

УДК 553.98.061: 552.54.73. (470.4+574.1)

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

**Х.Б. Абилхасимов**

*Проведенный анализ геолого-геофизических данных подсолевого комплекса восточного борта Прикаспийского бассейна позволяет с оптимизмом смотреть на возможности новых направлений поисковых работ на больших глубинах.*

*Высокие перспективы могут быть связаны с органогенными постройками внутренних частей палеобассейна. Кроме того, особый интерес представляет поиск литологических и стратиграфических типов резервуаров, которые практически не изучены.*

*Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, изолированная карбонатная платформа, природный резервуар, девонские отложения.*

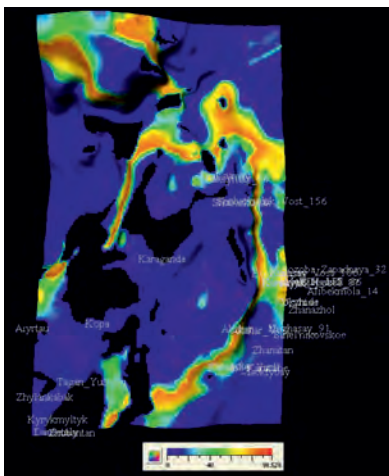
В пределах восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины сконцентрированы ряд крупных и средних подсолевых месторождений нефти и газа. Считается, что в целом восточная бортовая зона – хорошо изученный регион.

Предварительная бассейновая модель показала, что ранее выявленные месторождения совпадают с данными, полученными в результате моделирования, и некоторые перспективные структуры попадают на уже открытые и разрабатываемые месторождения.

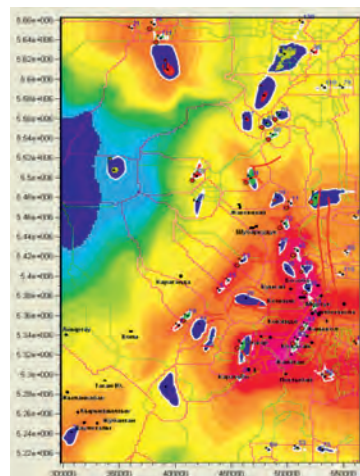
В целом, полученные результаты, приведенные на рис. 1, говорят о том, что некоторые имеющиеся месторождения и перспективные структуры в большинстве своем находятся на возвышенности юго-

восточной части восточно-бортовой зоны Прикаспийской впадины, где расположена существенная часть ловушек, что подтверждает принятую геометрию строения бассейна. Основными материнскими породами, которые, возможно, питают резервуары, расположенные в отражающем горизонте  $P_3$ , являются девонские породы. Данные отложения преимущественно состоят из глинистых пород, известняков и песчаников с включениями доломитов, известковистых аргиллитов, конгломератов, гнейсов, сланцев, амфиболитов.

**Южный борт Предуральяского прогиба.** В строении осадочного комплекса зоны замыкания южного борта Предуральяского прогиба принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские



$P_3$  SR\_нефть



$P_3$  месторождения

**Рисунок 1. Нефтематеринские породы по  $P_3$  (слева) и перспективные структуры по  $P_3$**

отложения, отличающиеся многообразием фаций и своеобразием их смены по латерали и вертикали.

Как известно, на территории Российской Федерации в Оренбургской области к западной части этой зоны приурочен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, расположенных цепочкой вдоль западного борта Предуральяского прогиба. Ближайшим из них является нефтегазовое месторождение Нагумановское. Юго-восточный борт прогиба считается перспективным, но степень разведанности его ниже, чем западного борта.

При просмотре сейсмических разрезов северо-восточной части казахстанской территории Предуральяского прогиба в комплексе с данными гравиметрических исследований была отмечена высокая вероятность существования биогермных ловушек для углеводородов (далее – УВ) в отложении подсолевого комплекса.

Рассматриваемая в данной статье площадь Ширак отличается от прилегающих к ней структурно-тектонических зон своими особенностями разреза подсолевых отложений, морфологией и простиранием локальных структур.

Бурение *глубокой поисковой скважины Ширак 1* (далее – ШР-1) проведено в пределах северного свода структуры Ширак (по подсолевому горизонту  $P_1$ ) с проектной глубиной 7000 м и проектным горизонтом девон, фактический забой – 6597 м.

По анализу данных бурения, волновой картине на сейсмических разрезах и данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС), в подсолевых отложениях, относимых к артинско-ассельскому возрасту, можно выделить структурно-формационные толщи, представленные переслаиванием терригенных пород: мергели, аргиллиты, песчаники, алевролиты с редкими маломощными прослойками известняка, гравелитов (в верхней части) и кремнистых пород (в нижней части разреза).

Таким образом, по данным сейсморазведки и бурения скважины ШР-1, в Яйсанской мульде отмечается большая мощность терригенных артинско-ассельских и, возможно, верхнекаменноугольных отложений, чего не наблюдается в центральной зоне Предуральяского передового прогиба. Снос терригенного материала происходил с востока, со стороны растущих Уральских гор, а также, возможно, с Темирского блока (с юго-запада), который в то время оказался гипсометрически выше, и турби-

дитными потоками терригенный материал мог смываться во впадину. С востока Яйсанская мульда граничит со структурами Актюбинского Приуралья.

Вскрытые бурением подсолевые отложения в скважине ШР-1 отличаются от проектного разреза как литологическим составом пород, так и кровлей их залегания: на 222 м выше проектного. Выделенные по результатам геолого-технических исследований (далее – ГТИ) и ГИС 4 структурно-формационные толщи в подсолевых отложениях на сейсмических глубинных разрезах выделяются слабо по причине неоптимального выбора скоростей в процессе миграции. Была применена скорость, рассчитанная на карбонатный состав пород в разрезе:  $V_{пл} = 5800$  м/с.

Вскрытый подсолевой комплекс оказался литологически представлен терригенными породами. Учитывая наличие аномально высоких давлений в данных отложениях, предполагаемые пластовые скорости должны быть порядка 4000–4200 м/с, что, возможно, улучшит качество прослеживаемости отражающих горизонтов в терригенных артинско-ассельских и нижележащих карбонатных отложениях при процедуре миграции. Глубина залегания опорных отражающих горизонтов также может измениться, следовательно, могут измениться и структурные построения на картах.

***Исходя из вышеперечисленного, необходимо провести дополнительно высокоразрешающую сейсморазведку 3D и выполнить переобработку и переинтерпретацию всего сейсмического материала.***

По данным ГИС и ГТИ, в нижней части разреза выделяются 4 структурно-формационные толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении.

По газовому каротажу выделяются 3 интервала – 6026–6043 м, 6100–6114 м, 6170–6193 м, где суммарный газ составляет 100%, а доля метана – от 58% до 74% в процессе бурения. После спуко-подъемных операций (далее – СПО) и наращивания труб постоянно отмечались большие значения газопоказаний (суммарный – 100%, метан – 70%). В песчаниках, по анализам керна, отмечается повышенная трещиноватость. В процессе бурения в них отмечались высокие газопоказания (до 100% общего газа). Описываемые песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость – 4,25–10%, проницаемость –  $0,017–0,43 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,

в зонах трещиноватости пористость составляет 7,56–13,86%, проницаемость – 0,844–3,49×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. **В этой части разреза по заключению ГИС выделены 13 перспективных интервалов, рекомендованных к испытанию в колонне.**

Интервалы трещиноватых песчаников и аргиллитов, по данным FMI, хорошо совпадают с интервалами повышенных газопоказаний: в интервале 6452–6597,1 м (забой) значения варьируются от 14% до 100% общего газа и от 8,34% до 43,6% по метану. Причем с глубины 6495 м и до забоя отмечено увеличение процентного содержания тяжелых углеводородов (изопентан – до 0,212%), что свидетельствует о наличии жидких УВ в пласте (конденсат).

Во время бурения на глубине 6597 м, при отборе керна начались сильные газопроявления с увеличением объема выходящего бурового раствора (перелив) и повышения давления на стояке с 80 до 145 бар. Процентное содержание газа в «забойной пачке» составило: 100% – суммарный общий газ, 64,1% – метан. Все это указывает на наличие нарушения в призабойной зоне (в частности, поглощения бурового раствора при установке 7” колонны), по которому поступают УВ из нижележащих отложений, имеющих большие перспективы в обнаружении залежей УВ. В интервале глубин 6200–6485 м выделено 6 интервалов мощностью 15–33 м для испытаний. Комплексный анализ полученных данных по бурению скважины, газовому каротажу, люминесцентному анализу, исследованию шлама, керна, ГИС позволили выделить в подсолевом разрезе скважины 3 объекта для испытаний в отложениях нижней перми.

**На структурных картах отражающих горизонтов  $P_1$  и  $P_2b$  к северо-востоку параллельно от структуры Ширак намечается еще одна структура – Азир, большая по размерам, расположена под соляным куполом Нагорный (рис. 2).**

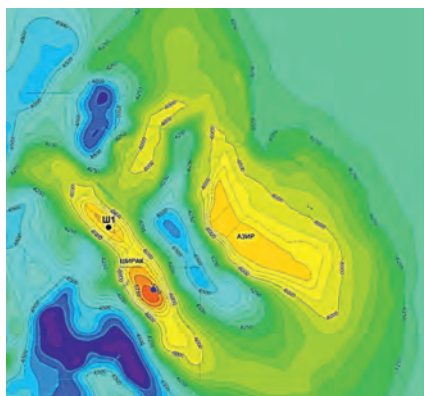
В случае получения положительных результатов при испытании нижнепермских объектов скважины ШР-1 и бурения новых скважин со вскрытием глубоких горизонтов карбона и верхнего девона, данная структура однозначно станет первоочередным объектом опоискования в данной структурно-тектонической зоне.

**Таким образом,** к среднедевонскому времени большая часть территории южного борта Предуральяского прогиба представляла собой относительно глубоководный бассейн.

В девонское время на площади Ширак существовала обширная погруженная зона в пределах шельфа юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, где происходило интенсивное осадконакопление и заполнение ее терригенным и карбонатно-терригенным материалом (компенсированный тип осадконакопления).

Структура Ширак не является унаследованной (в отличие от структур Новодонецкой, Шанды, Байлисай, расположенных в условиях Темирской карбонатной зоны и Новоалексеевский прогиба) и отмечается только по каменноугольному и нижнепермскому комплексам.

Наличие вдоль западного борта Предуральяского прогиба ряда нефтяных и нефтегазовых месторождений дает возможность оценивать палеозойский осадочный комплекс зоны замыкания южного борта



**Рисунок 2. Структурная карта по отражающему горизонту  $P_2b$  с выделением перспективных структур Ширак и Азир**

Предуральского прогиба **высокоперспективным районом.**

**Темирская карбонатная платформа островного типа** по горизонтам  $P_2$ ,  $P_2'$  и  $P_3$  погружается к востоку в сторону Остансукского прогиба полого, а на западном склоне круто, образуя уступ.

На северном окончании Темирского карбонатного массива по фундаменту выделяется Бестауский выступ, к которому приурочены подсолевые поднятия Бестау, Новодонецкое, Хобдинское, Аккудук, Сорколь, Дамба, Северная Карахобда, образующие Бестау-Соркольскую группу поднятий. Структурный план этих поднятий носит, в основном, унаследованный характер залегания, повторяя структуру поверхности фундамента в сглаженном виде. Суммарная мощность подсолевых отложений в этой зоне составляет 1500–1800 м. Структурный план и размеры поднятий по глубокому подсолевым горизонтам несут унаследованный характер, увеличиваясь лишь по амплитуде. По нижнепермским отложениям выделенные объекты, по-видимому, могут быть проинтерпретированы как возможная рифогенная постройка, а по девонско-каменноугольным комплексам – карбонатами, расположенными в склоновой части карбонатной платформы.

Выявлено несколько наиболее контрастных построек по результатам сейсмостратиграфического анализа. Барьерные рифы краевых частей шельфа, пройдя длительную постседиментационную историю развития, в современном плане заняли более низкий гипсометрический уровень, чем внутренние части шельфа, сложенные слоистыми известняками. По кровле карбонатов визейско-башкирского возраста (отражающий горизонт (далее – ОГ) –  $P_2$ ) рельефно выделяются 2 вала сложной неправильной формы, вытянутые в субмеридиональном направлении. *Аккудук-Бактыгарынский вал* осложнен рядом сводовых вершин амплитудой от 100 до 150 м. Общая площадь Аккудук-Бактыгарынского вала по изогипсе -4550 м составляет более 90 км<sup>2</sup>. Восточнее выделяется *Аккумский валообразный выступ*, осложненный по данным отложениям 3 локальными структурами – Северный Аккум, Аккум и Южный Аккум, вытянутый дугообразно в субмеридиональном направлении при амплитуде осложняющих его вершин более 100 м.

Следует отметить, что выделенные валообразные поднятия по кровле карбонатов визейско-башкирского возраста имеют унаследованный характер от

форм девонского рельефа. Кроме того, на Аккудук-Бактыгарынском валу было произведено в советское и постсоветское время глубокое бурение 4 скважин, забои которых не вскрыли подошву карбонатной толщи. Скважина Г-4 Бактыгарын по результатам испытаний дала незначительные притоки нефти из 3 интервалов толщи КТ-II. По скважинам П-1 Аккум и Г-3 Аккудук результаты испытаний толщи КТ-II дали притоки пластовых вод. Это также относится к скважинам Г-2 Аккум и Г-3 Аккум, пробуренных на Аккумском валообразном поднятии. Новые данные, полученные по результатам аэромагнитной съемки, дают информацию о возможном наличии карбонатных построек в девонском осадочном комплексе.

В пределах Темирского карбонатного массива пробурены параметрическая и поисковые скважины на площадях Кумсай (П-4), Бактыгарын (Г-1) и Северная Бозоба (Г-9). Карбонатные отложения девонского возраста в этих скважинах вскрыты в следующих интервалах глубин: П-4 Кумсай – 4830–6024 м (забой) толщиной 1194 м, Г-1 Бактыгарын – 5480–6212 м (забой) толщиной 732 м, Г-9 Сев. Бозоба – 5020–5750 м (забой) толщиной 730 м. Палеонтологическими определениями из кернового материала в указанных интервалах скважин установлен девонский возраст пород.

Предполагаемая биогермная постройка состоит из фаций шельфовой лагуны, передового склона и фаций межрифовой впадины. Геологическое строение кровли предполагаемого резервуара карбонатов девонско-нижнекаменноугольного возраста характеризует условный отражающий горизонт  $D_3-C_1$ . По данному отражающему горизонту на юго-западной части исследуемой площади (район пересечения профилей PA-TR27 и PA-TR04) наиболее контрастно выделяется брахиантиклиналь Бактыгарын (рис. 3). Структура вытянута в субмеридиональном направлении и осложнена 2 сводовыми вершинами. Её размеры по изогипсе -5400 м составляют порядка 3,5 x 8,9 км при амплитуде поднятия более 350 м. Максимальная высота предполагаемой рифовой постройки – более 900 м при амплитуде более 400 м. По результатам структурной интерпретации отмечается, что рифовое тело имеет сложную форму и неоднородно по фациальному составу. Кроме того, происходит уменьшение высоты карбонатообразующих пород в районе западного склона Темирской платформы, с замещением на более глубоководные

фации в сторону Остансукского прогиба на востоке. Рифовое тело этой зоны может состоять из более чистых карбонатных фаций, характерных для склоновых частей рифогенных комплексов. Центральную и северо-восточную часть структурного плана по условному отражающему горизонту  $D_3-C_1$  можно отнести к зоне роста карбонатобразующих скелетов в лагунных или относительно глубоководных условиях. В этой части площади ленточной, заливообразной формой локализуются небольшие по размерам структурные вершины. В целом, проведенные исследования подтвердили наличие ранее прогнозируемых объектов рифового типа внутри карбонатной толщи.

В скв. Г-1 Бактыгарын в интервале 5907–6212 м выделены нерасчлененные нижнедевонско-эйфельские отложения толщиной 305 м. Франский ярус верхнего девона установлен в интервале 5610–5907 м толщиной 297 м и несогласно залегает на породах среднего девона. Фаменский ярус толщиной 130 м выделен в интервале 5480–5610 м, который несогласно перекрывается карбонатно-терригенными породами верхнего визе. Граница между девонем и нижним карбоном из-за биостратиграфической неопределенности не отмечена, а зафиксирована, по материалам ГИС, на глубине 5418 м.

Верхняя граница девонской системы, по материалам рассмотренных скважин, имеет трансгрессивный контакт с отложениями нижнего карбона. В каждой из пробуренных скважин наблюдается выпадение из разреза отложений различного

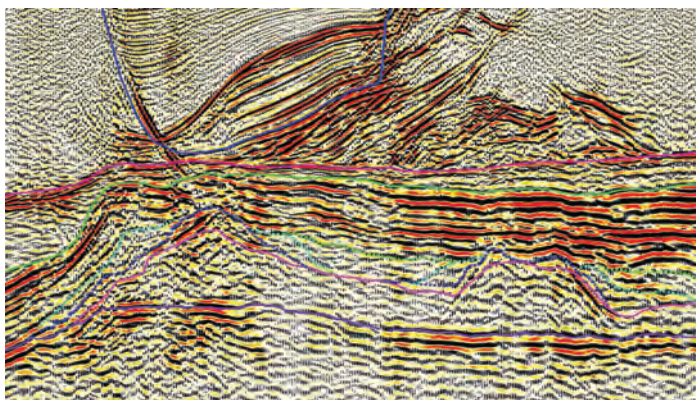
стратиграфического объема. Амплитуда стратиграфического несогласия отличается диапазоном проникновения размыва в каждую из пограничных систем.

Анализ данных сейсморазведки 3D подтвердил существование карбонатной постройки в области, расположенной восточнее скважины Бозоба Г-6. Скорее всего, эта постройка принадлежит рифовому массиву, который цепочкой протягивается через площадь Бозоба с северо-запада на юго-восток. Доказательства существования карбонатной постройки были получены на месторождении Кенкияк, где были вскрыты карбонаты как в комплексе КТ-2, так и глубже, в интервале девон – нижний карбон. Их промышленная продуктивность доказана в результате бурения серии скважин в северо-западной части месторождения. Притоки нефти из карбонатных коллекторов достигают 230–270 м<sup>3</sup>/сут.

Распределение сейсмических атрибутов демонстрирует преобладание линейного залегания структурных объектов в карбонатной толще нижнего карбона – верхнего девона. Это может рассматриваться как свидетельство наличия цепочечных систем карбонатных построек (рис. 4).

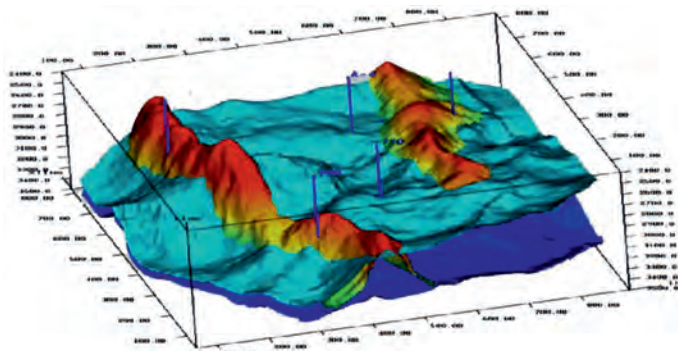
Анализ литологического состава каменноугольных и девонских отложений, вскрытых глубокими скважинами, показывает, что, начиная с девонского периода, Темирская зона поднятий была крупным приподнятым участком мелководного карбонатного осадконакопления, куда не поступал обломочный материал.

**Линейные системы поднятий,**



**Рисунок 3. Темирская карбонатная платформа.**

**Фрагмент глубинного сейсмического разреза по профилю PA-TR27, демонстрирующий выделение предполагаемой биогермной постройки Бактыгарын и сейсмофациальных её составляющих, очевидно, состоящих из фаций шельфовой лагуны, передового склона и фаций межрифовой впадины**



**Рисунок 4. Структурная карта по кровле карбонатов раннекаменноугольного и позднедевонского возраста**

#### **связанные с карбонатными постройками Кенкияк-Бозоба**

По материалам пробуренных скважин, вскрывших девонские отложения в южной части Темирского карбонатного массива, а именно каротажным диаграммам и изученным образцам пород, непосредственно над карбонатами девонского возраста залегают со стратиграфическим несогласием карбонатные породы нижнего карбона, приконтактовые отложения которых представлены брекчированными карбонатными породами.

**Жанажольская карбонатная платформа** имеет клинообразную форму, расширяющуюся к северу от 7 км в районе Сарыкума до 45 км в районе Урихтау. С запада и севера массив ограничен уступом, который трассируется в субмеридиональном направлении вблизи структур Тортколь, Южный и Северный Тускум, Жанатан, Кожасай, Башенколь, Шингельший, Карнак. Юго-восточная граница контролируется Терескенско-Южно-Эмбинским разломом. Кровля массива испытывает погружение к северу от -2000 м в районе Тортколя до -4600 м в районе Шингельший. Мощность варьирует от 300 до 1000 м, составляя в среднем 600–800 м. В поперечном сечении массив имеет клиновидную форму, постепенно сужающуюся в направлении депрессионной части бассейна.

Для всей зоны характерна очень слабая морфологическая дифференциация горизонта П<sub>1</sub>, который лишь в сглаженном виде отражает тектонику внутриподсолевой толщи. Это видно на примере Жанажол-Синельниковской группы поднятий – наиболее изученного сейсморазведкой и бурением участка восточного склона Прикаспийской синеклизы. Другой весьма существенной особенностью геологического

строения Жанажольской ступени является наличие в подсолевом разрезе карбонатной толщи подольско-позднекаменноугольного возраста. На восточной периферии Жанажольской зоны – ряд полузамкнутых положительных тектонических форм, которые, возможно, примыкают к разлому. Получение качественного отображения в подсолевом комплексе является относительной проблемой в Прикаспийской впадине. Мощный солевой купол поглощает и рассеивает сейсмическое излучение, искажая его волновой фронт. В силу того, что детальность региональных исследований в пределах впадины крайне неравномерная, зачастую есть риски пропустить интересные с точки зрения нефтегазоносности объекты, расположенные как в пределах известных нефтегазоносных районов, так и нижележащих горизонтов. Одним из таких примеров является структура Саркрамабас, выявленная в пределах Жанажольской карбонатной платформы в советское время. Региональные сейсморазведочные работы в пределах восточного борта впадины не дали качественный материал о подсолевом разрезе структуры Саркрамабас. В конце 80-х гг. в этом регионе было открыто немало высокоперспективных площадей, а затем и обнаружений с промышленными дебитами. Относительно небольшая зона в зоне сочленения 2 карбонатных платформ не вызвала поискового интереса и оставалась неисследованной.

*Седиментационный рост карбонатных отложений: от четко выявленной кровли Серпухова (C<sub>1s</sub>), затем перекрывающего башкирского горизонта (C<sub>2b</sub>) и, наконец, кровли КТ-1. Рифовая постройка растет в юго-западном направлении и оказалась не охваченной бурением.*

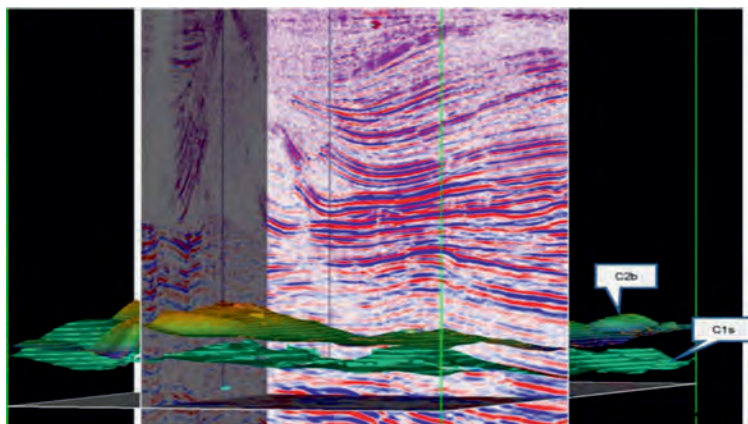


Рисунок 5. Жанаозольская карбонатная платформа. Месторождение Саркрамабас

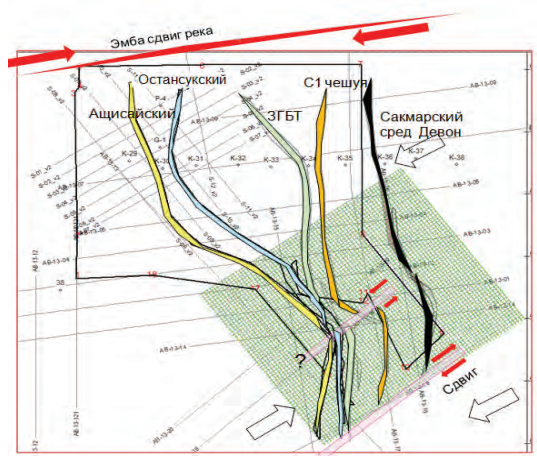


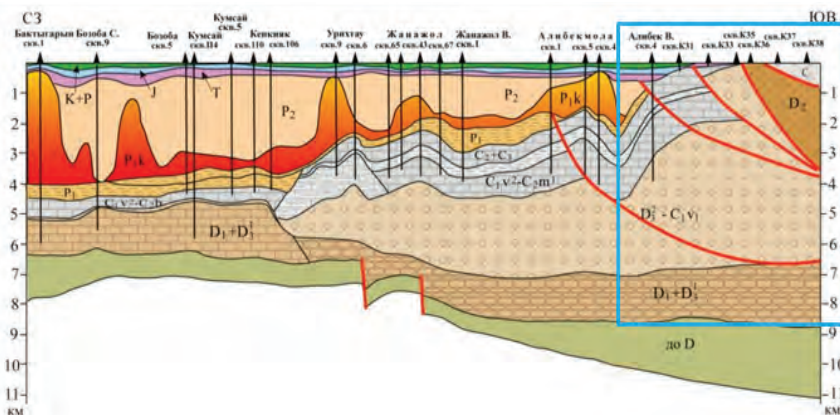
Рисунок 6. Обзорная схема тектонических нарушений по участку Алибек Восточный

Данные сейсмосьемки 2008 г. существенно улучшили качество подселевых отображений (рис. 5), однако всё ещё остается некоторая определенность в отслеживании целевых горизонтов. При опробовании в колонне горизонта КТ-II в скважине 1-С был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 30,5 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 7 мм. В этих условиях, несмотря на то, что первые скважины, 1-S и 3-S, вскрыли значительный приток нефти, следующая, 6-S, была ключевым фактором для идентификации потенциала месторождения. Эта скважина смогла определить реальный тренд развития продуктивных горизонтов в зоне основного волюметрического потенциала залежи, которая одновременно являлась наиболее проблемной для сейсмического исследования.

*Таким образом, вероятность обнаружения подобных построек палеозойского комплекса и особенно девонского возраста в пределах Темирско-Жанаозольской системы выступов, Останукском, Утыбайском и Коскольско-Ащикольском блоках восточного борта Прикаспийской впадины велика.*

Анализ региональной тектонической картины в зоне стыка Урала и Прикаспийской впадины указывает на региональный правосторонний Эмбинский сдвиг.

Во время герцинской складчатости регион был сильно изменен надвиганием восточной части Урала на Прикаспийскую впадину, вследствие чего структурный фонд переформировался и образовались основные элементы – надвиги и сдвиги.



**Рисунок 7. Распространение Кунгурской соли в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины. Участок Алибек Восточный выделен синим цветом**

**Участок Алибек Восточный** находится в зоне регионального правостороннего сдвига под влиянием сжатия со стороны Урала. Результаты 3D сеймики, проведенные относительно недавно (2016 г.), показывают, что региональные разломы имеют иное простирание, нежели до сих пор было принято считать разными авторами.

Хотя привязка региональных карт и дает представление о распространении крупных разломов в восточной части бассейна, но в большей степени оно лишь схематичное. Сакмарский надвиг предполагается в восточной части съемки 3D. Продолжение Ащисайского надвига можно ожидать на западной окраине участка.

Ащисайский разлом хорошо и однозначно интерпретируются как по 2D, так и по 3D сеймике. Этот разлом изгибается в восточном направлении и расширяет пространственное распространение Жаркамьского свода (Жанажольской платформы) к востоку, что открывает новые возможности для поисковых работ в юго-восточном и в южном направлениях от месторождения Алибекмола.

Региональный Сакмарский разлом, который отделяет Урал от Прикаспийской впадины, проходит через самую восточную часть участка, а не по середине, как предполагают региональные карты. Ащисайский надвиг является «барьером» между сохраненной карбонатной платформой и зоной, тектонически измененной надвиговыми процессами.

**Таким образом, согласно сейсмическим данным, Жанажольская платформа получила свое распространение дальше к востоку, чем было**

**принято считать ранее, следовательно, и Урал начинается восточнее.**

В результате работ локализовано 5 надвиговых элементов с запада на восток: Ащисайский, Остансукский, Западная граница большого тела (далее – ЗГБТ), разлом, ограничивающий чешую С1, и Сакмарский (рис. 6). Тектоническое движение в отдельных сегментах происходило в одинаковом направлении по сдвигам, что способствует образованию более простых структурных ловушек.

В центре 3D участка зона разломов сужается и меняется простирание этих разломов. Возможно, это является признаком наличия погруженного сдвига.

Возраст разломов – герцинский, поздний карбон – ранняя пермь. На уровне глубже горизонта V преобладает сжатие в юго-западном направлении. В мезозойское время наблюдается реактивация Сакмарского разлома, предположительно, из-за рифтогенеза в Западно-Сибирской впадине. В связи с этим наблюдается вращение осей напряженности против часовой стрелки со сжатием преимущественно в западном направлении.

Стоит отметить, что транспрессивные разломы образуются в условиях сжатия, что усиливает экранирующие свойства разломов.

Как результат надвигания Урала на Прикаспийскую впадину, по всему участку наблюдается надвиговая тектоника с развитием как минимум 3 больших чешуй. Разломы представлены надвигами и сдвигами, которые образуют единую структурно-тектоническую систему.





**Рисунок 8. Алибек Восточный. Фрагмент структурной карты по поверхности КТ-III (ОГ П<sub>2</sub>d) в центральной части**

«Верхняя» чешуя состоит предположительно из девонских пород и обрамляется Сакмарским разломом снизу. Средне-девонские отложения могут быть сложены терригенными и карбонатными породами, которые подлежали метаморфическим процессам. В данной зоне возможно и внедрение магматических интрузий. Эта область находится на краю сеймики и волновая картинка не представительна. Все более молодые породы, начиная с верхнего девона, эродированы.

«Средняя» чешуя обрамляется Сакмарским разломом сверху и надвигом ЗГБТ снизу. По результатам бурения, структурная скважина К-35 вскрыла нижне-карбонатные терригенные породы. Вскрытые данной скважиной породы залегают поверх тела, которое четко выделяется на сейсмике динамическими отражениями высокой интенсивности. Это тело предположительно сложено, включая и верхний девон, девонскими карбонатными породами и фациями неглубокого шельфа.

Отсутствие кунгурской соли как региональной покрывки является одним из главных рисков углеводородной системы изучаемого региона. Однако вдоль восточного борта Прикаспийской впадины установлен ряд многоэтажных залежей в подсолевом карбонатно-терригенном разрезе, что свидетельствует о наличии интраформационных покрывок, которые потенциально в состоянии запечатать локальные скопления углеводородов. В качестве примеров можно назвать месторождения Жанажол и Алибекмола, с нефтегазовыми залежами в карбонатных коллекторах КТ-II и КТ-I, ко-

торые разделены межкарбонатной терригенно-глинистой толщей (далее – МКТ). В отличие от Жанажол, Алибекмолинская структура более интенсивно нарушена разломами. Основная продуктивность приурочена к нижней карбонатной толще КТ-II.

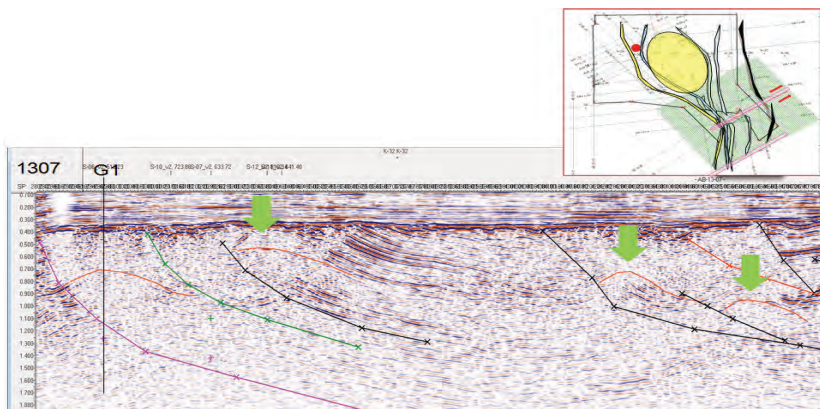
В верхней толще КТ-I содержится газовая залежь с нефтяной оторочкой. Залежи пластово-массивные, с элементами тектонического экранирования, что также свидетельствует о наличии латеральных интраформационных покрывок.

Кроме МКТ глубже по разрезу существует еще ряд потенциально экранирующих интервалов.

В целом, центральную часть по изогипсе -900 м можно охарактеризовать валовым поднятием, раскрывающимся к югу и не замыкающимся в пределах участка 3D. Однако, как видно из рис. 8, в пределах этого валового поднятия можно рассматривать отдельные локальные структуры.

**Потенциальная структура/объект 1** (возможная карбонатная постройка) по изогипсе -600 м вытянута в северо-западном направлении, тектоническими нарушениями не осложнена. Размеры составляют 3,75 x 0,75 км при амплитуде более 100 м. Тектонические нарушения проходят южнее, возможно, экранируя данный объект по изогипсе -900 м, таким образом увеличивая размеры и привлекательность объекта.

**Потенциальная структура/объект 2** замыкания в пределах участка 3D не имеет, но с учетом возможного тектонического экрана на юге (предположительно, сдвиговый разлом субширотного прости-



**Рисунок 9. Потенциальные объекты по 2D данным, связанные с надвиговыми структурами**

рания) оконтуривание допустимо провести по изогипсе -550 м. Поверхность данного объекта размыта на уровне V отражающего горизонта.

**Потенциальная структура/объект 3** выделяется восточнее объекта 2 в виде обособленного свода небольшого размера, не нарушенного тектоникой. Размеры по изогипсе -550 м составляют 1 x 0,75 км при амплитуде более 100 м.

**Потенциальная структура/объект 4** прослеживается на более глубоких уровнях по отношению к вышеописанным структурам, тем не менее это может представлять интерес. Структура замыкается по изогипсе -1400 м и имеет северный – северо-западный тренд. Западная часть контролируется тектоническим нарушением такого же простирания. Размеры составляют 2,75 x 0,5 км при амплитуде более 50 м.

**Потенциальная структура/объект 5** также прослеживается на более глубоких уровнях по отношению к структурам 1–3. Размеры по изогипсе -1350 м составляют 1,5 x 0,75 км при амплитуде более 50 м. Структура нарушена малоамплитудным тектоническим нарушением северо-западного простирания.

Основными элементами данной карты являются зоны возможного развития барьерных рифов, глубоководных условий осадконакопления и размыва.

Зона возможного развития барьерных рифов располагается в центральной и северной части участка и, вероятно, распространяется дальше на север. На сейсмическом разрезе данной зоне соответствует холмистый характер внутренних отложений и признаки кровельного и подошвенного прилегания для верхней и нижней границы сейсмофации соответственно.

Зона развития более глубоководных осадков расположена в западной части площади, по направлению к бассейновой части Прикаспийской впадины. Внутренний характер отражений тут субпараллельный, а поверхность и подошва характеризуются согласным залеганием.

Зона размыва находится в южной части и ограничивается разломом, предположительно сдвигового генезиса. Поверхность данной сейсмофации является эрозионным срезом по ОГ V, в районе нижней границы имеются признаки прилегания, внутренний характер отражений бугристый.

По данным 2D сейсмике отмечается ряд потенциальных объектов, связанных с надвиговыми структурами, которые могут представить определенный интерес для доразведки средствами 3D сейсмике и будущего поискового бурения (рис. 9).

### Выводы

Наличие девонских карбонатных построек вселяет определенный оптимизм для успешной разведки в пределах восточного борта Прикаспийской впадины.

Наряду со структурами, имеющими унаследованный характер развития, устанавливается значительное число структур, формирование которых связывается с тектоно-седиментационными процессами при превалирующем значении седиментационного фактора. При этом седиментационный фактор, который обусловлен интенсивным привнесом обломочного материала в бассейн в каменноугольно-артинский период, определил формирование большинства структур наложенного типа.

Проведенный анализ глубоководных структур восточного борта Прика-

спийской впадины и результаты моделирования показывают, что основная миграция УВ происходит в подсолевой части из доде-

вонских материнских свит, что подтверждается произведенной количественной оценкой.

### Список использованной литературы

1. Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы. – Доклады 7-й международной научно-практической конференции. Спецвыпуск, ч. 2, М., Георесурсы, 2017, с. 194–208.

2. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М., Издательский дом Академии Естествознания, 2016, с. 244.

## КАСПИЙ МАҢЫ БАССЕЙНІНІҢ ШЫҒЫС ЖИЕГІНДЕГІ ПАЛЕОЗОЙ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ПЕРСПЕКТИВАСЫ

Қ.Б. Абилхасимов

*Каспий маңы бассейнінің шығыс жиегіндегі тұзасты кешендерінің геолого-геофизикалық мәліметтерін талдау нәтижелері терең қабаттарды зерттеудің жаңа бағыттарының мүмкін екендігіне ерекше сенім тудырады.*

*Оның перспективасының жоғары болуы палеозой бассейнінің органогенді ішкі бөліктерінің құрылуымен байланысты. Одан бөлек, осы уақытқа дейін зерттелмеген резервуарлардың литологиялық және стратиграфиялық типтерін табу ерекше қызығушылық тудырады.*

*Түйінді сөздер: Каспий маңы бассейндері, оқшауланған корбонатты платформа, табиғи резервуар, девон шөгіндісі.*

## OIL AND GAS POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSITS OF THE EASTERN FLANK OF THE CASPIAN BASIN

Kh.B. Abilkhassimov

*The performed analysis of the geological and geophysical data of the subsalt complex on the eastern side of the Caspian basin allows us to look with optimism at the exploration possibilities of new areas at great depths.*

*High prospects may be associated with organogenic constructions of the inner parts of the paleobasin. In addition, of particular interest is the search for lithological and stratigraphic types of reservoirs, which have not been properly studied.*

*Keywords: Precaspian basin, isolated carbonate platform, natural reservoir, Devonian deposits.*

### Информация об авторе

**Абилхасимов Хаирлы Бабашевич** – докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК, генеральный директор, [khairly@mail.ru](mailto:khairly@mail.ru).

ТОО «ГЕО-МУНАЙ XXI», г. Алматы, Казахстан