

Дж. А. ОГАНЕСЯН, С. С. СУКИАСЯН

К ВОПРОСУ О ЗНАЧЕНИИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА В ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ЗАПАДА АРМЯНСКОЙ ССР

Субаквальные, преимущественно мелководные отложения среднего-верхнего палеозоя занимают существенное место в стратиграфическом разрезе юго-западной части Арм. ССР. Интенсивно битуминозные в значительном своем объеме их выходы являются для Закавказья единственным узловым пунктом, где можно выяснить потенциальную роль палеозойского комплекса в оценке перспектив нефтегазоносности не только территории Арм. ССР, но также отдельных площадей Грузии и Азербайджана.

В литологическом отношении породы от готландия (?) до фаунистически охарактеризованных отложений перми представлены преимущественно глинистыми битуминозными сланцами, графитизированными известняками, тонкослоистыми песчаниками, кварцитами, битуминозными известняками брахиоподово-коралловых, брахиоподовых, кораллово-фораминиферовых, фузулинидовых фаций. Наличие солитовых известняков и многочисленные кораллы говорят в целом о теплом климате и нормальном гидрологическом режиме бассейна, а нахождение мелководной фауны вдоль вертикального разреза палеозоя, по-видимому, свидетельствует о компенсированном осадками прогибании дна бассейна. Средняя скорость прогибания средне-верхнепалеозойского бассейна не превышала 0,02—0,022 мм (год).

Проводимые нами с 1963 года специальные тектонические исследования позволяют расценивать древний Урц-Айоцдзорский антиклинорий и в частности его юго-восточную периклинальную область как площадь, потенциально перспективную в отношении нефтегазоносности [6].

По нашему мнению, схема геосинклинального развития региона, в тесной связи с которой находятся возможные области нефтепродуцирования и нефтенакопления, выглядит следующим образом:

1. Начальный цикл развития охватывает готландий (?)—девонское время, когда на «квазикратонном» (по номенклатуре Г. Штилле) основании был заложен широкий «эпигеосинклинальный» прогиб, занимающий некоторое промежуточное положение между типично платформенным и геосинклинальным типами развития. В «Эпигеосинклинальный» цикл развития области, когда при устойчивом и компенсированном погружении накапливались песчано-глинистые, богатые органическими липоидными веществами осадки «аспидной» формации, существовали поч-

ти все необходимые условия для начала процесса нефтепродуцирования.

По-видимому, в пользу выделения готландий (?) — девонской свиты как нефтематеринской говорят также результаты проводимых С. Г. Саркисяном лабораторных исследований девонских пород. Последние доказывают приуроченность тяжелых нефтяных маслянистых битумов к глинистым прослоям, что свидетельствует о сингенетичном с ними образовании, тогда как легкие масла приурочены преимущественно к песчаным прослоям, что, по-видимому, связано с первичной миграцией.

2. Второй цикл развития охватывает интервал времени от нижнего карбона до триаса включительно и знаменуется накоплением преимущественно морской известняковой формации и заложением целого ряда конседигенных структур. В этот цикл тектонического развития, по своему характеру относимый к «многогеосинклинальному» типу, на северном склоне «эпигеосинклинального» прогиба образовалась гряда субпараллельных пологих антиклинальных складок конседигенного характера — зародыш современного Урц-Айоцзорского антиклинория — возможная зона нефтегазонакопления.

3. В третий цикл развития, охватывающий интервал от юры до нижнего мела включительно, преобладающим движением был геоантиклинальный подъем области, сопровождаемый усиленным разрушением локализуемых залежей нефти и газа, часть из которых однако могла сохраниться от эрозий, а часть могла мигрировать в коллектора средней юры и келловея, осадки которых накапливались в обособившейся юго-восточной периклинальной области Урц-Айоцзорского антиклинория и по сути дела представляли собой формацию нижней молласы. К концу рассматриваемого цикла средне-верхнепалеозойские отложения были уже существенно уплотнены и метаморфизованы, а основная часть газонефтяных флюидов либо мигрировала в коллектора триаса и юры, либо скопилась в трещинах, дробящих палеозойский комплекс, либо диффундировалась.

4. Четвертый цикл развития охватывает интервал времени от верхнего мела до конца среднего олигоцена, когда закладывались типичные «интрагеосинклинальные» прогибы и накапливались мощные толщи флишевых и вулканогенно-осадочных формаций, интенсивно проявлялся магматизм, дробился консолидированный субстрат, т. е. присутствовали все черты, характерные для «эвгеосинклиналей». В этот цикл происходило основное перераспределение имеющихся газонефтяных залежей с локализацией их в коллекторах верхнего мела и эоцена, осадки которых слагают складки второго порядка, осложняющие юго-восточную периклинальную область Урц-Айоцзорского антиклинория.

5. Пятый цикл геосинклинального развития области охватывает отрезок времени от верхнего олигоцена до антропогена и характеризуется интенсивным сводовым поднятием и дроблением области с накоплением в контурах Араратской и Нахичеванской котловин продуктов размыва растущего горного сооружения в виде верхней молласы (пестроцветная толща в. олигоцена — н. миоцена) и лагунно-морских отложений

миоцена—морская субформация верхней молласы. К концу цикла область полностью превратилась в горную страну.

Заключительный цикл развития сыграл крайне отрицательную роль в деле сохранения возможных залежей нефти и газа. Эрозия и вулканизм разрушили существенную часть возможных газонефтяных залежей. Однако исследования показывают, что в полосе юго-восточной широкой периклинали Урц-Айоцдзорского антиклинория сохранились отдельные структуры, избежавшие губительного воздействия денудации.

Если к вышеизложенному добавить, что детальный анализ мощностей и фаций различных стратиграфических комплексов свидетельствует, на наш взгляд, о преимущественном конседигенном характере крупных структурных единиц области, то станут понятными те основные тектонические критерии, которые поставлены в основу прогнозирования выделенного региона в отношении нефтегазоносности [4, 5, 6].

Интенсивная битуминозность палеозойских пород области была известна еще со времен Г. Абиха, Ф. Фреха, П. Боннэ. Дальнейшие исследования, проведенные А. Т. Асланяном, Р. А. Аракеляном, С. Г. Саркисяном, П. Л. Епремяном и авторами настоящей статьи, говорят о несомненном нефтяном характере этих битумов.

Среди палеозойских отложений районов сс. Веди, Чиманкенд, Хачик, Хндзурут, Огбин и т. д. твердые битумы представлены, в основном, либо в форме тонко рассеянного в породе и пигментирующего его органического вещества, либо в форме стяжений, желваков, прожилков и пропластков. Содержание нефтяных битумов в пермских отложениях достигает 11 баллов, а по характеру они тяготеют к маслянисто-смолистым и смолистым типам.

Кроме палеозойского комплекса, нами были опробованы верхнемеловые и палеогеновые отложения в районе сс. Хндзурут, Серс, Барцруни, развалин с. Агхач. Содержание нефтяных битумов в породах верхнего мела и нижнего эоцена колеблется от 1 до 8 баллов, в зависимости от структурного положения отобранной пробы. Максимальные содержания приурочены к осевым частям Гтацсарской и Севсарской антиклиналей, где обнажаются интенсивно битуминозные известковистые песчаники кампан-маастрихта и нижнего эоцена, а минимальные приходятся на их далекие крылья. Капиллярные вытяжки показывают, что эти битумы имеют светло-желтый цвет и тяготеют к маслам.

Проведенное нами опробование коллекторских свойств пород, слагающих различные стратиграфические горизонты (лабораторные исследования проводились в Геофизической экспедиции и Центральной лаборатории Управления Геологии Совета Министров Арм. ССР), свидетельствует о практическом отсутствии гранулярных коллекторов в современном комплексе палеозойских отложений.

В целом неудовлетворительными коллекторскими свойствами обладают также ниже-среднетриасовые фукоидные известняки. Однако часть триасовых отложений, а именно горизонт кавернозных долмитизи-

рованных известняков, обнажающийся южнее с. Хндзорут, имеет пористость до 10%.

Соответствующие исследования образцов верхнемеловых отложений показали, что отдельные горизонты песчаников сеномана и турона имеют пористость от 6 до 8%, а проницаемость—порядка 9 м. д. Известняки и глины этих же отложений практически непроницаемы. Отдельные горизонты песчаников коньяк-сантона характеризуются пористостью до 13,38% и проницаемостью до 52,8 м. д. Отобранные нами образцы из кампан-маастрихтских отложений обладали неудовлетворительными пористыми коллекторами. К сожалению, образцы из палеогеновых, юрских и верхнетриасовых отложений находятся в стадии лабораторного исследования, результаты которого пока неизвестны. Трещинный тип коллекторов, который по визуальным наблюдениям особенно широко распространен в объёмах палеозойских отложений, совершенно не изучался.

Таким образом, исследованные коллектора сеномана и турона по величине проницаемости, согласно классификации Г. И. Теодоровича, могут быть отнесены к слабопроницаемым—IV класс, а коллектора коньяк-сантона—к среднепроницаемым—III класс. Как известно, коллектора III и IV классов могут иметь промышленное значение и представляют определенный практический интерес.

С целью проверки выдвинутых положений и обоснования дальнейших работ с середины 1965 г. и в 1966 г. в контурах, выделенных геологоструктурной съёмкой Гтацсарской, Севсарской антиклиналей и смежной с ними Хндзорутской синклинали, были заложены неглубокие картировочные скважины. В контурах Гтацсарской антиклинали были заложены три скважины (скважины 1-Огбин, 1-Агхач, 2-Львис). В первых двух скважинах соответственно из пермских известняков (глубина 134 м) и коньякских песчаников (глубина 375 м) наблюдалось разгазирование промывочного раствора и поступление совместно с промывочной водой ирризирующих и буроватых, по-видимому, нефтяных пленок, устойчиво окрашивающих органические растворители.

Анализы растворенного газа показали: по скважине 1-Огбин—содержание CH_4 совместно с тяжелыми углеводородами от 3,7 до 7,22%, CO_2 —до 4,6%, азота и инертных газов до 82,98%, O —5,2%, по скважине 1-Агхач—содержание CH_4 совместно с тяжелыми углеводородами от 3,69 до 5,26%, CO_2 —от 2,4 до 18,4%, O —от 2,8 до 4,4%, азота и инертных газов—от 72,76 до 91,11%.

Скважина 2-Львис, заложённая на юго-восточной периклинали Гтацсарской антиклинали, вскрыла на глубине 30 м под сливными известняками нижнего эоцена пласт песчаников, из которых наблюдалось выделение газа, сопровождаемое выносом, совместно с промывочной водой, темнобурой нефтеподобной эмульсии устойчиво окрашивающей органические растворители. Анализы растворенного газа показали отсутствие метана и тяжелых углеводородов, наличие CO_2 от 6,1 до 38%, O —от 1,6 до 2,8%, азота и инертных газов—от 61 до 91%.

Скважина № 3, заданная в районе с. Гюлистан на северном крыле Севсарской антиклинали, вскрыла на интервале 65—98 м под глинами турона одновозрастный с ними пласт песчаников, из которого наблюдалось поступление совместно с промывочным раствором, темнобурого нефтеподобного вещества и слабое проявление газа. Анализ растворенного газа показал содержание Н до 16,8%, CO_2 —1,2%, азота и инертных газов—78,4%.

В скважине № 4, заданной на южном крыле Севсарской антиклинали, с глубины 90 м из сеноманских песчаников наблюдалось идентичное пульсирующее поступление, совместно с промывочной водой, черной маслянистой эмульсии.

Наибольший интерес представляют результаты, полученные по скважине 1-Гомер, заданной в примульдовой части Хндзорутской синклинали с целью вскрытия туронских отложений и выяснения возможностей коньяк-сантонских песчаников и конгломератов в отношении нефтегазоносности в условиях «сухих» пластов. С интервала 350—375 м из песчаников коньяка наблюдалось относительно сильное разгазирование промывочного раствора. Анализ растворенного газа показал следующий компонентный состав: H_2 —48,6%, O —0,8%, азота и инертных газов—до 50,6%. С глубины 460 и 570 м по той же скважине из песчаников коньяка наблюдалось интенсивное выделение, совместно с промывочной водой, буровато-черных эмульсий и пленок нефтеподобного вещества, визуальное идентичное с таковыми из предыдущих скважин. Пробы этих пленок были изучены в лаборатории битуминологии Института геологии АН Арм. ССР В. В. Пайразяном и в соответствующей лаборатории МГУ—доцентом А. Н. Гусевой.

Проведенные исследования позволяют дать бесспорное заключение, что пробы состоят почти нацело из углеводородов, среди которых присутствуют все три класса, характерные для природных нефтей. Твердые парафины в этих пробах практически отсутствуют. Кислородные соединения, если и присутствуют, то в очень небольшом количестве. Содержание углерода колеблется от 84,02 до 85,65%, водорода—от 12,62 до 13,15%. В инфракрасном спектре поглощения отчетливо прописываются полосы, характеризующие поглощение, обусловленное наличием C-H_2 и C-H групп, что говорит о наличии метановых и нафтеновых углеводородов.

Таким образом, данные, имеющиеся в нашем распоряжении, по-видимому, свидетельствуют о наличии проявлений либо нефти, либо очень близких ее производных из отложений перми, сеномана, турона, коньяка и нижнего эоцена, сопровождаемых в ряде случаев слабым выделением растворенного горючего газа из мел-эоценовых структур второго порядка, осложняющих приосевую и юго-восточную периклинальную область древнего Урц-Айоцдзорского антиклинория.

Резюмируя, можно прийти к следующим выводам:

1. Установлено широкое вертикальное распространение как жидких

производных нефти, так и твердых нефтяных битумов от палеозоя до палеогена включительно.

2. По данным скв. I-Огибин, можно считать установленным наличие в объёмах пермских битуминозных известняков тех или иных трещинных коллекторов, заполненных газонефтяными, либо очень близкими к ним флюидами, что позволяет включить отмеченный комплекс в орбиту поисковых работ на нефть и газ.

3. Преимущественное содержание в выявленных проявлениях легких углеводородов и трещинный тип коллекторов перми, по-видимому, свидетельствуют об их аллохтонном характере и в первом приближении подтверждают выдвинутую гипотезу о многостадийной миграции готландий (?) — девонских «газонефтяных» флюидов и их преимущественном накоплении в объёмах верхнемеловых коллекторов.

4. Необходимо провести детальное изучение трещинных коллекторов и начать производство структурно-поисковых и параметрических буровых работ на выделенных структурах второго порядка, осложняющих юго-восточную периклинальную область Айоцдзорского сегмента Урц-Айоцдзорского антиклинория.

Управление Геологии Совета Министров
Армянской ССР

Поступила 10.III 1967.

Ջ. Ա. ՇՈՎՀԱՆՆԻՍՅԱՆ, Ս. Ս. ՍՈՒԲԻԱՍՅԱՆ

ՊԱՆՈՋՈՅԻ ԿՈՄՊԼԵՔՍԻ ՆՇԱՆԱԿՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ՍՍՀ
ՀԱՐԱՎ-ԱՐԵՎՄՏՅԱՆ ՄԱՍԻ ՆԱՎԹԱԳԱԶԱԲԵՐՈՒԹՅԱՆ ՀԵՌԱՆԿԱՐՆԵՐՈՒՄ

Ա մ փ ս փ ու մ

Մանրակրկիտ դաշտային ուսումնասիրությունների հիման վրա հեղինակները հանգել են այն եզրակացությունը, որ Հայկական ՍՍՀ հարավ-արևմուտքի պալեոզոյի բիտումինացված ապարները հանդիսանում են մի հանգուցակետ, ուր կարելի է պարզել նրանց դերը նավթագազաբերության հեռանկարներում ոչ միայն Հայկական ՍՍՀ, այլ նաև Վրաստանի և Ադրբեջանի մի շարք շրջանների համար:

Հոգվածում համառոտ կերպով բերվում է շրջանի տեկտոնական զարգացման ամբողջ պատմությունը, որտեղ պարզաբանվում է նավթագազային ֆլյուիդների առաջացումը սյալեոզոյում և նրանց հետագա միգրացիան դեպի ավելի երիտասարդ ստրուկտուրաները: Այդ տեսակետից հեղինակների կողմից, որպես հեռանկարային շրջան առաջ է բաշխվում խոշոր Ուրց-Հայոցձորի պալեոզոյի հասակի անտիկլինորիումը:

Հոգվածում տրված են կատարված աշխատանքների արդյունքները, որոնց թվում ուշագրավ են հորատանցքերից ստացված գազանավթային ֆլյուիդները կամ նրանց ածանցյալները, առանձնապես նավթային ֆլյուիդները, որոնք Հայկական ՍՍՀ սահմաններում հայտնաբերված են առաջին անգամ:

Ամփոփելով ստացված արդյունքները, հեղինակները հանգում են հետևյալ եզրակացություններին:

1. Հաշվի առնելով Օղբին-1 հորատանցքի տվյալները, կարելի է համարել, որ պալեոզոյի նստվածքներում առկա են ճեղքվածքային տիպի կոլլեկտորներ, որոնց հիման վրա այդ շերտախմբերը կարելի է ընդգրկել նավթի և գազի որոնման աշխատանքներում:

2. Բացահայտված է նավթային ֆլյուիդների լայն վերտիկալ տարածումը սկսած պալեոզոյից մինչև պալեոգենը ներառյալ:

3. Ստացված տվյալները ապացուցում են առաջ քաշված ենթադրությունը, որ տեղի է ունեցել գոտլանդի (?)-դեոնյան հասակի գազանավթային ֆլյուիդների բազմաստիակյան միգրացիա և նրանց հետագա կուտակումն վերին կավճի ապարների մեջ:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Асланян А. Т. Региональная геология Армении. Айпетрат, 1958.
2. Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
3. Месропян А. И. Геологическое строение Армянской ССР и перспективы ее нефтеносности. Труды ВНИГРИ, вып. III, 1957.
4. Оганесян Дж. А. К вопросу о характере сочленения эвгеосинклинальной и многогеосинклинальной областей Армянской геосинклинали. Инф. сб. ГНТК, сер. геол., горн. дело и металлургия, № 4, 1962.
5. Оганесян Дж. А., Сукиасян С. С., Сафарян В. Г. К вопросу о сокращении мощностей серни эоцена Айоцзорского хребта. Изв. АН Арм. ССР, т. XVIII, № 6, 1965.
6. Оганесян Дж. А. История формирования Айоцзорского антиклинория и перспективы его нефтегазоносности. Изв. АН Арм. ССР, т. XX, № 1—2, 1967.