

ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ АРМЕНИИ И ИХ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

© 2000 г. Г. А. Габриэлянц*, К. А. Клещев**, В. С. Шеин**

*Научно-техническая консультационная фирма "Геосервис"
117607, Москва, Мичуринский пр-т, 51, РФ, E-mail: gabrigo@mtu-net.ru

**Всероссийский научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт
105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, 36, РФ, E-mail: vnigni@dol.ru
Поступила в редакцию 1.09.2000.

В пределах Армении выделены мезозойско-кайнозойские (Октемберянский, Центральный, Сабунчинский, Сомхето-Карабахский) и палеозой-среднетриасовый (Южно-Армянский) возможно нефтегазоносные бассейны. Первые связаны с окраинными морями, островными дугами и коллизией, а второй – с Южно-Армянским микроконтинентом. Значительная мощность осадочных пород, наличие пород-коллекторов, покрышек, ловушек нефтепроявлений позволяют рассматривать бассейны как перспективные на поиски залежей углеводородов. Предлагается продолжить поиск залежей нефти и газа в отложениях верхнего мела-нижнего миоцена на Шорахбюрской, Разданской, Октемберянской площадях, а также оценить нефтегазоносность пород палеозоя-среднего триаса в Приараксинской депрессии. На указанных площадях рекомендуется изучить современное напряженно-деформационное состояние пород с целью выделения откольных зон, зон разуплотнений, что позволит более точно определить места заложения скважин.

Проблема оценки перспектив нефтегазоносности территории Армении в настоящее время остается не решенной вследствие ее слабой изученности и сложности строения. За период 1947-1999г. вся территория республики покрыта геологической съемкой масштаба 1:50 000 – 1:200 000, гравиразведкой масштаба 1:200 000, а по отдельным районам 1:50 000 и 1:100 000, магниторазведкой масштаба 1:100 000, проводилась также электроразведка методом ВЭЗ, ТТ, МТЗ, ДЭЗ, ЭСТ, сейсморазведка (КМПВ, МОВЗ) с аппаратурой «Земля» ПОВ и РНП в объеме около 1000 п. км. Бурением охвачена центральная часть Армении (пробурено 55 глубоких скважин общим метражом 126 тыс. м, и более 100 структурных скважин общим метражом 107 тыс. м). Плотность глубокого бурения, по данным армянских специалистов [5], составляет 12,6 л.м. на км² или 1 скважина на 182 км² перспективной территории.

Основной объем глубокого бурения сконцентрирован в пределах Октемберянского (60%), Центрального (37%) бассейнов. Средняя глубина скважин 2200 м. Скважины пробурены в основном в верхней части осадочного разреза (олигоцен-антропоген). Значительная часть глубоких скважин (около 25%) ликвидирована по техническим причинам, почти половина пробуренных скважин не опробована.

Первая скважина – Аванская – пробурена в 1951г. до глубины 1734 м, вторая – Октемберянская – в 1954г. до глубины 2763 м. В 1974г. нефтепоисковые работы были прекращены. Сейсмические работы, начатые еще в 1961г., из-за сложности геологического строения имели в основном опытно-методическую направленность. Из 55 глубоких скважин 40 были пробурены с осложнениями, авариями (поглощение, уход глинистого раствора, осыпи, обвалы, провал инструмента). Глубже 3000 м удалось пробурить всего лишь 7 скважин. В 1981г.

проведены сейсморазведочные работы МОГТ (24-х- и 48-микратные перекрытия) объемом 2256 п.км. [В разрезе Приараксинской депрессии и Центрального бассейна выделены два горизонта (подошва верхнего эоцена и кровля дат-палеоцена), а в пределах Октемберянской депрессии один горизонт (нижний олигоцен)]. Под глубокое бурение подготовлено 6 структур, на 3-х из них с 1983 по 1990г. пробурено 3 глубоких скважины: Шорахбюр-1 (4571 м), Октемберянская-1 (5000 м) и Баграван-1 (4706 м).

В результате проведенных нефтепоисковых работ промышленных залежей нефти и газа в Армении обнаружено не было, хотя в ряде скважин получены непромышленные притоки нефти, газа и поднят керн, пропитанный нефтью.

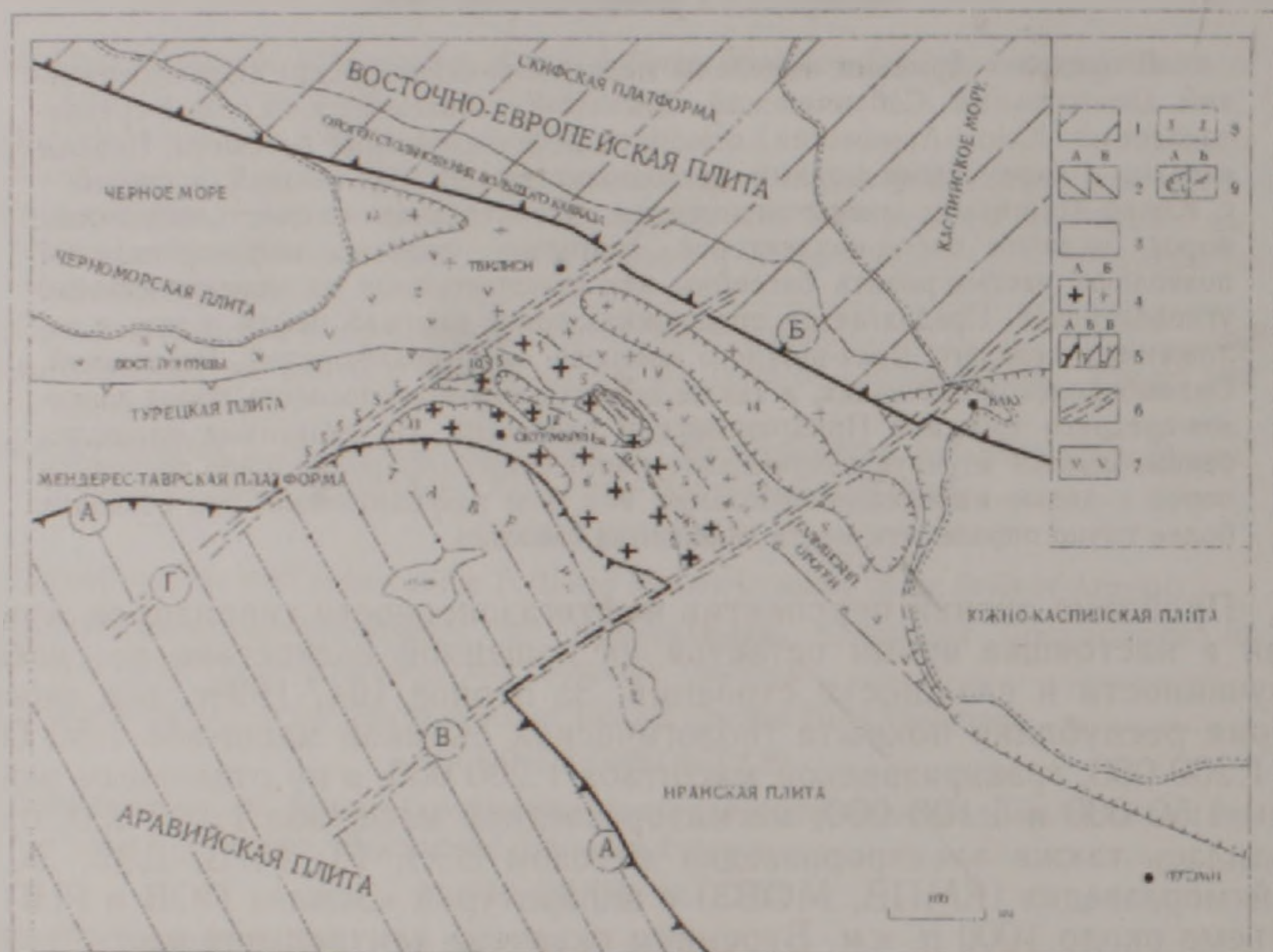


Рис 1 Основные плитотектонические элементы Армении и сопредельных регионов. Крупные плиты (макроплиты): 1 – Восточно-Европейская (Евразийская); 2 – Аравийская (А – стабильная, нераздробленная часть плиты; Б – раздробленная часть, континентальные блоки среди офиолитового мезозой-кайнозойского меланжа); 3 – мезоплиты (Иранская, Южно-Каспийская, Черноморская, Турецкая); 4 – палеомикроконтиненты (микроплиты): А – Южно-Армянский, Б – Закавказский; 5 – швы столкновения плит и их возраст: А – макроплит, Б – мезоплит, В – микроплит; 6 – швы скольжения плит; 7 – островные дуги; 8 – офиолитовые аллохтоны; 9 – контуры основных бассейнов Армении и Грузии: А – верхний мел-четвертичных, Б – палеозой-среднетриасовых.

Основные плитотектонические элементы и их возраст. Швы столкновения и швы скольжения крупных плит (буквы в кружках): А – шов столкновения Аравийской и Восточно-Европейской плит (олигоцен-плиоцен), Б – Кахетино-Лечхумская шовная зона (мезозойский рифт, трансформированный в инверсионное поднятие в плиоцене), В – Араксинский шов столкновения (олигоцен-антропоген), Г – Карсский шов скольжения (олигоцен-антропоген). Островные дуги и их возраст: 1 – Сомхето-Карабахская (юра-нижний мел); 2 – Аджаро-Триалетская (кампан-эоцен); 3 – Восточного Понта (кампан-эоцен); 4 – Талышская (кампан-эоцен). Офиолитовые аллохтонные зоны: 5 – Севано-Акеринская, 6 – Вединская. Швы столкновения палеомикроконтинентов, островных дуг Армении: 7 – Карабахский, 8 – Севано-Акеринский, 9 – Зангезурский. Основные бассейны Армении и Грузии: 10 – Сабунчинский, 11 – Октемберянский (Октемберянская и Приараксинская депрессии), 12 – Центральный (Центральный прогиб и Присеванская депрессия), 13 – Рионский, 14 – Куринский.

Возможно нефтегазоносные бассейны (ВНБ) Армении расположены между крупными Восточно-Европейской и Аравийской докембрийскими платформами (палеоконтинентами), которые, испытав сложную палеозойско-мезозойскую геодинамическую эволюцию, в олигоцен-неогеновое время столкнулись между собой, образовав современный структурный план Армении.

Геологическое строение региона рассмотрено в ряде работ, в том числе А.Н.Вардапетяна [1], А.А.Габриеляна [2], А.Т.Асланяна [6], Р.Г.Джрбашяна, Г.В.Чилингаряна, Ю.Р.Каграманова [5], В.Г.Казмина, И.М.Сборщикова [7], А.А.Белова, М.А.Сатиана [4], Г.А.Габриэлянца, К.А.Клещева, В.С.Шейна [3,8]. В данной работе анализ сложного геологического строения и определение модели нефтегазонакопления Армении будет осуществлен с позиций плитотектоники.

В тектоническом отношении территория Армении находится в зоне столкновения Аравийской, Турецкой, Иранской и Восточно-Европейской плит (рис.1). К северу от нее располагаются серия микроконтинентов (Скифская платформа), поднятия Большого Кавказа (ороген столкновения Закавказского палеомикроконтинента с Восточно-Европейским), к югу – складчатые сооружения Тавра, к востоку – Талышский ороген, на западе прослежена широкая система сдвигов, отделяющая структуры Армении от Восточных Понтидов.

Закавказский палеомикроконтинент ныне погружен и погребен под м.лассами Рионской и Куринской наложенных впадин. Его фундамент обнажен в отдельных выступах, например Дзирульском. Северная граница Закавказского палеомикроконтинента соответствует Кахетинско-Лачхумскому шву (рис.1), выполненному мощной толщей (до 3 км) карбонатных и терригенных пород верхней юры – миоцена, перемещенных по надвигам в южном направлении. Его южная граница проходит по Севано-Акеринскому шву, который маркирует среднемеловое столкновение Закавказского и Южно-Армянского палеомикроконтинентов (блоков). Последний ограничен с юга складчатыми сооружениями Тавра. Важным плитотектоническим элементом Армении является Сомхето-Карабахская островная дуга, формировавшаяся к югу от Закавказского микроконтинента (рис.1), начиная с юры до позднего мела, т.е. до периода ее столкновения с Южно-Армянским континентальным блоком (микроконтинентом). В разрезе Сомхето-Карабахской островной дуги преобладают байос-батские островодужные вулканы, которые перемежаются с глубоководными известняками, глинистыми сланцами, сменяющимися к северу более мелководными обломочно-вулканогенными породами окраинного моря. Для верхней юры характерны красочные толщи, карбонаты и эвапориты. Южнее Севано-Акеринского шва прослеживаются Зангезурская и Вединская офиолитовые швы.

По поводу выделения корневых зон офиолитов, т.е. швов столкновения микроплит, среди геологов нет единого мнения. Согласно одной из точек зрения (А.Л.Книппер, 1987; В.Е.Хаин, 1989), корни офиолитов находятся в пределах Зангезурской зоны (рис.1), к северу и югу от которой развиты офиолитовые пояса аллохтонного происхождения. В этом случае севано-акеринские офиолиты оказываются выжатыми из корневой Зангезурской зоны и надвинутыми к северу на Сомхето-Карабахскую островную дугу, а Вединская аллохтонная офиолитовая зона – надвинутая на Южно-Армянский палеомикроконтинент. Однако многие геологи Армении предполагают, что каждому офиолитовому поясу соответствует свой шов столкновения. В данном случае мы имеем дело с сильно раздробленной континентальной основой, спаянной в позднем

мелу воедино. В составе офиолитовых покровов широко развиты гипербазиты, глубоководные кремнистые осадки, турбидиты верхней юры-нижнего мела.

В недавно опубликованных работах [10,12] крупный Анкара-Эрзинканский шов столкновения, разделяющий Восточные Понтиды и Тавриды, проведен по северной оконечности озера Севан (рис.2), т.е. структуры Армении, расположенные к северу от указанного шва, отнесены к Восточным Понтидам, к югу – к Тавридам, точнее к Мендерес-Таврской платформе, преобразованной в конце мезозоя-начале кайнозоя в постплатформенный ороген. Мы разделяем отмеченную точку зрения и считаем, что Южно-Армянский континентальный блок является частью Мендерес-Таврского постплатформенного орогена (рис.2). Принимая отмеченную точку зрения, становится очевидным, что между двумя крупными литосферными плитами (Аравийской и Евразийской) сохранились континентальные обломки, на которых в девоне-мезозое формировался осадочный чехол. Например, в горах Тавра (горы Мансур) описана мощная непрерывная толща (более 1200 м) известняков юры-сеномана, сменявшаяся глубоководными (5-10 м мощности) известняками турона-сантона, перекрытыми офиолитовым меланжем, флишем маастрихта, т.е. в маастрихте произошло столкновение континентальных обломков внутри Мендересско-Таврской платформы и преобразование ее в постплатформенный ороген, с последующим накоплением осадочных и вулканогенных образований.

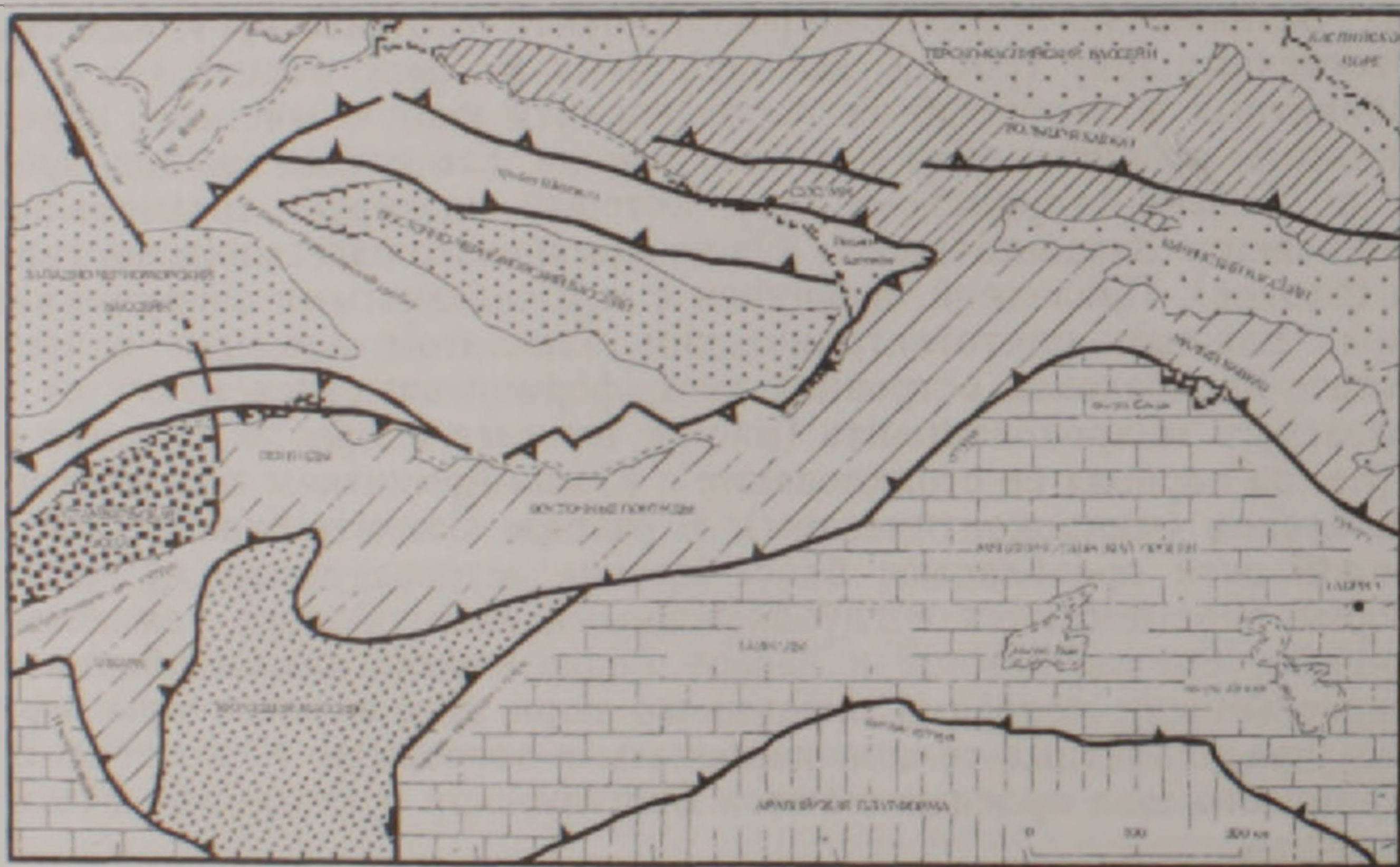


Рис.2 Тектоническая схема Восточно-Черноморского региона [по 12]. Линии с черными треугольниками показывают сuture неотетиса с первоначальной субдукционной полярностью, а линии с открытыми треугольниками – главные постэоценовые разломы.

Южно-Армянский микроконтинент имеет, видимо, докембрийский фундамент, представленный метаморфическими породами амфиболитовой и зеленосланцевой фаций. В осадочном чехле палеомикроконтинента преобладают карбонаты. В его основании скважиной вскрыты песчаники, битуминозные сланцы, известняки мощностью более 1400 м, возраст которых условно определен как силур – ранний девон. Средневерхнедевонский разрез сложен битуминозными биогермными известняками, аргиллитами, песчаниками, глинистыми сланцами мощ-

ностью 720-1800 м. Нижний карбон представлен глинистыми сланцами, окварцованными песчаниками и кораллово-фораминиферовыми известняками мощностью от 60 до 650 м. На средне-позднекарбоновое время приходится перерыв. Пермские образования мощностью 170-920 м залегают, несомненно, на нижнекарбонových и состоят из коралловых, водорослевых, фораминиферовых известняков. Известняки переслаиваются с глинистыми сланцами и битуминозными песчаниками. На них согласно залегает карбонатная толща (мощностью от 70 до 1000 м) нижнео-среднего триаса.

Приведенный разрез значительно отличается от разрезов палеозоя — триаса Большого Кавказа и имеет сходство с разрезами южной окраины Тетиса, что дает основание предполагать, что Южно-Армянский палеомикроконтинент в это время дрейфовал вместе с континентальными массами Гондваны. Однако верхи триаса представлены угленосными породами, сходными одновозрастными породами Тавра, Турции и Ирана. Это дает основание предполагать, что в позднем триасе Южно-Армянский микроконтинент был спаян Турецко-Иранскими континентальными массивами и находился в пределах северного обрамления океана Тетис. На протяжении мезозойской и кайнозойской истории Южная и Северная части Армении развивались по-разному. Первая, как уже отмечалось, являлась частью Мендересско-Таврского постплатформенного орогена, а вторая — частью Восточных Понтидов. Между Восточно-Европейским палеоконтинентом и Тетисом в мезозоо-кайнозое формировались микроконтиненты, островные дуги, окраинные моря. Ранее уже упоминалась Сомхето-Карабахская юрско-нижнемеловая островная дуга, присоединенная к Южно-Армянскому палеомикроконтиненту в коньякское время. После указанной коллизии и соединения Южно-Армянского и Закавказского блоков вся область Малого Кавказа окаймлялась Аджаро-Триалетской островной дугой (рис.1), формирование которой началось в кампане, но основной вулканизм приходился на эоцен. Эта дуга была лишь частью протяженного вулканического пояса, начинающегося в Восточном Понте, продолжающегося в Аджаро-Триалетии, Талыше и оканчивающегося в Эльбурсе. В тылу вулканического пояса располагались окраинные моря типа Охотского, где накапливались осадочные толщи, органическое вещество. Формировалось самое крупное для рассматриваемого региона месторождение нефти Самгори (рис.3), аналоги которого возможно встретить и на территории Армении. Сравнение интерпретаций строения месторождения, выполненных в 1976 и 1999г., показывает на значительные различия во взглядах указанных периодов. Это означает, что различались и подходы в поисках месторождений. Поэтому в Армении также должны быть пересмотрены представления на модели строения ряда объектов поисков и в первую очередь Шорахбурской, Разданской, Октемберянской и других площадей, подготовленных для поискового бурения.

Некоторые исследователи [1,10,12, Ш.А.Адамия, 1982] показали, что в тылу Аджаро-Триалетской дуги формировался задуговый рифт, подчеркнутый бимодальной базальт-риолитовой серией, т.е. историю геологического развития Армении в кампан-эоценовое время можно сравнивать с формированием нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов северо-востока России, например Алеутского, Западно-Камчатского, Колпаковского. Новый этап вулканизма начался в плиоцене, в результате чего были выплеснуты огромные массы базальтов и андезитов.

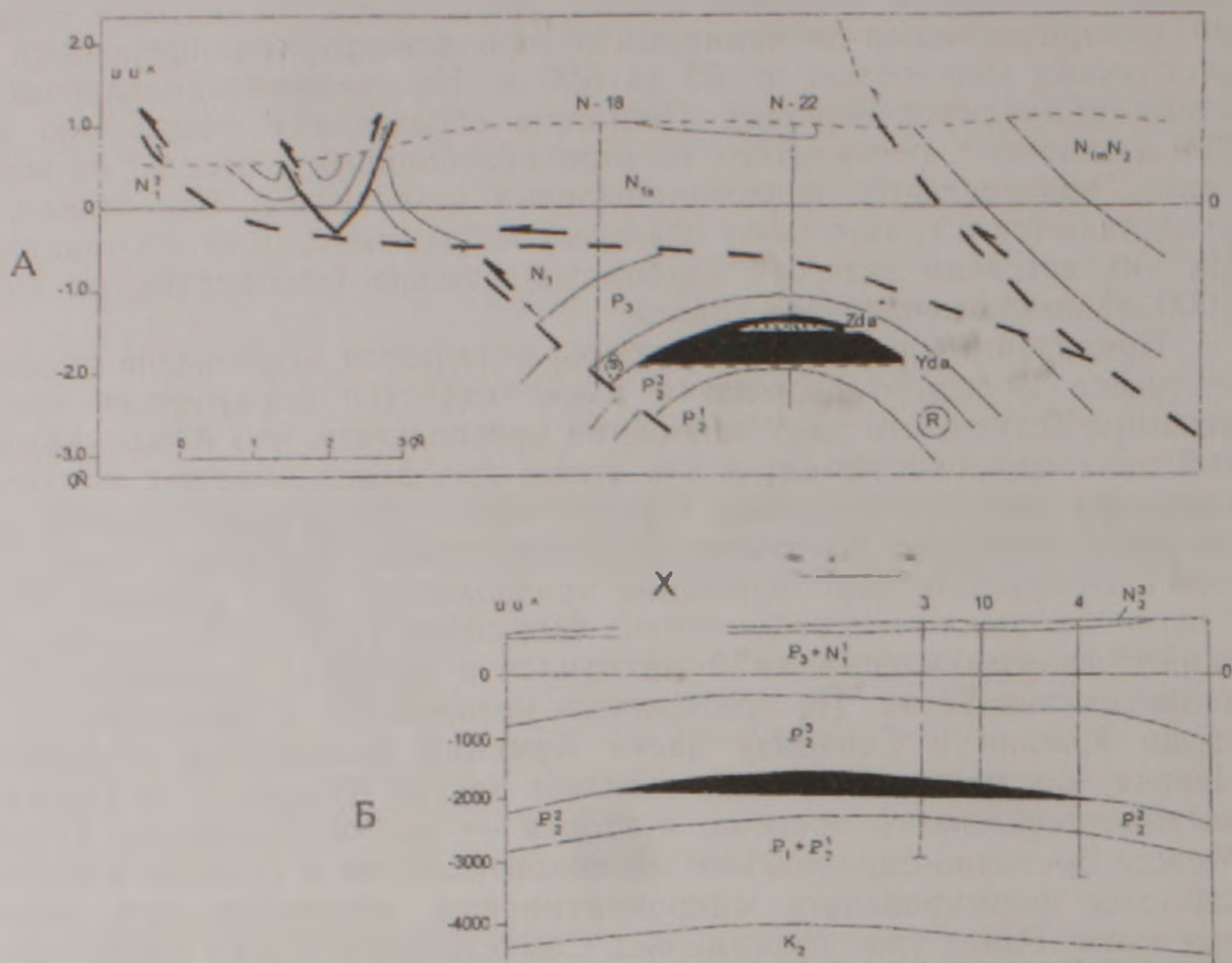


Рис 3 Сравнение интерпретаций геологического строения месторождения Самгори. А. Геологический разрез строения нефтяного месторождения Самгори (интерпретация 1999г по [12]) Б. Геологический разрез строения нефтяного месторождения Самгори (интерпретация 1978г по И.А. Метревели, Г.К. Чичуа).

Подводя итог истории формирования плитотектонических структур Армении и прилегающих регионов, отметим следующее:

1. На юге Армении четко фиксируется палеозойско-среднетриасовый палеоконтинент, являвшийся в то время частью громадного суперконтинента Гондвана, где шло осадконакопление, накопление органического вещества, о чем свидетельствуют описанный выше разрез, наличие битуминозных пород. Однако к концу триаса микроконтинент в результате дрейфа оказался уже на северной окраине Тетиса, т.е. в пределах материков европейской группы.

2. Территория Армении, сформированная на стыке материков Гондванского и Лавразийского типов, претерпела более значительные трансформации, нежели сами материки, являясь на протяжении мезозоя-кайнозоя зоной повышенной тектонической активности, зоной столкновений островных дуг, палеомикроконтинентов, что привело к широкому развитию надвигов.

3. Геодинамические обстановки мезозоя-кайнозоя способствовали высокому уровню теплового прогрева пород осадочных и осадочно-вулканогенных бассейнов.

В связи с изложенной моделью геологического строения в пределах Армении возможно формирование небольших по размеру осадочных бассейнов следующих типов: а) орогенов столкновения палеозойской пассивной окраины Южно-Армянского палеомикроконтинента с континентальными блоками Мендерес-Таврской платформы и расположенной между ними островной дуги Восточных Понтидов; б) задуговых поздний мел-среднеолигоценовых бассейнов на севере Армении; в) орогенных поздний олигоцен-четвертичных бассейнов, связанных со

столкновением Аджаро-Триалетской островной дуги с северным краем Южно-Армянского континента и формированием орогенных осадков.

Наиболее древним осадочным бассейном является бассейн орогена столкновения палеозойско-триасовой пассивной окраины Южно-Армянского палеоконтинента с островной дугой Восточных Понтид. Этот бассейн имеет сложную внутреннюю структуру, так как, помимо триасового поздне мелового столкновения плит, в последующем он претерпел дополнительные трансформации в олигоцене-плиоцене. Последнее сопровождалось, с одной стороны, поднятием, дифференциацией бассейнов на прогибы и поднятия, а с другой — проявлением плиоценового вулканизма, связанного со сдвигами и сбросами. Тем не менее часть осадочного разреза палеозоя-триаса, расположенная в центральных частях Южно-Армянского палеомикроконтинента, видимо, затронута деформациями намного меньше, чем разрез в пределах его краев, является интересной с точки зрения нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Такие участки, распространенные на юге Армении, широко развиты в Турции и Иране. В одном из районов Турции в разрезе палеозоя обнаружена промышленная залежь нефти. Рассматриваемый тип бассейна выполнен карбонатно-терригенными морскими толщами силура, девона, нижнего карбона и преимущественно карбонатными породами перми-среднего триаса мощностью более 3500 м. В ряде районов в разрезе нижнего девона присутствуют темно-серые аргиллиты, переслаивающиеся с черными глинистыми известняками, кварцевыми песчаниками, напоминающие доманиковые отложения Восточно-Европейской платформы. Для девона-нижнего карбона характерны увеличение терригенного материала вверх по разрезу, отсутствие интрузий, а для пермско-среднетриасовых осадков — возрастание в разрезе карбонатов. Для палеозойско-среднетриасовых отложений типичны морской режим осадконакопления, незначительные колебания мощностей, фациальная выдержанность, небольшая дислоцированность толщ, амагматичность.

Из-за отсутствия материалов бурения (за исключением скв. 1 Ара-рат) геохимические исследования рассеянного органического вещества пород палеозоя-среднего триаса проводились во ВНИГНИ по образцам, отобранным из обнажений. Всего использовано 100 образцов. Наибольшее содержание C_{org} обнаружено в верхнедевонских образованиях и достигает 1,5%, хотя в среднем содержание рассеянного органического вещества в зависимости от литологического состава меняется от 0,05 (известняки) до 1,1% (алевролит). В то же время содержание хлороформенного битуминоида практически не меняется в различных литологических разностях и составляет 0,04% на породу (разрез Чрахана). Битуминозность отложений верхнего девона контролируется в основном литологическим составом пород и исходным количеством рассеянного органического вещества. Битумный коэффициент 2,8-4,7%. В отложениях среднего девона содержание рассеянного органического вещества по сравнению с верхнедевонскими значительно меньше. В целом отложения девона, очевидно, не являются нефтегазопро-дуцирующими.

Битуминозность нижнекарбоновых пород так же, как и девонских, зависит от литологического состава и колеблется от 0,3 до 3,3%.

Основная масса органического вещества в породах этого комплекса содержится в отложениях перми. В разрезе появляются битуминозные сланцы, известняки. Количество C_{org} в известняках 0,3%, в сланцах 2,8%, т.е. в десятки раз превышает содержание рассеянного органического вещества нижележащих пород. В большинстве разрезов

перми (Веди, Сари-Тап, Амагу, Огбин и др.) содержание хлороформенного битуминоида в породах остается постоянно высоким (0,010-0,112%). Битуминозность рассеянного органического вещества β достигает в ряде образцов 20%. Данные породы являются основным источником генерации углеводородов. В скв. Огбин из указанного разреза получен приток газа. Судя по условиям осадконакопления, фациальному облику пород в отложениях палеозоя преобладает сапропелевое органическое вещество. Однако наличие углистого детрита в породах перми свидетельствует о примеси в осадках органического вещества гумусового типа.

В триасовом разрезе содержание рассеянного органического вещества по сравнению с пермским снижается. В том же районе Огбин содержание $C_{орг}$ 0,08%; хлороформенного битуминоида 0,002% на породу, битуминозность пород в ряде случаев остается повышенной (β 2,56).

Проведенный анализ показал, что миграция и перераспределение легкоподвижных компонентов битуминоидов в палеозойско-триасовых породах контролировались структурными и литологическими факторами. По геохимическим и фациальным характеристикам к потенциально нефтегазоматеринским относятся породы перми и нижнего-среднего триаса.

Битуминозность осадочно-вулканогенного разреза юры-нижнего мела, накапливающегося в условиях Сомхето-Карабахской островной дуги и определенного с ней окраинного моря, невысокая. Так, содержание $C_{орг}$ в нижнемеловых породах изменяется от 0,05 до 0,12% (Огбин), 0,03-0,1% (Джатри), а хлороформенного битуминоида соответственно от 0,0004-0,0019 до 0,001-0,005%. Количество спиртобензольного битуминоида во всех образцах превышает содержание хлороформенного и составляет 0,01-0,02% на породу. Еще меньшая битуминозность присуща разрезу юрских пород, т.е. в целом условия для нефтегазообразования в юрско-нижнемеловом в Сомхето-Карабахском островодужном, преддуговом и задуговым бассейнах были недостаточно благоприятны.

Осадочно-вулканогенный разрез кампан-эоценовой Аджаро-Триалетской островной дуги и задугового моря наиболее интересен, особенно в его верхней части (средний-верхний эоцен). Рассеянное вещество здесь изучено на керновом материале скважин. Средне-верхнеэоценовый разрез в Егвардском районе, например, представлен песчано-глинистыми морскими породами с примесью туфогенного материала. Мощность толщи 800 м. Содержание органического вещества достаточно высокое — до 2,5-3,0%, в среднем 1,2%. Количество хлороформенного битума А (ХБА) от 0,005 до 0,010%. Отношение ХБА к спиртобензольному экстракту постепенно растет вверх по разрезу от 0,35 до 1,70%. В том же направлении меняется качественный состав ХБА от осмоленных к легким маслянистым. Хотя в среднем количество ХБА в породах не превышает 0,02%, в ряде случаев отмечаются аномально высокие содержания (0,1%), что свидетельствует о следах миграции подвижных компонентов ХБА по разрезу. Интерпретация геохимических данных дает основание рассматривать эоценовые отложения в качестве нефтегазопродуцирующих.

И, наконец, разрез бассейнов, сформировавшийся в результате олигоцен-плиоценовой коллизии плит. Основную нефтегазоносность бассейнов указанного типа следует связывать с молассой, образованной во время столкновения плит вблизи воздымающегося орогена. Мощность таких пород в пределах Армении превышает 4 км. В ниж-

них частях разреза залегают морские нижне-среднеолигоценовые глины, алевролиты, песчаники. Содержание органического вещества в породах меняется от 0,12 до 2,30% (среднее 1,15%). По сравнению с эоценовым разрезом отмечается увеличение битуминозности пород до 0,04% (хлороформенный экстракт). Содержание ХБА в глинах 0,02%, в песчаниках 0,01%. В то же время битуминозность пористых песчаников в ряде случаев аномальная (0,6-0,8%), что свидетельствует о наличии в породах эпигенетичных битумоидов. По геохимическим данным, нижне-среднеолигоценовая часть разреза способна генерировать углеводороды. Это подтверждается также притоком газа в скв. 11 Егвард.

Выше залегает толща верхнего олигоцена-нижнего миоцена, сложенная континентальными пестроцветными глинами, песчаниками, конгломератами мощностью 600 м. Содержание органического вещества в них низкое: 0,09% в песчаниках и 0,17% в глинах, т.е. толща, образовавшаяся в окисленной среде осадконакопления, могла продуцировать углеводороды в небольших объемах.

Средняя миоценовая часть разреза состоит из гипсоносных соленосных глин, алевролитов, гипсов, каменной соли, ангидрита мощностью 150-900 м и также не является нефтегазопродуцирующей из-за низкого содержания органического вещества в породах и восстановительных условий осадконакопления. Однако эти отложения могут служить надежным экраном для скопления углеводородов.

Породы верхнего миоцена накапливались в морских условиях и представлены серыми и зелеными глинами с прослоями песчаников, гипса. Нередко эти толщи размыты и перекрыты плиоцен-четвертичными базальтами и андезитобазальтами, мощность которых порой превышает 1000 м (рис 4). Изменение мощностей базальтов связано в основном с плиоцен-четвертичными разломами растяжения (сбросы, сдвиги).



Рис.4. Схема распространения соляно-ангидритовой толщи (средний миоцен) и лавового покрова (плиоцен-четвертичного) 1 – площадь распространения соляно-ангидритовой толщи, 2 – площадь распространения лавового покрова, 3 – некоторые пробуренные скважины (в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка кровли среднего эоцена), 4 – выходы на поверхность пород фундамента, 5 – основные разломы

Несколько иной олигоцен-плиоценовый разрез в других депрессиях. Однако общим является его терригенный облик. В ряде случаев нижне-среднеолигоценовые породы представлены континентальными образованиями, например в Октемберянской депрессии.

Рассмотрев основные плитотектонические элементы, их взаимодействие между собой, приведшее к формированию разных по генезису бассейнов, а также содержание в разрезе органического вещества,

его преобразованность, можно отметить, что в целом условия для нефтегазонакопления в пределах территории Армении существовали. Наиболее благоприятными они были:

- в разрезе перми–среднего триаса в пределах Южно-Армянского палеомикроконтинента, занимающего в современной структуре территорию к югу от Севано-Акеринского шва столкновения;

- в породах верхнего мела–эоцена, накапливавшихся в условиях окраинного моря задугового бассейна;

- в породах олигоцена–миоцена, образовавшихся в коллизионный этап развития.

Учитывая плитотектоническую основу прогноза месторождений [3], процесс нефтегазонакопления можно представить следующим образом.

В палеозойско-среднетриасовое время осадочный бассейн занимал юг Армении и формировался в пределах Южно-Армянского палеомикроконтинента, присоединившегося к островной дуге и Закавказскому блоку в коньякское время. Несколько позже в кампане к Закавказско-Южно-Ереванской континентальной массе присоединились континентальные обломки Тавра. Таким образом, длительное время в палеозое южная часть Южно-Армянского палеомикроконтинента формировалась как пассивная континентальная окраина с максимальным объемом осадочного разреза и органического вещества, которое в процессе столкновения в позднем триасе и начале позднего мела было преобразовано в углеводороды. Значит, основным источником генерации и аккумуляции следует рассматривать зону, расположенную южнее Севано-Акеринского шва столкновения. Осадочный разрез палеозоя-среднего триаса здесь накапливался в пределах шельфа пассивной окраины от Ордубада до Октемберяна. Часть пассивно-окраинных пород здесь выведена на поверхность, другая погребена под более молодыми породами (Нахичеван, Октемберян). В палеозойском разрезе отмечены нефтегазопроявления в Центральной Анатолии (девон, карбон, пермь), в Вайоцзоре Армении (пермь) и в верховье р.Веди (триас). Обращает на себя внимание широкий стратиграфический диапазон нефтегазопроявлений.

Ранее было показано, что, по геохимическим данным, среди пород Южно-Армянского бассейна нефтегазопродуцирующей толщей является пермско-среднетриасовая. Указанные и нижележащие толщи смяты в складки, в северной части палеозойско-триасового бассейна они сильно деформированы, образуют надвиги. Можно предполагать распространение здесь клиновидных надвигов, складок-чешуй и других сложнопостроенных структур. В более отдаленных от Севано-Акеринского шва столкновения районах, т.е. на юге Армении предполагаются палеозойские структуры с более пологим залеганием пород на крыльях. Помимо этого возможны рифовые постройки, т.е. здесь можно допускать наличие сложнопостроенных антиклинальных и рифовых ловушек, а вблизи шва столкновения – ловушек, связанных с антиклиналями-чешуями, структурами клиновидных надвигов типа надвигов Дагестана.

Коллекторские свойства пород палеозоя–триаса изучены плохо. Однако определение пористости пород показало, что кавернозные доломиты нижнего и среднего триаса обладают сравнительно высокими ее значениями (до 13%). Именно к карбонатам триаса и перми приурочены месторождения нефти в сопредельных регионах.

В целом палеозойскому разрезу присущи невысокие значения пористости, хотя породы нередко раздроблены с проявлением микро- и

макротрещин, т.е. основные резервуары должны быть связаны с трещинным коллектором. Покрышками зонального типа могут служить глинисто-алевролитовые толщи палеозоя—среднего триаса, а также глинисто-алевролитовые слабопроницаемые толщи мела и палеогена, т.е. поиски залежей углеводородов в палеозойско-среднетриасовом разрезе следует рассматривать как одно из направлений геологоразведочных работ.

Другим не менее важным направлением являются поиски залежей углеводородов в наиболее перспективных депрессиях, образовавшихся в поздний мел—кайнозойское время. Это Центральный, Октемберянский бассейны. Вскрытый разрез указанных депрессий представлен терригенно-карбонатными, вулканогенными и соляно-ангидритовыми образованиями мощностью до 5-6 км. Основными объектами поисков здесь являются (по аналогии с Аджаро-Триалетской зоной Грузии) палеоэоценовые отложения с трещинным коллектором (Центральный бассейн), а в Октемберянской депрессии помимо этого и олигоцен-нижнемиоценовый разрез. Эоценовые породы месторождения Самгори (Грузия) и Шорахбюрской площади Армении, по мнению армянских ученых, во многом сходны [5]. В последние годы пересмотрена модель строения месторождения Самгори, где глины сармата по надвигу срезают и перекрывают олигоценовую толщу, образуя зональную покрышку, а глины верхнего эоцена экранируют массивную залежь в среднеэоценовом резервуаре (рис.3). Учитывая новую модель строения месторождения Самгори, есть смысл пересмотреть модели геологического строения ряда ловушек в бассейнах Армении, например, Шорахбюрской, Разданской, Октемберянской и др., рассчитывая главным образом на трещинный коллектор, так как гранулярный во многих случаях характеризуется низкими значениями пористости (для плиоцена 2,6-13,4; для туфопесчаников среднего эоцена 0,4-8,3%). В то же время в процессе бурения при проходке эоценового разреза часто отмечалось поглощение бурового раствора, провал инструмента, что можно объяснить наличием в этом интервале зон трещиноватости и разуплотнения.

Роль гранулярного коллектора возрастает в вышележащих олигоцен-нижнемеловых отложениях, где пористость песчаников изменяется от 9,3 до 29,4% (Октемберянский бассейн).

Таким образом, определяющую роль при формировании и сохранности залежей нефти и газа в бассейнах Армении, на наш взгляд, играют следующие факторы: а) наличие или отсутствие соляно-ангидритовой среднемиоценовой толщи сарматских глин, выполняющих роль региональной покрышки; б) проявление плиоцен-четвертичного вулканизма, связанного, в основном, с зонами растяжений при сдвигах и сбросах, о чем можно судить по распространению соляно-ангидритовой толщи и лавовых потоков; в) современное состояние геодинамических напряжений, влияющих на размещение природных резервуаров для нефти и газа и на переформирование скоплений нефти и газа. Зона развития соляно-ангидритовой толщи (рис.4) является благоприятным фактором для сохранения залежей углеводородов. Участки распространения лавового покрова, видимо, следует рассматривать как неблагоприятный фактор для поисков залежей нефти и газа, так как указанный процесс проходил, в основном, в условиях растяжения, и углеводородные скопления могли быть либо разрушены, либо накопиться в новых ловушках. В зонах наличия соляно-ангидритовой покрышки фактор плиоцен-четвертичного вулканизма скорее сыграл роль перераспределения флюидов в подсолевых резервуарах, нежели роль их разру-

шения, а в зонах отсутствия солей и отсутствия других покрышек залежи углеводородов могли быть разрушены. Учитывая, что в новейшее (плиоцен-антропоген) и современное время территория Армении является тектонически активным регионом, резервуары для нефти и газа формировались в основном за счет очагов дилатансии, откольных нарушений, аккумулирующих углеводороды за счет миграции из ранее существующих их скоплений. Поэтому резервуары следует выделять как традиционным (поиски ловушек разного типа), так и нетрадиционным (выделение в пределах ловушки и вне ее разуплотненных участков, откольных нарушений, уплотненных блоков и др.) способом, что позволит точнее определить местоположение проектируемых поисковых скважин [8].



Рис 5. Схема возможно нефтегазоносных бассейнов Армении: 1 - границы мезозойско-кайнозойских бассейнов, 2 - граница палеозойско-триасового бассейна, 3 - выходы на поверхность палеозойско-триасовых отложений, 4 - основные разломы, 5 - выходы на поверхность пород фундамента, 6 - некоторые пробуренные скважины (в числителе - номер скважины, в знаменателе - абсолютная отметка кровли среднего эоцена).

Мезозойско-кайнозойские возможно нефтегазоносные бассейны: I - Октемберянский (I-1 - Октемберянская, I-2 - Приараксинская депрессии); II - Поднятия, разделяющие Октемберянский и Центральный бассейны; III - Центральный (III-1 - Центральная, III-2 - Присеванская депрессии); IV - Сабунчинский (IV-1 - Сабунчинская, IV-2 - Ширакская депрессии); V - Сомхето-Карабахский. *Палеозойско-среднетриасовый возможно нефтегазоносный бассейн:* VI - Южно-Армянский.

Методический подход, учитывающий важную роль очагов дилатансии и откольных нарушений в организации геологического пространства, основывающийся на морфологических особенностях, контрастности петрофизических и физико-механических свойств этих объектов, позволяющих надежно выделять их с привлечением новых приемов интерпретации традиционного комплекса геолого-геофизических, аэрокосмических, геохимических и других данных, разработан во ВНИГНИ [8].

Современные методы исследований позволяют также оценить многие параметры деформационных объектов и использовать их в качестве надежных прогнозных критериев скоплений УВ.

Проведенный анализ геологического строения и нефтегазоносности бассейнов Армении позволяет сделать следующие выводы:

1) Возможно нефтегазоносные бассейны республики (рис 5) связаны с Южно-Армянским палеомикроконтинентом (палеозой-средний триас), островными дугами и окраинными морями (верхний мел – средний эоцен) и последующим столкновением, деформацией пород указанных структур, особенно четко выраженных в позднемеловое и в поздний эоцен-четвертичное время.

Сходные типы нефтегазоносных бассейнов известны во многих регионах мира, например Паннонский, Трансильванский, Адриатический, Рионский, Куринский, Вагелькоп, Гуаанильский, Картахенский и др., и обычно обладают низкой плотностью ресурсов углеводородов (менее 5000 т условного топлива на км²).

2) Возможно нефтегазоносные бассейны Армении, обладая значительной мощностью осадочных пород, наличием пород коллекторов и покрышек, ловушек для нефти и газа, прямых признаков нефтегазоносности, являются перспективными на обнаружение небольших по размерам залежей углеводородов в верхний мел-нижнемиоценовом и палеозойско-среднетриасовом разрезах, с плотностью не более 5000 т условного топлива на км².

3) Основным направлением геологоразведочных работ на нефть и газ следует рассматривать верхний мел-эоценовые, олигоцен – нижнемиоценовые образования Центрального (Центральный прогиб, Приереванский район) и Октемберянского (Октемберянская, Приараксинская депрессии), а также верхний палеозой-среднетриасовые отложения Южно-Армянского бассейна. Мы рекомендуем провести комплексную переинтерпретацию имеющейся информации, разработать новые модели строения возможных зон и объектов нефтенакпления.

4) В качестве основных объектов, где целесообразно продолжить геологоразведочные работы на нефть и газ, рассматриваются Шорахбюрская, Разданская, Октемберянская и др. площади на поиски залежей нефти и газа в отложениях верхнего мела-эоцена и олигоцена-нижнего миоцена и восточная часть Приараксинской депрессии на поиски нефти и газа в разрезе верхнего палеозоя-среднего триаса.

5) Для заложения глубокой скважины предлагается осуществить по методике ВНИГНИ [8] районирование указанных (возможно и других) перспективных площадей с учетом анализа современной геодинамики и выделения уплотненных и разуплотненных откольных зон с целью более точного оконтуривания природного резервуара и определения более точного места заложения поисковой скважины.

6) Главной задачей работ следует считать выявление месторождений типа Самгори в плотном трещинном коллекторе, обусловленным дилатансией.

ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀՆԱՐԱՎՈՐ ՆԱԿԹԱԳԱՋԱՐԵՐ ԱՎԱՋԱՆՆԵՐԸ
ԵՎ ՆՐԱՆՑ ԱԾԽԱՋՐԱԾՆԱՅԻՆ ՆԵՐՈՒԺԸ

Գ. Ա. Գաբրիելյանց, Կ. Ա. Կլեյշև, Վ. Ս. Շերին

Ա մ փ ո փ ո լ մ

Հայաստանի տարածքում անջատված են մեզոզոյ-կայնոզոյան լեկտոմթերյանի.

Կենտրոնական, Սարունջի, Սոմխեթա-Ղարաբաղի) և պալեոգոյ-միջին տրիասի (Հարավ-Հայկական) հնարավոր նավթագազարեր ավազանները: Առաջինները կապված են ծայրամասային ծովերի, կղզաղեղների և կոլիզիայի, երկրորդները՝ Հարավ-Հայկական միկրոմայրցամաքի հետ: Նստվածքային ապարների զգալի հզորությունը, կոնկրետապարների, ծածկոցների, նավթաներկավածքների թակարդների առկայությունը թույլ է տալիս դիտարկել ավազանները որպես հեռանկարային անխառնածինների կուտակումների որոնումների առումով: Առաջարկվում է շարունակել նավթի և գազի կուտակումների որոնումները վերին կավճի-սոթորին միոցենի գոյացումներում Շորադբյուրի, Հրազդանի, Հոկտեմբերյանի տարածքներում, ինչպես նաև փառատի պալեոգոյ-միջին տրիասի ապարների նավթադաշտերում: Մերձարաքսյան իջվածքում: Նշված տարածքներում առաջարկվում է ուսումնասիրել ապարների ժամանակակից լարվածաձևախեղված վիճակը՝ պոկված և ապախտացված զոնաների անջատման նպատակով, ինչը թույլ կտա առավել ճշգրտորեն որոշել հորատանցքերի տեղադրման վայրերը:

PROBABLE OIL-GAS-POTENTIAL BASINS OF ARMENIA AND THEIR HYDROCARBON POTENTIAL

G. A. Gabrieliantz, K. A. Kleshchev, and V. S. Shein

A b s t r a c t

Probable oil-gas-potential basins of Mesozoic-Cenozoic (Oktemberiansky, Central, Sabunchinsky, Somkheto-Karabakhsky) and of Paleozoic – Mid Triassic (South-Armenian) have been delineated within Armenia. The first are connected with marginal seas, insular arches and collisions, and the second – with South-Armenian microcontinent. A considerable thickness of sedimentary rocks, the presence of rock-reservoirs, seals and traps of oil shows allow the basins be considered prospective for hydrocarbon searches. It is suggested to continue searches for oil and gas pools in the deposits of the Upper Cretaceous-Lower Miocene at areas of Shorakhbiurskaia, Razdanskaia, Oktemberianskaia and to estimate oil-gas-potential of the rocks of the Paleozoic-Mid Triassic in the Prearaksinskaia basin. It is recommended to study a contemporary strain-deformational state of rocks at mentioned areas with the aim of delineating the splitting-off zones and those of discompaction allowing a more precise well location to be determined.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вардапетян А.Н. Позднекайнозойская тектоника плит Черноморско-Каспийского региона. — Океанология. 1979. Вып.19. №6. с.1066-1075.
2. Габриелян А.А. Положение Армении в тектонической структуре Кавказско-Анатолийско-Иранского сегмента Альпийской складчатой области. Изв. АН АрмССР, Науки о Земле. 1970. №3. с.11-41.
3. Габриелянц Г.А., Клещев К.А., Шеин В.С. Плитотектоническая основа прогноза месторождений нефти. — М.: ВНИГНИ, 1989.
4. Геодинамика Кавказа (под ред. Белова А.А., Сатиана М.А.). М.: Наука, 1989.
5. Геология и перспективы нефтегазоносности мезокайнозойских седиментационных бассейнов Центральной части Армении. — (Р. Джрбашян, Г.Чилингарян, Ю.Каграманов, М.Сатян, А.Карапетян, Ю.Саядян, А.Мкртчян), Изд. «Манкаварж», 1999, Ереван; 152 с.
6. Геология СССР. Том XVIII. Армянская ССР. Геологическое описание. (Под ред. А.Т.Асланяна.) — М.: Недра, 1979.
7. Казьмин В.Г., Сборщиков И.М. Палеозойские и раннекиммерийские дефор-

мации на Кавказе и их место в развитии Тетиса. В кн.: Геодинамика Кавказа, М.: Наука, 1989, с.46-54.

8. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности Армении с позиций тектоники плит. — Геология нефти и газа, 1994, №12, с.5-10.
9. Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров для нефти и газа. М.: Недра, 1995, 285 с.
10. Общие вопросы тектоники. Материалы XXXIII Тектонического совещания — М.: Геос. 2000, с.356-360.
11. Mkrtchian H (Collisional Tectonics of Arabian and Eurasian Plates over Armenian Highland and Iranian Plateaus) Pan-Armenian Science Review, 1995, v.2, N3.
12. Regional and petroleum geology of the Black Sea and surrounding region (edited by A.G.Robinson), AAPG, 1997, pp. 385.
13. Ustaomer T. and Robertson A.H.F / Late paleozoic marginal basin and subduction-accretion: the Polatetethyan Kure Complex, Central Pontides northern Turkey. Journ. of Geol. Soc. London Vol.151, 1994, pp.291-305.

Известия НАН РА, Науки о Земле, 2000, LIII, №3, 17-29

К ВОПРОСУ О МЕЗОЗОЙСКОМ МАГМАТИЗМЕ ЦАХКУНК-ЗАНГЕЗУРСКОЙ ЗОНЫ МАЛОГО КАВКАЗА

© 2000 г. Р. Л. Мелконян, Р. А. Хоренян, З. О. Чибухчян

*Институт геологических наук НАН РА
375019 Ереван, пр.Маршала Баграмяна, 24а, Республика Армения
E-mail:ramelk@sci.am*

Поступила в редакцию 09.02.2000

Анализ существующих материалов свидетельствует о проявлении мезозойского (доверхнемелового) магматизма не только в пределах Сомхето-Карабахской и Капанской тектонических зон, но и в отдельных блоках Цахкунк-Зангезурской зоны. Это обстоятельство позволяет пересмотреть и вопрос о геодинамическом режиме северо-западной части Армянно-Иранской субплатформы.

Наличие в различных блоках Цахкунк-Зангезурской зоны мезозойского магматизма островодужного типа не позволяет рассматривать отмеченную область в юрско-раннемеловое время в качестве пассивной континентальной окраины Гондваны.

В истории геологического развития Малого Кавказа мезозойский магматизм обычно считается характерным лишь для Сомхето-Карабахской и Капанской структурно-формационных зон, и это обстоятельство подчеркивалось различными исследователями, в частности, при структурно-формационном районировании территории региона. Однако, в дальнейшем было выявлено развитие мезозойского магматизма и в отдельных структурах Цахкунк-Зангезурской зоны и прежде всего в Цахкуняцком блок-антиклинории [4,2,3,5,22,15,9,10,11 и др.]. Возрастное положение этих магматитов, некоторые особенности их петрографического состава и химизма были рассмотрены и для всей зоны в целом [9,11]. В последующие годы были получены новые сведения по геологическому положению, особенностям проявления, вещественному составу, геодинамической позиции мезозойских магматитов Цахкунк-Зангезурской зоны, что позволяет обсудить эти вопросы на новом уровне наших знаний и одновременно акцентировать внимание на нерешенных пока вопросах.

