

Д.К. Азгалиев¹, e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

¹ ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг» (Астана, Республика Казахстан).

Особенности формирования карбонатных толщ в верхнем палеозое на востоке Прикаспийского бассейна в связи с перспективами нефтегазоносности

Приведены основные закономерности и особенности региональной структуры палеозойского комплекса восточной бортовой зоны Прикаспийского бассейна, определяющие принципиальные различия в характере залегания перспективных в нефтегазоносном отношении карбонатных толщ в сравнении с бортовыми зонами на севере, юге и юго-востоке данного бассейна. С учетом новых данных по Жанажол-Торткольской, Боржер-Акжарской, Тузкум-Кожасайской и Темирской зонам поднятий даны региональная характеристика распространения карбонатных толщ КТ-II и КТ-I, уточненная характеристика их строения и нефтегазоносности.

Анализируется район палеозойских поднятий Жанажол, Урихтау, Кожасай, Алибекмола, на которых прослеживаются особенности строения и залегания, позволяющие выявить условия и характер распространения толщ по площади. Выделена меридиональная полоса структур Урихтау и Кожасай, вдоль которой распространение толщи КТ-I ограничено в направлении на запад. Показано, что естественным ограничением карбонатных толщ являются не седиментационные уступы, а факторы эрозионного выклинивания и ограничения тектоническим нарушением. Это позволяет акцентировать внимание при определении перспектив нефтегазоносности на карбонатной толще по всей площади ее распространения. Данный подход к оценке предполагает более широкие возможности для постановки поисковых работ и определения первоочередных локальных объектов в сравнении с обоснованием карбонатных платформ и массивов (Жанажольская и Темирская платформы). Ранее обоснование перспективных зон сводилось к выделению наиболее перспективных участков в пределах платформ (краевой риф, зона уступа и т. п.).

Составлена общая литолого-фациальная характеристика, получены данные о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пород-коллекторов нижней и верхней карбонатной толщи. Определены особенности строения локальных поднятий (Урихтауская группа, Тузкум, Акжар Восточный, Алибекмола), выявлены новые возможности для расширения площади проведения поисковых работ.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, карбонатная толща, палеозойский комплекс, Прикаспийский бассейн, поднятие, скважина, структура, тектонические особенности, строение.

.....

D.K. Azhgaliev¹, e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

¹ Company «Nedra-Engineering» PLC (Astana, Republic of Kazakhstan).

Peculiarities of Formation of Carbonated Strata in the Upper Paleozoic Era in the East of the Pre-Caspian Basin in View of the Prospects of Oil-and-Gas-Bearing Capacity

The article presents the main regularities and peculiarities of the regional structure of the Paleozoic complex of the eastern flank of the Caspian Basin which establish the principal differences in the nature of bedding of prospective (with regard to oil-and-gas-bearing capacity) carbonated strata in comparison with flanks in the north, south and south-eastern of this basin. With due regard for new data on the Zhanazhol-Tortkolskaya, Borger-Akzharskaya, Tuzkum-Kozhasayskaya and Temirskaya uplift zones, one presented a regional distribution characteristic of carbonated stratum КТ-II and КТ-I and a clarified characteristic of their structure and oil-and-gas-bearing capacity.

We analyze the area of Paleozoic uplifts Zhanazhol, Urichtau, Kozhasay, Alibekmola, which bear some peculiarities of structure and bedding that allow establishing the conditions and nature of the stratum distribution in terms of area. We emphasized a meridional band of structures Urichtau and Kozhasay, along which the distribution of КТ-I stratum is limited westward. It is shown that the natural limit of carbonated strata is not sedimentological benches, but factors of erosion pitching out and limitation with tectonic abnormality. When establishing the prospects of oil-and-gas-bearing

capacity, it allows laying emphasis on the carbonated stratum in its entire area of distribution. This assessment approach entails ample opportunities for the organization of prospecting works and establishment of the top-priority local objects in comparison with the justification of carbonated platforms and massifs (Zhanazholskaya and Temirskaya platforms). The justification used to be reduced to the establishment of the most prospective sections within platforms (marginal reef, bench zone, etc.).

A general lithofacies characteristic was elaborated, new data on the porosity and permeability properties of reservoir rock of the upper and lower carbonated strata are obtained. The structure peculiarities of local uplifts (Urchtauskaya group, Tuzkum, Akzhar Vostochny, Alibekmola) are established; new opportunities for the expansion of prospective works area are found.

Keywords: oil-and-gas-bearing capacity prospects, carbonated stratum, Paleozoic complex, Pre-Caspian Basin, uplift, well, structure, tectonic peculiarities, design.

Традиционно основная доля запасов углеводородов (УВ) в Прикаспийском бассейне связывается с палеозойским комплексом, и в первую очередь с крупнейшими карбонатными объектами рифогенного генезиса, «гигантами» Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Несколько обособленными по условиям залегания и с учетом региональных закономерностей представляются палеозойские объекты, содержащие крупные месторождения УВ в карбонатных резервуарах на восточном борту Прикаспийского бассейна. Отметим некоторые общие характерные региональные тенденции и особенности строения палеозойского комплекса на востоке Прикаспия (рис. 1), в числе которых:

- специфическая тектоническая обстановка с выраженным латеральным вектором активности, формирующаяся под влиянием орогенеза на востоке со стороны Урала;
- развитие карбонатных комплексов в условиях пассивной окраины древней Восточно-Европейской плиты (Прикаспийский блок);
- преимущественно пластовый и массивный характер строения резервуарной части разреза в палеозойском комплексе;
- широкие возможности наличия крупных перспективных резервуаров в условиях поднадвигового залегания;
- прогноз девонской материнской толщи и генерации УВ для вышележающих

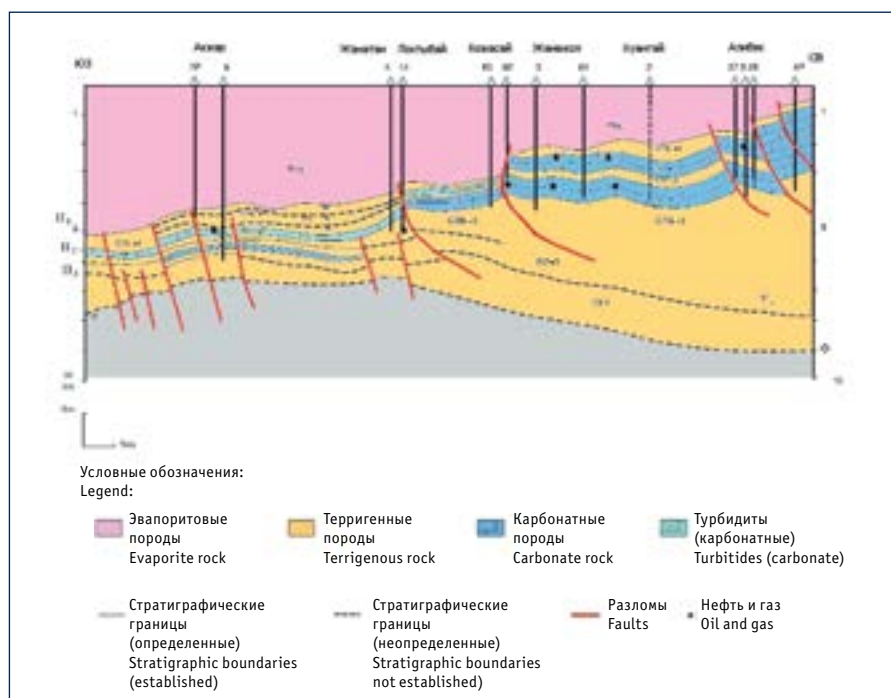


Рис. 1. Принципиальный геологический профиль восточного борта Прикаспийского бассейна (по данным Т.А. Енсенбаева, 2010 г.)

Fig. 1. Essential geological profile of the eastern flank of the Pre-Caspian Basin (according the data provided by T.A. Yensepbayev, 2010)

щих зон нефтегазоаккумуляции в палеозойских и мезозойских отложениях. В целом нефтегазоносность палеозойских отложений на восточном борту Прикаспийского бассейна определяют нижняя (КТ-II) и верхняя (КТ-I) карбонатные пачки верхневизейско-башкирского ($C_{1v3}-C_{2b}$) и верхнеподольско-гжельского ($C_{2m}-C_{3g}$) возраста, соответственно [1, 3]. Особенности

внутреннего строения карбонатных пачек КТ-II и КТ-I рассмотрены ранее по результатам проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов РК» (У.А. Акчулаков, 2009–2013 гг.). Анализ результатов геологоразведочных работ (ГРП) показал, что нижняя пачка КТ-II продуктивна в пределах Остансуковского прогиба, Боржер-Акжарской ступени, Жанажол-Торткольской и

Ссылка для цитирования (for citation):

Ажгалиев Д.К. Особенности формирования карбонатных толщ в верхнем палеозое на востоке Прикаспийского бассейна в связи с перспективами нефтегазоносности // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 22–30.

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 of Oil-and-Gas-Bearing Capacity (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 7–8, P. 22–30.



Рис. 2. Тектоническая схема восточного борта Прикаспийского бассейна по палеозойскому комплексу (по данным У.А. Акчулакова и др.; 2009–2013 гг.)

Fig. 2. Tectonic diagram of the eastern flank of the Pre-Caspian Basin for the Paleozoic Complex (According to the data provided by U.A. Achkulakov, et al.; 2009–2013)

Шубаркудук-Коскольской зоны валообразных поднятий на площадях Башенколь, Лактыбай, Кожасай, Жанажол, Алибекмола, Кокжиде и др. (рис. 2). Верхняя карбонатная пачка КТ-I в сравнении с нижней пачкой менее распространена по площади на востоке подсолевого Прикаспия. Ее продуктивность выделена в пределах Жанажол-Торткольской зоны валообразных поднятий и Алибекмолинского вала (юг Остансуковского прогиба). В первом случае палеозойские поднятия месторождений Жанажол-Синельниковского и Урихтау-Кожасайского вала (Кожасай, Жанажол, Урихтау, Трува Северная, Синельниковская) структурно совпадают по обоим карбонатным толщам КТ-II и КТ-I, что свидетельствует об общности их тектонической природы и унаследованном развитии [3]. К северу в разрезе Темирской зоны поднятий выделена нижняя толща (КТ-II). По площади в западной части в качестве естественного ограничения толщи выступают седиментационные уступы, определяющие распространение карбонатной толщи в западном направлении.

Актуальность дальнейшего детального изучения и степени прослеживания площадного распространения обеих карбонатных пачек одновременно тесно связана с вопросами, касающимися объективных сложностей однозначного выделения перспективных интервалов в разрезе обеих пачек на этапе завершения бурения и испытания объектов в обсадной колонне. Результаты опробования зачастую носят неоднозначный характер и, в первую очередь, слабо соотносятся с параметрами пластов-коллекторов, заданных по данным геофизического исследования скважин (ГИС). Основными причинами этого, по мнению автора, являются сложный характер распределения ФЕС в карбонатной толще и внутри перспективных интервалов, а также не всегда оправданный выбор методики опробования и общие издержки, связанные с недостаточно качественным проведением испытания. Приведение в соответствие перечисленных факторов объективно необходимо, поскольку в этом видится причина значительного нереализованного потенциала рекомендованных по ГИС интервалов внутри пачек КТ-II и КТ-I.

В целях уточнения возможностей установления генезиса УВ-потенциала, определения факторов успешного опробования на УВ конкретных интервалов и более точной диагностики внутренних неоднородностей в пластах рассмотрим характер строения и нефтегазоносность палеозойских поднятий, сложности однозначного выделения по ГИС объектов/интервалов для испытания. Опыт работ за последние годы на площадях восточного Прикаспия демонстрирует широкие пределы значений пористости (4–16 % для КТ-II и КТ-I), нефтенасыщенности (20–90 %), проницаемости (1–160 мД). При этом слабо прослеживаются какие-либо закономерности, по которым можно было бы характеризовать конкретные интервалы с учетом результатов испытания.

Для начала приведем общую характеристику обеих карбонатных пачек по некоторым площадям в свете полученных за последние годы результатов.

Толщина карбонатных пачек КТ-II и КТ-I по данным бурения в целом составляет 750–1150 и 450–820 м, соответственно [2]. Толщина пачек регионально уменьшается с восток-северо-вос-

тока на юг-юго-запад до 150–400 м и до полного выклинивания к западу на меридиане площадей Карауылкельды и Акжар. Нижняя толща КТ-II является основным регионально выдержанным нефтегазоносным резервуаром в палеозойском комплексе восточной бортовой зоны Прикаспийского бассейна.

Для пачки КТ-II характерен преимущественно нефтяной состав залежей. Нефтенасыщенная часть продуктивной толщи изменяется в широких пределах, от 50 м на Жанажол до 328 м на площади Жагабулак Восточный [1, 2]. На ряде площадей (Кожасай, Мортук Восточный, Жанажол, Трува Северная) в пачке КТ-II выявлены нефтегазоконденсатные залежи. Нефтегазоконденсатная залежь массивного типа приурочена к толще КТ-II на месторождении Кожасай. Толщина газоконденсатной и нефтяной части в нем составляет 290 и 17–45 м, соответственно. Породы-коллекторы представлены известняками и доломитами со стилолитовыми и сутурными швами, пористость изменяется в пределах 0,04–0,1 %. Пористость карбонатов по площади, как и в целом ФЕС, меняется в довольно широких пределах.

Севернее, в разрезе Урихтауской группы структур (Урихтау, Урихтау Восточный, Урихтау Южный и Урихтау Западный), пористость составляет 4–9 %, при этом проницаемость достигает 50 мД (рис. 3). Карбонатная толща КТ-II имеет значительно более широкое площадное развитие на восточном борту бассейна, в то время как толща КТ-I распространена в основном в пределах Жанажольской ступени. За последние годы с учетом новых данных по результатам геолого-разведочных работ (ГРП) (анализ данных бурения, ГИС и керна) на площадях Урихтауской зоны поднятий, Акжар Восточный, Алибекмола и Тузкум уточнены особенности внутреннего строения и площадного прослеживания влияния макро- и микронеоднородностей резервуарной части залежей в толщах КТ-II и КТ-I (НИИ «Каспиймунайгаз», 2015 г.). Результаты исследований показывают, что поровое пространство карбонатов в большей мере сформировано за счет трещиноватости и незначительной межзерновой остаточной пористости, видоизмененных процесса-

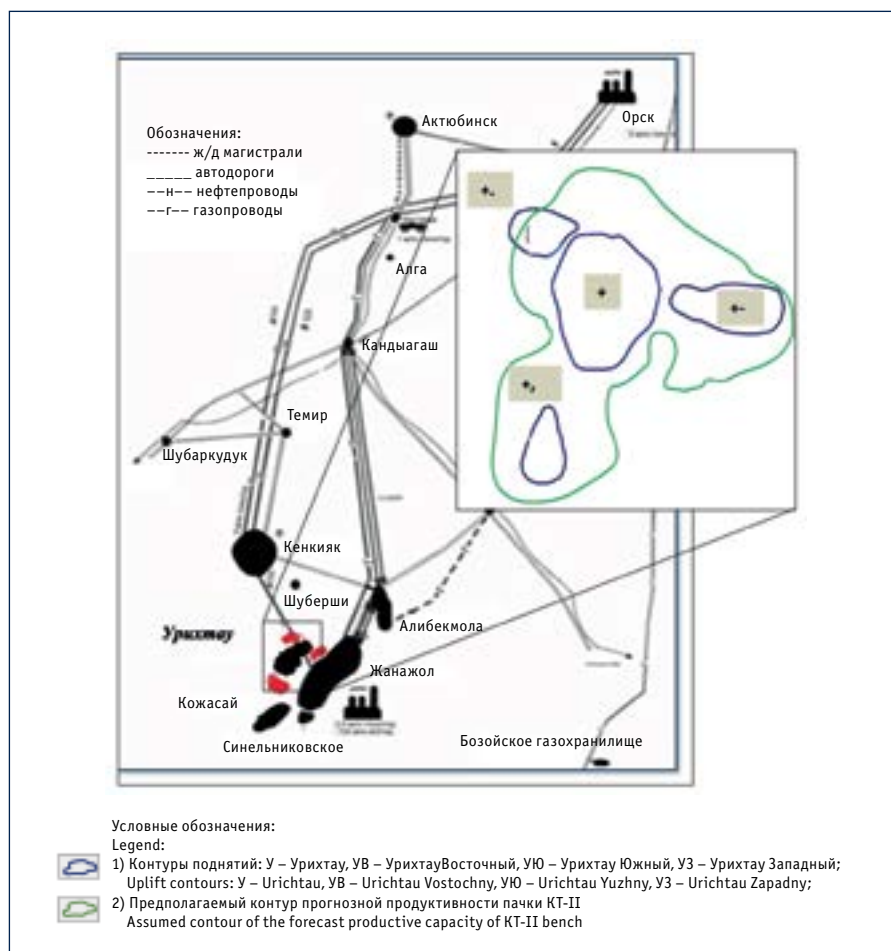


Рис. 3. Высокая «плотность» расположения скопления УВ на востоке Прикаспия (Кенкиyak-Жанажольская зона поднятий)

Fig. 3. High density of hydrocarbon accumulation distribution in the east of the Pre-Caspian (Kenkiyak-Zhanazolskaya uplift zone)

ми вторичного минералообразования и слабого выщелачивания. Внутреннее строение и характер развития в разрезе пород-коллекторов характеризуются следующими важными особенностями:

1) карбонатная толща КТ-II:

- основную емкость пород-коллекторов составляют первичные межзерновые остаточные поры и вторичные поры и каверны выщелачивания, распространение которых тесно связано с определенными литотипами пород и условиями осадконакопления. Поэтому, как и было принято ранее, пустотное пространство пород-коллекторов представлено порами, кавернами и трещинами;
- породы-коллекторы толщи характеризуются слабым развитием процессов выщелачивания и доломитизации, а также значительным распространением вторичной кальцитизации. За счет этого

в определенной степени происходит сокращение порового пространства пород;

- в большей мере поровое пространство карбонатов образовано за счет трещиноватости и незначительных межзерновых остаточных пор, видоизмененных процессами вторичного минералообразования и слабого выщелачивания;
- отложения данной пачки формировались преимущественно в условиях свободного водообмена в пределах открытого шельфа и широкого развития процессов заполнения первичных пустот (частично либо полностью) карбонатным микритом и аутигенным кальцитом, крустифицирующим стенки полостей и заполняющим более крупными кристаллами внутренние части пустот. Этим объясняется определенное снижение ФЕС в породах толщи КТ-II в сравнении с породами толщи КТ-I;

2) карбонатная толща КТ-I:

- карбонаты сильно изменены под влиянием постседиментационных процессов. В одном случае (выщелачивание, трещинообразование) это способствует улучшению коллекторских свойств, а в других условиях (аутигенное минералообразование) ФЕС снижаются. При этом новообразованными минералами являются доломит, кальцит, ангидрит, кварц;
- процессы диагенетической доломитизации и широко развитой в известняках и доломитах перекристаллизации неоднозначно сказываются на коллекторских свойствах;
- выщелачивание обнаруживается во всех литотипах пород, проявляется неоднократно и с разной степенью интенсивности, что обусловлено не только неоднозначной активностью пластовых вод, но и первичным строением порового пространства. Наиболее интенсивное выщелачивание в плотных разностях пород (микрозернистые, детритовые известняки и др.) обусловлено возникновением в них трещиноватости, при этом вдоль трещин формируются щелевидные полости;
- трещиноватые известняки и доломиты в целом характеризуют два типа пустот: трещины, заполненные минеральным веществом (кальцит, доломит, гипс), и зияющие микротрещины;
- среди известняков максимально высокими значениями ФЕС характеризуются биоморфные известняки верхнего карбона. В толще значительно ниже пористость детритово-биоморфных и органогенно-обломочных литотипов пород. Величины пористости в среднем не превышают 10–12 %. Остальные литотипы известняков (детритовые, органогенно-комковатые, органогенно-сгустковые, микрозернистые известняки) в основной массе являются плотными образованиями, и только незначительная их часть (до 5 %) имеет пористость более 6 %. Высокой пористостью в преобладающей массе обладают метасоматические доломиты. Внутри доломитов частично снижение ФЕС-характеристик обусловлено процессами кальцитизации и окремнения;
- анализ характера распределения показателей ФЕС в отдельных литогенетических типах карбонатов позволяет установить, что формирование пород-коллекторов обусловлено условиями седиментогенного накопления осадков и характером проявившихся в породе постседиментационных изменений.

Результаты исследований на ряде площадей (Урихтау, Кожасай, Алибекмола, Жанажол, Акжар Восточный, Тузкум) показывают, что критериями выбора интервалов для испытания являются значения пористости (6 % и выше, трещиноватость более 4 %) и нефтенасыщенности (более 50 %).

С учетом объективных особенностей формирования порового пространства, сложностей получения однозначных по характеру и устойчивых по динамике притоков запасы УВ в породах-коллекторах толщ КТ-II и КТ-I в определенной мере можно отнести к категории трудноизвлекаемых.

Вверх по разрезу карбонаты пачки КТ-II перекрываются песчано-глинистыми породами межкарбонатной толщи (МКТ) нижнеподольского горизонта и глубоководными аналогами верхней карбонатной пачки КТ-I. В целом толщина МКТ в разрезах площадей на восточном борту Прикаспия изменяется в пределах 80–540 м. По результатам исследований последних лет продуктивные горизонты не исключаются в разрезе МКТ. Так, в разрезе площади Алибекмола породы-коллекторы слагают маломощные пласты массивных карбонатов внутри терригенной толщи. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4 м, пористость карбонатов достигает 5–7 % [1].

Как уже было отмечено, верхняя толща КТ-I характеризуется меньшим в сравнении с толщей КТ-II площадным распространением, вскрыта бурением в основном в пределах Жанажол-Торткольской зоны валообразных поднятий и Остансукского прогиба (Алибекмолинский вал). Выявлены нефтегазоконденсатные (Жанажол, Алибекмола, Урихтау, Мортук Восточный) и, на отдельных поднятиях, нефтяные залежи (Жагабулак Восточный, Трува Северная, Ащисай). Все залежи характеризуются пластово-массивным и массивным типом строения резервуара. Нефтега-

зонасыщенная толщина верхней пачки КТ-I по данным бурения достигает 290 м (Жанажол), в том числе 200 м приходится на газовую «шапку» с конденсатом и 90 м – на нефтяную оторочку. Породами-коллекторами являются доломиты и известняки с пористостью порядка 14–16 % и проницаемостью до 240 мД. На площади Алибекмола газоконденсатная и нефтяная части продуктивной пачки КТ-I составляют около 16,0 и 2,5–46,0 м, соответственно. Пористость пород-коллекторов составляет в среднем 9,0 %. На площади Урихтау аналогичное распределение в толщинах составляет 73 и 12 м, соответственно. Меньшие значения газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин (16,0 и 8,0–16,0 м, соответственно) отмечены в разрезе месторождения Мортук Восточный.

В целом, как мы видим, в пределах Жанажол-Торткольской зоны валообразных поднятий и частично южной части Остансукского прогиба (рис. 2) масштабы нефтегазонасыщения и развития пород-коллекторов в обеих карбонатных пачках совпадают. Так, в разрезе большинства поднятий (Кожасай, Алибекмола, Урихтау, Жанажол, Синельниковская, Трува Северная, Лактыбай) продуктивны или нефтегазонасыщены в различной степени, как правило, обе пачки [2]. Жанажол-Торткольская зона в силу особенностей строения (более контрастное структурное развитие, значительная площадь) и характеру нефтегазонасыщенности обособлена от прилегающих крупных тектонических элементов.

По результатам исследований последних лет более широкое площадное развитие нижней пачки КТ-II показывает необходимость и целесообразность проведения дополнительной детальной обработки имеющихся геолого-геофизических данных в отношении значительных по площади территорий между крупными известными палеозойскими поднятиями. В этих зонах площади изучены менее плотной и редкой сетью сейсмических наблюдений. По данным детального изучения Урихтауской группы локальных поднятий плотность расположения выявленных поднятий по палеозою в пределах Жанажол-Торткольской зоны представляется более

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

3-6
октября
2017



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: **FareXPO** | **FE**
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZATION

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: **EXPOFORUM**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный
центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

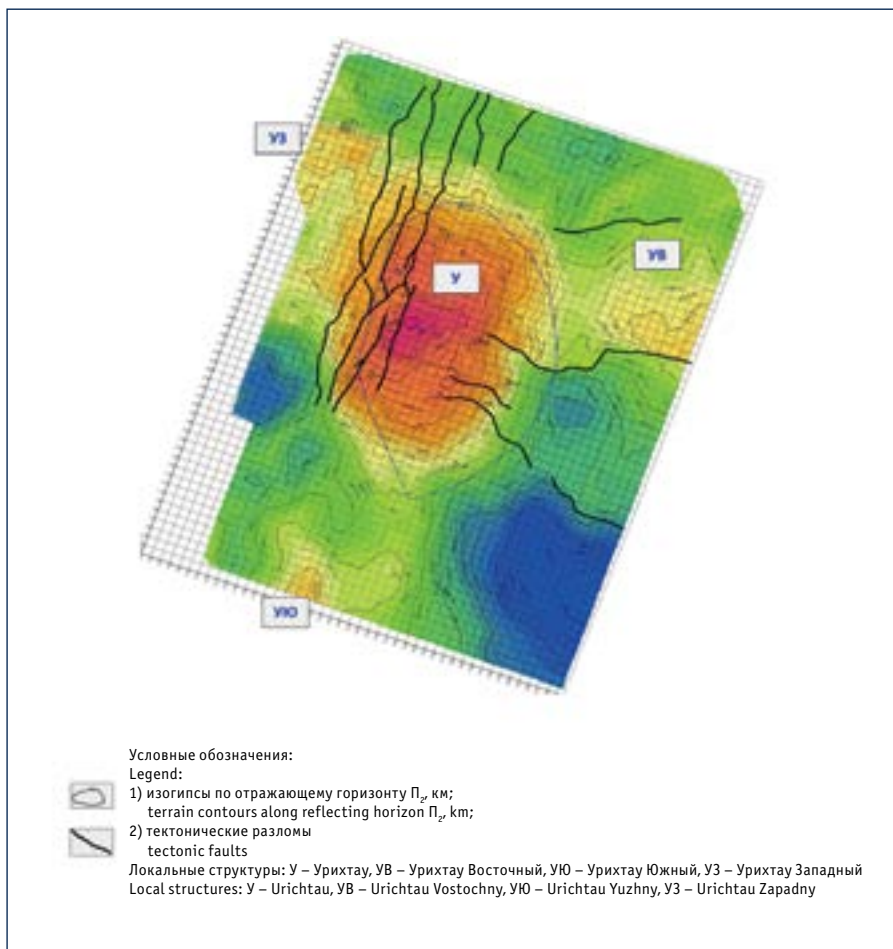


Рис. 4. Урихтауская группа локальных поднятий. Структурная схема по кровле карбонатной пачки КТ-II/ ОГ P_2 (по данным АО НК «КазМунайГаз» и PGD Services)

Fig. 4. Urichtauskaya group of local uplifts. Schematic structure for the roof of KT-II/ OG P_2 carbonate bench (according to the data of Oil Company KazMunayGaz JSC and PGD Services)

высокой, чем предполагалось ранее (рис. 3, 4). Это однозначно является следствием более качественной подготовки объектов к поисковому бурению, которая значительно улучшилась в результате привлечения более совершенных методик оценки геолого-геофизических данных и технической визуализации прогнозируемых объектов/ловушек нефти и газа на объемных моделях.

В связи с полученными новыми данными о нефтегазоносности поисковый интерес могут представлять зоны между Урихтау-Кожасайским, Жанажол-Синельниковским и Тузкумским валами. В пределах этих зон по опыту проведенных работ и с учетом возросших возможностей геолого-сейсмической интерпретации и сравнительного анализа данных высока вероятность

обнаружения новых залежей в пачках КТ-II и КТ-I. Данные предположения в полной мере подтверждаются обнаружением новых залежей УВ на структурах Урихтау Южный и Урихтау Восточный, расположенных в плане между крупными палеозойскими поднятиями Урихтау и Кожасай, Урихтау и Жанажол, соответственно (рис. 3). Таким образом, наблюдается высокая плотность расположения объектов, содержащих скопления УВ, в пределах всей Кенкияк-Жанажольской зоны поднятий. Плотное расположение в плане локальных поднятий в зонах между крупными выступами палеозоя – Урихтау, Кожасай, Жанажол, Трува Северная, Алибекмола, Синельниковская – в структурном плане местами носит линейный мозаичный характер (рис. 4). Не исключено, что причины этого явления и его характер

«унаследованы» от сложной структуры более глубоких древних толщ и процессов, которые в них происходили, а затем нашли отражение в структуре палеозойских отложений.

В этих условиях повышается роль уплотнения сетки сейсмических наблюдений 2D и 3D в зонах между крупными поднятиями в карбоне, где плотность профилей, как правило, была из объективных соображений невысокой.

Полоса по меридиану площадей Урихтау и Кожасай вызывает особый практический интерес, так как вдоль нее развитие на запад толщи КТ-I в разрезе постепенно утрачивается. Разрезы отдельных скважин на площадях Урихтауской зоны поднятий дают возможность более четко проследить данное изменение полноты разреза. В результате их изучения установлено, что ограничение в одном случае носит характер эрозионного выклинивания или литологического утонения. В другом варианте развитие толщи далее на запад ограничено меридиональными разломами.

Перспективны залегающие выше по разрезу и облекающие отдельные блоки крупных поднятий отложения нижней перми. По сейсмическим данным, толщина нижнепермского «заполнения» достигает 600–800 м, отложения формируют внутри себя «клиноформы» и, соответственно, широкий спектр различных по форме ловушек неструктурного типа. Представляют также значительный поисковый интерес относительно более глубокие (ниже КТ-II) интервалы разреза в связи с получением притоков УВ из карбонатных отложений в процессе бурения скважины проектной глубиной 6000 м на поднятии Урихтау.

Анализ вещественного состава и петрофизических свойств отложений указывает на увеличение проницаемости пород-коллекторов в зависимости от близости расположения к разлому и степени развития ареалов трещиноватости. В целом известно, что палеозойский комплекс с учетом проявления в нем разломной тектоники в различной степени характеризуется развитием трещиноватости, что весьма характерно для карбонатного разреза. Результаты работ на ряде площадей на востоке

Прикаспия позволяют судить о благоприятном влиянии разломов и трещиноватости на продуктивность палеозойских поднятий. В данном отношении можно выделить нефтегазоносность терригенных отложений визейского возраста и карбонатно-терригенных отложений каменноугольно-нижнепермского возраста на площадях Лактыбай и Акжар Восточный, соответственно. После получения значительного по масштабам фонтанного притока УВ в скважине № 1 Акжар Восточный бурение последующих скважин, заложение которых, в отличие от первой скважины, не учитывало фактор разломной тектоники, не дало результатов. С большой долей вероятности следует полагать, что в данном случае не проанализировано заложение новых скважин относительно разлома, и в целом сказалась недостаточность анализа модели предполагаемой залежи. С учетом этого одним из распространенных типов залежей может явиться «жильный» тип залежей, приурочиваемых к зонам разломов, разуплотнения и трещиноватости.

Стоит отметить слабую корреляцию между данными ГИС и опробования, а также непосредственно пластов-горизонтов между скважинами. Результаты проведенных работ свидетельствуют о том, что это является следствием повышенной сложности внутреннего строения резервуаров внутри карбонатной толщи. В связи с этим обозначается еще одна важная поисковая задача – в части проведения более тонкого анализа всех деталей разреза палеозойской структуры, в особенности на заключительном этапе по испытанию выделенных по ГИС и бурению перспективных интервалов. Оправданными в некоторых случаях в силу объективных причин и напряженного графика испытания (временные обязательства по контракту, ограниченные сроки сжигания попутного газа, фактор качества проведения испытания и др.) являются объединение и укрупнение объектов испытания в колонне, отдельно для КТ-II и КТ-I. Однако можно констатировать, что успех испытания все же определяется наибольшей полнотой проведения ГИС, в том числе имеющих приоритетное значение.

Сложность строения и неоднозначность геолого-геофизической интерпретации залегания подсолевого палеозойского разреза нередко имеют место и при достаточно высокой степени изученности, даже на разрабатываемых месторождениях. В качестве примера приведем сложность строения известных продуктивных пластов КТ-II и КТ-I в разрезе месторождения Алибекмола. Очевидно, в целях более детального изучения сложных по структуре подсолевых месторождений следует расширить перечень исследований за счет новых технологий (Sonic Scanner), вплоть до применения технологий межскважинного просвечивания, включающих многоазимутальное (МА) вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), 3D-ВСП, с широким привлечением лабораторных исследований по флюидам и керну.

Одновременно ставится задача дальнейшей проработки соответствующей методики по эффективному опробованию пластов-коллекторов в карбонатном разрезе. Применительно к карбонатам при анализе и определении перспективных интервалов для опробования следует акцентировать внимание на разрезе зоны развития трещиноватости, данные по которому можно получить благодаря возросшим возможностям методов ГИС. Результаты испытания перспективных объектов/интервалов в пачке КТ-II в последние годы (Тузкум, Урихтау, Урихтау Восточный, Урихтау Южный) демонстрируют довольно неоднозначный характер распределения нефтегазоносности по площади поднятий, сложное внутреннее строение и зональную изменчивость условий экранирования залежей. Об этом также свидетельствуют различия в характере и уровне интенсивности притоков УВ, наблюдавшиеся в ходе испытания в пачке КТ-II.

С этими выводами согласуются и новые данные о нефтегазоносности Тузкумского вала. Ранее по результатам бурения и исследования поисковой скважины РА-2-Т Тузкум при совместном испытании двух интервалов 4303–4315 м и 4227–4280 м (толща КТ-II) был получен слабый приток вязкой нефти. Эти обнадеживающие результаты, безус-

ловно, говорят о необходимости продолжения поисковых работ в этой зоне и указывают на продуктивность палеозойского комплекса (карбон) в разрезе Тузкумского вала. При благоприятных экономических условиях на данной площади целесообразно заложение скважины проектной глубиной 5600 м. Весьма перспективными также следует считать результаты комплексного изучения структурного плана и распределения УВ-залежей, выполненных в экспериментальном плане в центральной и северной (проблемной) частях месторождения Алибекмола. В числе интересных направлений комплексного подхода к анализу модели распределения залежей УВ по разрезу следует отметить применение новой технологии обработки 3D-сейсморазведки – дифракционного преобразования сигналов в методике MF. Полученный в результате преобразования материал хорошо коррелирует непосредственно с данными по дебитам УВ, накопленными в ходе опробования скважин. Как известно, дебит является важнейшим интегральным параметром, зависящим как от пористости и проницаемости резервуара, так и, возможно, от трещиноватости, латерального изменения мощности и ФЕС пород-коллекторов.

ВЫВОДЫ

1. С учетом сложной внутренней структуры порового пространства потенциал рекомендованных ранее по ГИС интервалов внутри карбонатных пачек КТ-II и КТ-I является еще не реализованным в полной мере.
2. ФЕС в породах толщи КТ-II в сравнении с породами толщи КТ-I представляются несколько меньшими в связи с более свободным водообменом и масштабом заполнения первичных пустот, большей площадью открытого шельфа.
3. Зона МКТ при определенных условиях может представлять поисковый интерес и содержать продуктивные пласты карбонатов. При проведении поисковых исследований необходим более тщательный детальный анализ данных по изучению МКТ – имеющиеся данные свидетельствуют о возможном развитии латеральных изменений коллекторских свойств и потенциале

обнаружения дополнительных залежей УВ (Алибекмола), что должно положительно сказаться на эффективности освоения действующих месторождений.

4. Главным диагностирующим критерием в оценке и выборе перспективных интервалов для испытания и вызова притока, как показали результаты проведенных за последние годы исследований, является фактор трещиноватости и разуплотнения широко распространенных в разрезе карбонатных пачек КТ-II и КТ-I.

5. 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 базе полных результатов интерпретации сейсмических данных. Ожидается установление более сложных структурных взаимосвязей между палеозойскими поднятиями и, соответственно, выявление более высокой плотности локальных структур. За счет этого высока вероятность определения дополнительных перспективных поисковых объектов и обнаружения новых залежей УВ, что в значительной мере подтвердилось на примере Урихтауской группы поднятий.

6. Новые возможности объемной сейсморазведки 3D наряду с высокой плотностью локальных палеозойских объектов по КТ-II и КТ-I позволяют рассматривать данный вид исследований как один из приоритетных методов. При благоприятных условиях и геолого-сейсмических характеристиках

не исключаются возможности существенного увеличения фонда локальных структур, также отвечающих всем необходимым поисковым критериям.

7. Региональные особенности прослеживания карбонатных толщ, характеризующихся закономерным эрозионным выклиниванием и, местами, ограничением распространения в западном направлении разломами, позволяют сделать акцент в поисковых работах на всей толще в целом. Данное более объективное понимание пространственного положения толщ представляется более благоприятным с точки зрения расширения площади территорий, перспективных для проведения поисковых работ, дает новые возможности для дополнительной региональной и количественной оценки нефтегазоносности и, вероятно, уточнения прогнозных ресурсов в сторону увеличения и потенциала территории в целом.

8. Нижнепермский комплекс в связи с недостаточным обоснованием и опытом работ в предыдущие годы на площадях Жанажол-Торткольской зоны поднятий в новых условиях вполне может стать важной областью поисковых работ на предмет выявления в нем новых залежей УВ в перспективных объектах, связанных с ловушками преимущественно неструктурного типа. В данном комплексе с учетом обновленной структурной основы на большей части восточного борта бассейна за счет данных 3D также возможно прогнозирование дополнительных объектов/ловушек для постановки поисковых работ.

9. Получение положительного результата в карбонатах верхнего девона на

поднятии Урихтау, унаследованный характер развития и региональные особенности осадконакопления Жанажол-Торткольской зоны поднятий, характеризующейся пластовым массивным залеганием карбонатных пачек КТ-II и КТ-I, указывают на возможность формирования третьей по глубине карбонатной пачки КТ-III, приурочиваемой к регионально нефтегазоносному верхнедевонско-нижнекаменноугольному интервалу палеозойского разреза.

Изучение более глубоких перспективных отложений девона и нижнего карбона, залегающих ниже нефтегазоносных резервуаров в пачках КТ-II и КТ-I, является вполне оправданным, поскольку прогноз нефтегазоносности девонских отложений в разрезе площадей, на которых уже была выявлена промышленная нефтегазоносность нижнего карбона (Карачаганак, Тенгиз, Ансаган, Чинаревская), со временем полностью подтвердился. Повышение глубинности исследований во всех отношениях является обязательным и необходимым условием в практике ГПП в целях обнаружения новых залежей и наращивания запасов УВ, увеличения потенциала действующих месторождений. В отношении палеозойских отложений восточной бортовой зоны Прикаспия для этого имеются благоприятные предпосылки.

10. Практическая реализация вышеуказанных предложений и рекомендаций позволяет получить новые данные и, без сомнений, придаст дополнительный импульс более целенаправленному изучению перспективных карбонатных толщ и сложнопостроенных глубокопогруженных объектов в палеозойской толще.

Литература:

1. Дальян И.Б., Головки А.Ю., Клоков Ю.В. О погребенных палеозойских рифах на востоке Прикаспия // Мат-лы Международных научных Надировских чтений «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса». Атырау, 2003. С. 35–45.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник / Под ред. А.А. Абдулина, Э.С. Воцалевского и Б.М. Куандыкова. М.: Недра, 1993. 247 с.
3. Утегалиев С.У. Научные основы выбора эффективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. М., 1991. 51 с.

References:

1. Dal'yan I.B., Golovko A.Yu., Klokov Yu.V. On Buried Paleozoic Riffs in the East of the Caspian Basin. In: Materials of the International Scientific Nadir Readings «Scientific and Technological Development of the Oil and Gas Complex». Atyrau, 2003, P. 35–45. (In Russian)
2. Oil and Gas Field of Kazakhstan. Reference Book. Edited by A.A. Abdulin, E.S. Votsalevsky and B.M. Kuandykov. Moscow, Nedra, 1993, 247 pp. (In Russian)
3. Utegaliev S.U. Scientific Foundation for the Selection of Effective Directions of Geological Prospective Works for Oil and Gas in the Pre-Caspian Depression: Author's Summary, Doctor's Thesis in Geological and Mineralogical Sciences. Moscow, 1991, 51 pp. (In Russian)