

УДК 553.982; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4.03>
<https://orcid.org/0000-0002-5994-7421>
<https://orcid.org/0000-0003-3564-0473>

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКО ПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



Ж.К. ШАРИПОВ,
кандидат PhD, директор
департамента геологии и
разработки месторождений,
Zh.Sharipov@qg.kz



А.А. ЖАНСЕРКЕЕВА,
PhD, проектный менеджер
департамента геологии и
разработки месторождений
A.Zhanserkeyeva@qg.kz

ТОО «QazaqGaz НТЦ»,
Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Алихан Бокейхан, 12

В статье рассмотрены геологическое строение и перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса восточного борта Прикаспийской впадины (ПВ). На основе обобщения и комплексного анализа результатов геологоразведочных работ (ГРП) и анализа геолого-геохимических критериев нефтегазоносности уточнено нефтегазогеологическое районирование и определены перспективные направления ГРП.

Подготовка новой УВ базы в пределах восточного борта ПВ может быть обеспечена за счет доизучения глубоко залегающих горизонтов девона-среднего карбона в установленных зонах нефтегазонакопления, так и в пределах слабо изученного Сакмаро-Кокпектинского сегмента пояса надигов Урала.

В пределах установленных нефтегазоносных комплексов КТ-I, КТ-II существует не реализованный УВ потенциал на глубинах 5-6 км. На примере площади Бозоба Западная рассмотрены перспективы нефтегазоносности визе-башкирских и нижнепермских отложений, отмечается роль дизъюнктивных нарушений в качестве элементов углеводородной системы. Примененный комплекс данных сейсморазведки МОГТ-3D и глубокого бурения позволил проинтерпретировать глубинные сейсмические разрезы, вплоть до глубин 7,0-7,5 км.

Средне-верхнедевонские отложения относятся к перспективным и не изучены детально бурением, для подготовки новой сырьевой базы углеводородного сырья в пределах

восточного борта ПВ рекомендуется проведение опережающих региональных сейсморазведочных работ и параметрического бурения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: восточный борт Прикаспийской впадины, подсолевой комплекс, строение, перспективы нефтегазоносности, нефтегазогеологическое районирование, углеводородные системы, нефтегазоматеринские породы, термическая зрелость.

ПРИКАСПИЙ ОЙПАТЫНЫҢ ШЫҒЫС БӨЛІГІНДЕГІ ТЕРЕҢ ҚАБАТТАРДЫҢ ҚҰРЫЛЫСЫНЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ МЕН МҰНАЙ-ГАЗДЫҚ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ

Ж. К. ШАРИПОВ, PhD кандидаты, департамент геологиясы және кен орындарын игеру директоры, Zh.Sharipov@qg.kz

А. А. ЖАНСЕРКЕЕВА, PhD, департамент геологиясы және кен орындарын игеру жобасының менеджері, A.Zhanserkeyeva@qg.kz

«QazaqGaz FTO» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, 010000, Астана қ., Әлихан Бөкейхан көшесі, 2

Мақалада Прикаспий ойпатының (ПО) шығыс жиегіндегі тұзасты кешенінің геологиялық құрылысы және мұнай-газ әлеуеті қарастырылған. Геологиялық барлау жұмыстарының (ГБЖ) нәтижелерін және мұнай-газ геохимиялық критерийлерін талдау негізінде мұнай-газ геологиялық аудандастыру нақтыланып, ГБЖ-ның перспективалық бағыттары анықталды.

ПО шығыс жиегінің шегінде жаңа көмірсутек базасын дайындау мұнай-газ жинақталған аймақтарда девон-орта карбон терең жатқан горизонттарын зерттеу және Урал жоталарының Сакмаро-Көкпекті сегментінің нашар зерттелген аймағы шегінде жүзеге асырылуы мүмкін.

Белгіленген мұнай-газды комплекстердің КТ-I және КТ-II шегінде 5-6 км тереңдікте жүзеге асырылмаған көмірсутек әлеуеті бар. Бозоба Батыс аумағының мысалында више-башкир және төменгі пермь шөгінділерінің мұнай-газ перспективасы қарастырылып, көмірсутек жүйесінің элементтері ретінде дизъюнктивтік бұзылулардың рөлі атап өтіледі. Қолданылған МОГТ-3D сейсморазведка және терең бұрғылау деректері 7,0-7,5 км тереңдікке дейінгі терең сейсмикалық қималарды интерпретациялауға мүмкіндік берді.

Орта-үстідевондық шөгінділер перспективті болып табылады және бұрғылау арқылы толықтай зерттелмеген, ПО шығыс жиегінде жаңа көмірсутек шикізаты базасын дайындау үшін өңірлік сейсморазведка және параметрлік бұрғылау жұмыстарын жүргізу ұсынылады. мыстарының нәтижелері бойынша Орал мұнай-газ перспективалы провинциясының шөгінді кешенінде жаңа құрылымдар анықталды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Шығыс Прикаспий ойпатының жиегі, тұзасты кешені, құрылымы, мұнай-газ перспективасы, мұнай-газ геологиялық аудандастыру, көмірсутек жүйелері, мұнай-газ аналық жыныстары, термиялық пісіп-жетілу.

CHARACTERISTICS OF THE STRUCTURE AND HYDROCARBON PROSPECTIVITY OF THE DEEPLY BURIED STRATA IN THE EASTERN PRECASPIAN BASIN

ZH. K. SHARIPOV, PhD candidate, Head of the Department of Geology and Reservoir Development, Zh.Sharipov@qg.kz

A. A. ZHANSERKEEVA, PhD, Project Manager of the Department of Geology and Reservoir Development, A.Zhanserkeyeva@qg.kz

«QazaqGaz HTЦ» LLP,
Republic of Kazakhstan, 010000, Astana, Alikhan Bokeykhan street, 12

The article examines the geological structure and oil and gas prospects of the pre-salt complex in the eastern Precaspian Basin (PB). Based on the synthesis and comprehensive analysis of geological exploration (GE) results and the analysis of geological-geochemical criteria for hydrocarbon potential, the oil and gas geological zoning has been updated, and effective directions for GE have been identified.

The justification of a new hydrocarbon resources base within the eastern PB margin can be ensured by further investigating of the deeply buried Devonian-Middle Carboniferous horizons in the known petroleum plays, as well as within the less explored Sakmar-Kokpektinsky segment of the Ural fold-and-thrust belt.

Within the productive KT-I and KT-II formations, there is an unrealized hydrocarbon potential at depths of 5-6 km. Using the example of the Bozoba West area, the oil and gas prospects of the Visean-Bashkirian and Lower Permian strata are examined, highlighting the significance of faults as elements of the hydrocarbon system. The applied set of 3D seismic survey data and deep drilling allowed for the interpretation of deep seismic sections, up to depths of 7.0-7.5 km.

The Middle-Upper Devonian strata are considered prospective but have not been extensively explored by deep drilling. To establish a new hydrocarbon resource base within the eastern Precaspian Basin margin, it is recommended to conduct advanced regional seismic surveys and parametric exploration drilling.

KEY WORDS: Eastern Precaspian Basin margin, pre-salt complex, structure, oil and gas prospects, oil and gas geological zoning, hydrocarbon systems, source rocks, thermal maturity.

Введение. Решение проблемы оценки перспектив нефтегазоносности глубоко погруженных комплексов нижнего девона-нижней перми в пределах восточного обрамления Прикаспийской впадины (ПВ) во многом определяет выбор направлений геологоразведочных работ (ГРП) и формирование долгосрочной стратегии по развитию нефтегазового сектора Республики Казахстан.

Доля неразведанных запасов УВС в пределах Прикаспийской синеклизы остается высокой, по разным оценкам 50-75%, при этом углеводородный потенциал многими исследователями связывается с глубоко залегающим верхнепалеозойским подсолевым комплексом (Абилхасимов Х.Б., Куандыков Б.М., Волож Ю.А., Антипов М.П., Жемчугова В.А., Хераскова Т.Н. и др.).

В последние годы намечился качественно новый этап исследований по изучению и оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений, в том числе восточного борта ПВ на больших глубинах (до 5,0–6,5 км).

Результаты ГРП на площадях Акжар Восточный, Урихтау, Урихтау Восточный, Бозоба Западная позволяют по-новому оценить перспективы нефтегазоносности глубоко погруженных карбонатных и карбонатно-терригенных отложений Жанажол-Торткольской и Темирской зоны, где уже установлены промышленные залежи УВ и выделяется ряд перспективных объектов для доопискования.

Подсолевой комплекс ВБЗ в тектоническом плане приурочен к восточному геоблоку фундамента и по структурно-формационному строению верхнепалеозойских отложений объединяется в Эмбенско-Актюбинскую зону дислокаций (рисунк 1).

Геолого-геофизическая изученность восточного борта ПВ отличается неравномерностью по площади и по разрезу, что обуславливает необходимость пересмотра

модели формирования углеводородных систем и обоснования дальнейших направлений геологоразведочных работ.

Геологическое строение. Результаты региональных и поисковых площадных сейсморазведочных работ позволяют детально проследить границы основных структурных элементов и выделить сеймостратиграфические комплексы. При этом следует отметить, что качество волновой картины для подсолевого комплекса в большинстве случаев не позволяет установить седиментационную структуру и хроностратиграфические границы внутри карбонатных платформ [1-3].

Восточная граница Прикаспийской синеклизы проходит по Сакмаро-Кокпектинскому надвигу субмеридионального направления. В результате бурения поисковых, разведочных и параметрических скважин в пределах восточной бортовой зоны ПВ установлено две карбонатные платформы – Темирская на севере и Жанажол-Торткольская на юге (*рисунок 1*). Сакмаро-Кокпектинский сегмент, относимый к поясу надвигов Южного Урала, ограничивает Прикаспийскую впадину с востока и устанавливается по серии геолого-геофизических профилей, серия слепых надвигов прослеживается на уровне отложений девона-карбона, которые не охарактеризованы бурением в настоящее время [5-7].

Восточный борт ПВ представляет собой переходную зону с запада на восток (протяженностью до 120 км) с постепенным затуханием соляной тектоники и переходом к нижнепермским молассовым формациям Актюбинского Приуралья и Остансукского прогиба [1-4].

Заложение карбонатных платформ длительного развития связано с выступами фундамента. Темирская карбонатная платформа формировалась в условиях девонской пассивной окраины, характеризуется сложным литолого-фациальным строением, начиная с позднемосковского времени погружалась в сторону Остансукского прогиба, заполняемого молассовыми синколлизонными отложениями с Мугоджарского микроконтинента.

Темирская изолированная карбонатная платформа представляет собой крупную структурную единицу меридионального простирания размером 70x14 км., выявленная Актюбинской геофизической экспедицией в 1964 г. В южном направлении отделяется от Жанажол-Торткольского карбонатного массива субширотным Шенгельскийским (Кенкияк-Алибекский) разломом. Многими авторами отмечается условность выделения данного разлома из-за отсутствия прямых доказательств по сейсмическим разрезам, предполагается его древнее заложение вследствие сдвига. По субширотному Шенгельскийскому разлому граница восточного геоблока ПВ сдвигается и происходит постепенное изменение простирания палеозойских структур (*рисунок 1*). Предполагается существование разломов вдоль восточной погруженной части Темирской изолированной карбонатной платформы, которая еще не закартирована.

По данным сейсмоки установлены седиментационные карбонатные уступы на западном склоне Темирской изолированной карбонатной платформы высотой 700-1000 м, характеризующиеся проградационным характером (*рисунок 2*). Качество сейсмических данных в большинстве случаев не позволяет проследить внутреннее строение карбонатных платформ, по ОГ П₂ Темирская изолированная карбонатная

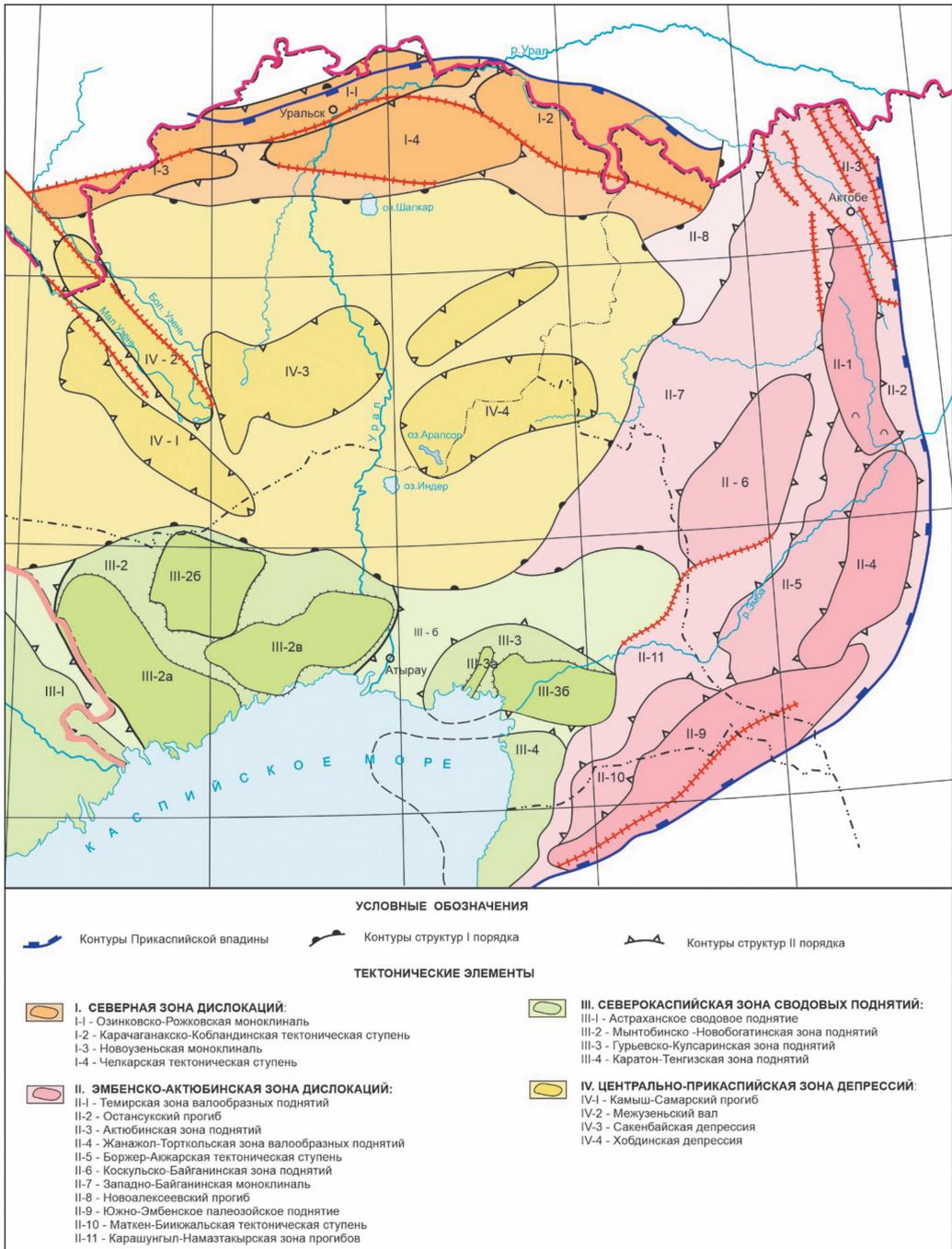


Рисунок 1 – Схема тектонических элементов Прикаспийской синеклизы по палеозойскому комплексу (по материалам Абилхасимова Х.Б., 2008, с изменениями)

платформа полого погружается в восточном направлении в сторону Остансуцкого прогиба. Мощность карбонатных отложений между ОГ P_3 и P_2 достигает в среднем 1600-2000 м. В связи с этим, изучение литолого-фациального строения Темирской изолированной карбонатной платформы с позиции секвенс-стратиграфии и хроностратиграфической корреляции является актуальным направлением геологических исследований с целью обоснования ловушек неструктурного типа.

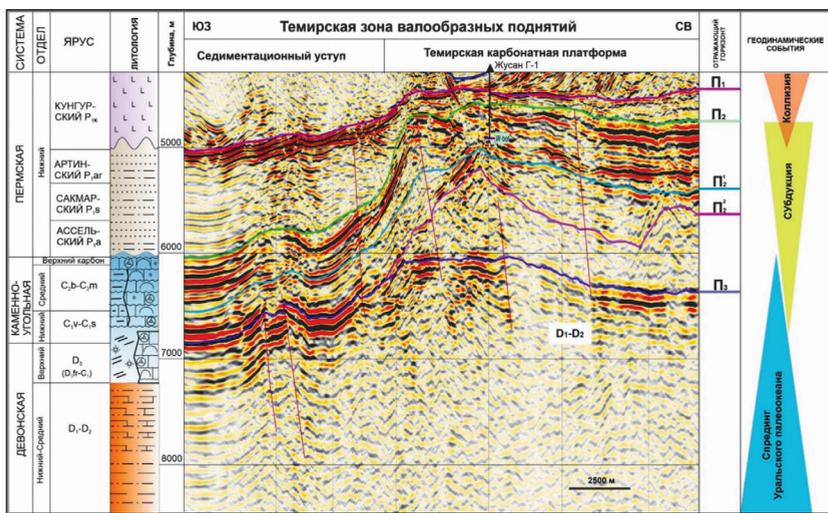
По мнению ряда исследователей, в формировании ловушек карбонатных платформ востока ПВ на границе с Южным Предуральем большое значение имела надвиговая тектоника, которая контролировала размещение нефтегазовых месторождений и перспективных структур [2, 7].

Современные представления о тектоническом строении ПВ основаны на мобилистской концепции, согласно которой формирование Прикаспийского осадочного бассейна (ПОБ) в позднем палеозое связано с условиями пассивной континентальной окраины Восточно-Европейского палеоконтинента и Уральским палеоокеаном [7, 8].

Сейсмогеологическая характеристика. Получение сейсмического материала высокого качества в течение последних десятилетий в результате цифровизации регистрирующей и обрабатывающей аппаратуры при проведении полевых работ с 1980-х гг. и развитие новых методов геологического анализа на основе секвентной стратиграфии (sequence stratigraphy) позволяет по-новому оценить перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса ПОБ.

В подсолевом разрезе восточного борта в зависимости от сейсмогеологических условий и общей стратиграфической мощности прослеживается от 3 (на выступах фундамента) до 8 (в прогибах) сейсмических границ.

Стратиграфическая полнота разреза отложений девона-карбона сокращается от бортовых зон к центру ПВ, также происходит фациальное замещение мелко-дно-шельфовых карбонатных отложений относительно глубоководными, образованными вследствие некомпенсированного прогибания.



Рисунки 2 – Тектоностратиграфический разрез через седиментационный уступ Темирской карбонатной платформы, западный склон, фрагмент глубинного сейсмического разреза по профилю PA-TP-201127 [8]

Предполагается, что в основании выступов по девону залегает обширная область приподнятого залегания поверхности фундамента, известная как Астраханско-Актюбинская система выступов, занимающая значительную часть южного, юго-восточного и восточного сегмента ПВ и коррелируемая с закономерностями распространения аномалий магнитного поля [1-5]. По результатам новейшего анализа гравитационного и магнитного полей фундамент Прикаспийской синеклизы характеризуется выраженным блоковым строением, которое контролирует мощность и строение осадочного чехла [10].

По геофизическим данным в разрезе подсолевого комплекса пород востока Прикаспийской впадины выделяются следующие опорные отражающие горизонты (ОГ): П₃, П₂₁, П₂, П₁ (кровля подсолевого комплекса).

Стратификация ОГ П₃ остается дискуссионной вследствие отсутствия глубоких скважин для сейсмостратиграфической привязки, условно относится к подошве карбонатов верхнего девона (кровля терригенного девона).

Разрез скв. Кумсай П-4 для девона наиболее детально охарактеризован палеонтологическими исследованиями и принят за основу при составлении сводного разреза девонских отложений восточной борты ПВ и дополнялся данными из других скважин (Макарова С.П., ЮУО ВНИГНИ; Ахметшина Л.З., КазНИГРИ, 1993). Отложения нерасчлененного нижнего девона и эйфельского яруса среднего девона выделены в интервале 5376–6024 м толщиной 648 м. Рассматриваемый комплекс представлен перекристаллизованными биокластовыми грейнстоунами, микробиальными сгустково-водорослевыми известняками темно-серого до коричневатого-серого цвета. Живетский ярус скв. Кумсай П-4 в интервале 5155–5376 м согласно залегает на отложениях эйфельского яруса и сложен биокластовыми вакстоунами и пакстоунами с детритом кораллов, криноидей и брахиопод с богатым комплексом фораминифер (кальцисфер?), присутствуют прослойки табулятов. Франский ярус верхнего девона установлен в интервале 4830–5155 м, сложен плотными микробиальными известняками с примесью биокластов. Кровля верхнего девона в скважине П-4 проведена по подошве известняковой брекчии на глубине 4830 м. По материалам ГИС и микропалеонтологическому анализу девонские отложения скв. Сев. Бозоба Г-9 коррелируются с разрезом скв. Кумсай П-4 [5].

Отражающий горизонт П₂ приурочен к кровле нижней карбонатной толщи (КТ-II). По данным бурения, толща между горизонтами П₃ и П₂ представляет собой единый карбонатный массив верхнедевонско-башкирского возраста. Перепад абсолютных отметок достигает 1300 м при их изменении от -4200 м (кровля Темирской карбонатной платформы) до -5550 м.

Материалы и методы исследований. В качестве основного метода исследования использован комплексный анализ результатов интерпретации сейсморазведки МОГТ 2Д-3Д и глубокого бурения в пределах восточной борты ПВ, также при обобщении привлечены относительно новые материалы, полученные на площади Бозоба Западная. Проведено обобщение геолого-геофизической и геохимической изученности глубоко погруженных отложений верхнего девона-среднего карбона и даны рекомендации по перспективным направлениям ГРП.

Привлечены результаты диссертационных исследований [8], в рамках которых впервые проведено обобщение новейших геохимических исследований нефтей и

органического вещества (ОВ) подсолевых отложений, выделены ключевые геохимические критерии при корреляции нефтей, определены генетические группы нефтей [8]. На основе бассейнового анализа, корреляции нефть-нефть, нефть-ОВ экстрактов впервые выделены две углеводородные системы (УВ-системы) в подсолевом комплексе восточного борта ПВ.

Геохимические исследования подсолевых отложений ПОБ с использованием новейших аналитических методов (пиролиз RockEval, газовая хроматография, биомаркерный анализ и фингерпринтинг) начались сравнительно недавно и позволяют изучить тип керогена, степень его катагенетического преобразования, выделить генетические типы нефтей и определить условия осадконакопления нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) при диагенезе.

Обсуждение и результаты. На площади Бозоба Западная по результатам разведочного бурения вскрыты карбонатные отложения серпуха-башкира, представленные светло-серыми органогенно-детритовыми известняками типа пасктоун, мадстоун, с прослоями грейнстоунов.

В верхней части нижнего карбона (веневский горизонт) вскрыты карбонатные отложения толщиной 44-98 м (светло-серые плотные известняки, аргиллиты черные, битуминозные, известковистые, тонкослоистые). Вскрытый бурением разрез нижнего карбона (C_{1v1}) представлен толщей переслаивающихся пород из плотных аргиллитов, алевролитов, известковых песчаников, малоамплитудных прослоев известняков.

По результатам сейсморазведочных работ 3Д на площади Бозоба Западная, проведенных в 2005-2007 гг., были уточнены структурные карты по ОГ V, VI, Д, П₁, П₂, П₂¹, П₃. Поднятие Бозоба Западная по ОГ П₂ состоит из двух сводов, северного и южного, примыкающих непосредственно к бровке карбонатного уступа. Структура представляет собой массивное двусводовое карбонатное тело субмеридионального простирания, осложненное рядом малоамплитудных поднятий. Структура оконтуривается изогипсой минус 4375 м, и характеризуется на сейсмических профилях резким увеличением толщины отложений КТ-II (рисунки 3). Северный свод, размерами 2,5х6,0 км при амплитуде 300 м, имеет овальную форму и оконтуривается изогипсой – 5200 м. Южный свод отделяется от северного небольшой седловиной, по изогипсе – 5200 м площадь структуры 3,5х6 км при амплитуде 150 м. Южный свод нарушен тектоническим нарушением со смещением до 140 м. В целом, поднятые и опущенные блоки между собой контактируют через систему взбросов и сдвигов.

Карбонатный уступ по ОГ П₂ имеет пологий характер, высота достигает 500 м (рисунки 3, 4). Выделяемое по данным сейсморазведки МОГТ-3Д карбонатное тело входит в состав более крупного Бактыгарын-Кенкиякского поднятия, осложненного рядом локальных поднятий по поверхности верхнедевонских карбонатов.

По ОГ П₃ обособляется крупное карбонатное тело с размерами 4,5х13 км вытянутое в северо-западном направлении с амплитудой, предположительно достигающей 300 м, оконтуривается изогипсой – 5600 м. В надсолевых отложениях выделяются зоны развития песчаных толщ, приуроченных к отложениям триаса и верхней перми.

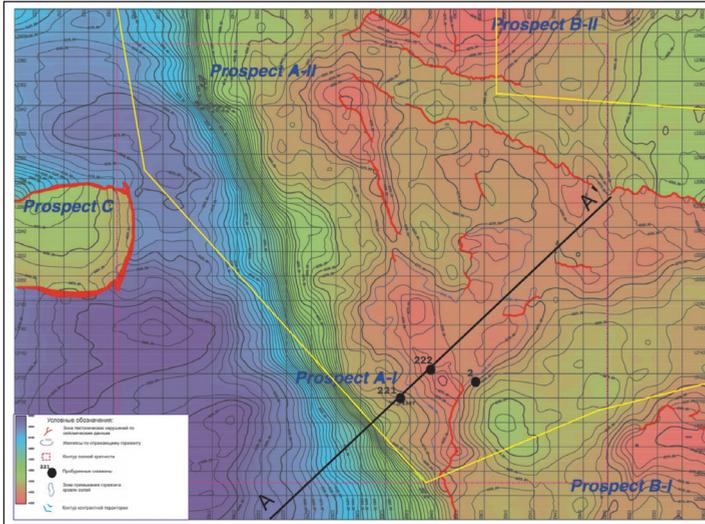


Рисунок 3 – Структурная карта по отражающему горизонту П2, Бозоба Западная

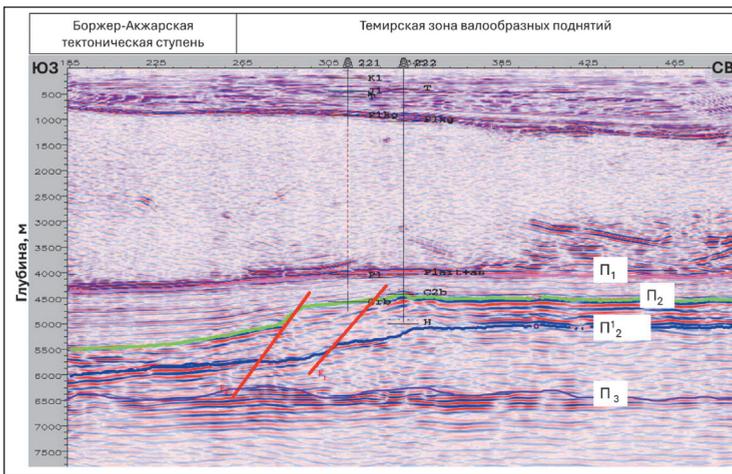


Рисунок 4 – Сейсмогеологический разрез через скважины 221 и 222, Бозоба Западная (расположение профиля по линии AA' приведено на рисунке 3)

На участке Бозоба Западная пробурено 2 поисково-разведочные скважины – скв. 221 (ТД 4832 м) и скв. 222 (ТД 5017 м). При испытании интервала 4621-4647 м из отложений КТ-II в скв. 221 получен приток технической воды с признаками нефти дебитом 57,6 м³/сут, а при испытании в интервале 4528-4544 м из отложений асельского яруса получен приток нефти расчетным дебитом 15 м³/сут.

В 2007 г. пробурена скважина 222, в интервале 4445-4433,5 м из башкирских отложений получен приток нефти дебитом 27 м³/сут при 5 мм штуцере. В результате анализа данных ГИС, опробования и детальной пластовой корреляции разрезов скважин, пробуренных в пределах площади Западная Бозоба, выделены следующие продуктивные горизонты:

- в башкирских отложениях – нефтяной горизонт C_{2b-I} ;
- в серпуховских отложениях – нефтяной горизонт C_{1s-I} .

Продуктивный горизонт C_{2b-I} по комплексу ГИС в скважинах 221 и 222 нефтенасыщенный. Ловушка горизонта C_{2b-I} представляет собой брахиантиклиналь, разбитую сбросом на блоки II и III. По II блоку минимальная глубина залегания кровли коллектора минус 4387,7 м, на контуре нефтеносности – минус 4404,9 м, высота залежи – 17,2 м. По III блоку минимальная глубина залегания кровли коллектора – минус 4206 м, на контуре нефтеносности – минус 4218,2 м, высота залежи – 12,2 м. Общая высота ловушки 198,9 м, эффективная мощность коллектора по ГИС составляет 7,7 м и 8,8 м, средневзвешенный коэффициент пористости по II блоку – 0,108 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,556 д.ед., по III блоку – 0,097 д.ед и 0,768 д.ед. соответственно. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по II блоку на отметке минус 4404,9 м по подошве нефтенасыщенного пласта – коллектора в скв. 221, по III блоку в скв. 222 на отметке минус 4218,2 м.

Мощность *продуктивного горизонт C_{1s-I}* в скв. 221, по данным ГИС, составляет 8,4 м, общая эффективная толщина коллектора 4,9 м, нефтенасыщенная 4,9 м. Средневзвешенный коэффициент пористости по горизонту – 0,092 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,487 д.ед. ВНК условно принят на отметке минус 4437,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора.

Таким образом, залежи нефти пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные. Коллекторами являются карбонатные и терригенные песчано-алевритовые породы.

Нефтегазоносность. Установленная промышленная нефтегазоносность в пределах восточного борта ПВ преимущественно связана с визе-башкирскими (КТ-II) отложениями Жанажол-Торткольского и южного окончания Темирского карбонатных массивов (Кенкияк). Наиболее изучены буровыми работами визе-башкирские отложения Жанажол-Торткольского карбонатного массива, в пределах которого установлены промышленные скопления УВ (месторождения Жанажол, Алибекмола, Кожасай, Мортук Восточный, Синельниковское).

В подсоловом комплексе ВБЗ месторождения нефти и газа приурочены преимущественно к мелководно-шельфовым карбонатным формациям визе-башкира. На современной стадии геологической изученности стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает отложения он нижнего карбона (визе) до нижней перми, выделяются четыре нефтегазоносных комплекса (НГК): нижнекаменноугольный терригенный, верхневизейско-нижнемосковский карбонатный (КТ-II), верхнекаменноугольный карбонатный (КТ-I) и нижнепермский терригенный в соответствии с *рисунком 5*.

В разрезе скважин в полном объеме представлены первая (КТ-I) и вторая (КТ-II) карбонатные толщи, которые приняты за основу при литолого-стратиграфическом расчленении ниже-среднекаменноугольных отложений. Карбонатные толщи КТ-I и КТ-II разобщены преимущественно терригенной толщей подольского горизонта верхнемосковского подъяруса.

Перспективные девонские отложения. Средне-верхнедевонские отложения относятся к перспективным и не изучены детально бурением. На площади Урихтау

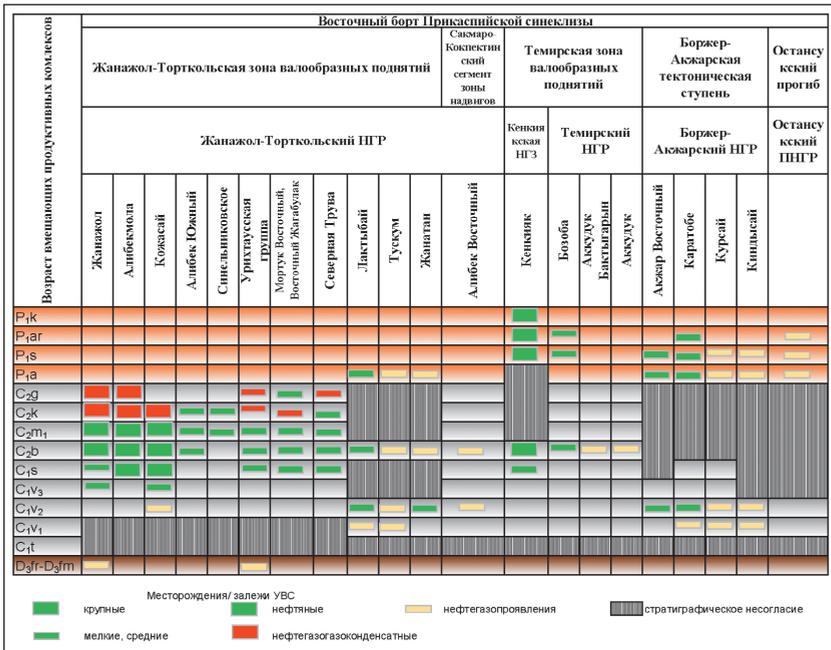


Рисунок 5 – Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в пределах восточной бортовой зоны [8]

в пределах западного обрамления Жаназол-Торткольской зоны в процессе бурения скв. Урихтау 5 в интервале 4966-4975 м наблюдались повышенные газопоказания до 52% (преимущественно метановый ряд). В связи с повышенными газопоказаниями керн отобран в интервалах 4972,6-4982 м, 5090-5108,4 м, 5220-5229,3 м, 5325,8-5335 м, в керне отмечены признаки УВ, вынос керна составил 40,9 м (98,55%). В интервале бурения 5361-5374 м получено газопроявление и прихват инструмента, расчетное значение пластового давления составило 854 атм. Скважина была законсервирована, остались не извлеченными 2866 м бурильных труб. По данным лабораторного анализа в пробах газа и пластового флюида отмечено низкое содержание серы и сероводорода – до 0,024% (по данным НИИ “Каспиймунайгаз”).

В разрезе девона по итогам проведения сейсморазведки 3Д на площади Урихтау установлен карбонатный риф по ОГ R, развитие аналогичных глубоко погруженных структур на уровне девона требует дальнейшего изучения с использованием современных геофизических методов. По итогам бурения наклонной поисковой скважины Урихтау-5 (глубина забоя 5374 м) на площади Урихтау (2013-2014 гг.) вскрыты перспективные карбонатные отложения верхнедевонского (фаменского) возраста в интервале 4948-5374 м. [7-9].

В максимальном объеме девонские отложения вскрыты на Темирской карбонатной платформе, где они представлены известняками нижнего, среднего и верхнего отделов девона, которые со стратиграфическим несогласием перекрываются карбонатными отложениями верхнего визе, из разреза выпадает толща терригенных отложений средне-нижневизейского возраста, которая имеет широкое развитие на Жаназол-Торткольском карбонатном массиве [10].

Глубоко погруженная карбонатная толща КТ-III вскрыта четырьмя скважинами на Темирском своде (Бактыгарын Г-1, Кумсай П-4, Сев. Бозоба Г-9, Аккум П-1). На Боржер-Акжарской тектонической ступени девонские карбонаты вскрыты скв. Акжар Восточный Г-5 (нижний девон), скв. Урихтау-5 предположительно вскрыла кровлю микробиальных известняков позднефаменского возраста. В каждой из рассмотренных скважин мощность и стратиграфическая полнота девонских отложений варьирует в зависимости от структурной приуроченности.

На Боржер-Акжарской тектонической ступени к западу от Жанажол-Торткольской зоны девонские известняки вскрыты скважиной Восточный Акжар Г-5 в интервале глубин 5808–5673 м толщиной 135 м. Нижнедевонский возраст карбонатных отложений в скважине Акжар Восточный Г-5 установлен на основании палеонтологических исследований Л. Н. Ивановой и Д. А. Кухтинова (НВ НИИГиГ).

Литологически девонские отложения представлены плотными скрытокристаллическими коричневато-серыми известняками типа мадстоун-пакстоун, в свежем сколе отмечается резкий запах бензина. Карбонатные отложения залегают на предположительно метаморфизованных вулканогенно-осадочных породах фундамента. На основе петрографических исследований кернового материала Урихтау-5 карбонатные породы КТ-III преимущественно представлены микробиальными известняками. На основе петрографического анализа образцов керна из кровельной части КТ-III скважины Урихтау-5 установлены ископаемые формы синезеленых водорослей *Renalcis* и *Eryphyton* [9], которые имели широкое распространение в мелководных морях в девоне. Терригенные породы девонского возраста установлены по результатам бурения скв. Г-6 Изимбет, Г-4 Алибекмола и К-32 Кокпекты, пробуренными в зоне сочленения ВБЗ и Сакмаро-Кокпектинской зоны надвигов [7].

На месторождении Жанажол, по данным петрографических и седиментологических исследований, установлены парасеквенсы мощностью 3–10 м, отражающие региональное снижение относительного уровня моря в башкирское время [8]. Структурно-генетические типы известняков характеризуются значительным разнообразием, выделяются фузулиново-фораминиферовые пакстоуны-грейнстоуны, переслаивающиеся с онкоидными, пелоидными пакстоунами и микробиальными водорослевыми известняками.

В толще девонских карбонатных отложений по результатам обработки материалов ГИС, в скв. Акжар Восточный Г-5 в интервале глубин 5860–5792, 5758–5771 м и 5715–5688 м выделены пласты-коллекторы, которые характеризуются коэффициентом пористости от 6 до 16%. При испытании интервала 5810–5792 м получен приток нефти дебитом 0,007 м³/сут., плотностью 0,838 г/см³.

Стратиграфическая принадлежность КТ-III на Темирской карбонатной платформе к нижнему и среднему девону установлена по палеонтологическим исследованиям Макаровой С. П. (ЮУО ВНИГНИ), Ахметшиной Л.З (КазНИГРИ, 1993) и др. в скв. Кумсай П-4 и Бактыгарын Г-1.

Геохимические предпосылки нефтегазоносности. Нефти из среднекаменноугольных карбонатных отложений имеют схожий облик с нефтями из нижнепермских терригенных отложений на месторождении Кенкияк, Бозоба что может

указывать на вертикальную миграцию легкоподвижных компонентов из единого очага генерации, расположенного на уровне нижнего-среднего девона. Нефти КТ-II месторождений Алибекмола и Кожасай имеют значительное сходство с нефтями месторождения Жанажол на основе сопоставления хроматограмм. Сравнивая нефть месторождений Кенкияк, Жанажол, Кожасай, Алибекмола, можно отметить общую степень термической зрелости. Средне-верхнедевонские карбонатные и глинисто-карбонатные отложения, образовавшиеся в слабо-окислительных условиях, первые достигли ГФН в поздне триасовое время, с чем может быть связана более ранняя зрелость для нефтей КТ-II на месторождениях Алибекмола и Кожасай. Высокая степень корреляции нефтей месторождений Кожасай и Алибекмола указывает на широкое площадное развитие глубоководно-шельфовых глинисто-карбонатных НГМТ в стратиграфическом интервале среднего-верхнего девона. На основе перечисленных геолого-геохимических критериев выделяется *Жанажол-Торткольская средне-верхнедевонская УВ-система* (рисунок 6).

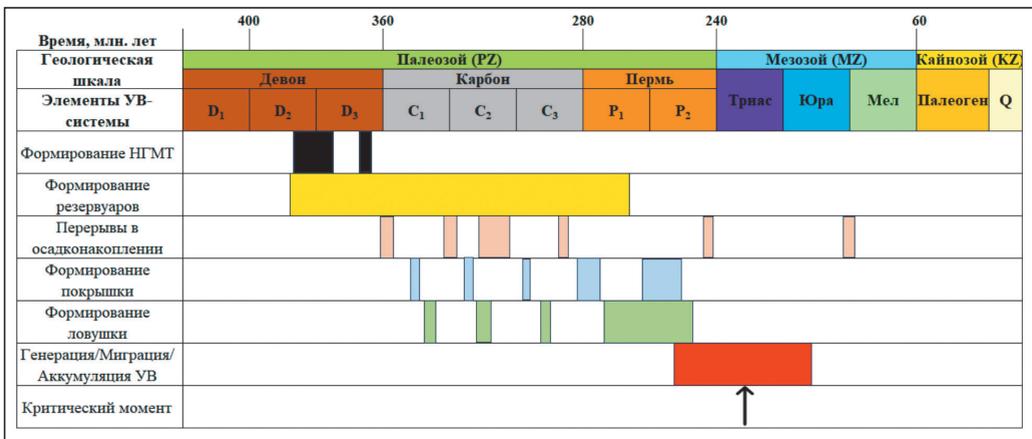


Рисунок 6 – Диаграмма событий для средне-верхнедевонской УВ-системы Жанажол-Торткольской зоны

По комплексу геохимических характеристик, нижнекаменноугольные терригенные отложения Боржер-Акжарской ступени частично вошли в ГФН, неравномерная степень катагенетической зрелости обуславливает формирование коллекторов типа «акжариты», когда исходная НГМТ также является и коллектором. УВ предположительно являются сингенетичными, скопления УВ контролируются палеогеографическими условиями и типом ОВ. На основе комплексного анализа установлена *Боржер-Акжарская нижнекаменноугольная УВ-система* (рисунок 7).

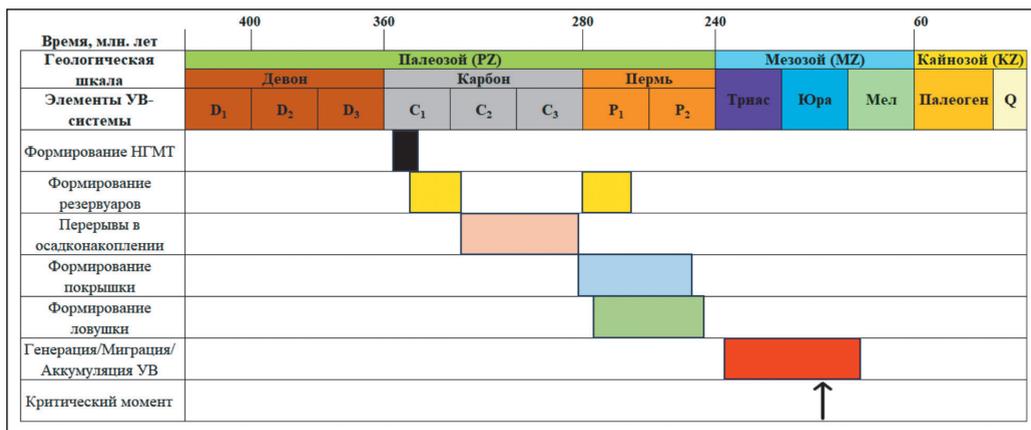


Рисунок 7 – Диаграмма событий для нижнекаменноугольной УВ-системы Боржер-Акжарской зоны

Литолого-стратиграфические комплексы нижнего карбона и нижней перми на площади Акжар Восточный, граница которых представляет собой скрытое стратиграфическое несогласие, характеризуется относительно высоким генетическим потенциалом ($PP=1,1-22,6$ мг/УВ) и более высокой термической зрелостью по сравнению с вышележащими среднекаменноугольными отложениями, степень катагенетической зрелости соответствует грациям катагенеза $МК_1-МК_2$. Исходное ОВ относится к сапропелевому типу II, генерирующее жидкие УВ. Условия образования исходных НГМТ связаны с обстановкой закрытых озер.

Нефти, выявленные в нижнекаменноугольной терригенной толще на месторождении Лактыбай, более зрелые относительно нефтей КТ-II Алибекмола и Кожасай, что дает основание говорить о их генерации на более позднем этапе термической эволюции осадочного бассейна. Молекулярные признаки биомаркеров свидетельствуют о том, что формирование этих нефтей происходило из ОВ, накопившегося в алевролито-глинистых отложениях в прибрежно-морских условиях. При корреляции нефтей и экстрактов их нижнекаменноугольных отложений месторождения Лактыбай установлено генетическое сходство.

Нефть из терригенных отложений нижнего карбона площади Лактыбай генерированы из НГМТ с морским типов ОВ. Для нефтей месторождения Лактыбай также характерны высокие концентрации диастеранов, характерные для глинистых и в меньшей степени карбонатно-глинистых НГМТ. На основе сравнительного биомаркерного анализа можно сделать вывод, что НГМТ для нефтей месторождения Лактыбай являются глинистые и карбонатно-глинистые отложения, образованные в слабо окислительных условиях ближнего мелководного шельфа.

Карбонатные отложения КТ-III скв. Урихтау-5 характеризуются бедным генерационным потенциалом, но могут выступать в качестве резервуаров для ниже-средневоновской УВ-системы при развитии вторичной пористости и трещиноватости.

Региональной покрывкой служит мощная сульфатно-галогенная толща кунгурского яруса, в качестве локальных покрывок выступают слабопроницаемые толщи внутри подсолевого комплекса.

Нефтегазогеологическое районирование. Сокращение объемов и низкая эффективность геологоразведочных работ за последние десятилетия в пределах ВБЗ вызывают необходимость прогнозирования и локализации перспективных зон генерации и нефтегазонакопления на основе научного анализа и геологического обобщения. В связи с этим уточнение нефтегазогеологического районирования является актуальным.

Вопрос обоснования критериев и подходов для нефтегазогеологического районирования ПВ остается дискуссионным. Использование преимущественно структурного подхода обуславливает многообразие схем нефтегазогеологического районирования, при этом структурно-генетический фактор, учитывающий процессы генерации и миграции УВ во времени, остается без должного внимания.

Нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП) для подсолевого верхнепалеозойского комплекса включает следующие иерархические единицы:

- Нефтегазоносные области (НГО)
- Нефтегазоносные районы (НГР)
- Потенциально нефтегазоносные районы (ПНГР)
- Нефтегазоносные зоны (НГЗ)
- Потенциально нефтегазоносные зоны (ПНГЗ)

К НГР отнесены районы, где уже выявлены месторождения нефти и газа в подсолевом или надсолевом комплексе отложений, к потенциальным НГР отнесены районы, в пределах которых получены единичные притоки нефти или газа, а также установлены многочисленные признаки углеводородов в керновом материале пробуренных структурно-поисковых и глубоких скважин.

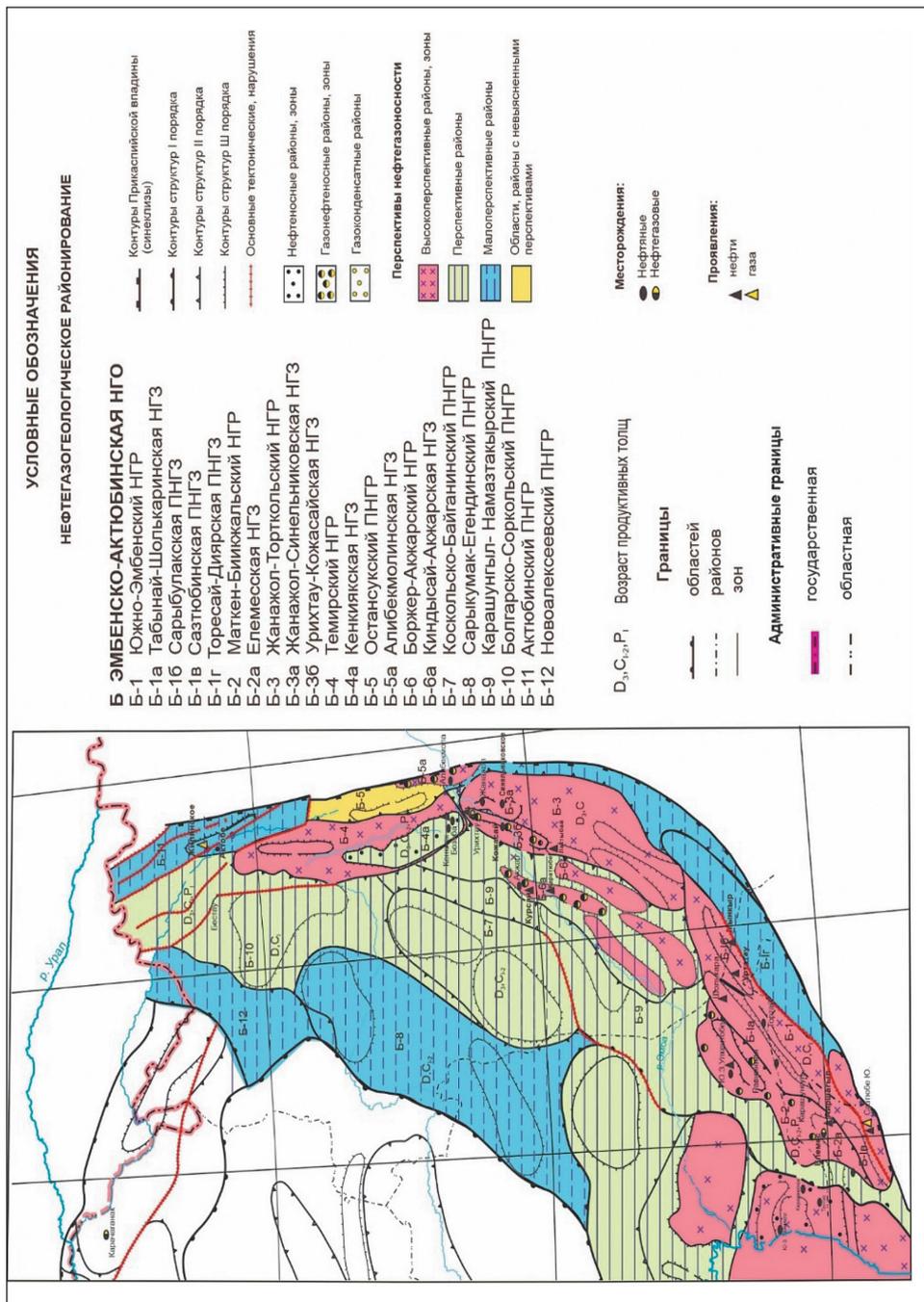
На основе литолого-стратиграфического, формационного строения и нефтегазоносности подсолевого комплекса ВБЗ в пределах Эмбенско-Актюбинской НГО выделены нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные районы и зоны (*рисунок 8*).

В пределах Жанажол-Торткольского НГР и Алибекмолинской НГЗ залежи нефти и газа связаны преимущественно с продуктивными горизонтами КТ-I и КТ-II на месторождениях Жанажол, Синельниковское, Северная Трува, Кожасай, Урихтау, Алибекмола, Алибек Южный, Жагабулак Восточный, Мортук Восточный. С терригенными нижнекаменноугольными отложениями связаны залежи нефти на месторождениях Лактыбай и Жанатан.

В Кенкиякской НГЗ залежи нефти связаны с карбонатными каменноугольными резервуарами, терригенными отложениями нижней перми, а также терригенными отложениями верхнепермско-триасового и юрского возрастов надсолевого комплекса (Кенкияк подсолевой, Кенкияк надсолевой).

В пределах Боржер-Акжарского НГР установлены промышленные скопления УВС в терригенных нижнекаменноугольных и нижнепермских отложениях подсолевого комплекса (Акжар Восточный) и терригенных коллекторах надсолевого комплекса (Акжар надсолевой, Каратобе, Каратобе Южное). По результатам геохимических исследований нефти из подсолевого и надсолевого структурно-дислокационных этажей относятся к единой генетической группе, но нефти надсолевого комплекса Каратобе Южное относительно более термические зрелые.

Рисунок 8 – Схема нефтегазгеологического районирования подсолевого комплекса востока Прикаспийской впадины на основе геолого-геохимического обобщения [8]



Заключение и выводы. Интерес к изучению глубокозалегающих отложений верхнего девона и нижнего-среднего карбона восточной части ПВ определяется их региональным распространением, наличием благоприятных структурно-тектонических, литофациальных, геохимических и геотермических факторов.

Обоснование новых объектов для постановки бурения необходимо проводить на основе применения новейших методов обработки, методологии интерпретации и моделирования геолого-геофизических данных с использованием современного программного обеспечения.

Подготовка новой УВ базы в пределах восточного борта ПВ может быть обеспечена за счет доизучения глубоко залегающих горизонтов девона-среднего карбона, в то же время в пределах установленных нефтегазоносных комплексов КТ-I, КТ-II существует нереализованный УВ потенциал на глубинах 5-6 км. Так, на площади Бозоба Западная основными нефтегазоперспективными комплексами является толща карбонатных отложений среднего и нижнего карбона (КТ-II), а также ассельско-артинские терригенные отложения. В пределах перспективных районов рекомендуется бурение параметрических скважин с глубиной 5500 м и глубже с обязательным отбором керна в перспективных отложениях, проведением замеров пластовых температур и давлений, расширенным комплексом ГИС, с проведением опробования и испытания скважин.

Перспективный верхнедевонский комплекс КТ-III, подтвержденный бурением скважины Урихтау-5 на Жанажол-Торткольской платформе, обозначается как новый глубокозалегающий объект, для доопределения которого требуется постановка ГРП (сейсморазведка, параметрическое бурение). Главнейшими объектами концентрации дальнейших нефтегазопроисловых работ должны стать Жанажол-Торткольский НГР, Темирский НГР, Боржер-Акжарский НГР, Алибекмолинская НГЗ. По потенциально нефтегазоносным районам необходимо проводить региональные сейсморазведочные работы и параметрическое бурение.

Нефтегазоносность складчатого обрамления востока ПВ и надвиговых структур Сакмаро-Кокпектинского сегмента требуют дальнейшего изучения с использованием информативных геофизических методов с целью подготовки высокоамплитудных надвиговых структур. Таким образом, стратиграфический интервал нефтегазоносности может быть существенно расширен за счет опослования глубоко погруженных комплексов. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с. [Abilkhasimov K.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozojskikh otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti. – М.: Izdatel'skij dom Akademii Yestestvoznaniya, 2016. – 244 s.]
- 2 Антипов М. П., Быкадоров В. А., Волож Ю.А., Куандыков Р.Б., Соборнов К.О. Особенности строения Приуральской краевой системы Восточно-Европейского континента в связи с нефтегазоносностью // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Казахстанское общество геологов-нефтяников. – Алматы. –2015. – С. 264–280. [Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Kuandykov R.B., Sobornov K.O. Osobennosti stroeniya Priuralskoj kraevoy sistemy Vostochno-Yevropejskogo kontinenta v svyazi s neftegazonosnyost'yu // Neftegazonosnye bassейны Kazaxstana i perspektivy ikh osvoiniya. Kazaxstanskoye obshchestvo geologov-neftyanikov. – Алматы. –2015. – С. 264–280.]

- s neftegazonosnost'yu // Neftegazonosnye bassejny Kazakhstana i perspektivy ikh osvoyeniya. Kazakhstanskoe obshchestvo geologov-nefyanikov. – Almaty. – 2015. – S. 264–280.]
- 3 Абилхасимов Х.Б. О перспективах нефтегазонасности глубокозалегающих объектов палеозойских отложений восточного борта Прикаспийской впадины // Нефть и газ. – 2017. – №4. – С. 58–68. [Abilkhassimov K.B. O perspektivakh neftegazonosnosti glubokozalagayushchikh ob'ektov paleozojskikh otlozhenij vostochnogo borta Prikaspijskoj vpadiny // Neft' i gaz. – 2017. – №4. – S. 58–68.]
 - 4 Волож Ю.А., Быкадоров В. А., Антипов М. П., Хераскова Т. Н., Патина И.С., Постникова И. С. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазонасной провинции // Георесурсы. – 2021. – Том 23. №1. – С. 60–69. [Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N., Patina I.S., Postnikova I.S. O granicakh i rajonirovanii Prikaspijskoj neftegazonosnoj provincii // Georesursy. – 2021. – Tom 23. №1. – S. 60–69.]
 - 5 Ахметшина Л.З., Булекбаев З.Е., Гишман Н.Б. Девон восточного борта Прикаспийской синеклизы // Отечественная геология. – 1993. – № 3. – С. 42–48. [Akhmetshina L.Z., Bulekbaev Z.E., Gibshman N.B. Devon vostochnogo borta Prikaspijskoj sineklizy // Otechestvennaya geologiya. – 1993. – № 3. – S. 42–48.]
 - 6 Жолтаев Г.Ж. Тектоника и перспективы нефтегазонасности зоны сочленения Прикаспийской синеклизы с Уральской складчатой системой // Геология нефти и газа. – 1990. – №3. – С. 7–10. [Zholtaev G.ZH. Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti zony sochleneniya Prikaspijskoj sineklizy s Uralskoj skladchatoj sistemoj // Geologiya nefiti i gaza. – 1990. – №3. – S. 7–10.]
 - 7 Соборнов К.О. Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне // Геология нефти и газа. – 2023. – №1. – С. 7–25. [Sobornov K.O. Stroenie Yuzhnogo Urala i Predural'ya na osnove interpretacii regional'nykh seismicheskikh dannykh i proiskhozhdenie bogatejshikh zalezey nefiti v Volgo-Uralskom bassejne // Geologiya nefiti i gaza. – 2023. – №1. – S. 7–25.]
 - 8 Жансеркеева А.А. Геологическая модель строения и оценка углеводородного потенциала палеозойского комплекса по результатам бассейнового моделирования восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна: дис. – Алматы, 2024. – 155 с. [Zhanserkeeva A.A. Geologicheskaya model' stroeniya i ocenka uglevodorodnogo potentsiala paleozojskogo kompleksa po rezul'tatam bassejnovogo modelirovaniya vostochnogo borta Prikaspijskogo osadochnogo bassejna: dis. – Almaty, 2024. – 155 s.]
 - 9 Жансеркеева А.А. Микрофации и геохимические особенности верхнедевонских карбонатных отложений КТ-III, восточный борт прикаспийской синеклизы, Казахстан // Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 39–51. [Zhanserkeeva A.A. Mikrofacii i geohimicheskie osobennosti verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenij KT-III, vostochnij bort Prikaspijskoj sineklizy, Kazahstan // Neft' i gaz. – 2023. – № 3. – S. 39–51.]
 - 10 Ажгалиев Д. К. Геологическое строение и новые направления нефтегазопоисковых работ в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна и западной части Туранской плиты: дис. – Атырау, 2020. [Azhgaliyev D.K. Geologicheskoye stroeniye i novye napravleniya neftegazo-poiskovykh rabot v paleozojskikh otlozheniyakh Prikaspijskogo bassejna i zapadnoj chasti Turanskoj plity: dis. – Atyrau, 2020.]
 - 11 Исказиев К.О., Савинова Л. А., Алмазов Д. О., Ляпунов Ю. В., Антипов М. П. Фациальное моделирование строения Темирской карбонатной платформы на основе концепции и принципов секвентной стратиграфии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – С. 96–101. [Iskaziev K.O., Savinova L.A., Almazov D.O., Lyapunov Yu.V., Antipov M.P. Facial'noe modelirovanie stroeniya Temirskoj karbonatnoj platformy na osnove koncepcii i principov sekventnoj stratigrafii // Neftyanoye khozyaystvo. – 2019. – S. 96–101.]