхнего девона – нижнего карбона

**Рис. 3.** Строение и прослеживание карбонатных комплексов на Жанажольском пересечении восточного борта Прикаспийской впадины

**Fig. 3.** Carbonate sequences structure and tracking in the Zhanazholsky intersection of the Caspian Basin eastern shoulder



наряду с бортовыми зонами и различными районами относительно погруженной части Прикаспийского бассейна. На северном обрамлении бассейна это поднятия Кобланды, Ширак, Тамды, Желаевская, на южном борту — поднятия Кобяковское, Забурунье, Жамбай, Кызылкудук – Буйыргын, Мунайлы – Биикжал – Улькентобе Юго-Западный, на востоке Прикаспия (наряду с Урихтау) — зона Акжар-Курсай, Акжар Восточный, Косколь.

По результатам бурения скв. У-5 на месторождении Урихтау из отложений верхнего девона (фамен) было получено интенсивное нефтегазоводопроявление. Кроме того, по данным лабораторного анализа, в пробах газа и пластового флюида отмечено низкое содержание серы и сероводорода — до 0,024 % (НИИ «Каспиймунайгаз»). В керне из девонской части разреза отмечены многочисленные прямые признаки УВ. Таким образом, получение положительного результата в девонских отложениях площади Урихтау является весомой предпосылкой для прогноза новой карбонатной толщи КТ-III в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины. В этой связи необходимо дальнейшее детальное изучение верхнедевон-нижнекаменноугольного интервала на площадях, приуроченных к Темирско-Утыбайской системе выступов фундамента, объединяющей Жанажол-Торткольскую и Темирскую зоны поднятий (Урихтау, Аккемир и др.).

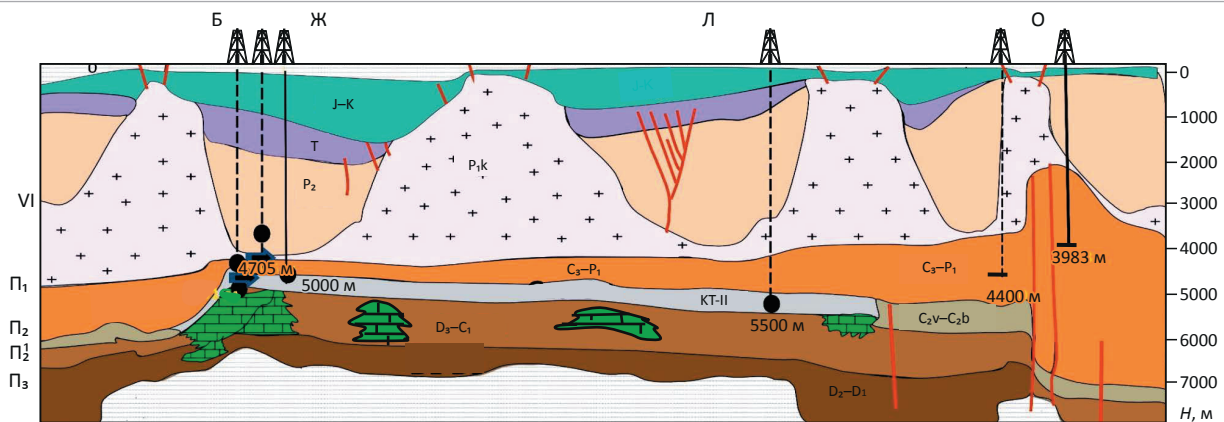
Другими важными особенностями являются сложное распределение и неоднозначный характер размещения зон с ловушками УВ и нефтегазоносности в целом внутри пачек КТ-II и КТ-I (рис. 3). На это,

в свою очередь, влияют различные факторы повышенной сложности внутреннего строения (зональная изменчивость состава отложений и условий экранирования залежей), о чем убедительно свидетельствуют различия в характере и уровне интенсивности, обнаруженные в процессе испытания притоков УВ. Отмечается слабая корреляция между данными геофизических исследований скважин (ГИС) и опробования, а также непосредственно пластов-горизонтов между скважинами. По этой причине и с учетом результатов испытаний перспективных интервалов запасы УВ в карбонатных толщах КТ-II и КТ-I можно отнести к категории трудноизвлекаемых.

Более широкое площадное развитие нижней пачки КТ-II и, наоборот, неповсеместное присутствие в разрезе пачки КТ-I обуславливают необходимость и целесообразность проведения дополнительной детальной переобработки и интерпретации имеющихся геолого-сейсмических данных в зонах между ранее изученными крупными поднятиями каменноугольного возраста (Жанажол, Кожасай, Урихтау, Синельниковская, Трува Северный).

Зоны между крупными поднятиями (карбон) ранее были изучены, как правило, менее плотной сетью сейсмических наблюдений. Плотность локальных поднятий — структур, с учетом этих зон и уже выявленных поднятий, может быть намного выше, чем считалось ранее. Без сомнений, это является следствием более качественной подготовки объектов к поисковому бурению, которая значительно улучшилась в результате привлечения более совершенных методик оценки геолого-геофизических данных и техни-

**Рис. 4.** Региональный профиль PA-TR27 по линии Бактыгарын – Остансук (Темирская зона поднятий)  
**Fig. 4.** Regional section PA-TR27 along the Baktygaryn – Ostansuk line (Temirsky zone of uplifts)



**1** — соленосные отложения; **2** — неантиклинальные ловушки и зоны продуктивности карбонатной толщи КТ-II. Структуры: Б — Бактыгарын, Ж — Жусан, Л — Лаккарган, О — Остансук. Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

**1** — salt-bearing formations; **2** — non-anticlinal traps and zones of KT-II series productivity. Structures: Б — Baktygaryn, Ж — Zhusan, Л — Lakkargan, О — Ostansuk.

For other Legend items see Fig. 2

ческой визуализации прогнозируемых объектов — ловушек нефти и газа в объемных моделях. Данные выводы подтверждаются при анализе результатов поисковых работ в пределах Жанажол-Торткольской зоны. Так, на площади между Урихтау-Кожасайским, Жанажол-Синельниковским и Тузкумским валами, при проведении исследований с учетом существенно возросших технических возможностей геолого-сейсмической интерпретации и сравнительного анализа данных, вероятность обнаружения новых залежей в пачках КТ-I и КТ-II может быть высокой. Вопрос касается существенной внутренней дифференциации по составу отложений и наличия внутри карбонатной толщи изолированных объектов — ловушек УВ, которые успешнее распознаются с привлечением данных сейсмофациального анализа.

Темирская зона валообразных поднятий характеризуется присутствием в разрезе толщи КТ-II (рис. 4). Данные по региональному профилю PA-TR27 позволяют продемонстрировать довольно разнообразную и сложную картину осадконакопления всей каменноугольной толщи. На территории к югу от Темирской зоны результаты поисковых работ 2014–2016 гг. показали возможность обнаружения в районе крупных известных поднятий (Урихтау, Жанажол, Кожасай) новых нефтегазоносных объектов (Урихтау Южный, Урихтау Восточный, Урихтау Западный).

Новые объекты — структуры Урихтау Восточный и Урихтау Южный выделены между площадями Урихтау и Жанажол, Урихтау и Кожасай соответственно. Структура Урихтау Западный расположена между площадями Урихтау и Башенколь. В связи с этим

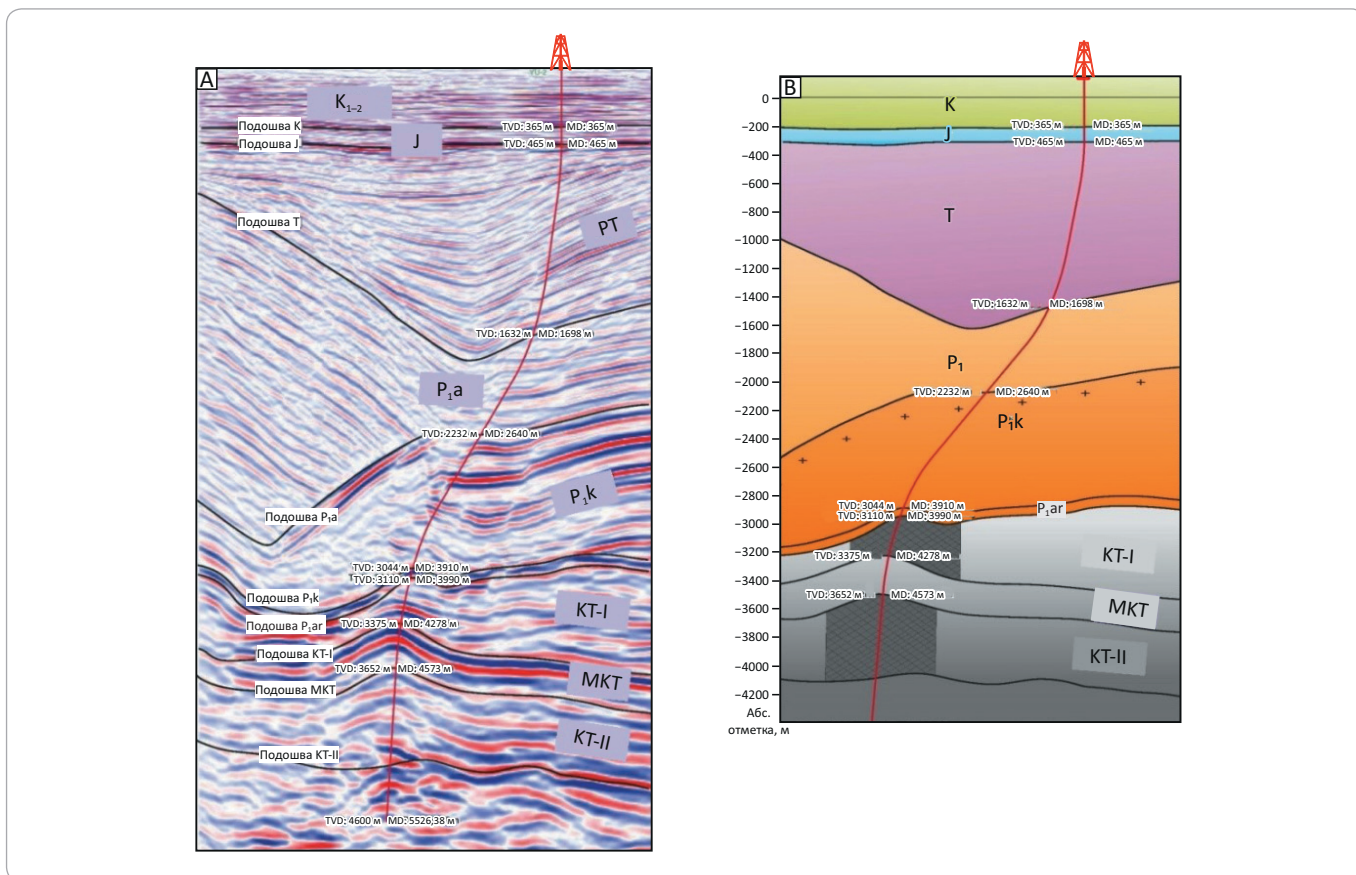
существующие и прогнозируемые между крупными поднятиями каменноугольного возраста новые локальные поднятия (в данном случае Урихтау Восточный и Урихтау Южный) в совокупности в плане определяют довольно высокую плотность расположения структур. В плане локальные поднятия часто наблюдаются в виде сложной линейной мозаичной картины (Жанажол, Кожасай, Урихтауская группа).

Новые дополнительные объекты, выявленные в результате повышения плотности точек наблюдения между крупными ранее известными поднятиями, по размерам и пространственным характеристикам не уступают более крупным соседним площадям (Жанажол, Кожасай, Синельниковская и др.). В связи с этим при оценке подготовленности новых локальных объектов следует обратить внимание на указанную особенность и более детально рассмотреть оптимальную методику поисков в расчете на предполагаемое плотное расположение локальных поднятий в каменноугольной толще.

О большом резерве и нереализованном потенциале свидетельствует весь опыт проведения поисковых работ и бурения большого числа скважин на площадях Темирской зоны поднятий, связанный с пересмотром методики поисковых работ, которая ранее ориентировалась на прогноз объектов рифогенного генезиса. Так, ранее довольно широко была распространена модель осадконакопления, основанная на формировании крупных карбонатных платформ — массивов на севере и юге восточного борта, Темирской и Жанажол-Торткольской платформ соответственно. Автор статьи считает, что до настоящего

**Рис. 5.** Региональные границы толщ КТ-I по типу эрозионного выклинивания на временном сейсмическом (А) и геологическом (В) разрезах (Тузкум-Кожасайская ступень)

**Fig. 5.** Regional boundaries of KT-I sequence according to erosional pinch-out type in seismic time section (A) and geological section (B) (Tuzkum-Kozhasaisky Flat)



времени при большом объеме проведенных исследований однозначного и веского подтверждения данная модель строения бортовой зоны все же не получила.

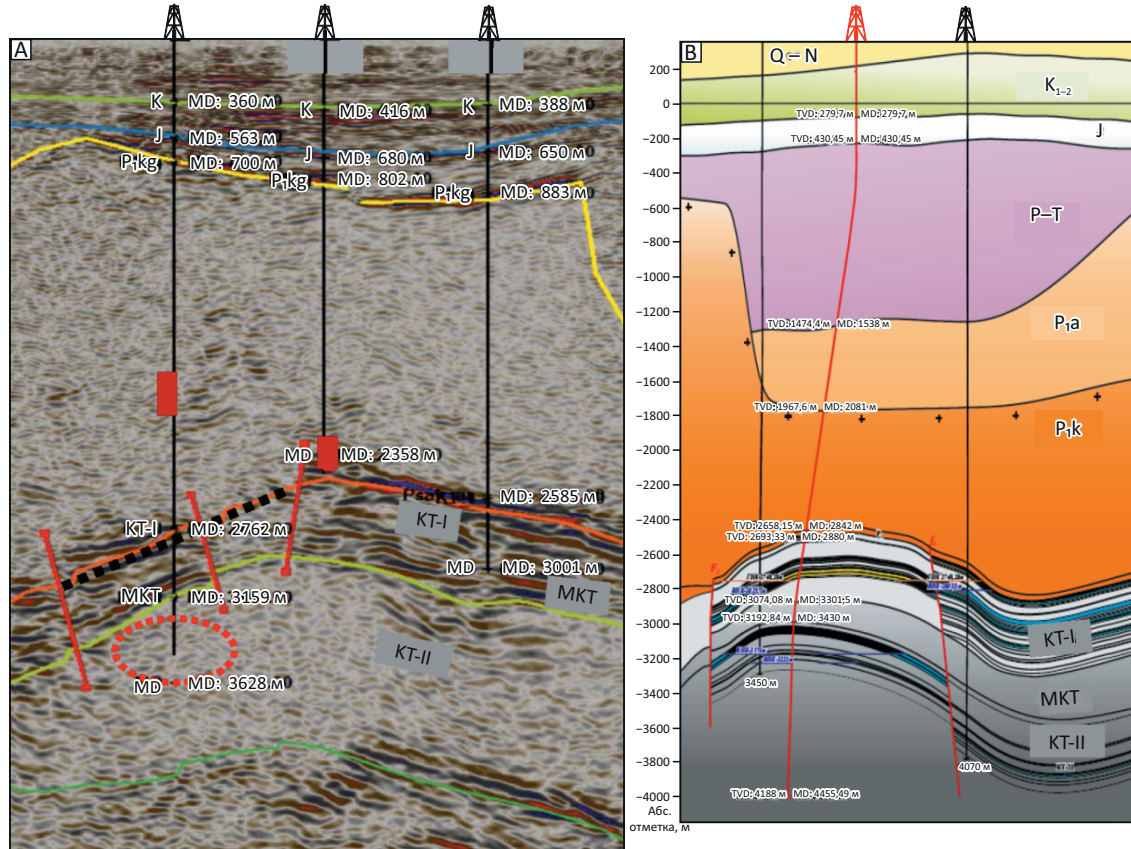
Меридиональная полоса, включающая площади Урихтау, Кожасай и Жанажол, примечательна в практическом и поисковом отношении, так как вдоль нее в западном направлении наблюдается постепенное выклинивание толщ КТ-I. Разрезы отдельных скважин на площадях Урихтау и Урихтау Южный позволяют более детально проследить соответствующее изменение полноты разреза.

По материалам проекта доразведки нижней части разреза на площади Урихтау (Тузкум-Кожасайская ступень) толща КТ-I ограничена эрозионным срезанием и выклиниванием (литологическое утонение). На других участках данная толща в западном направлении может быть ограничена меридиональными разломами (2012 г.). Не исключено, что схожие геологические процессы происходили вдоль западного края Темирской тектонической ступени, в результате чего, как видно на региональном профиле, далее, на запад от уступа, развитие толщ КТ-I ограничивается (рис. 5, 6).

Региональные особенности прослеживания карбонатных толщ, характеризующиеся их закономерным эрозионным выклиниванием, а иногда и наличием разломов, которые ограничивают их распространение в западном направлении, позволяют сосредоточить поисковые работы на всей толще, а не только на краевых рифах. Данная интерпретация и вариант пространственного ограничения перспективных объектов и зон карбонатного состава внутри толщ КТ-II и КТ-I представляются объективными и предпочтительными (см. рис. 4) с учетом установленного регионального выклинивания толщ КТ-I на поднятиях Жанажол и Кожасай. Тогда в определенной степени можно объяснить результаты ранее проведенных поисковых работ на Темирской зоне поднятий. При этом естественными ограничениями распространения карбонатов в западном направлении являлись уступы, фиксируемые зонами резкого перепада отметок кровли каменноугольных отложений. Иногда ограничение карбонатов, возможно, сопровождалось влиянием разломов [7, 10]. Внимание акцентировалось на отдельных изолированных участках, которые рассматривали как благоприятные зоны внутри бассейна осадконакопления (краевой риф, шельфовая полоса, межрифовая лагуна и др.).

**Рис. 6.** Региональные границы толщи КТ-I по типу экранирования меридиональным разломом на временном сейсмическом (А) и геологическом (В) разрезах (Тузкум-Кожасайская ступень)

**Fig. 6.** Regional boundaries of KT-I sequence according to limiting by EW fault in seismic time section (A) and geological section (B) (Tuzkum-Kozhasaisky Flat)



1 — зоны интенсивного газопроявления в соленосной толще; 2 — перспективная зона по толще КТ-II; 3 — линия плоскости эрозивного среза отложений КТ-I

1 — zone of intense gas shows in salt-bearing sequence; 2 — promising zone KT-II series; 3 — projection of KT-I erosion plain

По мнению автора статьи, данный альтернативный вариант модели строения борта более объективен с точки зрения расширения площади территорий, перспективных для постановки поисковых работ, когда поисковый интерес представляет вся толща КТ-II/ КТ-I в качестве единого объекта изучения. Появляются новые благоприятные предпосылки для уточнения количественной оценки нефтегазности всей карбонатной толщи в сторону возможного существенного увеличения объема прогнозных ресурсов и потенциала восточной бортовой зоны в целом [8, 9, 11].

Исходя из предложенного варианта строения бортовой зоны и положения прогнозных ловушек внутри толщ, основанного на платформенной природе формирования карбонатных комплексов, по-новому представляется прогноз зон развития трещиноватости при оценке эффективных интервалов по данным ГИС.

С этим связывается повышение процента успешности при испытании объектов в колонне. Результаты опробования часто интерпретировались неоднозначно, в первую очередь, в связи с параметрами пластов-коллекторов, которые были заданы по данным ГИС и фактическим притоком при испытании. Приведение в соответствие перечисленных факторов объективно необходимо, так как в этом, видимо, причина значительного нереализованного потенциала рекомендованных по ГИС интервалов внутри пачек КТ-II и КТ-I. В последние годы по результатам испытаний перспективных объектов — интервалов в карбонатных пачках на площадях Тузкум, Урихтау, Урихтау Восточный, Урихтау Южный и др. — выявлено, что распределение значений ФЕС в породах-коллекторах и породах из объектов испытаний имеет сложный характер.

Таким образом, принятый ранее за основу и устоявшийся базовый постулат о рифогенном гене-



зисе основных поисковых объектов, который был актуальным и привлекательным на начальном этапе масштабных исследований, в настоящее время требует пересмотра. Очевидно, учитывая результаты проведенных ранее поисковых исследований, концепция поисковых работ с учетом данной модели строения бортовой зоны не способствует активному и полноценному развитию геолого-разведочных работ, особенно в отношении глубокозалегающих перспективных горизонтов в палеозойских отложениях [9–11].

### Выводы

1. Карбонатные толщи на восточном обрамлении Прикаспийской впадины характерны для участков, наиболее приподнятых относительно восточных тектонических ступеней (Остансук-Джурунская, Темирская, Жанажол-Торткольская, Тузкум-Кожасайская). К западу от них, в сторону бассейновой части, тенденция дальнейшего распространения толщ постепенно утрачивается. В более продвинутой бассейновой части (Боржер-Акжарская, Байганинская, Косколь-Шубаркудукская, Егинды-Сарыкумакская ступени) перспективными объектами для постановки поисковых работ становятся глубокопогруженные горизонты, формирующие крупные поднятия массивного типа в условиях преобладания преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. Данная часть территории восточного борта впадины характеризуется большей тенденцией к воздыманию и более интенсивному росту поднятий на девонском этапе осадконакопления (см. рис. 2).

2. Платформенная концепция формирования карбонатных толщ на восточном борту Прикаспийской впадины представляется более актуальной и позволяет объективнее оценивать их площадное развитие, а также положение и характер перспективных ловушек внутри толщ КТ-II и КТ-I. К главным факторам пространственного ограничения и отсутствия карбонатов относятся эрозионное срезание и выклинивание, которые, в свою очередь, являются индикаторами границ, по которым контактируют смежные региональные тектонические ступени.

3. Модель строения бортовой зоны на востоке Прикаспийской впадины, учитывающая платформенный характер развития карбонатных толщ и эрозионное несогласие в палеозойских отложениях, приуроченное к отдельным временным интервалам в течение раннепермской эпохи, по мнению автора статьи, обоснована. Данная модель позволяет по-новому представить особенности и условия осадконакопления, расширить возможности оценки перспектив нефтегазоносности за счет девон-нижнекаменноугольного интервала разреза. Унаследованное развитие, региональные особенности осадконакопления и пластовый массивный характер залегания карбонатных пачек КТ-II и КТ-I позволяют прогнозировать третью по глубине карбонатную пачку КТ-III девон-раннекаменноугольного возраста.

4. С учетом достигнутой стадии изученности крупных палеозойских поднятий с разрабатываемыми залежами УВ на примере Жанажол-Торткольской зоны (Кожасай, Жанажол, Урихтау) рекомендуется более тщательный анализ строения прилегающих к ним территорий на основе результатов интерпретации сейсмических данных. Ожидается более высокая плотность локальных структур в карбоне и, соответственно, высокая вероятность обнаружения дополнительных перспективных поисковых объектов и новых залежей УВ, что в значительной мере подтвердилось на примере Урихтауской группы поднятий. Новые возможности объемной сейсморазведки 3D, наряду с высокой плотностью локальных палеозойских объектов по КТ-II и КТ-I, позволяют считать данный вид исследований одним из приоритетных методов.

5. Существуют благоприятные предпосылки и ориентиры для обоснования более эффективной на современном этапе стратегии поисково-разведочных работ на востоке Прикаспийской впадины. Эта стратегия будет заключаться в расширении возможностей для увеличения объема прогнозных ресурсов и направлений поисков различных типов перспективных локальных объектов на больших глубинах 5,5–8 км (средний – верхний девон – нижний карбон).

### Литература

1. Volozh Yu.A., Parasyra V.S. Astrakhan carbonate massif: Structure, oil and gas. – М. : Nauchniy mir, 2008. – 221 p.
2. Жолтаев Г.Ж. Строение докунгурских отложений Прикаспийской синеклизы // Советская геология. – 1989. – № 5. – С. 74–82.
3. Дальян И.Б., Головки А.Ю., Клоков Ю.В. О погребенных палеозойских рифах на востоке Прикаспия / Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса (по материалам Международных научных Надиловских чтений). – Атырау, 2003. – С. 35–45.
4. Акчулаков У.А., Абилхасимов К.Б., Ажгалиев Д.К., Таскинбаев К.М. и др. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан. Прикаспийский бассейн : отчет / АО «Казахский институт нефти и газа»; ТОО «Ак-Ай Консалтинг». – Астана, 2012. – Кн. I; II; III. – 254 с.; 271 с.; 262 с.
5. Акчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. – Алматы : КОНГ, 2015. – С. 21–29.
6. Abilkhasimov Kh.B. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. – М. : Akademiya Yestestvoznaniya, 2016. – 244 p.
7. Нуралиев Б.Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ – разломная тектоника // Нефть и газ. – 2008. – № 1. – С. 42–54.

## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

8. Обрядчиков О.С., Горюнова Л.Ф. Особенности геологического строения карбонатных массивов при прогнозе месторождений углеводородов Прикаспийской впадины // Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2016. – Т. 285. – № 4. – С. 32–42.
9. Ажгалиев Д.К. Особенности формирования карбонатных толщ в палеозойском комплексе на восточном борту Прикаспийского бассейна в связи с перспективами нефтегазоносности // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2017. – № 7–8. – С. 22–36.
10. Ажгалиев Д.К. Девонские отложения — перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в палеозойском комплексе Прикаспийского бассейна // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 2. – С. 111–116. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.4>.
11. Ажгалиев Д.К. Новые представления о закономерностях размещения залежей углеводородов в карбонатных толщах Прикаспийского бассейна // Каротажник. – 2018. – Т. 289. – № 7. – С. 38–49.

## References

1. Volozh Yu.A., Parasya V.S. Astrakhan carbonate massif: Structure, oil and gas. Moscow: Nauchny mir; 2008. 221 p.
2. Zholtaev G.Zh. Structure of pre-Kungurian formations in the Caspian Syncline [Stroenie dokungurskikh otlozhenii Prikaspiiskoi sineklizy]. *Sovetskaya geologiya*. 1989;(5):74–82.
3. Dalyan I.B., Golovko A.Yu., Klokov Yu.V. Buried Palaeozoic reefs in Eastern Caspian [O pogrebennykh paleozoiskikh rifakh na vostoke Prikaspiya]. In: Nauchno-tehnologicheskoe razvitiye neftegazovogo kompleksa (po materialam Mezhdunarodnykh nauchnykh Nadirovskikh chtenii). Atyrau; 2003. pp. 35–45.
4. Akchulakov U.A., Abilkhasimov K.B., Azhgaliev D.K., Taskinbaev K.M. et al. Integrated studies of sedimentary basins in the Republic of Kazakhstan. Caspian Basin: Research Report of Kazakh Institute of Oil and Gas and AkAi Consulting [Kompleksnoe izuchenie osadochnykh basseinov Respubliki Kazakhstan. Prikaspiiskii bassein : otchet AO "Kazakhskii institut nefti i gaza"; TOO "Ak-Ai Konsalting"]. Astana, 2012. Books I; II; III. 254 p.; 271 p.; 262 p.
5. Akchulakov U.A. New resources base of hydrocarbons of the Republic of Kazakhstan and ways of its possible realization [Novaya resursnaya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoi ikh realizatsii]. In: Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh osvoeniya. Almaty: KONG; 2015. pp. 21–29.
6. Abilkhasimov Kh.B. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya; 2016. 244 p.
7. Nuraliev B.B. Fault tectonics as a basis for determining petroleum exploration strategy [Osnova opredeleniya strategii neftepoiskovykh rabot – razlornaya tektonika]. *Neft' i gaz*. 2008;(1): 42–54.
8. Obryadchikov O.S., Goryunova L.F. Prediction of hydrocarbon fields occurrence in Caspian Basin: features of carbonate massifs geological structure [Osobennosti geologicheskogo stroeniya karbonatnykh massivov pri prognoze mestorozhdenii uglevodorodov Prikaspiiskoi vpadiny]. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2016;285(4):32–42.
9. Azhgaliev D.K. Peculiarities of Formation of Carbonated Strata in the Upper Paleozoic Era in the East of the Pre-Caspian Basin in View of the Prospects за Oil-and-Gas-Bearing Capacity. *Territorija Neftegas*. 2017;(7–8):22–36.
10. Azhgaliev D.K. Devonian deposits – prospective direction of searching for oil and gas in the subsalt complex of the Caspian basin. *Georesursy = Georesources*. 2017;19(2):111–116.
11. Azhgaliev D.K. New conceptions about the regularities of hydrocarbon deposit distribution in the carbonate formations of the near-Caspian basin. *Karotazhnik*. 2018;289(7):38–49.