

УДК 553.982

А. Т. АСЛАНЯН, А. Р. АРУТЮНЯН, Р. А. АРАКЕЛЯН,
Э. Х. ГУЛЯН, А. Г. ДУРМИШЬЯН, В. М. МУРАДЯН

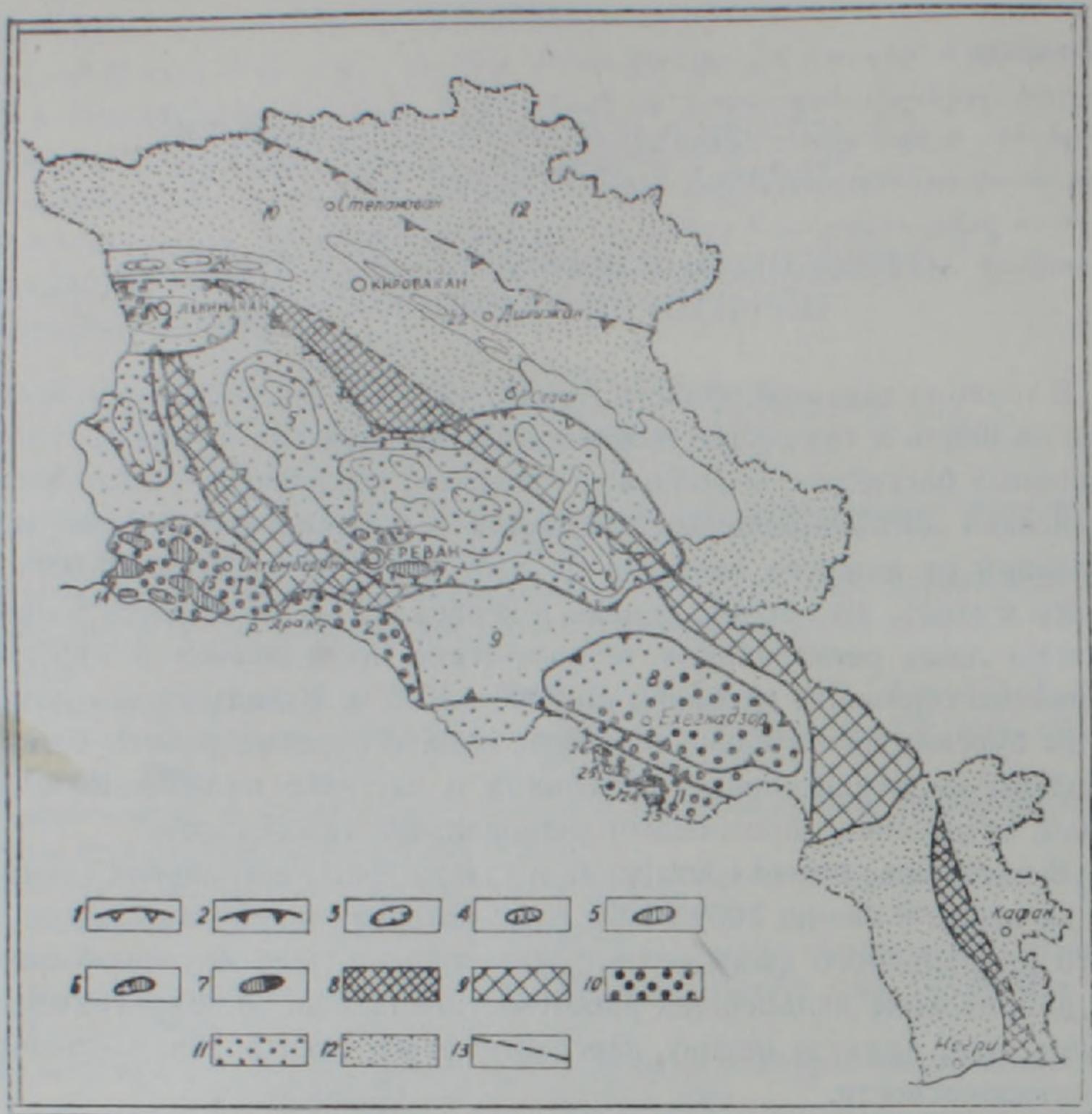
О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ АРМЯНСКОЙ ССР

В горно-складчатой области Армянской ССР геологоразведочные работы на нефть и газ осуществляются в небольших по площади седиментационных бассейнах, выполненных мощным комплексом разнообразных интенсивно дислоцированных осадочных и вулканогенно-осадочных образований от нижнего палеозоя до неогена включительно. Работы эти начаты с конца 40-х годов, однако в первое десятилетие здесь были выполнены лишь региональные геологические исследования и пробурены единичные скважины глубиной до 2000—2500 м. В дальнейшем объем и темпы бурения значительно возросли, однако буровые работы были направлены на опоскование неогеновых и частично палеогеновых отложений, отмеченных признаками региональной газоносности.

В настоящее время составлена и утверждена Генеральная схема работ на нефть и газ на 1969—1975 гг., в которой подытожены результаты всего накопленного фактического материала и дано научно-обоснованное направление дальнейших работ. Осуществление этой программы позволит дать прямую оценку перспектив недр республики в отношении нефтегазоносности.

Главнейшими перспективными районами, в которых сконцентрированы основные объемы геологоразведочных и геофизических работ, являются Араратская впадина в составе Октемберянской и Приараксинской депрессий, Центральный прогиб (соответствующий в основном центральному гравитационному минимуму Армянской ССР), разобщенный на ряд самостоятельных депрессий, Ленинанская впадина и восточная часть Урц-Айоцдзорского антиклинория. Потенциально интересными являются Сабунчинский прогиб, Вайоцдзорский, Чатма-Вединский и, частично, Севано-Ширакский синклиорий (фиг. 1).

В подавляющей части упомянутых прогибов разрез неогена довольно однотипен и выражен глинисто-песчаными отложениями сармата, солонско-гипсоносной формацией и пестроцветными молассовыми образованиями (общей мощностью, колеблющейся от 1000 до 2500 м), повсеместно перекрытыми покровным плиоцен-четвертичным комплексом вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород. Ниже указанных глубин известный нам геологический разрез приобретает строго индивидуальные черты в отдельных крупных тектонических элементах как в смысле его стратиграфической полноты и мощностей отложений, так и в отношении фациальных особенностей пород. При этом, одной из главнейших особен-



Фиг. 1. Обзорная карта тектонического районирования применительно к перспективам нефтегазоносности территории Армянской ССР (по А. Т. Асланяну, Р. А. Аракелян, А. Р. Арутюняну, Д. А. Оганесяну).

Границы: 1. Осадочных и вулканогенно-осадочных наложенных прогибов. 2. Синклинорий и антиклинорий. 3. Внутренних депрессий и локальных структур. 4. Площадь развития соляной тектоники. 5. Структуры, выявленные бурением и картированием. 6. Проявления газа. 7. Проявления нефти. 8. Метаморфический фундамент, обнажающийся. 9. Погребенные поднятия фундамента. 10. Территории возможно перспективные по неогену, палеогену, мезозою, частично, палеозою. 11. Возможно перспективные по палеогену, верхнему мелу и, частично, сармату и менее перспективные территории. 12. Бесперспективные территории. 13. Региональные тектонические швы.

Цифры на карте. Депрессии (впадины, прогибы): 1. Октемберянская; 2. Приараксинская; 3. Сабунчинская; 4. Ленинаканская; 5. Арагацкая; 6. Фонтанская-Агмаганская; 7. Спитаксар-Южно-Севанская. Синклинории: 8. Вайццзорский; 9. Чатма-Вединский; 10. Севано-Ширакский. Антиклинории: 11. Урц-Айоццзорский; 12. Алавердский. Структуры и проявления газа и нефти: 13. Октемберянская; 14. Шаварутская; 15. Севабердская и Беркашатская; 16. Ахурянская; 17. Баграванская; 18. Кармрашенская; 19. Шорахпюрская; 20. Егвардская; 21. Марал-Чичханская; 22. Дзыкнагет-Агстевская; 23. Севсарская; 24, 25, 26. Ундуляции Гтац-Сарской структуры.

ностей является наличие в южных районах палеозойских толщ (силур-пермь), рассматриваемых, возможно, в качестве нефтематеринских и отсутствие их в северных и центральных, где образования верхнего мела залегают с громадным перерывом на эпопалеозойском метаморфическом фундаменте. Другим важным моментом является присутствие терригенно-карбонатного разреза эоцена в Октемберянской депрессии и преимущественно терригенного в Приараксинской, в отличие от вулканогенно-осадочного в Центральном прогибе, наличие мощных осадочных толщ палеоцена и данния (вскрытая мощность до 1300 м и более) в Приараксинской депрессии, тогда как в других районах мощности этих отложений весьма незначительны. Этими неполными данными и исчерпываются в настоящее время материалы относительно развития осадочных толщ в глубоких частях разреза перспективных территорий, поскольку в Октемберянской и Приараксинской депрессиях осадочные породы верхнего мела (древнее датского яруса) до сих пор еще не выявлены и не изучены, хотя и по геофизическим данным мощность осадочного чехла оценивается здесь до 5 км и более.

Вместе с тем, материалы скважин №№ 1—Чатма, 5—Маркара, 15—Қармрашен и 8—Ахурян указывают, видимо, на широкое развитие вулканогенных пород типа пород хосровской толщи в полосе, соответствующей, в общем, расположению указанных скважин. При этом на участках гравитационных максимумов породы эти занимают относительно высокое гипсометрическое положение, погружаясь под осадочные отложения палеогена и верхов верхнего мела в сопредельных гравиминимумах. Обстоятельство это, конечно, ухудшает перспективы глубоких горизонтов упомянутых депрессий на нефть и газ.

Известно, что одной из наиболее важных особенностей недр, с точки зрения целенаправленных поисков на глубокие горизонты, является соотношение структурных планов между отдельными тектоно-стратиграфическими комплексами. В настоящее время можно считать доказанным наличие структурных несогласий между над- и подсолевым разрезом неогена Приереванского района, между неогеном и палеогеном, между верхним мелом и палеозойским комплексом. Нужно, однако, учесть, что это в полной мере относится, видимо, к бортовым зонам депрессий, тогда как в глубоких частях последних не исключен их единый план. То же самое относится и к стратиграфическим перерывам, поскольку имеющийся материал в ряде случаев указывает на значительную мощностную и стратиграфическую полноту разрезов центральных частей прогибов. Тем не менее, в подобных условиях поиски залежей нефти и газа в нижних структурных этажах требуют предварительного изучения их строения и надлежащей подготовки к глубокому разведочному бурению, что осуществляется геофизическими методами (в первую очередь сейсморазведкой) и структурным бурением. Такая подготовка приобретает особую важность в геосинклинальных областях, где локальные структуры обычно отличаются сравнительно небольшими размерами, большими углами падения крыльев, и поэтому принципы заложения разведочных скважин

по верхнему структурному этажу, как правило, не отвечают оптимальным условиям нижних структурных этажей, в связи с чем пробуренные на сводах антиклиналей скважины оказываются в неблагоприятных структурных условиях и выходят далеко за контур предполагаемых там залежей нефти и газа. Поэтому подготовка локальных структур для глубокого разведочного бурения, а в более широком плане—подготовка соответствующего фонда структур к бурению является первостепенным условием успешных поисков.

Вопрос несоответствия структурных планов, таким образом, играет в рассматриваемом случае одну из главных ролей, в силу чего условие эффективного применения сейсморазведки приобретает первостепенное значение. Между тем, в настоящее время материалы ее не могут быть использованы для составления разрезов и структурных карт, поскольку еще не выработана рациональная методика работ в условиях лавовых покровов. В самое последнее время получен лишь первый материал методом КМПВ по картированию поверхности фундамента на Октемберянской площади и производятся работы по выяснению возможностей получения обменных волн и материала по методу обращенного годографа (МОГ).

Совершенно очевидно, что при подобных условиях поискового бурения можно рассчитывать только на случайные открытия, маловероятные для аналогичных провинций. В сложившихся условиях известную пользу может принести структурное бурение, но объемы его, техническая оснащенность и, особенно, глубины бурения отстают от требуемого уровня, что обуславливает общую недостаточную эффективность и этого важного этапа поисков. Теперь становится неоспоримым, что наряду с разработкой эффективных для указанных геологических условий методов сейсморазведки—КМПВ, обменные волны, МОГ, РНП, МОВ (последние два метода для районов с отсутствием покровных лав) требуется усиление и усовершенствование структурного бурения, увеличение его объема, увеличение проектных глубин скважин и рациональное сочетание его с параметрическим бурением и первыми надежными данными сейсморазведки. При этом, глубины структурных скважин для отдельных районов должны быть определены индивидуально. Так, для Октемберянской депрессии целесообразно при необходимости доводить скважины до кровли палеонтологически доказанного среднего эоцена, т. е. на 2500—3000 м, тогда как в Приараксинской депрессии достаточно бурить до 2000 м, а в Центральном прогибе—даже несколько меньше, опять-таки ориентируясь на эоцен, а в ряде случаев—на палеоцен. Этим работам должно предшествовать параметрическое бурение на глубокие горизонты со вскрытием всей толщи осадочного чехла.

Известно, что необходимым условием формирования залежей нефти и газа является наличие в разрезе пород более или менее удовлетворительных коллекторов. Изучение разрезов, вскрытых в ходе глубокого и структурного бурения, показывает, что терригенно-туфогенная миоцен-олигоценная формация Армении удовлетворительных коллекторов содер-

жит мало и с этой точки зрения имеет ограниченные перспективы. К такому выводу приводят тщательное изучение материалов промышленной геофизики, данные лабораторных исследований керна и анализ результатов опробования скважин. Исключение составляет ряд горизонтов, на которых остановимся ниже.

Исследованиями установлено, что коллекторы третичных отложений состоят преимущественно из сильно сцементированных плотных глинистых и туфогенных песчаников, туфогенных аргиллитов и алевролитов, чередующихся с глинистыми прослоями различной мощности. Пористость таких пластов невысокая, проницаемость низкая и большей частью исчисляется в единицах миллиарда.

В процессе опробования законченных бурением глубоких и структурных скважин, для испытания на приток, естественно, выбирались объекты, обладающие лучшей характеристикой. И тем не менее, из числа 88 объектов, законченных опробованием за все время разведки, в 49 случаях пласты оказались непроницаемыми (отсутствие притока). В 29 объектах получен приток воды от 1 до 5 м³ в сутки, но и здесь, при подсчете, проницаемость пластов составила менее одного миллиарда и лишь в 10 случаях оказалась больше 1 мд. Таким образом, 89% опробованных объектов характеризуется неудовлетворительными коллекторскими свойствами. Стратиграфически они относятся к различным интервалам третичных отложений, но в основном приурочены к разрезу миоцена.

Приведенный анализ результатов опробования пробуренных скважин позволяет делать важные выводы: поскольку более 80% всего метража глубокого и структурного бурения было направлено на разведку третичных (в подавляющей части неогеновых) отложений, в большей части разреза которых, как выясняется, достаточного объема необходимых коллекторов не содержится, возникает необходимость поисков лучших коллекторов, способных служить природными резервуарами для промышленных залежей нефти и газа¹. Эта задача, выполнение которой связано с некоторой переориентацией разведочного бурения, представляется одним из решающих условий успешных поисков.

¹ Эта рекомендация вовсе не означает, что от разведки третичных отложений следует отказаться. Например, в Октемберянской депрессии эти вопросы должны быть дополнительно изучены, поскольку разрез палеогена не вскрыт еще полностью и не опробован, в Центральном прогибе наибольший интерес представляют контактовые зоны отдельных стратиграфических единиц и в целом отложения олигоцена и верхнего миоцена. Далее, по-видимому, для всех районов интересны прирасткомные зоны, также подлежащие изучению. В ряде случаев в третичных образованиях уже обнаружены благоприятные коллекторы. Примером могут служить объекты, вскрытые в скважине 11-Октемберян (интервалы 2280—2260 м и 2245—2230 м), в скважине № 2 пл. Мхчян (интервал 890—900 м), в скважинах №№ 11 и 14-Раздан, представленные весьма интересными каротажными показателями, обуславливающими крайнюю необходимость их опробования и дальнейшего изучения этих участков. Поэтому в ходе глубокого бурения на мезозойские и, возможно, более древние отложения, а также самостоятельно, палеогеновый и частично неогеновый комплексы должны быть достаточно изучены.

О возможности обнаружения в нижних слоях осадочного чехла хороших, преимущественно трещинных коллекторов, можно судить на основании фактического (правда, еще скудного) материала.

Результаты глубокого бурения показывают, что уже в низах третичного и верхах мезозойского комплексов (скважины №№ 2 и 11—Мхчян—датские слои единого палеоцен-датского комплекса) характеристика разреза за счет трещиноватости пород заметно улучшается. Однако, более значительное развитие трещиноватости и влияние ее на коллекторские свойства можно ожидать в карбонатных породах верхнего мела и палеозоя.

Практика геологоразведочных работ показывает, что во многих районах сильная дислоцированность третичных отложений, как правило, указывает на возможную трещиноватость карбонатных образований мезозойского комплекса. Некоторые авторы это обстоятельство выдвигают в качестве поискового признака, на основе которого для разведки, в первую очередь, рекомендуют складки, залегающие под резко дислоцированными третичными образованиями [3, 6]. В подобных условиях основная роль в образовании трещиноватости принадлежит тектоническим факторам—силам растяжения и сжатия горных пород, в результате которых в процессе складкообразования жесткие карбонатные породы в присводовой части складок постепенно растрескиваются. Наряду с этим, особенности геологического развития рассматриваемой территории допускают возможность формирования трещиноватости и в результате других явлений (выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, эпигенетическая сульфатизация, начальная стадия метаморфизма и пр.). Существенное значение в этих процессах имеет температурный режим, особенно колебания его во времени.

Возможность обнаружения трещинных коллекторов в верхнем мелу и подстилающих отложениях на значительной части перспективной территории республики подтверждается результатами непосредственного их изучения. Интерес представляют исследования первых образцов керна, поднятых в ходе глубокого бурения, указывающие на наличие микро- и макротрещиноватости с трещинами, заполненными вторичными образованиями, а в ряде случаев—свободными. В этой связи можно указать на параметрическую скважину 14-Раздан, в процессе бурения которой с глубины 2188—2190 м были подняты образцы трещиноватых известняков верхнемелового возраста с признаками нефти. По каротажным данным в разрезе скважины выделяется ряд объектов (особенно в интервалах 2360—2372 м, 2260—2273 м, 1901—1914 м), представляющих несомненно интерес для опробования.

Возможное наличие широкоразвитых трещинных коллекторов может сильно изменить оценку нефтегазоносности территории. При самых низких значениях пористости и особенно проницаемости, недостаточных для обеспечения фильтрации нефти и газа по пласту и получения нормальных промышленных притоков их, наличие трещиноватости превращает пласт в высокопродуктивную систему. Указанное явление обуслов-

ливается внутрипластовыми перетоками флюидов из слабопроницаемых пор (из матрицы породы) в трещины, обладающие огромной проницаемостью, с последующей нормальной фильтрацией их из пласта в скважину.

Другим немаловажным (а в ряде случаев, возможно, и преобладающим) источником удовлетворительных коллекторов в разрезе верхнего мела могут служить достаточно мощные слои песчаников и конгломератов нижнего сантона, верхнего коньяка и турона и горизонты песчаников в дат-палеоцене. В ряде разрезов на территории республики, поддающихся визуальному наблюдению, породы эти имеют довольно благоприятные параметры; это слабосцементированные, часто рыхлые породы с несомненно хорошими свойствами гранулярных коллекторов. В разрезах единичных скважин, пробуренных в пределах Урц-Айоцзорского антиклинория, пористость их доходит до 25—30%, проницаемость—до 300 мд и более. Положительным является также наличие в указанном разрезе глинистых покрышек.

Судя по масштабам развития третичных отложений и их мощности, юго-западная и центральная части территории Армянской ССР в третичное время представляли собой область довольно интенсивного накопления осадочных и вулканогенно-осадочных толщ. Чередование различных типов пород и заметное изменение их мощностей свидетельствуют о частых и значительных колебаниях дна бассейна, изменениях характера и режима областей сноса и накопления осадков. В результате длительного, непрерывно-прерывистого прогибания, подстилающие мезозойские отложения соответственно испытывали длительное погружение до глубин, благоприятных для преобразования исходного органического вещества и генерации жидких и газообразных углеводородов.

На примере ряда геологических провинций, обладающих сходной историей тектонического развития, видно, что в аналогичных условиях пластичные породы третичного возраста (в нашем случае олигоцен и неоген), в разрезе которых, как правило, преобладают глинистые, песчано-глинистые и галогенные образования, обычно подвергаются интенсивной дислокации и образуют сложные, резко нарушенные, асимметричные структурные формы, в то время как подстилающие, более жесткие породы палеогена и мезозоя, отличаются относительно спокойным залеганием и характеризуются благоприятными условиями сохранения залежей [3, 4]. Далее установлено, что локальные складки по нижним структурным этажам по сравнению с верхними отличаются значительно большими размерами. Указанные особенности свидетельствуют о возможности выявления в мезозойском комплексе перспективных районов относительно крупных структурных форм, благоприятных для скопления нефти и газа.

В ряде случаев несомненный интерес будет представлять и другой тип ловушек, приуроченных к зонам выклинивания определенных стратиграфических горизонтов и литологических комплексов. В настоящее время такие зоны намечены почти во всех описываемых тектонических формах. Дальнейшее их изучение и детализация с помощью бурения на

наиболее интересных участках является одной из первоочередных задач.

Ограничивается ли возможность обнаружения благоприятных условий для нефтегазонакопления (структурных форм, коллекторов и т. д.) только верхнемеловыми образованиями? Ответ на этот вопрос, представляющий значительный интерес для дальнейших поисков, связан с изучением строения, стратиграфической полноты, вещественного состава, состояния и мощности нижних слоев осадочного чехла и, несмотря на наличие благоприятного геологического материала и в целом обоснованных представлений по палеозою республики (Аракелян Р. А., Оганесян Дж. А. и др.), может быть получен только в результате параметрического и поискового бурения в пределах закрытых структур Айоцзора, а, возможно, и в Приараксинской депрессии.

Рассматриваемые в настоящей статье перспективные структуры возможного нефтегазонакопления находятся в закрытых условиях, и определение их тектонической природы представляет серьезные трудности. По этому вопросу существует ряд точек зрения [1, 2 и др.], рассмотрение которых не входит в нашу задачу.

Существующий фактический материал (подкрепленный самыми последними данными глубокого бурения—скважины №№ 11-Октемберян, 2-Мхчян и др.) подтверждает скорее мнение относительно приуроченности этих районов к многоосинклинальной области Закавказского орогена [1]. Главной особенностью последнего, с точки зрения рассматриваемой проблемы, является преимущественное развитие здесь осадочных отложений при небольшой (по отношению к эвгеосинклинальным областям) роли в разрезе магматического материала. В геологическом разрезе области участвуют осадочные толщи верхнего силура, девона, нижнего карбона, перми (схожими с доманиковой формацией Урала), нижнего и среднего триаса, юры, верхнего мела (частично в вулканогенной фации) палеогена и неогена (известняки, песчаники, глины, галогены) с примесью туфогенного материала в верхах разреза. К различным стратиграфическим комплексам приурочены небольшие магматические тела интрузивного, эффузивного, субинтрузивного характера. Это—вулканогенная толща, размещенная в турон-коньякском стратиграфическом комплексе (к сожалению, относительно широко развитая) с приуроченными к ней малыми интрузивными габбро-перидотитов, а также небольшие пластовые интрузии габбро-порфиритов, андезито-базальтов и др., залегающие в третичных отложениях и связанные с магматической деятельностью эоцена, миоценова и антропогена.

Складчатость области выражена преимущественно формами антиклинального и синклинального характера и куполовидными структурами облегантания (в основном приуроченными к гравитационным максимумам, характеризующим локальные поднятия фундамента), часто осложненными брахиструктурами от достаточно крупных до незначительных (сотни метров в поперечнике).

Главнейшими тектоническими этажами области (структурно-стратиграфические комплексы) являются:

1. Эопалеозойский. Метаморфический фундамент.
2. Верхнесилурийский-нижнекарбоновый. Мощные толщи графитизированных глинистых сланцев, битуминозных известняков и глинистых сланцев с прослоями флюоритов и песчаников. Суммарная мощность до 3500 м.
3. Пермотриасовый. Пиробитуминозные, песчанистые и глинистые известняки, угленосные песчаники, алевролиты и др. Общая мощность 2500—3000 м.
4. Юрский-нижнемеловой. Вулканогенно-осадочные и осадочные образования.
5. Верхнемеловой-палеоценовый. Известняки, песчаники, конгломераты, глинистые сланцы, мергели, алевролиты, аргиллиты, порфириты. Мощность до 3000 м и более.
6. Эоцен-олигоценый. Осадочно-вулканогенная и осадочная толщи, сложенные песчаниками, туфопесчаниками, глинами, известняками, порфиритами, алевролитами и др. Общая мощность до 2000 м и более.
7. Неогеновый. Состав миоцена и нижнего плиоцена выражен в основном песчано-глинистыми, молассовыми, соленосно-гипсоносными и в верхах разреза—вулканогенно-осадочными породами. Общая мощность до 3000 м.
8. Верхний плиоцен-антропоген. Покровный комплекс (лавы, озерные отложения и др.).

Необходимо отметить, что указанные максимальные мощности пород, слагающие отдельные этажи, претерпевают резкие изменения, обусловленные как первичным сокращением мощностей и размывом, так и степенью присутствия в разрезах вулканогенного материала. Перечисленные тектонические этажи разделены структурными и стратиграфическими несогласиями.

Приведенный беглый обзор положения и состава толщ, развитых в перспективных областях, указывает на сложную и многоэтапную историю геологического развития этой территории. Ряд особенностей ее может быть использован для выяснения перспектив нефтегазоносности в общих чертах. Одной из них является, как уже указывалось, присутствие в низах разреза потенциально нефтематеринской свиты, исследование которой указывает на несомненное генерирование ею углеводородов в прошлые геологические периоды и даже отдачу их в верхние горизонты разреза в недавнем прошлом (эоцен). В современной же стадии геологоразведочных работ для поисков залежей нефти и газа требуются более конкретные данные, отражающие подготовку необходимых предпосылок поисков—наличие ловушек, коллекторов и благоприятной геохимической обстановки.

Важнейшим критерием нефтегазоносности области, на наш взгляд, является получение на Октемберянской площади первоначальных существенных притоков газа из скважин №№ 13 и 7. Дело не только в том, что в поисковой скважине № 13 впервые получен фонтан метанового газа. Гораздо важнее поисковое значение этого факта.

Изучение материала по данному району приводит нас к выводу о вторичном происхождении указанного газа. Он образовался, видимо, за счет дегазации более крупной залежи, расположенной в нижних структурных этажах, в результате миграции газа по тектоническому нарушению, фиксированному близ скважины № 13. В этой связи нелишне упомянуть, что абсолютный возраст газа, определенный во ВНИИГАЗ-е по гелию и аргону, равен 60—70 млн. лет (палеоцен—нижний эоцен).

Когда та или другая область не содержит промышленных залежей нефти и газа, спорадические притоки газа обычно характеризуются сравнительно низким содержанием углеводородов. Здесь, в зависимости от геологической обстановки, в составе газа, как правило, присутствует заметное количество углекислого газа, азота и пр. Наличие столь высокого содержания метана и его гомологов при прочих благоприятных условиях может служить показателем возможной промышленной нефтегазоносности района (в продукции скважин №№ 13, 7 содержание метана составляет 96—99%). Все это может свидетельствовать о возможности выявления скоплений нефти и газа в нижезалегающих комплексах осадочных образований.

Материал газометрии глубоких скважин, по-видимому, подтверждает сказанное. Дегазация и исследование газа промывочной жидкости, производящиеся в процессе проводки скважин по отложениям палеогена и датского яруса (скважины №№ 11, 18—Октемберян, 2-Мхчян, 30-Фонтан), указывают на объемные (в 1 литре промывочной жидкости) содержания метана от 10—20 до 60—80% и наличие всей гаммы тяжелых углеводородов. Все это свидетельствует о существовании признаков региональной газоносности в отложениях, залегающих стратиграфически ниже так называемой Октемберянской толщи, залегающей в широком стратиграфическом диапазоне между палеонтологически обоснованными отложениями сармата и верхами среднего эоцена.

Указанные предположения в известной мере подтверждаются и результатами битуминологических исследований, выполненных в лабораториях Института геологических наук АН АрмССР и ВНИГНИ. При наличии резкого колебания содержания органического вещества в отложениях миоцен-олигоцен-эоцена (от 0 до 3%) и тенденции увеличения его со стратиграфической глубиной, установлено преимущественное содержание спирто-бензольного экстракта (газообразных углеводородов), что, по-видимому, отражает влияние вертикальной миграции углеводородов в газовой фазе из области, характеризующейся более благоприятными термодинамическими условиями их генерации и взаимных фазовых превращений.

Одной из важных геологических предпосылок успешных поисков нефти и газа являются условия сохранения образовавшихся залежей от разрушения. Специфические черты геологического строения территории Армянской ССР, интенсивность тектонических дислокаций, широкое распространение изверженных пород и значительное развитие эффузивного и интрузивного магматизма, несомненно, отрицательно характеризуют

геологические условия сохранения залежей нефти и газа. И тем не менее, как показали исследования ряда авторов [5], рассматривать указанные выше факторы как явление, с которым связано значительное по масштабам разрушение предполагаемых нефтегазоносных свит, нельзя¹.

Здесь с известной долей разницы следует указать на аналогию с деятельностью газогрязевого вулканизма, хотя генетическая природа последнего совершенно другая.

Характерным условием как магматизма, так и газогрязевого вулканизма является разрыв сплошности горных пород. Именно эта особенность обуславливает возможность извержения на данном участке земной коры и является одной из предпосылок вулканической деятельности.

Разрывы сплошности осадочного чехла горных пород, в том и в другом случае, как правило, характеризуются значительной протяженностью. Как магматические, так и газогрязевые вулканы часто располагаются относительно линейно на региональных тектонических швах. Их деятельность, несомненно, приводит к полному или частичному разрушению близлежащих скоплений углеводородов. Об этом, в частности, свидетельствуют колоссальные выбросы углеводородного газа в атмосферу во время периодических извержений грязевых вулканов. Подсчеты показывают, что за время деятельности грязевых вулканов Восточного Азербайджана потери газа из недр составляют астрономическую цифру — $2 \cdot 10^{15}$ куб. м. И тем не менее, в зоне развития газогрязевого вулканизма, включая структуры, осложненные действующими и потухшими вулканами, содержатся крупные залежи нефти и газа, что прежде всего объясняется длительностью процессов генерации нефти и газа и формирования их залежей. Именно эта особенность обеспечила восполнение потерь, имевших место в результате проявления различных механизмов разрушения залежей. Указанная особенность может быть, по-видимому, отнесена и к зонам воздействия магматического вулканизма рассматриваемой области в случае, если остальные критерии характеризуют данную область как перспективно нефтегазоносную, что в настоящее время выясняется в процессе всего комплекса проводимых работ.

¹ Вопрос о возможном влиянии новейшего вулканизма на перспективы нефтегазоносности территории Армянской ССР рассмотрен в работе К. Г. Шириняна.

Автор на основе анализа природы новейшего вулканизма Армении приходит к заключению, что «рассматривать вулканизм в условиях Армении как явление, с которым связано полное повсеместное уничтожение ожидаемых газонефтяных залежей, нельзя». Далее автор выделяет «полне перспективные прогибы, разделяющие вулканические нагорья и, в первую очередь, относительный прогиб, расположенный между западным склоном Гегамского нагорья и восточными склонами Арагаца».

С. Г. Саркисян [5] рассматривает данную проблему главным образом на материале юрских и меловых отложений Западно-Сибирской низменности. В числе ряда аспектов влияния вулканической деятельности на нефтегазоносность осадочных образований автор рассматривает вопрос о том «могут ли магматические тела в районе развития осадочных отложений быть отрицательным явлением для поисков нефтяных и газовых залежей?». Подкрепляя свои исследования различными примерами из мировой практики, автор приходит к выводу, что далеко не всегда присутствие магматических тел является признаком отрицательным

Таким образом, можно прийти к заключению о том, что вулканизм, несмотря на некоторые разрушительные действия, не может служить причиной полного разрушения залежей нефти и газа. С этой точки зрения, по-видимому, резко отрицательную роль для рассматриваемых районов могли играть очаги широко развитых лав хосровской толщи. Если это умозаключение окажется справедливым, то значительная часть верхнемелового разреза может выпасть из сферы целенаправленных поисков.

В связи с изложенным, серьезное значение приобретает также проблема изучения разрывных структур. В рассматриваемой области известны развивающиеся тектонические швы по границам крупных структурно-фациальных комплексов. Об этом свидетельствуют как прямые геологические данные (геологическая съемка, тектонические исследования, данные бурения), так и геофизический материал (данные станции «Земля», КМПВ, гравиразведки и электроразведки). Между тем, если в крупных формах вопросы эти более или менее изучены, то исследование роли тектонических нарушений низших категорий в процессах нефтегазонакопления в закрытых районах представляет трудную задачу. Имеющийся материал бурения пока еще явно недостаточен для обоснованных выводов. Однако уже сейчас в ряде случаев намечаются те или иные особенности разрывов, дальнейшее изучение которых может принести несомненную пользу. Так, полученные на Октемберянской площади приголки газа из скважин №№ 13 и 7 исходят из отложений, примыкающих к разрыву и залегающих в пределах всячего крыла падающего на север надвига. Другие проявления горючего газа на этой же площади (скважины №№ 40 и 33) также в первом приближении должны быть связаны с приразломными участками разрезом. Наблюдается резкое увеличение водорода и метана в приразломных участках скважины № 2—Мхчян. На этом участке фиксируется блоковое строение в залегании осадочных толщ с относительной стабильностью на глубину, начиная с пород палеоценового возраста.

По данным КМПВ в пределах Октемберянской депрессии отмечается ряд значительных разрывов по фундаменту, приведших к ступенчатому погружению последнего в сторону р. Аракс. Насколько проникают эти разрывы в вышележащую осадочную толщу, остается пока неясным. Неясным пока остается и главный вопрос: в целом насколько благоприятно могут повлиять разрывы (конкретно для нашей территории) на образование промышленных залежей нефти и газа и какова их роль в деле разрушения залежей.

Ясно, что в каждой конкретной обстановке воздействие нарушений будет разным. В связи с этим серьезное значение приобретает генетическая классификация разрывов, их трассировка, установление глубины проникновения, экранирующей их роли и т. д., что является неотъемлемой задачей успешных поисков.

В ы в о д ы

Вышеизложенный материал свидетельствует о крайне неравномерной изученности перспективных районов республики в отношении нефтегазоносности—в первую очередь в отношении глубинности поисков.

В то же время почти во всех районах, где проводились буровые работы, в комплексах неогеновых, палеогеновых, верхнемеловых и палеозойских отложений выявлены небольшие газо- и нефтепроявления и признаки региональной газоносности, а в некоторых из них (Октемберянский, Приереванский, Айоцзорский) получены и известные притоки газа и нефти, что является в настоящее время одним из главнейших доводов для продолжения дальнейших геологоразведочных работ.

Оценка перспектив рассмотренных районов республики опирается также на сравнительную характеристику смежных с ними областей Анаголии и Ирана, к депрессионным зонам которых приурочены однотипные терригенно-карбонатные отложения и однотипные небольшие нефтяные и газовые месторождения.

К источникам нефтегазообразования в геологическом разрезе Армянской ССР по всем данным можно отнести интенсивно битуминозные породы низов палеозойского разреза, которые, видимо, неоднократно генерировали углеводороды в вышележащие стратиграфические комплексы осадочного чехла. Потенциально возможными источниками нефтегазообразования, относительно малого масштаба, могли служить также глинистые толщи низов верхнего мела, олигоцена и неогена.

В разрезе осадочного чехла упомянутых депрессионных зон и близлежащих открытых районов, по данным региональных и детальных геологосъемочных работ и бурения, установлены достаточно мощные горизонты пород, обладающие удовлетворительными коллекторскими возможностями. К числу последних можно отнести гранулярные коллекторы в разрезах турона, коньяка, нижней части сантона и датского яруса, отдельные горизонты песчаников в палеогене и неогене (эоцен, олигоцен, нижний миоцен). Благоприятными коллекторами могут служить трещиловатые карбонатные породы верхнего мела (возможно с отдельными горизонтами палеогена) и палеозоя. Все указанные образования в оптимальных геологических условиях могут служить резервуарами для скопления нефти и газа.

Относительно надежными непроницаемыми экранами, несомненно, являются мощные глинисто-галогенные образования неогена, глинистые толщи олигоцена, турона, а в ряде случаев и сильно уплотненные преимущественно глинистые известняки верхнего мела и аргиллиты палеоцена. Мощности этих покрышек значительны и их экранирующая способность скорее зависит от пространственного их развития.

Сравнительно благоприятной, по имеющимся, пока еще неполным данным, является геохимическая обстановка недр, свидетельствующая о возможном присутствии в разрезе осадочного чехла в различной степени нефтегазонасыщенных свит.

Вместе с указанными положительными предпосылками, существуют и объективные отрицательные факторы: небольшие размеры седиментационных бассейнов, сложное их геологическое строение, сильная дислоцированность и разорванность осадочных толщ (последнее, как мы видели, может играть и положительную роль), слабая выдержанность их в пространстве, быстрые фациальные переходы, вклинивание и замещение благоприятных частей разреза гидротермально измененными и вулканогенными образованиями (хосровская толща и др.), наличие ряда стратиграфических перерывов, размывов и несогласий, невысокие в общем коллекторские возможности верхней части разреза. Если указанные вопросы для открытых районов республики изучены достаточно детально, то в рассматриваемых депрессионных тектонических формах они подлежат дальнейшему изучению, поскольку имеющийся материал указывает на возможные серьезные изменения общей геологической обстановки в последних.

Резюмируя, отметим, что решение проблемы нефтегазоносности республики зависит от решения следующих основных геологических задач:

1. Изучение параметрическим бурением глубинного строения, структуры, литолого-фациального состава, мощности и нефтегазоносности мезозойских и палеозойских образований, их коллекторских свойств (гранулярные и трещинные коллекторы). Попутно с этим, а в ряде случаев и самостоятельно необходимо получить достаточную информацию о нефтегазоносности тех участков разреза неогена и палеогена, которые показали себя потенциально интересными (Октемберянская и Приараксинская депрессии, Центральный прогиб) по данным бурения и промыслово-геофизических работ.

По-видимому, главным вопросом здесь является определение мощностей и масштабов пространственного развития осадочных отложений верхнего мела (турон-маастрихт) и дат-палеоцена.

2. Создание выявленных и подготовленных структур путем комплексирования структурного бурения с сейсморазведочными работами в подчинении их результатам работ по программе предыдущего пункта. Вопрос эффективного применения сейсморазведки приобретает первостепенное значение, поскольку главное внимание должно быть уделено подготовке структур по глубоко залегающим палеогеновым и меловым горизонтам в условиях наличия структурных несогласий между ними и неогеном.

В ближайшее время необходимо выяснить соотношения между мезозоем и палеозоем, перспективы палеозоя и при необходимости приступить к подготовке структур по палеозою. По-видимому, необходимо охватить определенным комплексом работ и триасовые отложения на наиболее интересных участках их развития.

3. Разностороннее изучение зон тектонических нарушений, трассировка разломов, с целью выяснения их роли в процессах нефтегазонакопления и выявление тектонически экранированных залежей; изучение зон

выклинивания отдельных стратиграфических и литологических комплексов, с целью обнаружения адекватных ловушек.

4. Исследование геотермической и гидрогеохимической обстановки недр с возможным выделением районов, перспективных преимущественно на газ, и районов, перспективных на нефть. В настоящее время эту границу можно провести лишь условно по северо-западным кромкам Айодзорского и Вединского районов, возможно с охватом самых южных закрытых участков Араратской впадины.

5. Усовершенствование интерпретации материалов промысловой геофизики и пополнение комплекса каротажа, необходимых для достоверной оценки вскрытых и вскрываемых разрезов, комплексное исследование кернового материала, полноценное опробование в процессе бурения перспективных объектов со строгим подчинением бурения задачам геологического изучения разрезов и выявления их нефтегазоносности.

6. Освоение бурения на глубины 3500—5000 м. Совершенствование применяемых методов вскрытия, вызова притоков и опробования скважин. Это важнейшая для данного этапа работ техническая и технологическая задача.

Выяснение изложенных в настоящей статье вопросов и выполнение указанных основных задач позволят оценить возможности и масштабы нефтегазоносности недр Армянской ССР.

Управление геологии СМ Армянской ССР,

Институт геологических наук

АН Армянской ССР

Поступила 3.VIII.1970

Ա. Տ. ԱՍԸԱՆՅԱՆ, Ա. Ռ. ՀԱՐՈՒԹՅՈՒՆՅԱՆ, Ռ. Ա. ԱՌԱՔԵԼՅԱՆ, Է. Խ. ՂՈՒԼՅԱՆ,
Ա. Գ. ԴՈՒՐՄԻՇՅԱՆ, Վ. Մ. ՄՈՒՐԱԿՅԱՆ

ՀԱՅԿԱԿԱՆ ՍՍՀ ՏԵՐԻՏՈՐԻԱՅԻ ՆԱՎԹԱԳԱԶԱԲԵՐՈՒԹՅԱՆ ՀՆՌԱՆԿԱՐՆԵՐԻ ՄԱՍԻՆ

Ա մ փ ո փ ու մ

Հողվածում համառոտակի ընդհանրացված են Հայկական ՍՍՀ տերիտորիայում նավթի և գազի երկրաբանական-որոնողական և գեոֆիզիկական աշխատանքների ամենադիտավոր արդյունքները և առաջ են քաշված պրոբլեմային հարցեր, որոնց լուծումը, հեղինակների կարծիքով, հնարավորություն կտա մոտակա տարիներին գնահատել հանրապետության ընդերքի նավթագազաբերության իրական մասշտաբները:

Փակ տերիտորիաներում որոնման հիմնական հեռանկարները կապված են խորը տեղագրված ստորին պալեոգենի և վերին կալվածի նստվածքային շերտաձևերի հետ, որոնց հորատումն ու մանրամասն ուսումնասիրությունը առաջնահերթ անհրաժեշտություն են ներկայացնում:

Որոնողական խոր հորատման համար իբրև կարևորագույն պրոբլեմ առաջ է քաշվում ստրուկտուրաների նախապատրաստման հարցը, որի լուծումը պետք է իրականացնել սեյսմահետախույզության և ստրուկտուրային հորատման հետ մեկտեղ:

նավթազազարեր շերտերի ձևավորման համար անհրաժեշտ պահանջարկը տարողությունները կարող են կապված լինել մերոհիշյալ շերտախմբերի ձևավորվածքային և հատիկային կոլեկտորների հետ: Այդ առումով կարևոր են ճեղքվածքային կոլեկտորների, շթափանցող էկրանների, ածխաջրածինների տեղափոխման ուղիների (տեկտոնական խախտումներ) հայտնաբերումը և ուսումնասիրումը:

Այնուհետև ցույց է տրված, որ մազմատիզմը (ինտրուզիվ և էֆուզիվ) չի կարող նավթազազատար շերտերի համընդհանուր ոչնչացման պատճառ հանդիսանալ: Բերված ևն համեմատություններ Ազրբեջանի ցեխային հրաբխականության հետ:

Նրկրարանական կտրվածքի առանձին ստրատիգրաֆիական տարրերի միջև ստրուկտուրային պլանների հարաբերակցության հայտնաբերումը, որոնք բնորոշում են հեռանկարային ձկվածքները, նրանց խորրային քարտեզահանումը գեոֆիզիկական մեթոդներով և ստրուկտուրային հորատմամբ, ներկա էտապում համարվում է նավթի և գազի որոնման ամենահրատապ խնդիրներից մեկը:

Հայոցձորի շրջանում նավթազազարերության տեսակետից հետաքրքրություն են ներկայացնում վերին կավձի, տրիասի և վերին պալեոգոյի նրսավածքները, որտեղ որոնման աշխատանքները պետք է կատարել առավել հեռանկարային և մանրամասն ուսումնասիրված ստրուկտուրաների սահմաններում:

Հողվածում ընդգծված է սեյսմահետախուղական մեթոդների, կարոտաձային աշխատանքների, հորատանցքերի փորձարկման բարձր որակով կատարման անհրաժեշտությունը, ինչպես նաև հորատման տեխնիկայի և տեխնոլոգիայի յուրացումը մեծ (3500—4500 մ) խորություններում:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Ասլանյան Ա. Կ. Региональная геология Армении. Айпетрат, Ереван, 1958.
2. Габриелян А. А. Тектоническая карта и карта интрузивных формаций Армянской ССР. «Митк», Ереван, 1968.
3. Геология нефти, справочник, т. 2, кн. 1, Нефтяные месторождения СССР, «Недра», 1968.
4. Геология нефти, справочник, т. 2, кн. 2, Нефтяные месторождения зарубежных стран, «Недра», 1968.
5. Саркисян С. Г. О следах вулканической деятельности в нефтегазоносных отложениях. Нефтегазоносность мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Тр. ИГ и РГИ. Изд. «Наука», 1965.
6. Цатуров А. И. Геология и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Терско-Кумской и Терско-Сунженской областей. Автореферат докт. диссерт., 1969.