

К ПРОБЛЕМЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

© 2001 г. Ю.Р.Каграманов, Р.А.Мандалян, Р.Л.Мелконян

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

Поступила в редакцию 14.02.2000 г.

На основании анализа результатов геолого-геофизических работ, данных скважин, лабораторных исследований пород и флюидов оценена возможная нефтегазоносность юрских и меловых отложений и выделены перспективные области в пределах северо-восточной части территории Республики Армения.

В геологическом строении северо-восточной части Армении главная роль принадлежит Сомхето-Карабахскому мегантиклинорию и сопредельной части Прикуринского мегасинклинория. В их составе развиты породы от верхнего протерозоя (?) – нижнего палеозоя до четвертичного периода включительно. Максимальное же распространение имеют юрские, а также меловые образования [2,3]. Более молодые, в частности, палеогеновые образования обнажаются в бортовых структурах на границе с соседней – Амасия-Севано-Акеринской (Присеванской, Севано-Ширакской) тектонической зоной, а также выполняют поперечные синклинорные зоны. В составе Сомхето-Карабахского мегантиклинория обособляется ряд антиклинальных и синклинальных структур. На исследованной территории к ним относятся Алавердский и Шамшадинский антиклинории и разделяющий их Иджеванский грабен-синклинорий. Первая структура, сложенная в основном юрскими и отчасти верхнемеловыми отложениями, имеет общекавказское простирание с шарниром, падающим на ЮВ (Иджеванский синклинорий) и СЗ (Лалварский синклинорий). Северо-восточное крыло Алавердского антиклинория осложнено структурами более низкого порядка – Айрумской брахиантиклиналью, Папакарской синклиналью и Воскепар-Шаваршаванской брахиантиклиналью, границы между которыми проходят по разломам СВ-ЮЗ простирания [1,7].

Иджеванский синклинорий СВ-ЮЗ простирания сложен верхнеюрскими и верхнемеловыми образованиями. По обоим бортам ущелья р.Агстев подобный структурный план синклинория подчеркивается разрывными структурами сбросового типа – Дитаванским (с амплитудой до 1200 м) и Лусадзор-Акнахпюрским (с амплитудой около 250 м), что придает ему характер грабен-синклинория. При этом по Дитаванскому сбросу, протяженностью более 20 км, породы верхнего мела опущены на уровень келловей-оксфордских отложений. К юго-востоку Иджеванский синклинорий граничит с Шамшадинским антиклинорием, сложенным в основном юрскими и меловыми образованиями. В его ядре обнажается кристаллический фундамент герцинской консолидации. К северу от Миапорского хребта

верхнеюрские и верхнемеловые отложения образуют крупную моноклиаль близширотного простирания, погружающуюся к Прикуринской депрессии [1]. Северные крылья Алавердского и Шамшадинского антиклинориев на стыке с Прикуринским мегасинклинорием осложнены продольными складчатыми и разрывными структурами, сочетающимися с поперечными. Блоковое строение области отчетливо сказывается и на глубине поверхности кристаллического фундамента, который в пределах ядра Алавердского антиклинория фиксируется на глубине 3 км, а в Шамшадинском антиклинории выходит на поверхность [5]. При этом во всех случаях отмечается отчетливое его погружение при переходе к Прикуринскому мегасинклинорию (в Иджеванском синклинории до 4 км).

Перспективы нефтегазоносности исследуемой территории ранее рассматривались с общегеологических позиций. В настоящей работе при оценке перспектив данной территории привлечены также материалы бурения скважин, проходки штолен при поисковых работах на уголь, результаты полевых исследований и лабораторного изучения пород. Рассмотрение этих материалов позволяет наметить наиболее благоприятные в отношении нефтегазоносности отложения и структуры. Прежде всего отметим нефтепроявления в виде жирных пленок в глинистом растворе при бурении скважины N3 по левому берегу р.Агстев у с.Овк, расположенном между городами Дилижан и Иджеван. Нефтепроявления встречены в толще верхнебайосских кварцевых плагиопорфиров на глубинах 140, 145, 161, 163-166 и 185 м. Образование нефти в этих вулканитах маловероятно. Принимая во внимание трещиноватость кварцевых плагиопорфиров и наличие следов тектонических подвижек, можно предполагать, что указанные породы, по-видимому, фиксируют пути миграции нефти из подстилающей терригенной серии нижней юры и нижнеааленского подъяруса средней юры. На это указывают результаты геохимических исследований пород скв.3. Содержание хлороформенного битумоида в органическом веществе высокое – от 0.01 до 1.25% (или от 7 до 14 баллов); ширина вытяжки хлороформенного битумоида на хроматографической бумаге при лю-

мигренсцентном исследовании в большинстве образцов органического вещества превышает 30 мм, иногда достигая 50 мм; тип битума снизу вверх по разрезу скважины изменяется от маслянистого битума А (МБА) до смолисто-асфальтенового битума А (САБА).

Высокой битуминозностью характеризуются и батские терригенные отложения Иджеванского синклинория. По результатам исследований 106 образцов пород из скважин (№№ 3,10,20) содержание хлороформенного битумоида в органическом веществе колеблется в основном в интервале 0.1-0.3% (от 10 до 12 баллов). Ширина хлороформенной вытяжки на хроматографической бумаге по отдельным образцам из байосских отложений превышает 100 мм.

Данные горячей экстракции битума свидетельствуют о высоком содержании масляной фракции в хлороформенной вытяжке, в большей части превышающем 30%, а в ряде случаев достигающем 60% и более. Это свидетельствует о присутствии в органическом веществе аллохтонного битумоида, поскольку при автохтонной его природе количество масел не должно превышать 30%. Угленосная толща, в которой отчетливо выделяются интервалы с высоким содержанием хлороформенного битума, не может генерировать такое количество масел. В процессе миграции углеводородов из нижних отложений она может выступать в качестве активного адсорбента. С учетом характера разреза нижележащих пород наиболее вероятной средой, из которой происходила миграция углеводородов, можно считать тоар-ааленские отложения.

Аналогичная картина наблюдается и в батских отложениях Шамшадинского антиклинория (скв. №№ 7,8), в которых при низких концентрациях Сорг. в породе содержание масляной фракции в хлороформенном битумоиде доходит в отдельных случаях до 70%. По данным горячей экстракции битума из этих пород, содержание масел в составе хлороформенного битумоида в большей части превышает 40%, иногда достигая 50% и выше.

На возможность миграции углеводородов по разрезу юрских и вышележащих отложений указывают данные геохимических исследований пород, обнажающихся вблизи г.Берд, с.с.Товуз и Паравакар. При низком содержании Сорг. в породе количество хлороформенного битумоида в ряде случаев достигает 6-10 баллов, при ширине хлороформенной вытяжки битума на хроматографической бумаге до 80-90 мм. Тип битума — в основном маслянистый битум А (МБА) и легкий битум А (ЛБА).

Значительный интерес представляют результаты геохимических исследований меловых пород из обнажений в окрестностях с.Довех и южнее р.Кохб. Данные люминесцентного анализа хлороформенного битумоида указывают на возможность миграции углеводородов в толще меловых образований. Содержание хлороформенного битумоида в органическом веществе в отдельных образцах достигает 1.25-2.5% (14-15 баллов). Ширина вытяжки хлороформенного битумоида отдельных образцов на хроматографи-

ческой бумаге достигала 140 мм.

Обращают внимание и результаты исследований верхнемеловых отложений, расположенных вблизи зимовки Цагагехцы, восточнее с.Саригюх. В вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах здесь присутствует смолисто-маслянистый битум А (СМБА). При весьма низком содержании Сорг. ширина вытяжки хлороформенного битумоида на хроматографической бумаге достигает 5-12 мм, что свидетельствует о миграции углеводородов из подстилающих отложений.

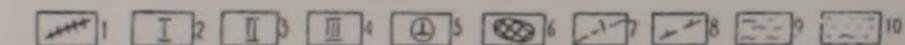
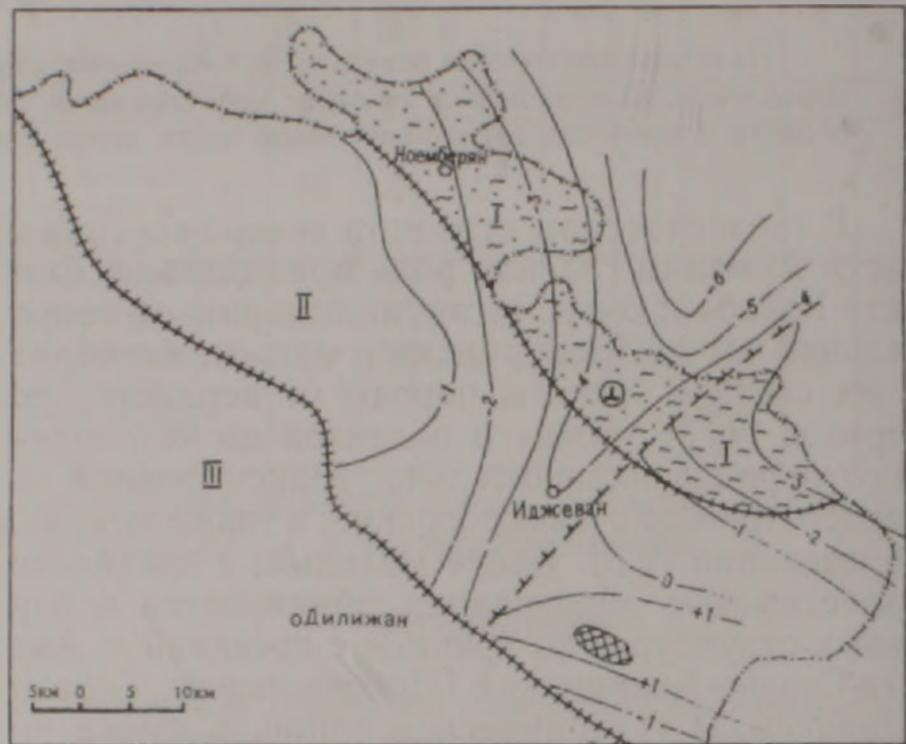


Рис 1 Карта перспектив нефтегазоносности северо-восточной части территории Армении. Условные обозначения 1 Границы главных тектонических элементов; 2 Прикуринская тектоническая зона; 3 Сомхето-Карабахская тектоническая зона; 4 Севано-Ширакский синклинорий; 5 Иджеванский синклинорий; 6. Выходы герцинского метаморфического фундамента; 7. Условные изолинии поверхности кристаллического фундамента в км; 8. Главнейшие разломы по геолого-геофизическим данным; 9. Перспективные площади по юрским отложениям; 10. Перспективные площади по меловым и юрским отложениям

Перспективы нефтегазоносности следует связывать главным образом с ЮЗ частью Прикуринской депрессии, охватывающей северную часть рассматриваемой территории (рис.1). Возможными нефтематеринскими отложениями здесь могут являться, прежде всего, местами битуминозные терригенные отложения тоара-аалена и в меньшей степени терригенно-карбонатные отложения келловей-кимериджа.

В пределах Шамшадинского антиклинория в геолого-структурном отношении наиболее перспективным представляется его северное крыло, осложненное складками более низкого порядка и погружающееся к Прикуринской депрессии по линии с.Чинчин-с.Лалигюх-с.Парвакар. Здесь можно прогнозировать три возможных типа нефтенакопления, связанных со следующими образованиями: а) грейнстоуновыми известняками с дазикладациями (оксфорд-кимеридж и титон), имеющими большую мощность и протяженность; б) рифогенными образованиями того же возраста в биогермах, перекрытых хлорит-монтмориллонитизированными гялокластитами

и монтмориллонитовыми глинами, являющимися покровками; в) осадочными накоплениями терригенной формации келловая (мощностью 350-400 м) и с нижней частью вулканогенно-карбонатной формации, представленной на всем протяжении исключительно карбонатными породами (будурская свита, нижний оксфорд) [4]. Заслуживает внимания и сам факт полного выклинивания верхнеюрского вулканогенно-карбонатного парагенезиса и его перехода к чисто карбонатному (мощностью 1000-1200 м) по западной части водораздела р.р. Агстев и Ахум. В пределах Иджеванского синклинория (левобережье р. Агстев) интерес может представлять полоса развития карбонатных пород (доломиты, известняки) верхнего оксфорда-кимериджа, характеризующихся интенсивной доломитизацией рифовых и межрифовых скоплений [4]. Эта полоса погружается под верхнемеловые отложения в направлении с. Лусадзор – с. Севкар и далее к Прикуринской депрессии.

Перспективы нефтегазоносности следует увязывать также с терригенными отложениями (мощностью до 450 м) тоара-аалена. Заслуживают внимания верхнемеловые карбонатные, терригенные и вулканогенно-осадочные отложения (мощностью до 1100 м) южного крыла Папакарской синклинали, осложненного поперечными структурами более низкого порядка (Айрумская, Воскепар-Шаваршаванская антиклинали и др.), погружающимися к Прикуринской депрессии [6,7].

Косвенным подтверждением возможной нефтегазоносности юрских и меловых отложений северо-восточной части территории Армении может служить нефтеносность Прикуринской впадины в пределах Азербайджана, в разрезе которой нефтегазоносные свиты установлены

в широком временном диапазоне – от аалена до апшерона, включая средне-верхнеюрские и нижне-верхнемеловые отложения [8].

Таким образом, результаты исследований указывают на возможные перспективы нефтегазоносности отложений юры и мела по северо-восточным крыльям Алавердского и Шамшадинского антиклинориев, а также в Иджеванском синклинории и прежде всего в областях их погружения к Прикуринскому мегасинклинорию, где и следует ожидать основные скопления углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Асланян А.Т. Региональная геология Армении. Ереван: Айпетрат, 1958. 430с.
2. Геология Армянской ССР. Стратиграфия, т.2. Ереван: Изд. АН АрмССР, 1964. 378с.
3. Геология СССР. Армянская ССР, т.43. М.: Недра, 1970. 464с.
4. Мандалян Р.А. Верхнеюрский-неокомский седименто- и литогенез Армении. Ереван: Изд. АН АрмССР, 1990. 170с.
5. Осипова И.Б. О региональных сейсмических исследованиях станциями "Черепаша" в Армении. Изв. АН АрмССР, Науки о Земле, 1980. N5, с.65-73.
6. Сатян М.А. Альб-верхний мел. В кн.: Геология Армянской ССР, т.5, Литология, Ереван: Изд. АН АрмССР, 1974. с.432-437.
7. Туманян Г.А. Особенности позднемезозойской структуры междуречья Дебед и Агстев. Тр. Геолог. Об-ва АрмССР. Ереван, 1975, N1, с.47-61.
8. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР (Алиев А.И., Багир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А., Гусейнов А.Н., Дадашев Ф.Г., Мехтиев Ш.Ф. Салаев С.Г., Юсуф-Заде Х.Б.). Баку: Изд. "Элм", 1985. 108с.

ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅԱՆ ՀՅՈՒՄԻՍ-ԱՐԵՎԵԼՅԱՆ ՄԱՍԻ ՆԱՎԹԱԳԱԶԱՐԵՐՈՒԹՅԱՆ ՀԵՌԱՆԿԱՐՆԵՐԻ ՀԻՄՆԱՀԱՐՑԵՐԻ ՄԱՍԻՆ

Յու. Ռ. Կագրամանով, Ռ. Ա. Մանդալյան, Ռ. Լ. Մելքոնյան

Ա Ս Փ Ո Փ Ո Ս

Երկրաբանա-երկրաֆիզիկական աշխատանքների անալիզի, հորատանցքերի տվյալների վերաձևավորման, ապարների և ֆյուիզների լաբորատոր հետազոտությունների հիման վրա գնահատվել է յուրայի և կավճի հասակի նստվածքների հնարավոր նավթագազաբերությունը և Հայաստանի տարածքի հյուսիս-արևելյան մասում առանձնացվել է հուանկարային գոնա:

ON THE PROBLEM OF OIL-AND-GAS CONTENT IN THE NORTHEASTERN PART OF THE REPUBLIC OF ARMENIA

Yu. R. Kagramanov, R. A. Mandalyan, R. L. Melkonyan

Abstract

An assessment of potential presence of oil and gas in the Jurassic and Cretaceous deposits is made based on the analysis of the results of geological and geophysical works, borehole data, and laboratory studies of rocks and fluids, and the promising areas are identified within the northeastern part of the territory of the Republic of Armenia.