

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИМОРСКОЙ ЗОНЫ КАРБОНАТНЫХ ПОДНЯТИЙ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА



Х.Б. АБИЛХАСИМОВ,
доктор геол.-мин. наук, академик
Академии минеральных ресурсов РК,
Российской Академии Естествознания,
главный редактор журнала «Нефть и газ»,
khairly59@mail.ru

Республика Казахстан, 050050, г. Алматы, ул. Панфилова 110, оф. 205

Приводятся результаты литолого-фациальных исследований и палеогеографических реконструкций позднедевонско-ранневизейского этапа развития и особенностей формирования осадочного комплекса Приморской зоны поднятий юга Прикаспийского осадочного бассейна. Сложное геологическое строение региона обусловлено, главным образом, влиянием тектонических, вулканических и денудационных процессов на осадконакопление. Пространственное размещение карбонатных построек в Приморской зоне Прикаспийской впадины определяется различной продолжительностью этапов седиментации и блоковой структурой фундамента. Результаты бурения глубоких скважин, проведенных в последние годы, позволили осуществить уточнение внутреннего строения, обоснование новых объектов в позднедевонском комплексе, переоценку перспектив нефтегазоносности и прогнозных ресурсов нефти и газа юга Прикаспийской впадины. После проведенных нефтепоисковых работ последних лет изменилась геологическая модель строения ряда структур на суше, появились перспективные объекты на шельфе Каспийского моря. Наибольший прирост прогнозных ресурсов наблюдается в Приморской НГО в результате учета ресурсов акватории Каспийского моря. С ловушками неструктурного типа также могут быть связаны гигантские по размерам месторождения углеводородного сырья. Это новое высокоперспективное направление крупных скоплений углеводородов для Прикаспийской впадины.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Прикаспийский осадочный бассейн, седиментационная модель, обстановка осадконакопления, Приморская зона поднятий, карбонатные платформы, нефтьгазоносность.

КАСПИЙ МАҢЫ ОҢТҮСТІГІНІҢ КӨТЕРІЛУ ШӨГІНДІ БАСЕЙННІҢ КАРБОНАТТЫ ТЕҢІЗ АЙМАҒЫНДАҒЫ МҰНАЙ-ГАЗДЫҢ КЕЛЕШЕГІН БАҒАЛАУ

Х.Б. ӘБІЛХАСИМОВ, геол.-мин. ғылымдарының докторы, ҚР Минералдық ресурстар Академиясының, Ресей Жаратылыстану Академиясының академигі, "Мұнай және газ" журналының бас редакторы, khairly59@mail.ru

Қазақстан Республикасы, 050050, Алматы қ., көш. Панфилова 110, қ. 205

Каспий маңы шөгінді бассейнінің оңтүстігінің теңіз жағасындағы көтерілу аймағының шөгінді кешенін қалыптастыру ерекшеліктері мен дамуының кеш Девон-ерте Визе кезеңінің литологиялық-фациялық зерттеулері мен палеогеографиялық реконструкцияларының нәтижелері келтірілген. Аймақтың күрделі геологиялық құрылымы негізінен тектоникалық, вулкандық және денудациялық процестердің шөгінділерге әсеріне байланысты. Каспий маңы ойпатының теңіз жағалауындағы карбонатты құрылымдардың кеңістіктік орналасуы тұндыру кезеңдерінің әр түрлі ұзақтығымен және іргетастың блоктық құрылымымен анықталады. Соңғы жылдары жүргізілген терең ұңғымаларды бұрғылау нәтижелері ішкі құрылысты нақтылауға, кеш Девон кешеніндегі жаңа объектілерді негіздеуге, Каспий маңы ойпатының оңтүстігіндегі мұнай-газдың болжамды ресурстары мен мұнай мен газдың болжамды ресурстарын қайта бағалауға мүмкіндік берді. Соңғы жылдардағы мұнай іздеу жұмыстарынан кейін құрлықтағы бірқатар құрылымдар құрылымының геологиялық моделі өзгерді, Каспий теңізінің қайраңында перспективалы нысандар пайда болды. Болжамды ресурстардың ең көп өсуі Каспий теңізі акваториясының ресурстарын есепке алу нәтижесінде Приморск НГО-да байқалады. Көмірсутек шикізатының үлкен кен орындары құрылымдық емес тұзақтармен де байланысты болуы мүмкін. Бұл Каспий маңы ойпаты үшін көмірсутектердің үлкен жинақталуының жаңа перспективалы бағыты.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Каспий маңы шөгінді бассейні, тұндыру моделі, тұндыру жағдайы, теңіз жағасындағы көтерілу аймағы, карбонатты платформалар, мұнай-газ.

ASSESSMENT OF OIL AND GAS POTENTIAL IN PRIMORSKAYA ZONE OF CARBONATE UPLIFT OF SOUTHERN PRECASPIAN SEDIMENTARY BASIN

H.B. ABILKHASIMOV, Doctor of Geological Sciences, Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, Russian Academy of Natural Sciences, Editor-in-chief of the journal "Oil and Gas", khairly59@mail.ru

205, 110 Panfilov street, 050050, Almaty, Republic of Kazakhstan

The results of lithofacies studies and paleogeographic reconstructions of the Late Devonian-Early Visean stage and stratigraphic evolution of the Primorskaya zone of uplifts in the south of Precaspian Basin are presented. The complex geological structure of the region is mainly due to the influence of tectonic, volcanic and denudation processes on sedimentation. The spatial distribution of carbonate accumulations in the Primorskaya zone of the Precaspian Basin is determined by the different duration of sedimentation stages and the block structure of the basement. The results of the deep wells drilled in the recent years have made it possible to refine the internal geological

structure, justification of new exploration objects in the Late Devonian strata and reevaluate the oil and gas potential and petroleum resources in the south of the Precaspian depression. After recent exploration works, the geological model for the onshore prospective structure traps has been improved, additionally prospective exploration objects have been predicted in the shelf of the Caspian Sea. The most of potential petroleum resources of the Primorskaya zone is the resources of the new offshore exploration objects in Caspian Sea. Non-structural traps can accumulate gigantic hydrocarbon volumes. This is a new highly prospective hydrocarbon exploration direction in the Precaspian Basin.

KEY WORDS: *Precaspian Basin, depositional model, depositional environment, Primorskaya zone of uplifts, carbonaceous platforms.*

Введение. Проведенный автором комплексный литолого-фациальный анализ отложений верхнего палеозоя глубоких скважин юго-восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна позволил выделить, кроме собственно платформенных фаций, также сопровождающие их миогеосинклинальные терригенные и терригенно-карбонатные молассоидные и флишоидные породы [1]. Наличие грубообломочного материала, эффузивов, плохо окатанных обломков, обугленного детрита и минералогический состав глинистых пород свидетельствует о близости источника сноса. Привнос терригенного материала вглубь осадочного бассейна (Маткен-Ушмолинская, Биикжальская и Южно-Эмбинская зоны) палеорусловыми потоками способствовали возникновению аккумулятивных валов и межрусловых поднятий, сложенных, главным образом, глинистыми породами с чередованием алевролит-песчаниками. В самих палеоруслах откладывались более грубые осадки – гравелиты и песчаники [2-16].

В отличие от юго-восточной части, в пределах южной части осадочного бассейна (Приморская зона поднятий), постоянно действующие гравитационные потоки формировали вдольбереговые течения, которые отгоняли терригенную мусть от приподнятых участков, что стало одним из благоприятных фациальных условий, благоприятных для формирования рифовых построек окаймленной платформы (рисунки 1).

Более спокойный тектонический режим, что способствовал зарождению позднефранско-раннетурнейской карбонатной платформы и связан с периодом раскрытия Уральского палеоокеана. Это обусловило широкий стратиграфический диапазон и более значительные мощности карбонатных отложений.

В работах многих исследователей [3-11] отмечается, что в современных условиях карбонатные осадки формируются преимущественно на теплом, чистом мелководье в низких широтах. Рифовые постройки, биогермы и биостромы являются наиболее яркими иллюстрациями такого формирования. Даже в случае образования массивов переотложенных карбонатных обломков, их транспортировка происходила достаточно локально, и принципиально отличается от аналогичных процессов терригенных пород. Как известно, карбонатные осадки исключительно чувствительны даже к незначительным колебаниям условий накопления. Форма бассейна седиментации, волновая энергия и производительность организмов являются основными факторами, контролирующими формирование карбонатных осадков. Литофации и биофации находятся в тесной связи, поскольку последние зависят от

освещенности, глубины взмучивания и скорости опускания дна. Их седиментация может останавливаться при изменении температуры воды, привноса терригенного материала в области карбонатонакопления.

Методы и материалы исследований. В основу создания седиментационной модели Приморской зоны карбонатных построек юга Прикаспийского осадочного бассейна автором положен классический формационный анализ, в котором отражены главнейшие признаки: литологический состав, обстановки осадконакопления, толщины [1].

В пределах Приморской зоны карбонатных построек – Тенгиз, Кашаган, Картон – проведены детальные сейсмические работы с бурением глубоких скважин. Детально описаны и изучен полученный керновый материал. Получена достоверная информация о фациальных условиях формирования палеозойских отложений и коллекторских свойствах этих пород.

Актуальность. Несмотря на то, что проведено большое количество исследований, в этом регионе остаются нерешенные вопросы дискуссионного характера о перспективах нефтегазоносности девонских и каменноугольных отложений. Это подталкивает исследователей [2,8,13-15] на продолжение проведения комплексных исследований осадочных формаций подсолевого комплекса **с целью разработки достоверной седиментационной модели позднепалеозойского этапа эволюции юга Прикаспийского осадочного бассейна.**

Литолого-фациальные особенности позднепалеозойского этапа осадконакопления Приморской зоны

Наиболее древними отложениями, которые были вскрыты глубокими скважинами являются нерасчлененные образования фамена – нижнего турне (D₃fm-C₁t₁). Фаменские отложения верхнего девона, вскрытые в Приморской зоне, представляют единый генетический тип образований слабоизолированных лагун с малоактивным гидродинамическим режимом. Образования верхнего фамена детально описаны *Н.Б. Гибшман* (1988) и *Г.П. Золотухиной, Н.В. Даньшиной* и др. (1989). По данным этих исследователей, большинство скважин вскрыли образования заволжского горизонта, отвечающие самым верхам фамена низам турне, и только три скважины – образования, отвечающие данково-лебедянскому горизонту. Породы близки по составу и представлены сгустково-сферовыми, сгустково-комковатыми, пеллетовыми, микрозернистыми и водорослевыми известняками с раковинками однокамерных фораминифер [17].

В позднем девоне сформировалась приподнятая поверхность поднятия, на которой с середины франского века позднего девона до раннетурнейского века раннего карбона формировались мелководные карбонатные осадки карбонатной платформы. Однако эта территория подверглась обширному пред-поздневизейскому размыву. Изменчивость условий роста карбонатной постройки привела к широкому развитию перерывов и колебаниям интенсивности карбонатонакопления, которые оказывали большое влияние на распределение фаций и форму карбонатной платформы.

Относительный уровень моря преимущественно контролировался тектоническими процессами. Обстановки осадконакопления меняются от прибрежно-морских и шельфовых с преимущественно терригенными отложениями до прибрежных лагун, формирующих различные органические и водорослевые постройки, окраин относительно глубоководного шельфа.

В каменноугольном структурном этаже выделяются два комплекса - турне-нижневизейский и окско-башкирский, разделенные вулканогенно-осадочной пачкой тульского возраста, которая является уверенно прослеживаемым геофизическим репером между карбонатными массивами.

Время с раннего визе до серпуховского века, с начала образования холмов, затем криноидных банок и рифов – было этапом компенсированного прогибания Тенгизского конседиментационного поднятия.

Сопоставление отложений, накопившихся в тульско-серпуховское время на структурах Южная, Тенгиз, Королевская и Каратон, показало, что они обладают близкими мощностями и формировались в очень близких условиях, что может свидетельствовать о едином геодинамическом режиме, в котором эти структуры развивались в конце раннего карбона.

В башкирский век (с краснополянского до прикамского времени включительно) формировались биокластические банки, отмели и подводные валы. На границе серпуховского и башкирского веков фиксируется перерыв – наступили обмеление и прекращение рифообразования. В отложениях башкирского века установлены небольшая высота банок, размыв и частые поверхности перерывов. Это можно объяснить тем, что осадконакопление не компенсировалось прогибанием.

Со второй половины визе начинается новый этап в формировании карбонатных платформ Прикаспийской впадины, значительно отличавшийся от предшествующего этапа как по сути процессов карбонатной седиментации, так и по месту локализации карбонатных платформ (рисунки 1). В поздневизейское время продолжают формироваться карбонатные платформы. Из-за трансгрессии моря бассейн значительно расширился.

Области карбонатонакопления в пределах Новобогатинского и Гурьевского сводовых поднятий отсутствовали. В поздне-тульское и раннеалексинское время из юго-восточного обрамления палео-Прикаспийского бассейна поступал пеплово-туфовый материал андезитового состава и граувакковая терригенная кластика.

На юге, в пределах Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы, в позднем визе (алексинское и михайловское время) иловые холмы образовали палеогеоморфологические возвышенности, на которых криноидные и брахиоподово-криноидные банки в свою очередь создали твердый субстрат для рифов. Тенгизская постройка формирует массивную карбонатную постройку с тремя основными геологическими элементами: агградирующей платформой, проградирующим клином и аллохтонными обломочными шлейфами.

В данной статье мы опустили подробное описание литологических характеристик стратиграфических комплексов палеозоя месторождений Тенгиз и Кашаган, поскольку этим структурам посвящено уже достаточно публикаций по литолого-фациальным исследованиям [2-15].

Зона Приморских поднятий представляет собой комплекс из семи карбонатных построек, в который входят поднятия Кашаган, Кайран, Актоты, Каратон, Тажигали-Пустынная, Тенгиз, Королевское. Подковообразная конфигурация была сформирована к раннему-среднему девонскому периоду. На их фоне на структурных картах П₃ и П₂ менее рельефно выделяются структуры: Култук Северный, Прорва Глубокая и Южная.

Карбонатные структуры Кашаган, Кайран и Актоты представляют собой три отдельные изолированные платформы, которые вначале сформировались и развились на этих структурах в течение периода от среднего девона до середины каменноугольного времени. В западном направлении отмечается постепенное уменьшение глубины залегания подсолевых границ.

Структура Кайран находится восточнее Кашаганской карбонатной платформы и представляет собой крупную отдельную карбонатную постройку. Вскрытый бурением разрез в стратиграфическом отношении представлен отложениями от среднекаменноугольных до палеогеновых включительно. Нижнебашкирский подъярус представлен в объеме прикамского и северо-кельтменского горизонтов. К кровле башкирских отложений приурочен региональный отражающий горизонт P_2 . На глубине 3785 м вскрыты отложения северо-кельтменского горизонта толщиной порядка 75 м. Северо-кельтменский интервал нижнего башкира сложен грейнстоунами от мелкой до средней зернистости, содержащими разнообразные комплексы характерных скелетных зерен с оолитовым покрытием; скелетные зерна включают бентические фораминиферы, криноидеи, брахиоподы, моллюски; зерна обычно хорошо окатаны и отсортированы, иногда сильно микритизированы. В первом образце этого интервала содержатся хорошо отсортированные, оолитовые грейнстоуны, включающий следующий комплекс фауны: *Pseudostaffella antiqua*, *Eostaffella postmosquensis*, *E. pinguis*, *Asteroarchaediscus postrugosus*, *A. vaskhiricus*, *Globivalvulina bulloides*.

Прикамский горизонт вскрыт на глубине 3772 м. Данный горизонт охарактеризован образцом с глубины 3775 м (скважина Кайран-1). В этом образце, взятом из нижнебашкирского и прикамского горизонтов, присутствуют многочисленные фрагменты *Donezzella*, а также бентические фораминиферы и редкие фрагменты криноидеи. Ассоциация может быть приурочена к водорослевому биогерму, развившейся в мелководной зоне (10–20 м), сложенный биокластическим/водорослевым, среднезернистым, перекристаллизованным грейнстоуном, в котором ассоциация *Donezzella lutugini* и *Pseudostaffella antiqua gruis* указывает на самую верхнюю часть нижнебашкирского горизонта. Карбонаты нижнего карбона перекрываются алевритовыми песчаниками и весьма мелкозернистыми песчаниками (интервал 3749 – 3771,5 м, скважина Кайран-1), представляющими нижние отложения нижнепермского ассельского яруса.

Карбонатная толща нижней перми начинается с отложений слоистых сланцеватых карбонатов ассельского возраста на глубине 3710,3 – 3749 м ЗГ (скважина Кайран-1) мощностью около 39 м. Карбонаты ассельского возраста образованы мелкозернистыми сланцеватыми вакстоунами и вакстоунами/пакстоунами с очень мелким и частым кварцем, иногда с пиритом, по разрезу встречаются перекристаллизованные баундстоуны, мадстоуны. Ассоциация образована переотложившимися зернами (криноидеи, брахиоподы, обломки моллюсков), с очень редкими бентическими фораминиферами. Общая мощность ассельского интервала составляет около 600 м.

В скважине Кайран-2 сакмарский разрез изучен на образцах керна, отобранного в интервале 3828–3839,57 м. В литологическом отношении отложения представлены перекристаллизованными биокластическими среднезернистыми до крупнозернистыми вакстоуном/пакстоуном, пакстоуном, а также перекристаллизованным баундстоу-

ном, глинистыми известняком. Водоросли встречаются редко. Вскрытая толщина сакмарских отложений составляет в скважине Кайран-1 – 225 м.

Артинские отложения в скважине Кайран-1 вскрыты на глубине 3126 м, а в скважине Кайран-2 – на глубине 3402,6 м. По данным скважины Кайран-1, интервал 3329-3444,5 м сложен перекристаллизованными, среднезернистыми баундстоуном и биокластическими пакстоунами, пакстоунами/грейнстоунами с мшанками, криноидеями, брахиоподами, моллюсками, инкрустирующими фораминиферами.

Структура Актоты представляет собой отдельную карбонатную постройку, аналогичного с Кашаганом возраста. Основные выделенные литофации фаменского возраста представлены пакстоунами с пелоидами и фенестрами, местами, содержащими интракласты, и изобилующими перекристаллизованными грейнстоунами. Ограниченное количество органического ископаемого остатка предполагает существование в данное время от мелководной до очень мелководной обстановки осадконакопления с низким энергетическим уровнем, соответствующей, вероятно, лагунной обстановке.

На месторождении Актоты в каменноугольном стратиграфическом комплексе выделяются отложения нижневизейского и турнейского возрастов, представленных туфоаргилитами, глинистыми сланцами и глинистым известняком, которые накапливались в условиях платформы и склонно-бассейновой части. Отложения башкирского, серпуховского и окского (верхневизейского) горизонтов включают зернистые и плотные известняки, сформированные во внутренней части платформы. Биогермные известняки формировались на римовой и склоновой части платформы. Общая толщина этих отложений составляет от 400 м до 600 м.

С литологической и стратиграфической точки зрения данные отложения показывают характеристики, сходные с теми, которые были определены на каменноугольных платформах соседних структур Кашаган и Тенгиз. В скважине АК-1 изучен разрез каменноугольной карбонатной платформы от нижнебашкирского (с кровлей на отметке 3765 м по стволу) до верхневизейского. Кровли серпуховского и визейского ярусов отбиваются на глубинах – 3867,5 м и 3919,5 м, соответственно. Общая мощность отложений серпуховского яруса, вскрытых бурением, колеблется в пределах 51,8 м до 86,6 м и сложены перекристаллизованными пелоидными и биокластическим грейнстоуном. Оолиты присутствуют в нижней части разреза. Кроме того, в нижней части присутствуют богатые водорослями фации, от водорослевого/биокластического грейнстоуна до водорослевого баундстоуна.

Структура Каратон на всех этапах формирования обладала определенной унаследованностью. Визейские отложения подразделяют на три части: нижневизейская (радаевско-козьвинский горизонт), средневизейская (бобриковский и тульский горизонт) и верхневизейская (алексинско-веневский горизонт). Веневский горизонт сложен в основном пакстоунами темно-серыми, органогенно-обломочными, трещиноватыми, пористыми, в различной степени доломитизированными. Многими исследователями считалось, что в разрезе скважины СГ-1 башкирские отложения отсутствуют. Однако Н.Б. Гибшман привела новые результаты своих исследований по скважине СГ-1, в которых она в интервалах 3988-3994, 4008-4012 м описала башкирские комплексы фораминифер, причем в последнем интервале она выделила

виды вознесенского горизонта. Башкирские отложения в Каратонской зоне залегают на серпуховских отложениях, как правило, со стратиграфическим несогласием. В составе башкирского комплекса описаны грейнстоуны серые, иногда пестроокрашенные, часто с волнистой и пологой тонкослоистой текстурой, разнообразные по структуре: органогенно-обломочные с оолитами, крупно-оолитовые, оолитово-водорослевые, перекристаллизованные, иногда переслаивающиеся с известняковыми гравелитами и известняковыми песчаниками (рисунки 2,3). Толщина комплекса изменяется от 17 м до 865 м.

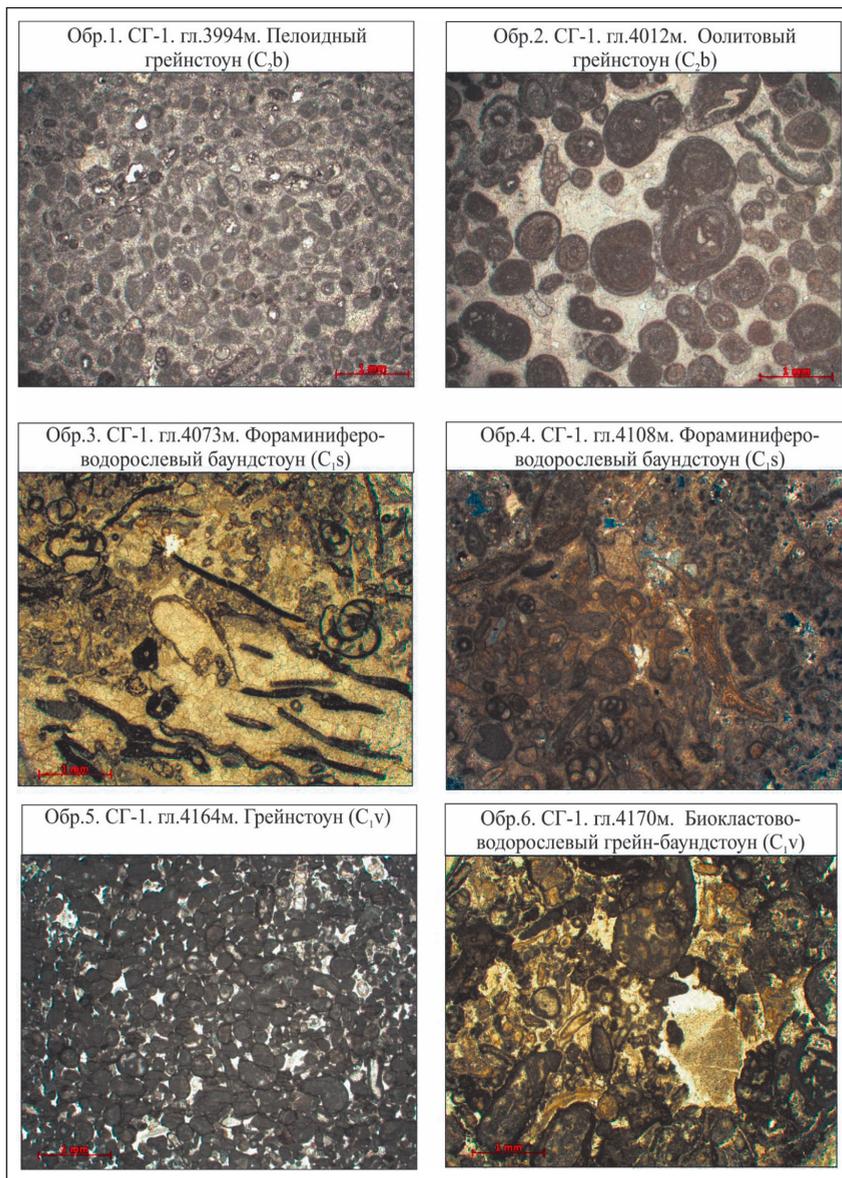


Рисунок 2 – Площадь Каратон. Скважина СГ-1. Фациальные особенности строения визейско-башкирского комплекса пород

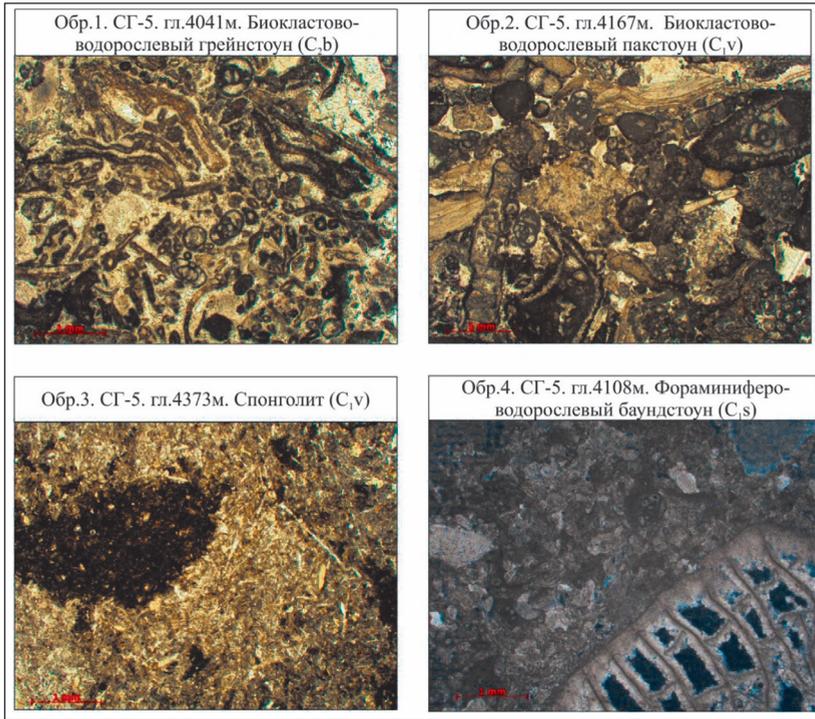


Рисунок 3 – Площадь Каратон. Скважина СГ-5. Фациальные особенности строения визейско-башкирского комплекса пород

На сейсмических временных разрезах (рисунок 4) отмечается, что единая постройка, как правило, разделяется на относительно обособленные тела, положение которых соответствует проградации в сторону открытого бассейна.

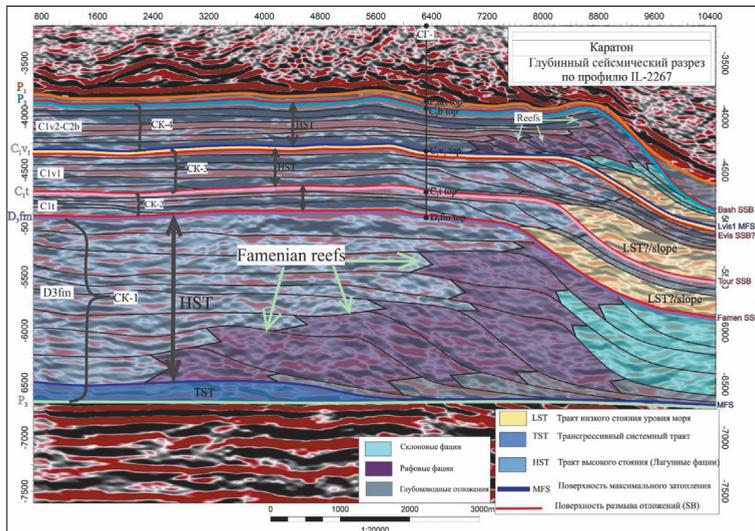


Рисунок 4 – Сейсмо-седиментационная модель структуры Каратон. Органогенные постройки серпуховско-визейского комплекса развиты вдоль всей бровки карбонатной платформы, образуя практически непрерывное рифовое тело

Рифовые постройки окружены отчетливо выраженными склоновыми фациальными зонами. В пределах относительно пологого зарифового склона, направленного в сторону лагуны, как правило, формировались толщи грейнстоунов.

Тектонический режим в раннебашкирское время был относительно спокойным с общей тенденцией к медленному опусканию (Гишман, 1988). В результате постепенно расширяющейся башкирской трансгрессии обломочные известняки вверх по разрезу постепенно сменяются комковато-фораминиферовыми, оолитово-онколитовыми и фораминиферово-водорослевыми известняками, формировавшимися на склоне постройки в условиях мелкого моря.

На структуре Королевская характер осадконакопления значительно изменяется. В фаменское время сформировалась одиночная карбонатная постройка. В периоды падения уровня моря в области склона происходил снос обломочного материала с рифа, где накапливались карбонатные толщи мощностью до 500 м. В турнейское время происходит расширение границ платформы в результате бокового наращивания отложений, местами в лагуне наблюдаются низкоамплитудные постройки типа патч-рифов (Исказиев, 2019).

В визейско-башкирское время в центральной части произошло развитие крупного рифа типа пинакла мощностью до 600 м (рисунки 5). Породы в интервале каменноугольных отложений представлены преимущественно баундстоунами, в которых часто отмечается кавернозность, что указывает на наличие зон активного роста органогенной постройки. Отложения проградирующей органогенной постройки также вскрыты скважиной Королевская-9, где представлены баундстоунами и зарифовыми грейнстоунами.

Таким образом, подсолевые отложения каменноугольного и девонского возрастов на площадях Каратон и Королевское представлены карбонатными породами различных фациальных зон изолированной платформы – органогенных построек (баундстоунами), их краевых частей (баундстоунами, грейнстоунами), а также прилегающих лагунных и глубоководных областей (К.О.Исказиев, С.Ф.Хафизов, Ю.В.Ляпунов и др, 2019).

Структура Тажигали-Пустынная. В структурном плане Тажигали представляет собой простую по строению локальную возвышенность, который также включает отдельную замковую структуру Пустынная. Потенциальная нефтеносная площадь на Тажигали представлена северным бортом вышеупомянутого свода. Отдельные замковые образования в пределах площади Пустынная также прослеживаются вдоль бортов свода.

Структуры Тажигали и Пустынная имеют близкие литологические характеристики с Тенгиз (отчет ТШО, 2010). На них прослеживается платформенная, бортовая и крыльевые части карбонатной постройки. Меньшие мощности карбонатных построек, чем на Тенгизе, объясняются более выраженными периодами эрозии и ограниченного осадконакопления.

По кровле карбона (башкирский горизонт) наблюдается наличие целой серии структурных поднятий, приуроченных к центральной части выявленного тренда. Минимальные глубины залегания по этому горизонту составляют 3625 м и приурочены к участку Пустынная. Здесь вырисовывается локальное поднятие амплитудой 175 м площадью 44 км².

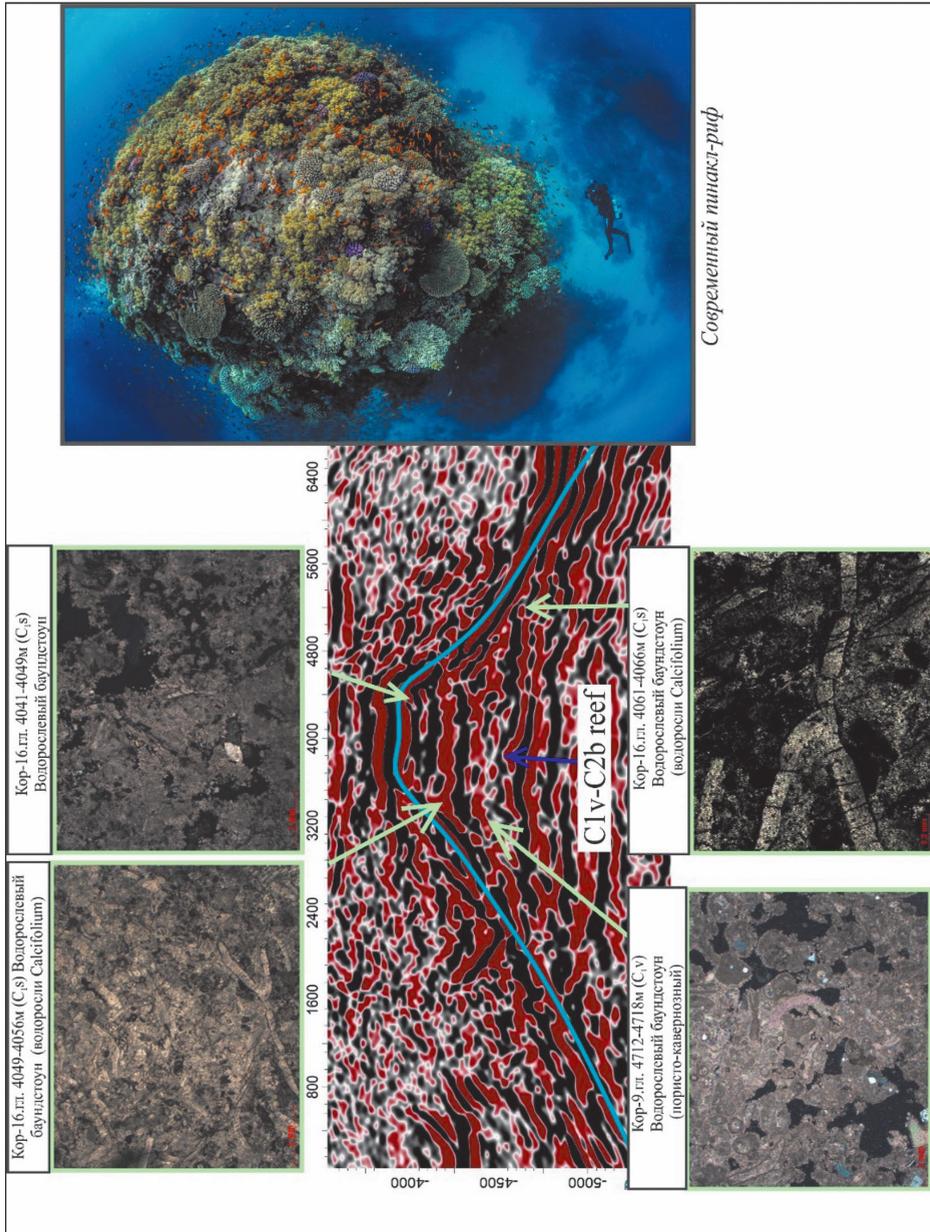


Рисунок 5 – Сейсмо-седиментационная модель структуры Корольвскаяпо профилю XL-2267 (К.О. Исказиев, С.Ф. Хафизов, Ю.В. Ляпунов и др, 2019)

Участки карбонатонакопления на участках Тажигали и Пустынная аналогичны к Тенгиз-Кашаганскому карбонатному массиву, где отмечается достаточно резкое изменение направления простираения карбонатного тренда, с северо-западного на юго-западное, с выходом на морской участок Кайран.

На *структуре Южная* отложения нижнего башкира охарактеризованы керном в скважинах 2 и 3. Отложения краснополянского-северокельтменского и прикамского возраста сложены мелководными известняками, среди которых преобладают оолитовые и водорослевые разности, широким распространением пользуются известняковые песчаники. Мощность отложений составляет 180-200 м. Условия и динамика развития структур Тенгиз и Южная в раннебашкирское время продолжали оставаться близкими. В пределах карбонатных массивов отложения башкирского возраста представляют собой толщу известняков, сформировавшихся в условиях крайнего мелководья.

В процессе замыкания кунгурского бассейна и образования его южного борта, наклон дна бассейна по направлению на север увеличился, что соответственно привело к внутрiformационным срывам в терригенной нижнепермско-карбонатной толще и образованию «бескорневых» структур Максат (Пионерская), Култук Северный, Юбилейная и др.

Закономерным является то, что такие структуры образовались только восточнее границы карбонатной платформы и краевых рифов, которые на момент накопления толщ, образовавших складки, явились барьером для проникновения больших масс терригенного материала в пределы карбонатной платформы.

Перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Приморской зоны

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности, вскрытый бурением, охватывает карбонатные породы позднего девона, нижнего и среднего карбона, ранней перми. В пределах Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы притоки нефти из отложений верхнего девона получены на месторождении Тенгиз. Область распространения карбонатных резервуаров ограничивается глубоководными (глинисто-карбонатными) отложениями, играющими роль надежного латерального флюидопора.

Залежи нефти и газа массивного типа в визейско-среднекаменноугольном нефтегазоносном комплексе выявлены на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Королевское, Актоты.

На *месторождении Актоты* в каменноугольном стратиграфическом комплексе выделяются два продуктивных объекта.

Объект I включает отложения башкирского, серпуховского и верхневизейского возрастов и имеет толщину примерно от 400 м до 600 м.

Первый промышленный приток газоконденсата был получен в скважине АК-1БС, из башкирских отложений в интервале 3766 – 3844 м дебитом газа до 366,96 тыс. м³/сут и конденсата 253,5 м³/сут на штуцере 28 мм с газовым фактором 1052 м³/м³. Продуктивность окских (верхневизейских) отложений объекта I была доказана получением промышленного притока газоконденсата из скважины АК-2НН, где в процессе очистки скважины, при испытании интервала 4342-4374 м были получены фонтанные дебиты газа 429 тыс. м³/сут. и конденсата – 481 м³/сут на штуцере 9,92 мм с газовым фактором – 898 м³/м³. При этом газовые факторы колебались в скважине АК-1БС от 1000 м³/м³ до 1965 м³/м³, в скважине АК-2НН от 700 м³/м³

до $1257 \text{ м}^3/\text{м}$ в зависимости от дебитов скважин. Начальное пластовое давление резервуара составило 776 бар. *Объем газонасыщенных коллекторов по объекту I составил 735285 тыс. м^3 .*

Объект II включает в себя отложения тульско-турнейского возраста, имеющие толщину около 300-400 м. Объект II полностью вскрыт только в скважине АК-2НН, а в скважине АК-1БС было вскрыто только 19 м. С учетом принятого ГВК на абсолютной отметке минус 4582,4 м общая толщина продуктивного объекта составляет около 307 м., эффективная газонасыщенная толщина – около 197,2 м.

Доля коллекторов в скважине АК-2НН составляет около 64,2 % от общей толщины объекта. Продуктивность объекта II была доказана получением промышленного притока газоконденсата в скважине АК-2НН, где при испытании интервала 4346-4614 м были получены фонтанные дебиты газа 510 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. и конденсата – 599 $\text{м}^3/\text{сут}$ на штуцере 15,58 мм с газовым фактором – $1177 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При проведении промысловых исследований газовые факторы колебались в диапазоне $1177\text{-}1582 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в зависимости от дебитов скважин. Начальное пластовое давление резервуара составило 782 бар. Надо отметить тот факт, что карбонаты объекта II, в отличие от карбонатов месторождения Кашаган, имеют хорошие коллекторские свойства, что подтверждается результатами тестирования скважины АК-2НН. *Объем газонасыщенных коллекторов по объекту II составил 157081 тыс. м^3 .*

Месторождение Кайран. В подсолевой части разреза по результатам бурения скважин КА-1, КА-2НН в нижнепермских отложениях выявлена нефтяная залежь. На рядом расположенных месторождениях Кашаган, Актоты, Тенгиз нефтегазодносным является вскрытый каменноугольный разрез. На Кайране перспективность каменноугольных карбонатных отложений, по данным сейсмоки, представляющих собой карбонатную платформу с простираем с востока на запад, не подтверждается результатами бурения скважины Кайран 1, где каменноугольные, башкирские отложения вскрыты на абсолютной отметке – 3783,4 м и результаты исследований МДТ показали наличие отдельного от ниже-пермской части водяного градиента давлений, что подтверждено интерпретацией данных каротажа во вскрытом башкирском интервале. Девонские отложения на месторождении не вскрыты, однако не стоит исключать перспектив этих отложений. Таким образом, промышленная продуктивность структуры Кайран связана с нижнепермской карбонатной постройкой, где пробуренные скважины вскрыли продуктивный разрез только в юго-восточной части нижнепермской карбонатной структуры, остальная же часть на сегодняшний момент остается малоизученной. Строение поднятия прогнозируется по результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3Д, бурения скважин, седиментологических исследований, результатам исследования керна.

Продуктивность нижнепермских карбонатных отложений доказана испытаниями в пробуренных скважинах КА-1 и 2НН.

В скважине КА-1 были дифференцированно опробованы на приток два интервала 3526 – 3603 м и 3153 – 3277 м. Интервал DST-1 3526 – 3603 м опробован в 27,7 м выше ВНК. В течение 1 часа на 6,35 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти с газом дебитом $537 \text{ м}^3/\text{сут}$ и 346 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при пластовом давлении 67,8 Мпа. За время испытания пластовой воды не получено.

Интервал DST-2 3153-3277 испытан в верхней части карбонатной постройки с получением на 9,2 мм штуцере дебита нефти 644 м³/сут. и газа 454,600 тыс. м³/сут в течение 14.4 часов. Конечный газовый фактор составил 600 м³/м³. Конечное зарегистрированное забойное давление фонтанирования составило 63,9 МПа, а пластовое давление в период восстановления давления было 65,8 Мпа. В скважине КА-2НН также было испытано два интервала. Целевым интервалом DST-1 от 3821м до 3861 м был в объекте В. В скважине успешно протестирован верхний разрез объекта А. Максимальный дебит нефти и газа соответственно 535,2 м³/сут и 260,4 тыс. м³/сут при забойном давлении фонтанирования 66,7 Мпа и конечном пластовом давлении – 67,3 Мпа после периода восстановления давления.

Структуры Тажигали-Пустынная. В пределах структуры *Тажигали* четыре скважины вскрыли подсолевой комплекс. При бурении скважины 13 Тажигали, с глубины 3797 до 3819 м наблюдалось увеличение скорости проходки с разгазированием бурового раствора и интенсивным поглощением. При промывке скважины скважина начала проявлять газом с ориентировочным дебитом 600 м³/сут., а после снижения давления газом и водой с признаками нефти. Со временем дебит нефти возрастал и достиг визуально 50 – 70 м³/сут. Нефтегазоводопроявление скважины было ликвидировано путем цементирования ствола скважины. Имеющиеся сведения не позволяют уверенно судить о перспективности подсолевого комплекса отложений участка Тажигали-Пустынная.

Извлекаемые ресурсы (Шлюмберже) по указанным выше замкнутым ловушкам: Нефть – 13.037 млн тонн, раств. газ – 6.6 млрд м³.

Структура Каратон. На участке Каратон скважины 3 и 5 пробурены на глубину 5500 м, вскрыли отложения верхнего девона (сенновский горизонт). Остальные скважины 4 скважины были остановлены бурением в различных горизонтах нижнего карбона. Произведенное опробование вскрытого подсолевого разреза в процессе бурения испытателем пластов на трубах показала, что подсолевые отложения имеют аномально высокое пластовое давление с градиентом 1,76 – 1,85. Вследствие влияния АВПД подсолевые породы подвержены значительному разуплотнению. Среди них отсутствуют покрывки, и весь разрез представляет собой единый гидродинамический резервуар.Залежей нефти и газа на Каратоне не обнаружено. Низкое содержание бензола в пластовых водах (до 0,060 мгм/л) также указывает на бесперспективность подсолевых отложений в пределах площади.

Предполагается, что структуры *Култук Северный* и *Прорва Глубокая* также образовались в результате инверсионных процессов, и представляют собой преимущественно терригенные, известково-терригенные отложения, с возможными аллохтонными карбонатными включениями, периодически сносимых с Тенгизской карбонатной платформой.

Извлекаемые ресурсы (по D&M): газ - 28.3 млрд м³, конденсат – 11,9 млн тонн.

Поднятие Бобек. В пределах подсолевого палеозоя изучено строение трех структур и связанных с ними ловушек, представляющих определенный интерес в нефтегазоносном отношении. Все изученные ловушки ассоциируются с рифогенными постройками девонско-турнейского возраста, локализованными вдоль южной периферии Жылыойского поднятия.

Прогнозные геологические ресурсы УВ по всем трем ловушкам на уровне горизонта R (кровля коллектора) могут составить 234 млн тонн, извлекаемые ресурсы – 79 млн тонн.

Учитывая, что в пределах лицензионного участка Бобек ранее работами 2Д выявлены еще два аналогичных перспективных объекта, южнее участка 3Д исследований, общий нефтегазовый потенциал блока может быть более значительным.

На структуре Южная, где ниже-среднекаменноугольные и ассельские отложения представлены карбонатными отложениями, в процессе бурения наблюдались нефтепроявления.

Проведенная предварительная переоценка ресурсов УВС юга Прикаспийской впадины методом геологических аналогий позволила уточнить и увеличить прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата Приморской зоны.

По оценке экспертов, в пределах южного борта (в том числе акватории Северного Каспия) Прикаспийской впадины суммарные начальные ресурсы углеводородов палеозойских отложений составляют 25,2/9,5 млрд т. Из них перспективная и прогнозная части по категории C₃₊D₁₊₂ составляют: нефть – 5,738/1,56 млрд т, свободного газа – 1395 млрд м³, растворенного газа – 4641 млрд м³. В качестве эталонных в подселевых отложениях взяты месторождения, выявленные в бортовых частях бассейна.

Заключение. Обобщая данные об обстановках осадконакопления палеозоя, следует отметить, что на протяжении среднефранско-раннетурнейского времени в пределах восточной и юго-восточной части Прикаспия существовал морской бассейн, в котором формировались карбонатные и карбонатно-терригенные отложения. В южной части бассейна – в позднедевонское время сформировалась обширная Приморская зона карбонатных построек, включающая Тенгиз-Кашаганскую карбонатную платформу, на которой в спокойной морской обстановке происходило формирование крупных рифовых построек над погребенными вулканическими дугами.

В позднебашкирское время тектоническая обстановка становится нестабильной и к концу башкирского века территория испытывает общий подъем, что привело к резкому сокращению площади позднебашкирского моря и отсутствию в большинстве разрезов верхнебашкирских отложений.

Поздний карбон знаменуется резким падением уровня моря, что привело к частичному размыву ранее накопившихся отложений в области приподнятых участков и карбонатных построек: Тенгиз-Кашаганской и Южно-Эмбинской; сокращению зоны карбонатного шельфа, образованию подводных отмелей и повышению роли терригенного материала.

Одна из особенностей формирования рифовых массивов Приморской зоны палеозойских поднятий – это дугообразное строение биогермов, выпуклая сторона которых обращена на северо-восток-юг, вдоль которой образовывались вдольбереговые течения, отгонявшие периодически сносимый терригенный материал.

Наряду с указанными атоллами здесь присутствуют менее рельефно выраженные карбонатные постройки верхнедевонско-башкирского возраста, такие как Ансаган, Максат и Аманат, сформировавшихся к востоку и северу от известного гигантского месторождения Тенгиз.

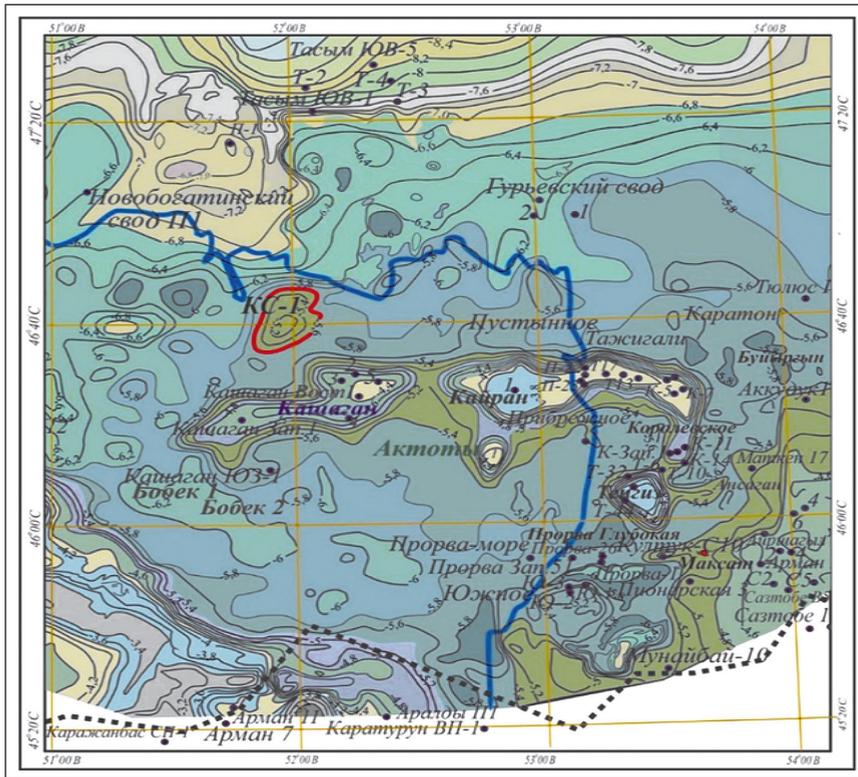


Рисунок 7 – Фрагмент структурно-тектонической карты по отражающему горизонту P_2 Приморской зоны юга Прикаспийской впадины. Красным контуром выделена перспективная структура КС-1. Составил Х.Б. Абилхасимов, 2022 г.

Предварительная оценка ресурсов УВС палеозойского осадочного комплекса новых структур Приморской зоны (не считая месторождений Тенгиз и Кашаган) без дополнительных геологоразведочных работ вызывает много вопросов и мнений, от пессимистических до очень позитивных. Получение промышленных притоков нефтегазоконденсата из верхнедевонских отложений структуры Ансаган, которая находится в непосредственной близости к месторождению Тенгиз только увеличивает интерес к глубокозалегающим объектам юга Прикаспийского осадочного бассейна [17].

Глубокозалегающие объекты Прикаспийской впадины, связанные с подводными конусами выноса, до настоящего времени не подтверждены бурением. Поэтому о перспективах этих структур и их ресурсном потенциале можно судить исключительно исходя из общетеоретических соображений, широко используя метод аналогий.

Мировой опыт нефтепоисковых работ свидетельствует, что с подобными структурами могут быть связаны гигантские по размерам месторождения углеводородного сырья. Это новое высокоперспективное направление крупных скоплений углеводородов для Прикаспийской впадины. 📍

Работа выполнена при поддержке грантового финансирования научных и научно-технических проектов Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан, грант ИРН АР00025, «Разработка региональной цифровой модели геологического строения территории Прикаспийского осадочного бассейна Казахстана».

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Абилхасимов Х.Б. Тектоно-седиментационная модель строения и оценка нефтегазонасыщенности палеозойского комплекса юго-востока Прикаспийской синеклизы. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 115 с. [Abilhasimov H.B. Tektono-sedimentacionnaya model' stroeniya i ocenka neftegazonosnosti paleozojskogo kompleksa yugo-vostoka Prikaspijskoj sineklizy. – М.: ООО «Geoinformcentr», 2003. – 115 s.]
- 2 Ескожа Б.А., Аймагамбетов М.У., Исмагулова С.А. Роль процесса осадконакопления в формировании ловушек нефти и газа в позднем палеозое Прикаспийской впадины // Нефть и газ. – 2019. – №2 (110). – С. 43-61. [Eskozha B.A., Ajmagambetov M.U., Ismagulova S.A. Rol' processa osadkonakopleniya v formirovanii lovushek nefti i gaza v pozdnem paleozoe Prikaspijskoj vpadiny // Neft' i gaz. – 2019. – №2 (110). – S. 43-61.]
- 3 Меткалф И. Позднепалеозойская и мезозойская палеогеография восточной Пангеи и Тетиса. Global Environments and Resources: Канадское общество геологов-нефтяников, 1994. – С. 97–111. [Metkalf I. Pozdnepaleozojskaya i mezozojskaya paleogeografiya vostochnoj Pangei i Tetisa. Global Environments and Resources: Kanadskoe obshchestvo geologov-neftyjanikov, 1994. – S. 97–111.]
- 4 Брунет М., Волож Ю.А., Антипов М.П., Лобковский Л. Геодинамическая эволюция Прикаспийского бассейна вдоль разреза северо-южного простирания // Тектонофизика. – 1999. – N 313(1). – С. 85-106. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00191-2](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00191-2), 1998. Brunet M., Volozh YU.A., Antipov M.P., Lobkovskij L. Geodinamicheskaya evolyuciya Prikaspijskogo bassejna vdol' razreza severo-yuzhnogo prostiraniya // Tektonofizika. – 1999. – N 313(1). – S. 85-106. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00191-2](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00191-2), 1998.
- 5 Вебер Л.Дж., Франсис Б.П., Харрис П.М., и др. Стратиграфия, литофации и распространение резервуара, месторождение Тенгиз, Казахстан. Общество седиментационной геологии (SEPM), 2012. [Veber L.Dzh., Fransis B.P., Harris P.M., i dr. Stratigrafiya, litofacii i rasprostranenie rezervuara, mestorozhdenie Tengiz, Kazahstan. Obshchestvo sedimentacionnoj geologii (SEPM), 2012.]
- 6 Кук Х.Е., Земполич В.Дж., Жемчужников В.Г., Корбой Дж.Дж. В Казахстане: поиск нефти и газа // Геовремена. – 1997. – С. 16–20. [Kuk H.E., Zempolich V.Dzh., Zhemchuzhnikov V.G., Korboj Dzh.Dzh. V Kazahstane: poisk nefti i gaza // Geovremena. – 1997. – S. 16–20.]
- 7 Дмитриевский А.Н. Девонские отложения юга Прикаспийской впадины – новый перспективный объект поиска залежей нефти и газа // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – Вып. 3. (23). – С. 15. [Dmitrievskij A.N. Devonskie otlozheniya yuga Prikaspijskoj vpadiny – novyj perspektivnyj ob"ekt poiska zalezhej nefti i gaza // Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti. – 2005. – Vyp. 3. (23). – S. 15.]
- 8 Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы // Георесурсы. – 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 194-207. [Zhemchugova V.A., Makarova E.YU., Naumchev YU.V., Makarov N.D., Pankov V.V. Karbonatnye rezervuary podsolevyh otlozhenij Prikaspijskoj sineklizy // Georesursy. – 2017. Specvypusk. Ch. 2. – S. 194-207.]

- 9 Harris P.M., Collins J.F., Putney K.L., Zhumagulova A., Fisher D. Stratigraphic architecture, lithofacies, and reservoir quality: Tengiz and Korolev Fields, Caspian Basin, Kazakhstan // AAPG Search and Discovery. Article №20053. 2008.
- 10 Волож Ю.А., Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность. – М.: Научный мир, 2008. – 221 с. [Volozh YU.A., Parasyuna V.S. Astrahanskij karbonatnyj massiv: Stroenie i neftegazonosnost'. – М.: Nauchnyj mir, 2008. – 221 s.]
- 11 Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспатических и геоэкологических карт Центральной Евразии. – Алма-Ата, 2002. Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnyh, palinspaticheskikh i geoeologicheskikh kart Central'noj Evrazii. – Alma-Ata, 2002.
- 12 Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Седиментационные модели и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы и Устюрта // Геология регионов Каспийского и Аральского морей: - Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. - 472. С.296-306. [Zholtaev G.ZH., Abilhasimov H.B. Sedimentacionnyye modeli i perspektivy neftegazonosnosti paleozojskikh otlozhenij Prikaspijskoj sineklizy i Ustyurta // Geologiya regionov Kaspijskogo i Aral'skogo morej: - Almaty: Kazahstanskoe geologicheskoe obshchestvo «KazGEO», 2004. - 472. S.296-306.]
- 13 Исказиев К.О., Алмазов Д.О., Улитина Л.А., Ляпунов Ю.В., Барс Ф.М., Сивальнева О.В. Седиментационная модель верхнепалеозойских отложений площади Каратон-Бирлестик // Нефтяное хозяйство. – 2019. – N (12). – С. 102-106. [Iskaziev K.O., Almazov D.O., Ulitina L.A., Lyapunov YU.V., Bars F.M., Sival'neva O.V. Sedimentacionnaya model' verhnepaleozojskikh otlozhenij ploshchadi Karaton-Birlestik // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – N (12). – S. 102-106.
- 14 Исказиев К.О., Хафизов С.Ф., Ляпунов Ю.В., Алмазов Д.О., Савинова Л.А., Антипов М.П. Позднепалеозойские органогенные постройки Казахстанского сегмента Прикаспийской впадины. М. ООО «ЛЕОНАНД». 2019. Печ.л. 15,75. [Iskaziev K.O., Hafizov S.F., Lyapunov YU.V., Almazov D.O., Savinova L.A., Antipov M.P. Pozdnepaleozojskie organogennye postrojki Kazahstanskogo segmenta Prikaspijskoj vpadiny. М. ООО «LEONAND». 2019. Pech.l. 15,75].
- 15 James Weber L., Francis Brent P., Harris P.m., Clark Michel. Stratigraphy, lithofacies and reservoir distribution Tengiz field, Kazakhstan. Permo-Carboniferous carbonate platforms and reefs. – 2003. – P. 351-394.
- 16 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с. [Abilhasimov H.B. Osobennosti formirovaniya prirodnyh rezervuarov paleozojskikh otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i ocenkaperspektiv ih neftegazonosnosti. – М.: Izdatel'skij dom Akademii Estestvoznaniya, 2016. – 244 s.]
- 17 Абилхасимов Х.Б. Седиментационная модель карбонатных поднятий Приморской зоны юга Прикаспийского осадочного бассейна в позднедевонско-ранневизейское время // Нефть и газ. – 2022. – №4 (130). – С. 9-27. [Abilhasimov H.B. Sedimentacionnaya model' karbonatnyh podnyatij Primorskoj zony yuga Prikaspijskogo osadochnogo bassejna v pozdnedevonsko-rannevizejskoe vremya // Neft' i gaz. – 2022. – №4 (130). – S. 9-27.]