

## О СТРАТЕГИИ ОЧЕРЕДНОГО ЭТАПА НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ В ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Ю.А. Волож, А.Н. Дмитриевский\*, Ю.Г. Леонов, Н.В. Милетенко\*\*, Л.И. Ровнин\*\*\*

*Геологический институт РАН, 119017, Москва, Пыжевский пер., 7, Россия*

*\* Институт проблем нефти и газа РАН, 117701, Москва, ул. Губкина, 3, Россия*

*\*\* Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 123995, Москва, ул. Бол. Грузинская, 4/6, Россия*

*\*\*\* Международная академия минеральных ресурсов, 129805, Москва, ул. Павла Корчагина, 22, Россия*

Рассмотрен нефтегазоносный потенциал Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Здесь намечена перспектива открытия нескольких гигантских месторождений в подсолевом комплексе, а также крупных в надсолевом комплексе. Предложены рекомендации по направлению нефтепоисковых работ, нацеленных на изучение надсолевых отложений (верхнепермско-триасовая и юрско-палеогеновая флюидо-системы). Подчеркнуто, что надсолевые толщи при грамотном проведении поисково-разведочных работ могут обеспечивать стабильную и высокоэффективную добычу в течение многих десятилетий. Большая часть из намечаемых перспективных объектов размещена в пределах распределенного фонда недр, поэтому необходимо найти специальные организационные формы достижения результата, возможно, в виде создания комплексных государственных проектов для изучения отдельных нефтегазоносных областей и зон.

*Осадочные бассейны, четырехмерное моделирование, Прикаспийская нефтегазоносная провинция.*

## ON STRATEGY OF THE UPCOMING EXPLORATION PHASE IN THE NORTH CASPIAN PETROLEUM PROVINCE

Yu.A. Volozh, A.N. Dmitrievskii, Yu.G. Leonov, N.V. Miletenko, and L.I. Rovnin

This paper gives a review of oil and gas resource potential of the North Caspian petroleum province. A new potential for finding several giants and large-size discoveries exists, respectively, in the presalt and postsalt sequences. Recommendations for future directions in exploration targeting at postsalt deposits (Upper Permian-Triassic and Jurassic-Paleogene petroleum systems) are given. It is emphasized that, given adequate exploration techniques, the postsalt sequence may provide stable and commercial production for decades. Most of the prospects are located within nonlicensed area. Therefore, the future exploration activity will have to be implemented through special-purpose governmental projects, namely, state-funded integrated projects aiming at investigation of the individual petroleum regions and zones.

*Sedimentary basins, 4D modeling, North Caspian petroleum province*

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в кругах специалистов и на всех уровнях власти осознана реальная угроза для энергетической безопасности, обусловленная недостаточной обеспеченностью нефтегазодобывающего комплекса страны разведанными запасами. Особенно остро эта проблема стоит при перспективном планировании добычи нефти начиная с 2020 г., и газа — с 2030 г. Одна из причин такого положения — это слом советской системы недропользования, в основе которой была **государственная геологическая служба с сильным производственным и научным потенциалом** (Министерство геологии СССР). Эта система требовала строгого соблюдения **этапности геолого-разведочного процесса**. Она предусматривала при освоении новых нефтегазоперспективных провинций или более глубоких горизонтов в районах действующих промыслов обязательное проведение в больших объемах региональных геофизических работ, параметрического и поискового бурения. Этим обеспечивались эффективность **поискового и разведочного цикла работ** и расширенное воспроизводство запасов за счет выбора **научно обоснованных новых направлений исследований либо новых типов месторождений**. Надежды на то, что эти задачи будут выполнять нефтяные компании, не оправдались. В результате за последние 20 лет резко сократилось открытие новых месторождений, особенно крупных. Большая часть из числа «приращенных» в течение этих лет запасов получена за счет увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) либо открытия новых залежей на известных месторождениях в ходе доразведки последних. Неблагоприятную обстановку усугубляет еще и то обстоятельство, что у научного сообщества пропала возможность свободного доступа к новым геологическим данным. Научные сотрудники геологических институтов Рос-

сийской академии наук, учебных заведений не имеют доступа к материалам, получаемым в ходе проведения региональных, поисковых и разведочных работ, выполняемых не только частными компаниями и акционерными обществами за счет собственных средств, но и, как ни странно, федеральными унитарными предприятиями за счет средств бюджета. Более того, даже сотрудники отраслевых институтов «Роснедра», которые проводят регулярный мониторинг запасов и ресурсов, не владеют в полной мере данной информацией. Это ограничивает появление новых идей и соответственно возможности разработки новых нетрадиционных направлений поисковых и разведочных работ. Поэтому неудивительно, что за постсоветский период не только не увеличены запасы, но и ресурсная база нефтегазоносных и перспективных провинций остается практически на уровне конца прошлого века или даже ниже.

Несмотря на отмеченные сложности, в институтах Российской академии наук в последние годы выполнен ряд научных разработок, направленных на выделение новых нетрадиционных направлений поисковых и разведочных работ и поисковых объектов.

В течение 1996—2000 гг. в рамках межправительственного сотрудничества стран СНГ коллективом ученых Российской академии наук совместно с коллегами из Центрально-Азиатских стран и Азербайджана был создан атлас литолого-палеогеографических, структурных и палинспастических карт Центральной Евразии в масштабе 1:2 500 000. В 2000—2007 гг. исследования были продолжены. В этот период времени выполнена работа по составлению четырехмерных моделей осадочных бассейнов Каспийского ареала прогибаний, охватывающего Прикаспийскую, Предкавказско-Мангышлакскую, Южно-Каспийскую, частично Волго-Уральскую нефтегазоносные провинции и прилегающие к ним Устюртский и частично Аму-Дарьинский бассейны.

Поясним понимание нового понятия «четырёхмерная (пространственно-временная) модель». Заметим, что данный класс моделей представляет собой не просто разверстку во времени любого двух- или трехмерного изображения геологической среды: их суть заключается прежде всего в способе выделения составляющих элементов [Антипов и др., 2004]. В отличие от обычных двух- и трехмерных моделей, элементами которых служат тела любой геологической природы, четырехмерные модели состоят исключительно из системных геологических тел, а именно из иерархически соподчиненных слоевых ассоциаций, ограниченных изохронными границами — поверхностями напластования или хронозначимыми границами региональными структурно-эрозионными несогласиями. Внутренние и внешние связи выделенных таким образом геологических тел определяются ходом взаимосвязанных тектонических и седиментационных процессов, ответственных за их формирование. Выделение этих тел проводится на основании сейсмостратиграфического анализа данных (в нашем случае — на огромном материале) сейсморазведки и бурения [Антипов и др., 2004; Волож и др., 2007; Сегалович и др., 2007; Antipov et al., 2004]. Такая модель позволяет реконструировать ход нефтегенеза внутри нефтегазоносной системы, и на этой основе с использованием бассейнового анализа получать количественную оценку ресурсного потенциала региона, а также устанавливать закономерности размещения залежей углеводородов. Четырёхмерная модель представляет собой комплект региональных сейсмостратиграфических, геологических и палеотектонических разрезов, структурных карт, карт мощностей и фаций (Атлас карт и разрезов), описывающих геометрию и состав системных геологических тел модели, а также результаты бассейнового моделирования.

Применение четырехмерного моделирования в указанном выше смысле позволило дать наиболее достоверную, на наш взгляд, отвечающую сегодняшнему уровню геологических знаний интерпретацию глубинного строения и эволюции осадочных бассейнов Каспийского региона и прийти к ряду новых геологических представлений [Antipov et al., 2004].

#### **А. НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**

Остановимся на главных положениях, которые — одни в большей, другие в меньшей степени — влияют на общую оценку перспективности осадочных бассейнов рассматриваемой территории и, что не менее важно для ориентировки поисковых работ, на закономерности размещения залежей углеводородов. Приведенные параметры не позволяют дать развернутого обоснования указанных положений, и в большинстве случаев приходится ограничиваться краткой констатацией и ссылками на выполненные исследования. И еще одно предварительное замечание. Ниже используются такие понятия, как «консолидированная кора», а также «складчатый комплекс», «доплитный комплекс» и «плитный комплекс» осадочного чехла. Они не имеют однозначного толкования, в частности, нередко по-разному понимаются геологами, опирающимися преимущественно на геологическую историю формирования этих комплексов, и геофизиками, учитывающими их физические характеристики, и поэтому требуют расшифровки.

В рамках концепции четырехмерных моделей и, в том числе в настоящей работе, принимается [Антипов и др., 2004; Осадочные бассейны..., 2004], что земная кора, ограниченная снизу границей М (поверхностью Мохоровичича), состоит из двух главных подразделений (второго порядка по отношению



к земной коре): «консолидированной коры» и «осадочного чехла». Они, как правило, имеют четкие геофизические характеристики. Границей между ними служит глобально прослеживаемый преломляющий горизонт с граничной скоростью свыше 6.0 км/с.

Следует заметить, что консолидированная кора является образованием глобального масштаба. Она может присутствовать в областях с любым типом земной коры (океаническим, переходным, континентальным). В областях с океанической корой консолидированной коре соответствует так называемый «акустический фундамент», выше которого находится осадочный слой. В пределах подвижных поясов с континентальными и переходными типами коры к ней принадлежат «комплексы основания», противопоставляемые «складчатым чехлам».

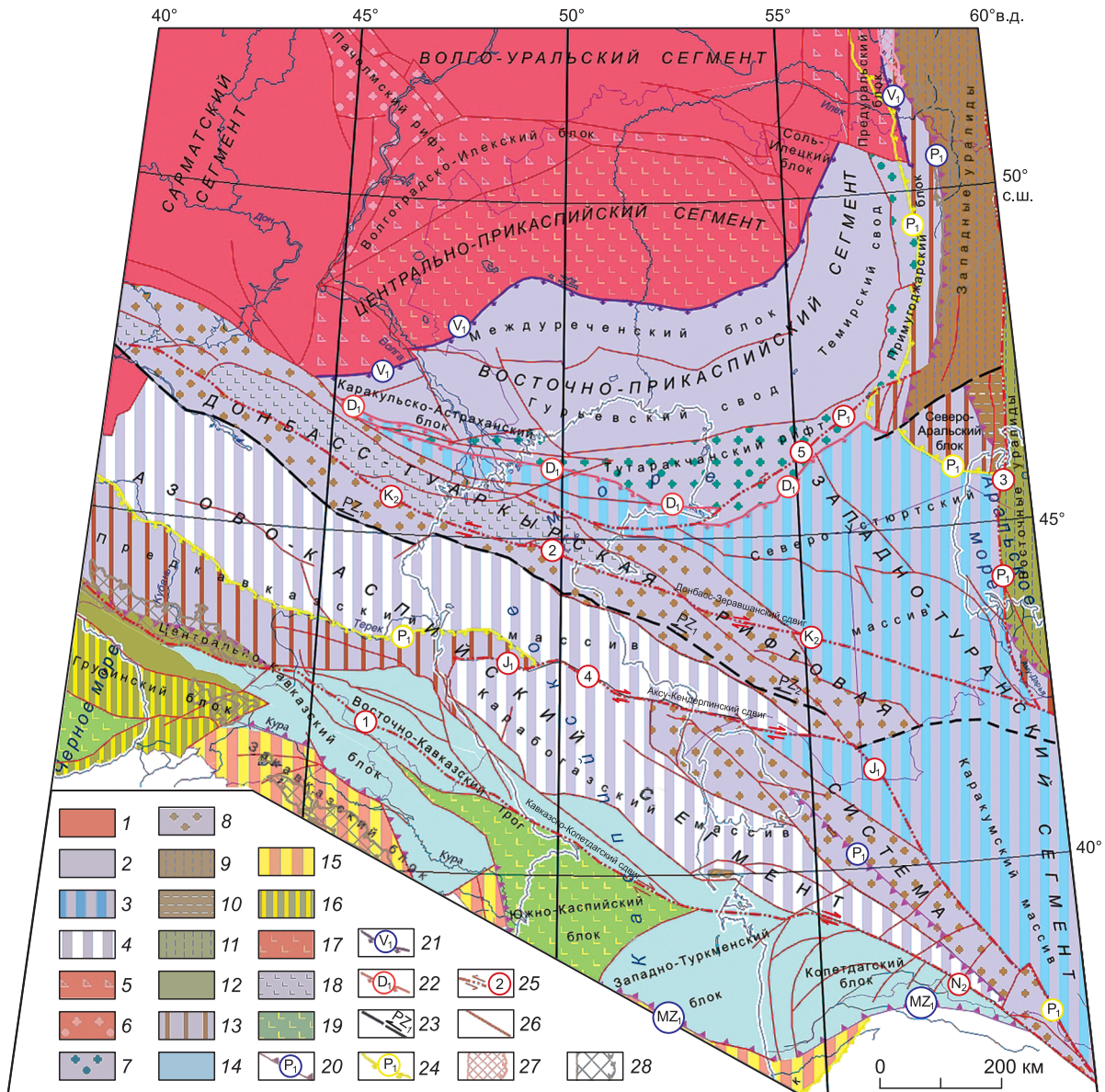
В континентальной коре «консолидированная кора» обычно соответствует «кристаллическому фундаменту», как это наблюдается на древних платформах. Но, в общем случае, это понятие не идентично термину «платформенный фундамент» в том объеме, как он рассматривается (может быть и не всегда, но как правило) в традиционных геологических построениях. В соответствии с упомянутыми выше физическими (геофизическими) критериями к консолидированной коре относится лишь та часть платформенного фундамента (в традиционном геологическом смысле), которая соответствует определению «кристаллический фундамент». Это — комплексы интенсивно (альпинотипно) деформированных, глубокометаморфизованных, прорванных интрузиями пород, для которых характерно отсутствие протяженных, регионально прослеживаемых сейсмических горизонтов (выше сказано, что типичный пример — это кристаллический фундамент древних платформ). Что касается остальной части платформенного фундамента (если она вообще присутствует), а именно неметаморфизованных, хотя, возможно, и смятых в складки пород, отложений так называемого «переходного комплекса» и т. д., внутри которых обычно прослеживаются выдержанные отражающие горизонты, то они в данном исследовании рассматриваются в составе осадочного чехла.

Таким образом, принимается расширенное понимание осадочного чехла, состоящего из трех подразделений более низкого порядка: «складчатого», «доплитного» и «плитного» структурно-тектонических комплексов (СТК). Основными критериями для их выделения служат: а) характер распространения, б) степень деформированности и в) соответствующая ей сейсмическая характеристика. В «складчатый структурно-тектонический комплекс» входят складчатые чехлы подвижных поясов, а также деформированные (но не до стадии кристаллического фундамента) комплексы в низах осадочного чехла молодых платформ, которые формировались в областях с уже континентальным, «консолидированным» типом коры. К «доплитному структурно-тектоническому комплексу» принадлежат слабдеформированные толщи в низах платформенного чехла, образовавшиеся до накопления сплошного «плитного» чехла и имеющие более или менее локальное распространение; к ним, в частности, относится весь спектр образований так называемого «переходного комплекса». Наконец, «плитный структурно-тектонический комплекс» — это толщи обычного платформенного чехла древних и молодых платформ, как правило, недислоцированные (кроме чехлов в пределах внутриплитных складчатых зон) и расслоенные многочисленными регионально прослеживаемыми отражающими горизонтами.

**1. Фундамент юго-востока Прикаспийской впадины и Скифско-Туранской плиты имеет допалеозойский байкальский (кадомский) возраст консолидации** [Леонов и др., 2005б]. Блоки кадомид образовали единый Скифско-Туранский террейн, который в позднем докембрии присоединился к архей-раннепротерозойскому континенту Балтия, сформировав более обширный Европейский континент. На протяжении всего палеозоя и раннего мезозоя (триаса) юго-восточная часть Европейского континента с кадомским возрастом консолидации коры развивалась в условиях геодинамического режима активной континентальной окраины с накоплением мощных терригенных и вулканогенных толщ (рис. 1).

**2. Определена граница между Скифской и Туранской молодыми (мезозойско-кайнозойскими) плитами** [Леонов и др., 2005а]. *Границу между этими плитами предложено проводить по северо-восточному краю Донбасс-Туаркырской складчатой зоны, вдоль линии смены возрастного диапазона «доплитного» и «складчатого» комплексов осадочного чехла* (см. рис. 1). На Туранской плите «складчатый» комплекс осадочного чехла включает отложения артинского яруса нижней перми, а на Скифской — еще и верхней перми. Соответственно «доплитный» комплекс Туранской плиты начинают отложения кунгура, Скифской — триаса. В таких границах плиты имеют характерное для каждой из них строение «складчатого» и «доплитного» комплексов осадочного чехла, четкие структурные ограничения, а также типичные особенности нефтегазоносности.

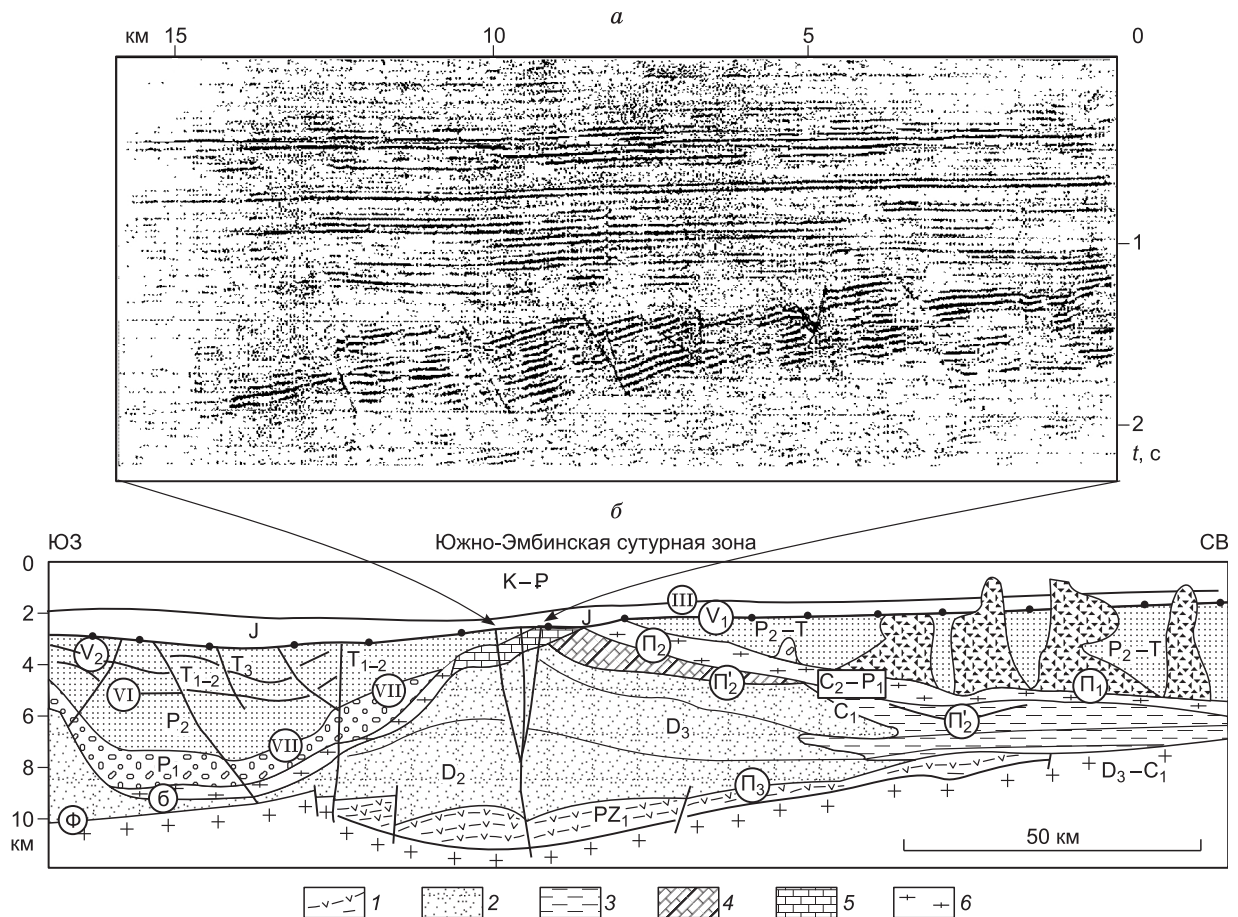
**3. Впервые выделены трансрегиональные постколлизийные сдвиги — крупные разрывные структуры литосферы, возникшие в конце коллизийного этапа формирования земной коры континентов, которые играли основную структурообразующую роль на доплитном этапе развития региона** [Волож и др., 2005; Леонов и др., 2005б]. *С ними связаны крупные инверсионные и складчатонадвиговые внутриплитные структуры. Движения по этим сдвигам продолжались и на плитном этапе развития и многие из них активны до настоящего времени. На территории Каспийского региона выде-*



**Рис. 1. Структурно-тектоническая карта консолидированной коры Каспийского региона (составили: Ю.А. Волож, М.П. Антипов, А.Я. Бродский, В.А. Быкадоров, В.Г. Казьмин, Р.Б. Сапожников, Ю.Г. Юров при участии Е.Н. Александровой, Е.Е. Куриной, Р.Л. Певзнера, А.Е. Шлезингера, С.Ю. Соколова).**

1—4 — сегменты и блоки фундамента Восточно-Европейского палеозойского континента: 1 — блоки фундамента дорифейской консолидации, 2 — блоки допалеозойской (кадомской) консолидации, 3 — блоки допалеозойской (кадомской) консолидации, переработанные в раннем палеозое (кембрий—силур), фундамента западной части Туранской плиты, 4 — блоки допалеозойской (кадомской) консолидации, переработанные в позднем палеозое (поздний девон—ранний карбон), фундамента Скифской плиты; 5 — фундамента пассивных окраин континентов с утоненной корой рифейского возраста; 6, 7 — фундамента внутриконтинентальных рифтов: 6 — рифейского и 7 — раннепалеозойского возраста; 8 — фундамента; 9—11 — фундамента палеозойской консолидации Урало-Тянь-Шаньского коллизионного пояса: 9 — западные уралиды, 10 — тяньшаниды, 11 — восточные уралиды; 12—16 — блоки фундамента активной окраины палеозойского континента (северная окраина океана Палеотетис) и альпийского коллизионного пояса: 12 — нерасчлененная кора позднепалеозойской консолидации, 13 — допалеозойского возраста, переработанные в позднем палеозое, 14 — раннемезозойской консолидации, 15 — раннемезозойской консолидации, переработанные в альпийское время, 16 — нерасчлененные позднеальпийской консолидации; 17—19 — области с утоненной консолидированной корой: 17 — Центрально-Прикаспийского блока, 18 — Донбасс-Туаркырской складчатой система, 19 — Южно-Каспийского и Восточно-Черноморского блоков; 20—24 — шовные структуры: 20 — офиолитовые сутуры (индексом указан возраст), 21 — граница тыловых коровых деформаций коллизионного складчатого пояса кадомид, 22 — граница тыловых коровых деформаций субдукционного складчатого пояса каледонид, 23 — трансформные разломы, 24 — фронт коровых складок (индексом указан возраст); 25 — постколлизионные трансконтинентальные сдвиги (цифры в кружках): 1 — Кавказско-Копетдагский; 2 — Донбасс-Зеравшанский; 3 — Урало-Герирудский; 4 — Аксу-Кендерлинский; 5 — Южно-Эмбинский (индексом указан возраст движения по ним); 26 — прочие региональные тектонические нарушения; 27, 28 — выходы пород фундамента на поверхность: 27 — дорифейского и 28 — палеозойского возраста.



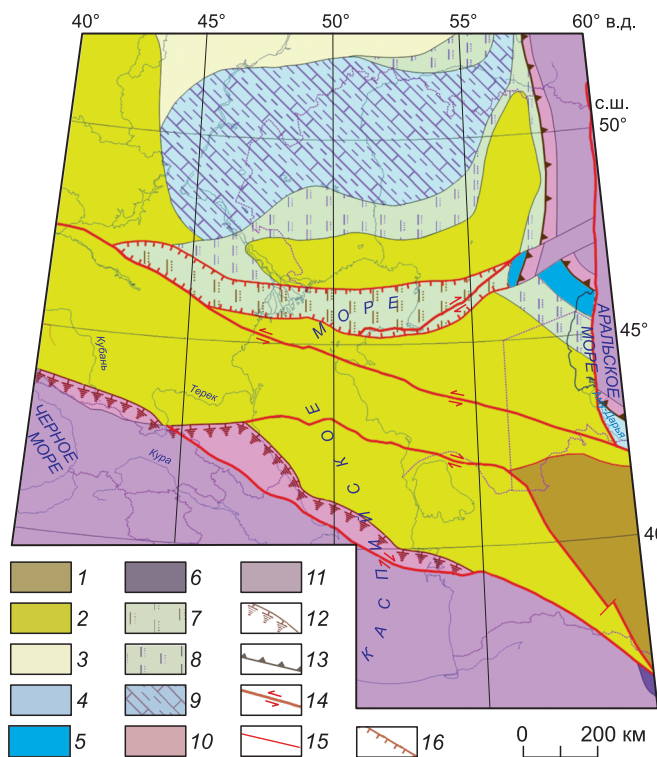


**Рис. 2. Геолого-геофизический разрез через Южно-Эмбинское поднятие (б) и фрагмент временного сейсмического разреза (а) иллюстрируют морфологию тектонических нарушений в зоне Южно-Эмбинского регионального разлома (по Ю.А. Воложу и др. [1999]).**

1 — осадочно-вулканогенные толщи нижнего палеозоя; 2, 3 — отложения среднего девона—нижнего карбона: 2 — карбонатно-терригенные, 3 — терригенные; 4 — среднекаменноугольные карбонаты; 5, 6 — среднекаменноугольно-нижнепермские отложения: 5 — карбонатные, 6 — терригенные; 7 — нижнепермские терригенные отложения; 8 — верхнепермско-триасовые терригенные отложения; 9 — кунгурские соли; 10 — опорные отражающие горизонты и их индексы; 11 — поверхность фундамента; 12 — поверхность предюрского несогласия. III, VI, VII, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>2</sub>', П<sub>3</sub> — опорные отражающие горизонты; Ф — фундамент.

лено (с разной степенью обоснованности в разных своих частях) пять таких сдвигов: Урало-Герирудский, Южно-Эмбинский, Аксу-Кендерлинский, Донбасс-Зеравшанский и Кавказско-Копетдагский (см. рис. 1). Сдвиги субпараллельны тетической или уральской окраинам Восточно-Европейского континента. Основные движения по ним проявлены в конце триаса—ранней юре (Урало-Герирудский, Южно-Эмбинский, Аксу-Кендерлинский), в палеогене (Донбасс-Зеравшанский), в плиоцене—квартере (Кавказско-Копетдагский). Амплитуда сдвигов составляет первые сотни километров: вдоль Урало-Герирудского субмеридионального сдвига сформирован Арало-Кызылкумский вал, вдоль Южно-Эмбинского — Южно-Эмбинское поднятие, с Донбасс-Зеравшанским сдвигом связаны Мангышлакско-Центрально-Устюртская система поднятий и кряж Карпинского. По Урало-Герирудскому правому сдвигу тяньшанские структуры Юго-Восточного Приаралья смещены на север на 450—500 км, где они находят свое продолжение в субширотных герцинидах Северо-Западного Приаралья. Указанные сдвиги оставались достаточно активными и после основной фазы их жизни, что отражается в фациях и мощностях осадочного чехла и их структуре. Вдоль сдвигов сформированы благоприятные структурные ловушки, во многих местах содержащие крупные запасы углеводородов (Жетыбай-Узеньская ступень и др.).

**4. Дана принципиально новая трактовка природы Южно-Эмбинского поднятия — юго-восточной пограничной структуры Прикаспийской соляно-купольной области [Волож и др., 1999; Леонов и др., 2005б; Сегалович и др., 2007]. Пространственно Южно-Эмбинское поднятие расположено в восточной части крупной погребенной структуры — Тугаракчанский рифт. Однако генетически Южно-Эмбинское поднятие и Тугаракчанский рифт не связаны друг с другом. Тугаракчанский рифт протягива-**



**Рис. 3. Палеогеографическая схема ордовикского периода (составители: Ю.А. Волож, М.П. Антипов, Т.Н. Хераскова) [Астраханский... массив..., 2008].**

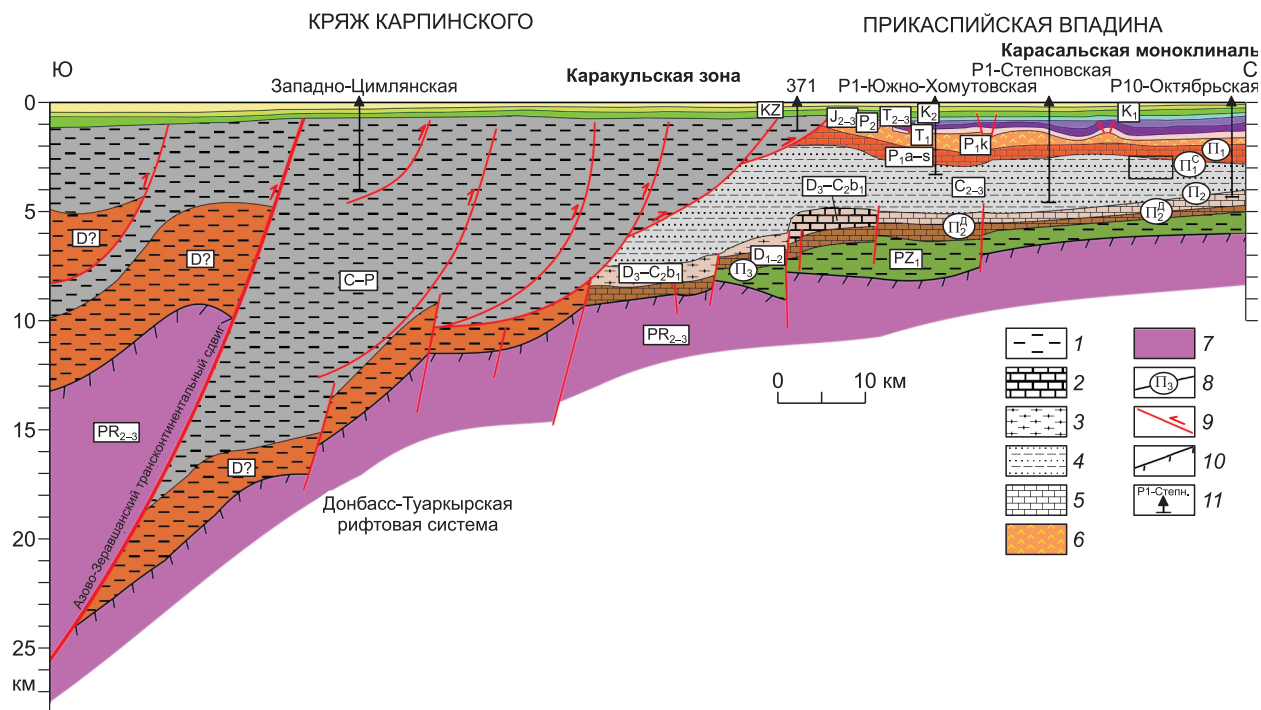
1 — горы высокие и средние; 2 — пенеппенизированные равнины и мелкосопочник; 3 — озерно-аллювиальные равнины; 4 — шельфы внутренние, прибрежное мелководье; 5 — шельфы внешние и глубоководные; 6 — батталь глубоководных внутренних и окраинных морей; 7 — мелководный шельф с терригенной седиментацией; 8 — озерно-аллювиальные равнины с терригенной седиментацией и клиноформным строением; 9 — озерно-аллювиальные равнины с терригенной седиментацией и клиноформным строением; 10 — континентальные склоны и подножия; 11 — котловины океанов и внутренних морей; 12 — граница активной аккрективной окраины; 13 — бровка шельфа пассивной окраины; 14 — сдвиги; 15 — разломы неуставленной природы достоверные и предполагаемые.

прекратила свое существование в конце силура. Она представляет собой третью, обращенную во внутрь континента ветвь дивергентных структур растяжения, образованных над горячей точкой (две другие ветви дали начало Уральской и Туркестанской осям океанического спрединга) (рис. 2). *Формирование Южно-Эмбинского поднятия вызвано движениями по крупному трансконтинентальному постколлизиионному сдвигу (Южно-Эмбинскому), связанному с герцинской орогенией на коллизиионной восточной окраине Европейского палеозойского континента* (рис. 3).

**5. Изучена история формирования кряжа Карпинского** [Волож и др., 1999]. Показано, что кряж является частью Донбасс-Туаркырской внутриконтинентальной складчатой зоны, которая сформировалась в ходе развития более протяженной палеозойской Сарматско-Туаркырской рифтовой системы, включающей, помимо названной складчатой системы, Днепровско-Донецкий и Припятский девонско-каменноугольные авлакогены (рис. 4, 5). Как показано в работе [Волож и др., 1997], заложение Сарматско-Туаркырской рифтовой системы произошло в середине девона, а в поздне триасово-раннеюрское время она завершила свое развитие. Многие исследователи продолжением кряжа Карпинского считают или Южно-Эмбинское, или Центрально-Устюртское поднятия. Однако с этим нельзя согласиться.

**6. Впервые выполнена палинспастическая реконструкция юго-восточной окраины Европейского палеозойского континента с учетом смещений по трансконтинентальным постколлизиионным сдвигам и определена палеотектоническая позиция пермского солеродного бассейна Прикаспия относительно тектонических структур фундамента и осадочного чехла, а также соотношение с этими структурами различных палеоморфо-структурных элементов Каспийского региона** (рис. 6). Установлена тектоноседиментационная природа Прикаспийского внутриконтинентального кунгурского бассейна [Волож и др., 1999; Осадочные бассейны..., 2004]. Показано, что гипсометрическое положение рельефа поверхности соленакопления (дисгармоничное по отношению с выше- и нижележащими горизонтами) обязано специфическому сочетанию тектонических движений и темпов осадконакопления в течение длительного интервала времени (поздний девон—ранняя пермь) на территории, которая включала пять крупнейших тектонических структур с различным геодинамическим режимом: а) Волго-Уральскую антеклизу; б) Центрально-Прикаспийскую экзогональную впадину (по В.С. Журавлеву); в) Северокаспийско-Устюртскую синеклизу; г) кряж Карпинского; д) Бельско-Актюбинскую впадину (известную также под названием «ванна») Предуральского краевого прогиба. Каждой из этих структур отвечал свой тип осадочного бассейна: а) Волго-Уральской антеклизе — шельфовый эпиконтинентальный бассейн; б) Центрально-Прикаспийской экзогональной впадине — рифейско-палеозойский перикратонный бассейн; в) Северокаспийско-Устюртской синеклизе — раннепалеозойский внутриконтинентальный рифт и позднепалеозойский эпиконтинентальный бассейн; г) кряжу Карпинского — позднедевонский рифт и верхнепалеозойский задуговой бассейн; д) Бельско-Актюбинской впадине Предуральского краевого прогиба — позднепалеозойский передовой прогиб (fore-deep basin).





**Рис. 4. Геологический разрез по профилю Цимлянский через кряж Карпинского (по Ю.А. Воложу и др. [1999]).**

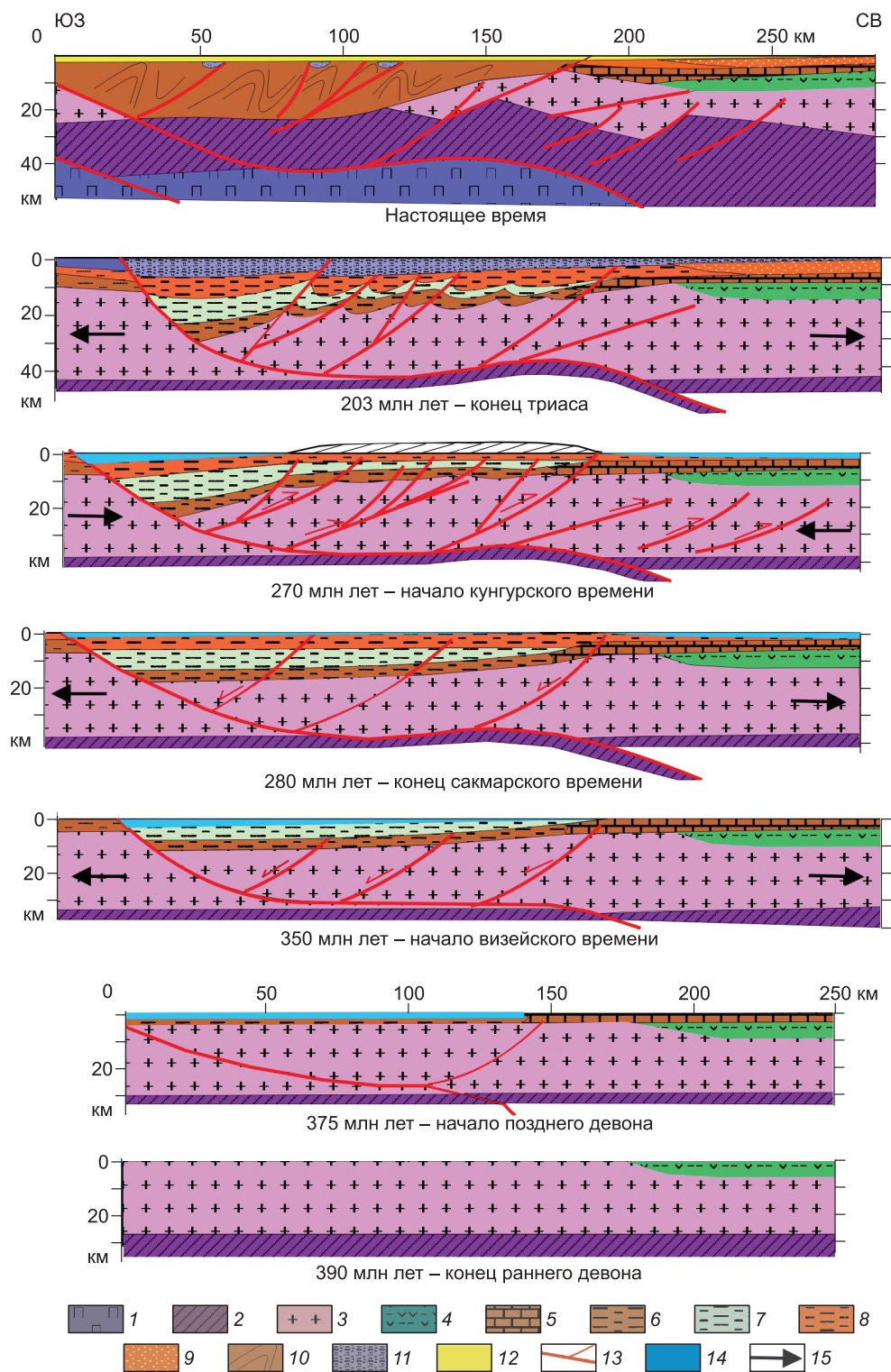
1—6 — сейсмостратиграфические и литолого-структурные комплексы: 1 — комплексы терригенного состава (нерасчлененные), 2 — внутришельфовые карбонатные платформы (сейсмофации внутривассейновых построек), 3 — тонкие конденсированные покровы — кремнисто-глинисто-битуминозные (глубоководной котловины), 4 — сейсмофации шельфа и прибрежно-морских равнин (параллельно-слоистые тела, ограниченные прямыми клиноформами) и внешнего шельфа — карбонатные склоны (аккумулятивные формы), 5 — карбонатные, нерасчлененные (сейсмофации котловин и внутрисклоновых бассейнов), 6 — кунгурские соли; 7 — рифейские комплексы аккреционного складчатого пояса кадомид; 8 — границы литолого-стратиграфических комплексов; 9 — разломы и надвиги; 10 — опорный преломляющий горизонт, кровля консолидированной коры; 11 — скважины.

Этот вывод базируется на сопоставлении структурных карт по основным опорным отражающим горизонтам и на результатах 2- и 3-мерного «backstripping». Достаточно указать, что современное гипсометрическое положение в разрезе «выровненных поверхностей» (со снятым влиянием соляной тектоники), приуроченных к подошве доюрского, домелового и допалеогенового комплексов, конформны друг другу и повторяют в сглаженном виде структурный рисунок поверхности фундамента и додевонского комплекса, в то время как заключенные между ними поверхности — предкунгурская и предмосковская — дисгармоничны по отношению не только к ниже-, но и к вышележащим границам (рис. 7).

**7. Пересмотрено сейсмостратиграфическое расчленение нижнего (подфранского) интервала разреза осадочного чехла северной части Бельско-Актюбинской впадины Предуральяского прогиба (Юрюзанско-Сылвинской депрессии). Выделяемая здесь нижнерифейская карбонатная толща (калтасинская серия) идентифицирована как нижнепалеозойская.** Наибольший вопрос вызывает правильность традиционного отнесения к нижнему рифею подфранской части разреза осадочного чехла на том отрезке профиля, которая заходит в пределы Предуральяского прогиба (рис. 8).

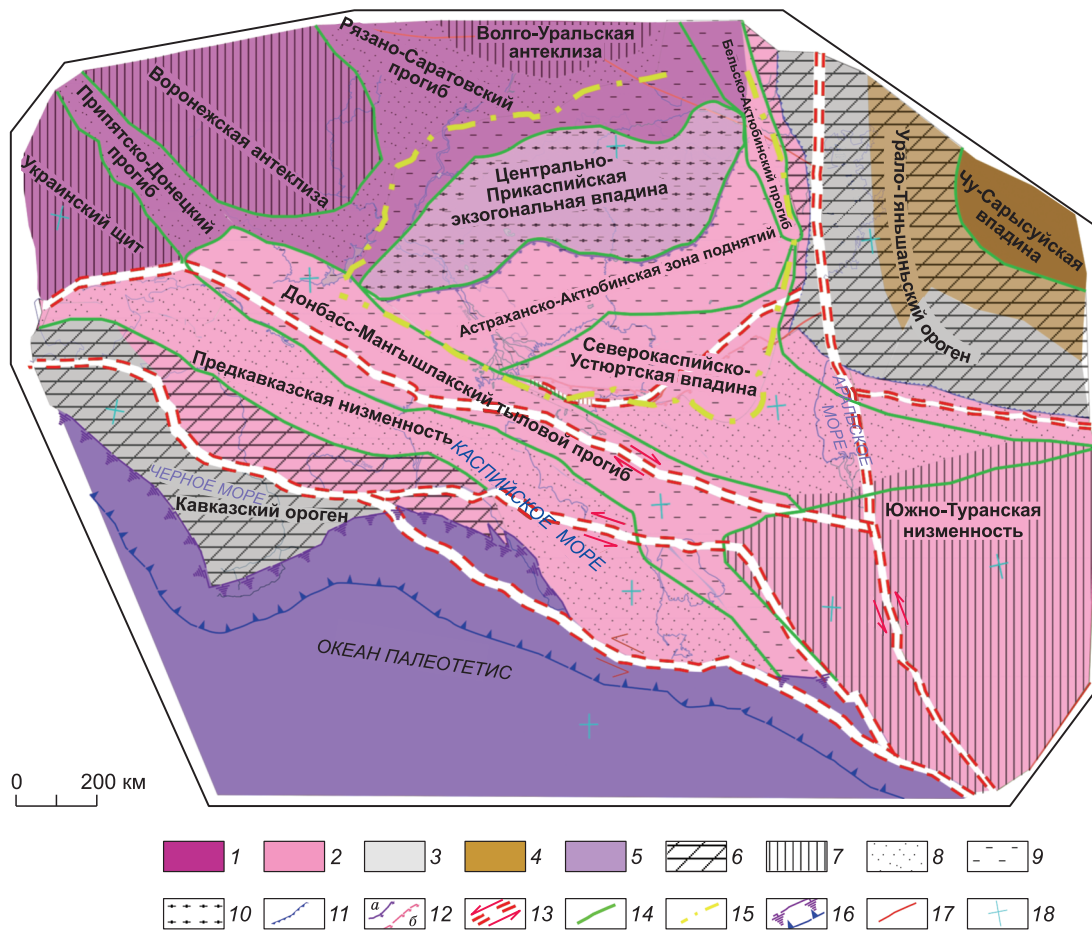
Нижнерифейский возраст толщи, перекрытой франскими отложениями, нашими предшественниками обосновывается данными бурения скважин Бухаровской-10 и Манчаж-5, расположенных вблизи трассы профиля, несколько севернее [Белоконь и др., 2001]. Между тем определение возраста толщ, вскрытых этими скважинами, выполнено по косвенным признакам (прямые палеонтологические данные отсутствуют), на основании корреляции с разрезами скважин Арлан и Орьебаш Камско-Бельского прогиба Восточно-Европейской платформы. Такая корреляция не представляется правомерной, поскольку скважины расположены в областях с иными сейсмогеологическими характеристиками. В такой ситуации для установления возраста предпочтительней использовать сейсмостратиграфические методы.

При рассмотрении Михайловского профиля отчетливо видно, что по разные стороны от Суксунского разлома, который отделяет рифейский Камско-Бельский прогиб Восточно-Европейской платформы от палеозойского Предуральяского краевого прогиба, рисунок отражений дофранской части разреза резко меняется. Угловое несогласие между рифейской и верхнедевонской толщами прослеживается только



**Рис. 5. Палеотектонические реконструкции вдоль профиля Цимлянский, иллюстрирующие историю заложения и развития Сарматско-Туаркырской рифтовой системы.**

1 — верхняя мантия; 2 — нижняя кора; 3 — верхняя кора; 4 — вулканогенно-осадочные толщи нижнего палеозоя; 5 — карбонаты девона; 6 — терригенные отложения девона; 7 — терригенные отложения карбона; 8 — терригенные отложения перми; 9 — соленосные отложения кунгура; 10 — палеозойские складчатые комплексы; 11 — триасовые отложения; 12 — мезозойско-кайнозойские толщи; 13 — разрывные нарушения; 14 — море; 15 — направления тектонических движений.

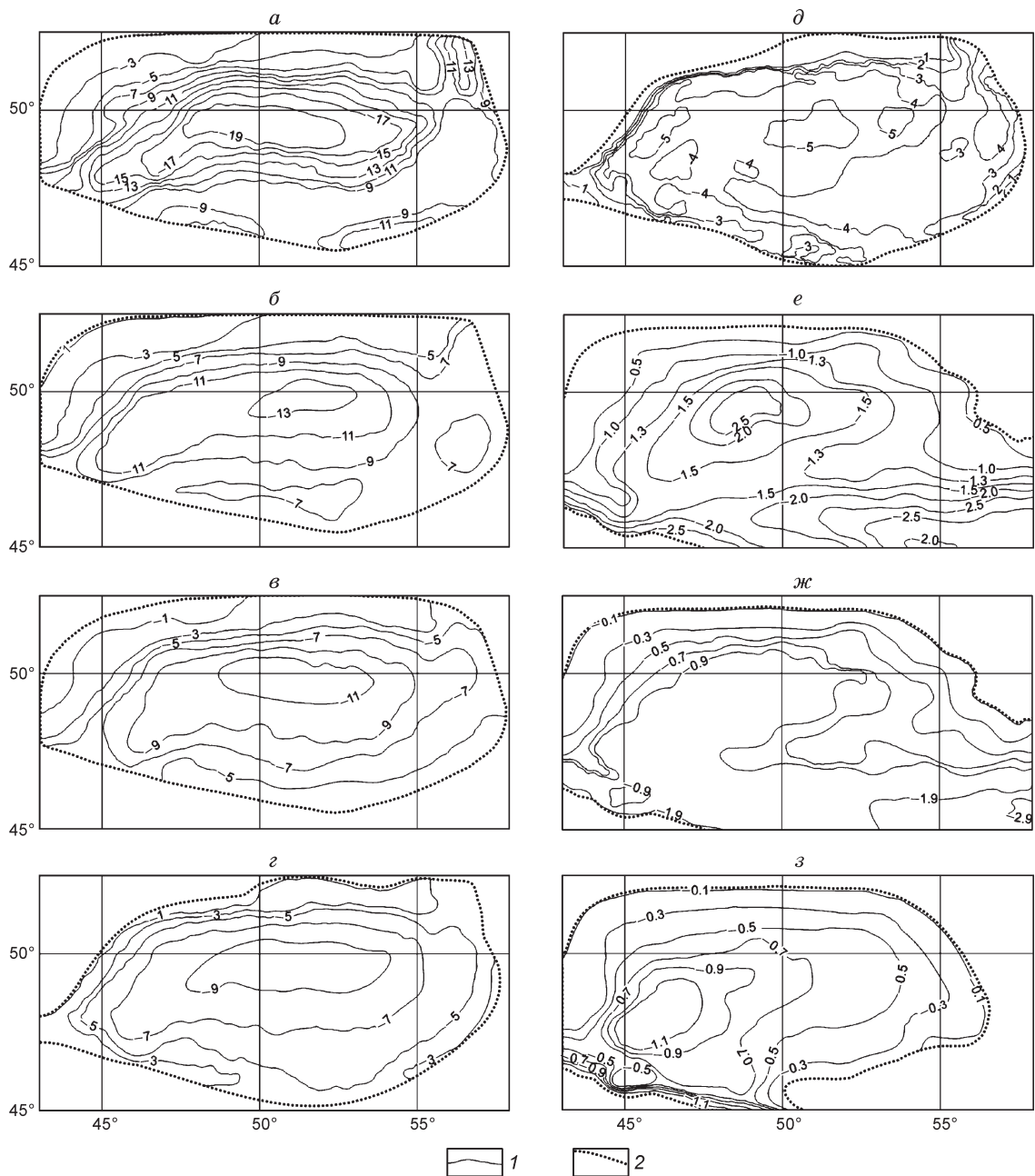


**Рис. 6. Схема палинспастической реконструкции блоков консолидированной коры палеозойского Восточно-Европейского континента на начало кунгурского времени (по М.П. Антипову, В.А. Быкадорову, Ю.А. Воложу, Ю.Г. Леонову [Астраханский... массив..., 2008]).**

1—4 — блоки консолидированной коры: 1 — дорифейского, 2 — докембрийского (кадомского), 3 — раннепалеозойского, 4 — позднепалеозойского возраста; 5 — область палеоокеана Тетис; 6, 7 — области размыва: 6 — области орогенов, 7 — денудационные равнины и возвышенности; 8—10 — области осадконакопления: 8 — прибрежные аккумулятивные равнины и мелководные шельфы, 9 — погруженный шельф и склон, 10 — глубоководные котловины; 11 — офиолитовые швы; 12 — фронты деформаций: *a* — рифейского, *б* — раннепалеозойского возраста; 13 — трансконтинентальные сдвиги, линии, по которым проведены палинспастические реконструкции; 14 — границы основных структурных элементов континента; 15 — граница Прикаспийского солеродного бассейна; 16 — активная окраина Евразийского континента; 17 — разрывные нарушения; 18 — ориентировка современной сетки географических координат.

на западном конце профиля. К востоку от Суксунского разлома это несогласие пропадает, и дофранская толща (весьма значительной мощности) залегает согласно с вышележащими отложениями девона—карбона, образуя с ними единый сейсмогеологический этаж. Такие структурные соотношения свидетельствуют в пользу палеозойского возраста отложений, слагающих дофранскую толщу на рассматриваемом участке профиля. Скорее всего, она по возрасту и составу идентична нижнепалеозойским отложениям Бельской шельфовой зоны, которые широко распространены на западном склоне Урала, а также южнее, в Оренбургском Предуралье [Петров, Свяжина, 2006]. Данные, приведенные в работах В.Н. Пучкова [2000], также позволяют предполагать развитие здесь нижнепалеозойско-нижнедевонских отложений. Имеются, кроме того, сведения о развитии верхнеордовикских отложений в Предуральском прогибе. По данным А.В. Ярошенко, в одной из скважин к западу от Башкирского антиклинария вскрыты верхнеордовикские отложения, представленные известняками с трилобитами [Петров, Свяжина, 2006]. Образования нижнего девона на восточной окраине Восточно-Европейской платформы на территории Предуральского прогиба известны на Среднем Урале на р. Усьва, на Южном Урале на р. Кага (песчаники и известняки) [Осадочные бассейны..., 2004].

Рассмотрим расположенный южнее сейсмический профиль 370505, где распространена сходная по структурной позиции мощная немая толща, верхи которой по данным бурения отнесены к верхнему ор-



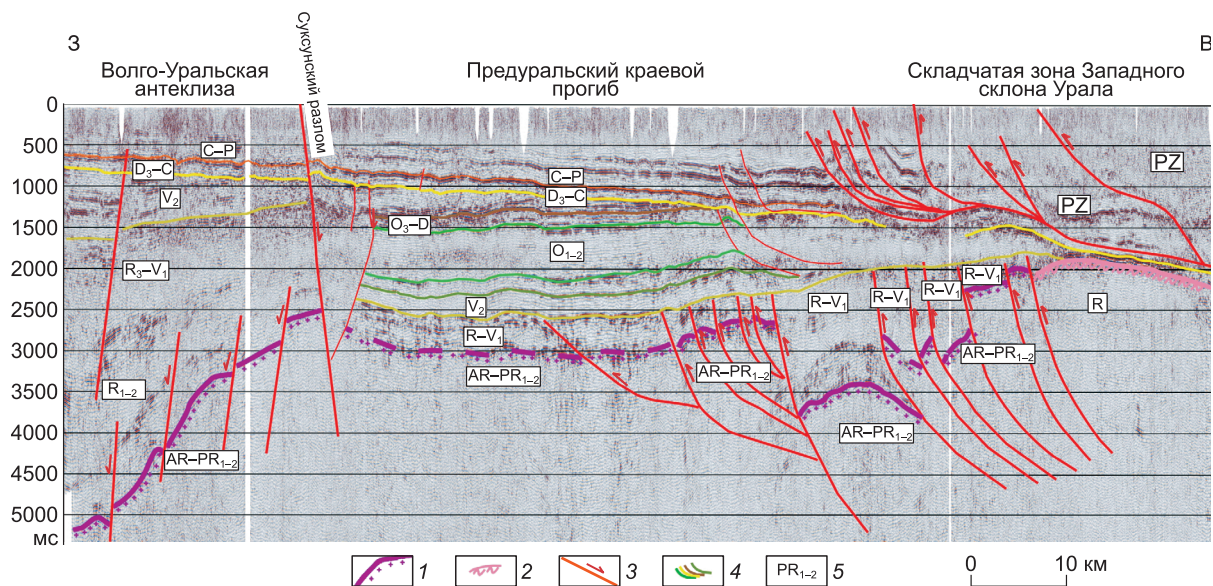
**Рис. 7. Соотношение структурных планов различных горизонтов осадочного чехла Прикаспийской соляно-купольной области (по Е.Е. Бобылову, А.В. Ершову [2005]).**

*а* — поверхность фундамента; *б* — додевонская поверхность несогласия (отражающий горизонт  $P_3$ ); *в* — предмосковская поверхность (отражающий горизонт  $P_2$ ); *г* — предкунгурская поверхность (отражающий горизонт  $P_1$ ); *д* — выровненная поверхность кунгурской соленосной толщи; *е* — доюрская поверхность несогласия (отражающий горизонт  $V$ ); *ж* — домеловая поверхность (отражающий горизонт  $III$ ); *з* — допалеогеновая поверхность (отражающий горизонт  $I$ ). *д-з* — современная структура реперных горизонтов со снятым влиянием соляной тектоники. 1 — изогипсы структурных поверхностей, км; 2 — граница Прикаспийской впадины.

довому—нижнему девону. При этом в верхней части разреза дешифрируются несколько карбонатных построек (рис. 9). Если рассматриваемая толща карбонатсодержащих пород действительно имеет не рифейский, а нижнепалеозойский (верхнекембрийско-нижнедевонский) возраст, то она по аналогии с Тимано-Печорским бассейном более перспективна для поисков залежей углеводородов по сравнению с рифейскими. Исходя из сказанного, мы считаем необходимой постановку на рассматриваемой территории глубокого параметрического бурения нескольких скважин.

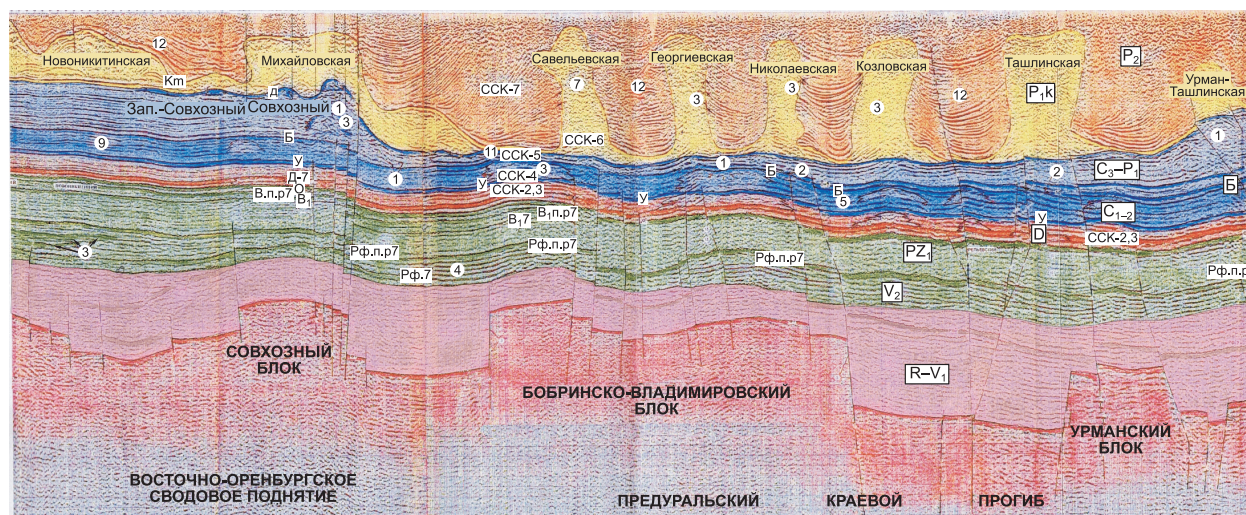
**8. Проведено нефтегеологическое районирование Каспийского региона, в основу которого положен принцип выделения иерархически ранжированных флюидогосистем (принцип, предложенный**





**Рис. 8. Временной сейсмический разрез Михайловский через Предуральский прогиб (и его предлагаемая интерпретация по Ю.А. Воложу, Т.Н. Херасковой, М.П. Антипову).**

1, 2 — кровля консолидированной коры архей-протерозойского (1) и рифейского (кадомского) (2) возраста; 3 — разрывные нарушения; 4 — отражающие горизонты; 5 — индексы сейсмостратиграфических комплексов.

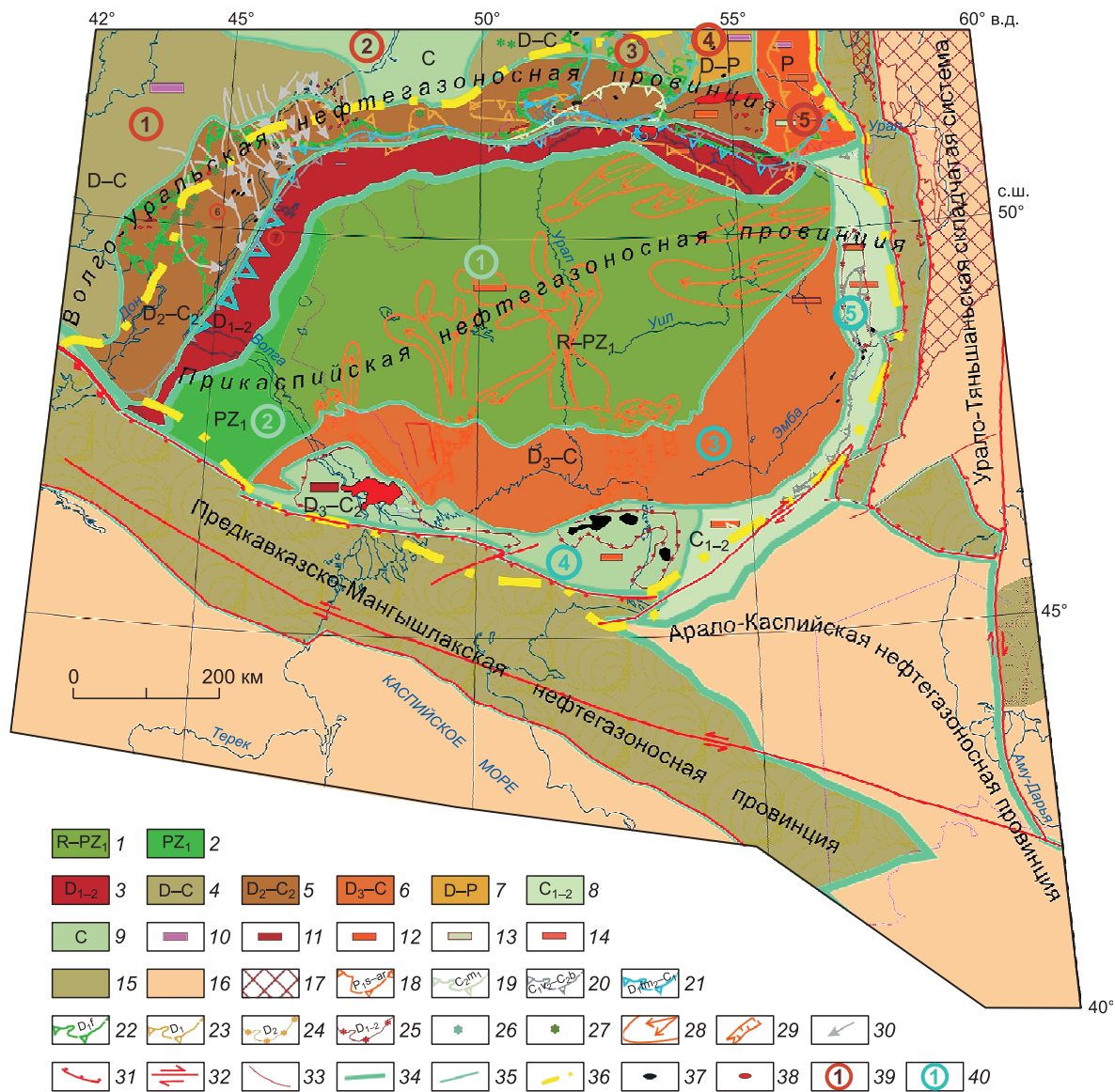


**Рис. 9. Фрагмент временного разреза по региональному профилю через зону сочленения Предуральского прогиба и Восточно-Оренбургского свода.**

И.О. Бродом). В качестве последних выступают возрастные подразделения осадочного чехла (структурно-тектонические либо литолого-стратиграфические комплексы и т. д.), разделенные флюидоупорами соответствующего ранга: трансрегиональными, региональными или зональными. Область распространения флюидоупоров первого ранга очерчивают границы нефтегазоносных провинций (нефтегазоносных бассейнов по И.О. Броду), второго — нефтегазоносных областей, третьего — зон. В мезозойско-кайнозойском комплексе пород, сформированном на последнем альпийском этапе развития, нефтегазоносная область соответствует осадочному бассейну либо соразмерной с ним по рангу нейтральной тектонической структуре платформенного типа. Нефтегазоносную провинцию образуют несколько пространственно сближенных тектонических структур или осадочных бассейнов, объединенных общим для всех них трансрегиональным флюидоупором.

Анализ геодинамических, тектонических, седиментационных процессов Каспийского региона позволяет выделить в разрезе его осадочного чехла четыре флюидогеосистемы (нефтегазоносные системы)





**Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности палеозойского (подсолевого) комплекса Каспийско-го региона (составители: Ю.А. Волож, М.П. Антипов, В.А. Быкадоров).**

1—9 — основные нефтегазоносные комплексы: 1 — рифейско-нижнепалеозойский, 2 — нижнепалеозойский, 3 — нижне-среднедевонский, 4 — девонско-каменноугольный, 5 — среднедевонско-среднекаменноугольный, 6 — верхнедевонско-каменноугольный, 7 — девонско-пермский, 8 — нижне-среднекаменноугольный, 9 — каменноугольный нерасчлененный; 10—14 — второстепенные нефтегазоносные комплексы: 10 — рифейский, 11 — нижне-среднедевонский, 12 — верхнедевонский, 13 — нижне-верхнекаменноугольный, 14 — нижнепермский; 15 — малоперспективные земли; 16 — бесперспективные земли в пределах Урала, Туранской и Скифской плит; 17 — выходы пород фундамента на поверхность; 18—23 — краевые уступы шельфовых карбонатных платформ: 18 — нижнепермских (сакмароартинских), 19 — верхнекаменноугольных (верейских), 20 — визейско-башкирского возраста, 21 — фаменско-турнейского возраста, 22 — франского возраста, 23 — среднедевонского возраста; 24, 25 — уступы внутрибассейновых карбонатных платформ: 24 — среднего девона, 25 — нижнего—среднего девона; 26, 27 — отдельные шельфовые карбонатные постройки: 26 — среднедевонские (живетского яруса), 27 — верхнедевонские (франского яруса); 28—30 — фации подводных конусов выноса: 28 — нижнепермские (сакмароартинские), 29 — верхнекаменноугольно-нижнепермские каналные фации, 30 — верхнекаменноугольные (верейские); 31—33 — разрывные нарушения: 31 — надвиги и фронты деформаций, 32 — постколлизийные трансконтинентальные сдвиги (цветом и индексом указан возраст), 33 — прочие разломы; 34—36 — границы: 34 — нефтегазоносных провинций, 35 — нефтегазоносных областей, 36 — распространения кунгурской соли; 37, 38 — месторождения: 37 — нефти, 38 — газа и газоконденсата; 39 — нефтегазоносные области в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (1 — Рязано-Саратовская, 2 — Пугачевская, 3 — Бузулукская, 4 — Южно-Татарская, 5 — Предуральская, 6 — Волгоградско-Оренбургская, 7 — Прикаспийская бортовая); 40 — нефтегазоносные области в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции (1 — Центрально-Прикаспийская, 2 — Сарпинская, 3 — Астраханско-Гурьевско-Актюбинская, 4 — Астраханско-Тенгизская, 5 — Примугоджарско-Южно-Эмбинская).

первого ранга: докунгурскую, верхнепермско-триасовую, юрско-миоценовую и плиоцен-четвертичную. Соответственно выделяются четыре трансрегиональных флюидопора и четыре нефтегазоносные провинции (НГП): Волго-Уральская, Прикаспийская, Предкавказско-Южно-Мангышлакская, Южно-Каспийская, и Северо-Устьюртская перспективная область (часть Западно-Туранской провинции). Трансрегиональным флюидопором служит: для Прикаспийской провинции кунгурская соленосная толща, Предкавказско-Мангышлакской — майкопская глинистая толща, Южно-Каспийской — акчагыльско-апшеронская песчано-глинистая толща, Западно-Туранской — верхнеюрская глинисто-карбонатная толща.

При таком подходе существенные изменения претерпевают традиционно принятые границы между Прикаспийской и Волго-Уральской НГП, и менее значительные — между Прикаспийской и Предкавказско-Южно-Мангышлакской. В состав Прикаспийской провинции попадают Бельско-Актюбинская впадина Предуральского прогиба, Соль-Илецкий выступ, Волгоградское и дальнее Саратовское Заволжье, Бузачинский свод и северо-восточная часть кряжа Карпинского (рис. 10).

## Б. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ПОТЕНЦИАЛА

Количественная оценка нефтегазоносного потенциала Каспийского региона выполнена сотрудниками Нижневолжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (НВНИИГ) с использованием технологии бассейнового анализа и программного комплекса Института нефти, Франция. В качестве фактографической базы использовалась четырехмерная модель Каспийского региона, составленная сотрудниками Геологического института Российской академии наук (ГИН РАН).

Наиболее значимые результаты получены для Прикаспийской НГП. В результате бассейнового моделирования ее начальные суммарные ресурсы (НСР) определены в объеме около 70 млрд т условного топлива (т у.т.), что значительно выше изначальных оценок. Чтобы определить степень доверия к полученному результату, следует учесть, что близкая оценка 67 млрд т у.т. (14 млрд т у.т. — в российской части провинции) дана специалистами ОАО «Лукойл».

К настоящему времени в Прикаспийской НГП разведано около 25 млрд т у.т. (геологические запасы), из них нефть и конденсат составляют около 45 %, но по извлекаемым запасам доля нефти — около 35 % (4 млрд т у.т. из 12).

Таким образом, в Прикаспийской НГП начальные ресурсы разведаны примерно на 30—35 %, неосвоенные ресурсы составляют около 40 млрд т у.т. Использованные методы, безусловно, рассчитаны на получение приближенных, ориентировочных результатов. Но если допустить, что эти оценки завышены вдвое, неосвоенный потенциал остается очень значительным, сопоставимым с Восточной Сибирью и превышает потенциал трех провинций европейской части Российской Федерации (табл. 1).

Таблица 1. **Неразведанный потенциал углеводородов РФ (C<sub>3</sub> + D<sub>1+2</sub>, по материалам МПР)**

Провинция	Нефть, млрд т	Газ, трлн м <sup>3</sup>	Всего, млрд т у.т.
Западно-Сибирская	29.0	48.6	77.6
Волго-Уральская	4.7	6.56	11.3
Предкавказская	0.6	1.27	1.9
Восточно-Сибирская	11.44	41.15	52.6
Тимано-Печорская	2.43	1.56	4.0
Шельфы	12.53	63.7	76.2
Прикаспийская (в целом)	6.0	34	40
Прикаспийская (российская часть)	2.1	11.9	14
			По расчетам ГИН РАН

Таблица 2. **Вероятностное распределение месторождений при величине НСР 67 млн т у.т.**

Номер	Класс		Среднее значение	Ресурсы углеводородов в классе, млн т	Теоретическое количество месторождений в классе	Количество открытых месторождений	Количество неоткрытых месторождений/ресурсы
	Нижняя граница	Верхняя граница					
8	3	10	5.5	3759	686	~70	616/3388
7	10	30	17	4699	271	~50	221/3757
6	30	100	54	5874	107	6	101/5454
5	100	300	173	7342	42	5 (Каражанбас, Королевское, Кенкияк, Алибекмола, Урихтау, Коробковское)	37/6401
4	300	1000	547	9178	17	2 (Жанажол, Каламкас)	15/8205
3	1000	3000	1732	11 472	7	3 (Карачаганакское, Тенгизское, Оренбургское)	4/6928
2	3000	10 000	5477	14 340	3	1 (Астраханское)	2/10 954
1	10 000	30 000	17 320	10 000	1	1 (Кашаган)	0

Вероятностные распределения месторождений по классам крупности заимствованы из работы Ю.А. Воложа и др. [2006] для всей Прикаспийской НГП и отдельно для ее западной, российской части [Новиков и др., 2007] (табл. 2). Нами она дополнена двумя графами: количество открытых месторождений различного класса и количество неоткрытых месторождений и их перспективные ресурсы.

К первому классу может быть отнесено крупнейшее месторождение Кашаган с геологическими запасами около 10 млрд т у.т. Из трех месторождений второго класса выявлено пока одно Астраханское, из семи месторождений третьего класса (1—3 млрд т у.т.) известны три — Оренбургское, Тенгизское и Карачаганакское. К четвертому классу (от 0.3 до 1 млрд т у.т.) относится 17, установлены пока два — Жанажол, Каламкас. В пятом классе количество неоткрытых месторождений вдвое больше, чем в четвертом. Еще более значительное количество неоткрытых месторождений имеется и в остальных шестом—восьмом классах (от 100 до 600 в каждом). При распределении величины перспективных ресурсов наблюдается обратная картина. Минимальное количество (от 3.3 до 3.7 млрд т у.т.) приходится на месторождения седьмого и восьмого классов крупности, среднее (от 5.4 до 6.9 млрд т у.т.) — на месторождения шестого, пятого и третьего классов и максимальное (от 8.2 до 10.9 млрд т у.т.) — на месторождения второго и четвертого классов. Где же могут находиться эти месторождения?

## В. ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ

Выше уже сказано, что в разрезе осадочного чехла Прикаспийской НГП на сегодняшнем уровне изученности выделяются четыре нефтегазоносные системы (флюидогеосистемы) первого ранга: а) докунгурская, б) верхнепермско-триасовая, в) юрско-палеогеновая и г) плиоцен-четвертичная. Основными нефтегазопродуктивными комплексами в первой флюидогеосистеме являются девонско-нижнепермские отложения, во второй — отложения триаса, в третьей — отложения юры и нижнего мела и в последней — отложения апшерона (на юге) и ачкагыла (на севере).

Уникальные и крупнейшие месторождения, т. е. первый, второй и третий классы, выявлены только в подсолевом — докунгурском комплексе. С ним связаны и крупные месторождения четвертого и пятого классов. Хотя среди них известны и единичные месторождения, приуроченные к юрско-меловому комплексу. Подавляющее количество открытых средних (шестой, седьмой и восьмой классы) месторождений приурочено к юрско-меловому и верхнепермско-триасовому комплексам. В плиоцен-четвертичном комплексе пока обнаружены только мелкие месторождения.

В докунгурской флюидогеосистеме преобладают залежи, сосредоточенные в структурных, комбинированных структурно-литологических и структурно-тектонических ловушках, а также в резервуарах массивного типа (см. рис. 10). При этом все уникальные и крупнейшие месторождения, за исключением одного Оренбургского, связаны с резервуарами массивного типа и приурочены к структурам седиментационного генезиса — внутривассейновым карбонатным платформам. Для них характерны значительные (сотни метров) высоты (например, на Карачаганакском месторождении — более 1600 м), уникально высокое (более 400 г/м<sup>3</sup>) содержание конденсата в газах, аномально высокие концентрации сероводорода в карбонатных коллекторах (от 4 до 24 %). Пример Оренбургского месторождения показывает, что и «классические» объекты как антиклинальные структуры и зоны стратиграфического срезания и выклинивания, если они имеют значительную протяженность и амплитуду, могут быть не менее привлекательными.

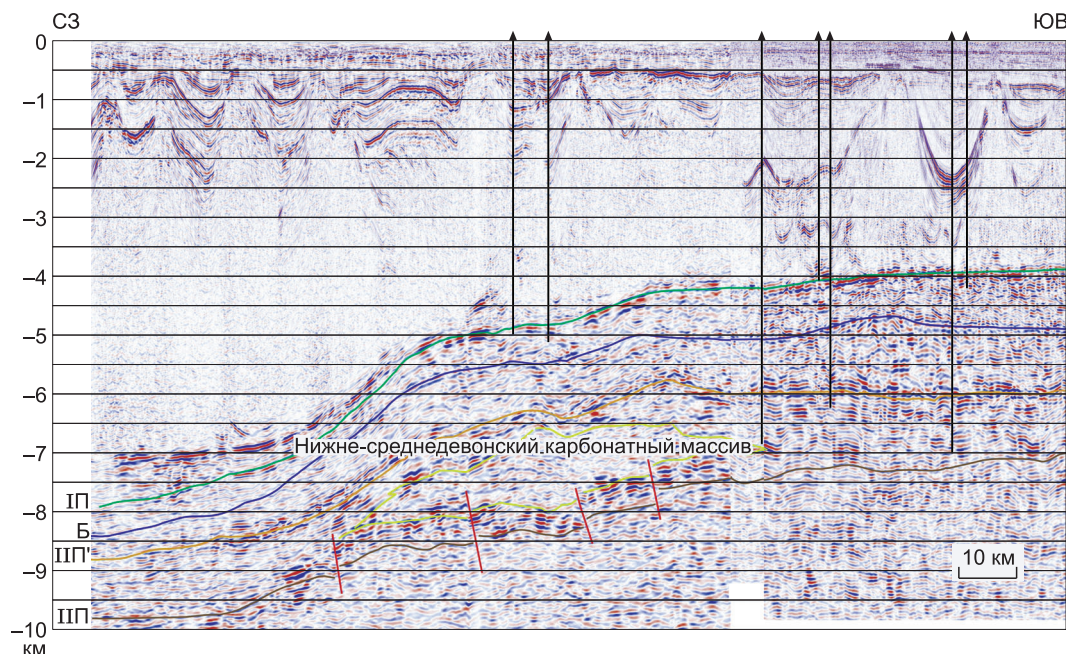
Таким образом, опыт предшествующих работ, а также результаты статистического анализа вероятностного распределения по классам месторождений остаточных прогнозных ресурсов Прикаспийской НГП позволяют назвать ряд эффективных направлений поисково-разведочных работ при разведке докунгурского (подсолевого) комплекса, *безусловно, наиболее перспективного в Прикаспийской НГП.*

*На первом месте как главное остается «карбонатное» направление.* Суть этого направления — поиски внутривассейновых карбонатных платформ. Задача, однако, должна быть переориентирована на поиски погребенных карбонатных массивов ранне-среднедевонского возраста. Наличие таких массивов прогнозируется в пределах Восточно-Прикаспийско-Астраханской области на глубинах 5.0; 5.0—7.5 км. Реальность существования таких массивов доказана результатами бурения скв. 1-Бактыгарын на Темирском своде. При повторной обработке материалов прошлых лет аналогичный массив установлен в основании Астраханской внутривассейновой платформы (рис. 11). Рядом с Тенгизом (к востоку от него) вскрыта девонская карбонатная постройка с нефтью. Не исключено, что она является частью выделявшегося ранее Южно-Мунайбайского массива.

На северо-востоке Прикаспийской провинции, в пределах Приуральской области, значительные перспективы могут быть связаны с карбонатным массивом, выделяемым в дофранском комплексе, имеющем, по нашему мнению, раннепалеозойский возраст.

*Вторым по значению следует рассматривать направление, связанное с поиском крупных высокоамплитудных структур, осложняющих Астраханско-Актюбинскую зону поднятий.* Примером такого типа структур является Еленовско-Шортамбайский вал, который впервые был выделен по региональным





**Рис. 11. Региональный глубинный сейсмогеологический разрез через ниже-среднедевонский массив в основании Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы [Астраханский... массив..., 2008].**

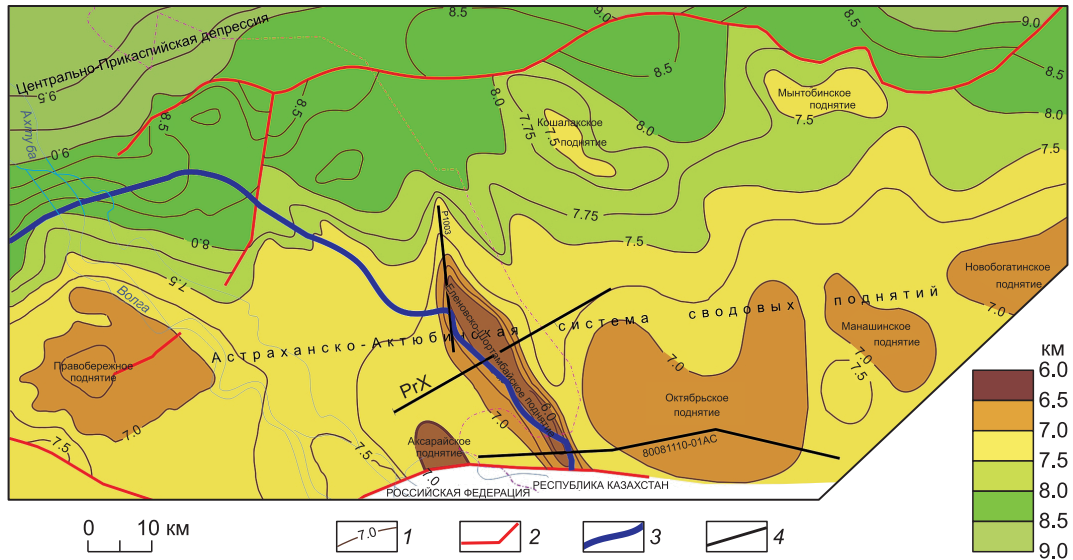
IIП, Б, IIIП', IIIП — отражающие горизонты.

профилям X, XV, I, обработанным НПО «Спецгеофизика» [Волож и др., 1987]. Он протягивается вдоль северо-восточного склона карбонатного массива, в северо-западном направлении — на расстоянии более 80 км от берега Каспийского моря на юге до Еленовской площади на севере. В тектоническом отношении этот вал является структурой второго порядка, которая в совокупности со структурами одного с ним порядка (поднятиями Правобережным, Октябрьским, Новобогатинским, Кошалакским, Мынтобинским и др.) формирует Актюбинско-Астраханскую систему поднятий, разделяющую Центральную-Прикаспийскую депрессию и Тугаракчанский трог (раннепалеозойская впадина предположительно рифтогенного типа) (рис. 12, 13). В силу этого обстоятельства вал следует рассматривать в ряду высокоперспективных объектов. Его ресурсный потенциал составляет не менее 1 млрд т у.т. [Волож и др., 2006; Астраханский... массив..., 2008].

Третьим можно назвать направление, связанное с изучением терригенных отложений нижней перми в Центрально-Прикаспийской области. Исследования показали, что здесь выделяются крупные структурно-седиментационные формы, которые, по нашему мнению, являются подводными конусами выноса различного возраста (верейско-подольского, гжельско-сакмарского, артинского) — глубоководной котловины Центрально-Прикаспийского бассейна. В современной структуре эти объекты представляют собой крупные валообразные поднятия протяженностью первые десятки — до сотни километров и амплитудой до 1000 м, перекрытые соленосной кунгурской толщей (рис. 14).

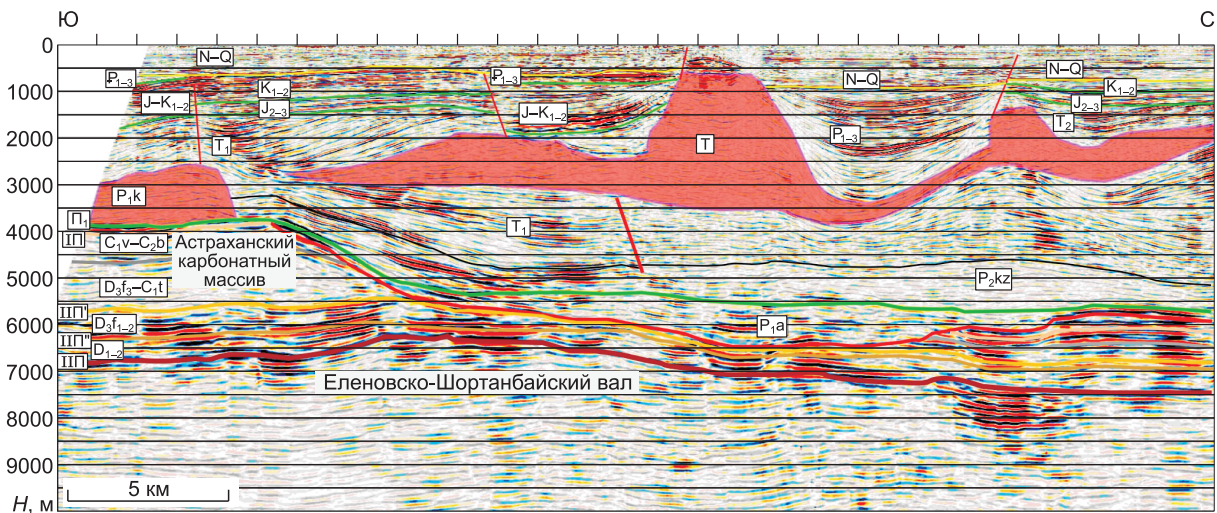
Ресурсный потенциал такого типа объектов из-за их больших глубин залегания до настоящего времени не подтвержден материалами бурения. Поэтому о перспективах этих ловушек и их ресурсном потенциале можно судить исключительно исходя из общетеоретических соображений, широко используя метод аналогий.

Мировой опыт нефтепоисковых работ свидетельствует, что с подобными структурами могут быть связаны гигантские по размерам месторождения углеводородного сырья. Особенно благоприятны для формирования таких месторождений подводные конусы глубоководных котловин внутренних морей, расположенных в аридной климатической зоне. Во времена низкого стояния уровня океана такие моря оказываются изолированными, и уровень зеркала воды в них может опускаться до 1000 м и более (в зависимости от глубины топодепрессии), как это, например, происходило в плиоцене в системе бассейнов Альпийского пояса. В указанные моменты времени склоны глубоководных котловин внутренних морей, а также акватория прилегающих к ним шельфов осушались и подвергались эрозии, формируя широкую ветвящуюся сеть глубоких каньонов. Одновременно с этим в топодепрессии, где сохранялся водоем (озеро) с отрицательными отметками зеркала вод, происходило формирование мощных конусов выноса, сло-



**Рис. 12. Структурная карта Еленовско-Шортанбайского вала и его обрамления по отражающему горизонту III (додевонская поверхность) [Астраханский... массив..., 2008].**

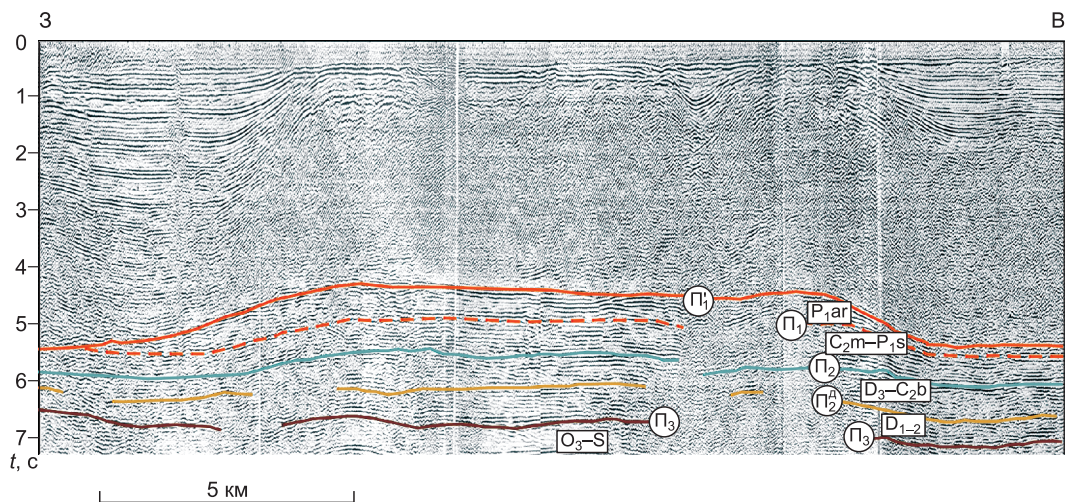
1 — изогипсы глубин кровли додевонского комплекса, км; 2 — разрывные нарушения; 3 — контур Астраханского карбонатного массива; 4 — линии сейсмических профилей, по которым выделен Еленовско-Шортанбайский вал.



**Рис. 13. Глубинный динамический разрез по линии P1003 через Еленовско-Шортанбайский вал и его геологическая интерпретация, демонстрирующая геологическое строение подсолевых горизонтов с учетом развития триасовых солей [Астраханский... массив..., 2008]. Розовым цветом показана соленосная толща. Положение линии профиля см. на рис. 12.**

женных терригенными отложениями, в которых существенную роль играли грубые (песчаные) осадки. Количественно оценить долю песчаных пород в общей массе терригенного материала сложно. По аналогии с хорошо изученными подводными конусами глубоководных котловин внутренних морей, таких, например, как плиоценовые конусы Праволги и Прааму-Дарьи в Южно-Каспийской котловине, доля песков может достигать 10 % и более от общего объема пород конуса. В моменты подъема уровня океана зеркало вод в топодепрессии быстро (геологически мгновенно) поднималось до своего прежнего положения. Благодаря этому, ранее созданный контрастный рельеф как эрозионный (заполнение каньонных систем на шельфе и в верхней части склона котловины), так и аккумулятивный (подводных частей конусов выноса в зоне подножия склона и днища котловин) сохранился практически в своем первозданном виде, создавая благоприятную обстановку для формирования крупных массивного типа резервуаров седиментационной природы.





**Рис. 14. Временной разрез через Кушумский вал.**

Индексами указаны отражающие горизонты и сейсмостратиграфические комплексы. Седиментационное тело (подводный конус выноса), сложенное терригенными отложениями артинского возраста, ограничено горизонтами  $P_1$  и  $P_1'$ .

Не менее важен вопрос сохранности первичной емкости этих резервуаров, особенно в связи с большими глубинами современного залегания потенциально продуктивных толщ. Как известно, в терригенных отложениях первичная пористость сохраняется, если эти отложения находятся в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Низкие значения пластовых скоростей (не выше 4 км/с), характерные для этих отложений, позволяют обосновать существование в них АВПД.

Наиболее полно изучено строение Заволжского конуса пермского (артинского) возраста, выявленного на территории РФ. Его структурная схема и разрез представлены на рис. 15 и 16, где показаны пространственное положение и характеристики: а) границы предполагаемого распространения, б) мощность отложений, слагающих конус, в) изогипсы кровли; г) контуры предполагаемого резервуара массивного типа. Вершина конуса берет свое начало в пределах Кобяковского каньона, который прорезает континентальный склон глубоководной котловины на отрезке ее сочленения с Астраханским сводом. Каньон протягивается в северо-западном направлении на расстояние около 100 км вдоль северной бровки Астраханского свода. Проксимальная часть конуса заполняет каньон, а дистальная — выплескивается на днище котловины и может достигать оз. Баскунчак. Предполагаемая ловушка размещается в основном в проксимальной части конуса и имеет высоту более 1000 м, она объединяет группу локальных подсольевых поднятий.

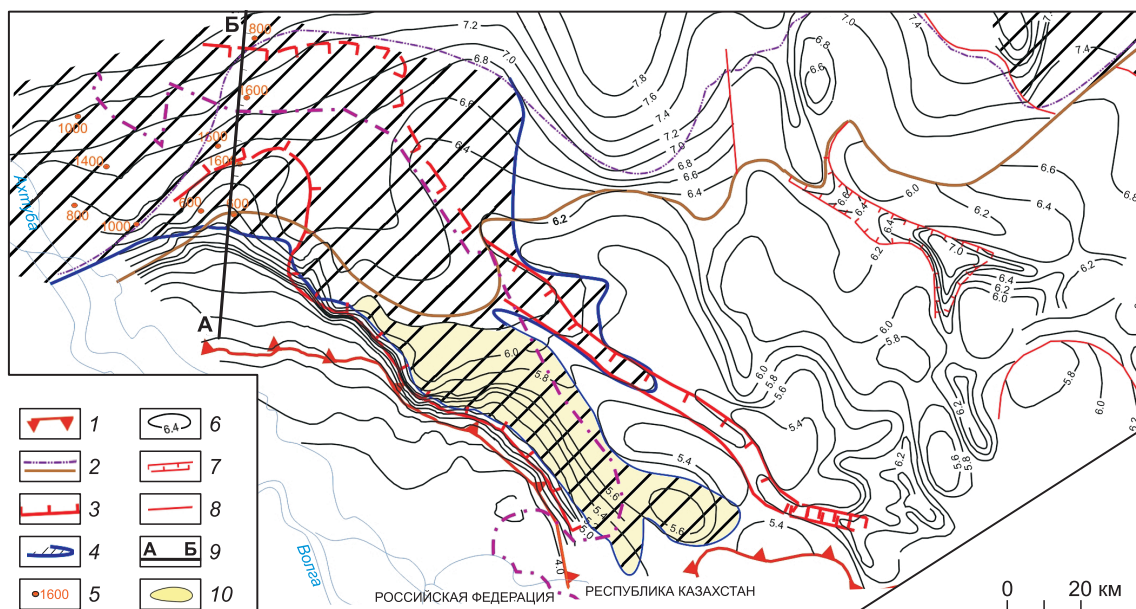
Следует отметить, что территория, на которой располагается Заволжский конус, труднодоступна (это южная окраина Рын-Песков) и недостаточно изучена, поэтому приведенные параметры, характеризующие строение конуса и ловушки, могут при дальнейших исследованиях претерпеть некоторые изменения. Особенно ощутимо это может сказаться на положении границ конуса на участке, где он выходит в пределы днища котловины. Эта часть конуса выделена (см. рис. 15) на основании анализа структурной карты по кровле подсольевых отложений, с учетом особенностей морфологии подобного типа структур.

Сотрудниками НВНИИГТ выполнена прогнозная оценка ресурсного потенциала Заволжского конуса (глубина 5.5—7.0 км,  $K_{ан} = 1.5—1.7$ , площадь около 3700 км<sup>2</sup>), которая составила 1.3 трлн м<sup>3</sup> газа и конденсата.

Соизмеримые с Заволжским конусом или еще более крупные объекты аналогичной природы могут быть выявлены в верейско-подольской толще вдоль западного борта Центрально-Прикаспийской котловины на казахстанской территории (Челкарский конус и др.) в гжельско-сакмарской толще.

Рекомендации по направлению нефтепоисковых работ, направленные на изучение надсольевых отложений (верхнепермско-триасовая и юрско-палеогеновая флюидосистемы), можно разделить на три блока [Волож и др., 1997; Volozh et al., 2003].

Первый блок — поиски и разведка залежей углеводорода (УВ) в пределах соляных структур и месторождений с доказанной нефтегазоносностью. Это удаленные крылья соляных куполов, зоны, примыкающие к крутому склону соляного ядра, а порой и надкупольные триасовые отложения. На всех этих объектах имеется обустроенная инфраструктура для скорейшего ввода новых залежей в промышленное освоение. Особо крупных открытий на этом пути не ожидается. Тем не менее вполне оправдано быстрое приращение запасов по ряду мелких и средних месторождений за счет новых залежей в верхнепермско-триасовом комплексе.



**Рис. 15. Строение нижнепермского Заволжского подводного конуса выноса (структурное положение) [Астраханский... массив..., 2008].**

1 — уступ Астраханского карбонатного массива; 2 — нижняя и верхняя (условно) границы склона глубоководной котловины; 3 — граница эрозионного вреза; 4 — область распространения отложений конуса выноса и ее граница; 5 — значения мощности отложений подводного конуса, м; 6 — изолинии поверхности отражающего горизонта  $P_1$ , км; 7 — подводные каньоны; 8 — разрывные нарушения; 9 — линия сейсмического профиля; 10 — возможная ловушка углеводородов.

Второй блок нефтепоисковых работ необходимо ориентировать на среднетриасовый этаж нефтегазоносности в пределах междуречья Урала и Эмбы; нижнетриасовый этаж нефтегазоносности в пределах левобережья р. Урал (в северной части территории исследования); верхнетриасовый и верхнепермский этажи нефтегазоносности на юго-восточном борту Прикаспийской впадины; нижнетриасовые отложения в подкарнизных условиях. Работы этого блока должны обеспечить подготовку новых объектов различного типа — структурных, тектонически ограниченных, литологического замещения и выклинивания, а также подкарнизных.

Третий блок ориентирован на более отдаленную перспективу. С ним связаны работы по уточнению регионального строения слабо изученных частей разреза, в основном верхнепермских отложений. Для этих толщ необходимо разработать более детальную и надежную стратиграфическую основу, выяснить приуроченность толщ-коллекторов и флюидоупоров к тому или иному стратиграфическому подразделению, а также оценить перспективы их нефтегазоносности в различных литолого-фациальных зонах. При его реализации следует более активно использовать сейсмостратиграфический подход в комплексе с результатами детальной обработки материалов бурения скважин. Этот блок работ полностью является прерогативой государственного изучения недр.

Таким образом, можно заключить, что:

— надсолевой комплекс Прикаспийской впадины обладает высокими перспективами нефтегазоносности;

— низкая эффективность проводимых работ на этот комплекс во многом обусловлена слабой разработанностью представлений о региональных особенностях строения надсолевых отложений и о закономерностях размещения в них залежей УВ;

— накопленный при изучении надсолевых толщ геолого-геофизический материал может служить основой разработки новой научной концепции стратегии нефтегазопроисковых работ в надсолевом комплексе на данном этапе;

— надсолевые толщи, как показывает опыт изучения других бассейнов близкого типа, в частности Галф-Кост (североамериканский аналог Прикаспийской впадины в США), при грамотном проведении поисково-разведочных работ могут обеспечивать стабильную и высокоэффективную добычу в течение многих десятилетий.

Особо следует остановиться на перспективах плиоценового комплекса. Этот комплекс уже был предметом изучения в 60-е годы прошлого века. Поисковые работы проводились в пределах северной



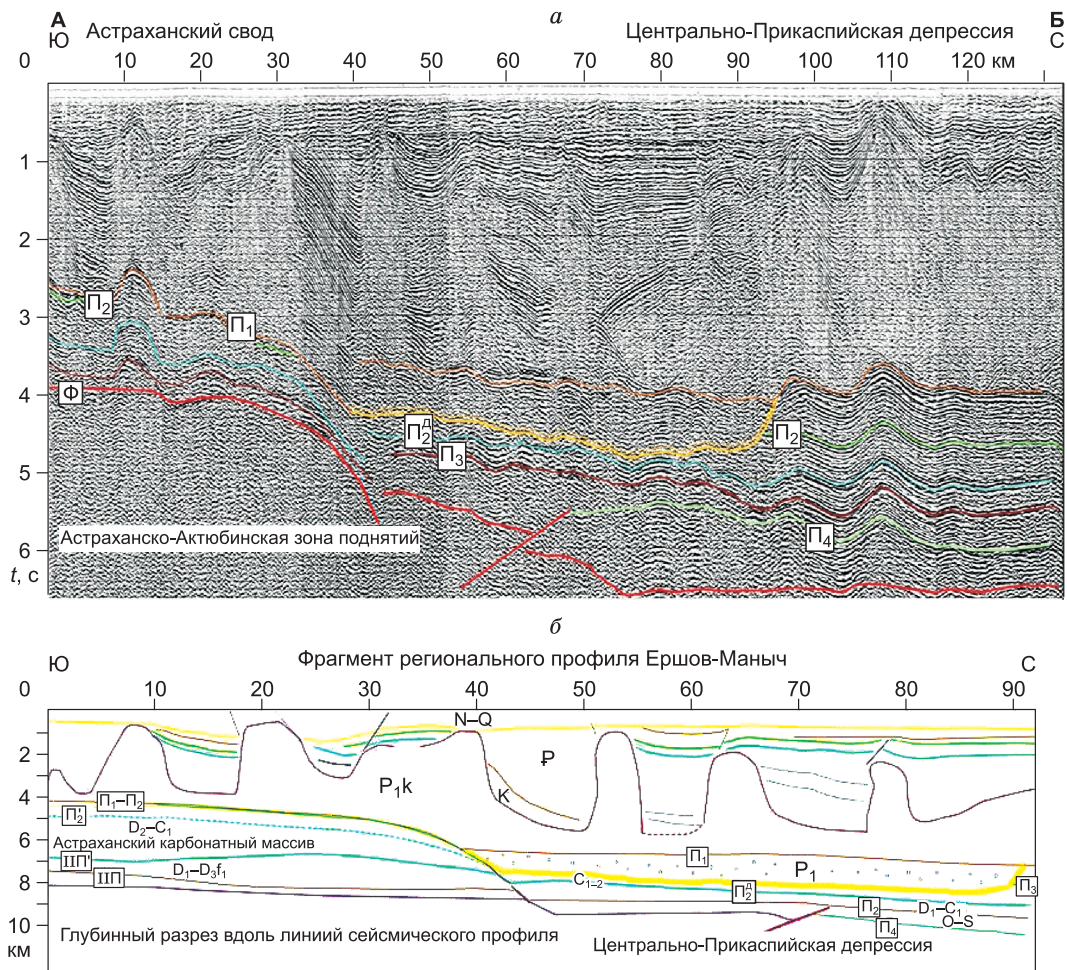


Рис. 16. Фрагмент временного сейсмического разреза по линии профиля А—Б (а) и его геологическая интерпретация (б) (положение профиля см. на рис. 15).

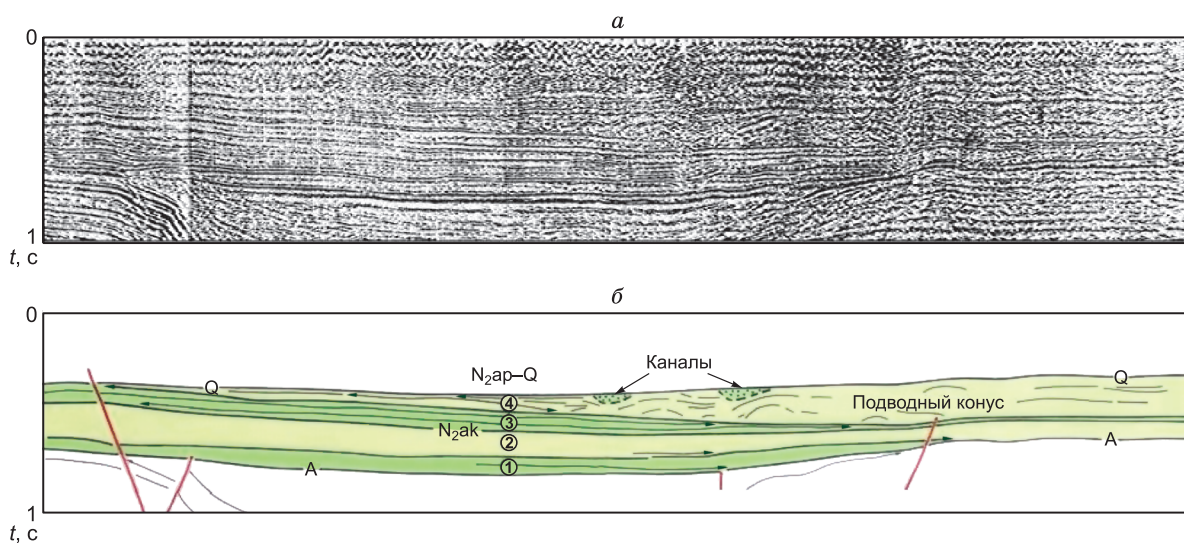
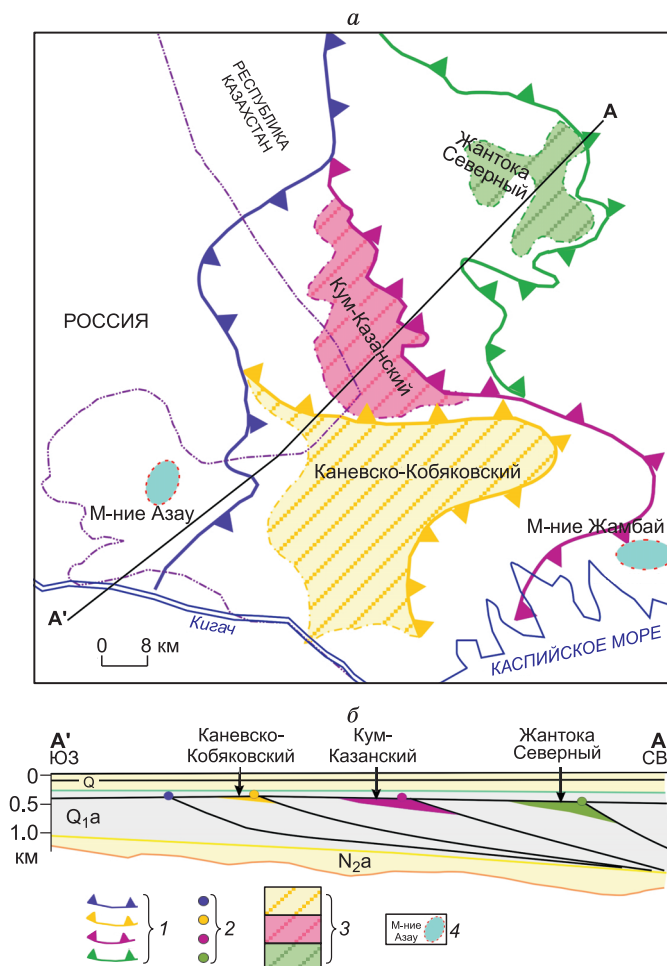


Рис. 17. Характер строения отложений плиоцена на юге междуречья Урал—Волга:

а — сейсмический профиль; б — его интерпретация.



**Рис. 18. Седиментационная модель строения восточной, субаквальной, части дельты Палеоволги в апшеронское время (а — план, б — разрез).**

1 — линии перегиба бровок проградирующих лопастей (ланокрины по Н.Я. Кунину) Астраханского подводного конуса апшеронского времени, цветом обозначены разновозрастные бровки; 2 — то же, для профиля; 3 — перспективные участки (цветом обозначены разновозрастные лопасти) в пределах ундиформенных частей лопастей; 4 — выявленные газовые месторождения в отложениях плиоцена.

части междуречья Урал—Волга при выполнении государственной геологической съемки масштаба 1:200 000. Однако значимых результатов получить не удалось. Выявлено лишь несколько мелких месторождений, что послужило основанием для прекращения работ. Таким образом, южная часть междуречья Урал—Волга и прилегающая к нему акватория Северного Каспия остались не изученными. Между тем по сравнению с северными районами на юге междуречья плиоцен-четвертичный комплекс имеет принципиально иное строение. Он обладает проградационно-клиноформенной внутренней структурой, характерной для комплексов, сформированных в пределах некомпенсированных относительно глубоководных котловин — отложения склонов и подводных конусов выноса (рис. 17). В частности, в районе г. Астрахань выделяется

обширный подводный конус выноса Палеоволги, сложенный отложениями апшерона (рис. 18). Это открывает возможности для поиска здесь крупных газовых залежей, связанных с ловушками неструктурного типа, приуроченных как к ундиформенным (тракт высокого стояния), так и к фондоформенным (тракт низкого стояния) частям клиноформ [Леонов и др., 2005a; Volozh et al., 2003].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе вышесказанного можно сделать следующие выводы.

1. Нефтегазоносный потенциал Прикаспийской НГП достаточно высок. Здесь можно рассчитывать на открытие еще нескольких гигантских месторождений в подсолевом комплексе (в том числе в российском секторе) на глубинах 5.5—8.0 км. Крупные месторождения могут быть открыты на меньших глубинах в надсолевом комплексе.

2. Месторождения на больших глубинах, чтобы быть рентабельными, должны обладать ресурсным потенциалом не менее 500 млн т у.т. и высокими дебитами продуктивных скважин (1000 т у.т./сут). Соблюдение этих требований резко ограничивает число типов ловушек — возможных потенциальных кандидатов в объекты поиска. На глубинах 7.0 км и более это могут быть исключительно массивного типа ловушки, связанные с крупными седиментационными телами: внутрибассейновыми карбонатными постройкиками либо подводными конусами выноса глубоководных котловин. На глубинах от 5.0 до 7.0 км к их числу могут добавиться также и многопластовые месторождения с тектоническими и литолого-стратиграфическими ловушками, приуроченные к высокоамплитудным и большим по площади структурам (моноклинали, валы, поднятия).

3. Несмотря на высокую степень изученности Прикаспийской НГП, намечающиеся новые направления поисковых работ не обеспечены даже региональной основой, не говоря уже о подготовленности конкретных объектов поисков. Это касается как крупных потенциально перспективных объектов, которые располагаются структурно ниже основных хорошо изученных продуктивных девонско-нижнепермских комплексов, так и тех, что расположены выше них в верхнепермско-триасовой, юрско-палеогеновой и плиоценовой нефтегазоносных системах.



4. Чтобы реализовать намеченные перспективы, необходимо правильно организовать дальнейшие исследования и учесть имеющиеся проблемы и специфику региона. Прежде всего надо иметь в виду, что большая часть из намечаемых перспективных объектов размещается в пределах распределенного фонда недр. Следует также учесть, что все потенциальные ловушки, как правило, будут значительно превосходить по своей площади лицензионные участки. Поэтому необходимо найти специальные организационные формы достижения результата, возможно, в виде создания комплексных государственных проектов для изучения отдельных нефтегазоносных областей и зон. Эти проекты должны готовиться по инициативе федеральных и территориальных комитетов недропользования научными коллективами отраслевых институтов, РАН и высших учебных заведений за счет средств бюджета.

Работа выполнена при поддержке фундаментальных исследований Российской академии наук (программа ОНЗ РАН 1 «Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, разработки месторождений и развития нефтегазового комплекса России»), а также по программе работ научной школы академика Ю.Г. Леонова (НШ-5508.2008.5).

#### ЛИТЕРАТУРА

**Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность** / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. М., Научный мир, 2008, 216 с.

**Антипов М.П., Волож Ю.А., Чамов Н.П.** Четырехмерные модели нефтегазоносных бассейнов // Современные проблемы геологии. М., Наука, 2004, с. 251—270. (Тр. ГИН РАН; вып. 565).

**Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М.** Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь, 2001, 125 с.

**Бобылова Е.Е., Ершов А.В.** История формирования структурного плана Прикаспийской впадины // 400 миллионов лет геологической истории южной части Восточной Европы / Отв. ред. А.М. Никишин. М., Геокарт, ГЕОС, 2005, с. 342—351.

**Волож Ю.А., Акишев Т.А., Антоненко А.Н., Беневоленский И.П., Эйдлин Р.А.** Глубинное строение земной коры Казахстана // Изв. АН КазССР, Сер. геол., 1987, № 5, с. 24—35.

**Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Куантаев Н.Е., Липатова В.В.** Перспективы развития нефтегазопроисковых работ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины // Недр Поволжья и Прикаспия. Вып. 14. Саратов, 1997, с. 7—11.

**Волож Ю.А., Антипов М.П., Леонов Ю.Г., Морозов А.Ф., Юров Ю.А.** Строение кряжа Карпинского // Геотектоника, 1999, № 1, с. 28—43.

**Волож Ю.А., Антипов М.П., Леонов Ю.Г.** Донбасс-Зеравшанский и Крымско-Копетдагский линейные — крупноамплитудные литосферные сдвиги // Нефть и газ Юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2005, с. 23—25.

**Волож Ю.А., Сапожников Р.Б., Токман А.К., Ильин А.Ф.** Направление геолого-поисковых и разведочных работ в девонских отложениях Астраханского свода // XI Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром» (Сочи, 2—6 мая 2006 г.). М., ООО «ИРЦ Газпром», 2006, с. 211—222.

**Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Леонов Ю.Г.** Проблемы происхождения и развития Прикаспийской впадины // Материалы конференции «Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины и Каспийского региона». М., 2007, с. 12—17.

**Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Бобылова Е.Е., Волож Ю.А., Лаврушин Ю.А., Спиридонова Е.А.** Карта четвертичных (неоплейстоценовых) отложений Каспийского региона с элементами палеогеографии, масштаб 1:2 500 000 и геологическая история четвертичных осадочных бассейнов за последние 700 000 лет. М., Научный мир, 2005а, 34 с. (Тр. ГИН РАН; вып. 568).

**Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П.** Тектоническая карта фундамента и осадочного чехла Каспийского региона как методическая основа для выработки новых направлений поисково-разведочных работ // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2006 и последующие годы. Саратов, НВНИИГГ, СО ЕАГО, 2005б, с. 117—118.

**Новиков А.А., Бражников О.Г., Репей А.М., Махонин М.В.** Перспективы поисков крупных скоплений нефти и газа в подсолевых отложениях западной части Прикаспийской впадины // Материалы конференции «Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины и Каспийского региона». М., 2007, с. 30—32.

**Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция** / Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа. М., Научный мир, 2004, 526 с. (Тр. ГИН РАН; вып. 543).

**Петров Г.А., Свяжина И.А.** Корреляция ордовикско-девонских событий на Уральской и Скандинавской окраинах Балтики: геологические и палеомагнитные данные // Литосфера, 2006, № 4, с. 23—39.

**Пучков В.Н.** Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа, Даурия, 2000, 146 с.



**Сегалович В.И., Волож Ю.А., Антипов М.П., Васильев О.А.** Природа Северо-Каспийской гравитационной аномалии // Геотектоника, 2007, № 3, с. 30—45.

**Antipov M., Dmitrievskii A., Leonov Yu., Malyshev N., Puchkov V., Sapozhnikov R., Shipilov E., Volozh Yu.** Elements of four-dimensional models of oil and gas bearing basins // 32nd International Geological Congress Abstracts. 2004.

**Volozh Yu.A., Talbot C.J., Ismail-Zadeh A.T.** Salt structures and hydrocarbons in the Pricaspian Basin // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 2003, v. 87(2), p. 313—334.

*Поступила в редакцию  
23 сентября 2008 г.*