

Доктор геол.-мин. наук С.Б. Абовян

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

На правах рукописи

МУРАДЯН АРА ВАНИКОВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ  
В ПОРОДАХ ПОГРЕБЕННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР  
МЕЖДУРЬЯ РР. РАЗДАН-АРТИЧИ

Специальность 04.00.13.

Геохимические методы поисков  
месторождений полезных ископаемых

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

ЕРЕВАН-1984

Работа выполнена в Институте геологических наук  
Академии наук Армении

Научный руководитель - академик НАН РА и РАЕН  
доктор геолого-минералогических  
наук, профессор - С.В.Григорян

Официальные оппоненты -  
доктор геолого-минералогических  
наук (ЕГУ) - А.А.Садоян

- кандидат геолого-минералогических  
наук (ИГН НАН РА) - Ю.Р.Каграманов

- кандидат геолого-минералогических  
наук (ИГН НАН РА) - Г.С.Симонян

Ведущее предприятие - Государственное управление по недрам  
Республики Армения

Защита состоится 10 июня 1994г. в 11 час. 00 мин.

на заседании Специализированного Совета К.005.16.01.  
при Институте геологических наук НАН РА

Адрес: 375019, г. Ереван-19, пр. Маршала Баграмяна, 24а  
Институт геологических наук НАН РА

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке  
Института геологических наук НАН РА

Автореферат разослан "3" 21.06.1994 г.

Ученый секретарь Специализированного совета,  
кандидат геолого-минералогических наук

*P. Садоян*

Н.М. Карапетян

Актуальность темы. Исследование состава и содержания углеводородных систем различного фазового состояния является первым этапом, предопределяющим научно-обоснованный поиск энергетического природного сырья – нефти, газа, конденсатов.

Наступающая экономическая самостоятельность Республики Армения диктует необходимость интенсификации научных геолого-геохимических работ и разработки новых аналитических подходов с целью прогнозирования нефтегазоносности.

Информация, полученная хроматографическими методами, позволяет определять состав и содержание многокомпонентных смесей, которые являются нефть, газ и конденсаты, а также проводить генетическую корреляцию и типизацию нефтей, способствуя достижению высокой эффективности поиска потенциально нефтегазоносных территорий.

Необходимость применения геохимических методов при разведке нефтегазоносных толщ на территории Республики Армения, покрытой вулканическими лавами, где геофизические методы малоэффективны, и определяет актуальность настоящей работы.

Цель работы. Изучение состава и содержания углеводородных систем различного фазового состояния для оценки потенциальной нефтегазоносности территории междууречья рек Раздан – Аргичи и выделение наиболее перспективных отложений.

#### Основные задачи исследования:

- Сбор, анализ и обобщение опубликованных материалов о геохимических критериях и методах исследования углеводородных систем при прогнозировании нефтегазоносности с оценкой современного состояния теории происхождения нефти и газа.

- Изучение состава и содержания многокомпонентных углеводородных систем различного фазового состояния методом газовой хроматографии.

- Выявление закономерностей распределения углеводородов, связанных генетическими меркёрами для корреляционного анализа нефти.

- Создание научно-обоснованной схемы фазового состояния углеводородов на исследуемой территории.

- Разработка научной аргументации для планирования направлений поисково-буровых работ на нефть и газ на базе выполненных автором исследований.

Научная новизна работы. 1. Впервые методом газовой и газожидкостной хроматографии исследованы многокомпонентные углеводородные системы различного фазового состояния на центральной территории Республики Армения (междуречье рр. Раздан - Аргичи). Сформулированы общие закономерности распределения нормальных и изопренoidных алканов, принятых в качестве маркеров в хроматографическом анализе жидких углеводородов, на основании которой проведена генетическая корреляция и типизация исследованных углеводородов. 2. Установлено, что нефти и конденсаты различных стратиграфических комплексов по ряду показателей состава сходны между собой по распределению нормальных и изопренoidных алканов. 3. Впервые, используя сравнительный анализ ряда хроматографических показателей:  $\pi/\phi$ ,  $K_m$ ,  $K_{n\text{ч}}$ ,  $K_{\text{алк}}$ ,  $K_{\text{изопр.}}$ ,  $K_{\text{фон}}$  с термобарическими условиями недр (на примере скважин Порахбюр I) выявлено, что потенциально промышленно-нефтеносными являются отложения верхнемелового и палеоценового возраста. 4. При изучении состава и содержания газов в подпочвенном воздухе выявлены аномально высокие содержания метана и более тяжелых углеводородов, определяемых в виде  $C_2 - C_8$ . Показано также наличие аномально высоких концентраций неуглеводородных компонентов, в частности гелия, что позволяет предположить наличие скоплений, обогащенных гелием. 5. Анализ характера прогрева горных пород на исследуемой территории обнаружил, что при геотермическом градиенте, составляющем около  $2^{\circ}\text{C}/100 \text{ м.}$ , предположительную критическую для нефтегенерации, нижнюю границу следует опустить до глубины 7 км.

Практическое значение работы. Геохимическая информация о характере распределения углеводородных и неуглеводородных компонентов в системах различного фазового состояния, схематические карты прогноза свойств и состава нефтидов, служат основой для

проведения нефтегазопоисковых работ в Центральной части территории Армении, позволяют осуществить прогноз фазового состояния залежей до разбуривания территории.

Разработана методика определения состава и содержания микролицеств газов в подпочвенном воздухе, с использованием в качестве адсорбента жидкокристаллического вещества МББА.

Основные защищаемые положения.

1. Геохимическая информация об индивидуальном составе, концентрационном распределении, характере хроматографических величин ( $K_m$ ,  $K_{\text{нч}}$ , Калк,  $K_{\text{из.}}$ ,  $\pi/\Phi$ ) позволяет прогнозировать состав, фазовое состояние, генетические особенности углеводородов, находящихся в пластовых условиях.

2. Нефти и газоконденсаты различных стратиграфических комплексов – от верхнего мела до неогена включительно по ряду показателей состава и геохимическим критериям сходны: относятся к типу А<sub>I</sub> парамбено-нафтенового основания.

3. Корреляция физических параметров недр с геохимическими показателями позволяет разработать научно-аргументированное направление для геологоразведочных работ на нефть.

Фактическая основа работы. В основу диссертации положены материалы, собранные и обработанные автором в лаборатории газо-жидкостной хроматографии ИГН НАН РА (с 1983–1992 г.г.). В период работы отобрано 400 проб жидких углеводородов и 350 газовых из скважин и подпочвенного воздуха. Анализы проведены автором на хроматографах Цвет-100, ЛХМ-8 МД и ЛХМ-80.

Апробация работы. Результаты работ докладывались на конференции молодых научных сотрудников Академии наук Армении (г. Ереван, 1988 г.), на юбилейной научной сессии, посвященной 100-летию выдающегося исследователя геологии Кавказа К.Н.Пабренгольца (г. Ереван, 1993 г.).

По теме диссертации сдано к опубликованию три работы. И отчеты ИГН НАН Армении за период 1983–1993 г.г.

Диссертационная работа изложена на 112 страницах машинописного текста, содержит 30 рисунков, 16 таблиц и состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы из 58 наименований.

Основные положения и результаты данного исследования представлены в Государственное управление по недрам Республики Армения.

Диссертация является итогом десятилетнего труда автора в области изучения углеводородов Армении. Работа базируется в основном на результатах физико-химического изучения недр.

Все хроматографические анализы геохимических проб с дальнейшей статистической обработкой результатов проведены автором.

Автор глубоко признателен за помощь, консультации и за ценные советы академику РАЕН, доктору геолого-минералогических наук, профессору Б.А.Соколову (МГУ); доктору геолого-минералогических наук В.А.Чахмакчеву и кандидату химических наук В.В.Ликусон (ИГиРГИ).

Работа выполнена в ИГН НАН Армении под руководством академика АН Армении С.В.Григоряна, которому автор выражает глубокую благодарность, а также Ученому Секретарю ИГН А.Х.Мнацаканян, сотрудникам и коллегам, оказавшим участие и содействие в выполнении работы.

Автор благодарен А.А.Асламазян и И.И.Геворкян за большую помощь в оформлении диссертации.

## Глава I. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.

Содержание первой главы составляет обзор имеющегося литературного материала по современным геохимическим методам и критериям исследования углеводородных систем с целью прогнозирования нефтегазоносности.

Используя литературные данные, составляющие около 20 монографий, в настоящей работе проведен критический научный анализ современного состояния теории происхождения нефти. Огромный вклад в развитие эволюционной осадочно-миграционной теории преобразования рассеянного органического вещества пород и генерации углеводородов нефтяного ряда внесли Н.Б.Вассоевич, И.В. Виноградский, В.В.Глебовская, А.Э.Конторович, А.И.Леворсон, В.А.Соколов, Дж. П.Форсман, Дж. М.Хант и др. Поскольку поиски нефти и газа могут сильно выиграть от использования теории образования и миграции углеводородных систем различного фазового состояния, рассмотрены исторические аспекты развития теории о происхождении нефти и газа. Из многоаспектного подхода к этой проблеме, проявленного Б.Тиссо, Д.Вельте (1981г.) в последовательном описании таких процессов, как седиментация органического вещества, его преобразование на разных этапах литогенеза и др., вытекает, по нашему мнению, что доказанные или только предполагаемые ими тезисы логически связывают основные процессы нефтеобразования. При этом эти авторы не предлагают в качестве гипотезы биогенную или abiогенную теорию, а рассматривают в исторической ретроспективе развития жизни на Земле, являющуюся необходимой предпосылкой появления органического углерода в стратисфере. Кроме этого, Б.Тиссо и Д.Вельте в своей теории вводят параметры количественной характеристики нефтеносных пород, позволяющие их выделять и диагностировать геохимическими методами, что является основной задачей при поиске нефти.

Степень эффективности различных геохимических методов, —

пользуемых для характеристики и оценки потенциално нефтеносных пород колеблется от низкой до очень высокой.

В работе отмечается стандартные, химические, оптические методы и метод пиролиза, как взаимодополняющие друг друга при обнаружении в составе органических компонентов пород веществ нефтяного типа, для оценки степени зрелости, полукачественной оценки генетического потенциала и т.д. Однако при определении состава нефти для геохимических целей (т.е. с целью прогнозирования потенциальной нефтегенерации), наиболее применимы методы, основанные на количественном разделении различных структурных типов нефти и на изучении молекулярного распределения в пределах каждого типа.

Газовая хроматография вопросы идентификации, определения состава многокомпонентных смесей, какими являются нефть, газ и конденсаты, решает экспрессно и высокочувствительно. Основным достоинством этой методики является возможность избежать любой перегонки, в результате которой могут быть разрушены и изменены некоторые лабильные компоненты нефти. Кроме того, преимущество этого метода заключается в том, что он позволяет использовать небольшие количества анализируемого вещества, экстрагированного из материнской породы (100 мг) и может служить точной основой для корреляции нефти с нефтеносной толщей.

## Глава 2. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕДДУРЕЧЬЯ р.р. РАЗДАН-АРИЧИ

Тектоническое развитие исследуемой территории охватывает три геотектонических этапа: дагерцинский (байкальский), герцинский и альпийский.

Дагерцинский тектонический этап охватывает поадний докембрий и низы палеозоя, и, в целом, этот этап характеризуется геосинклинальным режимом, которому свойственно накопление большой мощности вулканогенно-ссалочных пород. Наиболее полно этот

этап проявлен в пределах Цахкуняцкого горст-антиклинария.

Герцинский тектонический этап охватывает время от девона до конца триаса и делится на два подэтапа. Первый — охватывает период от девона до раннего карбона включительно; второй — от ранней перми до позднего триаса. Среднему и позднему карбону соответствует региональный перерыв в осадконакоплении, что подтверждается залеганием пермских отложений с резким угловым несогласием на породы девона и нижнего карбона.

Альпийский тектонический этап претерпел две стадии развития. Первая — геосинклинальная стадия (юрско-эоценовый период) характеризуется энергичным проявлением геосинклинальной складчатости. Вторая — орогенная стадия развития (позднеолигоцен — антропогеновый период), знаменующая завершение геосинклинального режима, характеризующаяся горообразованием, образованием молассовых формаций, формированием современного рельефа и проявлением вулканизма.

Главная геосинклинальная стадия состоит из трех фаз развития: юрско-раннемеловой, позднемеловой и эоценовой. Каждая фаза характеризуется своей историей развития, детальное описание которых приводится в работе.

В геологическом строении исследуемой территории участвуют породы от палеозоя до современных отложений.

**Палеозой.** Породы карбона и перми в основном развиты на Уральском хребте и в бассейне р. Аргичи и представлены слюдистыми песчанистыми сланцами, кварцитами, глинистыми и углистыми битуминозными сланцами общей мощностью 650–700 м.

Пермские отложения развиты в бассейне р. Веди и на Уральском хребте и представляют собой битуминозные известняки, углистые и песчанистые известняки, мергели и мергелистные известняки (мощность до 750 м.) (Р. А. Аракелян, 1976).

Мезозойские отложения (триас) зафиксированы на ограниченной площади в верховых р. Веди, окрестностях с. Джаруманко, на Ю-З склоне Гегамского массива и представлены свитой кварц-полевошпато-слюдистых песчаников и слюдистых аргиллитов с прослоями каменных

углей общей мощностью 600 м.

К юрским породам, по данным В.П.Рентгартена, относится толща спилитов и кератофировых туфов нижнего течения бассейна р.Веди.

Верхнемеловые отложения развиты в пределах р.Аргичи и его правого притока - р.Архан, а отложения (Турон-конъяк) развиты в основном в бассейнах р.р.Зост, Аргичи и Архап. Это - толща терригенно-карбонатных пород мощностью до 200 м. Сенонские отложения обнажаются в бассейнах р.р.Азат, Чатма, Веди и на Айоцзорском перевале. Такие же отложения слагают хребты Гозбурул, Еранос и отдельные участки в среднем течении реки Веди и окрестных с.с.Армик, Антаагут, Азизкенд и др., где они представлены, в основном, в ядрах брахиантклинальных структур. Породы представлены конгломератами, песчаниками, бело-роговыми глинистыми известняками и мергелями мощностью до 500 м.

Породы датского яруса, выявление А.Т.Асланианом в Ереванской тектонической зоне, представлены флишем из конгломератов, песчаников, гравелисто-песчанистых известняков и песчанистых глин.

На исследуемой территории палеоцен - эоценовые отложения встречены в тоннеле Севанской ГЭС и в среднем течении р.Раздан, в окрестностях с.Агпара и в р-не Гюмуш ГЭС.

В Приереванском районе эоценовые отложения широко развиты в бассейнах р.р.Гарни, Чатма, Веди и Шагап (мощность до 2500 м). Особенностью эоценовых отложений этой зоны является их общий вулканогенный характер.

Морские отложения олигоцена развиты в бассейнах рр.Раздан, Шорахюр, Гарни. А.Т.Асланиан подразделяет эти отложения на две свиты: нижнюю (мощность 250 м), состоящую из желтовато-серых шаровых туфогенных песчаников и верхнюю (мощность до 700 м) - из чередующихся желтовато-серых туфогенных песчаников и зеленовато-серых гинсонорских глин. Аналогичные отложения были вскрыты и в междуречье рр.Раздан и Джрвеж.

К неогеновым (нижний-средний миоцен) отложениям относятся мощный комплекс конгломератово-песчано-глинистых отложений, широко распространенных в пределах Араратской котловины и окружающих предгорий.

Геологическое развитие Армянского нагорья в плиоценовое время отмечается формированием однотипных наземно-вулканических, озерных и речных образований.

Антropогенные (нижнечетвертичные) озерные отложения известны на Егвардско-Канаагерском лавовом плато, в среднем течении р. Гедара и представлены в основном диагонально-слоистыми нормальными и вулканическими песками, нормальными и белыми диатомитовыми глинами, гравием и частично галечниками, общей мощностью до 100 м.

### Глава 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Данная глава подразделена на 3 раздела, в которых приводится описание методики отбора геохимических проб, хроматографического анализа жидких и газовых проб углеводородов.

Разделение многокомпонентной смеси проб жидких углеводородов и определение их содержания проведено методом "внутреннего стандарта" по А.А.Петрову и др. РД 39-И-223-79 с добавлением в качестве эталона н-гексадекана ( $C_{16}H_{34}$ ).

Генетическое сопоставление нафтидов с нефтегенерирующей породой в современной геохимии основывается на определении сходства составов. Определение сходства составов, которое устанавливается по характеру распределения специфических молекул (хемофоссимит) можно проводить наиболее полно методом газовой хроматографии. Хроматографические характеристики, используемые при сопоставлении нефтей в данной работе следующие:

п/Ф - генетический показатель, зависящий от природы исходной биомассы, характера фаций, глубины залегания.

$K_M$  - коэффициент, оценивающий степень преобразованности органического вещества.

$K_{\text{нч}}$  -- коэффициент преобладания нечетных алканов над четными, определяемый по Брэю.

$K_{\text{алк}}$  -- степень преобразованности нефти (легкая или тяжелая).

$K_{\text{изз}}$ . -- генетический показатель.

С целью правильного проведения качественного и количественного анализа проб подпочечного воздуха была наложена стандартная методика по ГОСТ 23761-83 и ГОСТ 14920-79. Эти стандарты позволяют определять количественный состав газа, содержащего углеводороды С<sub>1</sub>-б<sub>5</sub>, а также неуглеводородные компоненты (водород, кислород, окись и двуокись углерода, сероводород), массовая доля которых 0,1% и выше.

Количество компонентов в анализируемом газе рассчитывали методом внутренней нормировки, по которому сумма площадей всех пиков хроматограммы принималась за 100%. Приходящие площади пиков ( $S_i$ ) индивидуальных веществ на обеих хроматограммах определяли по формуле:

$$S_i = a_i \cdot h_i \cdot K_i \cdot M_i$$

где  $a_i$  -- ширина пика компонента, измеренная с помощью лупы на середине его высоты, мм.

$h_i$  -- высота пика, мм.

$K_i$  -- массовый коэффициент чувствительности.

$M_i$  -- масштаб регистратора хроматограммы.

Содержание компонента в газе рассчитывали по формуле:

$$X_i = \frac{(a \cdot h \cdot K \cdot M)_i}{\sum (a \cdot h \cdot K \cdot M)_i} \cdot 100 \% \text{ or}$$

Массовые поправочные коэффициенты определяли по П.А.Фроловскому, 1969 г.

С целью обнаружения метана и более тяжелых углеводородов  $C_2-C_6$ , концентрации которых в подпочвенном воздухе оказались выше предела чувствительности детектора по теплопроводности, была разработана методика с пламенно-ионизационным детектором и пределом обнаружения по пропану  $10^{-6}\%$  (объем.). Впервые для определения микроиммессей в подпочвенном воздухе в качестве адсорбента было использовано жидкокристаллическое соединение: π - метоксибензилиден-п-н-бутиланитрил (МББА) с температурой нематической мезофазы в интервале  $420^\circ - 46,5^\circ$ . Использование этого соединения в качестве неподвижной фазы, нанесенной на инертный носитель цеолит-545, позволило достичь высокоселективного разделения микр концентраций углеводородов при комнатной температуре.

#### Глава 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНОГО СОСТАВА И СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В СИСТЕМАХ РАЗЛИЧНОГО ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ.

Данная глава содержит три подраздела. Типичная хроматограмма проб жидких углеводородов представлена на рис. I. В хроматограммах проб жидких углеводородов из отложений различного возраста идентифицированы пики нормальных алканов от  $C_{12}$  до  $C_{28}$  и изопреноидов от  $C_{12}$  до  $C_{23}$ .

В хроматограммах конденсата из Авансского солерудника и Птгни скв. З присутствуют н-алканы от  $C_{12}$  до  $C_{23}$  и  $C_{12}-C_{20}$  и изопреноиды от  $C_{12}$  до  $C_{20}$  и  $C_{12}, C_{13}$  - соответственно (табл. I). В пробах из скважины Шорахюр I с глубинами 3473-3589 м (эоценового возраста) и 3594-3650 м (палеоценового возраста) идентифицированы н-алканы от  $C_{12}$  до  $C_{28}$  и изопреноиды от  $C_{12}$  до  $C_{23}$ .

Нефти из скважин Гарни I, Еранос I, Лусакерт 7 объединяются в группу, характеризующуюся наличием изопреноидов и н-алканов от  $C_{12}$  до  $C_{27}$  в Ераносе и Лусакерте; от  $C_{14}$  до  $C_{28}$  в Гарни I (изопреноиды от  $C_{13}$  до  $C_{23}$ ).

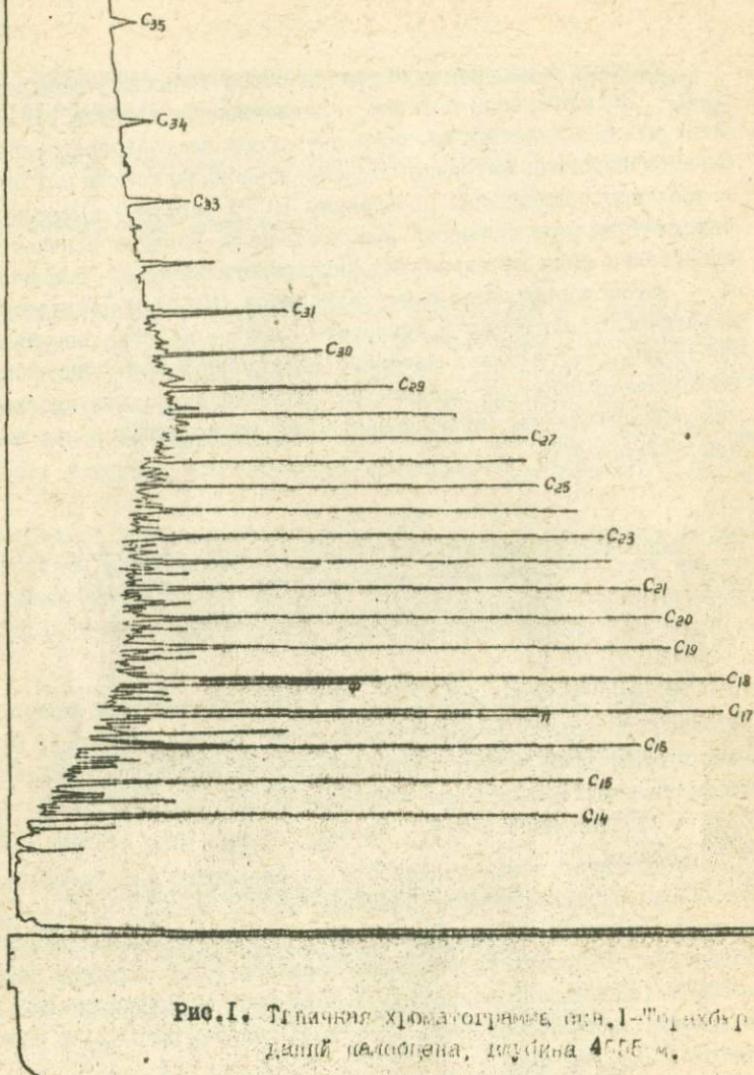


Рис. I. Тривиальні хроматограми, табл. I-III, зроблені  
змінної концентрації, довжина 4555 м.

СХЕМАТИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА ТЕРРИТОРИИ др. РАЗДАН-АРГИЧИ  
М 1:400000

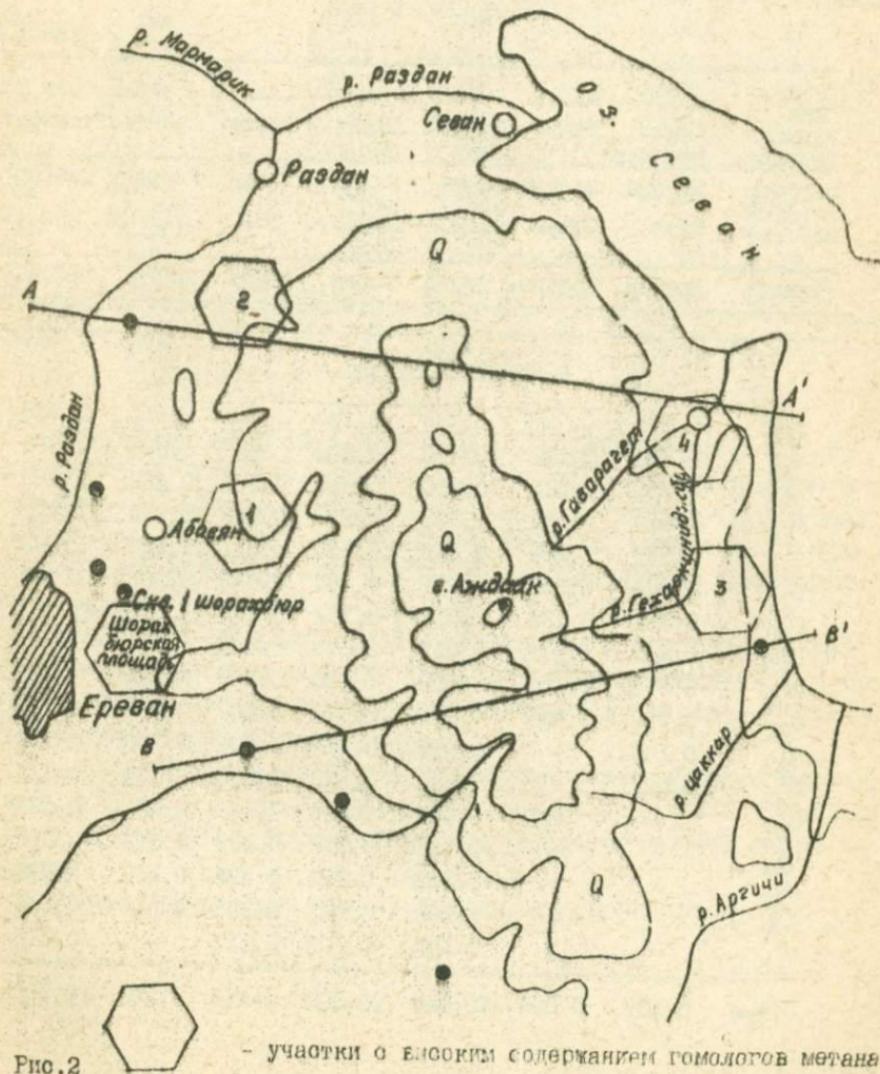


Рис.2

— участки с высоким содержанием гомологов метана.

● — выходы жидких углеводородов.

Содержание и концентрационное распределение алканов нормального и изопреноидного строения в нефтях и конденсатах некоторых скважин и горных выработок центральной части территории Республики Армения  
(содержание, % вес.)

табл. I

Скваж. или горная выработка.	Соле- руд- ник штольня	ППИИ скв.3	скв. I Шорах- бюр	скв. I Шорах- бюр	скв. I Гарни	скв. I Еранос	скв. I Лусакерт	скв. 7
Возраст и глуби- на (м)	миоцен	неоген	оцен	палео- цен	валеи	миоцен	неоген	
	235	735	3473- 3589	3594- 3640	380	250- 1170	200	
Флюид	кочен.	конден.	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
	2	3	4	5	6	7	8	

Нормальные алканы

C <sub>12</sub>	0,870	0,729	0,425	0,330	-	0,210	I,742
C <sub>13</sub>	0,865	0,621	0,450	0,349	-	0,352	I,610
C <sub>14</sub>	0,868	0,512	0,555	0,417	0,101	0,402	I,495
C <sub>15</sub>	0,872	0,361	0,693	0,590	0,295	0,495	I,370
C <sub>16</sub>	0,711	0,296	0,890	0,640	0,341	0,526	I,203
C <sub>17</sub>	0,504	0,266	I,011	0,685	0,493	0,602	I,034
C <sub>18</sub>	0,415	0,134	I,038	0,712	0,472	0,623	0,877
C <sub>19</sub>	0,347	0,119	0,857	0,870	0,581	0,639	0,720
C <sub>20</sub>	0,273	0,100	0,818	0,895	0,592	0,685	0,680
C <sub>21</sub>	0,192	0,086	0,925	0,945	0,582	0,723	0,605
C <sub>22</sub>	0,148	-	0,895	0,912	0,586	0,725	0,550
C <sub>23</sub>	0,082	-	0,883	0,898	0,530	0,776	0,473
C <sub>24</sub>	-	-	0,090	0,799	0,440	0,801	0,403
C <sub>25</sub>	-	-	0,542	0,576	0,489	0,612	0,308
C <sub>26</sub>	-	-	0,353	0,352	0,378	0,413	0,235
C <sub>27</sub>	-	-	0,286	0,223	0,320	0,212	0,145
C <sub>28</sub>	-	-	0,139	0,109	0,215	-	0,110

Сумма 6,147 3,224 10,850 10,302 6,415 8,796 13,560

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8
$C_{14}$	0,156	-	0,370	0,038	0,119	0,120	0,301
$C_{15}$	0,199	-	0,117	0,095	0,120	0,131	0,268
$C_{16}$	0,178	-	0,134	0,105	0,213	0,172	0,251
$C_{18}$	0,160	-	0,146	0,140	0,240	0,183	0,296
$C_{19}$	0,312	-	0,362	0,311	0,450	0,278	0,651
$C_{20}$	0,168	-	0,156	0,142	0,250	0,185	0,305
$C_{21}$	0,069	-	0,312	0,034	0,120	0,219	0,179
$C_{22}$	-	-	0,122	0,058	0,066	0,293	0,065
$C_{23}$	-	-	0,050	0,038	0,058	0,220	0,054
Сумма	1,232	-	1,769	1,611	1,600	1,800	2,370

Отсутствие различий в групповом и углевородном составе между пробами юрских углей всдородов отдельных литотолого-стратиграфических комплексов, преобладание нормальных алканов, а среди разветвленных алкановmono-,ди-, и три-замещенных изомеров, позволяет при корреляции классифицировать их как нефти типа А<sup>I</sup> нефтяно-тарафинового основания по Петрову А.А. и др. (1984).

Анализ хроматограмм нефтей и конденсатов и концентрационного распределения алканов показал, что в широкой фракции ( $C_9 - C_{30}$ ) происходит перераспределение н-алканов в сторону возрастания концентрации низкомолекулярных соединений.

В ряду изопреноидов ( $C_{12} - C_{23}$ ) сравнительно высокими концентрациями отличаются пристан и фитан, соотношение содержаний которых используется как генетический показатель при сопоставлении нефтей и битумов.

Анализ величин хроматографических показателей (табл. 2) по-

## Величины хроматографических показателей

Табл.2

№ III	Сважина или горная выработка	Возраст	$\Pi/\Phi$	$K_M$	$K_{\Phi}$	$H_{H^+}$	$K_{алк}$	$K_{из.}$
1.	Солерудник, штольня, 235 м.	мiocен	1,9	0,55	0,12	0,97	1,3	1,1
2.	Шорахюр, скв. I, 3473-3589 м.	эоцен	2,0	0,55	1,12	1,0	1,7	1,3
3.	Шорахюр, скв. I, 3594-3640 м.	палеоген	2,0	0,54	0,16	1,0	2,0	1,1
4.	Гарни, скв. I, 380 м.	эоцен	1,7	0,59	0,19	1,0	3,5	1,2
5.	Еранос, скв. I, 280-II70 м.	мiocен	1,56	1,50	0,51	1,0	3,7	-
6.	Дусакерт, скв. 7, 200 м.	неоген	2,1	0,62	0,72	1,09	2,2	1,2

где:  $\Pi/\Phi$  - соотношение пристан/фитан $K_M$  - коэффициент метаморфизма $K_{\Phi}$  - коэффициент нафтенового фона $K_{H^+}$  - коэффициент нечётности $K_{алк}$  - коэффициент алканов $K_{из.}$  - коэффициент изопреноидов

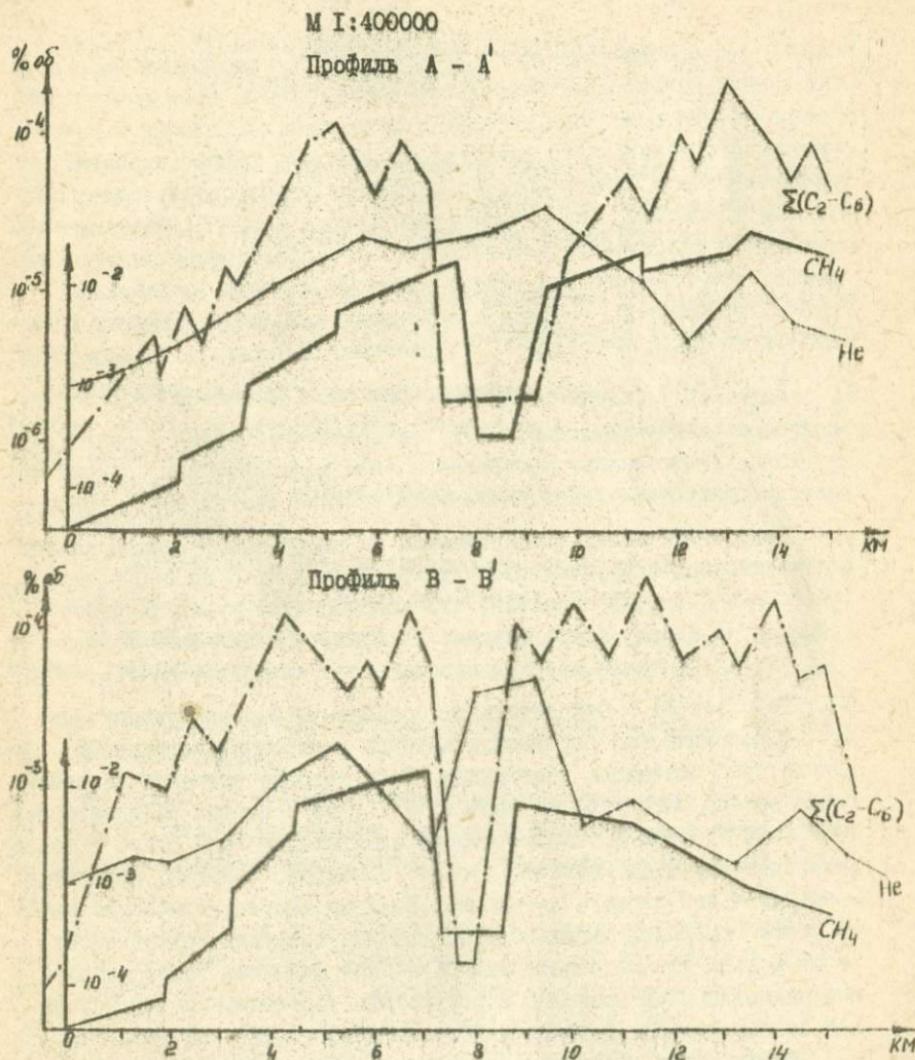


Рис.3. График изменения содержания метана и более тяжелых углеводородов и гелия по геохимическим профилям А - А' и В - В'.

казал, что соотношение пристан/фитан ( $\pi/\phi$ ) в изученных нами нефтях и конденсатах практически совпадает. Связь количественного распределения этих изоценоидов с условиями накопления и преобразования органического вещества до конца не выяснена и может варьироваться в зависимости от окислительно-восстановительных условий диагенеза, фациально-генетического типа ОВ, условий накопления и дальнейшего катагенетического преобразования ОВ. Известно, что сравнительно низкие величины данного показателя ( $0,5-2$ ) генетически связаны с планктонным ОВ глубоководных морских бассейнов (К.Ф.Родионова, С.П.Макогмов, Л.Вельте).

Калк (табл.2), являющийся показателем фациальной обстановки осадконакопления (Л.Вельте, 1971), в армянских нефтях - ниже 1,5, что также подтверждает высказанное выше предположение. Данный тест подтверждается также значениями величин других показателей.

Результаты наших экспериментов по определению микропримесей в подпочвенном воздухе (отбор геохимических проб по профилям А-А<sup>I</sup>, В-В<sup>I</sup>, рис.2) показали, что присутствуют углеводородные компоненты: метан, более тяжелые УВ газы, определяемые в виде  $\Sigma C_2-C_6$ , а также неуглеводородные составляющие: H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, He (рис.3). Относительное содержание метана (относительное, т.к. количества определяли методом внутренней нормировки) в ряде проб оказалось повышенным. Если фоновые значения концентрации метана находятся на уровне  $10^{-5}\%$ , то в пробах зафиксировано  $10^{-4} - 10^{-2}$  объем %. Кроме метана идентифицированы более тяжелые углеводороды: этан, этилен, пропан, изобутан, н-бутан, изопентан; н-пентан и все изомеры н-гексана. Наличие такого количества метана и его гомологов в сильно разбавленных воздухом подпочвенных газах нельзя рассматривать как случайное явление. Такое скопление углеводородов возможно в результате вертикального миграции этих газов, из потенциального нефтяного очага по трещинам.

Наблюдаются аномальные значения в содержании гелия. Если учитывать, что фоновые концентрации гелия составляют  $10^{-6}$  объем %, то полученные результаты по содержанию гелия в подпочвенном воздухе свидетельствуют о наличии молодых глубинных разломов или западей газов, сильно обогащенных гелием.

## Глава У. ГИОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Наряду с комплексом общепринятых геологических и геофизических методов все большее значение приобретают геохимические поисковые методы, основанные на выявлении прямых признаков нефтегазоносности недр.

Анализируя величины ряда хроматографических показателей (таблица 2), можно высказать некоторые предположения о генезисе Армянских нефтьей.

Так, по величине отношения пристана к фитину органическое вещество, продуцирующее нефтяные углеводороды, неглубоководного морского происхождения;

- по коэффициенту метаморфизма органическое вещество - среднепреобразованное;

- по коэффициенту фоне органическое вещество также среднепреобразованное и не имеет следов протекания процесса биодеградации;

- по коэффициенту нечетности - органическое вещество также морское, сапропелевое.

Из коэффициента преобразованности алканов вытекает, что нефти - средне-тяжелые.

Для выявления прямых признаков нефтегазоносности проведена корреляция хроматографических показателей нефтей из различных геолого-стратиграфических комплексов с термобарическими условиями недр (табл.3),

Анализ результатов по характеру изменения пластового давления и температуры показал (на примере скважины Шорахбюр I) уменьшение пластового давления с увеличением глубины скважины. Уменьшение пластового давления на глубинах от 3460 до 3482 м. на 1,1 МПА (табл.3) создает энергетическую яму, сохраняющуюся до подошвы скважины, с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

Таким образом, высокое пластовое давление над подошвой нижнего зонена и кроильей палеоценена создают препятствие для миграции газов и благоприятные условия для их накопления.



Анализ кернового материала скважины Шорахбюр I показал, что в коллекторах дат-палеоценена в виде случаев первичная трещиноватость достигает 10%, а проницаемость - 0,07 мкм<sup>2</sup>. Эти данные позволяют прогнозировать, что ёмкостные параметры пород-коллекторов весьма удовлетворительны для аккумуляции в них нефти. Для разреза глубин 3300-3450 м (н.эоцен) характерно существование глинистых прослоев, в которых произошла задержка оттока поровой воды, что обусловило сохранение глинями экранирующей способности. Следовательно, и высокое пластовое давление и существование глинистых покрышек способствует накоплению и сохранению промышленных запасов углеводородов различного фазового состояния в дат-палеоценовых и низлежащих отложениях. Испытания во время бурения скважины Шорахбюр I доказывают эти предположения. В палеоцене, в интервале 3473-3589 м была вскрыта пачка трещиноватых карбонатных пород, при испытании которой впервые получили приток нефти. Нефтепроявление было зафиксировано также при вскрытии песчаного пласта (3780-3785 м), расположенного в подошве палеоценена. Нефтепроявления были отмечены и в отложениях датского яруса, на глубинах 3900-3905 м, 3945-3960 м, 3970-3975 м, 3980-3985 м, 4045-4050 м, 4070-4075 м, 4115-4120 м, 4555-4560 м. Эти результаты получены в соавторстве с Ю.Р. Каграмановым и др. Такой широкий диапазон нефтепроявлений в палеогеновых отложениях был отмечен впервые при бурении глубоких скважин на территории междууречья р. Раидан - р. Аргичи.

Выходы нефти и конденсатов обнаружены также в отложениях неогена, который представлен среднемиоценовой гипсоминерально-глинистой толщей мощностью до 700 м (Аванский солерудник). Гипсоминеральные отложения благодаря своей трещиноватости могут служить коллекторами для миграции углеводородов.

Хроматографическое изучение состава нефтей и конденсатов выявило наличие в их составе легких фракций алканов. Однако по величинам генетических показателей эти нефти схожи с нефтями палеогеновых отложений. Следовательно, по нашему мнению, наиболее вероятным является гидробиотическое образование этих нефтей и конденсатов с последующей их миграцией и выходом в соленосных толщах неогена. Это подтверждается также тем, что в горах гипсоминерально-соленосных отложений отсутствует органическое вещество такого же генезиса.

Для выявления региональных закономерностей нефтебразования

проводено хроматографическое исследование нефтий Азербайджана (Тарс-Долляр скв. I), Грузии (Пиццинда скв. I, Самгори скв. 6, Телети скв. I4 и др.) из палеогеновых отложений. По хроматографическим показателям:  $\pi/\Phi$ ,  $K_m$ ,  $K_{\text{нч}}$ ,  $K_{\text{алк}}$ ,  $K_{\text{из}}$ . эти нефти сходны с исследованными пробами жидких углеводородов скважины Шорахбер I. Следовательно, палеогеновые отложения регионально нефтеносны и в Армении.

Анализ характера прогрева горных пород на исследованной территории показал, что геотермический градиент составляет в среднем около  $2^{\circ}/100$  м. Поскольку различными авторами (П.Б.Вассоевич, В.А.Чахмахчев и др.) температурный барьер для образования жидкой фазы углеводородов принимается в интервале  $150-200^{\circ}$ , то предположительная критическая нижняя граница образования нефтяных углеводородов, принимаемая раньше до 5 км, опускается до 7 км.

Зоны с аномальными термобарическими условиями недр наблюдаются повсеместно на исследованной территории.

Обобщение полученных данных по групповому и индивидуальному составу флюидов, сопоставление их с термобарическими условиями недр позволяло в пределах исследованной территории выделить условно три типа нефтей: меловой, палеогеновый, неогеновый.

Наложение данных по изучению подпочвенного воздуха на геологическую карту исследуемого района вырисовывает следующую картину: в южных и юго-восточных окраинах преобладает высокотемпературный сухой метан, что соответствует нижним зонам метакатагенеза ( $MK_4$ ). Такая же картина наблюдается на западе, за рекой Раздан. В центральной части исследованной территории выделяются 4 участка с аномально высоким содержанием гомологов метана. Эти участки ограничиваются следующими пунктами, рис.2: I.- участок с.с. Зовк, Гехашен, Зар, Акунк-Арамус; II.- участок - Чаренцаевэн, Фонтан, горы Гутансар, Менаксар, с.о. Лернанист, Кахси; III.- Еранос, Ланцхахпор, Сарухан; IV- Норадуз, Кармир гчи, Батикян, Айриван. Жирные газы, наблюдавшиеся в этих районах и по разрезам A-A<sup>I</sup> и B-B<sup>I</sup> способны растворять в себе жидкие углеводороды.

Прогноз фазового состояния залежей проводился на основании информации о типе и генерационном потенциале органического вещества, исходя из распространения в изучаемых отложениях сапропела-

вого органического вещества, преобразованного в основном до стадий МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub> катагенеза

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые методом газовой и газожидкостной хроматографии исследованы многокомпонентные углеводородные системы различного газового состояния на центральной части территории Республики Армения (междуречье р.р. Раздан-Аргичи). В пробах жидких углеводородов показано присутствие нормальных и изопреноидных алканов, принятых в качестве маркеров.

2. На основании установленных закономерностей в хроматограммах и расчета величин показателей:  $\pi/\phi$ , К<sub>M</sub>, К<sub>ннч</sub>, К<sub>алк</sub>, К<sub>Ф</sub>, К<sub>из</sub> проведена типизация, в результате которой жидкие углеводороды классифицированы как палеотипные нефти типа А<sub>I</sub> (парафино-нефтенового основания).

Результаты сравнения с нефтями из палеогеновых отложений Республики Грузия и Азербайджан, где эти отложения регионально нефтепосы, выявили их сходство с нефтями Армении.

3. В хроматограммах проб подпочвенного воздуха установлено присутствие метана и более тяжелых углеводородов, определяемых в виде  $\Sigma C_2-C_6$ , а также неуглеводородные компоненты. Содержание сухого метана в южных и юго-восточных окраинах и на западе исследованной территории является аномально высоким, превышая фоновую концентрации на порядок и более. Выявленные закономерности в концентрациях углеводородов  $C_2-C_6$  позволили выделить четыре участка с высоким содержанием гомологов метана, составляющим  $10^{-4}\%$  объем.

4. Разработана методика анализа газовых проб, заключающаяся в испарении: 1) жидкокристаллического вещества (МБГА) в качестве насадки для детектирования микроконцентраций углеводородов на уровне  $10^{-3}$  -  $10^{-5}\%$  объем, 2) детектора ионизации пламенем (ДИП).

5. Исходя из анализа прогресса горных пород на исследованной

территории показано, что геотермический градиент составляет в среднем около  $2^{\circ}/100$  м. Этот факт, а также данные по углеродному составу нефтий, позволяют предположительную нижнюю границу образования нефтяных углеводородов, принимаемую 5 км, опустить до 7 км.

6. На основании проведенной корреляции хроматографических показателей нефтий из различных литолого-стратиграфических комплексов с физическими параметрами недр показано, что можно условно выделить три типа нефтий: меловой, палеогеновый, неогеновый.

7. Анализ результатов по характеру изменения пластового давления и температуры (на примере скважины Шорахбюр I) показал уменьшение пластового давления с увеличением глубины. Высокое пластовое давление над подошвой нижнего эоценена и кровлей палеоцена (покрышка), первичная трещиноватость в коллекторах дат+палеоцена, достигающая 10% и проницаемость  $\sim 0,007 \text{ мкм}^2$ , позволяют прогнозировать, что жидкие углеводороды аккумулируются в дат+палеоценовых отложениях, где и следует вести поиск промышленных запасов нефтий.

#### РАБОТЫ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Изучение состава и содержания газов в подпочвенном воздухе Шорахбюрской площади методом газовой хроматографии. - Изв. АН Армении, Науки о Земле (в печати). С coавторы - А.Г. Арутюнян, Р.С. Кузанян.
2. Оценка геохимической аномалии методом нормирочания. - Изв. АН Армении, Науки о Земле (в печати). С coавторы - Х.В. Хачанов, М.П. Асланян.
3. Углеводородный состав кондендатов Аванского солерудника. - Изв. АН Армении, Науки о Земле (в печати). С coавторы - Р.С. Кузанян, Р.А. Еглазарян.
4. Анализ результатов региональных геологических и геобиотических,

геолого-geoхимических исследований материалов параметрического и поискового бурения за период 1983-87 г.г. на территории Армении в связи с геолого-разведочными работами на нефть и газ. - Фонды ИГН Армении, 1987г.

5. Результаты литолого-петрографических, палеонтологических и геологических, петрофизических и geoхимических исследований керна, шлама, флюидов и анализ геолого-geoфизических работ на территории Армении. - Фонды ИГН АН Армении, 1988.  
- Соавторы: Ю.Р.Каграманов и др.
6. Комплексное исследование данных поисково-параметрического бурения и сейсморазведочных работ за 1989-1990 г. - Фонды ИГН АН Армении, 1991.
7. Изучение geoхимических предвестников землетрясений в сейсмических зонах Армении, Соавторы: - Саргсян Х.О. и др.
8. Газо-geoхимические исследования для выявления аномальных участков в Приереванском, Артшатском районах с целью оценки перспектив нефтегазоносности. Соавторы - Х.О.Саргсян и др.  
- Фонды ИГН АН Армении, 1992г.



1941

Заказ 12

Тираж 100

---

Отпечатано на ротапринтном участке ЦНИИС АМ Армении  
Адрес: Ереван-1, ул. Абовяна, 15.