

А. А. ТАЦЯН

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ АРМЯНСКОЙ ССР

Обосновываются стратиграфо-литологические и тектонические критерии поисков скопления нефти и газа в центральной части территории Армянской ССР.

Поиски углеводородных скоплений предлагается начать с выявления нефтегазоматеринских толщ бурением неизученных депрессий и направить главным образом на изучение верхнемеловых конседиментных и палеогеновых инверсионных антиклиналей, как наиболее перспективных на нефть и газ структурных форм территории республики.

Отечественная и зарубежная литература по нефтяной геологии утверждает, что нет в мире ни одного древнего морского бассейна, в котором при настойчивом ведении поисково-разведочных работ не было бы открыто месторождение нефти и газа. Промышленные скопления углеводородов выявлены также в межгорных впадинах альпийской складчатой зоны. Важно отметить, что прямые признаки нефти и газа рассматриваются как один из основных критериев открытия газовых и нефтяных месторождений [2—7].

Имеются ли на территории Армянской ССР впадины (морские седиментационные бассейны) и соответствующие геологические условия, которые вселяли бы надежду на открытие промышленных газонефтяных скоплений? На подобный вопрос автор данной статьи дает положительный ответ, основываясь на накопленный научный потенциал и опираясь на фактический материал, сбором и обобщением которого он занимался в течение десятков лет.

Геологической съемкой, геофизическими исследованиями и бурением установлено, что основной тектоно-фациальной единицей территории Армянской ССР, перспективной на нефть и газ, является Центрально-Армянский прогиб, охватывающий Еревано-Ордубадскую миогеосинклинальную зону и северо-западную часть Мисхано-Зангезурской зоны тектонической схемы А. Т. Асланяна. Этот полидепрессионный прогиб занимает территорию порядка 7 тыс. кв. км и состоит из пяти унаследованных от верхнего мела палеогеновых депрессий (Приереванская, Спитаксар-Южно-Севанская, Мало-Севанская, Фонтанская, Южно-Арагацкая), а также Чатминского антиклинория и Арпинского синклинория (рис. 1). Мощность почти непрерывных морских отложений верхнего мела и палеогена в пределах междепрессионных поднятий составляет 2—3 тыс. м, а в депрессионных зонах—3—5 тыс. м.

Все отмеченные депрессии скрыты под плиоплейстоценовым лавовым покровом и бурением не изучены. В 1954—74 гг. в некоторой степени изучалась лишь Приереванская депрессия, но ввиду отсутствия рациональных геофизических методов по подготовке структур к разведке, эоценовые отложения бурением изучались не в оптимальных структурных условиях, а верхнемеловые отложения практически не исследовались.

Геофизические исследования и бурение были сосредоточены в Араратской впадине и Октемберянской депрессии. Однако выяснилось, что в Араратской неогеновой впадине нефтематеринских свит нет. Поэтому ни в одной скважине проявление нефти и газа не было зарегистрировано, хотя большинство скважин бурилось в благоприятных структурных условиях и под регионально экранирующей толщей каменной соли вскрыты удовлетворительные коллекторы нефти и газа. Здесь миоценовые пестроцветные молассы, перекрытые толщей каменной соли, в антиклинальных поднятиях непосредственно ложатся на метаморфизованный субстрат, а в депрессиях покрывают флишюиды

датского яруса-палеоцена. Выявленные же в Октемберянской депрессии проявления метана оказались генетически связанными с пространственно ограниченной нижней октемберянской подсвитой, а генерированный средней глинистой подсвитой газ на своде главного Октемберянского поднятия подвергся деструкции.

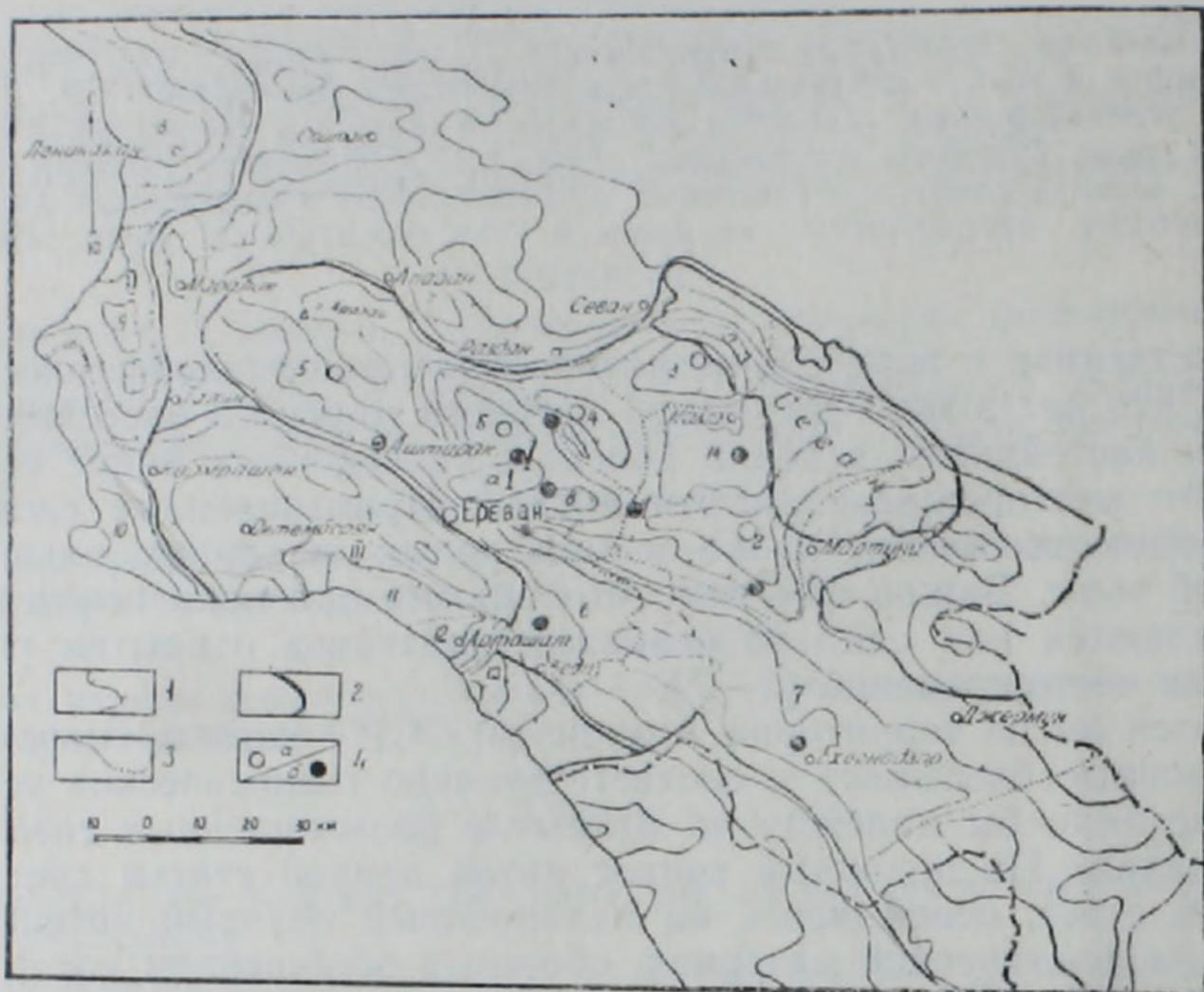


Рис. 1 Схема размещения прогибов и депрессий.

1—изолинии поверхности фундамента, установленные бурением и различными методами геофизических исследований, 2—контуры прогибов, 3—границы депрессий, 4—рекомендуемые буровые скважины: а—параметрического, б—поисково-оценочного бурения. *Прогибы*: I—Центрально-Армянский, II—Карсский, III—Арагатская неогеновая впадина. *Депрессии*: 1—Приереванская (а—Когайкская, б—Доврийская, в—Гегардская мульды), 2—Спитаксар-Южно-Севанская, 3—Мало-Севанская, 4—Фонтанская, 5—Южно-Арагацкая, 6—Чатма-Вединский антиклинорий. 7—Арпинский синклинорий. 8—Ленинаканская, 9—Сабунчинская, 10—Октемберянская, 11—Зейва-Ранчпарская депрессии, 12—Арташатская мульда, 13—Арагатское, 14—Саруханское поднятия.

Таким образом, всесторонний анализ материала бурения и изучения разрезов палеозойских и мезокайнозойских отложений на естественных выходах привел нас к выводу, что промышленные скопления нефти и газа в Армении генетически могут быть связаны с пермо-триасовыми, верхнемеловыми и эоценовыми отложениями, в которых химико-битуминологическими исследованиями установлено наличие нефтегазоматеринских свит. Следовательно, возобновившиеся по данной проблеме работы на территории республики нужно начать с выявления в той или иной неизученной бурением депрессионной зоне нефтегазоматеринских свит, а затем приступить к выявлению и подготовке локальных структур к разведке.

Стратиграфо-литологические критерии поисков скоплений нефти и газа

По литературным данным, в северном крае Анатолийско-Иранского палеозойского обширного морского бассейна, т. е. в Приараксинском палеозойском прогибе происходило накопление мощной карбонатной формации девона и нижнего карбона. После средне-верхнекарбонного длительного перерыва наступила пермская трансгрессия, и на месте нынешних бассейнов рек Чатма, Веди, Арпа и Аргичи накопились сильно битуминозные сланцевато-карбонатные отложения перми мощ-

ностью до 800 м. Затем пермские отложения перекрылись непроницаемой карбонатной толщей триаса, в основании которой прослеживаются горизонты трещиноватых доломитов и пористых коралловых известняков. Химико-битуминологическими исследованиями установлено нефтематеринское свойство пермских отложений [1], а в Джерманисской антиклинали в отложениях триаса обнаружены прямые признаки нефти.

Ведущие исследователи Армении утверждают, что в верхнемеловом периоде геологического развития Малого Кавказа происходили крупное опускание и обширная трансгрессия, приведшие к возникновению Еревано-Ордубадской и Севано-Ширакской интрагеосинклинальных зон. Эти зоны продолжали развиваться в палеогене, поэтому они характеризуются большими мощностями верхнемеловых и палеогеновых карбонатно-терригенных отложений.

Верхнемеловые отложения во внутренних частях депрессионных зон слагаются большей частью темно-серыми известняками и черными сланцами с высоким содержанием нефтяных битумов (скважины 14—Егвард, 31—Шорахбюр, 1—Веди). Установлено, что элементарный состав верхнемелового битумоида в Приереванской депрессии не отличается от обычной нефти [1]. Из скважины Миннефтепрома, заданной на юго-восточном крыле Вохчабердской верхнемеловой антиклинали, расположенной между двумя мульдами Приереванской депрессии, доставлено небольшое количество нефти. Она скопилась здесь в тектонически раздробленных породах датского яруса, куда, видимо, поступала из нижележащих потенциально нефтематеринских свит верхнего сенона или турона.

Имеющиеся данные свидетельствуют, что в отложениях верхнего мела могут быть две потенциально нефтематеринские свиты, приуроченные к разрезам как турона-нижнего коньяка, так и верхнего сенона. Коллекторами для скопления генерированных нижней свитой нефти и газа могут являться песчаные горизонты верхнего коньяка—нижнего сантона, а коллекторами для скопления генерированных отложениями верхнего сенона углеводородов могут служить флишюиды датского яруса. Функцию же экранирующих крышек в нижнем потенциально продуктивном этаже могут выполнять потенциально нефтематеринские отложения верхнего сенона, а в верхнем этаже—практически непроницаемые известковистые глины и мергели палеоцена.

Анализ геологического строения региона позволяет утверждать, что эоценовые отложения в Центрально-Армянском прогибе могут являться третьим нефтегазоносным комплексом, ибо доказано, что эоценовые вулканогенные образования от северных и восточных краев прогиба к его центру фациально замещаются туфогенно-терригенными, а затем нормально-морскими, преимущественно темно-серыми мощными глинисто-алевритовыми отложениями, богатыми органическим веществом. Таковые обнажены в бассейнах рек Азат, Веди и в Западном Вайоцдзоре и вскрыты буровыми скважинами в Приереванской депрессии.

Химико-битуминологическими исследованиями обосновано нефтегазопродуцирующее свойство верхнеэоценовых отложений Приереванской депрессии и установлено, что известные здесь нефтегазопроявления генетически связаны с этими отложениями.

Коллекторские свойства множества песчаных горизонтов среднего-верхнего эоцена Приереванской депрессии обоснованы бурением. Основная роль природных резервуаров в эоценовом разрезе принадлежит переходным слоям среднего-верхнего эоцена и верхней-регрессивной части верхнеэоценового разреза, представленной чередованием рыхлых песчаников и пластичных глин.

Итак, фациальный анализ пермо-триасовых, верхнемеловых, палеогеновых и миоценовых отложений Центральной и Юго-Западной

возраст пород		Литологический состав пород	Мощность	Тип пород					
отдел	подотдел			МНЗОН	Материнские	Каллепидарские	Экранная	Надматеринские	
Миоценовый	Средний	Коралловый известняк	200						
		Сланцы	300						
	Высокий	Сланцы	700						
		Сланцы	750						
		Сланцы	700	6					
		Сланцы	300						
		Сланцы	500						
		Сланцы	300						
		Сланцы	250	5					
		Сланцы	600						
Эоценовый	Средний	Сланцы	400	4					
		Сланцы	1050						
	Высокий	Сланцы	200						
		Сланцы	800	3					
		Сланцы	700						
		Сланцы	100	2					
		Сланцы	400						
		Сланцы	600						
		Сланцы	250						
		Сланцы	500						
Верхнемеловой	Средний	Сланцы	1000						
		Сланцы	200						
	Высокий	Сланцы	200						
		Сланцы	450						
		Сланцы	600	1					
		Сланцы	200						
		Сланцы	600						
		Сланцы	400						
		Сланцы	1000						
		Сланцы	850						
Сланцы	1400								

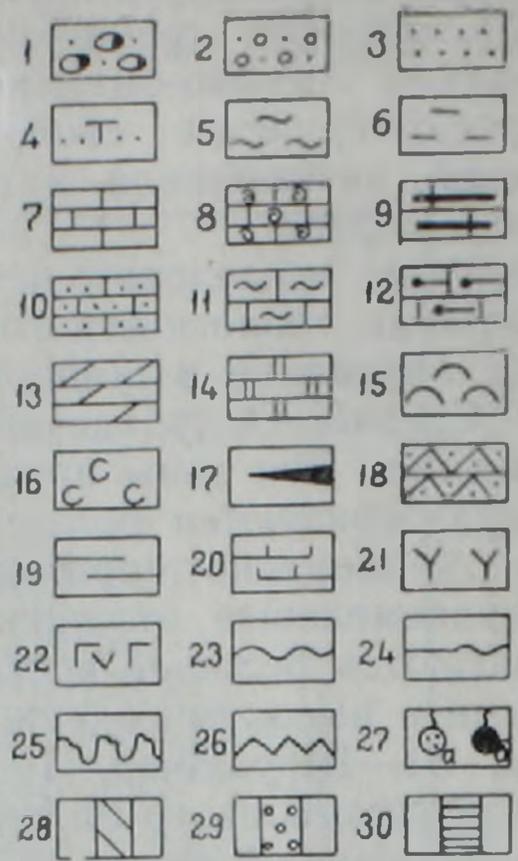


Рис. 2. Схема размещения зон возможного нефтегазонакопления в разрезе фанерозоя Центральной и Юго-Западной Армении. 1—конгломераты, 2—гравелиты, 3—песчаники, 4—туффосанчаники, 5—алевролиты, 6—глины, 7—известняки, 8—коралловые известняки, 9—кремнистые известняки, 10—песчаные известняки, 11—алевритовые известняки, 12—сильно битуминозные известняки, 13—мергели, 14—доломиты, 15—гипс, 16—каменная соль, 17—каменный уголь, 18—кварциты, 19—глинистые сланцы, 20—известковистые сланцы, 21—дацитовые порфириды, 22—габбро-диабазы. Залегания пород: 23—стратиграфически несогласное, 24—локально-стратиграфически несогласное, 25—ингрессивное, 26—угловое несогласное, 27—прямые признаки газа (а), нефти (б). 28—отложения прогнозно-нефтегазоматеринские, 29—отложения с удовлетворительными коллекторскими возможностями, 30—экранирующие покрывки.

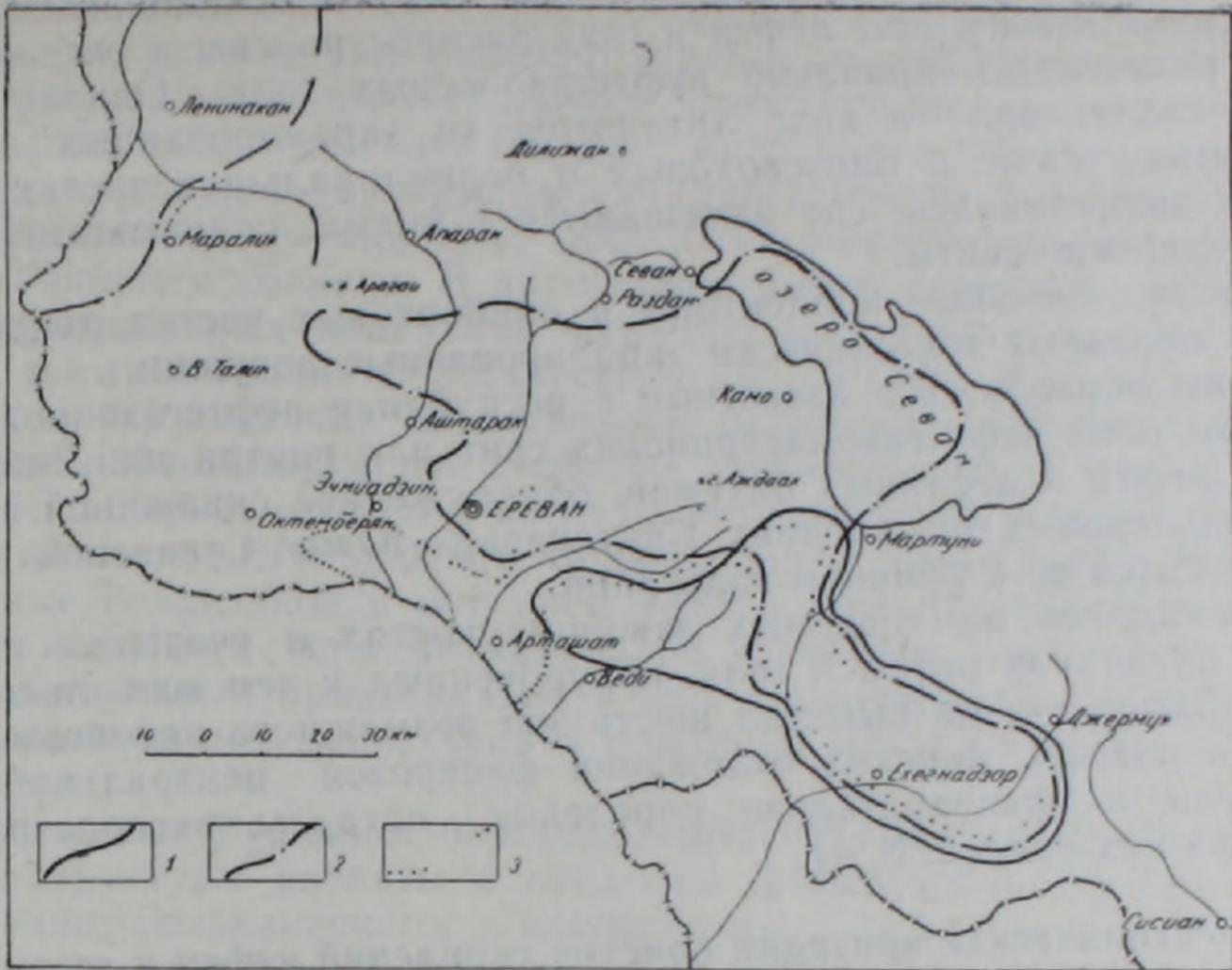


Рис 3. Схема распространения нижних зон возможного нефтегазонакопления: 1—зона первая—пермо-триасовая, 2—зона вторая—верхний юрски-сантоновая, 3—зона третья—дат-палеоценовая.

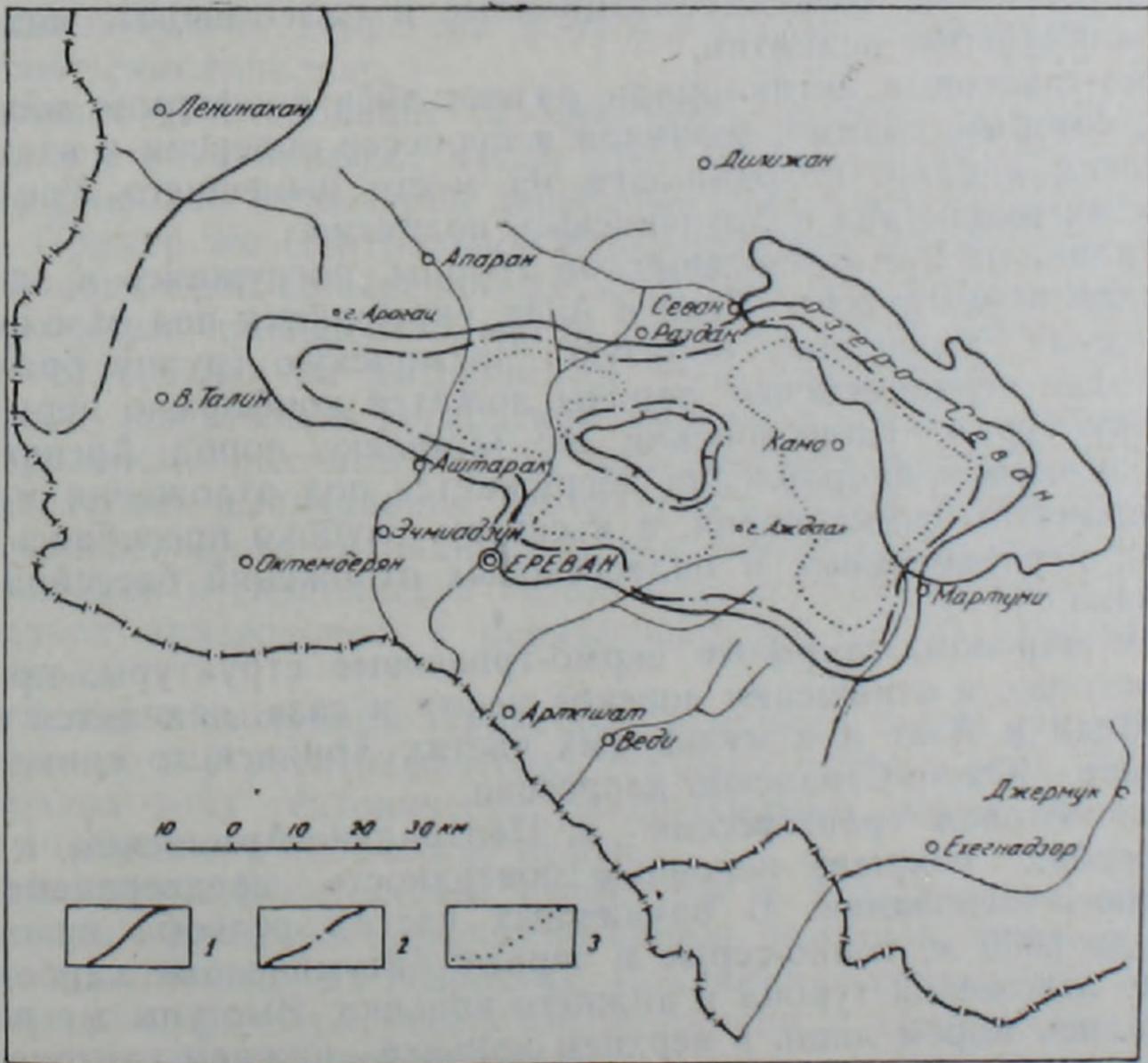


Рис. 4. Схема распространения верхних зон возможного нефтегазонакопления: 1—зона четвертая, приурочена к лютетскому ярусу, 2—зона пятая, приурочена к приабону, 3—зона шестая, приурочена к гельветскому ярусу.

Армении приводит к выводу, что прогнозно нефтегазоматеринские отложения приурочены к трансгрессивным циклам осадконакопления, а гранулярные коллекторы нефти и газа распространены в регрессивных частях разреза потенциально нефтегазоносных толщ. Однако гранулярные коллекторы в виде литологически экранированных ловушек встречаются также в близсводовых и переклиналиных частях инверсионных антиклиналей, где замещаются глинами, слагающими нефтегазоматеринские свиты.

Нередко песчаные коллекторы в прибортовых частях депрессионных зон образуют тектонически экранированные ловушки.

Таким образом, все известные в республике нефтегазопроявления встречены близ нефтегазоматеринских свит или внутри их. Лишь проявление нефти и нефтяных битумов, обнаруженное скважиной 1—Еранос в миоценовых отложениях Спитаксар—Южно-Севанской депрессии, находится во вторичном залегании.

Основываясь на подобных закономерностях и учитывая наличие прямых признаков нефти и газа, приуроченных к тем или иным отложениям, автор статьи выделил шесть зон возможного нефтегазонакопления в разрезе морских отложений фанерозоя центральной части республики и предварительно определил пределы распространения каждой из них (рис. 2, 3, 4).

Тектонические критерии поисков скоплений нефти и газа

Процесс генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа на территории Армянской ССР мог происходить аналогично другим геосинклинальным областям. Но, по имеющимся данным, основными ловушками углеводородных веществ могли здесь являться ведущие структуры региона—пермо-триасовые и верхнемеловые конседиментационные и палеогеновые конседиментационные и палеогеновые инверсионные антиклинальные поднятия.

Пермо-триасовые антиклинали развивались конформно нижнекарбовоным, которые, видимо, возникли в процессе инверсии и вздымания палеозойских впадин, находящихся на месте нынешнего Урц-Вайоцдзорского антиклинория и Аргичинского поднятия.

Антиклинали Урц-Вайоцдзорской группы, погружаясь в западном направлении в междуречье Веди и Азат, скрываются под отложениями верхнего мела. Здесь они образуют Чатминскую группу брахиантиклиналей, где верхнемеловые породы ложатся конформно пермо-триасовым структурам. Палеозойский же комплекс пород Аргичинского поднятия в южном направлении погружается под отложения мезокайнозоя Арпинского синклинория; а к северу, глубоко прогибаясь, образует ложе верхнемеловых и палеогеновых отложений бассейна Большого Севана.

Таким образом, закрытые пермо-триасовые структуры, представляющие интерес в отношении поисков нефти и газа, находятся в междуречье Веди и Азат и в мульдовых частях Арпинского синклинория и Спитаксар—Южно-Севанской депрессии.

Верхнемеловая трансгрессия в Центрально-Армянском и Карском прогибах покрыла неровную поверхность предверхнемелового гетерогенного основания. В опущенных частях рельефа накопились мощные, до 1000 м, темно-серые и черные битуминозные карбонатные сланцевые отложения турона и нижнего коньяка. Выступы же рельефа затапливались морем лишь в верхнем коньяке—нижнем сантоне, отложения которых залегают ингрессивно и образуют структуры облекания. Судя по имеющимся фактам, в силу постепенного разрастания верхнеконьяк-сантонского моря, каждый вышележащий песчаный слой отмеченных ярусов распространялся шире предыдущего. В итоге вся поверхность доверхнемеловых выступов покрывалась сплошным песчаным покровом—коллектором нефти и газа. Позже, благодаря более

интенсивному прогибанию дна водоема, на этих песчаных слоях нижнего сенона накапливаются глинисто-карбонатные отложения верхнего сенона, служившие уже надежно экранирующей крышкой. Таким образом, в контурах верхнемеловых конседиментных антиклиналей и куполовидных поднятий возникли пути миграции и концентрации углеводородных флюидов, которые могли двигаться из соседних депрессий, выполненных потенциально нефтегазоматеринскими отложениями турона и нижнего коньяка. В дат-палеоценовых, возможно, инверсионных антиклинальных поднятиях функцию поставщика нефти и газа, видимо, могли выполнять верхнесенонские отложения, поскольку в депрессионных зонах они представлены битуминозными известняками, имеющими нефтематеринское свойство (скважина 14—Егвард).

Типично верхнемеловыми конседиментационными структурами облекания являются Егвардское и Вохчабердское погребенные поднятия, выявленные геофизикой и бурением внутри Приереванской депрессии. К числу подобного типа антиклиналей относятся также чатминская группа обнаженных брахискладок и ряд антиклиналей, откартированных в бассейнах рек Веди, Арпа и в системе Вайоцзорского антиклинория.

Неизученные бурением верхнемеловые погребенные конседиментационные структуры развиты в пределах Давидашенского, Арзнинского, Саранист-Безаклинского, Гюмушского, Тгитского, Саруханского геофизических аномалий и других локальных максимумов силы тяжести, зарегистрированных в Приереванской, Южно-Арагацкой депрессиях и в бассейне оз. Севан.

Палеогеновые антиклинальные поднятия представлены как конседиментными, так и инверсионными генетическими типами антиклиналей. Первый из них возник конформно верхнемеловым антиклиналям, разделяющим депрессионные зоны, а складки второго типа образовались в центральных частях депрессий и мульд, где верхнемеловые отложения залегают синклинально.

Возможное формирование газонефтяных залежей в палеогеновых конседиментных антиклиналях могло происходить путем отжима углеводородных флюидов из центров депрессий и мульд к сводам смежных поднятий. Пример же Центрально-Октемберянской миоценовой и Шоракхюрской эоценовой инверсионных антиклиналей показывает, что в выявленных здесь проявлениях метан скопился иным путем. Первоначально он отжимался из материнских толщ центральных частей Октемберянской депрессии и Гегардской мульды к краевым их частям и концентрировался в песчаных слоях, замещающих материнские глины. Затем, вследствие выпучивания центральных частей депрессии и становления инверсионных антиклиналей, эти флюиды двигались в обратном направлении и скопились в литологически экранированных песчаных ловушках присводовых и периклинальных частей инверсионных антиклиналей.

В пределах исследуемой территории отмечены также тектонически экранированные и стратиграфические ловушки нефти и газа. Здесь зарегистрирована зона тектонически раздробленных пород, из которой доставлено небольшое количество нефти.

Миоценовые положительные структуры в большинстве конседиментны. Они сформированы конформно кровле выступов, сложенных породами всех домиоценовых возрастов. Исключение составляют солянокупольные структуры Приереванской депрессии и Центрально-Октемберянская инверсионная антиклиналь.

Плиоценовый тектонический этап развития области по интенсивности превосходит все предыдущие этапы, поэтому ему принадлежит решающая роль тектонической перестройки региона. Он не только контролировал распределение скоплений углеводородов в разнотипных структурных ловушках, но и обусловил гидродинамический режим залежей и их сохранность от уничтожения.

Плиоплейстоценовые тектонические деформации на исследуемой территории фиксируются распределением мощностей плиоцен-голоценовых образований, положением верхнесарматских морских отложений на резко различных гипсометрических отметках, наличием молодых взбросов и сдвигов, секущих образования верхнего сармата и плиоцена, интенсивным ростом миоценовых инверсионных антиклиналей, солянокупольных структур и прочими новообразованными формами рельефа.

Вместе с положительными факторами, обуславливающими формирование и сохранность газонефтяных скоплений, существуют также отрицательные факторы, к числу которых относятся:

а) ограниченные размеры депрессий, заключающих в себе небольшие по масштабам нефтегазоматеринские толщи;

б) глубокий эрозионный срез сводовых частей инверсионных антиклиналей, приведший к денудации верхних-регрессивных частей потенциально нефтегазоматеринских толщ, т. е. основных природных резервуаров нефти и газа;

в) блоковое строение области, которая рассечена частыми разломами больших амплитуд смещения, приведших к нарушению замкнутой гидродинамической системы возможно сформированных залежей нефти и газа;

г) часто встречающиеся кратеры плиоцен-четвертичных вулканов, иногда прорывающие возможно нефтегазоносные антиклинальные структуры.

Рекомендации по направлению дальнейших работ

Результаты проведенных за 1954—1974 гг. работ по проблеме нефти и газа в Армянской ССР в геологическом строении республики раскрыли ряд специфических черт, анализ которых позволяет внести рекомендации и предложить методику работ по выявлению наиболее перспективных на нефть и газ площадей.

1. Съёмка локального гравитационного поля. Проведенными ранее работами доказана эффективность гравиметрической съёмки локального поля по выявлению погребенных локальных депрессий и междепресссионных поднятий, соответствующих внутридепресссионным инверсионным и междепресссионным конседигенным антиклинальным поднятиям. Поэтому подобную съёмку в масштабе 1:50000 рекомендуем проводить на южном предгории Гегамского хребта и в бассейне оз. Севан на площади 3000 кв. км, расположенной на восточном продолжении уже заснятой этим методом территории.

2. Параметрическое бурение. За исключением Котайкской и Гегардской мульд Принереванской депрессии все известные верхнемеловые-палеогеновые депрессии Центрального прогиба Армянской ССР практически бурением не изучены. Между тем, как выяснилось, для обнаружения в Армении газонефтяных скоплений необходимо прежде всего изучать характер осадочного выполнения всех депрессионных зон и установить наличие в них потенциально нефтегазоматеринских свит. В этой связи рекомендуем в уже выявленных гравиразведкой четырех погребенных депрессиях—Спитаксар—Южно-Севанской, Мало-Севанской, Фонтанской, Южно-Арагацкой и в Доврийской мульде Принереванской депрессии пробурить по одной параметрической скважине до вскрытия, как минимум, подошвы верхнемеловых отложений, залегающей на глубине до 5000 м. Общий объем бурения пяти скважин, по предварительным подсчетам, составит около 25 тыс. м.

С целью удачного выбора точек заложений этих скважин считаем необходимым через намеченные для их проводки участки отработать взаимоперпендикулярные сейсмические профили КМПВ или другие сейсмические методы с тем, чтобы не бурить скважины в тектонически раздробленных зонах или в интенсивно прогнутых частях депрессий,

где подошва верхнемеловых отложений окажется на очень больших глубинах.

3. Площадная сейсморазведка и поисковое бурение. Ранее проведенные работы доказали, что наличие в депрессионных зонах потенциально нефтегазоматеринских свит является предпосылкой перспектив нефтегазоносности как внутридепрессионных инверсионных, так и междепрессионных конседигенных антиклинальных поднятий. Следовательно, по получении положительных результатов параметрического бурения можно смело приступить к подготовке обоих типов антиклинальных структур к поисковому бурению.

Рекомендуем откартировать верхнемеловые конседигенные антиклинали не только сейсморазведочным методом общей глубиной точки, но и другим, уже испытанным в условиях Армении методом КМПВ в комплексе с МРНП. Конечно, прежде всего следует оконтурить уже выявленные гравиметрической съемкой Вохчабердское, Арзинское, Саранист-Безаклинское, Гюмушское и Саруханское погребенные поднятия и определить местонахождение вершин этих антиклиналей по отложениям верхнего мела. Затем следует пробурить на каждой из них по одной поисково-оценочной скважине средней глубиной в 3500 м. Общий объем бурения составит 17,5 тыс. м.

Выявление и подготовка к поисковому бурению внутридепрессионных инверсионных антиклиналей и краевых тектонически экранированных ловушек нефти и газа можно осуществить сейсморазведочным методом РНП в комплексе со структурным бурением. Для выяснения характера внутридепрессионной складчатости пяти депрессий и установления в них наличия инверсионных антиклиналей и тектонически экранированных ловушек, наряду с применением МРНП необходимо будет пробурить 15 структурно-картировочных скважин глубиной 2000 м каждая,

Если в каждой депрессии выявится по одной инверсионной антиклинали и краевой тектонически экранированной ловушке, то для оценки нефтегазоносности 10 структур необходимо будет пробурить 10 поисково-оценочных скважин средней глубиной 3000 м.

Три поисково-оценочные скважины глубиной 3000 м каждая нужно пробурить на закрытых пермо-триасовых структурах в Арпинском синклинории, в южной прибортовой части Спитаксар—Южно-Севанской депрессии и в пределах Чатминского антиклинория, выбирая непрорванную гипербазидами структуру.

Таким образом, мы предполагаем осуществить однозначную оценку нефтегазоносности верхнемеловых, палеогеновых и пермо-триасовых отложений центральной части Армянской ССР съемкой локального гравитационного поля на площади 300 кв. км, сейсморазведкой КМПВ—на 250 кв. км, МРНП—на 700 кв. км, 15 структурными скважинами глубиной до 2000 м каждая, пятью параметрическими скважинами средней глубиной 5000 м и 18 поисково-оценочными скважинами общим объемом бурения в 56,5 тыс. м.

Вместе с тем, учитывая эффективность морфоструктурного метода поисков скрытых под лавами складчатых и разрывных структур, рекомендуем провести 500 лог. км маршрутов с целью расшифровки новообразованных форм рельефа и удачного выбора направлений сейсмических профилей и точек заложения параметрических скважин.

Для составления региональных литологических профилей наряду с данными буровых скважин рекомендуем использовать обнаженные разрезы верхнемеловых и палеогеновых пород, встречающихся вдоль краевых обрамлений депрессий и мульд. С этой целью необходимо провести послойное описание выходов пород в суммарном разрезе объемом в 3000 лог. м.

Ա. Ա. ՏԱՇՉՅԱՆ

ՀԱՅԿԱԿԱՆ ՍՍՀ ԿԵՆՏՐՈՆԱԿԱՆ ՄԱՍԻ ՆԱՎթԱԳԱԶԱԲԵՐՈՒԹՅԱՆ
ՀԵՌԱՆԿԱՐՆԵՐԻ ԵՐԿՐԱԲԱՆԱԿԱՆ ՉԱՓԱՆԻՇՆԵՐԸ

Ա մ փ ո փ ու մ

Հողվածում հիմնավորված են Հայկական ՍՍՀ բնատարածքի կենտրոնա-կան մասում նավթի և գազի կուտակումների որոնման շերտագրա-բարագրա-կան և տեկտոնական չափանիշները:

Ածխաջրածնային կուտակումների որոնումներն առաջարկվում է սկսել նավթադազաբեր մայր ապարների ստվարաշերտերի ի հայտ բերմամբ՝ շուտումնասիրված իջույթները հորատելու միջոցով և ուղղել դրանք հիմնականում ուշ կավձի կոնսեդիգեն և պալեոգենի շրջադասված անտիկլինալների ուսումնասիրման համար, քանզի դրանք հանդիսանում են նավթի և գազի կուտակման համար առավել հեռանկարային կառուցվածքային ձևերը հանրապետու-թյան բնատարածքում:

A. A. TASHCHIAN

THE ARMENIAN SSR CENTRAL PART OIL AND GAS PRESENCE
GEOLOGICAL CRITERIA

A b s t r a c t

The stratigraphic, lithologic and tectonic criteria of oil and gas accumulations search on the central part of the Armenian SSR territory are substantiated.

The hydrocarbonaceous accumulations search is suggested to begin for revealing the oil-gas-parental series by drilling the unstudied depressions and generally to direct at studying the Late Cretaceous con-
digenous and Paleogene inversion anticlines as the most perspective structures on the Armenian SSR territory.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Арбатов А. А., Овакимян М. Г. и др. О возможной нефтегазоносности Приараксинской тектонической зоны Малого Кавказа.—Изв. АН АрмССР, Науки о Земле, 1975, № 1, с. 34—43.
2. Бакиров А. А. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., 1968, 466 с.
3. Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти.—Докл. и матер. сов. геол. XX Междунар. геол. конгресс, т. 1, Гостоптехиздат, 1958, с. 29.
4. Губкин И. М. Учение о нефти. ГОНТИ, 1932, 302 с.
5. Калинин М. К. О методике поисков нефти и газа в новых провинциях.—В кн.: Геология и геохимия, № 2 (VIII), изд. ВНИГРИ, 1958, 324 с.
6. Леворсен А. И. Геология нефти и газа. М.: 1970, 638 с.
7. Рассел У. Л. Основы нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1958, 463 с.
8. Рухин Л. Б. Основы литологии. Л.: 1961. с. 710—725.