

УДК 553.98.061:552.54.73.(470.4 + 574.1)

## О НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

**Абилхасимов Х.Б.***ТОО НИИ «Технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», Астана, e-mail: khairly@mail.ru*

В обзоре приведены результаты комплексного анализа и обобщения геолого-геофизической информации, проведенных в последние годы, что позволило осуществить уточнение внутреннего строения, обоснование новых объектов в палеозойском комплексе, переоценку перспектив нефтегазоносности и прогнозных ресурсов нефти и газа Прикаспийской впадины. Рассмотрены особенности нефтегазоносности палеозойских карбонатных платформ, в которых отмечается определенное пространственное распределение жидких и газообразных углеводородов по бортовым участкам впадины. В северной и северо-западной частях преимущественно нефтегазоконденсатный, в восточной и южной частях впадины – нефтеносный, на юго-западе – газоконденсатный. В подсольевых отложениях Прикаспийской впадины установлена региональная нефтегазоносность с преимущественной концентрацией запасов углеводородов в небольшом числе крупных месторождений в карбонатных резервуарах. Развитие карбонатных коллекторов различных типов зафиксировано в широком стратиграфическом диапазоне: от среднего девона до артинского яруса ранней перми. **Цель.** Выявить особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценить перспективы их нефтегазоносности.

**Ключевые слова:** Прикаспийская впадина, нефтегазоносность, карбонатные платформы, природный резервуар, девонский, каменноугольный, пермский, зоны нефтегазонакоплений

## ABOUT NEW PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF DEEP-LAYING OBJECTS OF PALEOZOIC DEPOSITS OF THE CASPIAN POOL

**Abilkhasimov H.B.***Scientific Research Institute LLP «Technologies of production and drilling «KazMunaiGas»,  
Astana, e-mail: khairly@mail.ru*

Results of the complex analysis and the generalization of geologic-geophysical information which is carried out in recent years that has allowed to perform refining of an internal structure, reasons for new objects in a Paleozoic complex, revaluation of prospects of oil-and-gas content and forecast resources of oil and gas of Caspian Depression are given in the overview. Features of oil-and-gas content of Paleozoic carbonate platforms in which a certain spatial distribution of liquid and gaseous hydrocarbons on onboard sites of a hollow is noted are considered. In northern and northwest parts mainly oil-gas condensate, in east and southern parts of a hollow – oil-bearing, in the southwest – gas-condensate. In subsalt deposits of Caspian Depression regional oil-and-gas content with preferential concentration of inventories of hydrocarbons in a small number of large-scale deposits in carbonate reservoirs is established. Development of carbonate collectors of various types is fixed in the broad stratigraphical range: from Central Devon to an artinsky tier of early Perm. Purpose. To reveal features of forming of natural reservoirs of Paleozoic deposits of Caspian Depression and to estimate prospects of their oil-and-gas content.

**Keywords:** Caspian Depression, oil-and-gas content, carbonate platforms, natural reservoir, Devonian, coal, Perm, zones of oil and gas accumulatings

Выделяемые в Прикаспийской впадине позднепалеозойские природные резервуары значительно различаются между собой по литологическому составу и стратиграфическому диапазону слагающих их отложений и проявлению нефтегазоносности. На схеме (рис.1) сопоставления разрезов показаны особенности строения природных резервуаров, выделены нефтегазоносные и перспективно-нефтегазоносные комплексы, региональные и зональные флюидоупоры.

Сравнительная характеристика нефтегазоносности месторождений дает возможность проследить сколь велико влияние различных условий осадконакопления на формирование коллекторов и сохранение их

свойств в процессе постседиментационных преобразований. В приведенной табл. 1, отражены условия формирования месторождений, тип залежи, возраст отложений, глубина залегания, литогенетические особенности отложений, характерные постседиментационные процессы, типы и классы коллекторов, характер пространственного распространения коллекторов. Основным, ведущим и направляющим фактором формирования, размещения и сохранения продуктивных толщ, зон нефтегазонакопления и отдельных месторождений является тектонический.

Этот контролирующий фактор почти на всем историческом пути развития региона действовал в положительном направлении.

Господствующая в течение продолжительного времени тенденция к прогибанию привела к накоплению мощной толщи (до 15–16 км в центральной части впадины) осадочных пород. Это обстоятельство обеспечило, прогрев захороненного РОВ и про-

хождение его через все необходимые фазы преобразования.

Мощный соленосный комплекс кунгура создал надежную изолирующую толщу для подстилающих более древних отложений.

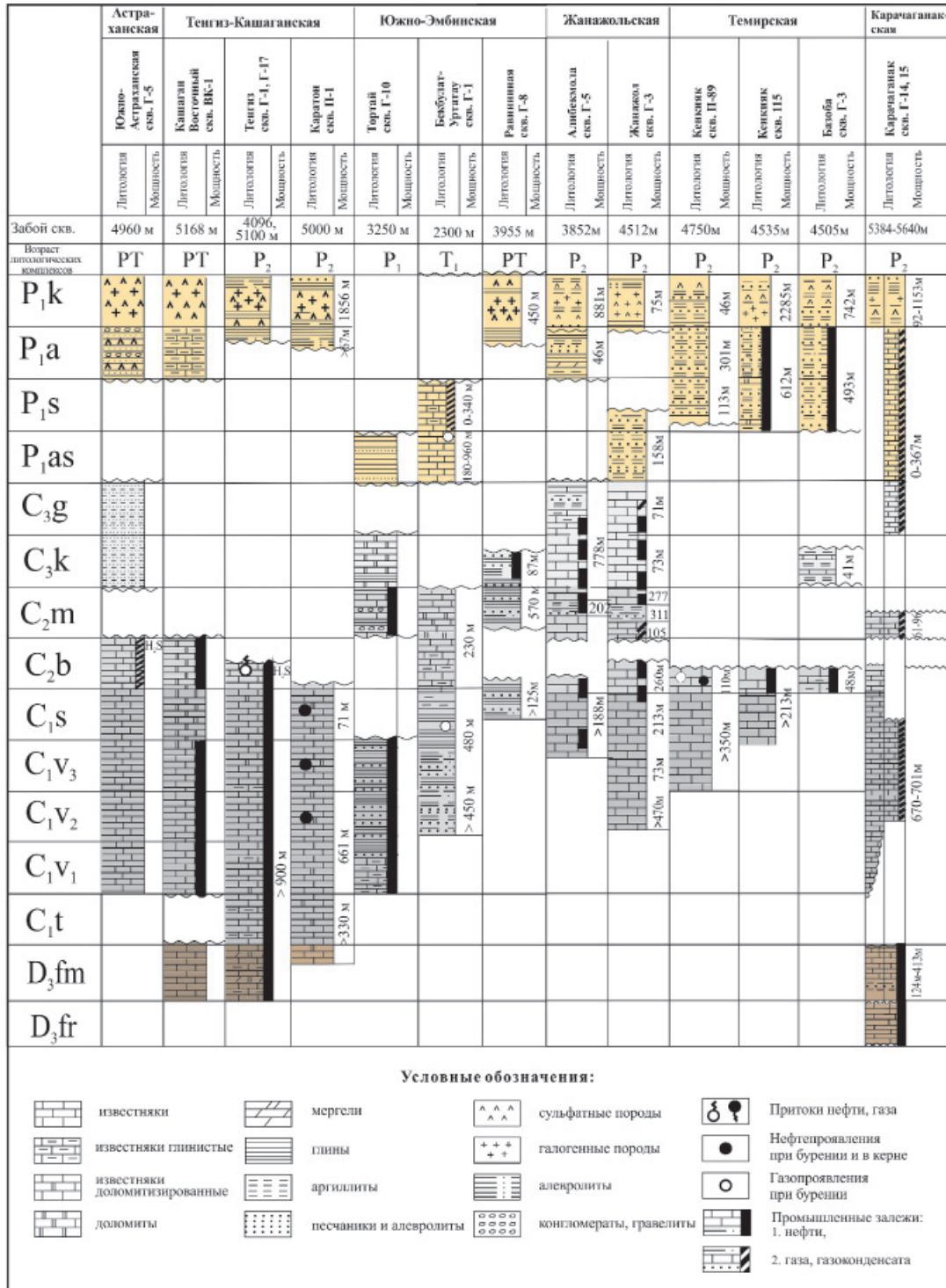


Рис. 1. Схема сопоставления разрезов месторождений нефти и газа карбонатных платформ Прикаспийской впадины

Таблица 1

Геологическая характеристика	Карбонатные платформы						
	Карачаганакская	Жанажольская		Тсмирская	Южно-Эмбинская	Тенгиз-Кашаганская	
	Карачаганак	Жапажол		Кепкияк	Бекбулат	Тенгизе	Королевское
Условия осадкоаккумуляции	Рифовый массив	Мелководный шельф		Мелководный шельф		Рифовый массив	
Возраст отложений	Раннепермские-каменноугольные, P <sub>1</sub> – C	Каменноугольные – C		Раннепермский – P <sub>1</sub> среднекаменноугольный – C <sub>2</sub>	Ассольско-сакмарские – P <sub>1</sub> a-s	Каменноугольно – девонский, C <sub>1</sub> – D <sub>3</sub>	Продуктивные отложения C <sub>1</sub> –C <sub>2</sub>
Тип залежи	Массивная нефтегазоконденсатная, единое строение резервуара	1 Пластово-массивная, нефтегазоконденсатная (две карбонатные толщи)		массивная нефтяная залежь		Массивная нефтяная залежь Наличие ДВПД	Массивно-пластовая нефтяная залежь
		КТ-1 (верхняя)	КТ-11 (нижняя)				
Глубина залегания, м	3750–5360	256R (скв. 19–3264 (скв. 5))	3096 (скв. 62) – 4511 (СКБ.3)	3800–4800	3800–4000	3867–5415 (ВНК не выявлен)	3970–5300
Литогенетические особенности	Известняки: преобладают биогермные, биоморфные, биоморфно-детритовые; доломиты: топкомикрозерпистые	Известняки: преобладают органогенные, (биоморфные, биоморфно-детритовые). Доломиты замещения: тонко-мелкозернистые известковые	Известняки: органогенно обломочные. органогенно-детритовые, биоморфные	Песчаники и алевролиты	Известняки биогермно-водорослевые	Известняки биогермные, биоморфные, органогенно-обломочные, фораминиферо-водорослевые	Биогермные органогенно-детритовые. реликтивно-органогенные
Постседиментационные процессы	Перекристаллизация – сильная; доломитизация – сильная; выщелачивание – унаследованное и вновь образованное	Выщелачивание – сильное; унаследованное и вновь образованное; доломитизация – сильная; кальцитизация – умеренная	Кальцитизация – преобладает, перекристаллизация – средняя	Кальцитизация средняя, перекристаллизация	Доломитизация с сохранением реликтивно-органогенной структуры известняков	Активные процессы перекристаллизации и кальцитизации, незначительная доломитизация, наблюдается несколько этапов выщелачивания. Особенность наличие черного ОВ	Интенсивные выщелачивание и иперекристаллизация; особенность – наличие черного OR
Трещиноватость	Интенсивная, повсеместная, трещины различной ориентировки	Интенсивная; преобладает горизонтальная ориентировка трещин, подчиненное значение – наклонная ориентировка		Интенсивная наклонная ориентировка трещин	Горизонтальная и наклонная ориентировка трещин	Повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности	Трещиноватость и развитие вновь образованной кавернозности
Типы и классы коллекторов	Поровый (III–IV классы), реже каверново-поровый, сложный: трещинный, порово-каверново-трещинный	Каверново-поровый, поровый (I–II классы), сложный: каверново-трещинный, трещинный	Поровый (V–VI классы), сложный: порово-трещинный, трещинный	Поровый, сложный: порово-трещинный, трещинный		Поровый, трещинный, порово-трещинный, порово-каверново-трещинный	Поровый (III–IV классы), характерно развитие сложного каверново-трещиннопорового коллектора
Характер пространственной распространения коллекторов	«Линзовидный», «пятнистый»	Выдержанный пластовый		Невыдержанный пластовый	Пластовый	Линзовидный	

Региональные геотектонические движения во многом определили фациальные границы распространения и мощности отложений осадочного комплекса Прикаспийской впадины, источники сноса на разных этапах эволюции бассейна. Все это и создало сложную картину распространения терригенных и карбонатных пород в палеозойском комплексе, крайне важную для нефтегазогеологического районирования и обоснованной оценки, и прогноза перспектив нефтегазоносности (Клещев, Петров, Шеин, 1995).

Присутствие в разрезе нескольких мощных толщ, способных генерировать УВ соответственно может обеспечить проявление целого ряда очагов или зон нефтегазообразования на разных глубинах и в разных частях региона. Распределение промышленной нефтеносности подчиняется также основному контролируемому фактору – тектоническому (в региональном и локальном плане) при общей благоприятной литолого-фациальной (палеогеографической) обстановке.

Влияние литолого-фациального фактора нашло свое выражение в различных сочетаниях песчаных коллекторов и локальных (зональных) глинистых покровов, связанных со сменой в разрезе и по площади обстановок, регулирующих содержание глинистых компонентов. В пределах Прикаспийской впадины принято выделение следующих зон нефтегазоаккумуляции: Тепловская, Карачаганакско-Кобландинская, Кенкиякская, Жанажольская, Южно-Эмбинская, Тенгиз-Кашаганская (Каратон-Тенгизская), Астраханская (рис. 2).

**В пределах северной бортовой зоны** выделяются Тепловская и Карачаганакско-Кобландинская зоны нефтегазоаккумуляции.

**В Тепловско-Токаревской зоне нефтегазоаккумуляции** открыто нефтегазоконденсатное Западно-Тепловское месторождение, которое приурочено к типичной рифогенной ловушке с доказанной продуктивностью карбонатных пород артинского яруса и филипповских отложений кунгурского яруса. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

**Карачаганакско-Кобландинская зона нефтегазоаккумуляции** приурочена к одноименной зоне поднятий в северо-восточной части впадины. Протяженность зоны около 200 км, ширина – 30–50 км. В западной ее части открыто крупное Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение.

По данным сейсморазведки здесь прослеживается полоса выступов фундамента: Карповского, Федоровского, Аксайского и Соль-Илецкого блоков, выделенных на глубинах от 7 до 16 км. Карачаганакскому выступу фундамента отвечает поднятие по отложениям девона.

**В восточной бортовой зоне выделяют Кенкиякскую и Жанажольскую зоны нефтегазоаккумуляции**, которые многие специалисты объединяют в единую – Кенкияк-Жанажольскую зону нефтегазоаккумуляции. Она приурочена к восточному борту Прикаспийской впадины, и занимает южную часть Енбекского и северную часть Жаркамышского выступов фундамента, охватывая территорию распространения карбонатных каменноугольных отложений. Для нее характерно многоярусное строение с несовпадением структурных планов по отдельным нефтегазоносным комплексам. Здесь выявлен ряд крупных и средних месторождений – Кенкияк и Кожасай, Жагабулак, Трува, Жанажол, Урихтау, Синельниковское Жанатан, Лактыбай, Алибемола и др., промышленная продуктивность которых связана с карбонатными каменноугольными отложениями и в меньшей мере – с терригенными породами нижней перми.

**В юго-восточной бортовой зоне впадины выделяется Южно-Эмбинская зона нефтегазоаккумуляции**, которая занимает большую площадь между двумя крупными зонами нефтегазоаккумуляции – Тенгиз-Кашаганской и Кенкияк-Жанажольской. Она приурочена к Маткен-Ушмолинской и Южно-Эмбинской зонам дислокаций по палеозою. Здесь выявлены нефтяные месторождения – Равнинная, Тортай, Елемес, газоконденсатные – Сазтобе Южное, Бекбулат, Сазтюбе, Толкын и др.

Отмечены фонтанные притоки на площадях Улькентобе Юго-Западное, Карашунгул, Шолькара. Продуктивные горизонты приурочены к терригенным, карбонатно-терригенным отложениям нижнего, среднего карбона, а также карбонатам филипповского горизонта нижней перми (Равнинная).

**Тенгиз-Кашаганская зона нефтегазоаккумуляции** расположена в южной части Прикаспийской впадины, которая охватывает северо-восточном побережье и акваторию Каспийского моря. Она приурочена к крупной девонско-каменноугольной платформе, осложненной рифогенными высокоамплитудными постройками. Докунгурский разрез палеозоя Тенгиз-Кашаганской зоны сложен двумя толщами: терригенной нижнепалеозойско-девонской и карбонатной верхнедевонско-нижнепермского (ассельского) возраста, мощность которой постепенно увеличивается с севера на юг от 2 до 3,5 км. В пределах Тенгиз-Кашаганской зоны нефтегазоаккумуляции открыто несколько месторождений: гигантские – Тенгиз, Кашаган, а также среднего размера Королевское – нефтяное и Тажигали – газонефтяное.

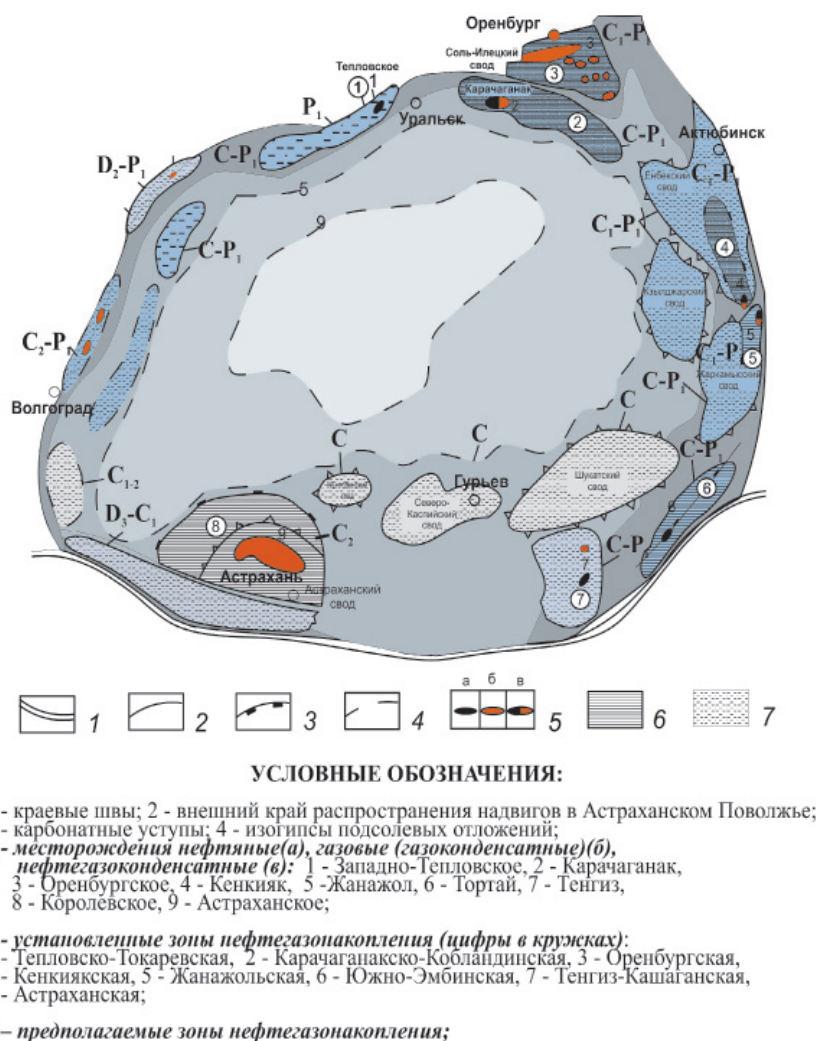


Рис. 2. Схема размещения зон нефтегазоаккумуляции и месторождений углеводородов палеозойского комплекса Прикаспийской впадины

**Астраханская зона газоконденсатонакопления** приурочена к одноименному своду, выраженному по всем горизонтам подсолевого палеозоя и поверхности фундамента. Открытием Астраханского газоконденсатного месторождения здесь доказана продуктивность нижнебашкирских отложений. Наиболее древние породы подсолевого разреза, разведанные бурением, относятся к окскому надгоризонту визейского яруса.

Сравнительное сопоставление месторождений прибортовых зон Прикаспийской впадины показало принципиальное различие условий накопления продуктивных горизонтов, которое заключается в характере размещения и в значительной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пластов в природных резервуарах.

Различные во времени и пространстве этапы карбонатной седиментации, проявление блоковой структуры фундамента, залегающего на различных глубинах, раз-

витие мощного соленосного экрана и высокий генерационный потенциал осадочных толщ, доказанный ранее проведенными исследованиями многих ученых – все это предопределило условия формирования и сохранения сложно-построенных природных резервуаров.

Распространение продуктивных пластов в пределах природных резервуаров характеризуются значительными изменениями мощности, состава и коллекторского потенциала, что связано с лито-генетическими особенностями отложений.

В рамках исследований проведен анализ строения, условий заложения и развития карбонатных массивов Прикаспийской впадины и современных концепций седиментологии и тектоники, изучить морфологическую выраженность карбонатных массивов, оценить их роль, как возможных объектов для поисков крупных и гигантских скоплений углеводородов.

Обобщение и проведенный анализ геолого-геофизических данных, позволили выявить новые карбонатные и терригенные структуры в пределах Прикаспийского бассейна, перспективы которых уточняются.

Месторождения углеводородов палеозойского комплекса Прикаспийской впадины различаются между собой сложными сочетаниями типов коллекторов и емкостно-фильтрационных параметров в природных резервуарах, и дифференцированными особенностями нефтегазоносности в пределах локальных ловушек и в крупных зонах развития карбонатных комплексов. В формировании благоприятных региональных и локальных структур, контролирующей региональную и локальную нефтегазоносность, играет структурно-седиментационный фактор.

**В северной бортовой зоне** определяющее влияние структурно-седиментационного фактора сказалось для разновозрастных карбонатных уступов Карачаганакской карбонатной платформы Аксайского блока, Тепловско-Токаревской зоны Карповского блока. С этими зонами связано большинство из выявленных в подсолевом комплексе севера Прикаспийской впадины нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений.

Самыми древними породами, в которых были отмечены признаки нефти, являются нижнедевонские в северной части Прикаспийской впадины. В табл. 2 приведено сопоставление литолого-стратиграфических разрезов палеозойского комплекса северного борта Прикаспийской впадины.

Среднедевонский эйфельский комплекс ( $D_2ef$ ) с промышленными залежами углеводородов установлен на Чинаревском выступе фундамента. Живетско-нижнефранский терригенный нефтегазоносный комплекс ( $D_2gv-D_3^1p-kn$ ) выделяется по аналогии с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией. Данная толща включает отложения живетского, а также пашийский горизонт франского яруса, продуктивные в пределах всех нефтегазоносных областей Волго-Уральской провинции. В казахстанской части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, залежь нефти в пашийском песчаном горизонте выявлена при бурении скважины П-48 Приграничная на одноименном выступе фундамента.

Развитие карбонатных франских отложений можно предполагать в Погодаево-Остафьевском прогибе Карповского блока, Федоровском блоке и Карачаганак-Кобландинской зоне Аксайского блока.

Эйфельско-франский карбонатный комплекс имеет потенциально высокие перспективы после получения промышленных

притоков нефти в скв. D-1 месторождения Карачаганак, где из песчаников живетского яруса ( $D_2$ ) с глубины 5750 м получен приток нефти дебитом 55 м<sup>3</sup>/сутки, а из бийских отложений ( $D_2ef-bs$ ) с глубины 6190 м получен приток нефти дебитом 113 м<sup>3</sup>/сутки.

Развитие карбонатных франских отложений можно предполагать в Погодаево-Остафьевском прогибе Карповского блока, Федоровском блоке и Карачаганак-Кобландинской зоне Аксайского блока.

Как видим, из приведенных рис. 3–6, Карачаганакская девонская карбонатная платформа имеет более широкое развитие, по новым геолого-геофизическим данным. Скважина WS-1 пробурена за пределами горного отвода месторождения Карачаганак. Однако, по возникшим техническим причинам в процессе бурения, скважина недобурена до проектной глубины. Проведенная межскважинная корреляция (рис. 7) доказывает высокие перспективы западной части девонской Карачаганакской карбонатной платформы.

Продуктивность фаменских отложений доказана также на южном фланге Чинаревского месторождения, где в скважине получен промышленный приток газа с конденсатом. Объект залегает в толще плотных карбонатных пород, без каких-либо признаков глинистости.

На территории Российской Федерации в Оренбургской области к западной части Кобланды-Тамдинского выступа приурочен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, расположенных цепочкой вдоль западного борта Предуральского прогиба. Ближайшим из них является нефтегазовое месторождение Нагумановское. При просмотре сейсмических разрезов северо-восточной части площади совместно с данными гравиметрических исследований была отмечена высокая вероятность существования биогермных ловушек для УВ в подсолевом комплексе отложений. В связи с этим высокие перспективы обнаружения нефтегазоносных толщ девонского комплекса связаны с Кобланды-Тамдинским выступом и западным бортом Предуральского прогиба. Подсолевое поднятие Кобланды выделяется на временных и глубинных мигрированных разрезах как массивное карбонатное образование с несколькими вершинами, типа биостромы верхне-среднедевонского возраста, возникшее на своде выступа по фундаменту. Пробуренная глубокая скважина КОБ-3 на структуре Кобланды, подтвердила наличие карбонатных отложений позднедевонско-раннепермского возраста (рис. 9). Завершено бурение скважины на глубине 6737 м в отложениях среднего девона, представленных, в основном,

доломитами с прослоями известняков, ар-  
гиллитов. С глубины – 6420 м разрез пред-  
ставлен, преимущественно, монотонной  
толщей доломитов. Выбранные, для испы-

таний интервалы, мощностью 20 м каждый,  
имеют от 3 до 6 нефтегазонасыщенных  
горизонта с коэффициентами пористости  
5–14%, и  $K_{\text{H}} = 80–92\%$ .

Таблица 2

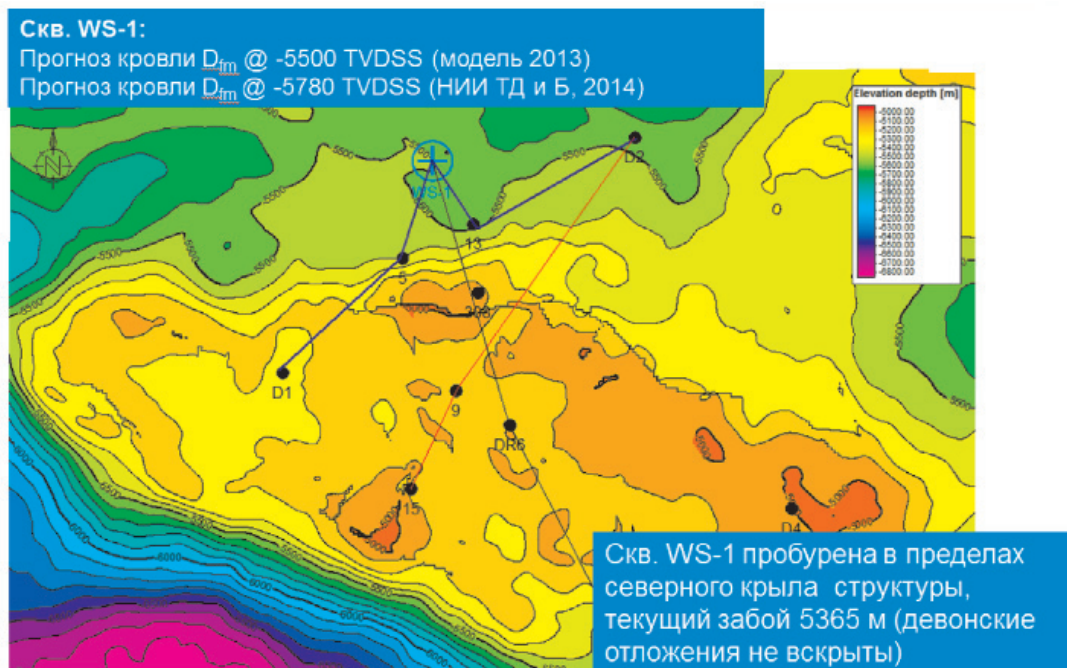
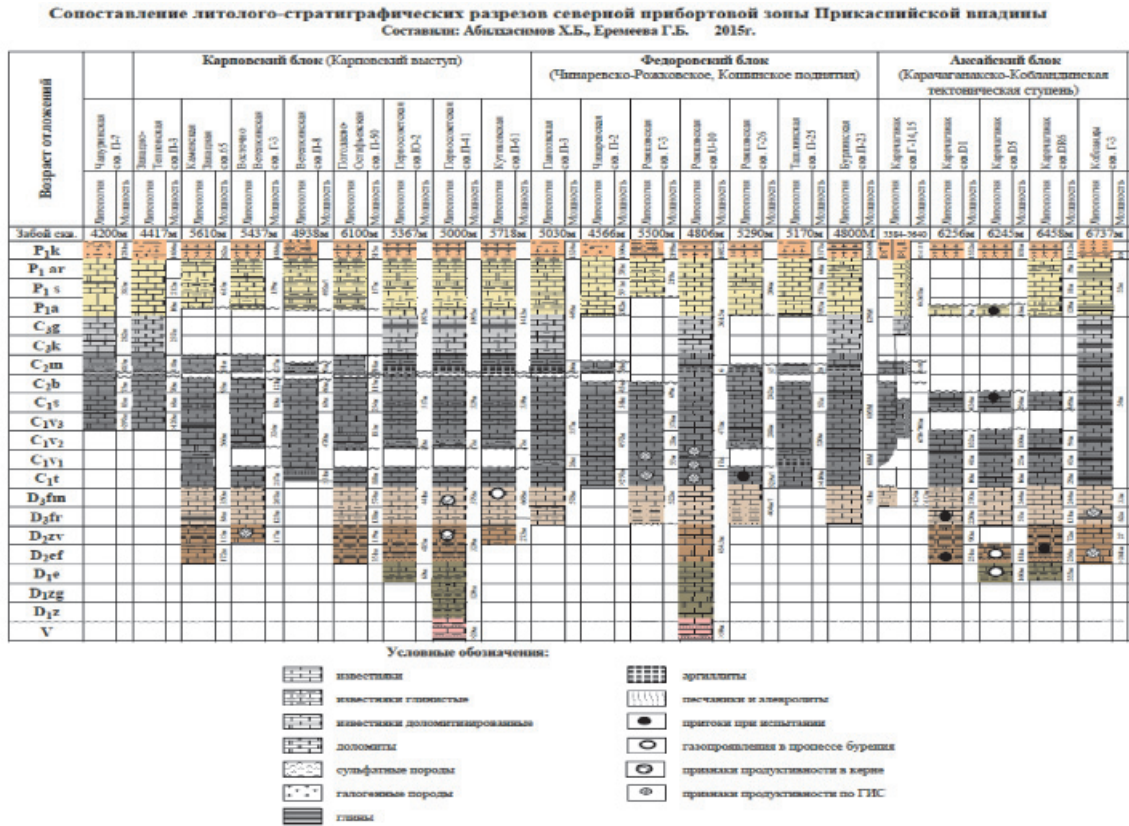


Рис. 3. Аксайский блок. Месторождение Карачаганак. Структурная карта по кровле девонских отложений (фаменский ярус)

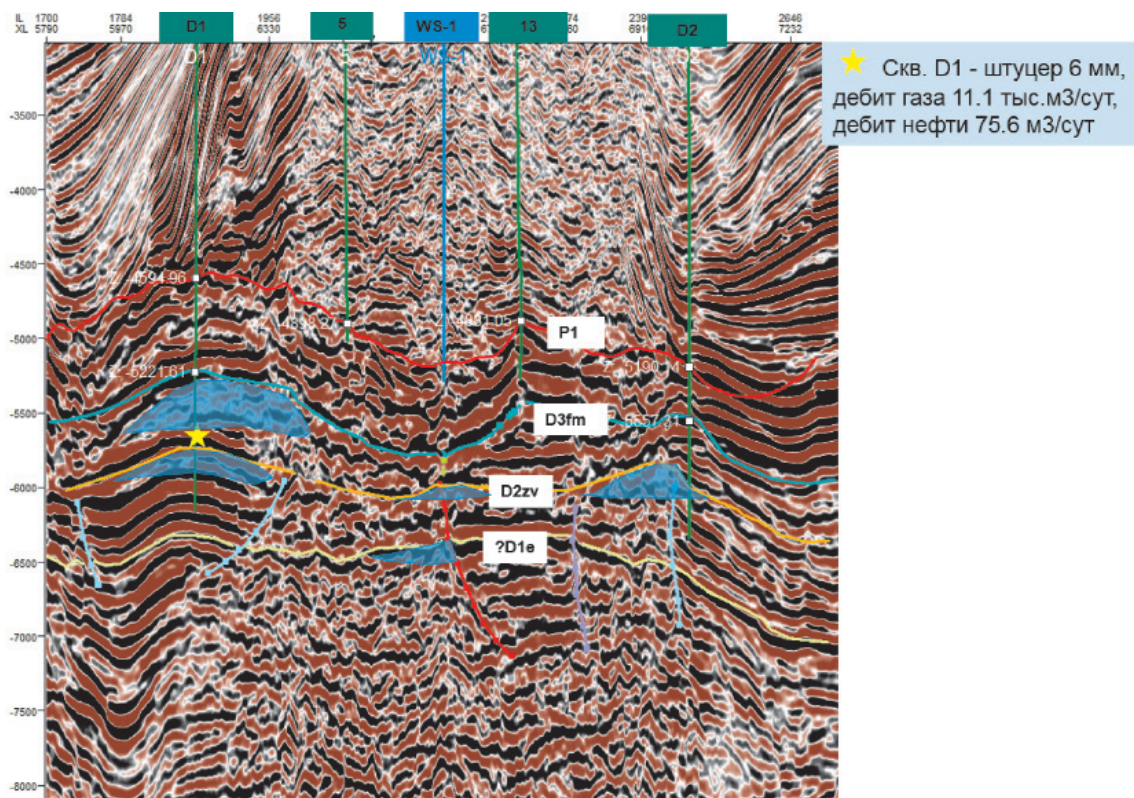


Рис. 4. Аксайский блок. Месторождение Карачаганак. Сейсмический профиль через скважины: D1-5-WS1-13-D2

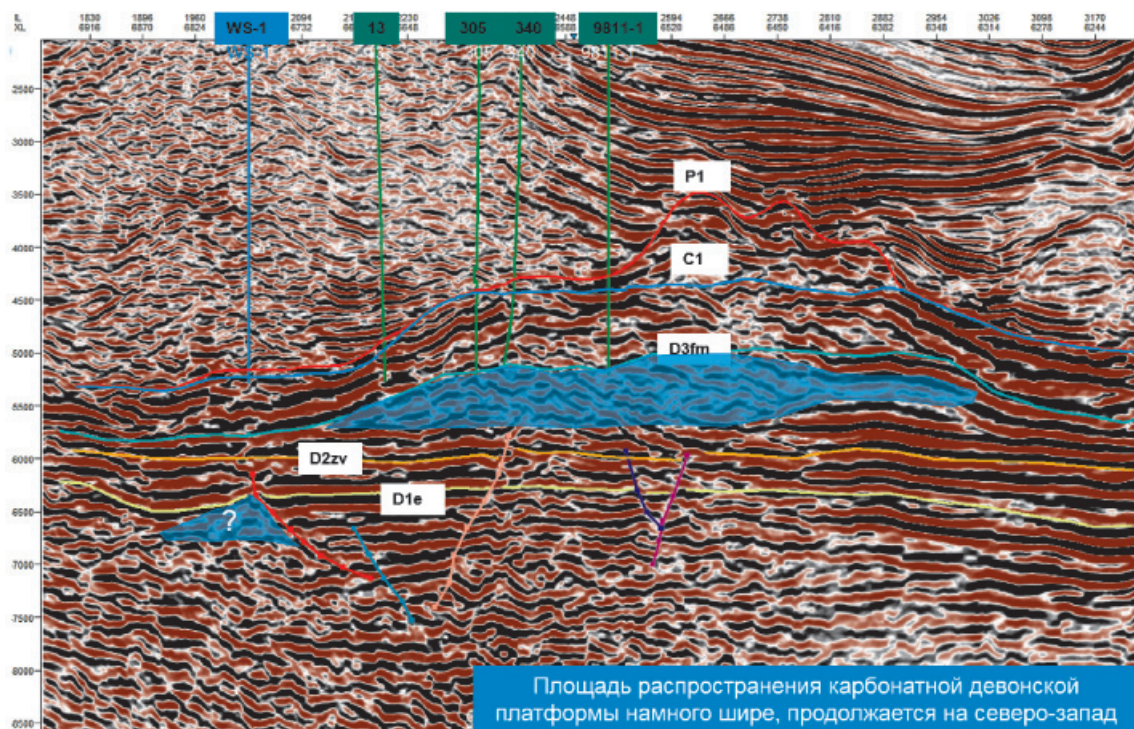


Рис. 5. Аксайский блок. Месторождение Карачаганак. Сейсмический профиль через скважины: WS-1-13-305-340-9811-1



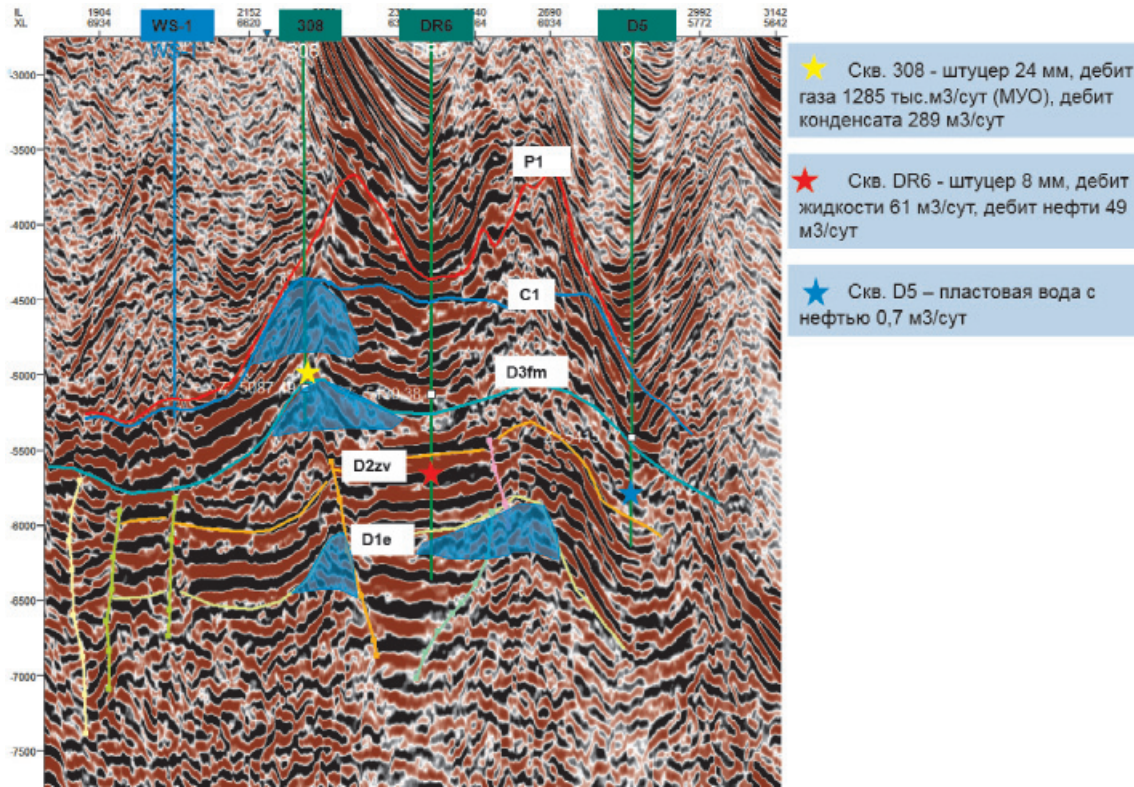


Рис. 6. Аксайский блок. Месторождение Карачаганак. Сейсмический профиль через скважины: WS-1-308-DR6-DR5

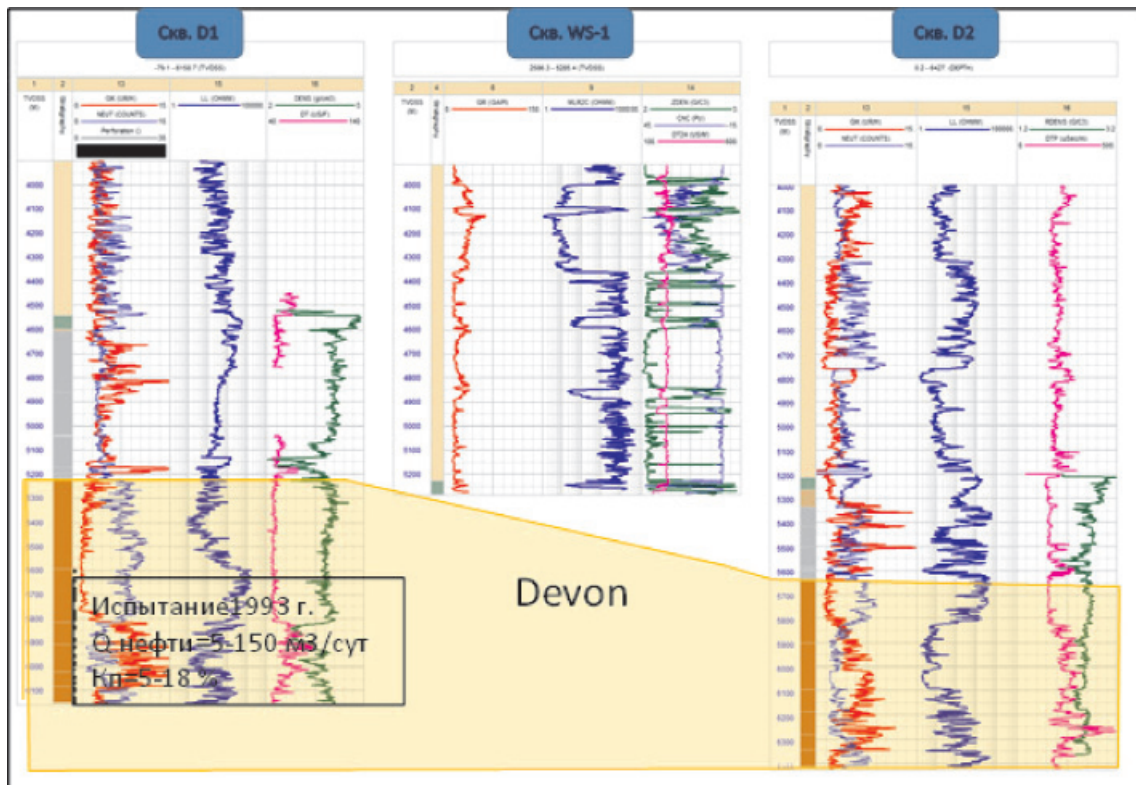


Рис. 7. Карачаганакская карбонатная платформа. Корреляционная схема через скважины D1-WS-1-D2

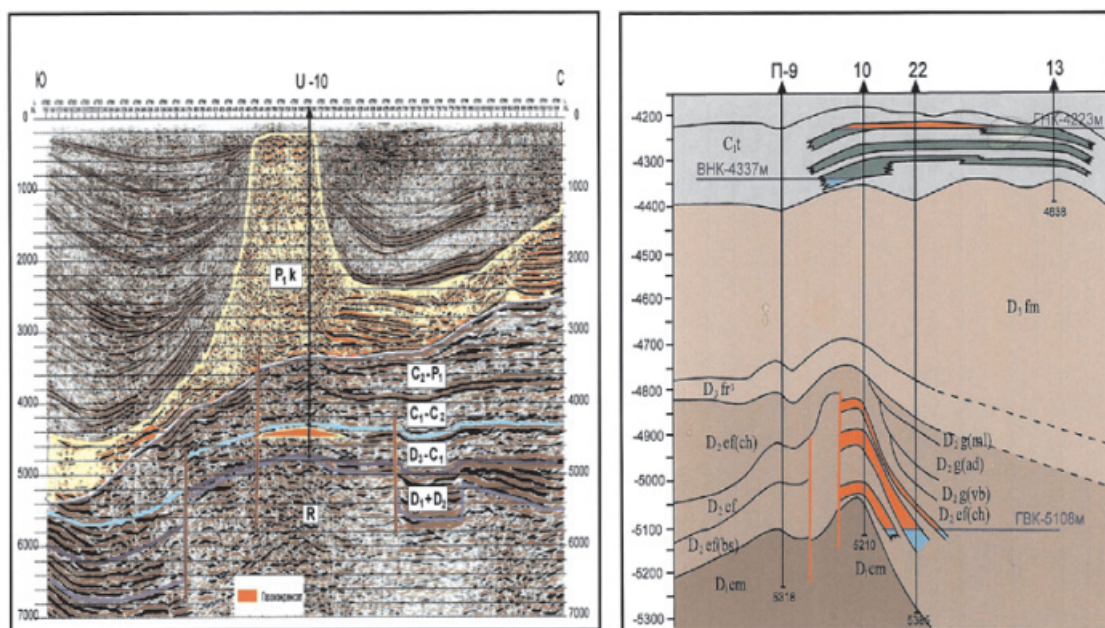


Рис. 8. Месторождения-аналоги, Рожковское (слева) и Чинаревское, имеющие продуктивные горизонты в девонских отложениях

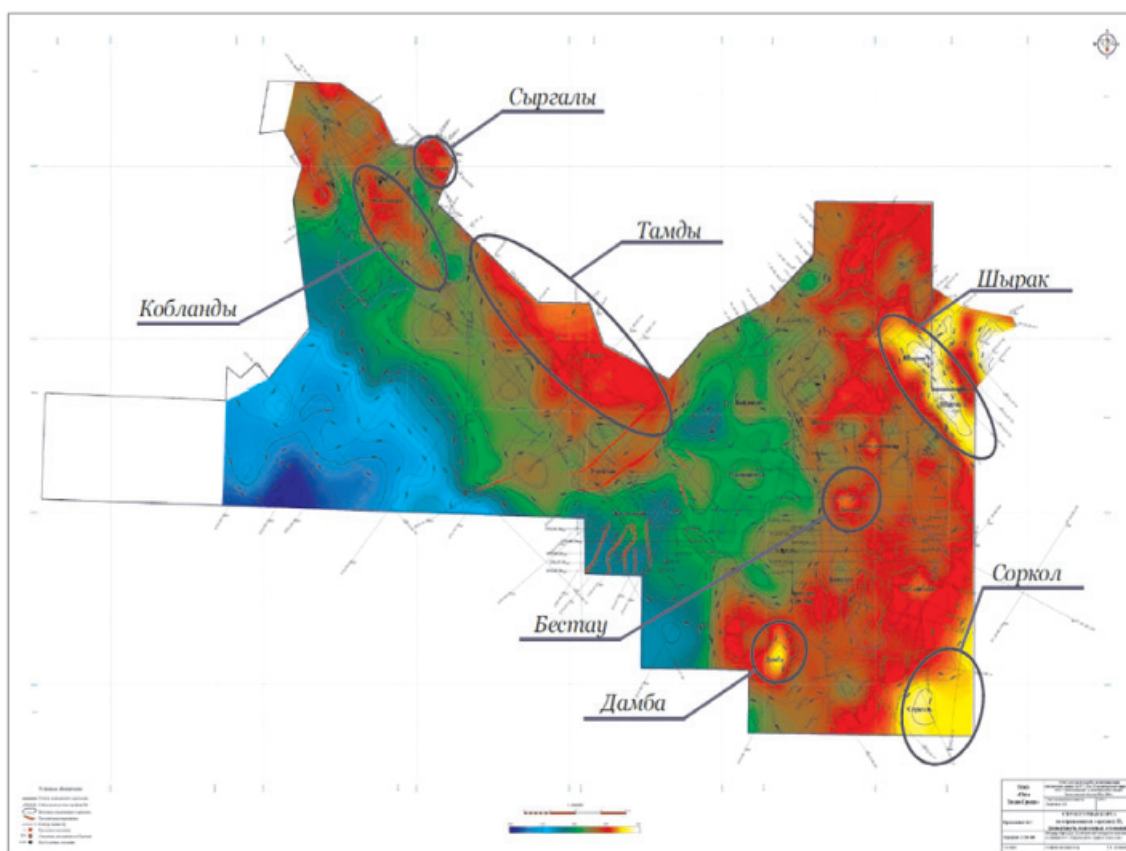


Рис. 9. Структурная карта по отражающему горизонту  $P_1$  Кобланды-Тамдинского блока с выделением перспективных структур

По ГТИ суммарные газопроявления зафиксированы на уровне 3,7–7,2%, состав газа четырехкомпонентный, а сам газ определен, как попутный, с возможным наличием нефти. Коллекторы порово-кавернозно-трещиноватые. Общй ВНК для вскрытого подсолевого комплекса отложений по данным ГИС выделяется на глубине 6658 м. К сожалению, скважина в аварии, и освоить продуктивные горизонты не представляется возможным.

Совместно с Кобландинской, массивная структура Тамдинского поднятия образует единую приподнятую карбонатную зону – Кобланды-Тамдинский вал, протя-

гивающийся вдоль северо-восточного борта Прикаспийской впадины. Он отделён от Соль-Илецкого свода РФ узким Линёвско-Изобильненским синклиналиным прогибом, по северному борту которого проходит граница крутого склона нижнепермского карбонатного уступа. С востока и юго-востока Кобланды-Тамдинский вал ограничен Новоалексеевским прогибом, а с юго-запада – погружением в глубоководную часть Прикаспийской впадины. По глубинным разрезам отмечается, что положение свода фундамента в пределах Тамды было гипсометрически выше, чем на Кобланды.

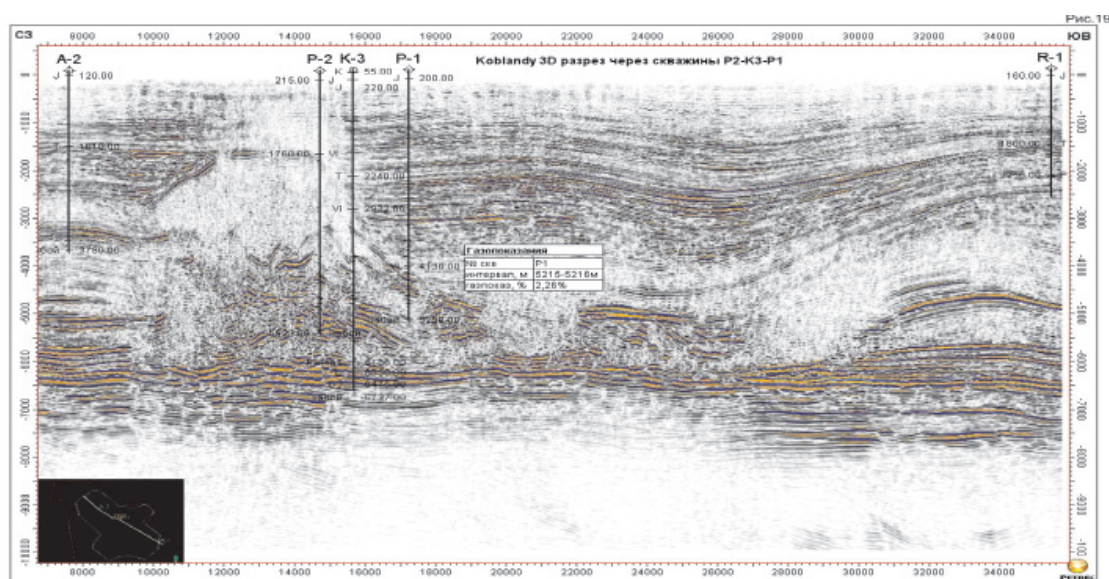


Рис. 10. Кобланды-Тамдинский вал. Сейсмический профиль через скважины П-2, КОБ-3, П-1, демонстрирующий девонско-каменноугольную карбонатную постройку Кобланды

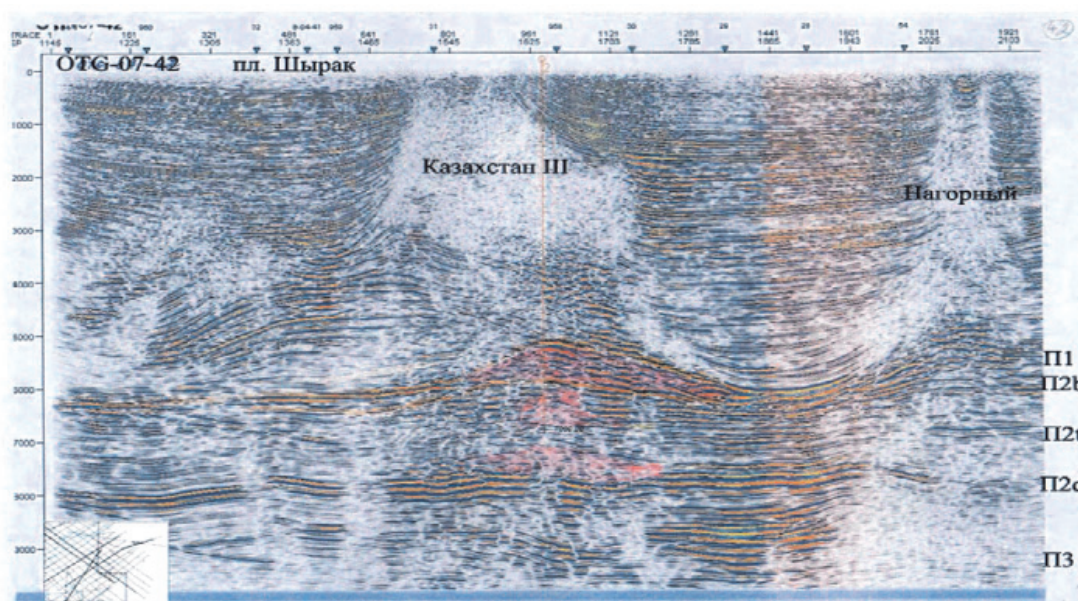


Рис. 11. Кобланды-Тамдинский вал. Сейсмический профиль OTG-07-42, демонстрирующий девонско-каменноугольную карбонатную постройку Шырак

Отражающий горизонт  $P_3$  в пределах свода фундамента прослеживается спорадически, залегает, непосредственно на породах фундамента и на разрезах нет такой чётко выраженной слоистости в нижней части девонского разреза, как на Кобланды.

Из этого можно предположить, в основном, карбонатный состав девонских отложений (доломитизированная толща известняков) по аналогии с площадями Кобланды и Вершиновская. По верхне- и среднедевонским отложениям на поднятии Тамды так же чётко выделяется карбонатное образование типа биостромы, к которому на сейсмических разрезах заметны клиноформы прилегания отложений карбона. Судя по временным и глубинным сейсмическим разрезам, структура имеет блоковый характер. Сопоставление данных бурения скважины КОБ-3 (рис. 10) с сейсмическими материалами на рассматриваемом участке дает достаточное основание говорить об их хорошей сопоставимости, в том числе о наличии типичных биогермных построек в девонской части осадочного чехла. Наибольший интерес, по мнению академика М.С. Кунаева, представляет подсолевое поднятие Ширак (рис. 11). Структура выгнута в направлении северо-запад – юго-восток, не осложнена тектоническими нарушениями, имеет два свода, получившие названия Ширак-1 и Ширак-2. По горизонту  $P_1$  северный свод (Ширак-1) характеризуется изогипсой (–5400 м). Южный свод (Ширак-2) более приподнят относительно северного и оконтуривается изогипсой на своде (–5200 м). Юго-восточная часть структуры имеет, по видимому, большие размеры и амплитуду. По отражающему горизонту  $P_2b$  структура оконтурена изогипсой (–6200 м). С северо-запада она осложнена тектоническим нарушением северо-восточного направления. Площадь структуры по изогипсе (–6200 м) составляет 81 кв. км, амплитуда 300 м. Мощность толщи отложений средне-нижнекарбонного комплекса отложений (горизонты  $P_2b$ ,  $P_2t$ ) составляет 800 м. По отражающему горизонту  $P_2t$  структура значительно меньших размеров, имеет то же простирание, оконтурена общей изогипсой (–6800 м), разделяется на два свода, оконтуренные каждый изогипсами (–6600 м), амплитуда 100 м. Скважина Ширак-1 была пробурена и обсажена на общую глубину 6597 метров, однако позже колонну в интервале солей смяло. В процессе бурения из отложений башкирского яруса получен газ. Природный газ не содержит сероводорода. Также имелись признаки жидких углеводородов (конденсат) в растворе.

Развитие рифогенных франских отложений возможно в Перелюбско-Рубежинском прогибе. На юге развита толща у основания

тектонического уступа, которая примыкает к уступу. Эта толща, залегающая на отложениях среднего девона и перекрываемая депрессионным франско-турнейским комплексом по возрасту может относиться только к франскому веку. Однако это могут быть как франские карбонатные отложения, так и мощный шлейф терригенных отложений, сформировавшихся у подножья эродированного блока, особенно если учесть, что на блоке размыву подвергались рифейские грубообломочные терригенные образования. Покрышкой толщи сверху являются глинисто-битуминозные депрессионные отложения, со стороны выступа карбонатные отложения примыкают к непроницаемым породам фундамента.

В пределах Чинаревского выступа преобладают ловушки с доминирующей ролью структурного фактора, а в пределах Карповского выступа доминируют стратиграфические ловушки, связанные с локальными рифовыми постройками.

В пределах Федоровского блока в скважине Жаик U-1 был получен небольшой фонтанный приток легкой нефти. Скважина Жарсуат U-5 на уровне подсолевых отложений вскрыла 700 метровую доломит – ангидритовую мергелистую толщу, в которой был выделен ряд маломощных перспективных по ГИС горизонтов. Перспективы Федоровского блока, также связываются со среднедевонскими отложениями, башкирскими и нижневизейскими отложениями карбона. Бурение скважины на структуре Рожковская, привело к открытию газоконденсатного месторождения.

Наличие глубокопогруженных карбонатных структур прогнозируются в глубокой части впадины, на склонах карбонатных платформ. Перспективы обнаружения органических построек во внутренней части палеобассейна предполагается на восточном продолжении Карповского выступа фундамента и внутри Погодаево-Остафьевского прогиба. Высокоемкими природными резервуарами могут быть радаевские и средневерхнефранские карбонатные платформы. По данным сейсморазведки можно предположить наличие нескольких радаевских карбонатных платформ с редуцированными шельфами и рифогенными отложениями в краевой части, обращенной в сторону прогиба. Ограниченные постройки эйфельского возраста шельфового типа развиты на приподнятом краю палеобассейна отмечены на Чинаревском поднятии, а также на Приграничной и Белосыртовской площади. Особый интерес представляет поиск литологических и стратиграфических типов резервуаров, которые практически не изучены.

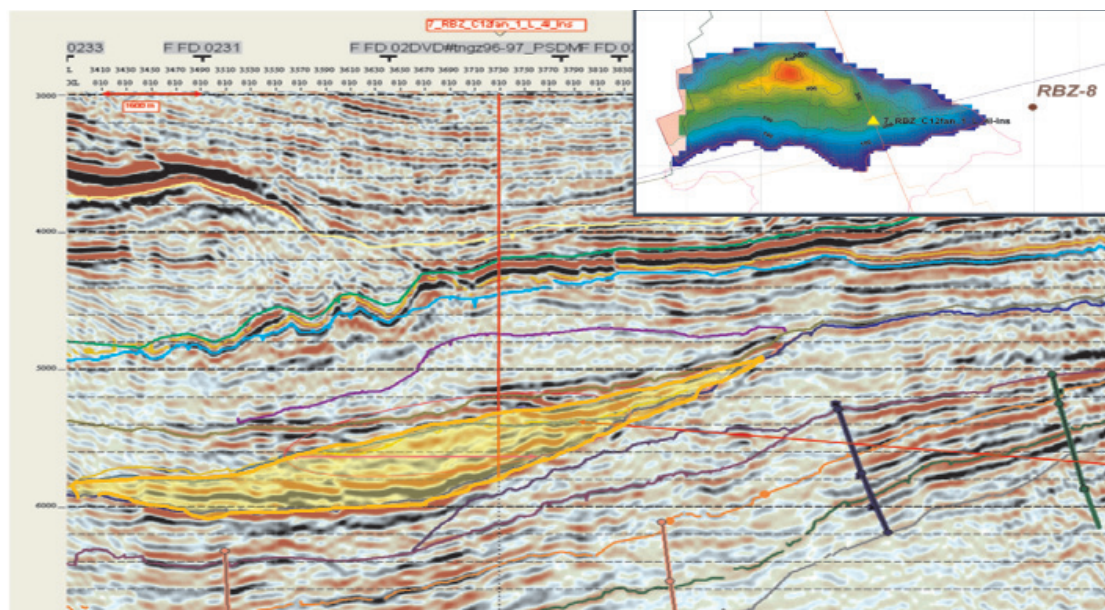


Рис. 12. Рубежинская площадь. Клиноформа терригенно-карбонатных отложений на турнейском шельфовом краю. На врезке карта толщин, карбонатной части клиноформы (отмечена желтым цветом)

С мощными толщами терригенных отложений в пониженных прибортовых частях в плане перспектив поисков УВ могут иметь подводные конусы выноса, склоновые клиноформы, песчаные горизонты во фронтальных частях низкоуровневых проградационных конусов выноса. На Рубежинской площади, в юго-западной части на склоне турнейского бортового уступа выявлена клиноформа (рис. 12). Нижняя и верхняя части представлены терригенными отложениями, а средняя – карбонатными.

Представляющие интерес подводные конусы выноса показаны на разрезах через Погодаево-Остафьевский прогиб. По результатам анализа выделено два потенциально перспективных объекта – один

(Погодаевский) у основания фаменско-турнейского склона в Погодаево-Остафьевском прогибе, другой (Южно-Рожковский) у южного склона Чинаревского выступа. Объект Погодаевский представляет собой, по-видимому, карбонатные образования, сформировавшиеся в мелководно-морских условиях в эпоху падения уровня моря по завершению среднефранской фазы тектогенеза. Проксимальная часть такой клиноформы будет перекрыта депрессионными глинисто-битуминозными отложениями, которые также могут выступать в качестве покрышки. Заполнение Погодаево-Остафьевского прогиба происходило с привнесом огромной массы кластического материала, что позволяет рассчитывать

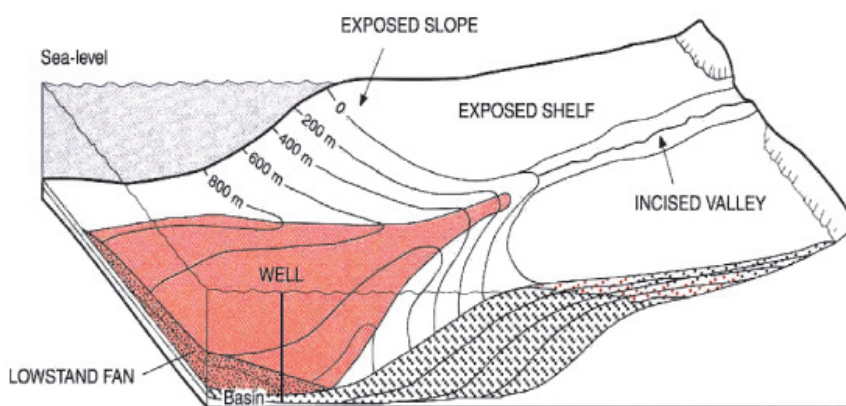


Рис. 13. Пример подводных конусов выноса, формирующихся у шельфового края

на возможность обнаружения залежи УВ в данной стратиграфической запечатанной ловушке, путями поступления которых, из подстилающих среднедевонских нефтематеринских отложений, могли служить тектонические нарушения.

Подобные отложения могли формироваться и в Погодаево-Остафьевском прогибе. Подводный конус выноса может распространяться на большую часть прогиба.

Следует помнить также о существовании карбонатных шлейфов (фэны) вокруг уже выявленных палеозойских биогермных построек, таких как атоллообразная постройка Карачаганак, в пределах Аксайского блока.

**В восточной части Прикаспийской впадины** за счет влияния геодинамических факторов сближения Урала с краем Восточно-Европейской плиты, области карбонатонакопления резко сократились, и образовалась узкая полоса карбонатных платформ – Темирская, Жанажольская. Процессы карбонатонакопления подавлялись привносом большого количества терригенного материала с прилегающей суши.

**Темирская карбонатная платформа** островного типа, представленная крупной банкой открытого моря, располагаясь в пределах одноименного выступа фундамента, прослеживается в субмери-

диональном направлении от Кенкияка на юге до широты примерно г. Актюбинска на севере на расстояние порядка 200 км при ширине 30–40 км. Ограничивающие его уступа довольно круты, высота их местами превышает 800–1000 м. Кровля массива погружается к северу от отметки – 4600 м в районе Кенкияка до –7200 м в районе Актюбинска. В том же направлении мощность комплекса постепенно сокращается от 600 до 400 м. Карбонатная платформа по горизонтам  $P_2$ ,  $P'_2$  и  $P_3$  полого погружается к востоку в сторону Остансукского прогиба и круто – на западном склоне, образуя уступ.

На северном окончании Темирской карбонатной платформы 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 глубоким подсолевым горизонтам носят унаследованный характер, увеличиваясь лишь по амплитуде.

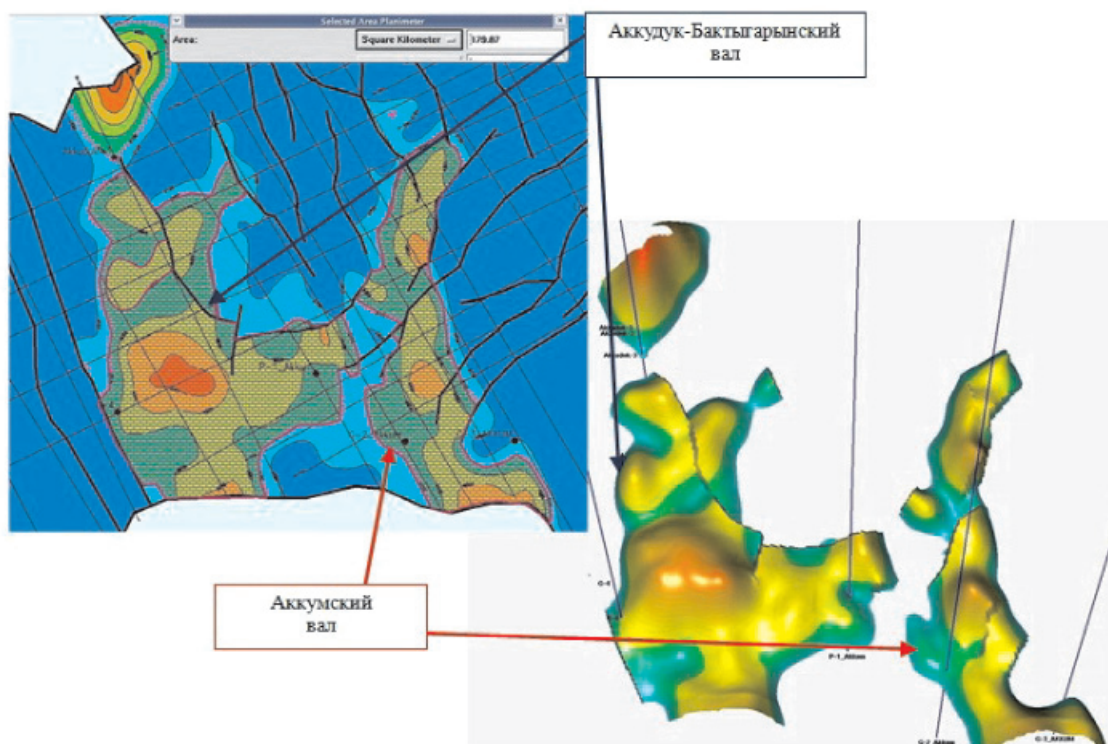


Рис. 14. Темирская карбонатная платформа. Фрагмент структурной карты по  $P_2$  |отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений визейско-башкирского яруса)

Выделенные объекты, по-видимому, по нижнепермским отложениям могут быть проинтерпретированы как возможная рифогенная постройка, а по каменноугольно-девонскому комплексу – карбонатами, расположенные в склоновой части карбонатной платформы.

Наиболее крупные органогенные постройки фиксируются в пределах погра-

ничной зоны Темирской карбонатной платформы с Жанажольской. На палеошельфах развиты одиночные постройки в виде небольших линз или куполов, рассеянные в массивах слоистых известняков. Выявлено около 20 наиболее контрастных построек по результатам сейсмостратиграфического анализа.

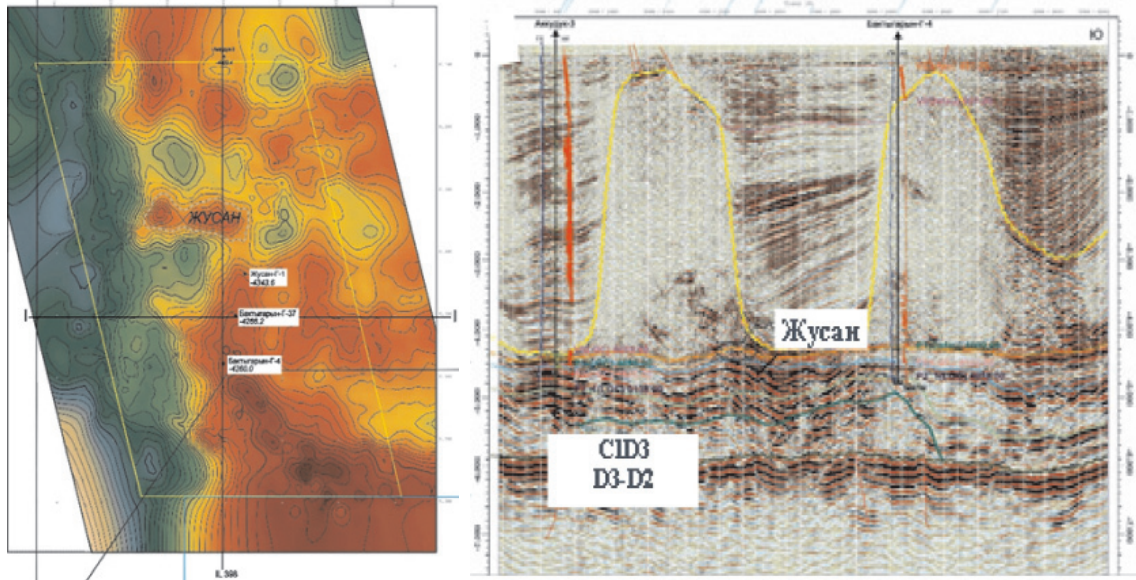


Рис. 15. Темирская карбонатная платформа. Фрагмент глубинного разреза по профилю через структуру Жусан. Сейсмический профиль, отражающий строение палеозойского комплекса и девонской карбонатной постройки. Скважина Жусан 1 вошла в карбонаты каменноугольного возраста и недобурена до девонских карбонатов

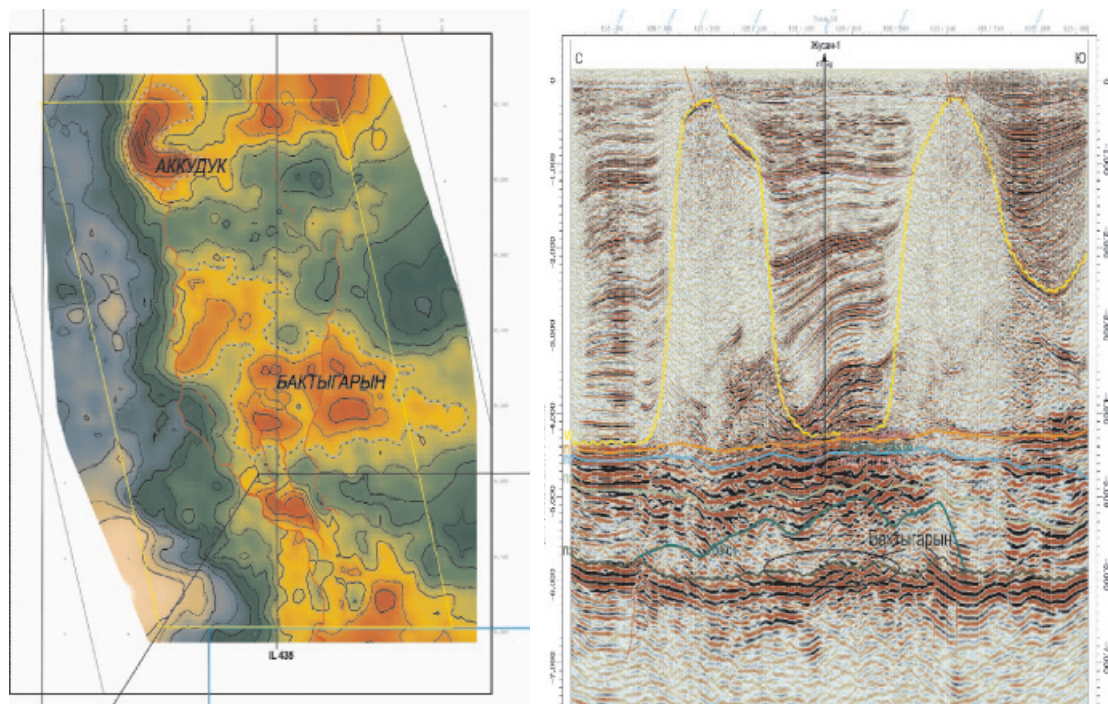


Рис. 16. Темирская карбонатная платформа. Структурная карта по отражающему горизонту  $P_3$ . Сейсмический профиль, отражающий строение палеозойского комплекса и девонской карбонатной постройки через структуру Бактыгарын

Условная поверхность  $D_3-C_1$  приурочена к кровле резервуара карбонатных отложений девонско-нижнекаменноугольного возраста. Карбонатные отложения визейско-башкирского ярусов распространены повсеместно. Их толщины колеблются от 300–500 м на склоновых частях и от 600–1050 м в центральной части платформы. По кровле карбонатов визейско-башкирского возраста ( $OG-P_2$ ) рельефно выделяются два вала, сложной неправильной формы, вытянутых в субмеридиональном направлении (рис. 14).

Аккудук – Бактыгарынский вал осложнен рядом сводовых вершин амплитудой от 100 м до 150 м. Общая площадь Аккудук – Бактыгарынского вала по изогипсе –4550 м составляет более 90 км<sup>2</sup>. Восточнее, выделяется Аккумский валобразный выступ, осложненный по данным отложениям тремя 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 валобразные 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 четырех скважин, забой которых не вскрыли подошву карбонатной толщи. Скважина Г-4 Бактыгарын, по результатам испытаний дала незначительные притоки нефти, из трех интервалов толщи КТ-II. По скважинам П-1 Аккум, Г-3 Аккудук результаты испытаний толщи КТ-II дали притоки пластовых вод.

Геологическое строение кровли предполагаемого резервуара карбонатов девонско-нижнекаменноугольного возраста, характеризует  $D_3-C_1$  условный отражающий горизонт. Максимальная высота предполагаемой рифовой постройки, более 900 м, при амплитуде более 400 метров. 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. По данному отражающему горизонту, наиболее контрастно выделяется брахиантиклиналь, Бактыгарын (рис. 16). Структура вытянута в субмеридиональном направлении и осложнена двумя сводовыми вер-

шинами. Ее размеры по изогипсе –5400 м составляют порядка 3,5×8,9 км при амплитуде поднятия более 350 м.

В северо-восточном направлении от структуры Бактыгарын, отделяясь синклинальным перегибом, выделяется южный фланг структуры Аккудук. Размеры структуры, входящий в контур сейсмических исследований, по изогипсе –5400 м составляют порядка 4,0×6,5 км при амплитуде поднятия более 300 м. В восточном и юго-восточном направлении от структуры Бактыгарын, по описываемым предполагаемым рифогенным отложениям, выделяется цепь валобразных поднятий, осложненных сводовыми вершинами амплитудой порядка 50 м.

По мнению академика Г.Ж. Жолтаева юго-западную часть описываемой территории, следует относить к зоне максимального роста предполагаемой рифовой постройки. Он обосновал необходимость картирования дополнительного условного горизонта, стратифицируемого как кровля резервуара карбонатно-рифового тела, предположительно девонско-нижнекаменноугольного возраста ( $D_3-C_1$ ). 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 карбонатообразующих скелетов, в лагунных или относительно глубоководных условиях. В этой части площади, ленточной, заливообразной формой, локализуются небольшие по размерам структурные вершины. По отражающему горизонту  $P_3$  выделены поднятия Аккудук и Бактыгарын, с которыми по верхнему девону связаны рифовые объекты. В целом, проведенные исследования подтвердили наличие ранее прогнозируемых объектов рифового типа внутри карбонатной толщи. Размеры этих объектов требуют уточнения, и только после проведения детальных геологоразведочных работ в этом районе можно определить ресурсный потенциал.

Более полное представление о геологическом строении Темирского блока и сопредельной с ним Енбекским и Коскольско-Ащикольским блоками, ввиду отсутствия достаточной информации на данном этапе исследований изучить не представляется возможным. Однако новые данные, полученные по результатам аэромагнитной съемки, дают информацию о возможном наличии карбонатных построек в девонском осадочном комплексе.



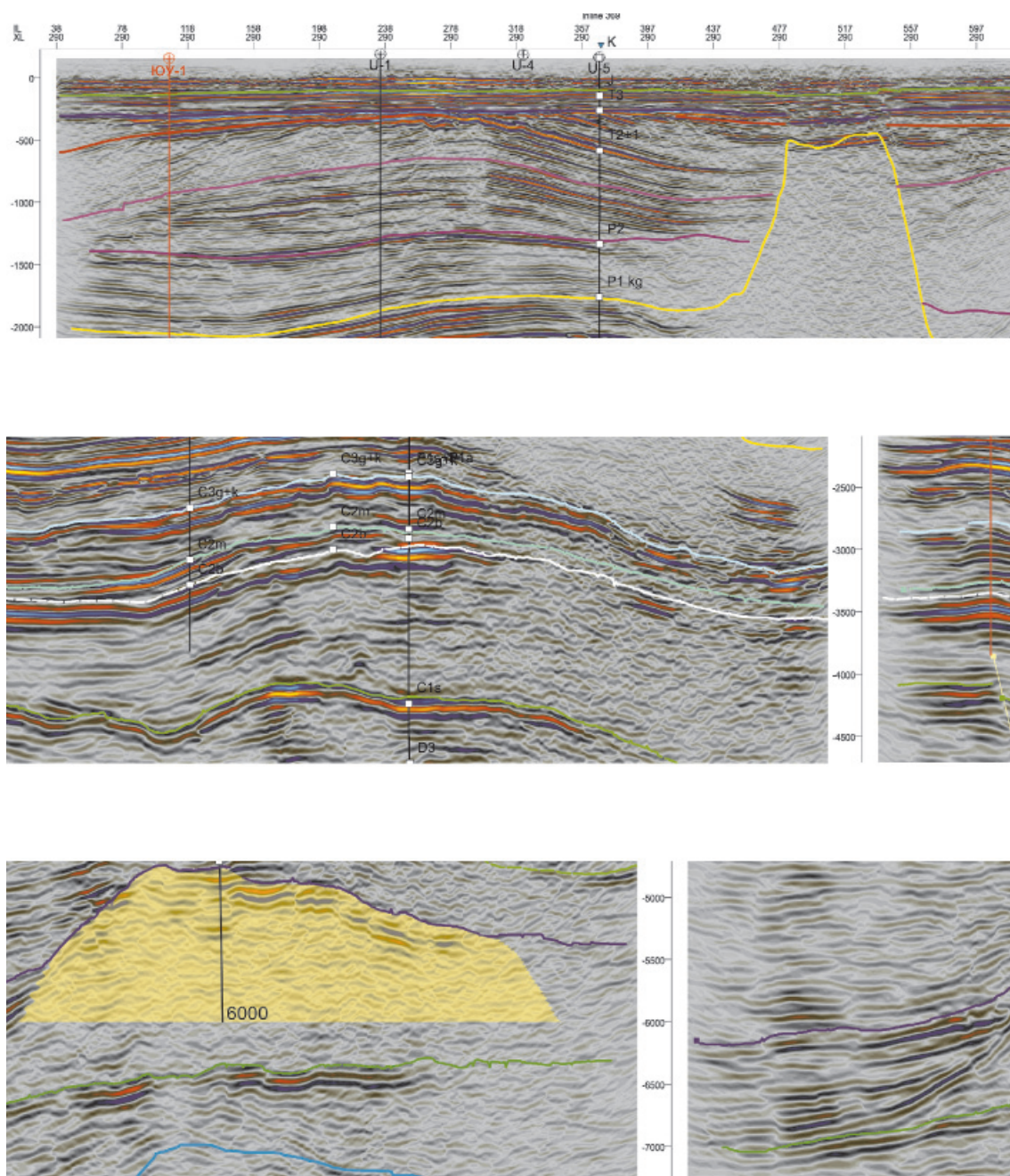


Рис. 17. Жанажольская карбонатная платформа. Урихтауское поднятие. Глубинный разрез Xline 290, характеризующий строение девонской постройки и додевонского комплекса ниже уровня отражающего горизонта ПЗ устанавливается структурное поднятие. Девонская карбонатная постройка делится на два блока

**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. 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-верхнекаменноугольного возраста.

На восточной периферии Жанажольской зоны – ряд полужамкнутых положительных тектонических форм, которые, возможно, примыкают к разлому. На фоне сравнительно слабой структурной расчлененности обособляется Урихтауское поднятие (рис. 17), имеющее субмеридиональное простирание, размеры 6×5 км и амплитуду свыше 300 м. С юго-востока к нему примыкает прогиб с амплитудой свыше 100 м.

На месторождении Урихтау в 2014 г. была пробурена скважина U-5 глубиной 5315 м, вскрывшая горизонты КТ-I, КТ-II и отложения верхнего девона. Девонская карбонатная постройка связана с надвиго-

выми дислокациями, плоскость которых имеет направление с востока на запад и пересекается встречными разломами. В процессе бурения из отложений девона был получен приток газа и конденсата с высоким содержанием сероводорода. Скважина находится в аварии, но перспективы обнаружения залежи с промышленными запасами углеводородов высока.

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 палеозойского комплекса отложений в пределах Прикаспийского бассейна крайне неравномерная, то зачастую есть риски пропустить интересные, с точки зрения нефтегазоносности, объекты, расположенные как в пределах известных нефтегазоносных районов, так и глубокозалегающих горизонтов.

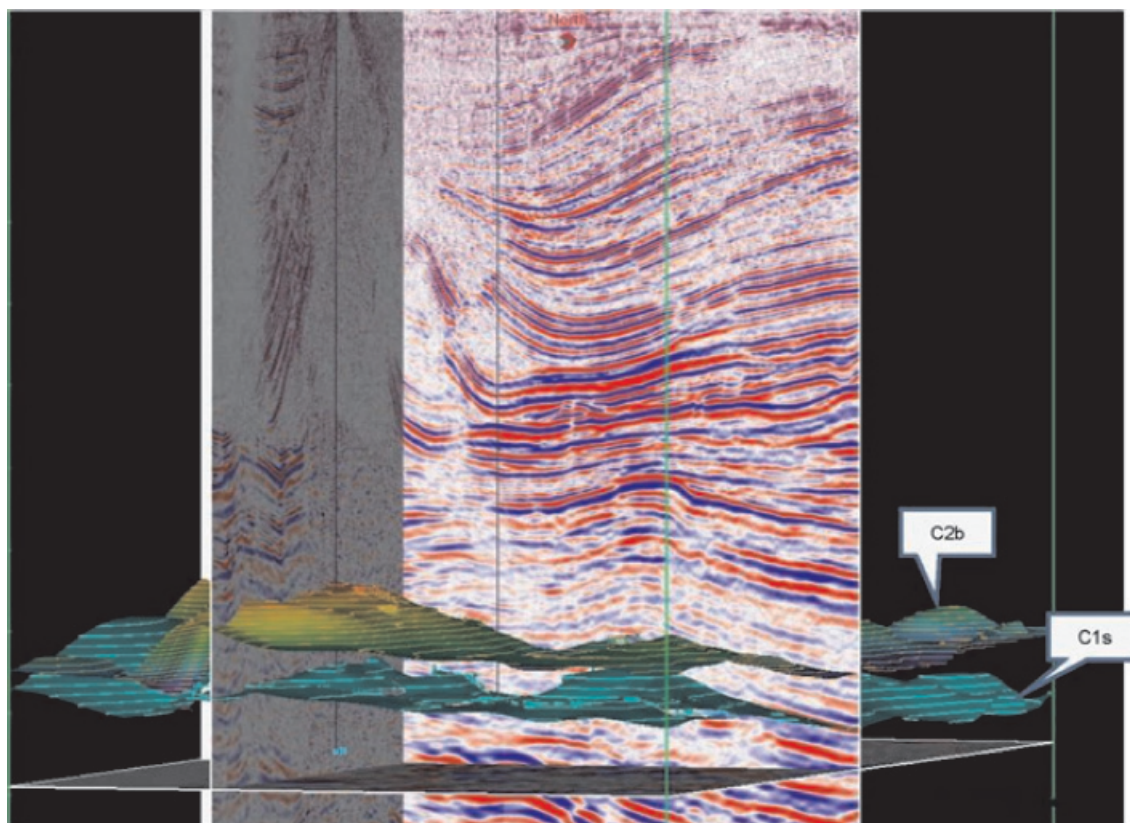


Рис. 18. Жанажольская карбонатная платформа.

Месторождение Саркрамабас. Седиментационный рост карбонатных отложений: от четко выявленной кровли серпухова ( $C_1s$ ), затем перекрывающего башикирского горизонта ( $C_2b$ ) и наконец, кровли КТ-I. Рифовая постройка растет в юго-западном направлении и оказалась неохваченной бурением

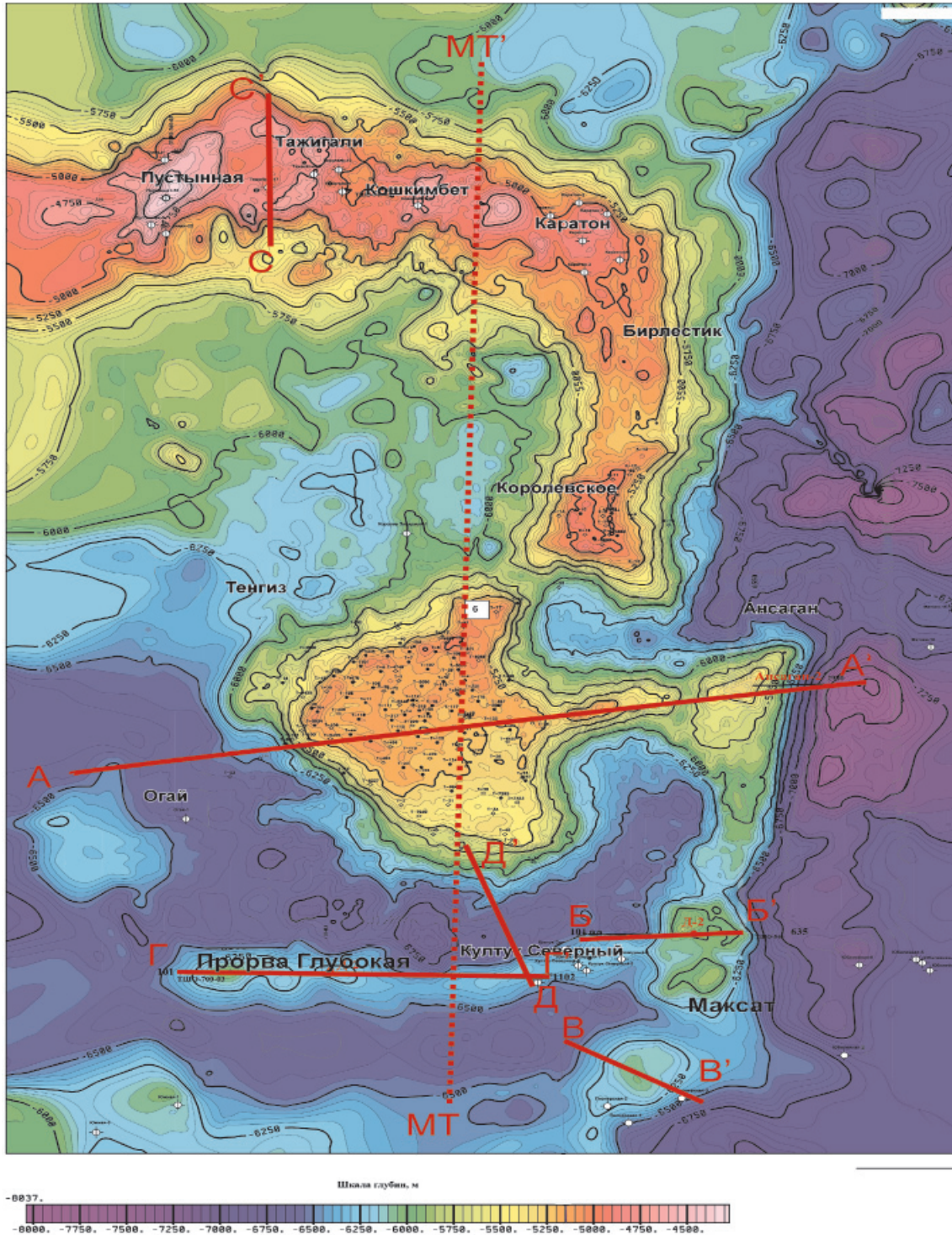


Рис. 19. Астраханско-Жыльойская девонская карбонатная платформа.  
Структурная карта по кровле фаменского яруса девона ( $D_3fm$ )

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 Саркрама-

бас. В конце 80-х годов в этом регионе было открыто немало высокоперспективных площадей, а затем и обнаружений с промышленными дебитами. Относительно небольшая зона в зоне сочленения двух карбонатных платформ не вызвала поискового интереса и оставалась неисследованной.

Данные сейсмосьемки 2008 года существенно улучшили качество подсолевых отображений (рис. 18), однако все еще 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 волнометрического потенциала залежи, которая одновременно являлась наиболее проблемной для сейсмического исследования. Теперь мы можем предположить, почему столь крупная залежь оставалась не обнаруженной на протяжении многих лет интенсивной региональной разведки в советский период. Вероятность обнаружения подобных построек палеозойского комплекса, и особенно, девонского возраста, в пределах Темирско-Жаназольской системы выступов, Остансукском, Утыбайском и Коскольско-Ащикольском блока восточного борта Прикаспийской впадины велика!

**В юго-восточной части Прикаспийской впадины** начиная с позднего девона за счет сближения Северо-Устюртского блока с краем Восточно-Европейской плиты, области карбонатонакопления резко сократились, и образовалась узкая полоса карбонатов Южно-Эмбинской платформы. Отложения девона, вскрытые в пределах Торесай-Мынсуалмасской надвиговой зоны, представлены вулканогенно-осадочными грубообломочными образованиями. Во вну-

тренней части Южно-Эмбинского блока девонские отложения залегают на глубинах более 7,5–8 км (по данным сеймики), и бурением не вскрыты.

Особенностью этой части бассейна является то, что одновременно с процессами карбонатонакопления начавшимся в позднем визе, происходит постоянный привнос терригенного материала с прилегающей суши. Однако вдольбереговые течения, отгоняя терригенную мусть и обломочный материал, позволяли формироваться карбонатным постройкам. В отличие от других карбонатных платформ бассейна, карбонатные отложения Южно-Эмбинской платформы занимают более узкий стратиграфический интервал, охватывающий период с позднего визе до артинского времени ранней перми включительно. Интенсивное карбонатонакопление, которое протекало на юге и юго-западе Прикаспия в пределах Астраханской и Тенгиз-Кашаганской платформ, расширило площади карбонатонакопления в девоне и сформировалась единая Астраханско-Жылыойская платформа. Она охватывала всю современную акваторию Северного Каспия и прилегающие к ней прибрежные участки. Заложение ее было связано с периодом раскрытия Уральского палеоокеана. Это обусловило более широкий стратиграфический диапазон и более значительные мощности карбонатных отложений.

Продуктивность подсолевых отложений установлена на структуре Ансаган (забой 6200 м), где при перфорации интервалов 5598–5608, 5586–5596 м, с последующей обработкой соляной кислотой, получен приток углеводородов. В настоящее время скважина находится в консервации (рис. 20).

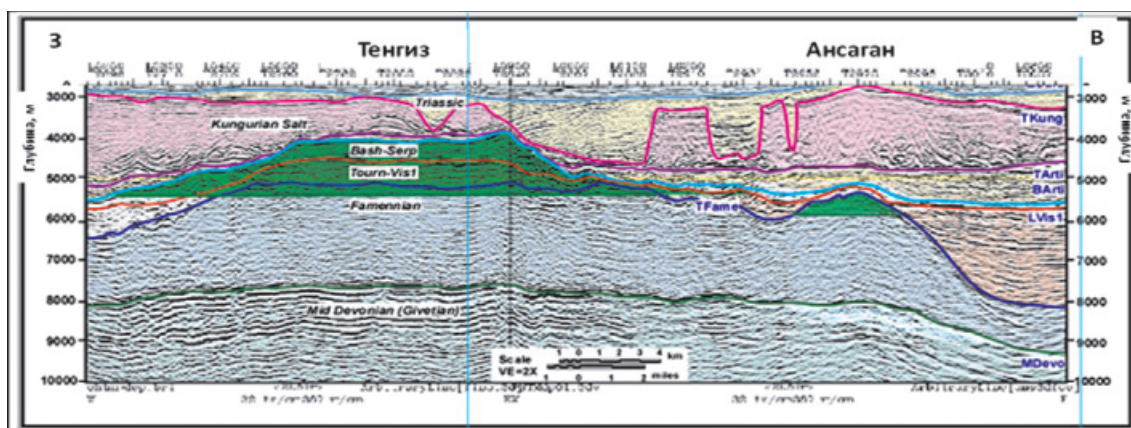


Рис. 20. Астраханско-Жылыойская девонская карбонатная платформа. Участок Тенгиз – Ансаган. Сейсмическая линия А-А'

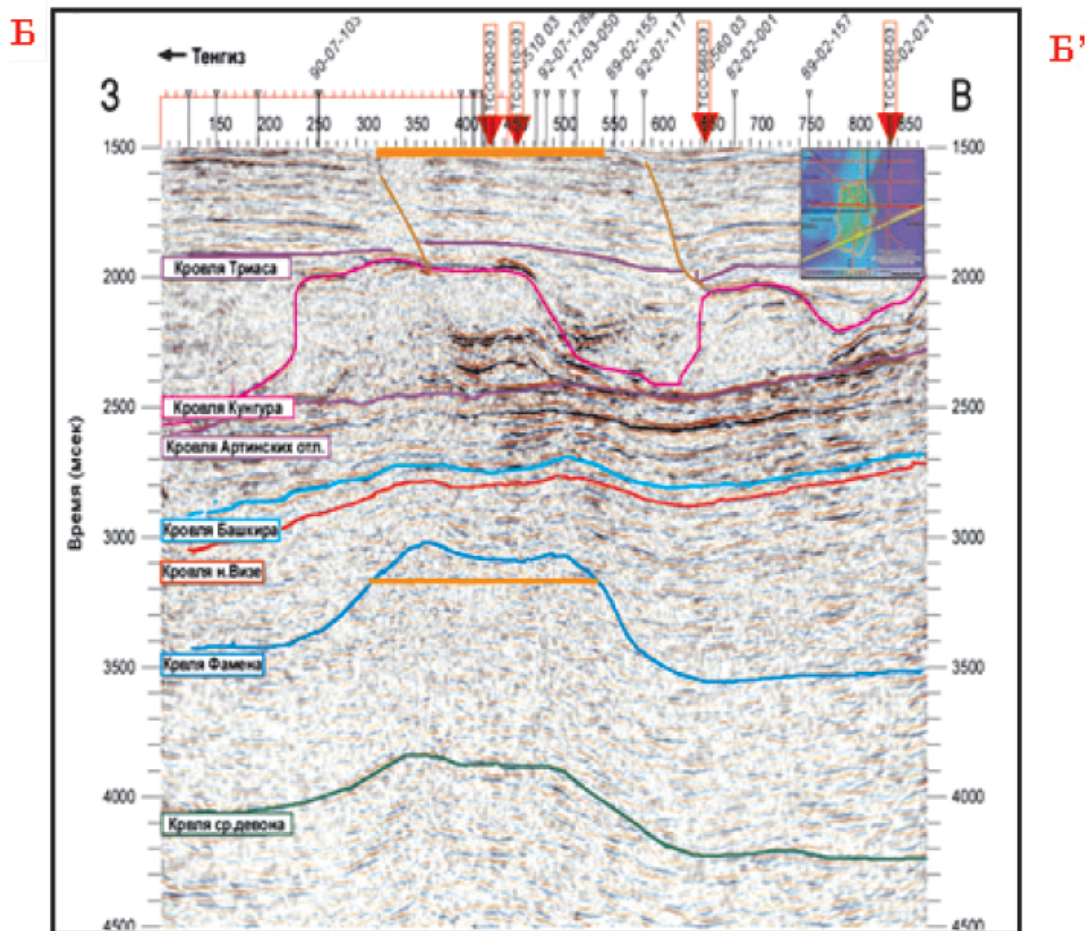


Рис. 21. Астраханско-Жыльдойская девонская карбонатная платформа. Участок Макшат. Сейсмическая линия Б-Б' (ТСО-540-03)

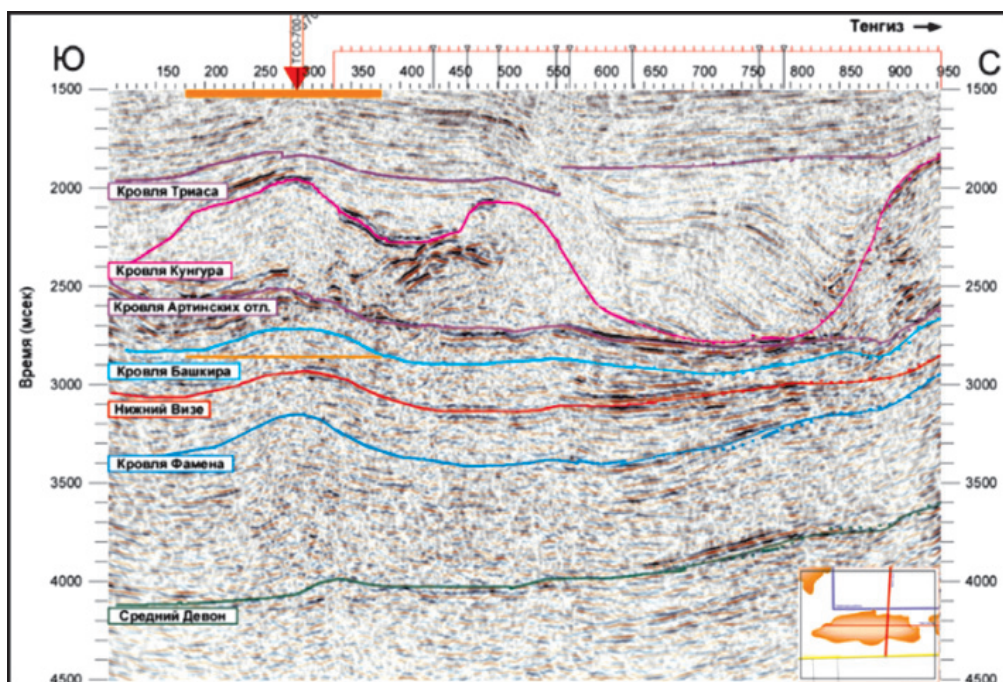


Рис. 22. Астраханско-Жыльдойская девонская карбонатная платформа. Участок Прорва Глубокая. Сейсмический профиль по линии Г-Г' (ТСО-700-03)

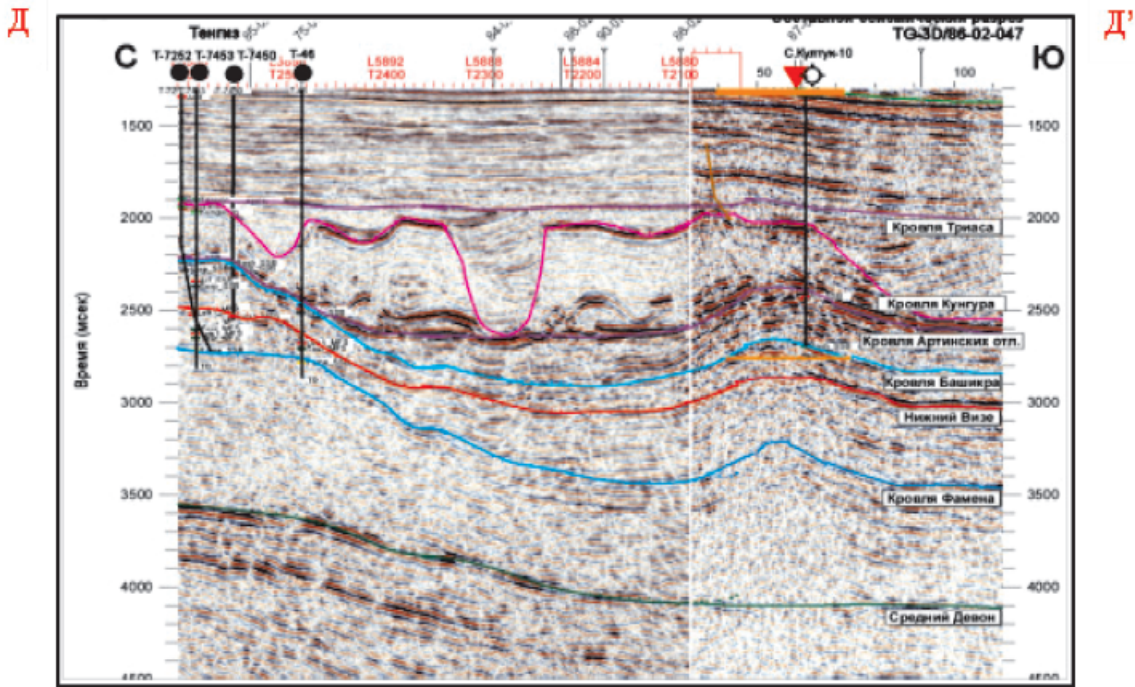


Рис. 23. Астраханско-Жылыойская девонская карбонатная платформа. Участок Северный Култук. Составной сейсмический разрез Д-Д' (3D/86-02-047)

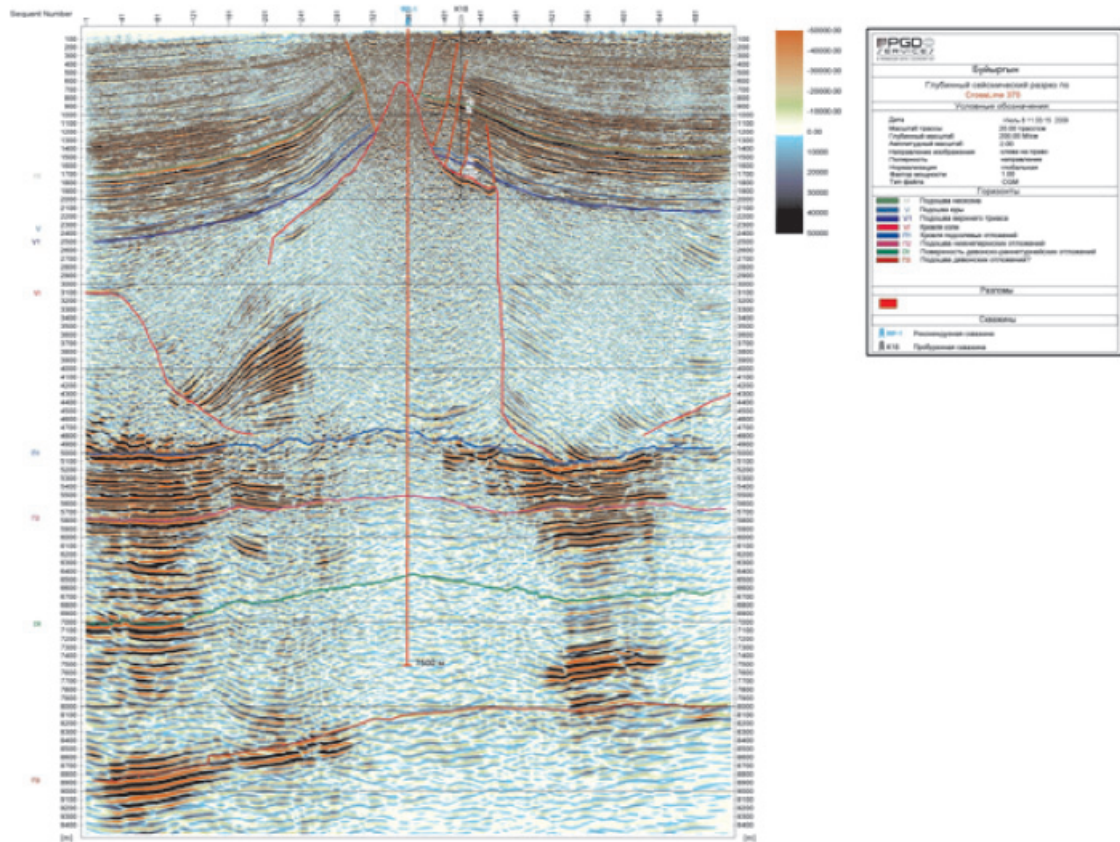


Рис. 24 Астраханско-Жылыойская девонская карбонатная платформа. Маткенская тектоническая ступень. Структура Буйыргын. Отображение условий залегания палеозойских отложений на глубинном разрезе PSDM через рекомендуемую скважину

Карбонатные отложения охватывают широкий стратиграфический интервал – от девона до среднего карбона и имеет сложное геологическое строение, которое обусловлено не только специфическими особенностями, свойственными крупным рифовым массивам, но и нестабильностью геологического развития региона.

**Астраханско-Жыльгойская девонская карбонатная платформа**, оконтуривается по прослеживанию ее цоколя между региональными отражающими горизонтами  $P_3$  и  $P_4$ . Предполагаемый возраст карбонатных, карбонатно-терригенных отложений, заключенных между этими горизонтами, средний-ранний девон. На этом цоколе происходил рост рифогенных построек позднедевонско-каменноугольного возраста: Астраханская, Имашевская, Котьяевская, Жамбай, Бахирин, Караколь, Кашаган, Тенгиз, Южная, Королевское, Огай, Каратон, Пустынная, Тажигали, Актоты и других (рис. 17–23). Наряду с указанными карбонатными постройками менее рельефно выражены карбонатные постройки верхнедевонско-башкирского возраста, такие как Анаган, Аманат, Максат, Прорва Глубокая, Северный Култук, Буйыргын (рис. 19–24).

**В пределах Маткенской тектонической ступени** выявлена структура Буйыргын (С.А. Битеуова, Г.Ж. Жолтаев, 2008). По отражающему горизонту  $P_1$  в форме брахиантиклинали она вытянута в северо-западном направлении и синклинальным перегибом разделена на два куполовидных поднятия, которые условно назовем – Центральное (район рекомендуемой скважины RP-1, соответствует названию этой антиклинали по  $P_2$  ОГ) и Северо-Западное. Размеры этой брахиантиклинали по  $P_1$  отражающему горизонту (оконтуривающая изогипса – 4875 м) составляют порядка  $7,8 \times 1,5$  км, при амплитуде поднятия около 100 м. Площадь равна – 10,7 км<sup>2</sup>.

В отношении литолого-фациального состава пород, слагающих девонский и каменноугольный комплекс образований, по предположению Битеуовой С., в его разрезе, помимо терригенных отложений, присутствуют и карбонатные образования. В пользу этого предположения свидетельствуют данные пробуренных скважин П-1 и П-2 Карашунгул, расположенных в примерно в 20 км южнее от структуры Буйыргын. В этих скважинах в разрезе каменноугольных пород установлен в основном карбонатный тип разреза. Кроме того, в волновом поле этим отложениям под соляным куполом Буйыргын также соответствует хаотичное распределение отражений, типичное для карбонатных построек и боковыми

границами этого «мутного» волнового поля являются зоны со слоистым (терригенным) распределением отражений средней интенсивности (рис. 24).

**Строение зоны Восточно-Междуреченского блока** по подсоловому палеозойскому комплексу характеризуют отражающие горизонты  $P_3$ ,  $P_2$ ,  $P_1$ , которые привязаны соответственно к подошве нижнего девона, к кровле средне-верхнего девона и поверхности артинской толщи. Мынтобинская тектоническая ступень на юге имеет тектоническое ограничение, и которая последовательно переходит в плато, оконтуренное изогипсой – 6600 м. Мынтобинское поднятие по горизонту  $P_1$  представляет структуру, которая имеет амплитуду порядка 200 м и оконтуривающую изогипсу – 6600 м.

Южнее, в Междуреченской тектонической ступени в результате комплексной переинтерпетации материалов 3Д и 2Д по подсоловой части выделено восемь перспективных структур с глубиной залегания 6500–7000 м: Мынтеке Юж., Сазанкурак, Сазанкурак Зап., Манаш, Исатай, Исатай Северный и Забурунне (рис. 25), которые расположены вдоль береговой линии Каспийского моря и картируются по отражающему горизонту  $P_3$  и выше.

Несколько к западу от этого поднятия установлено наличие Жамбайского поднятия, которое залегает на глубинах 4400 м и находит свое продолжение в акваторию моря. К югу, юго-западу выделяется структура Караколь. Сейсмическими профилями Гурьевской ГЭ прослежен лишь северный склон данной вершины. Ее южная часть охвачена сейсмическими профилями KCS и ТОО «Жамбай». На временных разрезах ГГЭ, освещающих периферийные части вершины в сухопутной зоне, четко проявляются отражающие горизонты, характерные для карбонатных массивов. По имеющимся сейсмическим данным можно сделать вывод, что кровля подсоловых отложений находится на отметке минус 4000 м, амплитуда структуры – 300 м (Б.Б. Нуралиев, 2008).

В пределах Октябрьской тектонической ступени Восточно-Междуреченского блока, по палеозойской поверхности выделяется обширное карбонатное тело, названное Центральным Бахирин, примыкающая на северо-западе к Кобяковской структуре, а на юго-западе к структуре Алга (рис. 27). Данная структура осложнена серией разно ориентированных локальных поднятий, в центре которой выделяется карбонатная? постройка, вытянутая в северо-западном направлении. Ее размеры по изогипсе – 5750 м составляют около  $20,0 \times 6,0$  км с амплитудой локальных поднятий более 300 м.

Пробуренная скважина КБ-101 вскрыла мощную толщу отложений нижнепермского, карбонового и позднедевонского возраста, представленных карбонатно-сланцево-аргиллитовыми породами. Близко к забою скважины были обнаружены раковинные органические остатки франского яруса низов верхнего девона. Также здесь были обнаружены мелкие однокамерные фораминиферы девонского облика. По данным газового каротажа и ГИС на разных глубинах выделены 7 перспективных на обнаружение углеводородов интервалов, общей толщиной в несколько сотен метров. На забое (6750 м) было установлено пластовое давление 1440 атм. и температура в 160°C, ввиду чего испытание объектов приостановлено. Возможно, повышенная температурная аномалия в подсолевом комплексе сохраняется в пределах всей Восточно-Междуреченской тектонической ступени, как и на Астраханском геоблоке над погребенными вулканическими дугами.

К востоку эта структура переходит через прогиб с глубиной залегания горизонта 6600 м в систему Новобогатинских локальных поднятий, которые оконтурены изогипсами – 6200 м.

**В Новобогатинской тектонической ступени, Северо-Каспийского блока** по результатам интерпретации сейсмических

данных в подсолевой части разреза выделено пять антиклинальных поднятий: Новобогат Западный, Новобогат Центральный, Жанаталап, Ровное и самое большое из которых Сарайшик, его размеры по горизонту  $P_3$  составляют  $16 \times 7,5$  км, амплитуда – 500 м, по горизонту  $P_2$  –  $16 \times 8$  км, амплитуда – 500 м и по горизонту  $P_1$  –  $11 \times 6$  км, амплитуда – 200 м; Новобогатинское поднятие оконтуривается изогипсой – 8000 м. Свод его фиксируется в пределах собственно Новобогатинского купола и оконтуривается изогипсой – 7300 м. В плане поднятие имеет сложную конфигурацию (рис. 28). По отражающему горизонту  $P_1$  восточный участок состоит из двух самостоятельных зон, отличных друг от друга характером поведения изогипс: южной и северной, оконтуриваемое изогипсой – 6400 м. Объект Новобогатинск представляет антиклиналь, которая имеет размеры порядка  $15,0 \times 10$  км и простирается в северо-восточном направлении от пробуренной параметрической скважины П-1 Новобогатинская на расстоянии 10 км. Аналогичные объекты прослеживаются на ряде площадей Северо-Каспийской системы поднятий. Пространственное совпадение объекта с соляным карнизом на куполе Новобогатинск и наличие под карнизом нефтеносных горизонтов свидетельствует на наличие данного объекта.

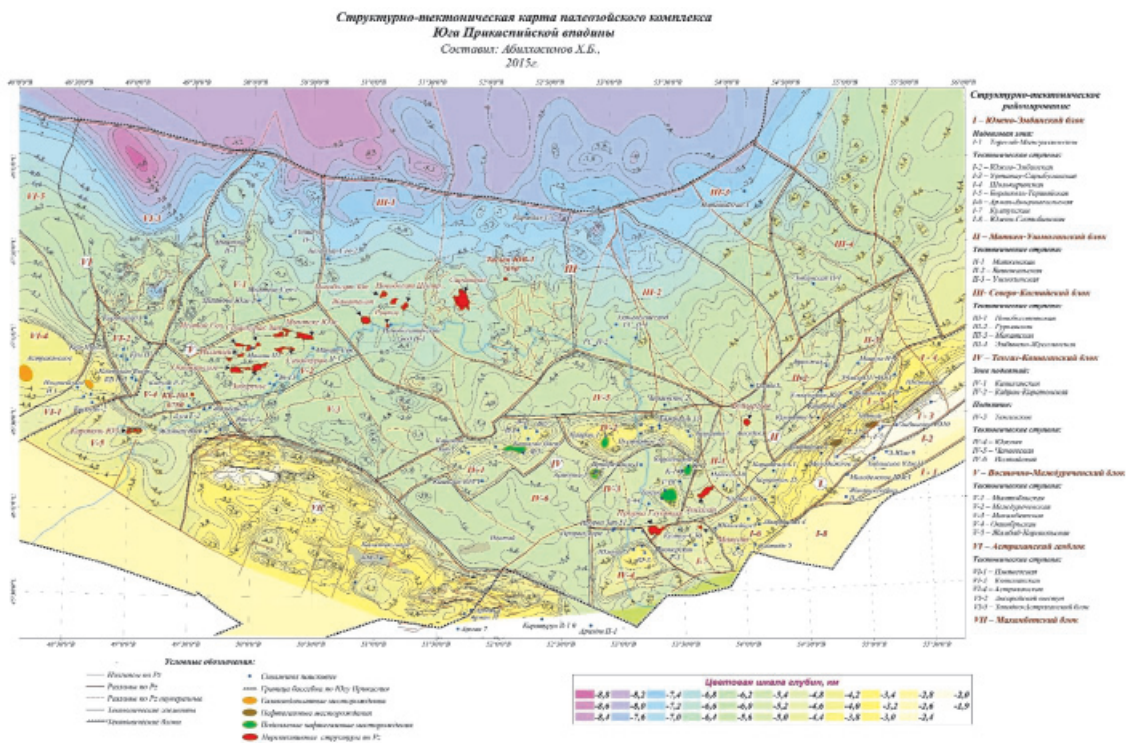


Рис. 25. Структурно-тектоническая карта палеозойского комплекса юга Прикаспийской впадины с перспективными объектами по подсолевым отложениям



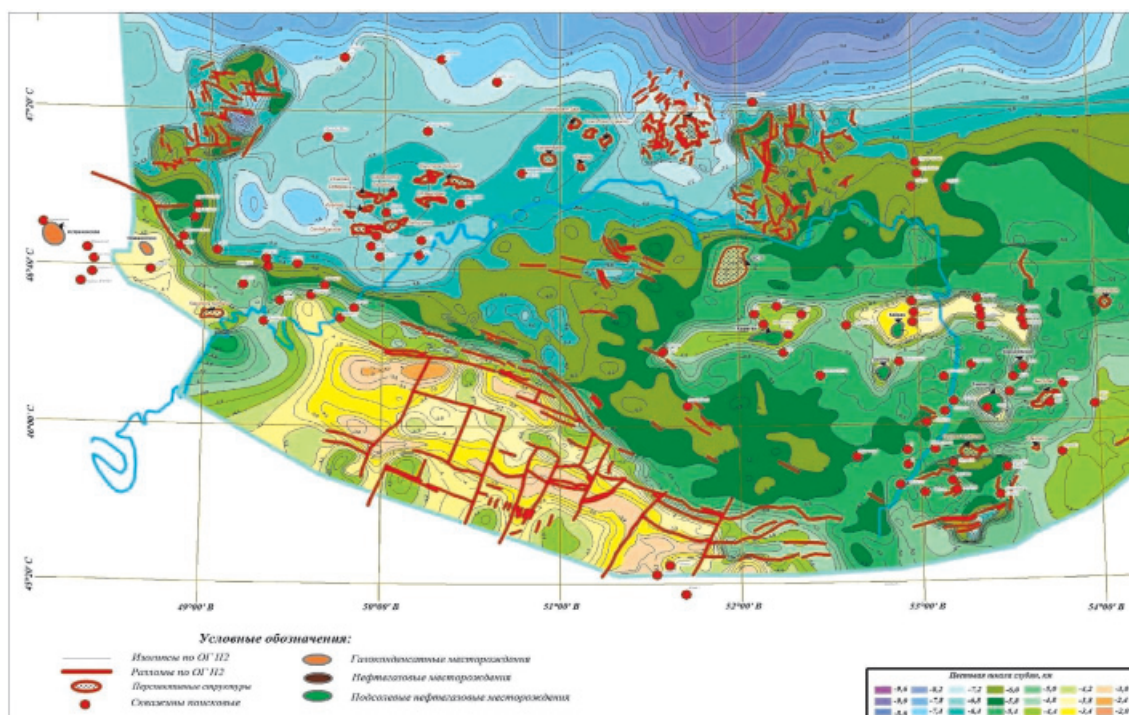


Рис. 26. Структурно-тектоническая карта юга Прикаспийской впадины по отражающему горизонту П<sub>2</sub> с перспективными объектами по подсолевым отложениям. Составил: Х.Б. Абилхасимов, 2015 г.

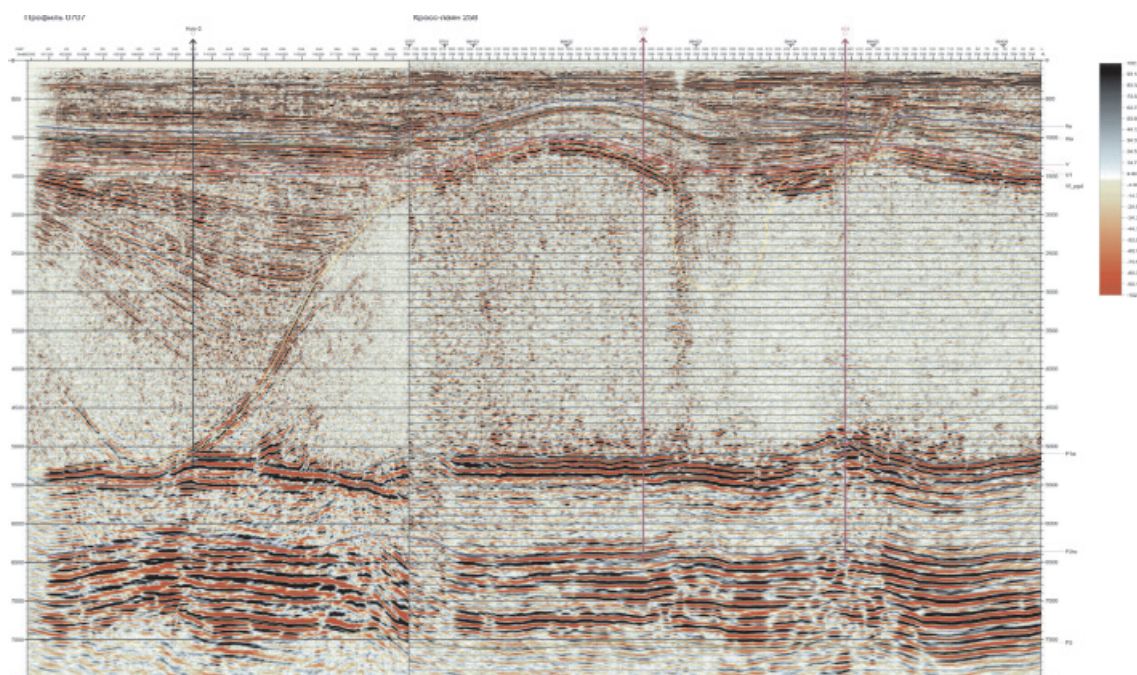


Рис. 27. Астраханско-Жылыойская девонская карбонатная платформа. Октябрьская тектоническая ступень. Профиль 0707 и крослайн 258. Структура Центральный Бахаридин через скважину Кобяковская П-2, КБ-102 (проектная) и КБ-101

Прогноз существования обширных карбонатных платформ в этой части территории Прикаспийского осадочного бассейна присутствует

и в результатах интерпретации 2Д и 3Д съемок на соседней площади разведочного блока Атырау в скважине Тасым ЮВ-1 (рис. 29).

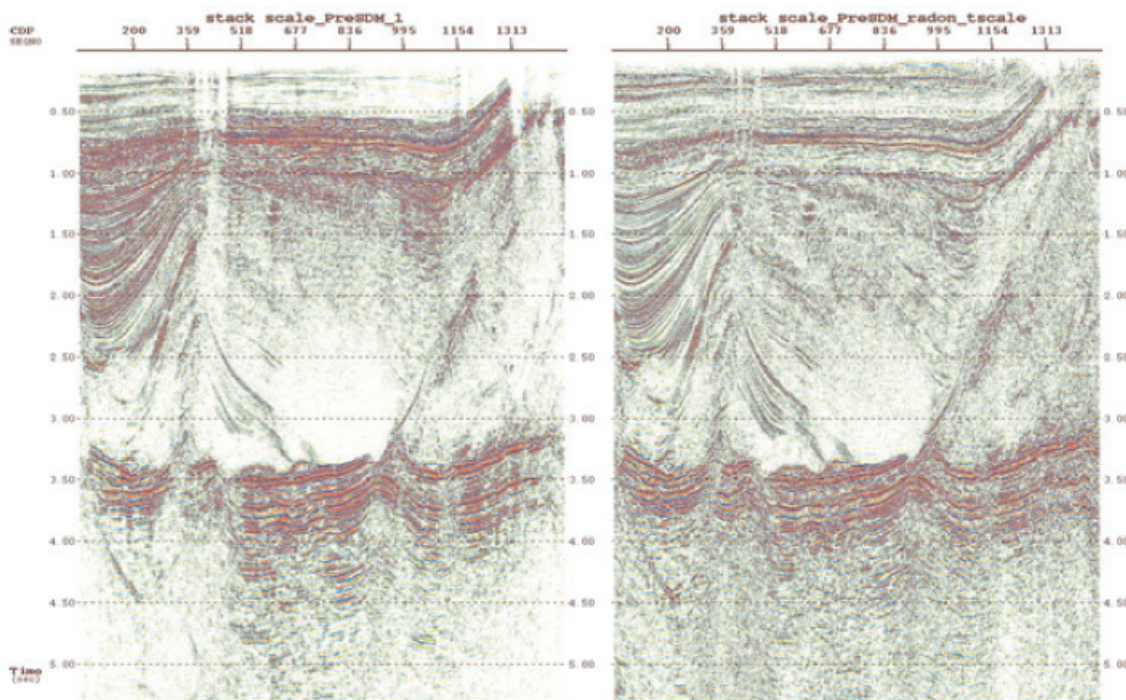


Рис. 28. Новобогатинская тектоническая ступень. Отображение условий залегания палеозойских отложений структуры Сарайишк на временном разрезе после процедур глубинной миграции

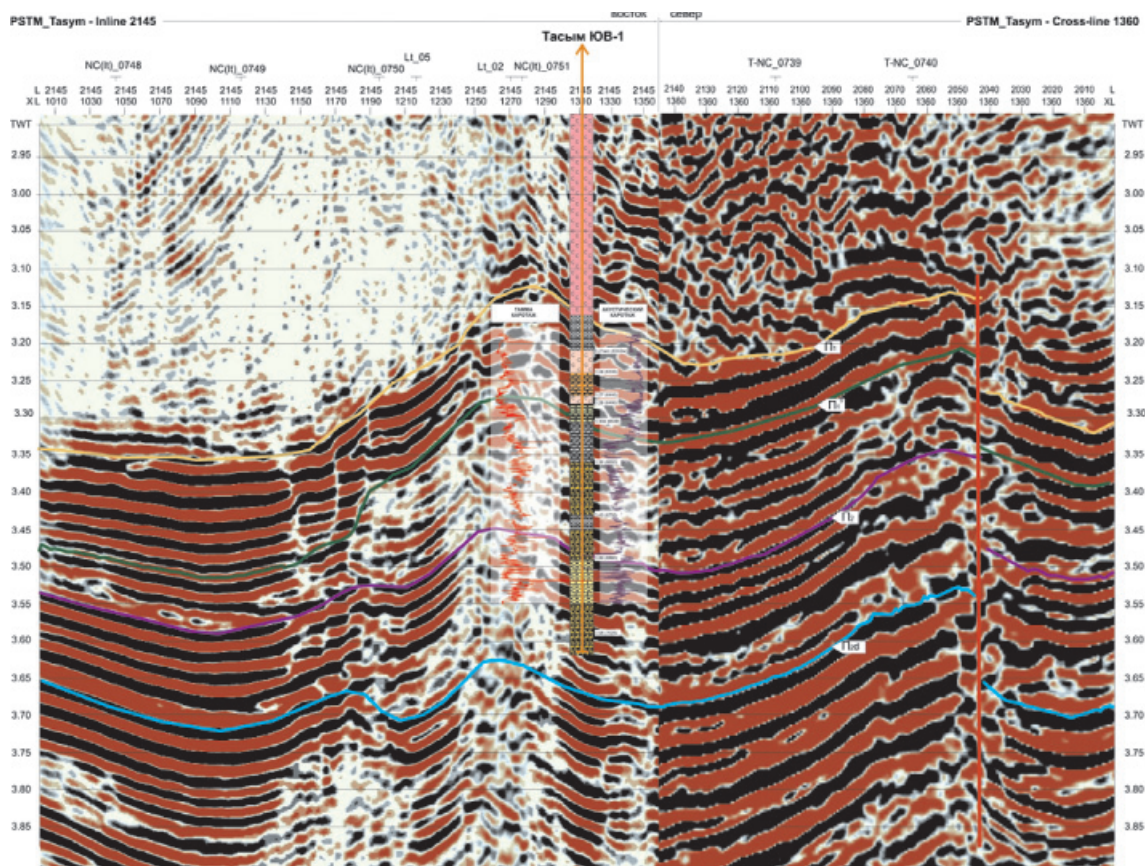


Рис. 29. Новобогатинская тектоническая ступень. Пробуренная скважина Тасым ЮВ-1, глубиной 7050 м, подтвердила наличие карбонатных отложений, сформированных на окраине платформы в обстановках песчаных отмелей

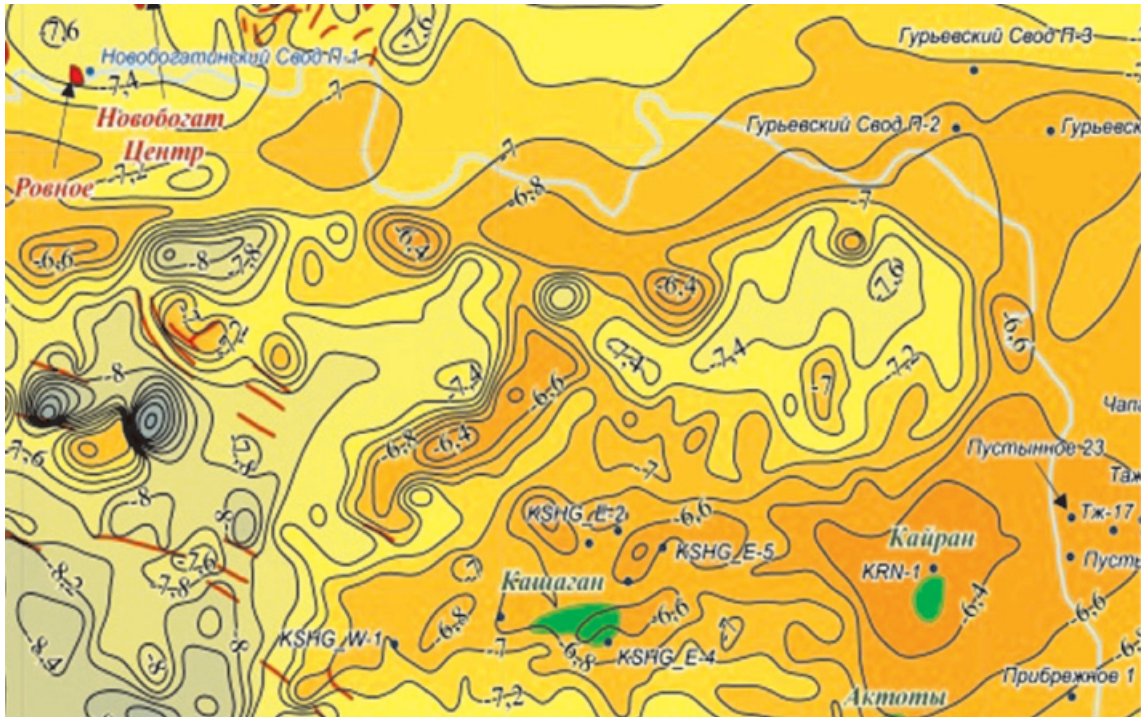


Рис. 30. Астраханско-Жыльевойская девонская карбонатная платформа (фрагмент). Структурная карта по отражающему горизонту  $P_3$  перспективной структурой Кашаган Северный 1 (КС-1). Составил: Х.Б. Абилясимов. 2015 г.

По данным преломленных волн выше уровня отражающего горизонта  $P_1$  выделяется высокоскоростной горизонт  $P_2$  (блок «Лиман») геологическая природа которого, равно как и стратиграфическая привязка, до настоящего времени не нашли своего объяснения. Проведенные нами построения поверхности преломленного горизонта позволяют предполагать залегание последнего на уровне порядка 4,5 км в районе Новобогатинского купола. Интересен подсолевой объект, выделенный в поле обменно-преломленных волн на площади Новобогатинск, который фиксируется выше уровня отражающего горизонта  $P_1$ . Глубина залегания этого горизонта прогнозируется на отметке 4500–4800 м.

По скоростным характеристикам вещественный состав пород, слагающих этот объект, предполагается карбонатно-терригенным. С учетом пространственной связи настоящего объекта с карнизом Новобогатинск, под которым установлены нефтеносные горизонты в отложениях верхней перми и триаса, высока вероятность его продуктивности.

**В акватории Северного Каспия** на сейсмических материалах съемки 2Д выделены известные карбонатные постройки Кайран, Актоты, Кашаган, Кашаган Юго-Восточный с доказанной продуктив-

ностью слагающих разрез отложений. На юго-западе от структуры Караколь, в морском заливе Каспия по горизонту  $P_1$  заслуживает внимания структура Караколь Южный, выделенная автором по новым данным интерпретации сейсмических и магнитометрических данных.

В прибортовой юго-западной части Прикаспийской впадины, на фронтальных участках зоны дислокаций, по поверхности горизонтов  $P_1$  и  $P_2$  выделяются ряд крупных поднятий. В северо-западной прибрежной части участка Жамбай сейсморазведкой 2Д изучены крупные структуры Алга, Жамбай Южный, Жамбай-море и др. Они закартированы по отражающим горизонтам  $P_1$  и  $P_3$ . Среди них детально изучена структура Алга изометричной формы площадью около 100 км<sup>2</sup>.

**На участке Жамбай-море** проведен комплексный анализ имеющегося геолого-геофизического материала. По горизонту  $P_1$  и  $P_3$  в зоне складчатости выделено пять крупных поднятий: Сев. Косарна, Косарна, Юж. Косарна, Сев. Едил, Карабулак, в пределах двух последних рассматривался вариант бурения. Поднятия представлены линейно вытянутыми высокоамплитудными тектонически ограниченными блоками, с глубинами в сводах по горизонту  $P_1$  от 1,6 до 3 км.

По характеру сейсмического волнового поля и скоростным параметрам предполагается, что подсолевой разрез сложен преимущественно карбонатными отложениями позднедевонско-каменноугольного возраста.

Пространственное размещение карбонатных платформ, и формирование связанных с ними литологических и стратиграфических типов резервуаров в Прикаспийской впадине определяется различной продолжительностью этапов седиментации и блоковой структурой фундамента. Для формирования резервуаров в отложениях карбонатных платформ большое значение имеет знак тектонических движений основания платформы. По сейсмическим материалам в девонском комплексе фиксируется наличие неструктурных ловушек, врезов и эрозионных уступов, формирование которых связывается с тектоно-седиментационными процессами при превалирующем значении седиментационного фактора.

По результатам новых сейсмических данных в акватории северного Каспия, севернее структуры Кашаган, автором, выделяется крупная структура, условно названная, Кашаган Северный (КС-1). По отражающему горизонту –  $P_1$  она оконтуривается по изогипсе – 4,8 км, по  $P_2$  – 5,4 км, и по  $P_3$  – 6,4–6,6 км. Причем по отражающему горизонту  $P_3$  площадь структуры довольно значительная (рис. 30).

*Проведенная предварительная переоценка ресурсов УВС Прикаспийской впадины* методом геологических аналогий позволила уточнить и увеличить прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата подсолевых отложений Казахстанской части Прикаспийской впадины. Перспективная толща отложений Прикаспийской впадины выделяется в стратиграфическом объеме от нижней перми до девона, включительно.

В Тепловодско-Токаревской зоны нефтегазонакопления, в пределах Федоровского блока, Павловской и Чинаревской структур, потенциал геологических ресурсов оценивается по: карбону – 20,5 млрд м<sup>3</sup> газа, 21,8 млн т конденсата, девону – 15,2 млрд м<sup>3</sup> газа, конденсата 8,1 млн т. Вероятна нефтяная залежь в среднем девоне.

На месторождении Рожковское пробурены 8 поисково-разведочных скважин и одна параметрическая П-3, вскрыли подсолевой разрез вплоть до кровли верхнего девона (фаменский ярус), т.е. изучили на полную мощность продуктивный интервал. Установлено наличие двух газоконденсатных залежей, связанных с турнейским ярусом и бобриковским горизонтом визейского яруса. Выявлена залежь легкой нефти в башкирском ярусе среднего карбона. Извлекаемые

запасы составляют: пластового газа: по категории  $C_1$  – 21587 млн м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 11199 млн м<sup>3</sup>; сухого газа: по категории  $C_1$  – 18936 млн м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 9688 млн м<sup>3</sup>; конденсата: по категории  $C_1$  – 9628 тыс. м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 5101 тыс. м<sup>3</sup>;

В Кобланды-Тамдинской зоне нефтегазонакопления (структуры – Кобланды, Тамды) – по категории  $C_3 + D_1 + D_2$  – 500/125 млн т.

В Кенкияк-Жанажолской зоне нефтегазонакопления прогнозные содержание нефтяных углеводородов в структуре Бестау – по категории  $C_3 + D_1 + D_2$  – 300/80 млн т. В пределах Темирской площади, геологические ресурсы, по предварительной оценке на структурах Бахтыгарын, Арансай, Сев. Мортук, Кырыккудук, Итасай в продуктивных толщах КТ-I, КТ-II,  $D_3$  fm – составляют более 380 млн т нефти. В Жаркамьском своде – по категории  $C_3 + D_1 + D_2$  – 606/143 млн т.

Величина прогнозных ресурсов в Мынтобе-Новобогатинском своде (структуры Мынтобе, Новобогатинское, Сарайшык, Ровное) по категории  $C_3 + D_1 + D_2$  составляют 3640/1060 млн т. Всего по данной оценке геологические ресурсы газа блока Сарайшык по  $P50$  составляют 189,4 млрд м<sup>3</sup>, геологические ресурсы конденсата, 137,5 млн т. Наиболее значительными по запасам являются Новобогатинск Центральный и Ровное, которые содержат почти 50% всех ресурсов блока: 50,0 и 41,5 млрд м<sup>3</sup> свободного газа; 36,6 и 30,1 млн т конденсата соответственно. Геологические ресурсы блока Жаик оценены в 286,9 млн т условного топлива. Потенциальные геологические ресурсы по категории  $D_0 + C_3$  на площади Тасым оцениваются около 1 млрд т нефти.

Начальные извлекаемые ресурсы газа и конденсата в подсолевом разрезе перспективных структур Забурунь: конденсат ~ 16,5 млн т, газ ~ 47,9 млрд м<sup>3</sup>, Мынтеке Южный: конденсат ~ 17,2 млн т, газ ~ газ ~ 53,0 млрд м<sup>3</sup> с учетом сероводорода.

В Гурьевско-Кульсаринском своде (структуры Айранколь, Алтыкулак) по категории  $C_3 + D_1 + D_2$  составляют – 3080/922 млн т.

В Приморской нефтегазонаосной зоне в пределах блока Кокмай на структуре Жемей в девонско-каменноугольном комплексе прогнозируется – более 110 млн т извлекаемых запасов условного топлива.

В акватории Каспийского моря по категории  $C_3$  величина перспективных геологических ресурсов нефти в пределах структур Кайран, Кашаган, Актоты составила 9,63 млрд т, свободного газа – 1395 млрд м<sup>3</sup>, растворенного газа – 4641 млрд м<sup>3</sup>.

*По северной акватории Каспийского моря суммарные начальные ресурсы углеводородов палеозойских отложений составляют 25,2/9,5 млрд т.* Из них перспективная и прогнозная части по категории  $C_3 + D_{1+2}$  составляют: нефть – 5,738/1,56 млрд т.

В качестве эталонных в подсолевых отложениях взяты месторождения Жанажол, Кожасай, Синельниковское, Урихтау, Тенгиз, Королевское, Тортай, Равнинное, Кенкиак, Бозоба, Карачаганак.

Согласно расчетам, общие потенциальные ресурсы УВ по подсолевым отложениям до глубины 7,0 км оценены в 37,5 млрд т, из них нефти – 21,8 млрд т. Прогнозные ресурсы нефти составляют 17,3 млрд т., извлекаемые – 4,6 млрд т.

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.

Имеющиеся в настоящее время оценки прогнозных ресурсов углеводородов Прикаспийской впадины показывают, что они реализованы не более чем на 30% (из 40 млрд т условного топлива разведано около 12 млрд т).

По расчетам разных экспертов нефтегазоносный потенциал впадины минимум вдвое превышает разведанные запасы. По данным Ю.А. Воложа и др., прогнозные (геологические) ресурсы в объеме 70 млрд т или при коэффициенте извлечения 0,4–28 млрд т извлекаемых запасов. С учетом наличия надежной соленосной крышки и АВПД (до  $2^x$ ), коэффициент аккумуляции будет, вероятно, выше и, соответственно, прогнозные ресурсы.

Подсолевой комплекс до глубины 3–5 км хорошо изучен, и именно здесь в карбонатных отложениях позднего палеозоя выявлены основные разведанные запасы углеводородов. Результаты сейсмических исследований прошлых лет позволяют сделать заключение, что крупные внутрибассейновые карбонатные постройки уже выявлены. Возможно открытие еще нескольких карбонатных построек в пределах выявленных карбонатных платформ. Однако если даже все предполагаемые и достоверно установленные, но еще не разведанные, карбонатные массивы окажутся продуктивными их суммарные запасы будут меньше прогнозных ресурсов бассейна. Некоторые исследователи (Ю.А. Волож, В.П. Гаврилов и др.), в данное время, предполагают, что

в подсолевом комплексе Прикаспийского бассейна, помимо карбонатных массивов, существуют объекты другого типа, способные аккумулировать в себе гигантские по запасам месторождения. Такими объектами могут быть подводные конусы выноса нижнепермского возраста. Эти объекты были выделены в начале девяностых годов при анализе региональных профилей, которые пересекали центральную часть Прикаспийского бассейна. На этих профилях они отображаются в виде крупных аккумулятивных форм, сложенных низкоскоростным (менее 4,0 км/с) комплексом пород, погребенных кунгурской соленосной толщей. Большие глубины накладывают серьезные ограничения на характер проведения здесь поисковых работ, поскольку в этом случае рентабельными объектами поисков могут рассматриваться только очень крупные по размерам резервуары, способные обеспечить большую плотность концентрации углеводородного сырья и высокие дебиты продуктивных скважин.

Ресурсный потенциал резервуаров, связанных с подводными конусами выноса ранее не оценивался. Такие глубоко залегающие объекты в Прикаспийской впадине 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.

О возможном наличии подобных подводных конусов выноса в пределах Восточно-Европейской платформы, описано Н.К. Фортунатовой (2007). Ею выделяется два типа этих образований, соответствующих различным стадиям развития седиментационного бассейна. Подводные конусы первого типа формируются в пределах глубокого шельфа и склона бассейна в процессе выноса органично-обломочного материала из зоны рифообразования по межрифовым каналам. Подводные конусы второго типа (глинисто-карбонатные) формируются в регрессивный тектоно-седиментационный этап развития палеобассейна.

Это новое высокоперспективное направление крупных скоплений углеводородов для Прикаспийской впадины. Огромный потенциал подсолевых отложений только частично реализован в подсолевом карбонатном комплексе. Не менее значительная часть его, вероятно, связана с рассматриваемыми конусами выноса.

**Выводы**

● На севере и северо-востоке Прикаспийской впадины перспективными являются структуры – Кобланды, Тамды, Бестау, Ширак.

● В пределах Темирской и Жанажолской карбонатных платформ высокоперспективны площади: Темирский, Коскольское, Киндысай, Саркрамабас, Жагабулак Юго-Западный, а также девонский комплекс под выявленными месторождениями.

● В Мынтобинско-Новобогатинском районе перспективны выявленные локальные структуры Мынтобе, Новобогатинское, Жанаталап, Ровное и Сарайшик, в подсолевом разрезе которых прогнозируются карбонатные отложения позднедевонско-нижнепермского возраста, с которыми могут быть связаны промышленные скопления УВ.

● В Гурьевско-Кульсаринском районе перспективны структуры Айранколь и Алтыкулак.

● Высокие перспективы в подсолевых отложениях прибрежной зоны связаны со структурами – Имашевское, Караколь, Бахиритдин, Жамбай, Тажигали, Пустынное. Прогнозируется развитие девонских карбонатных построек на западе в районе Каратона, Ансагана и на площадях Буйыргын и Кокмай на востоке от Тенгиза.

● В акватории Северного Каспия связаны со структурами Шубарбалинское, Трехбратское, Жамбай Южный морской, Караколь Южный, Кашаган Северный.

● Помимо карбонатных массивов, возможно существование перспективных объектов, связанных с подводными конусами выноса нижнепермского возраста.

● Развитые в подкарнизных частях соляных куполов кунгура верхнепермские терригенные отложения также являются перспективными объектами для поисков залежей нефти. Такие объекты выявлены в пределах северной, восточной и юго-восточной бортовых зон Прикаспия.

**Заключение**

В заключение следует подчеркнуть, что высокая перспективность нефтегазоносности месторождений Прикаспия обусловлены совокупным влиянием ряда факторов и условий, среди которых надо выделить:

1. Наличие в разрезе мощных нефтегазоматеринских толщ девонского и додевонского комплексов, обеспечивающих высокий генерационный потенциал;

2. Пространственное совпадение выявленных зон нефтегазонакопления с очагами генерации углеводородов;

3. Развитие высокоамплитудных и крупных по площади тектоно-седиментационных структур древнего заложения;

4. Продолжительное карбонатное накопление на различных этапах седиментации связано с блоковой структурой фундамента, залегающего на различных глубинах;

5. Результаты геохимических исследований показывают, что нефти в подсолевом комплексе сформировались за счет органического вещества «морского», «континентального» и «прибрежно-морского» типов. Это говорит о существовании в пределах Прикаспийской впадины независимых автономных очагов генерации нефти и газа. Аналогичные по составу нефти выявлены и в надсолевых отложениях, это может быть обусловлено процессами миграции флюидов из более древних толщ в молодые. Наряду с этим, на больших глубинах, находящихся в стадии катагенеза, обнаружены нефти со следами биодеградации, что, вероятно, связано с ранним этапом формирования залежи и ее последующим расформированием.

6. Наличие мощного соленосного экрана кунгурского возраста, который является региональной покрывкой;

7. Накопление во внутренних бортовых зонах разновозрастных карбонатных отложений с широким развитием в них рифовых фаций;

8. Сохранение высокоемких карбонатных коллекторов в условиях больших глубин за счет развития рифогенных фаций девонского комплекса;

9. Наличие аномально-высоких пластовых давлений;

10. Неоднократные инверсионные движения на различных этапах формирования Прикаспийской впадины, которые способствовали интенсивному проявлению процесса выщелачивания;

11. Миграция жидких и газообразных УВ возможна из глубоких горизонтов осадочного комплекса Прикаспийской впадины.

**Список литературы**

1. Абилхасимов Х.Б. Особенности размещения природных резервуаров в палеозойские Прикаспийские впадины // Геология нефти и газа. – М.: ООО «Геоинформцентр» 2009. – № 4. – С. 40–46.

2. Абилхасимов Х.Б. Оценка перспектив нефтегазоносности подсолевого палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна // Газовая промышленность. – М., 2009. – № 9. – С. 28–33.

3. Астафьев Д.А. Перспективы поисков залежей нефти в девонских отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология и перспективы нефтегазоносности бортовых зон Прикаспийской впадины. – М.: ВНИГНИ, 1983. – Вып. 248. – С. 122–134.

4. Абилхасимов Х.Б. Перспективы поисков крупных месторождений углеводородов на больших глубинах палеозойского шельфа севера Прикаспийской впадины // Геология и охрана недр. Казахстанское геологическое общество «КазГЕО». – 2015. – № 4(57). – С. 10–20.

5. Абилхасимов Х.Б. Глубокозалегающие палеозойские отложения Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – 2016. – № 1 (91). – С. 33–45.

6. 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).

7. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. – 280 с.

8. Матлошинский Н.Г. Девонский карбонатно-терригенный комплекс северной бортовой части Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. – 1999. – № 1. С. – 12–23.