

М. Ф. ДЗВЕЛАЯ

ЕОЛОГИЯ КАЙНОЗОЯ
ГРУЗИИ И
ГЕНЕЗИС НЕФТИ

АКАДЕМИЯ НАУК ГРУЗИНСКОЙ ССР
საქართველოს სსრ მეცნიერებათა აკადემია

ИНСТИТУТ ПАЛЕОБИОЛОГИИ
პალეობიოლოგიის ინსტიტუტი



1972

საქართველოს სსრ გეოლოგიური აგებულების
ძირითადი შტრიხები და კაინოზოური
ნალექების ორგანულ ნივთიერებათა
გეოქიმია (ნავთობის გენეზისის
პრობლემასთან დაკავშირებით)

М. Ф. ДЗВЕЛАЯ

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ГРУЗИНСКОЙ ССР И ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ)

ИЗДАТЕЛЬСТВО «МЕЦНИЕРЕБА»

1972



210
2

В книге, после изложения краткой характеристики геологического строения и истории геологического развития территории Грузии, дается довольно подробное описание нефтегазопроявлений, приуроченных к кайнозойским отложениям Грузии, грязевых вулканов Кахети, освещены вопросы их образования, приведены материалы по содержанию битумоидов и органического углерода в породах третичного периода.

Далее приведен обзор представлений о происхождении нефти и газа и рассматривается проблема генезиса нефти в связи с развитием органической жизни. Дан обширный список литературы по генезису нефти и газа.

Книга иллюстрирована схемами и картами, показывающими палеогеографию отдельных регионов Грузии, нефтегазопроявления, распределение нефти в верхнеплиоценовых отложениях Восточной Грузии, а также поэтапное расчленение процесса нефтегазообразования — «филогению нефти».

Книга рассчитана на широкий круг читателей — научных работников, палеобиологов, геохимиков, геологов, занимающихся изучением проблемы генезиса каустобиолитов вообще и поисками нефти и газа в частности; она может быть также использована студентами геологических специальностей, особенно нефтяниками.

Посвящается 100-летию со дня рождения основоположника советской нефтяной геологии акад. И. М. Губкина.

ВВЕДЕНИЕ

В 1964 году в одной из своих работ Министр геологии СССР А. В. Сидоренко писал: «Происхождение нефти — такая же крупнейшая научная проблема, как и проблема происхождения жизни на Земле» и отметил, что «нужно выразить огромное сожаление, что Академия наук СССР не занимается проблемами нефтяной геологии».

В последнее время в этом направлении шаг вперед сделал Институт палеобиологии Академии наук Грузинской ССР, включив в план своих научно-исследовательских работ тему «Развитие органического мира кайнозоя Грузии в связи с проблемой генезиса нефти».

Институт палеобиологии АН Грузинской ССР не имеет соответствующей лаборатории, поэтому директор его, академик АН Груз. ССР Л. Ш. Давиташвили 5 марта 1964 года обратился с письмом к директору Института геологии им. И. М. Губкина АН Азерб. ССР академику А. Д. Султанову с просьбой принять участие в разработке темы по генезису нефти в качестве соисполнителя, в частности, взять на себя выполнение необходимых для разработки темы геохимических анализов.

В результате достигнутых соглашений и согласно последующим постановлениям президиумов академий наук обеих республик было решено начать совместную разработку указанной темы.

Основными исполнителями темы от Азербайджана являются академик АН Аз.ССР Ш. Ф. Мехтиев и старший научный сотрудник Института геологии АН Аз.ССР кандидат геол.-минер. наук Ад. А. Алиев, а от Грузии — автор настоящей работы.

Сбор материалов, необходимых для разработки порученной темы, нами был начат в 1964, а бакинскими коллегами — в 1965 году, когда в геохимическую лабораторию Института геологии АН Аз. ССР поступила первая партия каменного материала из Грузии.

В полевые сезоны 1965—1966 годов нами совместно с Ад. А. Алиевым были проведены маршруты с целью изучения основных разрезов кайнозойских отложений Грузии и сопоставления

их с таковыми Западного Азербайджана, а также сбора каменного материала для лабораторных исследований.

Всего было изучено 15 разрезов третичных отложений, общей мощностью 10.000 м, представленных, в основном, широко развитыми в пределах Грузии осадками майкопской свиты, сарматского, акчагыльского и апшеронского ярусов. Анализам было подвергнуто около 300 образцов горных пород. В последних изучалось содержание и распределение органического углерода, битумоидов, гуминовых кислот и частично азота. Определения производили химики Г. Г. Мамедова, С. Д. Рзаева, Л. А. Гаджиева, Г. Р. Красильщикова и А. Алахвердова.

Работа состоит из пяти глав. В первой главе рассматриваются вопросы геологического строения и история геологического развития территории Грузии в кайнозое. Охарактеризованы геологоструктурные особенности Грузии и вкратце описаны выделенные автором кайнозойские бассейны осадконакопления.

Во второй главе подробно описаны нефтегазопроявления, приуроченные к кайнозойским отложениям Грузии. При этом значительное внимание уделено характеристике грязевых вулканов, т. к. автором разделяется мнение о генетической связи с ними нефтегазопроявлений.

В третьей главе освещены вопросы палеобиологии и геохимии кайнозойских отложений Грузии; приведен обширный материал по изучению битуминологических свойств пород, а также по подсчету содержания органического углерода.

В четвертой главе в свете новейших представлений рассматривается проблема генезиса нефти вообще и в кайнозойских отложениях Грузии, в частности.

В пятой главе изложены вопросы практического характера. Здесь после краткой характеристики грузинской нефтегазоносной области, являющейся звеном Крымско-Кавказской провинции, приведено районирование территории Грузии по перспективам нефтегазоносности кайнозойских отложений.

Автор далек от мысли, что в его труде разрешены или хотя бы полностью рассмотрены все затронутые вопросы. Несмотря на это, опубликование настоящей работы, видимо, бесполезно, поскольку в ней содержится ряд новых фактов по нефтяной геологии Грузии.

Мы будем благодарны читателям за критические замечания и пожелания.

Считаем своим приятным долгом выразить здесь искреннюю признательность руководителю первого поколения грузинских геологов-нефтяников — члену-корреспонденту Академии наук СССР, профессору М. И. Варенцову, взявшему на себя труд отредактировать настоящую работу. Автор искренне благодарит

чл.-корр. АН СССР, профессора МГУ Н. Б. Вассоевича за рецензирование предлагаемого труда и доктора геолого-минералогических наук Г. А. Квалиашвили, давшего ряд ценных советов, позволивших улучшить данную книгу.

Автор весьма признателен также докт. геол.-минер. наук И. А. Юркевичу за полезные советы и сотруднице кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ Е. Г. Гладковой за большую помощь в подготовке книги к печати.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ГРУЗИИ

СТРАТИГРАФИЯ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРУЗИИ

Кайнозойские отложения широко распространены в центральной горно-холмистой части Грузии, часто именуемой как «Межгорная впадина Грузии». Географически она охватывает площадь, расположенную от берегов Черного моря — на западе до р. Алазани — на востоке, протяженностью до 500 км и шириной в среднем 40 км от подножья Кавказиони (Кавказский хребет) до районов Южной Грузии.

Почти в средней части этой обширной территории расположена наиболее приподнятая часть Грузинской глыбы — Дзирульский кристаллический массив (сложенный преимущественно докембрийскими и палеозойскими породами), который с мелового времени периодически играл роль перемычки между бассейнами, расположенными в восточных и западных частях Грузии. Как к северу, так и к югу от этого массива в разные эпохи, от верхнего мела до позднего миоцена, были расположены узкие проливы, через которые воды морских бассейнов Западной Грузии, или Колхети, соединялись с водными бассейнами Восточной Грузии.

В конце миоцена — начале плиоцена, в результате воздымания Дзирульской древней суши, окончательно прерывается связь между бассейнами западной и восточной частей Грузии, вследствие чего осадки плиоцена в этих областях оказались фациально резко различными.

Исходя из этого, стратиграфический разрез отложений проводится отдельно для Восточной и Западной Грузии.

Западная Грузия. Во многих частях Западной Грузии, выше верхнемеловых пород (хорошо охарактеризованных макро- и микрофауной), залегают образования кайнозоя, стратиграфически восходящий разрез которого приводится ниже.

Палеоценовые образования, согласно залегающие на верхнемеловых известняках (как это наглядно видно в разрезах у сел

Звандрипи, Улеси, Ткварчели, Саберно, Джгали, Салхино, Цагери, Хванчкара, Ципа, Саджавахо, Ланхути и др.), представлены двумя фациями, резко отличными друг от друга. В северной части Колхети, а также на некоторых участках южного борта Колхидской низменности, палеоцен представлен тонкослоистыми темными и сероватыми крепкими известняками, в которых встречаются обломки раковин моллюсков¹ *Cuculaca volgensia* Barb., *Cyprina* sp., а также брахиопод и ежей (*Achinocoria*) и богатая микрофауна: *Globigerina trinloculinoides* Plum., *Globorotalia crassata* cust., *Cyroidina* cf. *florealis* Whit. и т. д., обнаруженные в ядрах Моквинской опорной скважины и др. местах, по данным М. В. Качарава. Встречаются также нуммулиты в известняках Аджаро-Триалетских хребтов.

В южной части Западной Грузии (Колхети) широко распространена фация туфогенного флиша палеоцена, мощностью 100—2000 м, лишенная остатков макро- и микрофауны. Здесь развиты туфобрекчии, туфоконгломераты, туфопесчаники, иногда (как у курорта Боржоми) с межпластовыми покровами базальтов и других эффузивных пород. Широко распространенные в пределах Аджаро-Имеретинского хребта и Гуринсметби, местами (в ущелье р. Ханис-цкали, к югу от с. Маяковский — бывш. Багдади), на расстоянии 11 км в местности Гурта (в окрестностях сел Гулиани, Баилети и др.) туфогенные породы характеризуются наличием проявлений жидкой нефти, битуминозных песчаников и горючего газа, генезис которых еще не установлен. Возможно, что по происхождению эти нефтегазопроявления связаны с мезозойскими породами или сарматскими глинами, погребенными под туфогенными образованиями.

Над вышеописанными флишевыми образованиями согласно залегают эоценовые известняки, глины, мергели и песчаники, мощностью до 800 м, хорошо обнаженные на обоих бортах Колхидской низменности и в центральных тектонических возвышенных частях ее, а именно на обоих крыльях антиклинальных складок Цаиши, Эки, Накалакеви, Абедати, Сатанджо, Бурци и др. Как литологически, так и по содержанию в них органических остатков (фауна и флора) мощная толща эоцена Западной Грузии легко делится на три части: нижняя — соответствующая нижнему эоцену, средняя — соответствующая среднему эоцену и верхняя — аналог верхнего эоцена (рис. 1).

¹ В стратиграфической части данной работы полный список фауны и флоры не приводится; ограничимся лишь указанием «макро» и «микрофауна», «флора» и приведением большого списка литературы в конце настоящей работы.

Нижний эоцен (мощн. 130 м), обнаженный наиболее хорошо на северном борту Аджаро-Триалетского хребта и по южному склону Абхазско-Мегрельских хребтов, представлен в основном туфогенными песчаниками с прослоями плотных темно-серых глин



Рис. 1. Эоценовые мергели со следами подводных оползней и обвалов к северу от с. Гантиади (Гагринский район).

и мергелей, редко содержащих остатки макро- и микрофауны. Особенно часто встречаются разные нуммулиты, изученные И. В. Качарава (1944 г.).

Средний эоцен (мощн. до 250 м) более широко распространен в пределах Аджаро-Имеретинского хребта, Гуриисмтеби и в Горной Абхазии. Он представлен флишеобразно чередующимися пластами известняков, глин, мергелей, песчаников и туфобрекчий. В данной толще, обнаженной в северо-западной части Абхазии, а именно в Гагринском районе, часто встречаются следы подводных оползней и обвалов, а в пределах Гуриисмтеби в разрезе эо-

цена также часто встречаются мощные (до 1,5 м) пласты биотитовых туфов. Последние петрографически довольно детально описаны Г. С. Дзоценидзе (1939—1940 гг.).

Среднеэоценовые отложения, широко развитые в пределах Гуриисмтеби, расчленяются на две части: нижнюю — конгломератово-брекчиевую и верхнюю — богатую андезитовыми покровами.

Верхний эоцен, общей мощностью до 380 м, представлен в основном тонкослоистыми, белесоватыми нуммулитовыми известняками и светлыми, зеленоватыми фораминиферовыми мергелями, прекрасно обнаженными почти во всех оврагах рек Западной Грузии, например, Бзыби, Тетрицхали, Шавцхали, Аци, Улиси, Гумиста, Мокви, Кодори, Эрисцхали, Окуми, Ингури, Ценцхари, Хобцхари, Очхомури, Джуми, Риони, Ладжанура, Ханисцхали, Ванисгеле, Супса, Натанеби и многих других.

В разрезе верхнего эоцена, в некоторых частях, как например, по северному борту Колхидской низменности и частично по Аджаро-Имеретинскому хребту, встречаются пропластки битуминозных песчаников (со средней мощностью 0,4 м).

Верхнеэоценовые отложения согласно перекрываются плотными темными карбонатными глинами олигоцена, мощностью до 1200 м. В нижней части олигоцена почти повсеместно в Западной Грузии залегают тонкослоистые глины, мощностью до 230 м, содержащие богатую микрофауну хадума.

Хадумский горизонт в пределах Гурии и Абхазии охарактеризован богатой микро- и макрофауной. В пределах Южной Имеретии (район Маяковский) нами были обнаружены (1938 г.) хорошо сохранившиеся растительные остатки, изученные М. Д. Узнадзе (1959 г.). Выше хадума во многих разрезах с явным несогласием залегают отложения майкопской свиты, общей мощностью до 900 м. Наиболее полные разрезы майкопских пород наблюдаются в Абхазии, Мегрелии, Лечхуми и в восточной части Гурии. Эти отложения неоднократно (в 1947—1957 гг.) подвергались детальному изучению как с палеонтологической, так и с геологической точки зрения, поэтому останавливаться здесь на их детальном описании считаем излишним. Можно лишь отметить, что майкопская свита условно может быть расчленена на три части: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя часть, мощностью до 380 м, представлена чередованием грубозернистых, часто битуминозных песчаников и тонколистоватых темно-коричневых некарбонатных глин, с редкими включениями мергелей, имеющих сфероидальные формы. В последних кое-где, как например, в Амбролаурском районе, встречаются пропластки кальцита, иногда с примазками жидкой нефти.

Средняя часть майкопа, мощностью до 250 м, представлена в основном темно-коричневыми, тонколистоватыми глинами,

богатыми выпцетами ярозита, с редкими пропластками светло-коричневых разнoзернистых, местами битуминозных, песчаников, с частыми включениями крепких светло-серых мергельных конкреций, округлой формы, размер которых в среднем $0,8 \times 0,3$ м в поперечнике.

Верхняя часть майкопской свиты, мощностью до 280 м, представлена в основном некарбонатными, тонколистоватыми, шоколадного цвета глинами, богатыми желтоватыми выпцетами ярозита. Редко встречаются тонкие пропластки разнoзернистых песчаников (средней мощностью 0,15 м), белесоватых мергелей и еще реже конкреций мергелей в поперечнике $0,5 \times 0,2$ м; последние более плотные, чем в нижних частях, почти не имеют прожилков кальцита.

Во многих пунктах Западной Грузии, преимущественно в Мегрелии, Абхазии и Гурии, над только что описанными верхнемайкопскими глинами согласно залегают песчано-глинистые отложения сакараульского горизонта общей мощностью 270 м. Литологически эти отложения представлены чередующимися слоями грубoзернистых коричневых песчаников, песков и серых тонкоплитчатых глин. Как в песчаниках, так и в глинах встречаются остатки моллюсковой фауны. Фаунистически хорошо охарактеризованные пласты глин обнажены в окрестностях сел Звандрипши, Джгали, Бахви, Хидистави и др. Средняя мощность отдельных пластов песчаников 1,3 м, песков 1,2 м, глинистых пачек 1,8 м.

Над сакараульскими слоями с небольшим угловым несогласием залегают коцахурские отложения, представленные чередующимися слоями разнoзернистых коричневатых песчаников, песков и темно-серых глин, общей мощностью до 400 м. Наиболее полные разрезы, местами охарактеризованные моллюсковой фауной и микрофауной, встречаются в окрестностях сел Бармиши (Гудаутский р-н), Саберно (Гальский р-н), Джгали (Цаленджикхский р-н), Бахви (Махарадзевский р-н) и др. В этих районах мощность отдельных пластов песчаников составляет 0,8 м, песков — 0,5 м, глин — 0,4 м. Песчаники обычно при выветривании характеризуются крупными сфероидальными отдельностями, размером в среднем до одного метра. Одно из типичных обнажений коцахурских слоев подобного типа встречается у сел. Джгали и Бармиши, а на остальных участках песчаниковые пласты протягиваются на довольно большие расстояния. Почти во всех перечисленных разрезах песчаники и глины местами слабо битуминозны и содержат линзовидные включения бурого угля и обуглившихся остатков древесной растительности.

Над коцахурскими слоями почти на всей территории развития олигоцен-миоценовых отложений Западной Грузии с угловым несогласием залегают глины с тонкими пропластками мергелей, в литературе описанные под названием джгальских слоев (М. Ф.

Дзвела, 1936; А. В. Ульянов, 1954 и др.). Это мощная (до 500 м) толща слабокарбонатных глин, лишенных фауны. Именно отсутствие фауны является характерным признаком данной толщи; она четко выделяется в разрезах, т. к. ее подстилают и перекрывают фаунистически хорошо охарактеризованные отложения. Нет никаких оснований присоединять эту толщу к коцахурскому или тарханскому горизонтам, как это предлагают некоторые геологи, поэтому джгальские слои здесь рассматриваются как самостоятельная стратиграфическая единица, которая имеет немало важное значение как для освещения истории геологического развития региона, так и для выяснения генезиса третичных нефтей Западной Грузии.

Тарханский горизонт, общей мощностью 30 м, хорошо охарактеризован моллюсковой фауной и обнажен на многих участках Колхети (окрестности сел Звандрипи, Дихазурга, Патрахуца, Рухи, Джгали, Напичху, Квалити, Бахви и др.). Он был вскрыт также многими колонковыми скважинами, пробуренными в разное время (1947—1960 гг.) в пределах Абхазии и др. В районе Моквинской опорной скважины по кернам тарханский горизонт представлен в основном черными глинами, охарактеризованными моллюсковой макрофауной.

Почти во всех перечисленных районах (за исключением участка Напичху) тарханский горизонт представлен однообразной глинистой толщей; глины темно-серые, плотные, карбонатные, слоистые, с тонкими (в среднем мощностью 0,15 м) прослоями крепких серых мергелей и реже линзовидными пропластками мелкозернистых песчаников. Глины часто обогащены растительными остатками.

Чокрак широкими полосами распространен как в бортовых частях Колхидской низменности, так и на горно-холмистых участках — в Центральной Мегрелии, Гурии и др.

Чокракские и караганские слои (с общей мощностью до 1100 м), согласно залегающие над тарханским горизонтом, представлены чередованием коричневатых песчаников (мощностью до 0,6 м), мергелей и глин. Почти все эти породы часто переполнены макро- и микрофауной.

Картвельско-конские слои, мощностью от 90 (по р. Охомури у с. Напичху) до 270 м (в районах Южной Имеретии) представлены мощными пластами песчаников и ракушнякав с многочисленными прослоями глин и реже белесоватых мергелей. Мощность отдельных пластов песчаников достигает 0,6 м, ракушняков — 0,4 м, глинистых пачек — 0,8 м. В разрезе преобладают песчаники.

В пределах Гурии картвельско-конские слои выделены условно, т. к. в них фауна не встречена, а в остальных пунктах Западной Грузии, особенно в Центральной Мегрелии и Имеретии, эти слои представлены песчаниками и глинами, хорошо охарак-

теризованными макро- и микрофауной. В глинах часто встречаются также обугленные растительные остатки.

Во многих местах в пределах низменных и горно-холмистых частей Западной Грузии (как например, в Центральной Мегрелии, Имеретии и частично в Абхазии) более широко распространены сарматские отложения, хорошо охарактеризованные макро- и микрофауной, а в Гурии в них встречаются раковины, но в большинстве случаев переотложенные. Как по литологическим, так и по палеобиологическим данным сарматский ярус Колхети легко делится на три подъяруса: нижний, средний и верхний.

Нижний сармат (мощностью 600 м) представлен глинами и песчаниками, с редкими пропластками мергелей. Нижняя часть среднего сармата (мощностью до 500 м) сложена в основном плотными серыми глинами с пропластками песчаников. В верхней части среднего сармата (мощностью до 600 м) залегают конгломераты с прослоями песчаников. Верхний сармат (мощностью до 700 м) представлен преимущественно грубогалечными конгломератами, грубозернистыми песчаниками с пропластками глин.

К. С. Маслов (1935 г.) делит каждый подъярус сармата в пределах Гурии на две части: нижний сармат — донаурская свита, преимущественно песчаниковая, мощностью 700 м, и тхинвальская, представленная глинами и песчаниками, мощностью 800 м; средний сармат — зедубанская свита, представленная глинами, песчаниками и конгломератами, мощностью 300 м, и свита Грма-геле, выраженная конгломератами с многочисленными прослоями песчаников и глин, мощностью 600 м; верхний сармат — свита Оходжур, состоящая из конгломератов, глин и песчаников, мощностью 600 м, и свита Ормети — конгломераты с прослоями песков и глин, мощностью 100 м.

В пределах Центральной Мегрелии, в нижней части среднего сармата, выделяется мощная (400 м) глинистая толща, т. н. сараконские слои, содержащая моллюсковую фауну, на основе которой толща считается синхронной с криптомактровыми слоями.

Выше сармата во многих частях Западной Грузии (Центральная Мегрелия, Абхазия) с явным угловым несогласием залегают отложения мзотиса (мощностью до 480 м), представленные конгломератовой и глинистой фацией. Конгломератовая фация плохо охарактеризована фауной, а в глинистой фации мзотиса, в основном развитой в южной части Центральной Мегрелии и в Гурии, довольно часто встречаются моллюсковая фауна и местами микрофауна. Во многих частях Западной Грузии мзотические отложения несогласно перекрывают глинистую толщу среднего сармата, а в некоторых участках, как например, в пределах Гурии и Абхазии — условный верхний сармат.

Понтический ярус (мощностью до 1200 м) представлен преимущественно конгломератами и глинами. Конгломераты наиболее

широко распространены в западной части Абхазии и Гурии, глинистые породы — в центральной части Мегрелии, а песчаники преобладают в Южной Имеретии, в пределах Ванского района.

Фаунистически в понте выделяются оба подъяруса: нижний (новороссийский) и верхний (босфорский). Оба подъяруса понта богаты моллюсковой фауной; встречаются также растительные остатки, иногда в большом количестве.

Понтические отложения перекрыты образованиями, известными в литературе под названием колхидской серии. Эта мощная толща грубогалечных, ржаво-красных конгломератов и суглинков, с прослоями песков объединяет следующие стратиграфические единицы: киммерийский (130 м), куяльницкий (40 м), гурийский (300 м) и чаудинский (250 м) — все хорошо охарактеризованные моллюсковой фауной и растительными остатками.

Четвертичные отложения выражены террасовыми песками, с включениями суглинков и галечников как морского, так и речного происхождения, мощностью до 180 м. По склонам гор и у их подножий развиты также делювиальные суглинки, пески элювия и аллювиальные образования, мощность которых составляет в среднем 10 м.

Восточная Грузия. В восточной части Грузии, от Лихского (Сурамского) хребта — на западе до берегов р. Алазани — на востоке, широко распространены отложения кайнозоя, общей мощностью свыше 10 тысяч метров во многих местах, как например, в пределах Горной и Южной Кахетии и Картлийской депрессии, содержащие многочисленные нефтегазоносные пласты и залежи нефти и газа. Именно в данной части Грузии расположены известные месторождения нефти — Ширакское, Мирзаанское, Кавтисхевское и грязевые вулканы — Кила-Купра, Байда-Чатма, Полпой-теби, Тюльки-Тапа, Мирзаани, Ахтала, Пховели, Черемеи и др.

В связи с разведкой этих нефтегазоносных залежей стратиграфия кайнозоя Восточной Грузии и история геологического развития изучена довольно хорошо. В это дело большой вклад внесли С. П. Симонович, А. Н. Рябинин, А. В. Ульянов, Н. А. Кудрявцев, М. И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, И. Э. Карстенс, Л. С. Петров, В. Е. Пахомов, В. П. Маркевич и многие другие геологи. Приведенный ниже стратиграфический разрез составлен в основном по их материалам с некоторыми дополнениями из личных наблюдений, проведенных в пределах Восточной Грузии с 1934 по 1969 годы.

Выше верхнемеловых известняков (отнесенных к маастрихтскому и датскому ярусам), преимущественно по северному борту межгорной впадины Восточной Грузии, залегают чередующиеся между собой пласты мергелей, аргиллитов и песчаников, отнесенные к палеоцену. В пределах Горной Кахетии, Юго-Осетии и северного борта Картлийской депрессии палеоцен, мощностью

свыше 300 м, представлен чередующимися слоями плотных светловатых мергелей, темно-розоватых аргиллитов, светло-серых песчаников, часто тонкоплитчатых известняков, в которых часто встречаются глобигерины и нуммулиты. Подобной же фацией палеоцен сложен на северном склоне Тriaлетского хребта, где он имеет мощность не менее 400 м. Здесь, как наглядно видно в разрезах по р. Надарбазевис-хеви, очень часто встречаются мощные пласты туфогенных пород, в основном туфопесчаников.

Западнее, в районе Боржоми, палеоценовые отложения (и нижний эоцен), изученные еще в 1930—1932 годах Б. Ф. Меффертом, представлены т. н. «Боржомской флишевой свитой», которая местами несогласно залегает на верхнемеловых известняках. Общая мощность палеоцена здесь не менее 600 м. Здесь же, непосредственно над палеоценом, залегает 400-метровая толща туфопесчаников, мергелей и известняков, с нуммулитовой фауной нижнего эоцена.

В пределах Тriaлетского хребта палеоцен (мощностью до 350 м) представлен в основном туфопесчаниками, известняками и мергелями, в которых кое-где встречаются мелкие нуммулиты.

Вышележащие эоценовые отложения широко распространены в Горной Кахетии, в бортовых частях Картлийской депрессии и в окрестностях г. Тбилиси. Полагают, что в пределах Картлийской депрессии палеоцен совершенно отсутствует, и отложения миоцена лежат непосредственно на верхнемеловых породах. Однако анализ истории геологического развития межгорной впадины Восточной Грузии позволяет предполагать, что в пределах Картлийской депрессии, так же как и в районах Южной Кахетии, в палеоцен-эоценовое время существовал морской бассейн и здесь отлагались осадки, ныне перекрытые более молодыми образованиями. Поэтому автор вполне согласен с Е. Е. Милановским и В. Е. Ханним в том, что «вопрос о присутствии палеоцена и эоцена в более восточных частях Куринской депрессии (речь идет преимущественно об Южной Кахетии — М. Д.) остается открытым, но наличие их на ряде ее периферических участков несомненно» (1963, стр. 125).

На всех вышеуказанных участках средний и верхний эоцен выражен чередующимися слоями тонкослоистых светло-серых известняков, плотными песчаниками и зеленоватыми, местами комковатого строения, мергелями, содержащими остатки фораминифер, брахиопод, ежей и пелелипод. Общая мощность среднего и верхнего эоцена достигает 600 м.

В восточной части Тriaлетского хребта, в окрестностях г. Тбилиси, средний эоцен представлен толщей туфобрекчий, общей мощностью до 620 м, еще в 60-х годах прошлого столетия описанных Г. Абигом под названием «горизонта запутанного напластования». Эти и вышележащие образования палеогена (верхний эоцен, майкоп) хорошо изучены М. И. Варенцовым (1932 г.) и В. Е. Пахомовым (1934 г.).

В районе Кавтисхевского месторождения нефти отложения верхнего эоцена были вскрыты несколькими глубокими скважинами на разных глубинах и имеют мощность до 120 м; по данным Г. Н. Хатисаки (1963), они представлены туфогенными песчаниками с прослоями известковых глин и мергелей с фауной крупных (нуммулитов) и мелких фораминифер. К западу от р. Тедзми отложения верхнего эоцена фациально замещаются толщей переслаивания песчаников, глин, глинистых сланцев и мергелей, в которых туфогенные породы играют подчиненную роль.

Почти повсеместно в пределах Восточной Грузии верхнеэоценовые мергели согласно перекрываются темно-серыми плотными карбонатными глинами, местами хорошо охарактеризованными микрофауной хадумского горизонта. Хадумский горизонт здесь, так же как и в Западной Грузии, начинается с олигоцена. Этот горизонт одновременно является нижней частью так называемой майкопской серии (т. е. майкопская свита в широком понимании).

На северном склоне Триаletского хребта хадумские слои мощностью до 300 м представлены темно-серыми плотными глинами с прослоями конгломератов и реже песков; кое-где здесь встречаются пропластки вулканического пепла.

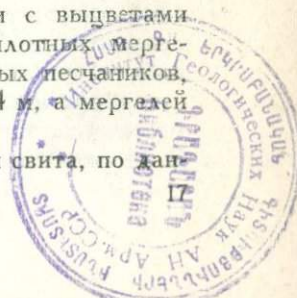
В пределах Кавтисхевского нефтегазоносного района и ближайших с ним участков Картлийской депрессии хадумский горизонт вскрыт скважинами, а также обнажен на дневной поверхности (как например, по р. Тедзми) и имеет мощность до 60 м. Он (как полагают некоторые геологи) трансгрессивно залегает над фаунистически охарактеризованным верхним эоценом и представлен преимущественно карбонатными темно-серыми глинами.

В северной части Самгори, в окрестностях Норйо-Мухровани, аналогом хадумского горизонта надо считать нижнюю часть III свиты (по стратиграфической схеме, предложенной Н. И. Кебадзе в 1935 г.), представленную преимущественно глинами майкопского облика с прослоями зеленоватых более плотных разнoзернистых песчаников с пропластками бентонитовых глин — «кила».

Несогласно залегающие над хадумскими слоями и местами над более древними образованиями отложения майкопской свиты широко распространены в межгорной впадине Восточной Грузии и у подножий Триаletского и Кахетинского хребтов, а также они были вскрыты многочисленными скважинами.

Майкопская свита, мощность которой достигает 1500 м, представлена тонколистистыми, темно-серыми глинами с выцветами ярозита и с тонкими пропластками белесоватых плотных мергелей и разнoзернистых, местами сильно битуминозных песчаников, мощность отдельных слоев последних в среднем 0,4 м, а мергелей — 0,1 м.

В пределах Кавтисхевской площади майкопская свита, по дан-



ным Г. Н. Хатискаци (1963), достигает 1200 м мощности и представлена типично майкопскими некарбонатными глинами, с прослоями песчаников, причем последние в большинстве случаев сосредоточены в нижней части разрезов. Они и образуют отдельные пакки мощностью до 30—40 м.

Майкопская свита в северной части Самгори представлена в основном глинами майкопской фации, с многочисленными тонкими прослоями песчаников и реже белесоватых мергелей. Мощность свиты составляет 1800 м.

Сходной же глинистой фацией представлена майкопская свита в Горной Кахетии (по р. Лакбе) и в Южной Кахетии, а мощность их варьирует от 70 до 1000 м. В пределах Южной Кахетии не обнажена нижняя часть майкопа, поэтому полная мощность этих отложений здесь не установлена.

В майкопской свите Грузии фауна почти не встречается, за исключением многочисленных остатков рыб в виде чешуек, а реже, как например, у с. Ганахлаба и у с. Маяковский — скоплений скелетов.

Вдоль южного борта Картлийской депрессии и частично вдоль ее северного борта распространены грубозернистые кварцево-полевошпатовые песчаники, во многих местах богатые микрофауной, а местами хорошо охарактеризованные макрофауной. Эта песчаниковая толща, достигающая до 500 м мощности, отнесена к нижнему миоцену и описывается под названием сакараульского горизонта. На основе своеобразия фации (в Колхети, Картли, Кахетии) мы полагаем, что ниже сакараульского горизонта во многих разрезах присутствуют аналоги аквитанских слоев, преимущественно в глинистой фации.

Наиболее хорошие разрезы сакараульских отложений имеем по южному борту Картлийской депрессии от Сурами до Мцхета.

Недалеко от Сурами по р. Черат-хеви сакараульские слои мощностью до 400 м представлены чередующимися слоями глин и песчаников, в которых (особенно часто в глинах), по К. М. Арчвадзе (1956), встречается богатая и характерная микрофауна.

В окрестностях г. Гори и у с. Тинис-хиди сакараульский горизонт имеет мощность до 120 м и представлен в основном желтовато-серыми толстослоистыми, рыхлыми, местами плотными, разнотекстурными песчаниками с прослоями глин майкопской фации (Г. Д. Харатишвили, 1952).

Напротив ст. Метехи (по левобережью р. Куры) сакараульский горизонт, по данным Г. А. Квалиашвили (1962), непосредственно залегает над средним майкопом и представлен 220-метровой толщей граувакково-аркозовых некарбонатных песчаников и некарбонатных граувакково-аркозовых алевролитов, включающих местами шаровидные конкреции плотных мергелей с микрофауной. В Норио-Марткобской полосе северного борта Самгори аналоги

сакараульского горизонта имеют мощность около 350 м и представлены в основном песчаниками с тонкими пропластками глин. В последних встречается сакараульская микрофауна.

В пределах Горной Кахетии, в бассейне р. Лакбе (у с. Пховели), сакараульский горизонт представлен в основном песчаниками с прослоями глин, мощностью до 200 м; он является верхней частью свиты Кинты, выделенной Н. Б. Вассовичем в 1928 г.

В бассейне р. Чайлурис-хеви (и по ее притокам — Сагорисхеви и Уротгорис-хеви) аналоги сакараульских слоев, по материалам К. М. Арчвадзе и Г. Н. Хатискаци, имеют мощность около 365 м и представлены глинисто-песчаниковой фацией, слабо охарактеризованной микрофауной.

Далее на восток, в пределах Южной Кахетии, сакараульские слои нигде не выходят на дневную поверхность.

В области распространения сакараульских слоев повсеместно развиты коцахурские (ржегакиевые) отложения. Коцахурские отложения особенно хорошо обнажены в пределах Картлийской депрессии, преимущественно вдоль ее бортов, и имеют здесь мощность до 220 м. Эти отложения описаны в монографиях М. И. Варенцова (1950) и Г. А. Квалиашвили (1962). Здесь ограничимся описанием коцахурских слоев Восточной Грузии по наиболее типичным разрезам.

Недалеко от Сурами по р. Черат-хеви коцахурские слои согласно залегают на сакараульских песчаниках и представлены преимущественно кварцевыми песчаниками мощностью около 120 м.

У железнодорожной станции Метехи (левобережье Куры) коцахурские слои (мощность около 200 м) представлены чередованием песчаников и глин с фауной, характерной для онкофоровых слоев Паратетиса.

У с. Уплисхихе коцахурские слои, мощностью до 240 м, представлены чередованием крупнозернистых песчаников, светло-зеленоватых мергелей, глин и реже мелкогалечных конгломератов, в которых встречается моллюсковая фауна, характерная для онкофоровых слоев.

В пределах Самгори и далее на восток коцахурские слои фаунистически не охарактеризованы, но по стратиграфическому положению в разрезе их аналогами здесь можно считать часть аликедской свиты, мощностью около 100 м, а в Норйо-Мухрованском районе — песчаниковую свиту, залегающую выше сакараульских слоев (бассейн р. Лакбе) и глинисто-песчаниковую пачку, мощностью в несколько метров, залегающую под тарханскими слоями в бассейне р. Сукулианис-цкали (р. Нацвал-цкали).

Выше коцахурских слоев в районах сел Тинис-хиди и Уплисхихе залегает маломощная (несколько метров) песчано-глинистая пачка с брекчиевидными известняками (у Тинисхиди) со свое-

образной характерной фауной, на основании которой Г. А. Квалиашвили выделяет ее в качестве самостоятельной стратиграфической единицы под названием «горийский горизонт». Горийский горизонт, по нашему мнению, является верхней частью джгальских слоев; он отражает относительное обмеление джгали-горийского бассейна в начале среднего миоцена. Подробное описание горийского горизонта приведено в монографии Г. А. Квалиашвили (1963).

В описываемых разрезах над горийскими слоями залегает глинисто-мергелистая пачка (мощностью до 6 м), условно отнесенная к тарханскому горизонту, содержащая неудовлетворительной сохранности раковины моллюсков. В синхроничных слоях этого горизонта в северной части Самгори (в полосе Норйо-Мухровани) и на многих участках Южной Кахетии (как например, у с. Малхазани, по р. Сукулианис-хеви и др.) залегает такой же мощности мергельно-глинистая пачка с тарханской микро- и макрофауной, несогласно перекрываемая глинисто-песчаниковой мощной (до 300 м) толщей чокрака.

Литологически чокрак представлен слоистыми светло-желтоватыми песчаниками, мергелями и глинами с остатками фауны. У Тинисхиди и Уплисцихе в чокраке встречаются пестрые и бурые глины и суглинки.

Чокракские слои в виде непрерывных нешироких полос обнаружены вдоль обоих бортов Картлийской депрессии и в различных пунктах Южной Кахетии. В литофациальном отношении они однообразны и представлены песчано-глинистыми породами с пропластками ракушняка и конгломератов. По северному борту Самгорской долины тарханские и чокракские слои были также вскрыты многочисленными скважинами; геологом Н. И. Кебадзе установлено, что чокрак в данном районе является нефтегазоносным².

Караганские слои также широко распространены в межгорной впадине Восточной Грузии. Они имеют общую мощность до 360 м и представлены флишеобразно чередующимися слоями плотных песчаников, сероватых мергелей, светло-желтоватых глин, ракушняка и реже песков. Как в песчаниках, так и в глинах встречается караганская фауна, особенно много спаниодонтелл. Наиболее полные разрезы карагана расположены вдоль рек Ксани, Меджуда, Проне, Лехура, Лиахви, Поте, Дибзисхеви, Сукулианисцкали и др., вдоль обоих бортов Картлийской депрессии и в пределах Южной Кахетии.

На восточной периферии Дзирульского массива, недалеко от Сурами, караганские слои трансгрессивно залегают на меловых из-

² Из этих слоев с 1949 года добывают нефть в небольших количествах.

вестиях, а в других перечисленных выше пунктах — согласно на чокракских отложениях.

В пределах гористой части Внешней Кахетии (с. Симониантхеви в долине Эрцо) караган представлен тонкослойными темно-серыми и голубоватыми глинами с пропластками (до 0,1 м) плотных белесоватых мергелей и песчаников и реже мелкогалечных рыхлых конгломератов.

Картвельско-конкские слои, общей мощностью до 250 м, также довольно широко распространены в восточной части Грузии. В большинстве случаев они согласно залегают на караганских отложениях.

Наиболее полные разрезы картвельско-конкских слоев встречаются почти повсеместно там, где были изучены разрезы караганских и чокракских слоев. Картвельско-конкские слои в основном представлены светло-желтоватыми песчаниками, темно-голубоватыми глинами, с прослоями ракушнякав; кое-где, особенно в пределах Картли, попадаются и конгломераты. Породы переполнены макро- и микрофауной; в нижней части разреза доминируют фоллады.

В пределах Восточной Грузии наиболее широко распространены сарматские отложения, мощностью 1500 м. Сармат представлен глинисто-песчано-конгломератовой толщей, в большинстве случаев прекрасно охарактеризованной макро- и микрофауной; встречаются и остатки флоры, часто хорошей сохранности, особенно в нижней части разреза.

Сармат, как по литологическим, так и по палеонтологическим данным, легко делится на нижний, средний и верхний подъярусы, краткие описания которых приводятся ниже.

В районе восточной периферии Дзирульского массива нижнесарматские отложения трансгрессивно залегают на порфири-тах юры и более древних образованиях, имеют мощность несколько десятков метров и представлены в основном конгломерато-глинистой толщей. Характерным является разрез у с. Мцхетис-Джвари, где нижний сармат представлен чередованием голубовато-серых глин и желтовато-серых кварцевых песчаников и песков с прослоями известковистых глин и конгломератов общей мощностью до 60 м.

В разрезе по р. Западная Проне нижний сармат начинается мелкогалечными конгломератами (мощность отдельных пластов 2,6 м), выше доминируют песчаники, переполненные моллюсковой фауны. Общая мощность сармата (по данным Д. А. Булейшвили, 1960) — до 148 м.

У с. Арадети по р. Проне нижний сармат представлен сходной песчаниковой фацией, мощностью до 100 м.

В полосе Гори-Каспи в разрезе нижнего сармата преобладают известковистые глины (мощность 112 м) с фауной моллюсков.

У г. Мцхета по р. Арагви мощность нижнего сармата не превышает 20 м, здесь развиты темно-голубоватые глины с прослоями песчаников, содержащие створки мактр, синдесмий.

В долине р. Иори, как указывает К. Ф. Сирадзе, нижний сармат представлен преимущественно плотными, голубоватыми глинами, с тонкими прослоями крепких, мелкозернистых песчаников и реже мергелей, мощностью свыше 370 м.

Глинистой фацией нижний сармат представлен в восточных районах Внешней Кахетии; палеонтологически здесь он охарактеризован слабо. Восточнее, в пределах Южной Кахетии, мощность нижнего сармата увеличивается. Например, в районе Удабно, у бывшего монастыря, нижний сармат (мощностью не менее 500 м) представлен чередованием плотных голубоватых глин, микроконгломератов и песчаников, в которых редко встречается фауна эрвильей.

В окрестностях Байда нижний сармат (мощностью до 200 м) представлен в основном плотными глинами с прослоями песчаников.

Среднесарматские отложения широко распространены в пределах Восточной Грузии. В пределах восточной периферии Дзиркульского массива средний сармат трансгрессивно залегает на порфиритовой серни байоса, а иногда на среднемиоценовых песчаниках; в остальных местах средний сармат обычно залегает согласно на нижнесарматских отложениях.

На северном борту Картлийской депрессии, в окр. с. Ачабети (недалеко от г. Цхинвали), по р. Мумлис-хеви, средний сармат достигает 220 м мощности и представлен глинами и песчаниками с фауной мактр, модиол, донаксов хорошей сохранности.

В долине р. Проне, у с. Арадети, средний сармат имеет мощность до 200 м и представлен толстослоистыми песчаниками и голубоватыми глинами с фауной; в разрезе редко встречаются прослойки мелкогалечных конгломератов, средней мощностью 0,2 м.

У с. Скра средний сармат имеет мощность не более 120 м и представлен в основном плотными карбонатными глинами, содержащими фауну моллюсков и микрофауну.

Более полный и фаунистически хорошо охарактеризованный разрез фиксируется во многих местах южного борта Картлийской депрессии. По р. Надарбазеви средний сармат представлен ритмично чередующимися слоями голубоватых глин, разнозернистых песчаников, белесоватых мергелей, реже известняков и еще реже мелкогалечных конгломератов. Мощность среднего сармата в этом районе составляет 300 м.

В пределах северного борта Самгорской долины средний сармат представлен толстослоистыми желтоватыми песчаниками и плотными зеленовато-серыми и голубоватыми глинами мощностью около 500 м. Восточнее, по р. Иори в пределах Сагареджойского района, средний сармат выражен преимущественно глинами с прослоями песчаников и крупногалечных конгломератов. Мощность здесь возрастает до 1200 м.

Среднесарматские слои простираются на юго-восток и в пределах Южной Кахетии во многих местах встречаются их выходы на дневную поверхность. Ниже приводится описание некоторых из них.

Недалеко от развалин Гареджинского монастыря средний сармат сложен в основном плотными, карбонатными глинами голубоватого цвета, местами с прослоями плотных и крупнозернистых песчаников. Полная мощность среднего сармата в этом пункте не превышает 350 м.

В полосе Удабно-Тахтапа средний сармат (мощность около 400 м) представлен глинисто-песчаниковой толщей, в которой, по данным Е. К. Вахания, часто встречаются мощные пласты конгломератов и ракушнякав.

В овраге Дибзис-хеви (к северу от г. Удабно) средний сармат сложен исключительно глинами с фауной криптомактр. Мощность порядка 300 м (В. П. Маркевич, 1954).

По южному склону хребтов Ахтахтатапа—Эйлар—Оуги среднесарматские глинистые породы, по данным Д. А. Булейшвили, «становятся более тонкослоистыми и сильно обогащаются мергелистыми прослоями. Характерно также, что в этих разрезах в отличие от других более западных районов, появляются глины майкопского типа с характерными для них признаками — листоватые, шоколадного цвета глины с ярозитом и др. Местами мощность отдельных пачек майкопского типа глин достигает 30—50 м» (1960, стр. 104).

В окрестностях Байда и смежных с ним участках Южной Кахетии средний сармат, мощностью до 500 м, представлен почти равномерно чередующимися слоями крупнозернистых синевато-серых песчаников, часто с прослоями карбонатных глин, оолитовых известняков и плотных белесоватых мергелей. Преимущественно в глинах и песчаниках встречается хорошей сохранности моллюсковая фауна, на основе которой эту глинисто-песчаниковую толщу, вслед за геологами, работавшими в Южной Кахетии, можно считать синхроничной над криптомактровым горизонтом.

В более восточных районах Южной (или Степной) Кахетии средний сармат представлен глинисто-конгломератовой толщей, мощность которой варьирует от 400 до 1200 м, описанной в литературе под названием чобандагской свиты. Эта свита фаунистиче-

ски плохо охарактеризована, поэтому ее стратиграфическое положение точно не установлено; одни геологи относят ее к верхней части среднего сармата, а другие — считают аналогом криптомактровых слоев.

Верхний сармат в пределах Восточной Грузии сравнительно слабо охарактеризован фауной. Он представлен в основном глинистой фацией, описанной в литературе под названием нацхорской свиты в Картлии и эльдарской свиты в Степной Кахетии.

Нацхорская свита в пределах Картлийской депрессии, имеющая мощность не менее 2500 м, представлена зеленовато-серыми, бесструктурными глинами, суглинками с прослоями крупнозернистых песчаников и крупногалечных конгломератов, в которых встречаются остатки наземных моллюсков. Нацхорская свита, вскрытая Бидминдской опорной скважиной (правобережье р. Арагви, в 10 км к северу от Мцхета) в интервале глубин 410—1410 м, представлена континентально-пресноводными песчано-глинистыми образованиями с прослоями алевроитовых глин, глинистых алевролитов и крупногалечных конгломератов. Наиболее полные разрезы нацхорской свиты встречены на обоих бортах Картлийской депрессии и были также вскрыты скважинами в центральных частях депрессии. Здесь развита монотонная глинисто-конгломератовая толща пород, в основном континентального происхождения.

В районах Громи-Бершуети, судя по материалам разведочных скважин, нацхорская свита представлена также континентальными песчано-глинистыми породами. Однако нацхорская свита полностью нигде не вскрыта, поэтому судить о ее мощности и подстилающих породах в центральной части Картлийской депрессии затруднительно. Мы допускаем, что нацхорская свита подстилается отложениями среднего сармата и ее мощность достигает 3000 м.

В северной части Самгори, от Мухровани до Качрети, верхний сармат представлен конгломератами, глинами и песчаниками; в разрезе преобладают крупногалечные рыхлые конгломераты, мощностью отдельных пластов до 2-х метров. Общая мощность верхнего сармата в этом районе составляет около 800 м.

В пределах Южной Кахетии верхний сармат представлен в основном красноцветными, обычно бесструктурными континентальными суглинками т. н. эльдарской свиты (мощность 700 м). В бассейне р. Арамдара, по данным Н. А. Гедройца, в верхнесарматских отложениях встречены плохой сохранности раковины мактр, кардиумов и донаксов, а в восточных районах Южной Кахетии почти везде встречаются лишь наземные геликсы и планорбелы.

Морские отложения верхнего сармата в пределах Восточной Грузии имеют весьма ограниченное распространение, они встречаются лишь в районе хребта Катар недалеко от Чатминской долины. Развита здесь 300-метровая песчано-глинистая толща, кроме остатков мактр, фауны не содержит, имея явно морское происхож-

дение, и характеризуется флишеобразно чередующимися слоями желтоватых и серых плотных глин, нефтеносных грубозернистых песчаников, белесоватых мергелей.

Еще более широко распространены на описываемой территории плиоценовые отложения. Они развиты в Картлийской депрессии, в Южной Кахетии и на обоих склонах Кахетинского хребта.

В пределах Картлийской депрессии плиоцен представлен мощной толщей континентальных образований душетской свиты, по возрасту отвечающей мзотису и понту. Душетская свита сложена толстослоистыми, крупногалечными рыхлыми конгломератами с многочисленными прослоями темно-серых песков и светло-желтоватых, серых суглинков и глин, в которых встречаются остатки наземных моллюсков, а у с. Карсиманткари в 1939 г. нами обнаружена богатая фауна позвоночных, описанная Г. Меладзе (1967 г.).

Максимальная мощность душетской свиты, зафиксированная по р. Ксани и Нареквави, достигает 200 м; здесь эта свита представлена грубогалечными рыхлыми конгломератами и суглинками, с частыми прослоями грубозернистых песчаников. Галька конгломератов сложена в основном мергелями эоцена, известняками мела и порфиритами средней юры.

Душетская свита широко распространена также на южном склоне Цивского хребта и далее на юго-восток на склонах Кахетинского хребта; представлена она в основном конгломератами и суглинками, общей мощностью до 1500 м.

В пределах Южной Кахетии отложения, синхронные душетской свите, описанные под названием ширакской свиты, мощностью около 2300 м, согласно залегают на верхнем сармате. В отложениях ширакской свиты присутствует лишь фауна наземных моллюсков. Наиболее полные разрезы ширакской свиты встречаются в окрестностях Швиндкели, Дидигори, Млашисхеви, Мирзаани, Пирукугмамта, Аладжири, Ахтахтатапа, Тюльки-Тапа, Эйлар-Оуги, Ламбало и др., где мощность толщи варьирует от 500 до 1700 м. Литологически она представлена однообразной пестроцветной толщей, более дробное расчленение которой оказалось возможно только по петрографическим признакам. По материалам К. Г. Чубинишвили, ширакская толща делится на две части — нижнюю и верхнюю.

Нижняя, глинисто-песчанистая часть, характеризуется отсутствием пироксена и барита, а верхняя, конгломерато-песчанистая, содержит в большом количестве пироксены. По данным Д. А. Булейшвили (1960, стр. 134), нижняя часть ширакской свиты в центральной и прииорской полосах Южной Кахетии представлена в основном глинисто-песчанистыми породами со значительным преобладанием глин, примерно в соотношении 5:1, а конгломерато-песчанистая толща с северо-востока на юго-запад фациально замещается песчано-глинистыми отложениями.

Над ширакской свитой в пределах Южной Кахетии несогласно залегает мощная конгломерато-глинистая толща акчагыл-апшерона, во многих частях Степной Кахетии хорошо охарактеризованная фауной моллюсков. Легко выделяются как акчагылские, так и апшеронские пласты.

Акчагыл, мощностью до 1000 м, хорошо обнажен в окрестностях Млашишеви, Мирзаани, хр. Казаниани, Удабно, хр. Кода, Кюрюн-Кейлани, Кара-Тапа, Гюрзюндаг, Сатибе, хр. Пирукугматта, Квабеби, Патара-Шираки и др. районах. Акчагыл представлен как морскими, так и континентальными образованиями.

Морские отложения встречаются в основном в пределах Южной Кахетии и представлены толстослонстыми светло-серыми и серыми глинами с прослоями конгломератов. В суглинках часто встречаются остатки моллюсков и растительности хорошей сохранности (в основном отпечатки растений), весьма характерные для акчагылских отложений Юга СССР.

Континентальные образования акчагыла, представленные суглино-конгломератовой толщей с многочисленными прослоями песков, встречаются преимущественно в северных районах Южной

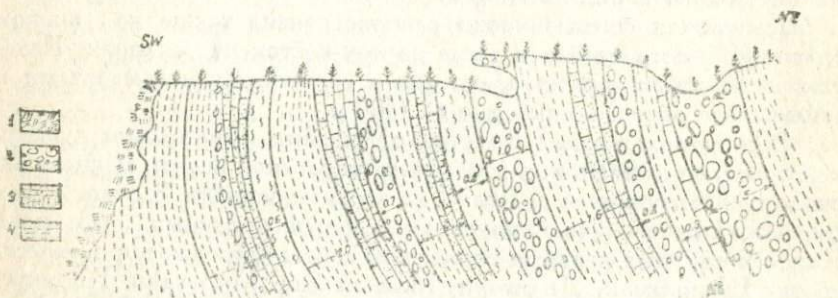


Рис. 2. Характерное обнажение нижней части отложений алазанской серии в верховьях оврага Ахталисхеви. 1 — суглинок делювиальный; 2 — конгломерат грубогалечниковый; 3 — песчаник грубозернистый, глинистый; 4 — глина и суглинок буро-красный и голубоватый. Мощность слоев дается в метрах.

Кахетии и по обоим склонам Кахетинского хребта. В последнем районе эти отложения вместе с вышележащими апшерон-бакинскими слоями описаны в литературе (И. Э. Карстенс, 1934) под названием алазанской серии, достигающей 2500 м мощности на северном склоне Кахетинского хребта (рис. 2). В акчагыле Южной Кахетии часто встречаются прослой белого и светло-розового вулканического пепла.

Апшеронские отложения, согласно залегающие на акчагылских, встречаются почти повсеместно там, где распространен акча-

гыл. Фаунистически охарактеризованный апшерон развит лишь в некоторых районах Южной Кахетии (например, в Медвежьем овраге, расположенном недалеко от хребта Каладараси) и представлен глинисто-конгломератовой толщей. По данным Н. А. Кудрявцева (1933), в Медвежьем овраге мощность апшерона достигает 570 м; нижняя (340 м) часть апшерона хорошо охарактеризована морской и пресноводной фауной — адакн, кардиумов дрейсенсий, меланопсисов, планорбел, остракод и др.

В районе хребта Юмру-Тапа и в других местах морские образования апшерона, по Н. А. Билалову, представлены буровато-серыми и светло-голубоватыми глинами с многочисленными прослоями песчаников и песков, реже рыхлых крупногалечных конгломератов, с соответствующей морской и частично пресноводной фауной. Мощность апшеронской свиты в этом пункте достигает 800 м. Континентальные образования апшерона, мощностью до 400 м, представлены в основном песками и рыхлыми конгломератами, включающими прослойки вулканических пеплов и наземную фауну.

Выше апшерона в пределах Кахетии залегает толща континентальных осадков, мощностью до 300 м, условно принимаемых за аналог бакинских слоев. Это пески, мелкогалечные конгломераты и суглинки, в которых изредка встречаются лишь остатки наземной фауны и флоры. В пределах Горной Кахетии эта толща, представленная в основном песками, описана под названием гурджаанской толщи.

Постплиоцен представлен суглино-галечниковой толщей, средней мощностью 60 м; это в основном древние речные террасовые и делювиальные образования и современный аллювий рек.

В заключение мы хотели бы остановиться на спорных вопросах о границах некоторых стратиграфических подразделений.

Вопрос о границах между стратиграфическими подразделениями кайнозоя Грузии является спорным и довольно трудно разрешимым, т. к. пограничные между отделами и даже системами слои часто содержат смешанные комплексы фауны и флоры. Это характерно не только для территории Грузии, но и для всей Крымско-Кавказской провинции. В связи с этим границы часто проводятся по-разному для различных областей распространения кайнозойских отложений Грузии.

Проведение четких границ между отдельными стратиграфическими единицами, общих для такой крупной провинции, как Крымско-Кавказская, не дает ясной картины истории геологического развития в отдельности того или иного региона земной коры. Мы считаем, что при проведении границ следует исходить в основном из геотектонических материалов (как, например, наличие или отсутствие несогласий и т. п.) с учетом палеонтологических данных и решать вопрос на основе географического принципа, т. е. по от-

дельным площадям или регионам. Этим будет определено расположение интересующей нас пограничной линии на разных стратиграфических уровнях, не совсем точно совпадающих друг с другом при сопоставлении отдаленных друг от друга разрезов.

Автор склонен проводить нижнюю границу палеогена по кровле датского яруса, а верхнюю границу — по подошве сакараульского (или аквитанского) горизонта миоцена. Верхней границей миоцена следует считать кровлю мэотического яруса. Верхняя граница палеогена в Западной Грузии проводится по кровле чаудинских слоев (или по кровле колхидской серии), а в Восточной Грузии — по кровле бакинских слоев (или по кровле алазанской серии).

С целью устранения в дальнейшем путаницы, следует отметить, что в схеме неогена Украины, Молдавии и Закавказья, составленной во время Одесской сессии 1965 г. Межведомственной стратиграфической комиссией СССР по неогену, ошибочно проведена линия равенства между тарханскими и джгальскими слоями, причем автором такого сопоставления ошибочно указан М. Ф. Дзвеляя. Тарханский горизонт мы никогда не считали и не считаем аналогом джгальских слоев. Все наши материалы по этому вопросу и новые данные Г. А. Квалиашвили (1962) явно доказывают, что джгальская свита и ее верхняя часть — горийский горизонт Картлийской депрессии — расположены стратиграфически ниже тарханского горизонта и выше коцахурских слоев, т. е. джгальская свита представляется самостоятельной единицей в разрезе среднего миоцена Грузии.

ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГРУЗИИ И КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЗОН ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В КАИНОЗОЕ

«Нефть возникала в осадочных породах всех геологических эпох».

И. М. Губкин, 1932 г.

Складчатая зона Кавказа и ее центральная часть — территория Грузии — в геолого-структурном отношении является весьма интересным регионом. Тектоническое районирование этого региона — задача довольно трудная и, к сожалению, пока еще не решенная, несмотря на то, что еще с 1910 года по настоящее время геологи неоднократно затрагивали этот вопрос в своих трудах.

Критический разбор имеющихся до настоящего времени многочисленных схем структурного районирования Кавказа, и особенно Грузии, дает основание заключить, что почти все они носят в значительной степени субъективный характер. Несмотря на это, схемы тектонического районирования Кавказа и Грузии, представленные В. П. Ренгартеном (1928), Н. Б. Вассоевичем (1933), А. И. Джа-

нелидзе (1942), М. И. Варенцовым (1950), Л. А. Варданянцем (1955), К. Н. Паффенгольцем (1958), В. В. Белдусовым (1938—1940), М. Ф. Мирчинком (1935), П. Д. Гамкрелидзе (1949), В. Е. Хаином (1959), Е. Е. Милановским (1962) и др., бесспорно являются полезными для познания геолого-структурной особенности Кавказской нефтегазоносной области в целом и Грузии, в частности. Почти все исследователи выделяют здесь крупные геотектонические зоны: зону Главного Кавказа на севере и зону Аджаро-Триалетской системы на юге; между ними расположены пологоскладчатая зона Закавказья (западной частью которой является Грузинская глыба) и Дзирульский массив.

По В. Е. Хаину и Е. Е. Милановскому (1963), отмеченные геотектонические единицы являются одновременно структурно-фациальными зонами: северная зона — горное сооружение (мегаантиклинорий) Большого Кавказа, южная — горное сооружение (мегаантиклинорий) Малого Кавказа и расположенная между ними Закавказская (Рионо-Куринская) межгорная зона с Дзирульским массивом. Последние две зоны почти полностью совпадают с областью развития кайнозойских отложений Грузии, поэтому они являлись основным объектом нефтегеологических исследований.

Территория Грузии характеризуется своеобразной геолого-структурной особенностью — сочетанием приподнятых интенсивно складчатых и относительно попруженных складчатых участков. В результате геологического развития края образовался сильно расчлененный рельеф территории Грузии, что является отражением ее геолого-структурных особенностей.

Переходим к описанию геологического строения указанных участков, именуемых подзонами осадконакопления.

В процессе описания читатель легко уловит то геологическое своеобразие, на основе которого выделены эти участки, характеризующиеся специфическими условиями осадконакопления и являющиеся одновременно районами накопления органических веществ — исходного материала для битумо- или нефтегазообразования. Органическое вещество отлагалось в неодинаковом количестве во всех подзонах, поэтому, естественно, что они различаются как по интенсивности, так и по масштабам нефтегазообразования.

В пределах Западной Грузии (равно как и в восточной ее части) на основе геоморфологического и геоструктурного своеобразия нами выделено 15 участков или подзон осадконакопления (Гудатская, Очамчирская, Одишская, Потийская, Омпаретская, Натанебская, Чохатаурская, Ванская, Квалитская, Аргветская, Цагерская, Амбролаурская, Чиатура-Сачхерская, Кахаберская и Мухянская), а в Восточной Грузии выделено 11 подзон (Карельская, Тиропонская, Кавтисхевская, Самгорская, Руставская, Сагареджойская, Чатминская, Ширакская, Мирзаанская, Гурджаанская и Телавская). Ниже приводится схематическое описание этих под-

зон (схема 1). В пределах Южной Грузии пока можно выделить три подзоны: Ахалцхскую, Самцхскую и Аспиндзскую, описание которых здесь не приводится, т. к. мы не занимались их исследованием.

Гудаутская подзона расположена в западной, приморской части Абхазии, между Ахали Афони и Гагрой, в основном в пределах Гудаутского района. Подзона с севера и северо-востока граничит со складчатой полосой мезозоя, с юга — с Черным морем, а на востоке сильно суживается и соединяется с Очамчирской подзоной.

Гудаутская подзона сложена (на поверхности) в основном миоценовыми и плиоценовыми отложениями, а в бортовых частях узкими полосами обнажаются палеогеновые слои.

Для этой подзоны установлена следующая схема стратиграфии кайнозоя; на верхнемеловых известняках согласно залегают палеоценовые известняки, местами брекчиевидного сложения, мощностью³ 80 м. Выше идут эоценовые известняки с прослоями песчаников, постепенно переходящие кверху в мергели, общей мощностью 155 м. Хадум, согласно залегающий на верхнем эоцене, представлен почти исключительно карбонатными глинами с фауной плохой сохранности. Выше несогласно залегают темные глины майкопа, перекрываемые песчаниками и песками и некарбонатными глинами джгальской свиты. Общая мощность этой глинисто-песчанниковой толщи (хадум-джгали) достигает 820 м. Тарханско-чокракские слои (мощн. 70 м) представлены глинами и песчаниками. Выше согласно покоятся песчаники карагана с прослоями глин, кое-где содержащими спаниодонтеллы и растительные остатки. Картвельско-конкские слои, мощностью 50 м, представлены в основном также песчаниками, почти лишенными макрофауны. Сарматские слои (глины с прослоями конгломератов и песчаников, мощностью 310 м) палеонтологически плохо охарактеризованы и условно расчленяются на три пачки: нижнюю (100 м), среднюю (150 м) и верхнюю (60 м). Мэотис (мощн. 1180 м) представлен в основном рыхлыми конгломератами, почти лишенными фауны, а в низах встречаются растительные остатки. Понт (мощн. 1750 м) также представлен конгломератами, но местами в нем встречаются пласты глин и суглинков. Колхидская серия (мощн. 130 м) в нижней части представлена бесструктурными глинами часто с фауной, а в верхней части — преимущественно рыхлыми конгломератами и ржаво-красными суглинками, лишенными фауны.

В пределах Гудаутской подзоны выделены Звандришская антиклиналь, расположенная в северной части подзоны, а также ши-

³ Здесь и ниже приводятся средние мощности свит, за исключением участков, где имеются ссылки на максимальные мощности.

рокая Гудаутская синклиналь (по-видимому, осложненная складками более мелкого порядка).

Описанная подзона представляла собой довольно широкую, но короткую полосу интенсивного осадконакопления, на западной окраине кайнозойского бассейна Грузии, на что указывают литофациальный характер и мощности развитых здесь отложений.

Учитывая мощности отложений по отдельным стратиграфическим единицам и продолжительность соответствующих им отдельных эпох кайнозоя в годах⁴, мы получили следующие цифры абсолютной скорости погружения в Гудаутской части бассейна (в сантиметрах в течение каждых 100 лет): в палеоцене — 0,16; в эоцене — 0,1; в майкопе — 0,54; в тархан-чокраке — 0,23; в карагане — 1,0; картвельско-конкское время — 0,16; в нижнем сармате — 1,0; в среднем сармате — 1,5; в верхнем сармате — 0,6; в мзотисе — 3,93; в понте — 5,8; в колхидское время — 1,6.

Очамчирская подзона ограничена с севера Абхазско-Мегрельской складчатой зоной, с юга Черным морем, с запада к ней примыкает Гудаутская подзона, а с востока — Одишская и Потийская подзоны.

Очамчирская подзона имеет протяженность около 20 км и среднюю ширину 4 км. Здесь развиты те же стратиграфические единицы, что и в Гудаутской подзоне. Однако здесь мощности свитинные и палеоценовые и олигоценовые отложения более песчаные. Восточнее Сухуми почти во всем разрезе от эоцена до верхнего миоцена преобладают глинистые, сравнительно глубоководные отложения, в то время как мелководные развиты в восточной части опысываемой подзоны.

Схему стратиграфии кайнозойских отложений в данной подзоне можно охарактеризовать следующим образом: на верхнемеловых известняках согласно залегают палеоценовые известняки (мощн. 70 м). Эоцен представлен в нижней части мелкозернистыми песчаниками с прослоями нуммулитовых известняков, а вверху фораминиферовыми мергелями с прослоями битуминозных песчаников и песчаных глин. Общая мощность эоцена 340 м. Выше несогласно залегают глины майкопской серии, мощностью 380 м. В этой глинисто-песчанниковой толще по литологии и отчасти по палеонтологическим данным можно выделить хадумские слои, майкопскую свиту и аналоги слоев сакарауло-коцахури и джгальских. В

⁴ Здесь и ниже для подсчета абсолютных скоростей погружения принята геохронологическая шкала абсолютного возраста, предложенная в 1960 г. Комиссией по определению абсолютного возраста геологических формаций при отделении геолого-географических наук АН СССР. Она заимствована из работ Д. И. Щербакова (1961) и Д. В. Жабрева (1964) с некоторыми изменениями — с учетом своеобразия геологического строения и истории отдельных площадей или подзон.

майкопской свите часто встречаются тонкие пропластки битуминозных песчаников и местами отмечаются газопроявления.

Сакарауло-коцахурские слои сложены песчаниками с прослоями глин, а джгальские слои — мощной глинистой толщей. Тархан-чокракские слои, общей мощностью 340 м, представлены песчано конгломератовой толщей, с прослоями глин; кое-где наблюдаются проявления горючего газа. Караганские слои (мощн. 250 м) представлены в основном песчаниками с прослоями глин и ракушнякав. Песчаники иногда битуминозные. Картвельско-конкские слои представлены в основном песчаниками, местами слабо битуминозными с прослоями ракушнякав и глин и имеют общую мощность до 300 м. Сармат сложен внизу плотными глинами, вверху — грубогалечными рыхлыми конгломератами; общая мощность сарматского яруса составляет 1110 м. Зафиксированы газопроявления (особенно много их в присводовой части Каквикварской антиклинали).

Мэотис представлен глинисто-конгломератовой толщей, мощностью 250 м. Понт (мощн. 200 м), представленный грубогалечниковыми рыхлыми конгломератами и песками, так же как и мэотис, характеризуется наличием (очень редко) битуминозных пропластков глинистых песчаников и проявлением газа.

Колхидская серия (мощн. 60 м) — суглино-конгломератовая толща широко распространена в приморской — равнинной части описываемой подзоны и в разрезе ее выделяются фаунистически и флористически хорошо охарактеризованные киммерийские (со своеобразной дуабской фауной), куяльницкие и чаудинские горизонты. Первый и последний сложены преимущественно глинами, а куяльницкий горизонт — песками.

Абсолютные скорости погружения в пределах Очамчирской подзоны осадконакопления составляют (в см/100 лет): в палеоцене — 1,4; в эоцене — 0,23; в майкопе (*S. lato*) — 0,47; в тархан-чокраке — 1,13; в карагане — 0,83; в картвельско-конкское время — 1,0; в сармате: нижнем — 4,0; в среднем — 6,0; в верхнем — 1,1; в мэотисе — 0,83; в понте — 0,6 и в колхидское время — 0,03.

Очамчирская подзона в тектоническом отношении довольно сложная. Здесь присутствует ряд антиклинальных и синклиналиных складок, местами (особенно в северной части) осложненных разрывами небольшой амплитуды. Из антиклиналей наиболее крупными являются Бурчинская, Моквинская и Каквикварская, представляющие интерес для разведки на нефть и газ.

Одишская подзона полностью охватывает центральную часть Мегрелии (в пределах Зугдидского, Цаленджикского и Чхорукуйского районов) и небольшую территорию в правобережье р. Ингури — окрестности Саберио и Дихазурга. Подзона имеет почти круглое очертание, радиусом около 24 км., окаймлена высокими (400—1500 м) хребтами, сложенными верхнемеловыми известня-

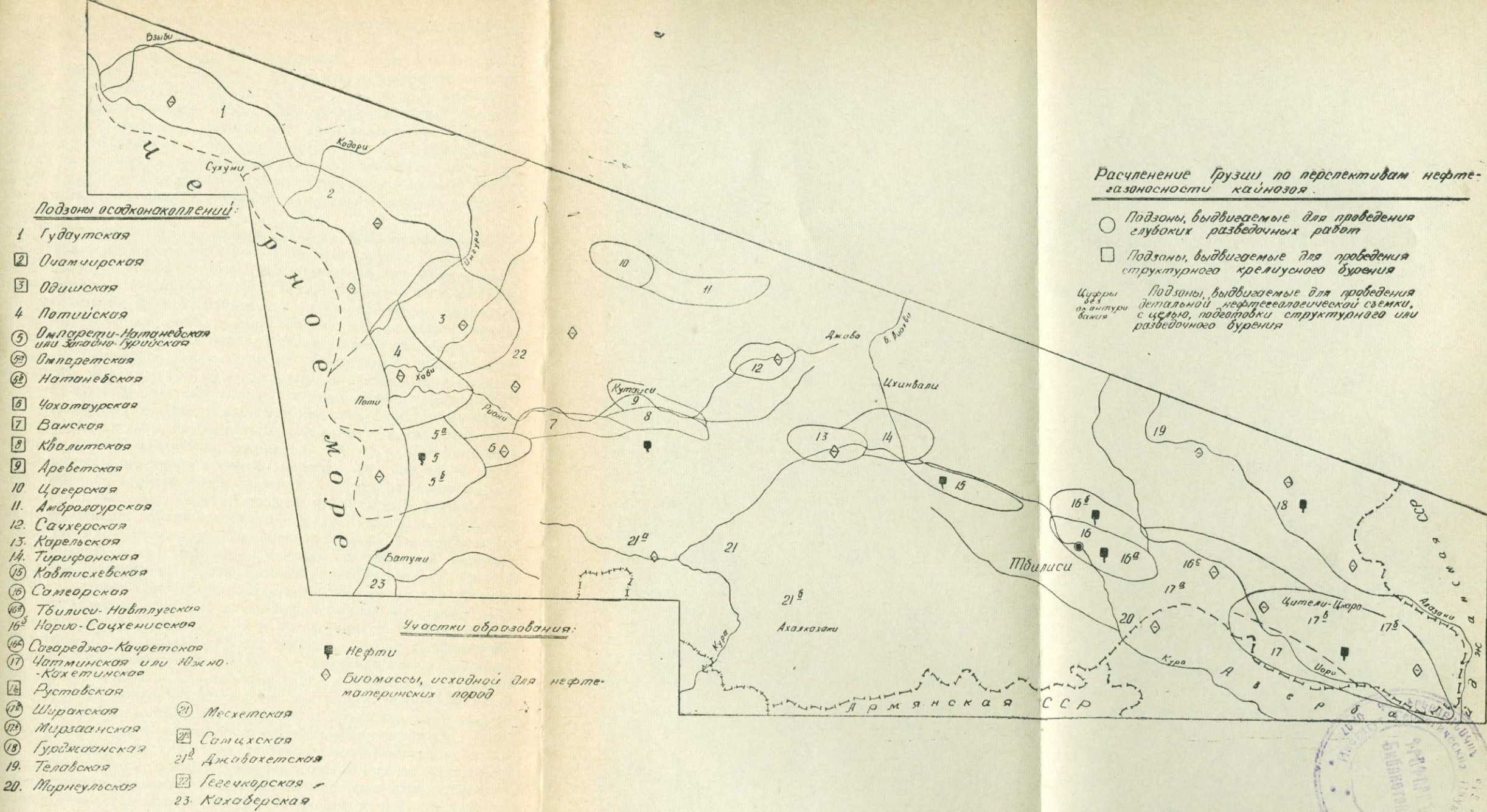


Схема 1. Расположение подзон осадконакопления и участков образования нефти и биомассы в кайнозое Грузии.

ками, к северу от которых расположена сильно складчатая Абхазско-Мегрельская зона.

Описываемая подзона, морфологически отвечающая Мегрельской депрессии, складывается двумя широкими и длинными синклинальными понижениями: Мазандара-Чогской и Джуми-Саджижаойской, осложненными небольшими антиклинальными складками. Еще в 1933 году были выделены Джихашкарская, Корцхельская, Таршийская (?) и Хещерская антиклинали, в присводовых частях сложенные миоцен-плиоценовыми отложениями, под которыми в пределах Одишской подзоны имеется почти полный разрез более древних отложений кайнозоя, от среднего миоцена до палеогена включительно.

В Одишской подзоне сводный разрез кайнозойских отложений следующий: палеоцен (180 м) — известняки, редко с обломками фауны; эоцен (355 м) — песчаники, нуммулитовые известняки и фораминиферовые мергели; хадум (115 м) — глины, местами слабо битуминозные, с фауной; майкопская свита (150 м) — глины, богатые чешуями рыб, редко с пропластками битуминозных песков; сакарауло (100 м) — песчаники и пески с прослоями глин; как в песках и песчаниках, так и в глинах встречаются тонкостенные моллюски; коцахури (80 м) — чередование песчаников с глинами майкопского типа, местами сильно битуминозными; джгали (120 м) — некарбонатные глины майкопского типа, с прослоями мергелей и песчаных глин, палеонтологически немые; тархан (до 8 м) — глины с фауной моллюсков; чокрак (до 500 м) — флишеобразно чередующиеся песчаники и глины; караган (до 400 м) — опять флишеобразно чередующиеся песчаники, глины, ракушняки и реже мергели, богатые соответствующей моллюсковой фауной, особенно крупными спаниодонтеллами и др. Картвельско-конкские слои (150 м) — песчаники, ракушняки и глины с фауной моллюсков. Нижний сармат (600 м) — плотные голубоватые глины, с прослоями песчаников и реже рыхлых конгломератов, с богатой макро- и микрофауной. Средний сармат (900 м) — крупногалечные конгломераты, богатые моллюсковой фауной и флорой с многочисленными прослоями глин и реже песчаников. Верхний сармат (примерно 15 м) выделен весьма условно, сложен песчанистыми глинами с мактрами; мэотис (250 м) — мощная толща крупногалечных конгломератов с прослоями глин и суглинков, с редкой фауной моллюсков и растительными остатками; понт (170 м) — бесструктурные глины, богатые фауной и крупногалечные рыхлые конгломераты, реже песчаники с растительными остатками; колхидская серия (до 350 м) — суглинки и конгломераты с прослоями песчаных глин; в южной части подзоны отчетливо выделяются фаунистически охарактеризованные киммерийские слои, а вышележащие отложения можно считать синхронными куяльницким, гу-

рийским и чаудинским слоям. Суммарная мощность олигоцен-миоценовых отложений достигает 1290 м.

В описываемой подзоне абсолютные скорости погружения и осадконакопления выражаются следующими цифрами (см/100 лет): в палеоцене — 0,36; в эоцене — 2,24; в олигоцен-нижнем миоцене — 0,85; в тархан-чокраке — 1,73; в карагане — 1,3; в картвельско-конкское время — 0,5; в нижнем сармате — 6,0; в среднем сармате — 9,0; в верхнем сармате — 0,1; в мэотисе — 0,83; в понте — 0,5 и в колхидское время — 1,75.

Потийская подзона расположена в приморской части центральной полосы Колхидской низменности, в окрестностях г. Поты и смежных с ним участках долины.

Литологическое своеобразие отложений, слагающих эту подзону, в общих чертах, было выявлено в результате бурения многочисленных колонковых скважин и опорной скважины № 1, расположенных близ г. Поты.

Установить границы описываемой подзоны затруднительно, т. к. она полностью перекрыта мощным плащом постмиоценовых накоплений, а пробуренные в Колхидской низменности разведочные глубокие скважины на нефть не дают полноценных материалов для решения этого вопроса. Можно предположить, что длина Потийской подзоны около 15 км. По материалам опорной скважины изучены отложения до мэотиса (включительно), а о более древних слоях кайнозоя можно судить лишь по общегеологическим соображениям, с учетом данных, полученных в результате крекусного и разведочного бурения на соседних (Гурийская, Чаладидская и др.) площадях. Полагаем, что палеоцен (30 м) будет представлен в основном известняками: эоцен (210 м) — мергелисто-известковой толщей, олигоцен — нижний миоцен (мощностью не менее 140 м) — глинисто-песчаниковой толщей, тархан-чокрак (не менее 150 м) — песчано-конгломератовой свитой, караган (200 м) — песчаниками и глинами, картвельско-конкские слои (70 м) — глинисто-песчаниковой толщей, нижний сармат (не менее 300 м) — в основном глинами, средний сармат (прим. 400 м) — глинисто-конгломератовой толщей, верхний сармат (не менее 200 м) — в основном конгломератово-глинистыми породами, мэотис (749 м), как видно из кернов Потийской опорной скважины, представлен глинами, местами сильно песчанистыми с прослоями песчаников, песков и рыхлых крупногалечных конгломератов; в отдельных прослоях песков (мощностью 0,6 м) установлены примазки нефти; преимущественно в глинах встречаются характерная для мэотиса микрофауна фораминифер и отдельные экземпляры моллюсков (почти исключительно *Abra tellinoides*). Понт (695 м) представлен карбонатными глинами с прослоями песков и мергелей; колхидская серия (мощностью 980 м) — бесструктурными глинами с прослойками песков и крупногалечных конгломератов.

переполненных макро- и микрофауной, на основе которой в разрезе колхидской серии в данной подзоне выделяются киммерийские, куяльницкие, гурийские и чаудинские пласты.

В геоструктурном отношении Потийская подзона представляет собой одну пологую, сложенную плиоцен-миоценовыми слоями, антиклиналь (она описана под названием Набадинской антиклинали), с севера и с востока ограниченная еще более пологими и широкими синклиналями, заполненными верхнеплиоцен-постплиоценовыми накоплениями.

В описываемой подзоне абсолютная скорость попружения, ука-зывающая на скорость осадконакопления в кайнозой, следующая (см/100 лет): в палеоцене — 0,06; в эоцене — 0,12; в олигоцен-нижнем миоцене — 0,19; в тархан-чокраке — 0,5; в карагане — 0,7; в картвельско-конкское время — 0,2; в нижнем сармате — 3,0; в среднем сармате — 4,0; в верхнем сармате — 2,0; в мзотисе — 2,5; в понте — 2,13; в колхидское время — 4,9.

Омпарети-Натанебская зона, расположенная в западном погружении Гурийсмтеби, в пределах Ланчхутского района, охватывает также и Махарадзевский район; оба района образуют единый Западно-Гурийский нефтегазоносный район (Дзвела, 1940). Естественными границами этой зоны, состоящей по существу из двух подзон (Омпаретской и Натанебской), являются на севере — Рионская низменность, на юге — северные склоны Аджарского хребта, на востоке — Насакиральские горы и на западе — акватория Черного моря.

Эти подзоны являются наиболее интересными для изучения генезиса нефти, т. к. в их пределах имеются многочисленные газонефтепроявления (как естественные, так и полученные из крекирующих и глубоких скважин), приуроченные почти ко всем стратиграфическим единицам от майкопской свиты до постплиоцена включительно; кроме того, в окрестностях сел Гулиани, Баилети и др. установлены проявления жидкой нефти в постсарматских базальтах, а вблизи с. Омпарети расположены известные сарматские залежи нефти, еще с конца прошлого столетия привлекавшие внимание нефтепромышленников и геологов.

В **Омпаретской** подзоне развиты мощные толщи миоцена и плиоцена, изученные в естественных обнажениях и по кернам многочисленных скважин, а о более древних образованиях данной подзоны можно судить только на основе изучения естественных разрезов, расположенных за пределами подзоны, в восточной части Гурийсмтеби, т. к. из-за глубокого залегания пластов они не были вскрыты скважинами.

Разрез кайнозоя в описываемой подзоне стратиграфически снизу вверх представлен: палеоген (до 700 м) — внизу палеонтологически немой туфогенный флиш, вверху — известняки; эоцен (не менее 600 м) — известняки, аргиллиты, туфопесчаники, туфо-

конгломераты и мергели с фораминиферами; олигоцен (нижний миоцен или майкоп в широком понимании 500 м) — глины с прослоями битуминозных песчаников; тархан-чокрах (1300 м) — флишеобразно чередующиеся песчаники, глины и реже мергели, внизу с прослоями конгломератов. Как в глинах, так и в песчаниках часто встречаются, иногда в виде больших скоплений, обломки, по-видимому, переотложенных раковин моллюсковой фауны; караган (не менее 400 м) — песчаники и чаудинские суглинки, в основном богатые моллюсковой фауной чаудинского горизонта.

Абсолютные скорости погружения во время осадконакопления в рассматриваемой подзоне следующие (см/100 лет): в палеоцене — 1,4; в эоцене — 0,45; в олигоцене — раннем миоцене — 0,33; в тархан-чокраке — 1; в карагане — 1,4; в конкско-картвельское время — 0,2; в раннем сармате — 10,0, в среднем сармате — 9,0; в позднем сармате — 7; в мэотисе — 1,26 и в понте — 0,01.

Натанебская подзона, являющаяся южной частью Западно-Гурийского нефтегазоносного региона, расположена на юго-западном погружении Гурийсмтеби, в нижней части бассейна р. Натанеби, в пределах Махарадзевского района.

Все развитые здесь образования, за исключением верхне-плиоценовых отложений, бедны палеонтологическими остатками. Правда, в породах часто встречаются остатки фауны, но они в большинстве случаев переотложены. Здесь в 1938—1944 гг. были пробурены многочисленные крелиусные скважины и две глубокие разведочные скважины вдоль южной части структуры, но они не позволяют составить обоснованную схему стратиграфии верхнемиоценовых и более древних отложений.

Палеоцен (мощность более 600 м), согласно залегающий на верхнемеловых известняках, представлен в основном туфобрекчиями с прослоями арпиллитов и мергелей. Эоцен (мощность не менее 100 м) представлен известняками и мергелями, с прослоями трещиноватых туфопесчаников. Оligocen-нижний миоцен (мощность 1235 м) сложен в нижней части глинами, в верхней части песчано-глинистой толщей, в которой, по-видимому, присутствуют хадумские, майкопские, сакараульские и джгальские слои, хорошо обнаженные в восточной части Гурии, в т. н. Чохатаурской подзоне.

Средний миоцен, мощностью не менее 500 м, выражен глинами, конгломератами и песчаниками, часто битуминозными, с переотложенными остатками моллюсков. Расчленение этой толщи на отдельные стратиграфические единицы затруднительно; весьма условно можно выделить аналоги тархан-чокракских, караганских и картвельско-конкских слоев, сравнительно полные разрезы которых представлены по выемкам шоссе Натанеби-Шрома в пределах с. Земо-Натанеби. Нижний сармат (900 м) представлен песчаниками, глинами и конгломератами, содержащими богатую фауну и

флору; последняя найдена в окрестностях Тхинвали по р. Богила и представлена, по данным М. Д. Узнадзе (1966), тридцатью различными видами.

Средний сармат (500 м) представлен песчаниками, иногда битуминозными с прослоями конгломератов и глин, редко содержащими моллюсковую фауну и флору. Верхний сармат (около 300 м) представлен крупногалечными конгломератами с прослоями битуминозных песчаников, глин и известковистых песчаников, содержащих переотложенную фауну. Мэотис (120 м) выражен глинисто-песчаниковой толщей с редкими прослоями конгломератов, битуминозных песчаников и ракушнякав. Понт (240 м) — суглинки и конгломераты с прослоями песков. Колхидская серия (400 м) — суглинки, глины, песчаники и ракушники; нижняя часть разреза богата фауной и флорой, на основе которой выделен киммерийский, куяльницкий, гурийский и чаудинский горизонты. В Натанебской подзоне расположена Земо-Натанебская антиклиналь — основная нефтегазоносная структура, которая на юге от Омпаретской подзоны ограничена Хриалетской синклиналью.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) и соответственно осадконакопления в данной подзоне следующие: в палеоцене — 1,2; в эоцене — 0,06; в олигоцене — нижнем миоцене — 0,82; в среднем миоцене — 0,5; в нижнем сармате — 9,0; в среднем сармате — 5,0; в верхнем сармате — 3,0; в мэотисе — 0,4; в понте — 0,01 и в колхидское время — 1,0.

Чохатаурская подзона расположена в восточной части Гурии в бассейне р. Супса, в Чохатаурском районе. Границами подзоны являются на севере — Гуризмтеби, на юге — Аджарский хребет, на западе — Насакиральская возвышенность, а на востоке — Имеретинский хребет. Таким образом, эта подзона почти со всех сторон замкнута горами, примерно такую же конфигурацию имела она и в некоторые эпохи плиоцена и представляла собой почти замкнутый бассейн. Эта депрессионная часть ныне отмечается одним довольно длинным (около 20 км) и широким (около 6 км) синклинальным понижением, известным как Гурийская синклираль, которая в средней части осложнена Горабережоульской антиклиналью, сложенной в присводовой части эоценовыми мергелями.

Кайнозойские отложения прекрасно обнажены на обоих бортах Гурийской синклинали, по ущельям протекающих здесь рек. Обобщенная стратиграфическая схема Чохатаурской подзоны такова: палеоцен (460 м) — туфогенно-аргиллитовая флишевая толща; эоцен (360 м) — чередование туфопесчаников, туфобрекчий, глин и известняков, вверху доминируют фораминиферовые мергели; олигоцен — нижний миоцен (около 720 м) расчленяется на следующие стратиграфические единицы: хадумские — глины карбонатные с чешуями рыб; майкопская свита; сакараульские слои —

песчаники с прослоями глин и включениями обуглившихся древесных остатков и джгальские слои — некарбонатные глины с тонкими прослоями мергелей; тарханско-чокракские глины, песчаники и конгломераты, общей мощностью 150 м, очень редко содержащие фауну; караган-конкские песчаники и конгломераты с прослоями глин, редко содержащими микрофауну и кое-где обломки спаниодонте, общей мощностью 120 м.

Нижнесарматские (400 м) глины и мергели, редко с обломками тонкостенных раковин и богатые микрофауной; среднесарматские (500 м) — песчаники, глины и реже конгломераты с макрофауной; верхнесарматские (150 м) — конгломераты и глины, палеонтологически немые; мзотические (50 м) — конгломераты и глины; понтические (40 м) — песчаники и конгломераты, палеонтологически немые; колхидская серия (150 м) — суглинки и конгломераты, палеонтологически немые.

Скорость осадконакопления и интенсивность погружения в данной подзоне следующие (см/100 лет): в палеоцене — 0,92; в эоцене — 0,22; в олигоцене — раннем миоцене — 0,47; в тархан-чокраке — 0,5; в караган-конкское время — 0,2; в раннем сармате — 4,0; в среднем сармате — 5,0; в позднем сармате — 1,5; в мзотисе — 0,16; в понте — 0,13 и в колхидское время — 0,01.

Ванская подзона расположена на северном склоне Имеретинского хребта в окрестностях, с. Вани и в смежных с ним участках Южной Имеретии. Границами подзоны являются: на юге Имеретинский хребет, на севере Рионская долина, на западе Гурчйский и Имеретинский хребты в пределах Саджавахо-Сачамисеры, а на востоке Квалитская подзона; последняя вместе с Аргветской, Муханской и Ванской подзонами образует единую Южно-Имеретинскую, возможно, нефтегазоносную область.

В описываемой подзоне расположена одна Исритская антиклиналь, в присводовой части сложенная верхнемеловыми известняками, а на крыльях — отложениями кайнозоя. Сводный разрез кайнозойских отложений следующий: палеоцен (1000 м) — песчаники и аргиллиты с примесью туфогенного материала; эоцен (950 м) — туфобрекчии и туфоконгломераты, в верхней части постепенно переходящие в известняки, песчаники и мергели, с фораминиферами и реже нуммулитами; олигоцен (до 100 м) — глины; разрез неполный, в верхней части, по-видимому, размыт.

Тархан-чокракские слои (мощностью 240 м) — песчаники, ракушняки и глины, с прослоями конгломератов и мергелей; караганские слои (260 м) — песчаники с прослоями ракушников, реже глин и мергелей. Картвельско-конкские слои (80 м) — чередование глин и песчаников. Нижнесарматские слои (200 м) — песчано-глинистая толща, богатая остатками моллюсковой микрофауны.

Среднесарматские слои (180 м) — карбонатные глины с прослоями разнородных песчаников и мергелей, реже конгломера-

тов. Верхнесарматские слои (60 м) — конгломераты и пески с прослоями глин, палеонтологически немые. Мэотический ярус (около 30 м) выделен условно и представлен конгломератами и суглинками. Залегающие выше понтические крупногалечные конгломераты и пески, общей мощностью до 120 м, в окрестностях Вани редко содержат моллюсковую фауну. Колхидская серия (190 м) — суглинки, пески, галечники и глины, фауну не содержат.

Абсолютные скорости погружения во время осадконакопления (см/100 лет) в данной подзоне следующие: в палеоцене — 2,0; в эоцене — 0,65; в олигоцене — 0,06; в тархан-чокраке — 0,81; в карагане — 0,86; в раннем сармате — 2,0; в среднем сармате 1,8; в позднем сармате — 0,6; в меотисе — 0,01; в понте — 0,04 и в колхидское время — 0,01.

Квалитская подзона расположена, так же как и предыдущая, на северном подножье Имеретинского хребта, в окрестностях сел Квалити, Свири, Обча, Парцхнали и др. Границами подзоны являются на юге гребневая часть Имеретинского хребта, на севере Квирильская долина, на востоке Дзирульский массив (западная часть Сурамского или Лихского хребта), а на западе она ограничена Ванской подзоной. В квалитской подзоне развиты в основном кайнозойские отложения, а на некоторых участках (как например, у с. с. Свири, Вардзиа, Харагоули, Ципа) на дневную поверхность выходят и верхнемеловые известняки. Возможно, что в будущем, после детального изучения этой подзоны, восточная часть ее (в окрестностях Харагоули) будет выделена как самостоятельная подзона — Харагоульская, геологическое строение которой является весьма сложным.

Кайнозойские отложения в пределах центральной части подзоны у с. Квалити образуют одну синклинальную складку; на остальных участках полосы олигоцен-миоценовые слои образуют в западной части (с. с. Свири, Обча и др.) крыло антиклинали, а в восточной части (с. Вардзиа и др.) ряд тектонически сложно построенных структур. Разрез кайнозоя данной подзоны следующий: палеоцен (600 м) — туфогенный флиш с прослоями известняков и аргилитов, по р. Ханисцкали (у местности Гурта) характеризуется проявлением жидкой нефти; эоцен (340 м) — известняки и мергели; олигоцен-нижний миоцен (590 м) — глины с прослоями битуминозных песчаников; тархан-чокрак (218 м) — глины, песчаники, ракушняки и мергели с фауной; караган (220 м) — песчаники с прослоями мергелей и ракушняков; нижний сармат (450 м) — глины, с прослоями песчаников; средний сармат (140 м) — глины и песчаники; верхний сармат (200 м) — песчано-конгломератовая толща, палеонтологически немая; мэотис (15 м) — суглинки и конгломераты; понт (80 м) — пески и конгломераты, кое-где с обломками раковин; колхидские слои (около 200 м) — суглинки и галечники.

В описываемой подзоне абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в процессе осадконакопления следующие: в палеоцене — 1,2; в эоцене — 0,22; в олигоцен — раннем миоцене — 0,39; в тархан-чокраке — 0,72; в карагане — 0,73; в картвельско-конкское время — 0,23; в раннем сармате — 4,5; в среднем сармате — 1,4; в позднем сармате — 2,0; в мэотисе — 0,05; в понте — 0,26 и в колхидское время — 1,0.

Аргветская подзона расположена в долине р. Квирила, между г. Зестафони и ст. Риони, средняя ширина подзоны 8 км, а длина — до 23 км. Территория подзоны почти полностью перекрыта постплиоценовыми речными террасовыми накоплениями (мощностью до 60 м). На некоторых участках этой подзоны в 1961—1966 гг. Грузгеологоуправлением было пробурено несколько крелиусных скважин, максимальной глубиной до 1200 м., вскрывших сравнительно полные разрезы кайнозоя.

Стратиграфия кайнозойских отложений в данной подзоне следующая: палеоцен (не менее 150 м) — туфогенно-карбонатная толща; эоцен (около 120 м) — известняки и мергели с фораминиферами; олигоцен — нижний миоцен (480 м) — глины, в верхней части с прослоями песчаников, без фауны; тархан-чокрак (66 м) — песчаники с прослоями глин с фауной; караган (50 м) — песчаники, ракушняки; картвельско-конкские слои (100 м) — песчаники, ракушняки с прослоями мергелей с фауной; нижний сармат (500 м) — глины с прослоями песчаников с макро- и микрофауной; средний сармат (300 м) — глины и песчаники с фауной; верхний сармат (50 м) — песчаники и конгломераты без фауны; мэотис (100 м) — конгломераты и пески без фауны; понт (100 м) — пески, глины и конгломераты с фауной; колхидская серия (150 м) — суглинки и галечники без фауны.

Абсолютные скорости погружения и осадконакопления (см/100 лет) следующие: в палеоцене — 0,3; в эоцене — 0,08; в олигоцене — раннем миоцене — 0,53; в тархан-чокраке — 0,22; в карагане — 0,16; в картвельско-конкское время — 0,33; в раннем сармате — 5,0; в среднем сармате — 3,0; в позднем сармате — 0,01; в мэотисе — 0,3; в понте — 0,3; в колхидское время — 0,5. Тектоническое строение этой подзоны пока не совсем ясно. По всей вероятности, здесь имеется одно широкое синклинальное понижение, осложненное складками антиклинального типа, возможно и диапирового характера, на что указывает сильная дислоцированность пластов в бортовых частях этой подзоны.

Цагерская подзона расположена в северо-западной части Колхети, в Цагерском районе и геоморфологически почти полностью совпадает с Лечхумской депрессией, окаймленной хребтами, со средней абсолютной отметкой 1200 м. Тектонически она отвечает т. н. Лечхумской синклинали, осложненной складками второго порядка.

Сводный разрез кайнозойских отложений в данной подзоне следующий: палеоцен (70 м) — известняки, с редкими обломками раковин; эоцен (135 м) — известняки нуммулитовые; олигоцен — нижний миоцен (705 м) — глины с конкрециями мергелей, в верхней части с мощными пластами песчаников, иногда битуминозных; тархан-чокрак (151 м) — песчаники и глины, редко с фауной; караган (340 м) — песчаники, глины, мергели и ракушники; картвельско-конкские слои (180 м) — песчаники и глины, редко с фауной; нижний сармат (200 м) — глины с прослоями песчаников с фауной; средний сармат (100 м) — глины, песчаники и конгломераты, редко с фауной; верхний сармат и более молодые отложения кайнозоя, в описываемой полосе отсутствуют.

Абсолютная скорость погружения (см/100 лет) в Лечхумской части бассейна была следующая: в палеоцене — 0,14; в эоцене — 0,09; в олигоцене — раннем миоцене — 0,47; в тархан-чокраке — 0,5; в карагане — 1,13; в раннем сармате — 2,1 и в среднем сармате — 1,0.

Амбролаурская подзона расположена в пределах Рачи и является непосредственным восточным продолжением Цагерской подзоны. Протяженность подзоны — до 14 км вдоль р. Риони, а ширина в среднем 4 км. Эта подзона геоморфологически совпадает с Рачинской депрессией, отвечающей одноименной синклинали на многих участках осложненной разрывами. История геологического развития Амбролаурской подзоны в кайнозое имела очень много общего с Цагерской подзоной; обе они вплоть до среднего сармата были частями единого морского бассейна и одновременно — после среднего сармата — вышли из-под уровня моря.

В Амбролаурской подзоне развиты следующие отложения: палеоцен (10 м) — известняки; эоцен (50 м) — фораминиферовые мергели; олигоцен — нижний миоцен (440 м) — глины майкопа, с прослоями песчаников и сфероидальными конкрециями мергелей, с примазками жидкой нефти; тархан-чокрак (66 м) — песчаники и глины с фауной; караган (50 м) — песчаники и глины, с фауной; картвельско-конкские слои (100 м) — песчаники и глины с прослоями мергелей с фауной; нижний сармат (300 м) — глины, песчаники и реже конгломераты с фауной; средний сармат (200 м) — песчаники с прослоями глин и конгломератов, а также пески с фауной.

В пределах Западной Грузии по геоморфологии, истории геологического развития и по характеру процессов седиментации можно выделить еще три (Кахаберскую, Чхатура-Сачхерскую и Мухянскую) подзоны, но описание их здесь не приводится, поскольку личные наблюдения автора на этих участках носили очень беглый характер, а из материалов других геологов, которые работали в пределах Западной Грузии, трудно почерпнуть соответствующие данные для описания геологии этих трех подзон.

Карельская подзона расположена на западной окраине Карельской депрессии, между с. Карели и курортом Сурами; ее границами являются: на западе Лихский хребет, на юге Тriaлети-Боржомские хребты, на севере и на востоке условная граница подзоны совпадает с окраинной частью Картлийской депрессии. По материалам М. И. Варенцова (1950) и личным наблюдениям (1963), стратиграфический разрез данной части района можно охарактеризовать в следующем виде: палеоцен (500 м) — туфогенные песчаники и полимиктовые песчаники с прослоями аргиллитов и известняков; эоцен (2500 м) — известково-глинистый флиш, с межпластовыми покровами эффузивных пород типа андезито-базальтов; олигоцен-нижний миоцен (1500 м) — глины, в верхней части с прослоями песчаников и песков, с обломками тонкостенных раковин; тархан-чокрак (110 м) — глины и песчаники, с плохо сохранный моллюсковой фауной; караган (100 м) — песчаники с прослоями глин, с моллюсковой фауной; картвельско-конкские слои (200 м) — глины и песчаники, с прослоями ракушняка и конгломератов; нижний сармат (130 м) — глины с прослоями песчаников, с фауной моллюсков; средний сармат (150 м) — чередование песчаников, глин и мергелей; более молодые горизонты кайнозоя в данной подзоне отсутствуют.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в Карельской подзоне следующие: в палеоцене — 1,0; в эоцене — 1,6; в олигоцен — раннем миоцене — 1,0; в тархан-чокраке — 0,33; в карагане — 0,35; в картвельско-конкское время — 0,66; в раннем сармате — 1,3 и в среднем сармате — 1,5.

Тирифонская подзона расположена в пределах одноименной долины, между гг. Гори и Цхинвали, в нижней части бассейна р. Ксани. В центральной части подзоны развиты постплиоценовые отложения мощностью 50 м, а в краевых ее частях — хорошо обнажены и более древние отложения. Пробуренная в 1950—1954 гг. трестом «Грузнефть» Горийская опорная скважина вскрыла полный разрез кайнозоя и мела. Приводимый ниже сводный стратиграфический разрез Тирифонской подзоны составлен по данным названной опорной скважины, с учетом материалов, полученных нами в процессе исследований последних лет. Палеоцен (около 300 м) представлен туфогенно-конгломератовой толщей; эоцен (200 м) — мергели и известняки с фораминиферами; олигоцен — нижний миоцен (неполная мощность 152 м) — песчаники и пески с прослоями глин и конгломератов, в верхней части выделяется песчановая толща горийского горизонта; тархан-чокрак (54 м) — песчаники с прослоями глин, с моллюсковой фауной; караган (57 м) — песчаники и ракушники с прослоями глин; картвельско-конкские слои (75 м) — песчаники и глины; нижний сармат (160 м) — глины и песчаники; средний сармат (206 м) — песчаники и глины; верхний сармат (854 м) — глины с прослоями песчани-

ков; мэотис-понт (69 м) — грубогалечные конгломераты с прослоями песчаников.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в данной подзоне следующие: в палеоцене — 0,2; в эоцене — 0,13; в олигоцен-раннем миоцене — 0,1; в тархан-чокраке — 0,1; в карагане — 0,1; в картвельско-конкское время — 0,2; в раннем сармате — 1,6; в среднем сармате — 2,1; в позднем сармате — 2,1 и в мэотис-понте — 1,3.

Кавтисхевская подзона расположена в южной части Картлийской депрессии, в правобережной части р. Куры. Она ограничена с юга Тriaлетским хребтом, а с остальных трех сторон — долинами, являющимися частью Картлийской долины или депрессии. Район характеризуется нефтегазопоявлениями, которые приурочены в основном к эоцен-олигоценным и миоценовым отложениям. В 1939—1955 годах трестом «Грузнефть» здесь были пробурены многочисленные крелиусные — структурные и глубокие — разведочные скважины, которые, хотя и не открыли крупных залежей нефти, но дали большой материал для познания геологического строения этого района. Установлена следующая схема стратиграфии: палеоцен (600 м) — известняки, мергели с прослоями туфо-песчаников; эоцен (1800 м) — известняки, песчаники и фораминиферовые мергели; олигоцен — нижний миоцен (1500 м) — глины с прослоями битуминозных песков, песчаники с прослоями конгломератов; тархан-чокракские слои (120 м) — песчаники и глины; караган (100 м) — песчаники, мергели и глины; картвельско-конкские слои (80 м) — песчаники и глины с прослоями ракушняка; нижний сармат (130 м) — глины; средний сармат (250 м) — глины и конгломераты с прослоями песчаников; верхний сармат (1400 м) — конгломераты и суглинки; мэотис (1200 м) — конгломераты, суглинки.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в данной подзоне следующие: в палеоцене — 1,2; в эоцене — 1,2; в олигоцене — раннем миоцене — 1,2; в тархан-чокраке — 0,4; в карагане — 0,3; в картвельско-конкское время — 0,26; в раннем сармате — 1,3; в среднем сармате — 14,0 и в мэотисе — 12,0.

Самгорская подзона расположена в основном в пределах одноименной долины, которая является северо-западной частью Степной Кахетии. Эта подзона включает в себя две нефтегазонасыщенные площади — Тбилиси-Навтлугскую на юге и Норйо-Сацхенискую на севере, разделенные довольно широкой Ормоянской синклиналью.

Географическими границами подзоны можно считать: на севере — Картлийско-Кахетинский хребет на западе — Тriaлетский хребет, а на юге и востоке — степи Южной Кахетии. Северная часть подзоны, т. е. Норйо-Патардзеульская полоса, по-видимому, является восточным продолжением Кавтисхевской подзоны, а

южная часть, т. е. Тбилиси-Навтаугская полоса, — восточным погружением Телетского хребта.

В пределах описываемой подзоны палеоцен и мел не выходят на дневную поверхность, а более молодые отложения были вскрыты пробуренными с 1932 по 1966 г. крелнусными и глубокими разведочными скважинами. Учитывая все эти данные, можно привести следующий сводный разрез кайнозоя; палеоцен (1500 м) — туфогенный флиш с прослоями аргиллитов; эоцен (2500 м) — известняки, туфопесчаники и туфоконгломераты с прослоями аргиллитов с подводнооползевыми текстурами, песчаники иногда битуминозные; олигоцен — нижний миоцен (2600 м) — глины с прослоями песчаников, в верхней части постепенно переходящие в крупнозернистый, местами битуминозный песок; тархан-чокракские слои (300 м) — песчаники с прослоями глин и мергелей; караган (350 м) — песчаники и глины; картвельско-конкские слои (200 м) — песчаники с прослоями глин; нижний сармат (100 м) — глины; средний сармат (800 м) — флишеобразное чередование глин, песчаников и конгломератов; верхний сармат (500 м) — конгломераты с прослоями глин и песчаников; мэотис (150 м) — конгломераты и суглинки; алазанская серия (100 м) — конгломераты и суглинки, в нижней части содержащие фауну и флору акчагыла.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в данной подзоне примерно таковы: в палеоцене — 3; в эоцене — 1,6; в олигоцен-раннем миоцене — 1,7; в тархан-чокраке — 1,02; в карагане — 1,1; в раннем сармате — 0,66; в среднем сармате — 1,0; в позднем сармате — 8; в мэотисе — 0,5 и в алазанское время — 0,5.

Чатминская подзона расположена почти в средней части Степной Кахетии, в пределах одноименной долины и на смежных с ней участках Южной Кахетии. Границы подзоны пока нельзя считать точно установленными, т. е. район пока слабо изучен. По всей вероятности, Чатминская подзона протяженностью свыше 30 км и шириной порядка 10 км в дальнейшем будет подразделена на более мелкие единицы. Приведем сводный стратиграфический разрез, основанный на результатах изучения обнажений и разрезов скважин, пробуренных во многих частях территории Южной Кахетии в период с 1930 по 1966 год.

Олигоцен-нижний миоцен (не менее 1000 м) представлен майкопскими глинами с прослоями песчаников и конкреций мергелей; толща в верхней части содержит прослой песчаников, местами битуминозных. Тархан-чокракские слои (300 м) представлены песчаниками с прослоями глин и реже конгломератов. Караган (350 м) — глины, песчаники и мергели, редко с прослоями ракушняка. Картвельско-конкские слои (170 м) — песчаники и мергели с прослоями ракушняка; нижний сармат (200 м) — глины с прослоями песчаников и конгломератов; средний сармат (900 м) — конгломераты, глины и мергели с прослоями битуминозных песча-

ников, с включениями бурого угля. Верхний сармат (600 м) — конгломераты, песчаники и глины; песчаники часто нефтеносные. Мэотис-понт (общей мощностью 1880 м) представлен в основном глинами и конгломератами с остатками наземных моллюсков и обломками скелетов позвоночных, во многих участках с мощными нефтеносными пластами (конгломераты, песчаники); Алазанская серия (не менее 470 м) — конгломераты с прослоями суглинков и ракушнякав, в нижней части с фауной моллюсков и наземных позвоночных⁵, в верхней части толщи встречается фауна моллюсков, характерная для апшеронских слоев, а кое-где и для бакинских пластов; в суглинках часто встречаются остатки флоры.

Абсолютные скорости погружения (см/100 лет) в данной подзоне выражаются цифрами; в олигоцен-раннем миоцене — 0,66; в тархан-чокраке — 1,0; в карагане — 1,1; в картвельско-конкское время — 0,6; в раннем сармате — 2; в среднем сармате — 9, в позднем сармате — 6, мэотис-понте — 3,2 и в алазанское время — 1,6.

Кроме описанных подзон, в пределах Восточной Грузии в дальнейшем можно будет выделить еще 7 подзон со своеобразными условиями седиментации, а именно — Руставская, Ширакская, Гурджаанская, Марнеульская, Сагареджойская и Телавская, подробное их описание — дело будущего.

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ ГРУЗИИ В КАЙНОЗОЕ

Истории геологического развития территории Кавказа и в частности Грузии, посвящены многочисленные работы. Как известно, в истории тектонического развития Кавказа, согласно Е. Е. Милановскому и В. Е. Хаину (1963) и другим исследователям, выделяются три основных этапа, а именно: догерцинский, герцинский (силур-ранняя пермь) и альпийский (поздняя пермь-антропоген).

Прежде чем приступить к рассмотрению истории геологического развития территории Кавказа в кайнозойскую эру, кратко охарактеризуем доальпийские этапы.

Как установлено работами Е. Е. Милановского, В. Е. Хаина, И. Р. Кахадзе и др., на самой ранней стадии альпийского этапа тектогенеза, т. е. к поздней перми и триасу, центральная часть Закавказья представляла собой срединный массив, испытывавший постепенное воздымание. Это была так называемая Иверская суша, расположенная в центральной части территории Грузии.

В пределах Кавказского хребта в это время существовал глубокий геосинклинальный прогиб, в котором накапливались вулка-

⁵ В 1959 г. в этих отложениях нами был найден хорошей сохранности скелет южного слона, палеонтологически изученный Л. К. Габуния и А. К. Векуа. Скелет слона в монтированном виде выставлен во дворе Государственного музея Грузии им. С. Н. Джанашиа в Тбилиси.

ногенно-терригенные отложения спилито-кератофирового ряда. Согласно И. Р. Кахадзе, как севернее, так и южнее упомянутого срединного массива располагались глубокие геосинклинальные желоба, в которых отлагались преимущественно глинисто-песчаные осадки. Биомические условия в обоих желобах в начале этапа были, по-видимому, неблагоприятными для развития органической жизни, что является причиной отсутствия в этих породах органических остатков. Полагают, что бассейн северной Грузии, расположенный вдоль южного склона Кавказиони (Большого Кавказа), развился унаследованно от более раннего геосинклинального прогиба, простиравшегося на западе до Горного Крыма, а на востоке — вплоть до Мангышлака. Е. Е. Милановский и В. Е. Хаин (1963) отмечают, что по северной периферии этого прогиба вдоль нынешней зоны Главного Кавказского хребта в течение юрского периода протягивалась полоса рифовых построек, свидетельствующая об изменении физико-географических условий в бассейнах в конце альпийской стадии геотектонического развития региона.

Такая палеогеографическая обстановка существовала до конца поздней юры, а в конце юры произошли существенные изменения тектонического плана исследуемой территории — воздымается крупная предъюрская суша (Иверская) в центральной Грузии, Кавказский хребет, а также суша, расположенная в Ахалцихском районе и к северу от г. Сухуми.

В пределах Восточной Грузии также воздымается срединная суша Грузии (Иверская суша), Главный Кавказ и восточная часть Малого Кавказа, а расположенные между ними геосинклинальные желоба еще более углубляются и в них отлагаются преимущественно глинистые осадки. В юрских бассейнах указанных желобов физико-географические условия вообще были неблагоприятными для развития фауны, а на некоторых участках, как например, у Ткварчели, Ткибули, Бзыби и др., были условия, благоприятные для накопления биомассы, преимущественно растительного происхождения, которая потом явилась исходным материалом для образования каменных углей в отмеченных участках Колхети (Западная Грузия).

В раннемеловое время значительная часть территории Грузии погрузилась под уровень моря. Сушей остались лишь центральная часть Кавказского хребта, Дзирульский массив и некоторые участки в пределах Южной Грузии. В обширном и сравнительно глубоком раннемеловом бассейне отлагались песчано-глинистые и карбонатные осадки с богатой фауной нижнего мела.

В последующее время геоморфология территории Грузии довольно быстро меняется, вследствие ряда тектонических процессов диастрофизма, из которых более интенсивно проявились австрийская, или предсеноманская, и субгерцинская, или верхнемеловая фазы. Наглядным отражением австрийской орофазы, по на-

шему мнению, является несогласное перекрытие известняковой толщи нижнего мела (апта) грубозернистыми песчаниками сеномана, наблюдаемое во многих местах Грузии. На наличие предтуронской орофазы в Западной Грузии указывает несогласное перекрытие известняковой толщи туфогенными образованиями свиты Мтавари в районах Кутанси, Цхакая и др.

Как отмечает А. Л. Цагарели (1954), в позднем мелу «наиболее характерной фацией являются известняки и наиболее характерным процессом осадкообразования — карбонатная седиментация» (1954, стр. 433), а роль магматических процессов совершенно незначительна. А. Л. Цагарели правильно подчеркивает, что «на фоне карбонатной седиментации все другие фации появляются только как результаты локальных движений земной коры, приуроченных к той или иной геотектонической единице и локально влияющих на процессы осадконакопления».

Между верхнемеловыми и палеоценовыми отложениями не обнаружено углового несогласия, но этим не отрицается возможность проявления колебательных движений земной коры; эти движения усилились перед эоценом (ларамийская фаза, по В. П. Ренгартену).

В результате предпалеогеновых движений на территории Западной Грузии и частично Кахетии возникли острова, в южной части образовались две широкие полосы суши, между которыми располагалось море. В северной части палеоценового бассейна Грузии отлагались известковые фации, а в областях Аджаро-Имеретинского хребта и Тrialeti — туфогенные песчаники и песчано-мергельные породы. Снос терригенного материала в этот бассейн происходил как с севера, с Кавказской суши, так и со стороны срединного массива Грузии (Дзирульская суша), что подтверждается анализом минералогического состава палеоценовых отложений.

В конце палеоценового времени почти вся территория Грузии опускается, в результате чего уже в эоцене большая часть межгорной полосы Грузии и всего Закавказья оказалась затопленной морем. В эоценовом бассейне отлагались туфобрекчиевые образования в южной части и карбонатные глины в более северных участках. Терригенный материал сносился в бассейн с Главного Кавказского хребта и Дзирульского массива, а также с островов, сложенных меловыми породами в районах Поти и Очамчире, и суши, расположенной в пределах Большого Кавказа, Дзирули и полосы Телави — Цителидхаро, сложенной юрскими и меловыми породами.

В раннем эоцене имели место интенсивные подводные вулканические извержения, сопровождающиеся частыми подводными оползнями и обвалами. Позднемеловой бассейн, по-видимому, достиг своей максимальной глубины в полосе южного подножья Большого Кавказа (Кавкасион) в пределах Супса—Зестафони,

в северной части Триаletской полосы, возможно, в центральной части Южной Грузии. На это указывает широкое развитие глинистых пород. На обширной территории Аджаро-Триаletии происходит значительная регрессия и складчатость, возможно сопровождавшаяся внедрением габбро-диоритовых и сиенито-диоритовых интрузий (Е. Е. Милановский и В. Е. Хаин, 1963).

С наступлением хадумского времени акватория заметно сократилась, несмотря на то, что на границе эоцена с хадумом не происходило орогенических движений; в это время имели место, по всей вероятности, вялые эпейрогенические движения, на что указывает согласное залегание фораминиферовых мергелей верхнего эоцена и хадумских глин. Хадумский бассейн, по сравнению с эоценовым, сильно сузился и в нем, в пределах Поты—Вани, Зугдиди—Гудаута, Гори—Каспи, Сигнахи—Цители-Цхаро и др. участков появились широкие острова (рис. 3). Большой Кавказ

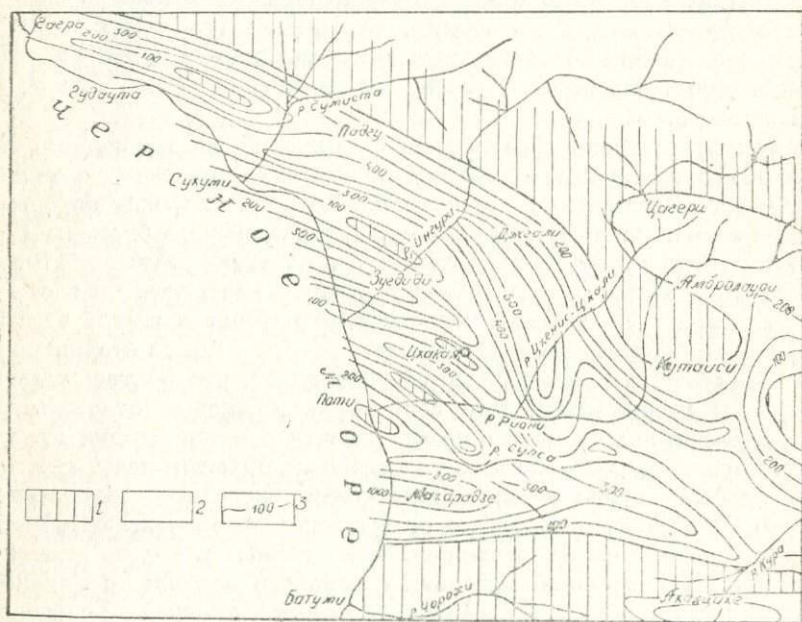


Рис. 3. Палеогеографическая схема Западной Грузии для хадумского времени.
1 — суша; 2 — море; 3 — линии равных мощностей.

и Аджаро-Триаletские хребты представляли собой широкие и довольно высокие участки рельефа. Высоко поднятый Дзирульский массив был основной перемычкой между Западно- и Восточно-Грузинскими бассейнами, которые на двух участках в пределах Чиа-тура—Самтредиа и Хашури—Маяковский были связаны между

собой узкими проливами. В неглубоком хадумском бассейне многочисленные острова выделялись в обеих частях бассейна, на что указывает литофациальный характер (преимущественно фация глин) хадумских слоев на многих участках Грузии, как например, в Абхазии, Мегрелии, Гурии и Картли.

Тектонические движения, усилившиеся в предмайкопское время, вызвали значительные изменения палеогеографической обстановки. Майкопское море захватило широкую территорию в обеих частях Грузии, хотя в это время и выделялись многочисленные острова, сложенные преимущественно верхнемеловыми известняками, как например, в пределах Бурци, Сатанджо-Одиши, Цаиши, Эки, Накалакеви, Нагубари, Гори, Дзегви, Зиари, Цители-цкаро и др. В майкопском бассейне отлагались преимущественно глинистые осадки, местами с прослоями вулканического пепла.

В районе Чиатура, в полузамкнутом майкопском бассейне, отлагались своеобразные марганценовые осадки, а в районе Месхети — почти в замкнутом бассейне — угленосные пласты.

В пределах Грузии в майкопское время существовали отдельные заливы и лагуны, связанные между собой узкими проливами; здесь были широко распространены острова, особенно в южной части региона.

В результате оживления эпейрогенических движений к концу майкопского и в раннемиоценовое время размеры бассейна сократились. Со второй половины сакараульского времени и в течение всего коцахурского века здесь происходит усиленное накопление обломочного и растительного материала за счет энергичной деятельности горных потоков и разрушительной силы морского прибоя. В коцахурском море, так же как и в майкопском, существовали многочисленные острова, между которыми на некоторых участках, как например, в пределах Центральной Мегрелии, Гурии и Картли, выделялись относительно глубоководные участки, но последние, в общей сложности, занимали небольшие пространства.

В коцахурско-джгальское и тарханское время приблизительно в средней части современной межгорной впадины Грузии располагалась широкая и довольно высокая Дзиркульская суша; из более мелких островов можно назвать суши Бурцинскую, Сатанджо-Одишскую, Цаишскую, Потийскую, Экскую, Накалакевскую, Ланчхутскую, Горийскую, Дзегвскую, Зиарскую, Цителицкаройскую и др. Кавказский хребет на севере и Аджаро-Триалетский хребет на юге представляли собой высокие массивы суши, которые, подобно вышеперечисленным островам, подвергались интенсивному размыву.

В средней части бассейна, от Зугдиди до Гудаута, с одной стороны, и от Тианети до Сигнахи, с другой стороны, протягивались широкие полосы суши — кордильеры, а в северо-западной части и в пределах Гори—Каспи были расположены архипелаги

островов. Современная Абхазская, Мегрельская, Северо-Картлийская и др. площади в тарханское время представляли хребты, откуда сносился терригенный материал в седиментационный бассейн. В пределах Триалетии в тарханское время была расположена широкая, довольно высоко поднятая кордильера, сложенная преимущественно туфогенными породами палеоцена и известняками мела. На остальных участках, в более пониженных частях территории Грузии, был расположен неглубоководный бассейн с подводными хребтами, сложенными преимущественно известняками (в пределах Одиши и, возможно, Самгори).

Чокракский бассейн на большей части территории Грузии унаследовал основные черты тарханского. Предчокракские тектонические движения проявились лишь в южной части Западной Грузии и, возможно, в пределах Триалетии. На громадные размеры их действия указывает возникновение в юго-восточной части бассейна в пределах Ахалцихской депрессии многочисленных островов. В глубоководных зонах бассейна накапливались глинистые осадки, обогащенные органическими остатками. Возникшие в чокракском бассейне острова продолжали существовать и в караганское время (рис. 4).

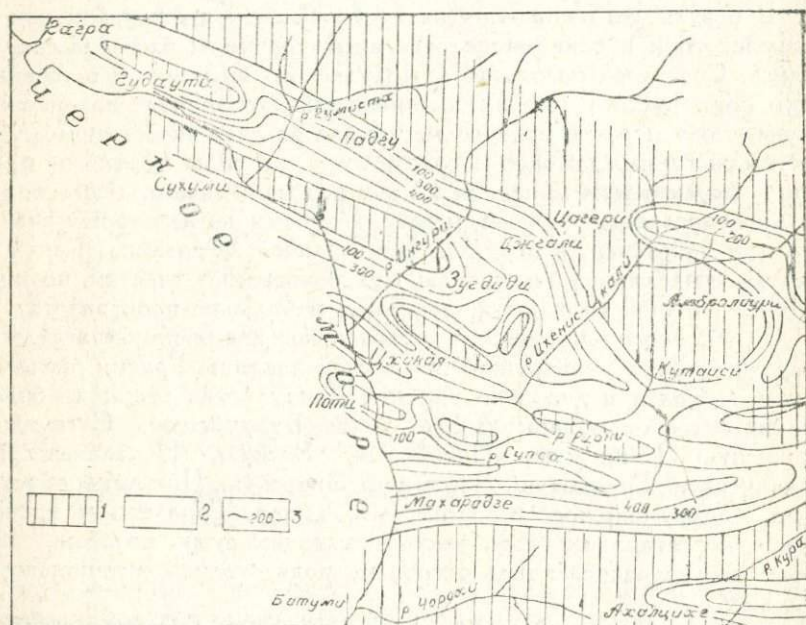


Рис. 4. Палеогеографическая схема Западной Грузии для караганского времени. 1 — суша; 2 — море; 3 — линии равных мощностей

Прилегающая с юга площадь суши несколько увеличилась за счет сокращения Ахалцихского бассейна и расширения Дзи-

рульской суши. Сравнительно интенсивно погружается в среднем миоцене западная часть Колхети, а Восточная Грузия сравнительно медленно. Такие географические очертания сохраняются вплоть до конца конкского времени.

Продолжающиеся колебательные движения земной коры к концу конкской эпохи обусловили новые изменения в распределении суши и моря, вызвав затопление островов и северной части Аджаро-Имеретинского хребта, а также ряда участков в пределах Картли и Южной Кахетии. Наступила раннесарматская широкая трансгрессия. На опустившихся участках дна нижнесарматского бассейна в пределах Гурьи, Одиши (Центральная Мегрелия), к югу от Очамчире, в северной полосе Картли и в Центральной части Южной Кахетии отлагались мощные (не менее 500 м) пласты глин, богатые органическими остатками. В пределах Центральной Мегрелии и на некоторых полосах Восточной Грузии в раннесарматском бассейне были особенно благоприятные условия для развития и сохранения моллюсковой микрофауны.

В восточной части Западно-Грузинского раннесарматского бассейна между проливами выступал крупный Дзирульский остров. Проливы связывали друг с другом Восточно- и Западно-грузинские акватории (рис. 5).

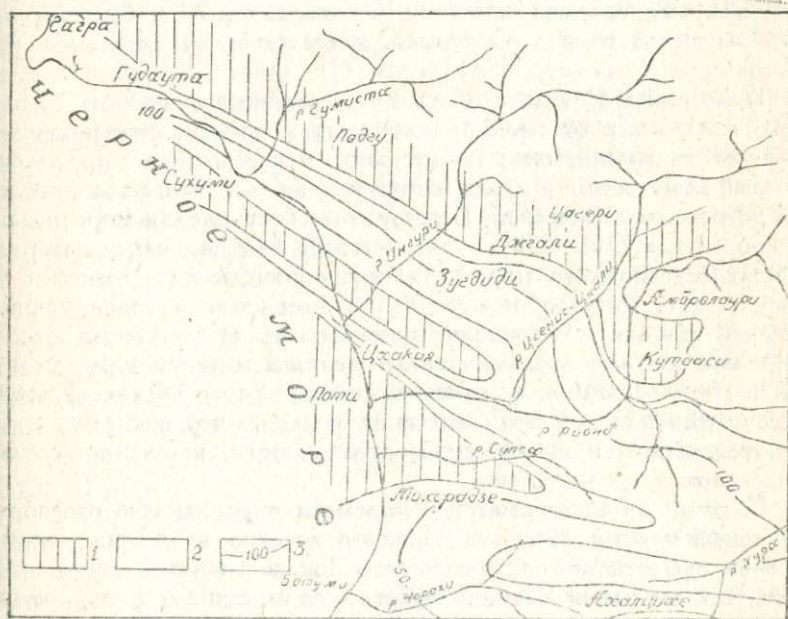


Рис. 5. Палеогеографическая схема Западной Грузии для нижнесарматского времени. 1 — суша; 2 — море; 3 — линии равных мощностей.

С эпейрогеническими движениями связано частично осушение восточной части среднесарматского бассейна, сильно сузившегося в течение этого времени в обеих частях Грузии. Ко второй половине среднесарматского времени приурочено образование глинисто-песчаниковой толщи с типичной среднесарматской фауной. В это время имели место преимущественно положительные движения земной коры в пределах гористой части сарматского рельефа и интенсивные погружения дна бассейна в пределах Гурии и центральной полосы Восточной Грузии, от Картли до восточных границ Степной Кахетии. Характерно, что на окраинах бассейна появляются многочисленные широкие острова (в пределах Абхазии, Мегрелии и др.), имели место крупные подводные обвалы и оползни, впервые описанные автором в 1954 г.

Д. А. Булейшвили (1960) отмечает, что «в начале среднего сармата каких-либо существенных изменений в палеогеографии и геотектонической обстановке не произошло, за исключением некоторого погружения Кахетинского хребта и продвижения моря на север по его южному склону (трансгрессивное залегание среднего сармата на Цителцкарской массиве, на некоторых участках южного склона Кахетинского хребта — Чайлури, Манави, Бурдиани — и северного борта впадины — Икоти). Так же как и в нижнесарматское время, в зонах максимального прогиба в первой половине среднего сармата происходит накопление однообразной песчано-глинистой толщи криптомактровых слоев значительной (до 600 м) мощности» (стр. 178).

Палеогеографическая обстановка верхнесарматского времени резко отличается от таковой предыдущих времен. Эти изменения вызваны тектоническими процессами, максимальное проявление которых отмечается в предмэотическое время. Эта фаза известна под названием аттической. В результате отступления моря к западу в пределах Западной Грузии осталась мелководная узкая полоса позднесарматского моря. На северо-востоке этот бассейн тянулся в виде рукавообразного залива, соединяясь через узкий и длинный пролив с Военно-грузинским позднесарматским бассейном. Ахалдзский бассейн немного сузился и продолжал мелеть. Как в средне-, так и в верхнесарматских отложениях Кахетии встречаются прослои вулканических пеплов, что свидетельствует об интенсивной вулканической деятельности в течение среднепозднесарматского времени.

К концу позднесарматского времени определилась своеобразная конфигурация бассейна. Предмэотические движения подняли массивы существовавшей в сармате суши, а в южной части бассейна, так же как в Южной Кахетии, сарматские острова сомкнулись с прилегающей к морю сушей.

Мэотические отложения носят в юго-восточной части Западной Грузии регрессивный, а в северо-западном направлении и в

пределах Восточной Грузии трансгрессивный характер; соответственно погружались водные бассейны в центральных частях Грузии (на северо-западе, в Гудаутском районе и в южной части Степной Кахетии), где отлагались сравнительно глубоководные глины и мергели с прослоями мелкозернистых песчаников.

В конце мезотического времени проявилась кабристанская фаза орогенеза, вслед за которой произошла обширная понтическая трансгрессия. Большая часть суши — острова, расположенные в срединной части Кахетии, и некоторые участки Кахетии оказались вновь затопленными морем, дно морского бассейна на отдельных участках несколько углубилось. В бассейне накапливались в основном грубообломочные осадки, а в наиболее глубоких зонах понтического бассейна, как например, в Центральной Мегрелии и др., отлагались глинистые илы. К концу понтического века на северо-западе бассейн несколько сужается, а на юго-западе — расширяется. Произошла обширная колхидская трансгрессия, начало которой совпадает с наступлением киммерийского времени (или века). В широкой южной части бассейна, начиная от киммерия и до чаудинского времени включительно — в пределах Колхети и от ширакского времени до бакинского включительно — в пределах Восточной Грузии, отлагались преимущественно грубообломочные красно-бурые и серые осадки; на некоторых участках, в районах Гурии, Абхазии и Южной Кахетии глины со своеобразной фауной и флорой; на основе последних выделены куальницкие, гурийские и чаудинские слои в пределах Колхети, и акчагыльские, апшеронские пласты — в пределах Кахетии.

В течение антропогеновой эпохи на территории Грузии не происходило каких-либо крупных геологических событий. От покрывающего этот регион моря остались небольшие следы в виде замкнутых бассейнов, со временем заболоченных в прибрежных областях Западной Грузии и превращенных в озера с солончаками в пределах Восточной Грузии.

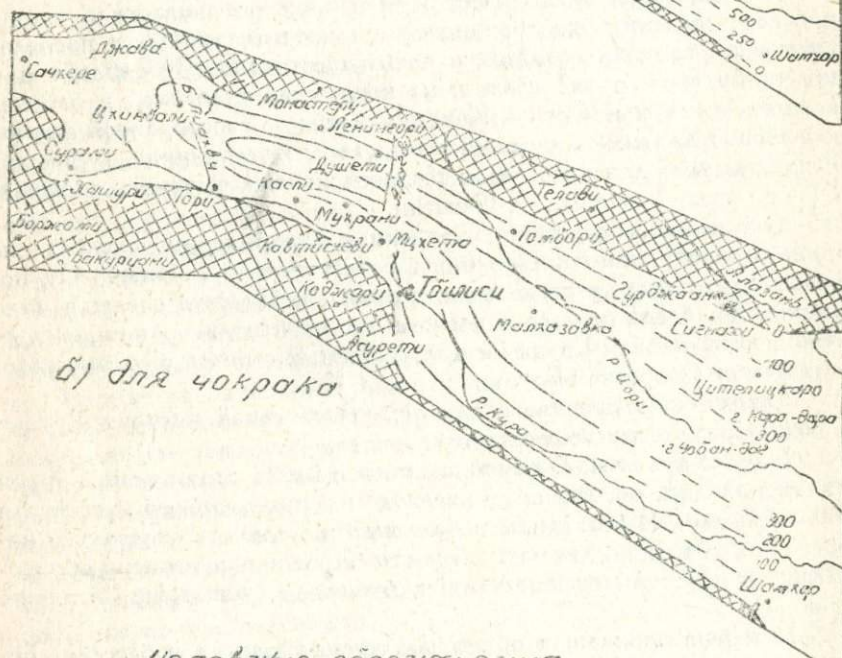
Суммируя вышеизложенное о геологической истории Грузии в кайнозое, можно отметить следующее.

Начало третичного периода почти по всей территории Грузии ознаменовалось постепенным переходом верхнемелового бассейна в палеоценовый. В последнем в большинстве случаев отлагались известняки, а в пределах южной части Грузии в палеоцене образовались в основном туфопесчаники, бушевали подводные вулканы (рис. 6).

В эоцене произошла обширная трансгрессия, а в бассейне отлагалась флишевая толща, чередование глин, песчаников и мергелей, часто содержащих фораминиферовую фауну и др. В начале олигоцена море, покрывающее Грузию, начинает постепенно мелесть, изменяются и физико-географические условия в бассейне, последний почти везде заражается сероводородом. На многих



а) для ран-
него миоцена



б) для чокрака

Условные обозначения

Суша,
 Море,
 250 — Линии рав-
 ных мощностей

Рис. 6. Схема палеогеографии Восточной Грузии (по М. И. Варенцову).

участках Грузии создались благоприятные условия для накопления исходных для нефти органических веществ.

В конце олигоцена происходят крупные тектонические процессы, и во многих местах образуются острова, а остальные участки остаются под морскими бассейнами.

В раннем миоцене окончательно сформировались Аджаро-Имеретинский, Сурамский и некоторые другие горы, в том числе Главный Кавказский хребет.

Во второй половине миоцена, с сарматской эпохи, средняя часть Грузии почти полностью была покрыта морем (как и в среднем миоцене); в нем (в пределах средней части Грузии) существовали благоприятные условия для развития органической жизни и накопления органических веществ. Перемычкой между сарматскими бассейнами восточной и западной Грузии был Сурамский хребет, ныне известный у геологов под названием Дзирульского массива.

В предмэотическое время в результате мощных тектонических движений, преимущественно эпейрогенетического характера, сильно изменилась географическая конфигурация территории, и в плиоценовых бассейнах, которые были развиты лишь в пределах восточных окраин Грузии и в черноморских полосах отлагались преимущественно конгломераты, глины и суглинки (в пределах Кахетии и Колхидской низменности), богатые ископаемой фауной и флорой. Встречаются и многочисленные нефтеносные пласты, как например, в районах Степной и Горной Кахетии.

ГЛАВА ВТОРАЯ

О НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ГРУЗИИ

ЕСТЕСТВЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ

Небольшая территория Грузии (до 70 тыс. км²) поражает обилием естественных нефтегазопроявлений, число которых еще более увеличилось в результате буровых работ, ведущихся в разных районах Грузии (с некоторыми перерывами) еще со второй половины прошлого столетия.

В настоящее время в Грузии известно свыше 1500 проявлений газа и нефти в самой разнообразной форме.

В восточной части Грузии много (число их превышает несколько десятков) грязевых вулканов и сопок с характерными бурными проявлениями горючих газов и нефти. Эти нефтегазопроявления приурочены почти ко всем стратиграфическим единицам, от лейасовых глинисто-песчанистых пород до постплиоценовых суглино-галечниковых образований включительно.

В литературе имеются еще непроверенные сведения о том, что в пределах Верхней Сванетии к палеозойским отложениям приурочены выходы битуминозных песчаников.

Первая попытка составить кадастр (на топооснове 1:210000) всех нефтегазопроявлений была предпринята еще в 1933—1934 годах Н. Б. Вассоевичем при участии К. С. Маслова, И. Э. Карстенга, В. Е. Пахомова, А. М. Гижимкрели, Н. И. Кебадзе, С. Г. Букия, Е. К. Вахания, М. Ф. Дзвеля и других геологов Геологической конторы отдела полевой геологии Грузфилиала Азнефтеразведки. Тогда же был составлен «Кадастр нефтегазопроявлений и нефтегазопризнаков по Грузинской ССР» (как пояснение к карте нефтегазопризнаков), в котором задокументировано до 700 нефтепризнаков (как естественных, так и полученных в скважинах), с указанием географических координат.

После этого, вплоть до 1948 года, никто не занимался кадастром нефтегазопроявлений Грузии, а во время работ Грузинской нефтяной экспедиции Академии наук СССР (1948—1950) были собраны многочисленные новые материалы о нефтегазопроявлениях Грузии, составлена «Схема нефтегазоносных районов и участков Грузии» в масштабе 1:500 000, объяснения к которой приведены в «Сводном отчете о работах Грузинской нефтяной экспедиции» (авторы М. И. Варенцов и А. В. Ульянов). В том же отчете даны анализ геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Грузии.

В 1964 году в тресте «Грузнефть» появился отчет (по теме № 735 Грузинской комплексной лаборатории ВНИГНИ), составленный Д. А. Булейшвили, Г. Н. Никурадзе и И. А. Метревели, в котором приводится «Каталог естественных нефтегазопроявлений Грузинской ССР». В этом каталоге приведены материалы, собранные в 1934—1960 годах. Положительным в этом каталоге является то, что в списке, кроме географического названия местности, указан также геологический возраст тех пород, к которым приурочены нефтегазопроявления. Однако, в этом каталоге, к сожалению, количество нефтегазопроявлений почти в два раза меньше, чем было приведено в первом каталоге 1934 года.

Нами использованы все имеющиеся материалы по нефтегазопроявлениям, связанным с кайнозойскими отложениями Грузии и данные личных полевых наблюдений за период от 1932 до 1965 года.

Кайнозойские отложения Грузии богаты естественными нефтегазопроявлениями; они распространены на всей территории Грузии — от западных окраин (район Гагра) до самых восточных границ республики (район Цители-цкаро). На некоторых участках, как например, в Западной Грузии, в Притбилисском районе (Самгори), в Степной Кахетии и в Горной Кахетии, нефтегазопроявления в виде многочисленных выходов густой нефти, горючих газов

и пропитанных нефтью пород встречаются в концентрированном виде на отдельных площадях, в большинстве случаев как результат сложного геологического строения этих участков.

Ниже приводится описание наиболее ярко выраженных нефтегазопоявлений, следуя с запада на восток, с указанием возраста пород, к которым приурочены эти проявления (рис. 8).

1. В окрестностях Гагра в известняках мел-палеоцена в трех пунктах наблюдаются примазки загустевшей нефти. Кроме того, известняки палеоцена, падающие моноклинально на юго-запад, при ударе молотком часто издают запах нефти (рис. 7).

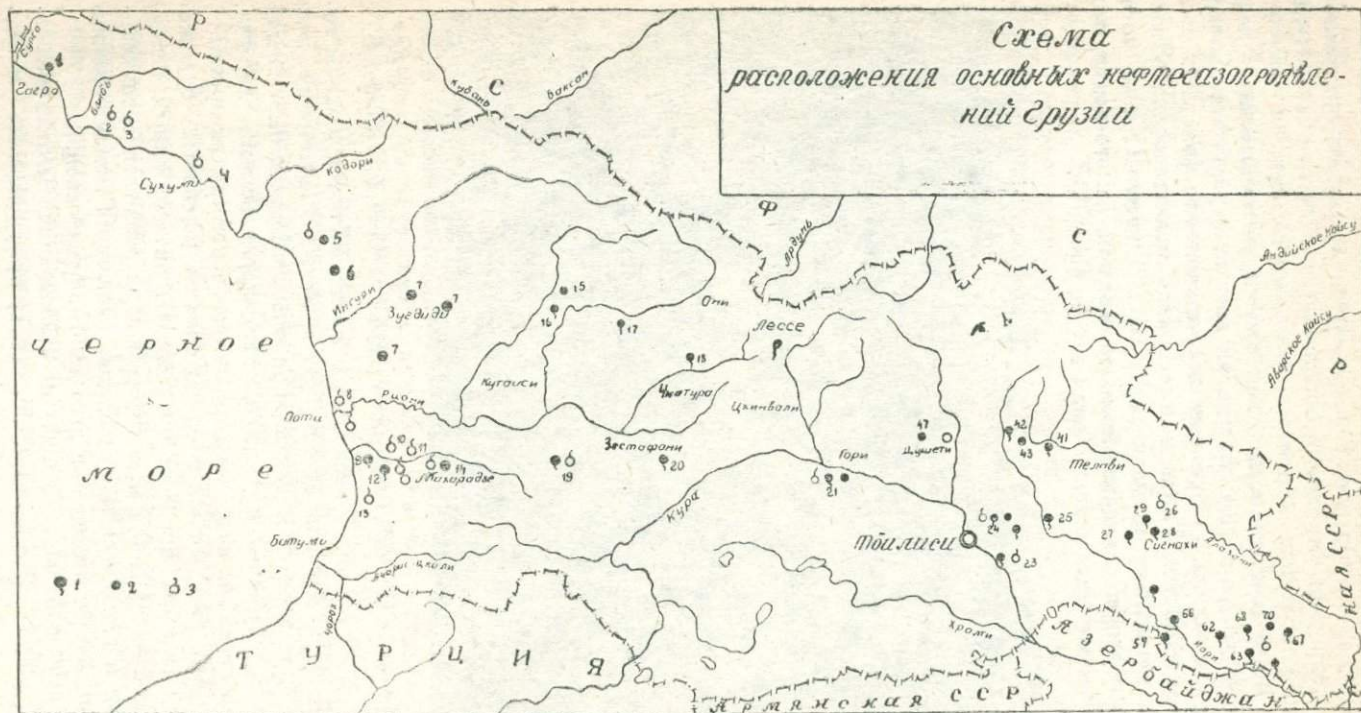


Рис. 7. Мел-палеогеновые известняки с примазками нефти у курорта Гагра.

2. У с. Звандрипши в нескольких местах имеются выходы горючих газов (они описаны еще в 1935 г. А. Г. Эберзиным). Эти проявления приурочены к постплиоценовым образованиям, непосредственно залегающим над джгальско-сакараульскими слоями, образующими присводовые части Звандрипшской антиклинали.

3. К северу от с. Звандрипши в среднемиоценовых отложениях в двух пунктах встречаются прослои битуминозных песчаников, мощностью 0,2—0,3 м, а на площадях развития среднесарматских глин и понтических суглинков, падающих моноклинально на юг, наблюдаются небольшие выходы горючих газов.

4. В приморской части г. Сухуми в нескольких местах наблюдаются небольшие выходы горючих газов, приуроченные к пес-



Обозначения

• проявления жидкой нефти, • битуминозные породы, б горючий сл. (с. л.)

Рис. 8.

кам и суглинкам постплиоцена, мощным плащом перекрывающим верхнеплиоценовые отложения.

5. В окрестностях сел Гупи, Улиси и др. Очамчирского района, в пределах северной полосы развития кайнозойских отложений, в обнажениях коренных пород наблюдаются выходы битуминозных песчаников (средней мощностью отдельных пластов 0,2 м) в эоцене, хадуме, среднем миоцене и киммерийских слоях; здесь же известны выходы горючих газов из майкопских (хадумских), чокракских, сарматских и верхнеплиоценовых слоев.

6. У с. Гумуриши, по-видимому, в тарханских слоях встречаются закированные песчаники, мощностью 0,15 м.

7. Почти повсеместно на бортовых частях Центральной Мегрельской депрессии выходы битуминозных песчаников (средней мощностью 0,2 м) встречаются в полосе Джгали-Напичху (палеоцен, эоцен, майкоп, средний миоцен); в полосе Курзу-Салхино (в основном в среднемиоценовых отложениях); у с. Дзвели-Абастумани и др. (в палеоцене, эоцене, майкопе); в полосе Джихашкари-Кулишкари (в основном в понте). Проявления горючих газов наблюдаются в пределах развития нижнемайкопских (преимущественно хадумских), нижне- и среднесарматских и верхнеплиоценовых (преимущественно киммерий) слоев.

8. В окрестностях г. Поты и в других участках Колхидской низменности естественные проявления горючих газов встречаются очень часто. Они приурочены к постплиоценовым суглино-песчаным (террасовым) образованиям, которые, как выявлено бурением, непосредственно покоятся на верхнеплиоценовых слоях, слагающих здесь весьма пологие антиклинали и синклинали.

9. На Омпаретской площади естественные выходы местами сильно загустевшей нефти, часто с бурным выделением горючих газов (попутные нефтяные газы), встречаются во многих (более 15) пунктах. Они приурочены к постплиоценовым накоплениям, к верхнеплиоценовым, сарматским и среднемиоценовым конгломерато-песчаниковым толщам. Кроме того, в пределах развития сарматских отложений развиты битуминозные песчаники и реже конгломераты, со средней мощностью отдельных пластов до 0,5 м. Эти эффективные нефтегазопроявления еще с прошлого столетия привлекали внимание геологов-нефтяников. Омпаретский нефтегазоносный район еще с конца XIX столетия подвергался разведке на нефть, а с 1939 г., здесь ведется добыча нефти из верхнеплиоценовых и сарматских отложений.

10. В окрестностях с. Чиквети в плиоценовых отложениях присутствуют прослой и линзы слабо битуминозных песчаников и небольшие выходы горючих газов.

11. К юго-западу от Чикветского участка, в окрестностях с. Гулиани и на расстоянии от последнего 15—20 км в окрестностях с. Баилети на дневную поверхность выходят постсарматские ба-

зальты, содержащие в нескольких пунктах примазки нефти, еще в 1930 году довольно подробно описанные В. Н. Тюшовым, а в 1934 — 1940 гг. — автором настоящей работы.

12. На Гулианской же площади на участке Сакупре в двух местах имеются небольшие колодцы (в поперечнике около 1 м и глубиной до 1,5 м) с бурным выделением горючих газов и довольно эффективными проявлениями легкой нефти; эти выходы газонефтепроявлений приурочены к маэтической суглино-песчаниковой толще. Проявления приурочены также к пластам среднего миоцена, сармата и чаудинского горизонта. Около с. Гулиани в ряде пунктов признаки нефти и небольшие выходы горючих газов встречаются в полосе развития эоценовых мергелей и туфобрекчий.

13. На площади с. Земо-Натанеби наблюдаются 30 естественных выходов жидкой нефти, горючих газов, а также сильно пропитанные нефтью пески, закированные песчаники, конгломераты и битуминозные песчаники, последние средней мощностью 0,7 м. Одно нефтепроявление в данном районе заслуживает особого интереса. На самой западной окраине Земо-Натанебской площади или одноименной антиклинальной складки (названной так В. И. Чанишвили в 1938 г., взамен старого названия — Самхвто-Сакупринской структуры), у бывш. Натанебского битумного завода имеется прекрасное (видимой мощностью не менее 10 м) обнажение, где наглядно видны крутопадающие пласты среднего миоцена (чередующиеся слои песчаников, песков и глин) и залегающие горизонтально над ними чаудинские пески. Последние имеют мощность до 5 м и в нижней части пропитаны нефтью. Нет сомнения в том, что эта нефть мигрировала из нижележащей, стоящей почти вертикально, песчано-глинистой толщи среднего миоцена. В составе последней глины почти ничем не отличаются от майкопских. В. А. Ульянов считает их аналогом майкопа.

14. В пределах Восточной Гурии, а именно в окрестностях с. Ахалшени, Парцхма, Вани и др., битуминозные крупнозернистые песчаники присутствуют в разрезе майкопской серии и эоцена. Средняя мощность битуминозных песчаников (в метрах): в майкопе — 0,6; в эоцене — 0,2; а общее количество прослоев: до 12 — в майкопе и 7 — в эоцене.

15. В Цагерском районе выходы битуминозных песчаников встречаются в пределах развития преимущественно верхнеэоценовых и майкопских (в широком понимании) слоев, а также в полосе распространения среднемиоценовых отложений. Мощность отдельных битуминозных пластов песчаников в среднем 0,15 м, а общее количество их в эоцене — не менее 6, в майкопе — не менее 10, в среднем миоцене — 5. Кое-где встречаются и выходы горючих газов.

16. В том же районе, в пределах развития майкопских

образований, часто встречаются (у сел. Сурмуши, Дендуши, Усахело и др.) мергели с кальцитовыми пропластками, с примазками загустевшей нефти. Таких конкреций мергелей с примазками нефти нами были найдено до шести.

17. В Амбролаурском районе крупные конкреции мергелей вышеописанного типа встречаются в окрестностях с. Чонеша и др. Имеются сведения о том, что здесь же в майкопских образованиях наблюдаются скопления черной густой нефти в жеодах и трещинах. Кроме того, в майкопских слоях данного района встречаются битуминозные песчаники (со средней мощностью отдельных пластов 0,1 м) и местами небольшие проявления горючих газов.

18. В Сачхерском и Джавском районах небольшие высачивания жидкой нефти с горючим газом отмечены у с. Зеда Теделети и др. Эти нефтегазопоявления приурочены к майкопским отложениям. Как в майкопских, так и в среднемиоценовых слоях встречаются прослойки битуминозных песчаников.

19. В Маяковском (бывш. Багдадском) районе, в ущелье р. Ханис-цкали в окрестностях местности Гурта (10 км южнее Маяковского) в флишевых отложениях палеоцена в двух местах наблюдались выходы жидкой нефти с незначительной примесью горючих газов.

Первое нефтепроявление расположено примерно в 100 метрах выше устья оврага Тихнари, у самого уреза воды р. Ханис-цкали. Высачивающаяся здесь нефть по внешнему виду почти не окисленная, имеет удельный вес 0,89.

Второй выход, сравнительно менее эффективный, расположен выше по р. Ханис-цкали, примерно на расстоянии 400 м от шоссе. Здесь в правобережной части реки «в заброшенном мелком колоде, пройденном в речных наносах, можно было наблюдать на поверхности воды пленки жидкой нефти» (Б. Ф. Мефферт, 1932).

20. В Орджоникидзе-вском (быв. Харагаульском) районе нефтегазопоявления наблюдаются в окрестностях сел. Парцхнали, Вахани, Деиси и Зваре и во многих других пунктах. В окрестностях с. Парцхнали (в основном по ущелью р. Джихвела) в среднемиоценовых песчаниках отмечены небольшие примазки капельно-жидкой нефти вокруг «раздавленных» раковин гастропод. Здесь же Е. К. Вахания наблюдал тонкие прослойки песчаников, пропитанных нефтью. В окрестностях с. Вахани, в чокракских слоях встречаются пески, пропитанные нефтью. У сел. Деиси и Зваре примазки нефти зафиксированы в песчаниках конкского и караганского горизонтов.

21. В Горийском районе нефтегазопоявления в виде естественных выходов встречаются во многих пунктах (свыше 15). О них еще в 1927—1928 гг. сообщал в печати Мурадиани, а потом геологи неоднократно описывали эти нефтегазопоявления.

Наиболее известны нефтепроявления в виде примазок загустевшей черной нефти, приуроченные к верхнеэоценовым отложениям в ущелье р. Тана, а также выходы битуминозных песчаников нижнего олигоцена кое-где с незначительными примазками жидкой нефти по р. Нишис-хеви, выходы битуминозных песчаников нижнего миоцена недалеко от с. Гракали, примазки жидкой нефти в трещинах туфопесчаников среднего эоцена и палеоцена, примазки черной загустевшей нефти в песчанистых мергелях среднего эоцена и палеоцена, недалеко от с. Ахалкалаки.

22. В Каспском районе, особенно в южной его части, в окрестностях Кавтисхеви и др. многочисленные проявления жидкой нефти и горючих газов, прослой битуминозных песчаников приурочены к разным стратиграфическим горизонтам кайнозоя, а именно к верхнему эоцену, майкопской свите, к чокраку и среднему сармату. Наиболее известны два нефтегазопроявления: первое, в окрестностях Сакупре представлено в виде загустевшей нефти со слабым выделением горючих газов и приуроченное к среднесарматским отложениям; второе, тоже на Кавтисhevском участке, представлено в виде пленок нефти с выделением горючих газов и приурочено к майкопским слоям. Эти нефтепроявления детально описаны еще в 1932—1934 гг. М. И. Варенцовым.

23. В окрестностях г. Тбилиси, на Навтлуги-Самгорской площади, довольно эффективные выходы жидкой нефти и битуминозных песчаников встречаются в более чем 30 пунктах, из которых наиболее известны следующие: высачивания нефти в долине р. Куры, приуроченные к верхнеэоценовым мергелям и туфогенной толще среднего эоцена. Битуминозные же породы в виде пропластков песчаников (средней мощностью отдельных пластов 0,1 м) и черных сланцеватых глин (средней мощностью отдельных пачек 0,3 м), дающих при вытяжке бензолом розоватую окраску, часто встречаются в верхнеэоценовых и нижнеолигоценовых отложениях. Здесь же, в Навтлуги, эоцен-олигоценовые слои настолько богаты сапропелитовым веществом, что в 1933 году этим отложениям В. Е. Пахомов дал название «пиробитуминозной свиты», а М. И. Варенцов — «Навтлугской нефтеносной свиты».

24. В Притбилисском районе, в окрестностях сел Норю, Сацхениси и Мухровани, наблюдаются естественные нефтепроявления в виде битуминозных песков и реже песчаников. В 1938 г. здесь был получен первый фонтан высококачественной легкой нефти. Из нефтепризнаков (число которых превышает 60) Притбилисского района укажем здесь наиболее значительные.

Недалеко от с. Норю в овраге Норюс-хеви из песчаников среднесарматского возраста отмечались небольшие выходы жидкой нефти со слабым выделением горючих газов.

В овраге Паприс-хеви к майкопским глинисто-песчанистым

образованиям в нескольких местах приурочены выходы жидкой нефти, иногда в виде пленок на воде источников.

В этом же овраге к нижнесарматским отложениям приурочены в двух местах незначительные выделения густой нефти. Выходы нефти, связанные также с нижнесарматскими отложениями, в трех местах встречаются и в окрестностях с. Мухровани.

В окрестностях с. Сацхениси установлены выходы жидкой нефти из чокракских песчаников. Кроме того, в этом районе почти повсеместно встречаются выходы битуминозных песчаников в разрезе майкопской серии и среднего миоцена, реже в сарматских образованиях; средняя мощность отдельных пластов песчаников в майкопских и сарматских слоях соответственно составляет 0,2 и 0,3 м.

Выходы закированных песчаников (мощностью от 0,1 до 0,3 м) были замечены нами в 1958 г. в трех пунктах: первый расположен в ущелье Нафтис-хеви в среднесарматских отложениях, а два остальных — в майкопских образованиях р. Пашатрис-хеви.

25. Далее на северо-восток и на восток, вдоль южного склона Кахетинского хребта, в Сагареджойском районе, часто встречаются естественные выходы нефти, газа и битуминозных песчаников, приуроченных к отложениям майкопа, миоцена и верхнего плиоцена (алазанская серия). Приведем краткое описание наиболее известных из этих нефтегазопроявлений.

В окрестностях Гомбори примазки жидкой нефти встречаются изредка в трещинах светло-серых мелкозернистых песчаников среднего сармата.

На северо-восток от Гомбори нефтегазопризнаки встречаются в ущелье Русианис-хеви (недалеко от шоссе на дорогу Телави—Тбилиси), в двух пунктах в виде примазок жидкой нефти в песчанике, а также в трещинах прослоев мергелей майкопской серии.

Здесь же, в ущелье Лапианис-хеви, признаки жидкой нефти встречаются в четырех местах по трещинам темно-серых крупнозернистых песчаников среднего сармата.

Далее, вдоль Южного склона Кахетинского хребта, основные нефтегазопризнаки зафиксированы в следующих местах: недалеко от развалин церкви Мариам Джвари в виде мелкозернистого закированного песчаника среднесарматского возраста; в ущелье р. Чайлурис-хеви примазки жидкой нефти в трещинах грубозернистых песчаников майкопа; в окрестностях с. Чайлури в долине левого притока речки Чайлурис-цхали в тальвеге оврага в нескольких местах выделяются горючие газы, приуроченные, по всей вероятности, к слоям нижнего и среднего сармата; в ок-

рестностях с. Манави в двух местах наблюдаются небольшие выходы жидкой нефти, приуроченные к среднесарматским отложениям.

26. Многочисленные выходы нефти, горючих газов и пропитанных нефтью пород, приуроченные к разным свитам кайнозоя (преимущественно к верхнему плиоцену и частично палеогену), встречаются в гребневой части Кахетинского хребта и на его северном и частично южном склонах. Эти выходы сосредоточены в основном в пределах территории Гурджаанского, Телавского и Тианетского районов. В последних двух районах они в большинстве случаев приурочены к пластам мезозоя, а в Гурджаанском районе — почти 90% выходов нефти и газа приурочены к кайнозойским отложениям, преимущественно к верхнему плиоцену (алазанская серия).

Нефтегазопроявления в пределах горной Кахетии весьма разнообразны по характеру и доступны для наблюдений, в связи с чем представляют значительный интерес при изучении проблемы генезиса кайнозойской нефти в Грузии. Ниже приводится описание нефтегазопроявлений Гурджаанского района с использованием наших неопубликованных материалов 1934—1936 гг. и наблюдений последних лет.

В Гурджаанском районе многочисленные нефтегазопроявления встречаются почти во всех имеющихся здесь оврагах и они приурочены в основном к отложениям алазанской серии.

27. В овраге Квелацминда-хеви недалеко (в 3-х км) от шоссе на 35-метровой стене обрыва имеются три слоя грубогалечниковых конгломератов, из которых верхний слой характеризуется слабым нефтяным запахом, а нижние два прослоя пропитаны жидкой нефтью. Мощность отдельных нефтеносных прослоев не превышает 3-х метров (рис. 9).

В девятнадцатиметровом обрыве легко различаются три слоя крепко сцементированных грубогалечных конгломератов, сильно пропитанных нефтью. Более интенсивно насыщены нефтью нижние части пластов, мощность отдельных слоев которых в среднем 2 м. В низах обнажения имеется незначительный выход жидкой нефти.

В 8-метровом пласте рыхлых грубогалечниковых конгломератов отмечается сильная закированность нефтью. В конгломерате имеется линзовидный прослой глины, лишенной каких-либо нефтепроявлений. Признаки нефти также не замечаются в светлоглубоватых суглинках, которые в виде мощного (до 1,5 м) пласта залегают непосредственно под нефтеносным конгломератом.

В обрыве высотой не менее 14 м на правом берегу оврага обнажается чередование слоев конгломератов и суглинков, в верхней части которых два слоя крепко сцементированных конгломератов насыщены нефтью. Мощность отдельных пластов в среднем 3 м.

Стратиграфические единицы	Западная Грузия								Восточная Грузия				Районы и подзоны осадочно-накопительных	Стратиграфические единицы	Зона Главного Кавказского хребта	Местности
	Гудаутская	Мамырская	Лезинская	Латийская	Виларская - Котлельская	Чолахурская	Цагерская	Амбролеурская	Хабисебская	Самгорская Норико-Одженская	Наблугская	Матменская	Ширакская	Мирланская	Гуджаанская	
Постплиоцен	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.							б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Чаудинские слои				б.б.	б.б.б.б.б.										•	
Гурийские слои													б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Куяльницкие слои				б.									б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Киммерийские слои		б.											б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Понтийские слои	б.б.	б.б.б.	б.б.	б.б.									б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Мэотические слои		б.		б.									б.б.	б.б.б.	б.б.б.	
Верхний сармат					б.							б.б.				
Средний сармат	б.	б.б.	б.		б.б.б.б.				б.б.	б.б.	б.б.					
Нижний сармат	б.б.	б.б.	б.		б.б.б.					б.б.						
Канско-Картвельские слои	б.	б.	б.		б.б.б.					б.б.						
Караганские слои	б.	б.б.	б.		б.б.б.					б.б.						
Чокракские слои	б.б.	б.	б.б.		б.б.		б.б.		б.б.	б.б.б.	б.б.					
Тарханские слои	б.б.				б.											
Джегалские слои	б.б.б.		б.			б.										
Коцахурские слои	б.б.б.		б.б.			б.б.										
Сакараульские слои	б.б.		б.			б.б.										
Майкопская свита	б.б.б.б.	б.б.	б.б.б.		б.б.		б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.	б.б.б.			б.б.б.	б.б.б.	б.
Хадутские слои	б.б.б.		б.б.				б.		б.					б.б.	б.б.	б.
Верхний эоцен	б.б.	б.	б.				б.		б.б.б.	б.	б.б.б.			б.	б.	б.
Средний эоцен	б.		б.								б.б.б.					б.б.
Нижний эоцен + палеоцен											б.					б.

б. Прозрачные
в сепарации керосина

Условные обозначения:



Газопроявления



Нефтепроявления



Пласты с битумами



Прямые и косвенные нефтеносные горизонты с сингенетической нефтегазоносностью

Схема 2. Стратиграфическое и географическое распространение нефтегазопоявлений на территории Грузинской ССР.

В 10-метровом обрыве обнажаются два слоя (мощностью до 4 м каждый) крупногалечного конгломерата с песчано-глинисто-известковым цементом, слабо насыщенного нефтью. В светло-желтоватых суглинках, отделяющих эти нефтеносные слои к югу, т. е. в сторону восстания пласта, признаков нефти не замечено.

Выше по оврагу на расстоянии 200 м обнажаются два слоя рыхлого конгломерата, довольно сильно пропитанного нефтью; мощность отдельных пластов доходит до 3-х метров.

Выше по оврагу на расстоянии 150 м обнажается пласт мощностью до 6 м грубогалечникового конгломерата, сильно насыщенного нефтью. В конгломерате встречается несколько линзовидных прослоев серых и светло-желтоватых суглинков, в которых кое-где были встречены тонкие прожилки и примазки нефти. В низах обнажения, в тальвеге, имеются незначительные выходы жидкой нефти.

В низах 30-метрового обрыва, расположенного в левобережной части оврага на расстоянии 80 м от предыдущего обнажения, выходят слабо сцементированные крупногалечные конгломераты, пропитанные жидкой нефтью. Здесь же, у контакта конгломерата с суглинками, наблюдаются выходы жидкой нефти с водой. Местами нефть густая, темно-бурого цвета. Напротив последнего обнажения в тальвеге Квелацминда-хеви отмечены небольшие выходы горючих газов. В верхней части обнажения встречаются два линзовидных прослоя грубозернистых битуминозных песчанников, средней мощностью отдельных пластов до 0,8 м.

На расстоянии 120 м от предыдущего пункта в высоком (до 20 м) обрыве обнажаются крупногалечные рыхлые конгломераты, мощностью до 8 м, сильно пропитанные нефтью. В верхней части пласта нефтеносного конгломерата в двух местах отмечены выходы нефти в настолько большем количестве, что местные крестьяне собирают нефть для смазки аробных колес. Периодически здесь выделяется также горючий газ в небольшом количестве.

В обрыве высотой до 4-х м, расположенном на расстоянии 60 м от последнего, обнажается рыхлый, грубогалечный конгломерат мощностью 1,1 м, сильно насыщенный нефтью; здесь же имеется выход довольно густой нефти. Насыщенность конгломерата наиболее интенсивна с подошвенной части пласта.

Выше по оврагу на расстоянии около двухсот метров один пласт грубогалечного рыхлого конгломерата, мощностью до 8 м, насыщен нефтью, аналогично предыдущему. Нефтенасыщенность постепенно увеличивается сверху вниз, т. е. от кровли к подошве пласта.

В небольшом обрыве, на расстоянии 80 м от последнего выхода нефти, в глине замечены примазки жидкой нефти. Над глиной залегает грубогалечный рыхлый конгломерат, мощностью до 9 м, сильно пропитанный нефтью. В конгломерате присутствует

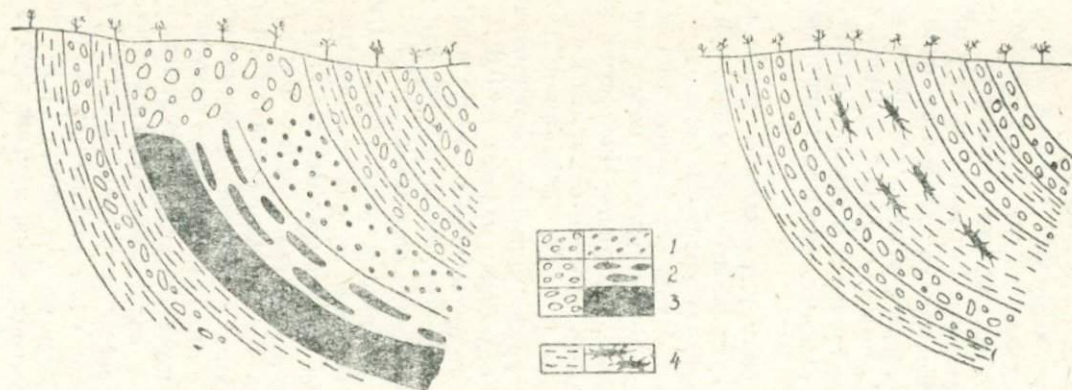


Рис. 9. Схема распределения нефти в отложениях алазанской серии (верхний плиоцен) в ущельях рек Квелацминда-хеви и Нафтис-хеви (Гурджаанский район). 1 — конгломераты местами с «выветрелой» нефтью; 2 — конгломераты местами, пропитанные нефтью; 3 — конгломераты, насыщенные жидкой нефтью; 4 — суглинки голубоватые «жирные», местами с примазками жидкой нефти.

линза (размером $7,0 \times 1,0$ м) грубозернистого песчаника, также пропитанного нефтью.

28. Нефтепроявления в овраге Нафтис-хеви менее значительны, чем в овраге Квелацминда. Здесь зафиксированы следующие нефтегазопроявления (следуя вверх от устья оврага): в самых низах в нескольких сотнях метров от шоссеиной дороги, в обрыве высотой до 25—40 м обнажается грубогалечный рыхлый конгломерат с нефтью. Мощность каждого из 3-х нефтеносных слоев не превышает 3,5 м; слои разделены ржаво-красными суглинками без признаков нефти.

Почти в средней части 20-метрового обрыва, расположенного в нескольких десятках метров от последнего, обнажается 4-метровый слой крупногалечного конгломерата, пропитанного нефтью. В конгломерате встречается линза суглинка со слабым нефтяным запахом. Здесь же в самых низах пласта конгломерата имеется незначительный выход нефти. Степень насыщенности конгломерата нефтью возрастает от кровли к подошве слоя, что весьма характерно почти для всех нефтеносных горизонтов Гурджаанского нефтегазозносного района.

29. В верховьях оврага Ахталис-хеви нефтегазопроявления встречаются в нескольких пунктах, но наиболее значительное расположено выше шоссеиной дороги, на расстоянии около 4-х км на левой стороне оврага. Здесь обнажается 5-метровый пласт крупногалечного рыхлого конгломерата со слабым запахом нефти.

30. В овраге Котехис-хеви наиболее эффектные выходы нефти замечены в нескольких местах в верховьях оврага. В обрыве высотой в несколько метров обнажается один слой рыхлого грубогалечного конгломерата мощностью до 2-х метров, сильно насыщенный нефтью. Здесь же, прямо в тальвеге речки, из аллювиальных отложений зафиксированы небольшие выходы горючего газа. Напротив этого обнажения, на правом берегу речки, обнажается темно-голубоватый суглинок с примазками жидкой нефти на свежем изломе.

В обрыве высотой до 5 метров среди глин залегает крупногалечный рыхлый конгломерат, насыщенный нефтью. Мощность нефтеносного конгломерата до 2-х метров. У контакта с конгломератом глины содержат примазки нефти.

31. На правом берегу оврага Дзагтубних-хеви обнажаются 3-метровые слои крупногалечного конгломерата, сильно насыщенного нефтью. Ниже залегают темно-голубые суглинки мощностью до 5 м, лишенные признаков нефти.

В небольшом обрыве обнажается крупногалечный конгломерат (мощностью до 5 м), насыщенный окислившейся нефтью.

32. В Гурджаанском районе расположены Ахталские грязевые вулканы, еще с прошлого столетия известные своими целе-

бными грязями⁶ и весьма эффективными проявлениями жидкой нефти и горючих газов. Здесь в котловинообразном понижении второй террасы р. Алазани имеется 7 «кратеров» (грифонов, или сопок), из которых вместе с грязью выделяются горючий газ и пленки нефти. Еще в 1933 г. Н. А. Кудрявцев писал (стр. 28): «Выделение нефтяных газов в некоторых из Ахталских сопок столь значительное, что возможно предположение об их практическом использовании для целей освещения и отопления больших курортных построек, расположенных в непосредственном с ними соседстве». По новейшим подсчетам, из Ахталских грязевых вулканов выделяется ежегодно не менее 7000 м³ газа (данные Т. П. Эбралидзе и наблюдения автора настоящей книги).

33. Как отмечает Н. Котурницкий (1915, стр. 89), небольшие нефтегазопоявления имеются выше Ахталских грязевых сопок, примерно на расстоянии 210 м, где они вытекали в ущелье из слоистых глинисто-сланцевых пород, наклоненных в сторону р. Алазани.

34. В Гурджаанском же районе, ниже шоссе на дороге, в долининой части р. Алазани, А. Н. Рябининым был установлен выход жидкой нефти, приуроченный к постплиоценовым отложениям (суглинкам).

35. В окрестностях с. Пховели в двух пунктах наблюдаются довольно крупные проявления грязевых вулканов-сопок, к которым приурочены выходы жидкой нефти и горючих газов с водой. Они связаны с постплиоценовыми отложениями, но корни их надо искать, по-видимому, в свите Кинта (олигоцен-верхний эоцен), а возможно, и в мелу.

36. В окрестностях Пховели, в ущелье р. Лакбе, хорошо обнажены глины и песчаники свиты Кинта с многочисленными (не менее 20) пластами разнозернистых песчаников, местами сильно битуминозных, кое-где насыщенных нефтью.

37. В окрестностях с. Черемы в трех местах находятся ныне почти не действующие сопки с жидкой нефтью, по всей вероятности, приуроченные к самым низам верхнего плиоцена (алазанская серия).

38. В ущелье реки Кизис-хеви (Телавский район) примазки жидкой нефти в трех местах приурочены к грубогалечными конгломератам алазанской серии (верхний плиоцен).

39. В окрестностях с. Шуамта (Телавский район) алазанская серия верхнего плиоцена в нескольких пунктах содержит рыхлые конгломераты, насыщенные нефтью. Мощность нефтеносных

⁶ В настоящее время на базе Ахталских грязевых вулканов функционирует бальнеотерапевтический курорт Ахтала.

конгломератов в среднем 0,8 м, а суглинков с примазками нефти — не более 0,5 м.

40. Примазки нефти в конгломератах алазанской серии установлены также в ущелье р. Шавкабе.

41. В окрестностях с. Ильдокани (Тианетский район) в палеоэоеновых трещиноватых известняках зафиксированы небольшие выходы жидкой нефти.

41а. В ущелье р. Кинтас-хеви высачивание жидкой нефти и часто пропитанные нефтью песчаники, глины, а местами и мергели наблюдаются в пределах распространения эоеновых и олигоценовых отложений.

42. В Тианетском же районе, в ущелье р. Анис-хеви, в трещинах песчаников и известняков верхнего эоэна, а также в меловых породах установлены примазки нефти.

43. В ущелье Сионис-хеви в майкопских отложениях встречаются битуминозные песчаники мощностью 0,2 м, местами с примазками жидкой нефти.

44. В Тианетском районе, в местности Пантиани, в палеоэоеновых известняках встречается загустевшая нефть в виде включений неправильной формы.

45. В отчетах геологов нефтяников Грузнефти имеются сведения, что в юго-восточной части Сионского водохранилища, примерно в 4-х км от плотины, имеются слабые выделения газа в полосе развития сарматских отложений.

46. В Тианетском районе расположена Вашлованская группа нефтепроявлений, где имеются нефтепроявления в трещинах майкопских пород (в мергелях и глинах).

47. В Душетском районе, в окрестностях с. Садзегури и других пунктах, в пределах развития эоэеновых пород, часто встречаются тонкие (толщиной до 0,15 м) пропластки черных битуминозных плитчатых глин. Вся эта пачка битуминозных слоев очень похожа на битуминозные породы эоээна Навтлутского участка Притбилисского района.

В пределах Южной Кахетии естественные выходы жидкой нефти и горючих газов весьма многочисленны. Они встречаются чаще всего в грифонах грязевых вулканов и сопок, развитых вдоль линий крупных разрывов.

Ниже приводится описание наиболее эффектных нефтегазопроявлений Южной Кахетии.

48. В окрестностях Эйлар-Оуги, на северном крыле одноименной антиклинали, к среднесарматским песчаникам приурочены «кировые натеки нефти».

49. В окрестностях Сатибе к трещинам песчаников среднего сармата приурочены незначительные примазки нефти.

50. В ущелье оврага Аландарас-хеви в среднесарматских гли-

нах и песчаниках, в двух местах встречаются выходы загустевшей нефти.

51. В овраге Усахело-хеви к глинам среднего сармата приурочены в нескольких местах незначительные выходы жидкой нефти с выделением горючего газа.

52. Недалеко от горы Донгуз-Тапа, на юг, в полосе развития среднесарматских отложений встречаются выходы жидкой нефти с водой и горючим газом.

53. Севернее горы Гоктеби, в полосе развития среднесарматских песчано-глинистых образований, установлено более 12 выходов жидкой нефти с водой и газом. Некоторые из этих выходов напоминают грязевые сопки.

54. В урочище Байда в 10 пунктах в пределах полосы развития среднесарматских отложений встречаются выходы жидкой нефти с водой и горючими газами, а также битуминозные песчаники средней мощностью отдельных пластов до 3-х м.

55. На площади Мкрали-хеви к верхнесарматским песчаникам и глинам приурочены выделения нефти, местами сильно загустевшей.

56. В окрестностях Киасамани в верхнесарматских пластах встречаются примазки жидкой нефти.

57. В районе г. Тюльки-Тапа, особенно часто в западной ее части, в полосе развития среднесарматских песчано-глинистых отложений встречаются довольно часто выходы жидкой нефти с горючим газом. Здесь же известны грязевые вулканы и сопки Тюльки-Тапа.

58. Севернее с. Киасамани в песчаниках верхнего сармата наблюдаются «натеки нефти» и небольшие выходы воды с пленками нефти.

59. В окрестностях с. Мирзаани (в овраге Нафтис-хеви) в 8-ми местах в ширакской (мирзаанской) толще встречаются грубогалечные рыхлые, местами слабо сцементированные конгломераты с нефтью; мощность отдельных пластов в среднем 1,3 м; кое-где наблюдаются заметные выходы жидкой нефти в подошвенной части нефтеносного пласта.

60. К востоку от Мирзаани, в местности Акакиант-цвери к постплиоценовым образованиям приурочены небольшие выходы жидкой нефти, по всей вероятности, просачивающейся из ширакской толщи.

61. В Мирзаани имеются в двух местах грязевые вулканы, скорее сопки с интенсивными нефтегазопроявлениями, описанными в 1933 году Н. А. Кудрявцевым.

62. Недалеко от Тарибанской водокачки, в пределах развития ширакской толщи, давно известны выходы жидкой нефти и закированные конгломераты.

63. В урочище Кидурма имеется выход нефти из постплио-

ценовых осадков. Нефть поступает, по-видимому, из плиоценовых отложений.

64. Аналогичные нефтепроявления, как отмечают некоторые геологи, имеются в окрестностях горы Катари.

65. Южнее г. Каджириси, как указывают Д. А. Булейшвили и др. (1964), в нескольких местах имеются выходы жидкой нефти с выделением горючих газов и воды, приуроченные к ширакской толще.

66. В окрестностях Млашис-хеви выходы жидкой нефти приурочены к суглино-конгломератовой толще ширакской свиты.

67. В окрестностях Патара-Шираки, в южной части долины, в нескольких местах имеются выходы жидкой нефти, приуроченные к постплиоценовым осадкам, залегающим на верхнеплиоценовых грубообломочных отложениях.

68. Подобные нефтепроявления установлены также в северной части долины Патара-Шираки.

69. В северной части той же долины наблюдаются эффектные выходы нефти из ширакских отложений.

70. В южной части долины Патара-Шираки, также в нескольких местах, встречаются выходы жидкой нефти, описанные еще в тридцатых годах З. Л. Майминым (1935).

Кроме вышеописанных в пределах территории Грузии имеется свыше 1000 нефтегазопроявлений (как естественных, так и полученных в скважинах и горных выработках), которые почти все приурочены к отложениям кайнозоя (несколько нефтепроявлений приурочены к отложениям: порфиритовой свиты юры — в Юго-Осетии, известнякам мела — у кур. Тагра и постсарматским эффузивам у с. Гулиани). Географически они расположены в основном в северной и восточной частях межгорной впадины Грузии; весьма эффективные нефтегазопроявления встречаются также в пределах Гурии, они приурочены преимущественно к средне- и верхнемиоценовым отложениям.

Как наглядно видно из схемы 2, эти нефтегазопроявления приурочены почти ко всем стратиграфическим единицам от палеоценовых слоев до постплиоценовых накоплений.

По наличию нефтеносных горизонтов особенно выделяются среднеэоценовые, олигоценовые и среднемиоценовые (в основном чокракские), верхнемиоценовые (почти исключительно сарматские) и плиоценовые (преимущественно нижне- и верхнеплиоценовые) отложения.

Тектонически нефтеносные горизонты расположены в прибортовых частях межгорных впадин Грузии, как например, в Самгорской, Картлийской, Алазанской, Колхидской и Южно-Кахетинской. Промышленно нефтегазонасными на их территориях являются в первую очередь участки: Северо-западные склоны хр. Гуриисмтеби и западное его погружение, Северо-восточное погруже-

ние Малого Кавказа, Южные склоны Цивгомборского хребта, Южный борт Картлийской депрессии и южная половина Алазанского бассейна.

Сравнительно большой нефтеотдачей характеризуются песчано-глинистые толщи олигоцена (майкопская свита) Норно-Марткобского района и Пховели, чокрака с Норно, нижнего сармата Гурии, песчано-конгломератовые пачки ширакской (мирзаанской) толщи Южной Кахетии и конгломератовые пачки верхнего плиоцена — алазанская серия (акчагыл-апшерон) северного склона Кахетинского хребта.

Из этих районов начатая еще в прошлом веке эксплуатация нефти продолжается и сейчас. Сюда не включен Норно-Марткобский нефтегазоносный участок, где промышленная нефть была открыта лишь в 1936 году.

Характерным является то, что число и мощность нефтегазоносных горизонтов стратиграфически снизу вверх в основном постепенно увеличивается, как например, в среднем эоцене их не более трех, в майкопе (*s. lato*) до 5, в среднем миоцене не менее 3, в сармате до семи и верхнем плиоцене до двух десятков. Простирание нефтегазоносных горизонтов в основном субширотное, за исключением некоторых участков (районы Уджармо-Малхазяни и, возможно, на периферии Дзирульского массива).

По степени насыщенности нефтью резко выделяются при-сводовые части благоприятных структур, часто — верхние половины отдельных нефтегазоносных пластов, и они образуют залежи нефти, запасы которых являются прямо пропорциональными пористости или трещиноватости пород, мощности горизонтов и размерам структур.

Характер насыщенности отдельных нефтегазоносных пластов, как это наглядно видно по обнажениям сармата Гурии и алазанской серии Кахетии, указывает на то, что миграция нефти в основном происходила по падению пластов, именно поэтому в разрезе часто имеем чередование нефтегазоносных слоев с совершенно лишенными нефти пластами. Последнее свидетельствует также и о том, что нефтеобразование происходило циклично.

В пределах Грузии имеем многочисленные участки, в которых были благоприятные гидрогеохимические и биологические условия для преобразования органических веществ в нефти, мало различимых друг от друга по химическому составу. Удельный вес этих нефтей варьирует от 0,7 до 0,9; более легкие их разновидности встречаются стратиграфически в более нижних горизонтах (например, в майкопе), более тяжелые — в плиоцене.

ГРЯЗЕВЫЕ ВУЛКАНЫ ГРУЗИИ И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

«Вопросы грязевых вулканов являются одной из интересных и сложных проблем в нефтяной геологии»

А. Герасимов, 1940 г.

Несмотря на то, что грязевые вулканы Грузии со своими интенсивными нефтегазопроявлениями были известны еще с прошлого столетия (как например, Ахталские грязевые вулканы Гурджанского района с их целебными грязями), тем не менее они еще слабо изучены, а вопрос о связи грязевых вулканов с генезисом кайнозойской нефти почти совершенно не затрагивался, если не считать отдельных высказываний некоторых геологов, отмечавших непосредственные генетические связи грязевых вулканов с залежами нефти как в Грузии, так и во многих других районах Кавказа. Значительно лучше изучены грязевые вулканы Азербайджана, Таманского и Керченского полуостровов, охарактеризованные в ряде работ Абиха, Андрусова, Губкина и других.

В Грузии в разное время, начиная с 1929 г., грязевые вулканы изучались попутно с поисками и разведкой нефтяных месторождений.

Изучались Ахталские грязевые вулканы А. М. Овчинниковым (1932), А. И. Джанелидзе (1940), М. Ф. Дэвеляя (1933, 1940, 1966), а целебным и физико-химическим свойствам этих грязевых масс посвящено несколько статей врачей и горных инженеров, опубликованных в «Трудах Института курортологии», 1940 г. и в журнале «Целебный Кавказ», № 3—4, 1915 г.

Нужно отметить, что типичные грязевые вулканы (с конусами высотой в несколько метров и широкой площадью распространения выносов грязевых масс) в Грузии встречаются очень редко. Они распространены лишь в Горной степной Кахетии. А небольшие выходы жидкой нефти и горючих газов встречаются во многих пунктах, в Самгори, Картли, Гурии и в Абхазии. Ниже приводится описание наиболее типичных грязевых вулканов Кахетии.

В Кахетии известны 12 сравнительно мощных грязевых вулканов. Они расположены в восточной части Кахетинского хребта, у его северного подножья, и в пределах Южной Кахетии. Почти все эти вулканы встречаются вдоль разрывов и все они имеют непосредственную связь с подземными скоплениями газа и нефти. Эти грязевые вулканы встречаются в окрестностях Ахтала, Пховели, Черемы, Кила-Купра, Байда, Полпой-Теби, Тюльки-Тапа, Мирзаани и др. Выходы грязи приурочены к глинисто-песчано-конгломератовым отложениям миоцена и плиоцена. Высота отдельных конусов вулканов варьирует от нескольких дециметров до несколь-

ких метров. Их кратеры выбрасывают жидкую грязь с нефтью с непрерывным выделением горючих газов.

Ахтальские грязевые вулканы расположены у подножья северо-восточного склона Кахетинского хребта на второй террасе р. Алазани, имеющей абсолютную отметку в среднем 400 м.

Район Ахтальских грязевых вулканов, как и все юго-восточное окончание Кахетинского хребта, характеризуется весьма эффективными нефтегазопроявлениями. Они представлены выходами нефти, горючих газов, пропитанных нефтью, песками и глинами с примазками густой нефти (рис. 10).

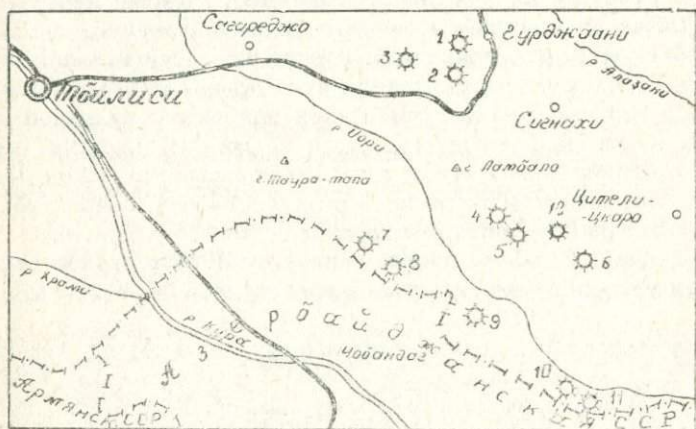


Рис. 10. Схема расположения грязевых вулканов в Кахети. Грязевые вулканы: 1 — Ахтала; 2 — Пховели; 3 — Череми; 4 — Западная Кила-Купра; 5 — Центральная Кила-Купра; 6 — Восточная Кила-Купра; 7 — Западная Байда; 8 — Восточная Байда; 9 — Палпой-Теби; 10 — Северная Туюки-Тапа; 11 — Южная Туюки-Тапа; 12 — Мирзаани.

Все нефтепроявления группируются в трех участках: в окрестностях Пховели, в низах алазанской серии и в районе Ахтальских грязевых вулканов. Нефтепроявления (жидкая нефть, горючий газ, пески, пропитанные нефтью) пховельской группы приурочены к отложениям свиты Кинта и к глинам майкопской свиты. Наиболее эффектные нефтепроявления расположены в 0,5 км южнее с. Пховели. К этой же группе нефтегазопроявлений относятся выходы нефти с нефтенасыщенными песками, расположенные по обоим берегам р. Лакбе. Здесь в бассейне р. Лакбе в свите Кинта (верхний эоцен-олигоцен) местами встречаются конкреции доломитов и мергелей, которые, по И. Э. Карстенсу, обладают мелкой трещиноватостью, гораздо чаще заметными скоплениями нефти, чем в окружающих (других) породах (Карстенс, 1934).

К этой группе нефтегазопроявлений относятся также нефтегазопроявления грязевых вулканов Пховели, описанные выше. Здесь лишь добавим, что в 1914—1921 годах из Пховельских нефтепроявлений с помощью шурфов добывали нефть с небольших глубин. Один из шурфов, как отмечает А. Булгаков, давал в сутки 0,8 т нефти, а всего добывали, по Л. К. Конюшевскому, 2—18 т в сутки. Почти все эти нефтегазопроявления связаны с линиями тектонических нарушений. Нефтепроявления в нижней части отложений алазанской серии являются более эффектными и расположены почти во всех оврагах Гурджаанского района, они довольно подробно уже описаны выше, в специальной главе о нефтегазопроявлениях.

О происхождении Ахтальских грязевых вулканов существует два мнения. Автором первого является И. Э. Карстенс (1932 г.), а второго — автор настоящих строк (1934—1936 гг.). По левому берегу Ахталис-хеви, выше шоссе, в постплиоценовых отложениях наблюдается небольшая флексура. И. Э. Карстенс, принимая ее за сброс, пишет: «Ахтальские сопки, по-видимому, как раз связаны своим существованием с этим сбросом». С этим трудно согласиться. Мы считаем, что более правдоподобным является предположение (о чем писал М. Ф. Дзвелае еще в 1940 году, стр. 24—25), что Ахтальские грязевые вулканы связаны с инфильтрационной водой из алазанских отложений, с суглинками этой серии и идущими из глубины (из майкопских пород и ниже) горючими газами.

Это было доказано в результате подробного изучения геологического строения Гурджаанского района и истории геологического развития Ахтальской площади.

Пховельские грязевые вулканы (или сопки) расположены в окрестностях с. Пховели, в бассейне р. Лакбе, к югу от Ахтальских вулканов на расстоянии примерно 6 км. Площадь, ныне покрытая высохшими грязевыми брекчиями, не превышает 200 м². Здесь имеются две основные сопки, высотой до 3-х метров. Кратеры, площадь которых в отдельности не превышает 1—2,5 м², заполнены жидкой грязью, с пленками нефти; здесь же имеются эффектные выходы горючих газов в виде непрерывных потоков со среднесуточным дебитом не менее 80 м³. В грязевых брекчиях кое-где попадаются выброшенные снизу обломки белых известняков мела, зеленовато-серых мергелей эоцена и глин олигоцена.

Черемские грязевые вулканы расположены в пределах Кахетинского хребта, недалеко от с. Черемы, в нескольких километрах к западу от Пховельских грязевых вулканов. Грязевые потоки отмечаются также в ущелье Ведзисхеви и северо-восточнее р. Дзмусис-абано.

Выходы жидкой грязи, насыщенной нефтью и газом, установлены в нескольких пунктах. По-видимому, в прошлом здесь были

развиты мощные грязевые вулканы, но в настоящее время они почти полностью прекратили свою деятельность. Сопки приурочены к сильно дислоцированным слоям эоцена, которые местами надвинуты на меловые известняки и мергели и перекрыты верхнеплиоценовыми конгломератами и суглинками алазанской серии.

Кила-Купринские грязевые вулканы типичны для Южной Кахетии. Они довольно крупные, расположены в 15 км к югу от с. Квемо-Бодбе.

В этом районе в настоящее время насчитывается около 40 отдельных мелких и крупных вулканов или сопок, которые расположены на трех участках, довольно отдаленных друг от друга: Восточном, Центральном и Западном.

В пределах первого участка известно несколько грязевых сопкок высотой 7—15 м и поперечником около 400 м. Площадь полностью покрыта высохшей грязью, снаружи белесоватого, а внутри темно-серого цвета. Это типичная сопочная брекчия, мощностью несколько метров, перекрывающая песчано-конгломерато-суглинистые образования акчагыл-апшерона. В сопочной брекчии изредка встречаются обломки плиоценовых и сарматских песчаников, а также плотных мергелей более древнего возраста, по-видимому, среднемиоценового.

Из вулканов непрерывно выделяются горючие газы с дебитом $> 100 \text{ м}^3$ в сутки и нефть. Площадь, занятая грязевыми брекчиями, не менее $50\,000 \text{ м}^2$, а объем грязи примерно $400\,000 \text{ м}^3$. Газ углеводородный, содержит до 71% тяжелых гомологов метана. В составе этих газов присутствуют также аргон (0,187%) и гелий (0,0029%).

Центральная Кила-Купра занимает площадь в несколько квадратных километров. Здесь расположено несколько относительно крупных вулканов и десятки мелких сопкок с миниатюрными кратерами. Из этих вулканов изливается жидкая грязь с горючим газом и пленкой нефти. В сопочной брекчии часто встречаются обломки плиоценовых и сарматских песчаников, мергелей и глин. Ежесуточно здесь из всех грифонов выделяется около 20 тыс. м^3 горючих газов.

В пределах западного участка, отстоящего на расстоянии 1 км от центрального, грязевые вулканы расположены в ущелье р. Набамбревис-хеви. Здесь установлены 10 крупных грязевых вулканов и свыше 30 сопкок. Ширина площади, занятая грязевыми вулканами, достигает нескольких десятков метров, а длина около 300 м. Вулканы в большом количестве выбрасывают верхнеплиоценовые глины и песчаники в почти нацело переработанном виде, а иногда в виде небольших обломков. Вместе с грязью непрерывно и интенсивно выделяются горючие газы и жидкая нефть; суточный дебит газов порядка 2,5 тыс. м^3 . В прошлом вулканы

были значительно активнее, чем в настоящее время, на что указывает широкое развитие грязевой брекчии.

Байдинские грязевые вулканы расположены в южной части Чатма-Байдинской равнины, на расстоянии около 27 км от с. Квемо-Бодбе, на правой стороне р. Иори, почти у пограничной полосы Грузии и Азербайджана. Общее количество вулканов здесь более 80. Они разбросаны в основном на двух участках, отстоящих друг от друга на расстоянии 1—1,5 км и известны под названием Западно-Байдинских и Восточно-Байдинских вулканов. На обоих участках весьма бурно и непрерывно выделяются горючие газы с общим дебитом не менее 5 000 м³/сутки.

В Западной Байде общее количество грязевых вулканов более 50; они распределены неравномерно на участке, площадью примерно 1 км². Здесь представлены разнообразные «озера» с поперечником «зеркала» от нескольких дециметров до нескольких метров, заполненные местами жидкой грязью с пленками нефти, а в большинстве случаев водой и нефтью. Из всех грифонов в виде непрерывных струй выделяются горючие газы (со среднесуточным дебитом не менее 2000 м³), и периодически вырывается масса жидкой грязи весом от 2 до 10 кг, с пленками нефти. Средняя высота отдельных сопок 0,5 м. Вся площадь распространения вулканов покрыта сопочной брекчией мощностью в среднем 2 м.

Грязевые вулканы приурочены в основном к суглинкам чобандагской свиты среднего сармата, а их корни так же как и корни Восточно-Байдинских вулканов, опускаются на глубину не менее 1,5—2,5 км до среднемиоценовых и олигоценых нефтегазоносных отложений. В пользу этого предположения говорит тот факт, что в глинистой массе, выброшенной вулканами, встречаются обломки песчаников и мергелей эоцена, известняков мела и др. пород⁷, иногда с примазками нефти.

Восточно-Байдинские грязевые вулканы или сопки в количестве до 40 распространены на площади в несколько квадратных километров. Здесь распространены бугры, целиком сложенные грязью белесоватого цвета. Они четко выделяются в рельефе этой территории, представляя собой усеченные конусы высотой 1—2 м, состоящие из жидкой грязи с нефтью. Из вулканов выделяются также горючие газы с дебитом не менее 3000 м³, а количество извергающейся грязи не менее 2000 м³ в сутки.

Полной-Тесбские грязевые вулканы расположены в 10 км к юго-востоку от Байдинских вулканов. Здесь имеется одна широкая равнина, на которой расположены до 20 грязевых вулканов или сопки с конусами на отдельных выходах, высотой в среднем 1 м. Большая часть грифонов периодически изливает жидкую грязь с нефтью и водой, с непрерывным выделением горючих газов.

⁷ Это было выявлено летом 1966 г. во время совместной экскурсии с Ад. А. Алиевым.

Общая площадь грязевой брекчии здесь до 30 000 м², а объем грязи — около 300 000 м³.

Тюльки-Тапинские грязевые вулканы расположены в нескольких километрах к юго-востоку от Полпой-Тебских вулканов.

По И. М. Губкину и С. Ф. Федорову (1938 г., стр. 11), «классическим примером антиклинали диапирового строения является Тюльки-Тапа». Здесь установлено несколько десятков мелких и сравнительно крупных вулканов, в рельефе выделяющихся в форме бугров, высотой от 0,5 до 10 м. Выходы грязевых растворов приурочены к верхнесарматским суглинкам; корни их, по всей вероятности, связаны с глинами майкопа.

Тюльки-Тапинские грязевые вулканы группируются на двух участках — северном и южном, которые отстоят друг от друга на расстоянии примерно 1—2 км. Их описание приводится ниже.

Северо-Тюльки-Тапинский участок почти целиком сложен высохшей сопочной грязью и характеризуется грязевыми вулканами высотой иногда до 10 м и шириной 0,5 м. Общее количество грязевых сопок здесь не менее 20. Центральная часть или «горло» грифона заполнено жидкой грязью, которая периодически изливается здесь вместе с водой и газом. Ежесуточный дебит горючих газов здесь не менее 3000 м³.

Южно-Тюльки-Тапинская площадь представляет собой один большой грязевой вулкан, высотой конуса в несколько метров и широким основанием. Вокруг него развиты многочисленные мелкие сопки, представляющие собой миниатюрные грязевые вулканы. Все эти грифоны в большом количестве периодически изливают жидкую грязь и непрерывно выделяют горючие газы. Бугорки здесь полностью покрыты сопочной брекчией, толщиной в несколько метров; обломочная часть брекчий сложена песчаниками и мергелями миоцена и плиоцена.

Мирзаанские грязевые вулканы расположены в пределах Мирзаанского нефтепромыслового района в 22 км к юго-западу от м. Цители-Цхаре и в 7 км к востоку от Кила-Купринских вулканов.

Как указывает Н. А. Кудрявцев, здесь имеется одна крупная сопка, или вулкан, с несколькими мелкими кратерами. Они выбрасывают жидкую грязь с нефтью и газом в виде постоянных потоков.

* * *

Кроме вышеописанных действующих в настоящее время грязевых вулканов в Кахетии несомненно имеется еще много древних, ныне погруженных ископаемых грязевых вулканов. Изучение их бесспорно поможет обнаружить новые залежи нефти и газа в пределах Грузии, в первую очередь в восточной ее части, т. к. между грязевыми вулканами и залежами нефти и газа, существуют непо-

средственные генетические связи, как это убедительно доказал И. М. Губкин (1932—1938 гг.).

Мы вполне согласны с Ш. Ф. Мехтиевым, который отметил: «Касаясь нефтегазоносности Южно-Каспийской депрессии, в частности территории Азербайджана и Туркмении, следует особо уделить внимание дальнейшему изучению роли грязевого вулканизма в формировании нефтяных и газовых и газоконденсатных месторождений. Учитывая расположение грязевых вулканов вдоль разломов, необходимо уделить исключительное внимание изучению наличия погребенных грязевых вулканов путем выявления наличия ископаемой брекчии в разрезе скважин или в других разрезах» (1966 г, стр. 10).

Необходимо организовать изучение керновых материалов, структурных и разведочных скважин, пробуренных в Кахетии с целью изучения погребенных грязевых вулканов.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О РАЗВИТИИ ОРГАНИЧЕСКОГО МИРА В КАЙНОЗОЙСКИХ ВОДНЫХ БАССЕЙНАХ ГРУЗИИ

«Живое вещество есть самая мощная геологическая сила биосферы, растущая с ходом времени»

В. И. Вернадский, 1967 г.

В данном разделе будут освещены вопросы развития органического мира в той или иной части бассейна, поскольку мы считаем, что генезис нефти несомненно связан с массой органического вещества, накопившейся в минувшие геологические эпохи.

Как отмечалось выше, с наступлением палеогена физико-географические условия Грузии претерпели некоторые изменения по сравнению с позднемеловыми; соответственно этому изменился количественный и качественный состав фауны. В южной части Грузии, где в палеоценовом бассейне происходили интенсивные подводные извержения вулканов, условия для обитания макро- и микрофауны были крайне неблагоприятными. В северной части бассейна, в пределах современной Абхазско-Мегрельской складчатой полосы, обитали некоторые виды моллюсков, остатки которых сохранились лишь на некоторых участках северной полосы Колхет. По-видимому, накопившегося в бассейне органического ве-

щества было недостаточно для образования залежей нефти в палеоэоценовых отложениях.

В более глубоком и широком эоценовом бассейне развивались фораминиферы и моллюски, остатки которых часто встречаются во многих частях Грузии. Особенно богаты остатками фауны средне- и верхнеэоценовые глины и песчаники, развитые на склонах Аджаро-Имеретинского, Гурийского, Триалетского и Абхазско-Мегрельского хребтов. По грубым подсчетам остатки микро- и макрофауны в глинисто-известковистых породах эоцена составляют в среднем 5% от общей массы пород. Этот факт заслуживает внимания при выяснении вопроса происхождения нефти, поскольку, как показали геохимические анализы, эоценовые отложения характеризуются повышенным содержанием органического углерода.

В конце эоценового времени физико-географические условия становятся весьма благоприятными для развития нуммулитовой фауны и разнообразного планктона. Органический мир хадумского бассейна был представлен преимущественно моллюсками и ихтиофауной. Как отмечает А. Г. Лалнев (1946), накопление планорбеловых слоев хадума происходило в бассейне с нормальной солесностью, о чем свидетельствует состав ихтиофауны, комплекс пелагических фораминифер, птеропод и др. Как было доказано нами в 1952 году, хадумский бассейн Западной Грузии двумя узкими проливами был связан с обширным морем-океаном, расположенным в пределах Абхазии и Месхетии, а на востоке — с более широкими проливами, расположенными в восточной части Степной Кахетии. На некоторых участках хадумского бассейна, особенно в более глубоководных его частях (в пределах Южной Мегрелии и Кахетии, отчасти Картли), придонные воды, вероятно, были заражены сероводородом. Именно здесь накапливались остатки бентонных и планктонных организмов, послужившие исходным материалом для образования микро-, а потом и макронепти.

В майкопском (s. str.) веке обширная часть бассейна заражается сероводородом, в результате чего ихтиофауна становится более угнетенной, а планктонные организмы находят убежище в более мелководных зонах моря, какими были некоторые участки в районах Гудаута, Цаленджиха, Картли и Месхети. Особенно богатой была фауна рыб, развивавшаяся в более широких и открытых частях моря. По-видимому, это была верхняя продуцирующая зона — зона фотосинтеза, подобно многим другим бассейнам миоцена Грузии. В последнем были широко развиты моллюсковая фауна и, отчасти, остракоды. Иного характера были условия в более глубоких частях бассейна, а именно на тех участках, где дно бассейна претерпевало постепенное довольно интенсивное погружение, как например, в центральных участках межгорной впадины Грузии, в северной полосе Абхазско-Одишской зоны и в срединной части Южной Кахетии. Здесь дно бассейна быстро пополня-

лось остатками моллюсков и рыб. Возможно, что органические остатки, попавшие на дно, частично были использованы в пищу донными животными и бактериями.

На исходе майкопского века во многих частях бассейна, как например, в районах Ахали Афони, Мерхеули, Джгали, Ахалшени (у с. Хидистави, Чохатаурского района), Гори, Уплис-цихе и др., в связи с изменением гидрохимических условий, появляется и довольно быстро развивается солоноватоводная фауна устриц и богатая ассоциация фораминифер. Если принять условно, что количество биомассы зоопланктона в эоценовом море было 1000 мг в 1 см³ в поверхностных частях воды, то в позднем майкопе оно упало до нуля (ихтиофауна, наоборот, достигла максимума своего развития в раннем майкопе и отсюда, соответственно, ее биомасса), а в сакараульском бассейне количество биомассы планктона и др. организмов оказывается удвоенным по сравнению с биомассой эоцена. И это потому, что сакараульское море, как отметил Г. А. Квалиашвили (1958, стр. 205), было бассейном открытого морского типа, в котором легко могли мигрировать в любом направлении моллюски и др. водные организмы.

В коцахурском солоноватоводном бассейне с многочисленными *Onchophora*, *Cardium* и др. еще в большем количестве развиваются планктонные организмы, а также донные животные и фораминиферы примерно на тех же участках (или недалеко от них), где были развиты сакараульские организмы, с тем различием, что последние были более характерны для полносоленых водоемов, чем для последующих — коцахурских. В связи с увеличением общего количества организмов, по-видимому, увеличилась также (не менее чем в 1,5—2 раза) биомасса, накопившаяся на дне коцахурского бассейна в последние этапы его существования.

В коцахурском водоеме в основном были развиты *Rzehakia*, *Congerina*, *Cyrena*, *Planorbis*, *Melanopsis* и др.

С наступлением джгальского времени сильно меняются гидрохимические условия бассейна и, в результате этого, почти по всей территории развития бассейна позднемайкопского времени исчезают из ареала почти все виды моллюсковой фауны. В джгальском, сильно зараженном сероводородом бассейне, полностью отсутствует органическая жизнь, за исключением тех участков, где бассейн имел сравнительно малую глубину, а соленость была нормальной и где обитали некоторые виды рыб.

Здесь надо отметить, что указания геологов (Д. П. Окромчелидзе, 1950; К. И. Багдасарян, 1959) об «обнаружении тарханской фауны» в средней части джгальских слоев в ущелье р. Ценцхари не отражают действительной картины. Указанная ими тарханская фауна встречена лишь в пограничной полосе между тарханом и джгали; нет никакого основания и надобности искусственно помещать их в средней или нижней части разреза джгальских отложений.

ний. Джгальские отложения (т. е. верхний майкоп, по Б. П. Жижченко, 1946, стр. 56), как справедливо отметили А. Г. Лалиев (1964, стр. 241) и Е. К. Вахания (1967, стр. 125), «завершают разрез майкопской серии», т. е. майкопской «свиты» в широком понимании термина.

На вопрос, отлагались или нет на дне джгальского бассейна органические остатки в виде биомассы, надо ответить положительно. Нам кажется, что в джгальский солоноватоводный бассейн попадали морские организмы также из соседних участков Крымско-Кавказской провинции. Но количество биомассы было несравненно меньше, чем в предыдущие эпохи (олигоцен-эоцен). Об этом, по нашему мнению, свидетельствует тот факт, что погружение дна бассейна в сакарауло-джгальские времена на ряде участков (как например, Гудаутской, Одишской, Гурийской и, возможно, Самгорской депрессии) развивалась своеобразная фауна.

В позднем джгали, т. е. в горийское время, в пределах картлийской депрессии развивалась своеобразная фауна *Cardium*, *Ostrea* (в массовом количестве), *Panope*, *Tapes*, *Meretrix*, *Arca*, *Chlamus*, *Strobilus* и др., а также фораминиферы, а в вышележащих отложениях тархана органическая жизнь была представлена еще более разнообразно. Она достигла своего апогея в чокракском бассейне, где широко была представлена солоноватоводная фауна евксинского типа — *Spirialis*, *Leda*, *Syndesmya*, *Tellina*, *Nassa*, *Corbula*, *Pecten*, *Modiola*, *Spaniodontella* (мелкие формы) и др. и многочисленные фораминиферы. В общем тархано-чокракский единый морской бассейн Грузии характеризовался благоприятными гидрохимическими условиями для развития органической жизни. Последняя была распространена как в мелководных, так и в более глубоководных полосах водоема. Кроме того, в бассейне были развиты различные водоросли, отпечатки которых кое-где встречаются в чокракских песчаниках, но о них пока мало данных, за исключением некоторых указаний В. П. Маслова о наличии среднемиоценовых водорослей в Рача-Лечхумской области (1956).

Мы считаем, что небольшие амплитуды погружения отдельных участков тархано-чокракского бассейна (в среднем 0,63 см за 100 лет) указывает на то, что физико-географические и гидрохимические условия в бассейне менялись мало, несмотря на то, что некоторые группы моллюсков в конце чокрака постепенно становились угнетенными, а небольшая группа, как например, спаниодонтеллы, развивались пышно и достигли максимума своего развития (как в количественном отношении, так и по размерам отдельных индивидов) в караганском веке. Кроме того, ряд групп моллюсковой фауны и флоры вымерли перед наступлением караганского века, когда произошло наступление солоноватоводной массы моря по широкой территории Грузии, и эти организмы обогатили от-

ложения органическим материалом в еще большей степени, чем в коцахурском или в предыдущих бассейнах — нижнем миоцене или олигоцене. Во второй половине карагана широко развиваются роды *Spaniodontella* и др., указывающие на широкое распространение иных биоценозов, чем в первой половине карагана «Это, скорее всего, было вызвано достаточно резким изменением абнотической среды, не приведшей, однако, к полному и повсеместному вымиранию крупных представителей рода *Spaniodontella*, ранее полностью господствовавших почти во всех областях огромного караганского бассейна Крымско-Кавказской области» (Е. М. Жгенти, 1967, стр. 30). Караганский бассейн вначале был значительно опреснен, а примерно со второй половины века (совпадающей с «варненским» временем Е. М. Жгенти) произошло сильное осолонение бассейна, в результате чего вымерло большое количество моллюсковой фауны, как например, спаниодонтеллы и саванеллы.

В общем караганские моллюски в большом количестве обитали в сравнительно неглубоководной части бассейна на песчаносуглинистом грунте, почти повсеместно в мелководно-прибрежных полосах северной части Колхети и в центральной полосе Восточной Грузии. А на юго-западе, например, в Гурии, и на северо-востоке, в Горной Кахетии, в караганском бассейне были неблагоприятные условия для развития органической жизни, что подтверждается отсутствием остатков моллюсковой фауны в караганских слоях отмеченных районов Грузии.

Возможно, что последнее объясняется сероводородным заражением караганского моря на участках Гурии и Кахетии (в южной ее части преимущественно). Это тем более вероятно, что в среднемиоценовых породах этих участков часто встречаются включения пирита и прослой черных глин с ярозитом майкопского облика.

В картвельско-конкское время, кроме *Barnea*, широкое развитие получили *Ervilia* и др. моллюски и почти полностью вымерли представители родов крупных спаниодонтелл. Заслуживает интереса факт, отмеченный Е. М. Жгенти (1966, стр. 81): «В караганских отложениях, следующих за варненскими слоями, фолადиды достигают настоящего господства. В глинисто-песчанистых толщах этого возраста, мощность которых часто превышает 100 м, захоронено огромное количество раковин, принадлежащих к группе моллюсков, выделенных нами под названием *Euxini barnea*. Сюда входят: *Euxinibarnea usturtensis* (Eichw.), *Euxin. pseudousturtensis* (Bog.), *Euxin. sorinium* (Bog), *Euxin. cubanica* (Zhizh.), *Euxin. argvethica*, n. sp., *Euxin. usthaviensis* Zhg. *Euxin. fragillis* Pavl.»

Такое пышное развитие моллюсковой фауны в последние этапы среднемиоценовой эпохи частично можно объяснить тем, что со второй половины карагано-конкского времени в некоторых участках доминируют восходящие тектонические движения, приведшие к образованию островов, а соответственно этому, к погружению отдельных частей среднемиоценового бассейна. Гидрохимические условия в бассейне также были благоприятными для развития фауны; слабо соленосные условия начала эпохи быстро сменялись условиями нормальной солености.

Более своеобразными являются физико-географические условия миоценового бассейна в пределах неогенового прогиба Восточной Грузии, а именно, в Южной Кахетии. Д. А. Булейшвили (1949, 1950) после подробного изучения литологии и фауны миоцена Южной Кахетии приходит к следующему выводу: отложения караганского горизонта в окрестностях Малхазовки и в ущелье р. Нацвалцкали, выраженные грубозернистыми песчаниками и глинами с богатой спаниодонтелловой фауной, указывают на то, что караганский бассейн здесь был мелководным, а к востоку от упомянутых районов караган имел глинистый состав, хотя в разрезе по хр. Таура-Тапа еще встречаются и песчанистые породы также мелководного характера, а несколько юго-восточнее, по балкам Дибзис-хеви и Аландара, караганский и вышележащий, конкский горизонты представлены явно глубоководными осадками, а это свидетельствует о том, что в карагано-конкское время и в пределах Южной Кахетии сильно менялись гидрохимические условия бассейна и связанные с этим характер и количество организмов.

В пределах Южной Кахетии в течение конкского времени в основном сохранились очертания караганского бассейна; «наблюдается лишь незначительное углубление и ощутительное осолонение моря, повлекшее полное вымирание пресноводной караганской фауны» (Д. А. Булейшвили, 1949, стр. 52).

В этом отношении Южная Кахетия несколько отличается от Колхети и от других участков Грузии, где некоторые роды карагана, как например, спаниодонтеллы, эрвили, синдресмии и др. продолжали существование вплоть до конкского века.

После конкского века, в результате интенсивных орогенических процессов резко меняются геоморфологические очертания территории Грузии, т. к. в верхнемиоценовую эпоху произошла нижнесарматская крупная трансгрессия моря. Некоторые участки Грузии, как например, Гурия, Одиши, Самгори и др. интенсивно погружались. Средняя цифра этого погружения составляет свыше 3 см в столетие. Некоторые участки, как например, район горы Бурчи, западная часть Сатанджо-Одишской суши Цаиши-Эки-Абедатская полоса, восточная часть Гуриисмтеби, Дзирульская древняя суша, центральная полоса Триалети, остров у гор. Гори,

Цив-Гомборский или Кахетинский хребет, гора Чемоdana, гора Два брата и др., интенсивно воздымались и подвергались процессам денудации. В связи с этим меняются гидрохимические условия в раннесарматскую эпоху. Море этого времени становится весьма благоприятным для развития как моллюсковой, так и фораминиферовой фауны и водной растительности, а на суше, выступающей над водными бассейнами, во многих участках Грузии были развиты многочисленные виды млекопитающих и богатая флора (В. П. Маркевич, 1954 г.).

В наиболее глубоководных частях нижнесарматского бассейна, в центральных участках Мегрелии, в Южной Грузии, в Лечхуми-Рачинской полосе, в Картли и др. были широко распространены эрвильи, синдесмии, кардиумы и др. роды моллюсков, из которых достигли наивысшего развития мактры и кардиумы, многочисленные остатки которых преимущественно сохранились во многих местах Грузии в пределах развития нижнесарматских отложений.

С наступлением позднесарматского времени происходит постепенное воздымание некоторых гористых частей территории Грузии, море становится мелководным, полузамкнутым, пресноводного типа и в нем кое-где (Картли, Южная Кахетия) сохраняются некоторые виды моллюсковой фауны (мактры). В пределах западной части Грузии в позднесарматское время продолжалось интенсивное погружение дна бассейна (свыше 6 см в столетие), в котором уцелели от вымирания *Mastra* и *Cardium*. В позднем сармате море настолько интенсивно отступило на юго-восток, что вся западная часть Куринаского залива (Картли) стала областью накопления пресноводных континентальных осадков — нацхорской свиты (Д. А. Булейшвили, 1949) с соответствующей фауной, а в пределах Южной Кахетии в позднем сармате отлагались пестроцветно-континентальные глины эльдарской свиты с фауной пресноводных моллюсков в большинстве случаев озерного типа.

Как известно, с наступлением мезотической эпохи почти по всей территории Грузии происходят крупные движения (орогенетического характера) земной коры, в результате чего почти полностью обособились друг от друга плиоценовые бассейны Восточной и Западной Грузии. В связи с этим соответственно изменились и гидрохимические условия в бассейнах плиоцена.

В мезотисе в обеих частях Грузии еще обитала сходная фауна, а в понтическую эпоху она резко отличается друг от друга как по родовому, так и по видовому составу. Касаясь количественной стороны органической жизни, надо отметить, что в некоторые эпохи плиоцена (как например, в Западной Грузии в понте, киммерии, куальнике и в чауде; в Восточной Грузии в ачкагыле и апшероне) была пышно развита фауна моллюсков, форам-

минифер, остракод, которая была распространена как в наиболее глубоких, так и в прибрежных зонах бассейна плиоценовой эпохи, например, в южной части Абхазии, в центральной полосе Колхети, в западной части Гурии и в Южной Кахетии.

В конце плиоценовой эпохи и с наступлением четвертичного периода, в результате интенсивных эпейрогенетических движений и с изменением климатических условий в сторону похолодания, большая часть верхнеплиоценовой фауны вымирает или приспосабливается к новым экологическим условиям и в виде четвертичной моллюсковой фауны и млекопитающих развивается с раннего антропогена вплоть до наших дней.

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРУЗИИ⁸

«Нефть — это кладовая органических соединений»

С. И. Миронов, 1960.

Краткий обзор геохимических исследований. Геохимические исследования горных пород кайнозоя Грузии были начаты в 40-х годах и с некоторыми перерывами продолжаются до настоящего времени.

В составленном в 1950 году сводном геологическом отчете о результатах изучения геологического строения и нефтегазоносности территории Грузии (М. И. Варенцов, А. В. Ульянов и др.) приводятся материалы по изучению геохимии палеогеновых и миоценовых пород, развитых в пределах Абхазии, южной полосы Центральной Мегрелии, Гурии, Западной и Центральной частей Картийской депрессии, в восточной части Горной Кахетии и на некоторых площадях Южной Кахетии.

В начале 50-х годов изучение геохимии майкопских и сарматских отложений Грузии проводилось В. А. Сулиным и Е. А. Барс, уделившим большое внимание характеристике нефтепроизводящих свит, выделению геохимических фаций и рассмотрению факторов, влияющих на преобразование органического вещества вмещающих пород.

Наряду с изучением битуминозности пород определялось содержание соединений железа и серы, водорастворимых солей в породах. На основе этих данных были составлены карты распре-

⁸ Эта часть написана совместно с Ш. Ф. Мехтиевым и Ад. А. Алиевым.

ления Сорг, битуминозности, сульфатов, карбонатов, хлоридов майкопских и сарматских отложений Грузии.

В этот период отдельные образцы пород и пробы нефти из третичных отложений Грузии были изучены в лабораториях Института нефти (ныне Институт геологии и разработки горючих ископаемых) АН СССР, результаты которых изложены в отчетах и опубликованных работах, посвященных вопросам геологии и нефтегазоносности мезокайнозойских отложений Грузии.

В отчете Е. К. Вахания (1952 г.) о результатах бурения Моквинской опорной скважины приводятся некоторые обобщающие данные по органическим компонентам горных пород, а именно: органическому углероду, битумоидам, гуминовым кислотам, а также водным вытяжкам из пород, залегающих на глубинах 392—2424 м, и охватывающих стратиграфический интервал от верхнего эоцена до понтического яруса включительно.

В монографии С. Г. Саркисяна и Г. А. Шаповаловой (1952) рассматриваются условия образования нефтеносных третичных отложений Восточной Грузии с привлечением результатов геохимических исследований.

Многочисленные данные по геохимии рассеянного органического вещества пород и нефтей из третичных отложений Грузии приводятся в сводном отчете тематической партии Грузинской комплексной лаборатории ВНИГНИ по теме «Перспективы нефтегазоносности третичных отложений Западной Грузии» (М. Ф. Дзвела, 1956, 1968 гг.).

Статья В. Г. Пуцилло, С. И. Миронова и С. И. Воробьевой, опубликованная в 1956 г. в сборнике «Материалы по геологии и нефтеносности Грузии», посвящена результатам исследований нефтей, битумоидов и пород различных стратиграфических комплексов мезокайнозоя восточных и западных районов Грузии. Весьма подробно описаны нефти и битуминозные породы ширакской свиты, сарматского яруса, чокракского горизонта, майкопской свиты. Наряду с данными о компонентном составе, в работе содержатся данные об элементарном составе нефтей и битумоидов пород.

В 1962—1964 годах объем геохимических исследований кайнозойских пород Грузии значительно увеличился. В отчете Т. А. Давришевой за 1962—64 гг. (Грузинская комплексная лаборатория ВНИГНИ) приводятся многочисленные данные о содержании в породе органического углерода, битумоидов, гуминовых кислот, о групповом составе органического вещества, компонентном составе выделенных битумоидов. Весьма подробно охарактеризованы результаты анализов по определению закисных и окисных форм железа, серы и т. д.

Новые геохимические материалы приведены в отчете Д. В. Жабрева и др. по теме № 607 (за 1962—1963 гг.), в котором

впервые для Грузии выделены сингенетично-нефтеносные свиты в разрезе кайнозоя, указаны нефтегазопродуцирующие породы, охарактеризованы условия образования кайнозойских отложений Грузии и рассмотрены другие вопросы, связанные с проблемой генезиса нефти Грузии.

Краткая геохимическая характеристика третичных отложений Грузии с анализом содержания в породах битуминозных компонентов и органического вещества в целом, приводится в отчете «Выявление закономерностей образования и пространственного размещения месторождений нефти и газа в пределах Рионско-Куринской межгорной впадины», составленном Д. А. Булейшвили, Г. Н. Никурадзе, И. А. Метревели (1964 г.).

Некоторые геохимические материалы по миоценовым и плиоценовым отложениям Горной Кахетии и Гурии имеются в гидрогеологических работах Г. И. Кавтарадзе (1955, 1967 гг.), Г. В. Наниташвили (1968 г.) и др.

И, наконец, новые данные приводились в докладах Т. А. Давришевой, М. Н. Квиникадзе и Е. А. Ларской на юбилейной сессии Грузинской комплексной лаборатории ВНИГНИ, посвященной 50-летию Великой Октябрьской Социалистической революции (1958 г.). Доклад Т. А. Давришевой под названием «Геохимическая характеристика нефтепроявлений площади Тарибани» был посвящен новейшим данным по сравнительной геохимической характеристике нефтей и битумов, извлеченных из пород кайнозоя и содержал некоторые теоретические выводы. Интересные сведения были приведены М. Н. Квиникадзе о геохимических фациях третичных отложений Гурии.

В докладе Е. А. Ларской приводятся результаты ее совместных с Д. В. Жабревым исследований по изучению геохимии органического вещества пород кайнозоя Северного Кавказа. В составленном в 1966 г. этими исследователями отчете «Основные геологические и геохимические закономерности формирования и распределения сингенетично-нефтегазоносных отложений для передовых прогибов Кавказского складчатого сооружения» отводится место и характеристике пород третичного разреза Грузии.

Некоторые сведения по геохимии третичных отложений Грузии приведены в трудах ВНИГНИ за 1959 и 1967 годы, а также в отдельных статьях.

Методика лабораторных исследований. При составлении настоящего раздела были использованы результаты лабораторных исследований образцов пород кайнозоя, собранных автором. Экспериментальные исследования проводились в лаборатории геохимии нефтяных месторождений Института геологии им. акад. И. М. Губкина Академии наук Азербайджанской ССР.

Битуминозность осадочных пород кайнозоя Грузии изучалась, главным образом, люминесцентно-битуминологическим методом.

Битумоиды извлекались параллельно в 4-х растворителях: хлороформе, спирто-бензоле, бензине и петролейном эфире. По некоторым изученным разрезам были произведены выборочные химико-битуминологические анализы пород. После декальцинирования проба подвергалась горячей экстракции в аппарате Сокслета последовательно хлороформом и спирто-бензолом согласно методике, применяемой в лабораториях ВНИГНИ и ВНИГРИ.

Выделенный в результате экстракции хлороформенный битумоид подвергался компонентному анализу по методу Маркуссона-Сахнова с разделением на фракции: масла, смолы бензолные, смолы спирто-бензолные и асфальтены. Ввиду недостаточного выхода битумоида, компонентному анализу подвергался битумоид, выделенный из нескольких пород одного литологического состава. После дебитуминизации пород определялось содержание органического углерода, гуминовых кислот и общего азота.

Органический углерод определялся объемным газометрическим методом в аппарате Вюрца-Штролейна, а также частично по видоизмененному методу Кнопфа.

Содержание гуминовых кислот определялось calorиметрическим методом после извлечения их 2%-ным раствором водной щелочи (КОН) из породы. Для части образцов пород применялся весовой метод определения гуминовых кислот.

Азот определялся по методу Кьельдаля. При характеристике общего азота использовалось отношение органического углерода к азоту, позволяющее судить о генетических связях органического вещества осадков с исходным органическим материалом и о процессах дальнейшего его превращения.

По данным люминесцентного анализа составлены таблицы. В таблицах для большей наглядности как по битуминозности, так и по содержанию Сорг, приводятся средние значения содержания Сорг и битумоидов.

БИТУМИНОЗНОСТЬ ПОРОД ТРЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСА ГРУЗИИ

При геохимических исследованиях органического вещества осадочных пород важное значение имеет изучение его битуминозных компонентов. Это понятно, ибо несмотря на то, что битумоиды обычно составляют незначительную долю органического вещества, они по своему составу и физико-химическим свойствам более близки к нефти, чем другие компоненты рассеянного органического вещества.

Полагают, что битумоиды и нефть объединяет прежде всего их жидкая консистенция, обуславливающая возможность миграции и способность растворяться в различных органических растворителях. Но отличительной и характерной чертой битумоидов следует считать присутствие в них углеводов, свойственных нефтям.

Изучая органическое вещество третичных отложений Грузии,

мы прежде всего преследовали цель дать количественную и качественную характеристику битуминозных компонентов, рассмотреть характерные особенности распределения их по разрезу кайнозоя, а также по площади распространения исследуемых отложений, со сравнительной оценкой битуминозности отдельных стратиграфических единиц, выделить в пределах обширной территории Грузии зоны, где существовали условия, благоприятные накоплению органического вещества и его преобразованию в битуминозные компоненты.

Не менее важным является выявление факторов, влияющих на изменение содержания и состава битумоидов, установление их генетической природы, так как эти вопросы тесно связаны с изучением нефтегазоносности описываемых отложений и процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в третичных отложениях Грузии.

Палеогеновые отложения. Нашими исследованиями охвачены эоценовые и майкопские отложения.

Данные по палеоценовым отложениям взяты из работ Т. А. Давришевой (1964 г.). Наиболее полный разрез палеогена изучен по скв. 4⁹. Небольшой мощности майкопская свита вскрыта в скв. 18 на площади Сацхениси.

Палеоценовые отложения характеризуются низкой битуминозностью. Содержание битумоидов¹⁰ в рассеянном органическом веществе пород не более 0,02%; лишь в скв. I (пл. Чаладиди), в ОБ карбонатных пород его содержание оказалось равным 0,032—0,053%. Битумоид имеет кислый характер; спирто-бензольный битумоид преобладает над хлороформенным.

В эоценовых отложениях содержание битумоидов резко повышается, особенно в среднем эоцене. В подавляющем большинстве изученных образцов глин количество битумоидов не ниже 0,02—0,03%, причем он имеет преимущественно восстановленный характер. По данным химико-битуминологического анализа среднее содержание хлороформенного битумоида составляет 0,05%.

В ряде образцов карбонатных пород (мергелей) содержание битумоида повышается до десятых долей процента.

В компонентном составе битумоидов, извлеченных из глинистых пород эоцена, главным образом, из среднего эоцена, преобладают масла (45%) и бензольные смолы (42%); количество спирто-бензольных смол не превышает 5%, а на долю асфальтенов приходится 8%. Более кислым оказался битумоид, выделенный из глинистого мергеля в районе Эцери (Имеретия, скв. 3). Здесь количество спирто-бензольных смол достигает 57%, а асфальтенов до 12%.

⁹ Скв. 4 пробурена в окрестностях сел. Обча, у северного подножья Имеретинского хребта.

¹⁰ Здесь и далее потексту имеется в виду хлороформенный битумоид.

Итак, в разрезе эоценовых отложений наиболее битуминозными оказались глинистые и карбонатные (мергели) породы среднего эоцена. В разрезе изучаемых отложений выделяются интервалы, характеризующиеся повышенными концентрациями битумоидов. Так, в интервале глубин 1016—1046 м (скв. 4) встречена небольшая пачка глин с содержанием хлороформенного битумоида, по данным химико-битуминологического анализа, в количестве 0,112—0,33%, преимущественно восстановленного характера. В ряде разрезов эоцена можно констатировать увеличение битуминозности снизу вверх. В нижнем эоцене количество битумоидов не превышает 0,01—0,02%.

Майкопская свита в разрезе выделяется своей исключительно высокой битуминозностью. Как известно, майкопские отложения почти на всем Кавказе регионально нефтеносны. Отметим, что и битуминозность песчано-глинистых пород майкопской свиты носит региональный характер. Проследивая историю геотектонического развития области, нетрудно заметить, что в майкопском веке повсеместно создаются благоприятные условия для накопления органического материала, его сохранения и преобразования.

Как видно из табл. 1, содержание битумоидов в майкопских отложениях, по данным люминесцентного анализа, составляет 0,01—0,08%. Содержание хлороформенного битумоида резко преобладает над спирто-бензольным.

На восстановленный характер битумоидов пород майкопской свиты указывает и Д. В. Жабров. По его мнению, в составе битумоидов глинистых пород майкопа большую роль играют углеводороды высокой цикличности.

По данным химико-битуминологического анализа, наименьшее количество битумоидов в описываемых породах майкопа составляет 0,015%. Большинство изученных образцов глин показало высокое содержание битуминозных компонентов, достигающее до 0,23%. Битумоид носит явно восстановленный характер, на что указывает, в частности, присутствие большого количества масел (40%) и бензольных смол (43%). На долю спирто-бензольных смол приходится 3%. Несколько повышенным оказывается содержание асфальтенов, что может указывать на возможность вторичного окисления битумоидов.

Следует отметить, что органическое вещество в майкопских отложениях распределено по разрезу неравномерно. Наблюдается тенденция к увеличению содержания ОВ вниз по разрезу. Так в скв. 4, в нижней части разреза майкопа, в интервале 784—878 м залегает мощная песчано-глинистая пачка, включающая высокобитуминозные породы, содержащие до 0,23% битумоидов. В верхней половине разреза также встречаются интервалы с большим содержанием хлороформенных битумоидов (до 0,169%), но последние имеют кислый характер.

Таблица I

Битуминозность пород кайнозоя Западной Грузии

Площадь скв.	Возраст	Кол. обр.	Б у т у м, %			
			Хлороф.	с/б	бенз.	п/эп
с. Мериа, скв. 97	Плиоцен	2	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$	$\frac{0,0003-0,003}{0,001}$	$\frac{0,0006-0,001}{0,001}$
с. Мериа, скв. 74	Верхн. плиоцен	2	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$	$\frac{0,001-0,003}{0,002}$	$\frac{0,0003-0,001}{0,001}$	$\frac{0,001-0,003}{0,002}$
с. Цвермагала, скв. 69	Верхн. плиоцен	4	$\frac{0,003-0,005}{0,004}$	$\frac{0,001-0,003}{0,002}$	$\frac{0,0006-0,001}{0,001}$	$\frac{0,001-0,003}{0,001}$
с. Ната-неби скв. 72	Верхн. плиоцен	6	$\frac{0,001-0,16}{0,03}$	$\frac{0,0003-0,06}{0,01}$	$\frac{0,0003-0,02}{0,01}$	$\frac{0,001-0,01}{0,002}$
с. Супса скв. 32	Ср. сармат	34	$\frac{0,001-0,08}{0,02}$	$\frac{0,001-0,16}{0,015}$	$\frac{0,001-0,08}{0,01}$	$\frac{0,001-0,02}{0,004}$
с. Шрома скв. 85	Средн. миоцен.	3	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$	$\frac{0,001-0,004}{0,002}$	$\frac{0,0003-0,003}{0,002}$	$\frac{0,001-0,005}{0,002}$
с. Обча скв. 4	Нижн. и ср. сармат	9	$\frac{0,005-0,04}{0,02}$	$\frac{0,01-0,08}{0,03}$	$\frac{0,005-0,02}{0,01}$	$\frac{0,001-0,003}{0,002}$
с. Обча скв. 4	Ср. миоцен	18	$\frac{0,001-0,04}{0,01}$	$\frac{0,005-0,04}{0,01}$	$\frac{0,003-0,02}{0,005}$	$\frac{0,001-0,01}{0,002}$
с. Обча скв. 4	Майкоп	16	$\frac{0,01-0,08}{0,04}$	$\frac{0,002-0,04}{0,01}$	$\frac{0,003-0,01}{0,005}$	$\frac{0,001-0,005}{0,002}$
с. Обча скв. 4	Эоцен	16	$\frac{0,003-0,08}{0,02}$			

Примечание: в числителе — пределы содержаний (минимальные и максимальные), в знаменателе — среднее значение.

Таким образом, анализ имеющегося фактического материала по битуминозности палеогеновых отложений Грузии позволяет заключить, что по содержанию битуминозных компонентов отдельные горизонты и свиты палеогена неравнозначны, что, по-видимому, находится в зависимости от условий седиментации и диagenеза осадков.

Наибольшей битуминозностью характеризуются глинистые породы среднего эоцена и майкопской свиты. Палеоценовые отложения характеризуются низким содержанием битумоидов. В целом можно констатировать увеличение битуминозности снизу вверх по разрезу палеогена, а в пределах майкопской свиты — в обратном направлении.

Битуминозность пород кайнозоя Восточной Грузии

Площадь скв.	Возраст	Кол. обр.	Б и т у м, %			
			Хлороф.	с/б	Бенз.	п/эф
Нефте-пром. Тарибани, скв. 10	Акчагыл	2	$\frac{0,005-0,01}{0,007}$	$\frac{0,004-0,005}{0,004}$	$\frac{0,001-0,02}{0,01}$	$\frac{0,0002-0,005}{0,003}$
Нефте-пром. Тарибани, скв. 10	Ширак-ская толща	8	$\frac{0,004-0,02}{0,008}$	$\frac{0,005-0,01}{0,007}$	$\frac{0,001-0,02}{0,007}$	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$
Нефте-пром. Тарибани, скв. 10	Верхн. сармат.	1	0,01	0,005	0,01	0,005
Нефте-пром. Кила-Купра скв. 15	Ширак-ская толща	7	$\frac{0,004-0,02}{0,01}$	$\frac{0,004-0,02}{0,006}$	$\frac{0,003-0,02}{0,01}$	$\frac{0,001-0,005}{0,003}$
Местн. Мцаре-Хеви, скв. 74	Средн. сармат	42	$\frac{0,001-0,3}{0,02}$	$\frac{0,001-0,08}{0,01}$	$\frac{0,0003-0,04}{0,004}$	$\frac{0,001-0,02}{0,003}$
Местн. Мцаре-Хеви, скв. 83	Низи верхн. нижн. сармата	29	$\frac{0,0003-0,02}{0,004}$	$\frac{0,0003-0,01}{0,005}$	$\frac{0,0003-0,02}{0,0003}$	$\frac{0,0003-0,005}{0,003}$
Местн. Мцаре-Хеви, скв. 91	Ниж. ч. ср. сармата	20	$\frac{0,01-0,04}{0,02}$	$\frac{0,005-0,04}{0,02}$	$\frac{0,003-0,04}{0,02}$	$\frac{0,003-0,02}{0,004}$
С. Сацхени, скв. 91	Майкоп	4	$\frac{0,005-0,01}{0,007}$	$\frac{0,005-0,01}{0,007}$	$\frac{0,003-0,005}{0,003}$	$\frac{0,001-0,003}{0,002}$

Примечание: в числителе — пределы содержаний (минимальные и максимальные); в знаменателе — среднее значение.

Сказанное наглядно видно по разрезам скв. 4 (табл. 1) и Моквинской опорной скважины (табл. 5), в которых палеогеновые отложения представлены наиболее полно.

Миоценовые отложения. Образования миоценового возраста, довольно широко распространенные в пределах Грузии, вскрыты многочисленными скважинами и изучены по всему разрезу. Рас-

Таблица 3

Распределение органического вещества по разрезу огложений (скв. 6). Площадь
Аргвета. (по Т. А. Давришевой, 1962—64 гг.)

Интервал глубин в м	Стратигр. горизонты	Типы пород	НОП в %	Содержание в породе в %					Групповой состав орг. в-ва в %				Коэфф. β хл
				Сорг	Битумоид А _{хл}	Битумоид спирго- бензолн.	Гуминов. к-ты	Остаточн. органич. в-во	Битумоид А _{хл}	Битумоид сп/бенз.	Гуминов. к-ты	Остат. органич. в-во	
60,5—85,7	Нижн. сармат	Глина извест.	81,20	1,02	0,027	0,092	0,216	1,009	2,01	6,85	16,06	75,08	2,1
123,1—151,9	"	"	77,88	0,69	0,029	0,040	0,213	0,518	3,62	5,00	26,63	64,75	3,8
177—202,5	"	"	82,16	0,92	0,033	0,050	0,182	0,955	2,71	4,10	14,92	78,27	2,8
222,5—236,8	"	"	77,06	0,69	0,024	0,047	0,268	0,572	2,63	5,16	29,42	62,79	2,8
263,4—287,5	Караган	Мергель	25,90	0,92	0,015	0,071	0,795	0,342	1,23	5,81	64,96	28,00	1,3
352,8—362,3	Чокрак	Мергель песч.	66,14	0,10	0,011	0,028	0,078	0,008	8,80	22,4	62,40	6,40	9,4
366,8—381,0	Майкоп	Глина аргилл.	91,14	1,99	0,098	0,226	0,410	1,889	3,74	8,62	15,64	72,0	3,9
389,8—391,8	"	"	91,75	1,66	0,051	0,118	0,445	1,577	3,25	5,33	20,12	71,30	3,5
391,8—425,7	Верхн. эоцен	Мергель глин.	65,34	0,26	0,012	0,042	н. к.	0,291	3,48	12,2	н. к.	84,35	3,9
425,7—469,1	"	"	58,21	0,31	0,011	0,042	0,087	0,268	2,70	10,3	21,33	65,69	2,9
517,7—557,4	Средн. эоцен.	Песчан. к/зерн., известковист.	81,90	0,83	0,013	0,016	н. к.	1,069	1,18	1,46	н. к.	97,36	1,2
517,7—557,4	"	Мергель глин.	55,30	2,48	0,096	0,193	0,157	2,830	2,93	5,89	4,79	86,39	3,1
596,3—633,3	Нижн. эоцен	Песч. известк.	45,19	0,08	0,010	0,014	0,067	0,018	9,60	13,3	63,72	13,34	10,0

Примечание: НОП — нерастворимый остаток породы.

смотрим подробнее сарматские отложения. Последние расчленяются на три части, условия образования каждой из которых отличаются своими характерными особенностями. Условия седиментогенеза и диагенеза этих осадков в определенной степени влияют и на сохранность и на дальнейшее преобразование накопленной органики, в связи с чем наблюдаются различия в обогащенности пород органическим веществом, в степени их битуминозности.

Следует отметить, что миоценовые отложения, подобно майкопским, характеризуются относительно высокой битуминозностью и нефтеносностью. Изученные породы миоцена в той или иной степени битуминозны, причем наблюдается тенденция к увеличению битуминозности в целом сверху вниз по разрезу.

Проследивая распределение битумоидов по разрезу миоценовых отложений, видно, что наиболее насыщенные битумоидами горизонты присутствуют в нижней части разреза (чокрак), в нижнем и особенно в среднем сармате.

Порою резкие отличия имеются и в качественном составе битумоидов, преобладании в их компонентном составе тех или иных компонентов. Битумоиды одних пород (глинистых песчаников) более окислены, других — (в глинах) менее, однако сохраняется их преимущественно восстановленный характер. В некоторых образцах глинистых песчаников плиоцена, в отличие от палеогеновых отложений, в групповом составе битумоидов резко увеличивается количество асфальтенов, что может указывать на окисленность или на эпигенетическую природу этих битумоидов.

Среднемиоценовые отложения изучены по кернам скв. 4 (с. Обча) и на пл. Шрома (скв. 85). Содержание битумоидов, извлеченных из глинистых пород колеблется от следов до 0,04%. Битумоид в основном восстановленный; в ряде образцов наблюдается преобладание спирто-бензольного экстракта над хлороформным.

Судя по данным скв. 4, битуминозными являются также и песчаные породы верхней половины разреза среднего миоцена (соответствующие конкскому и караганскому горизонтам), хотя по результатам предыдущих работ отмечалась сравнительно высокая битуминозность лишь пород чокракского горизонта. Так, по данным Е. К. Вахания, количество битума в чокракских отложениях (глинистых песчаниках), вскрытых Моквинской скважиной, составляет 0,02—0,04%, тогда как в конкско-караганских породах не превышает 0,01%.

Характерен компонентный состав битумоидов, выделенных из песчанистых глин конкско-караганского возраста, в котором обращает на себя внимание весьма высокий процент асфальтенов (43%) при незначительном содержании спирто-бензольных смол (0,57%). Масла и бензольные смолы составляют соответственно 30% и 26%.

В компонентном составе битумоидов, выделенных из образцов карбонатных песчаников карагана и среднего миоцена р-на Эдери (скв. 3), количество спирто-бензольных смол соответственно равно 54% и 66% при весьма небольшом содержании масел. Количество асфальтенов составляет около 11%.

По Д. В. Жабреву (1963), чокракские отложения Восточной Грузии содержат значительное количество восстановленного легкого синтетического битумоида, богатого нафтенowymi и метанowymi углеводородами.

На восстановленный характер битумов конкско-караганских слоев указывается в работе Т. А. Давришевой (1964). Как в карбонатных, так и в песчано-глинистых породах конк-карагана на площади Натанеби (скв. 72) содержание хлороформенного битумоида достигает 0,125—1,24%. Спирто-бензольный экстракт играет подчиненную роль. В то же время в породах карагана из скв. 3 (Эрцо) и скв. 6 (Арпвета), пробуренных в Имеретии, спирто-бензольный битумоид превалирует над хлороформенным (табл. 3).

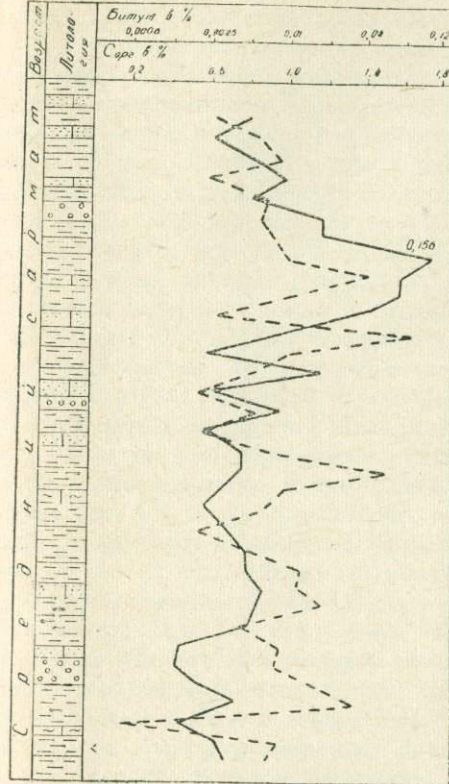
Сарматские отложения изучены по разрезам многих скважин на площадях Западной и Восточной Грузии. На западе более полный разрез среднего сармата изучен на площади Супса (скв. 32), на востоке — площадь Мцаре-хеви (скв. 74, 83, 91); исследованием охвачены преимущественно глинистые породы нижнего и среднего сармата. Этот интервал разреза сармата пройден скв. 4. Сведения о верхнем сармате имеются по скв. 10 площади Тарибани Восточной Грузии. Низы верхнего сармата изучены по скв. 83 на площади Мцаре-хеви.

Как показали проведенные исследования, как песчаные, так и глинистые породы сарматского яруса оказались битуминозными. Во многих образцах содержание битума составляет 0,02—0,04%, причем более битуминозны глинистые породы нижнего и особенно среднего сармата. В разрезе среднего сармата более или менее высокие показатели битуминозности наблюдаются в его нижней и верхней частях.

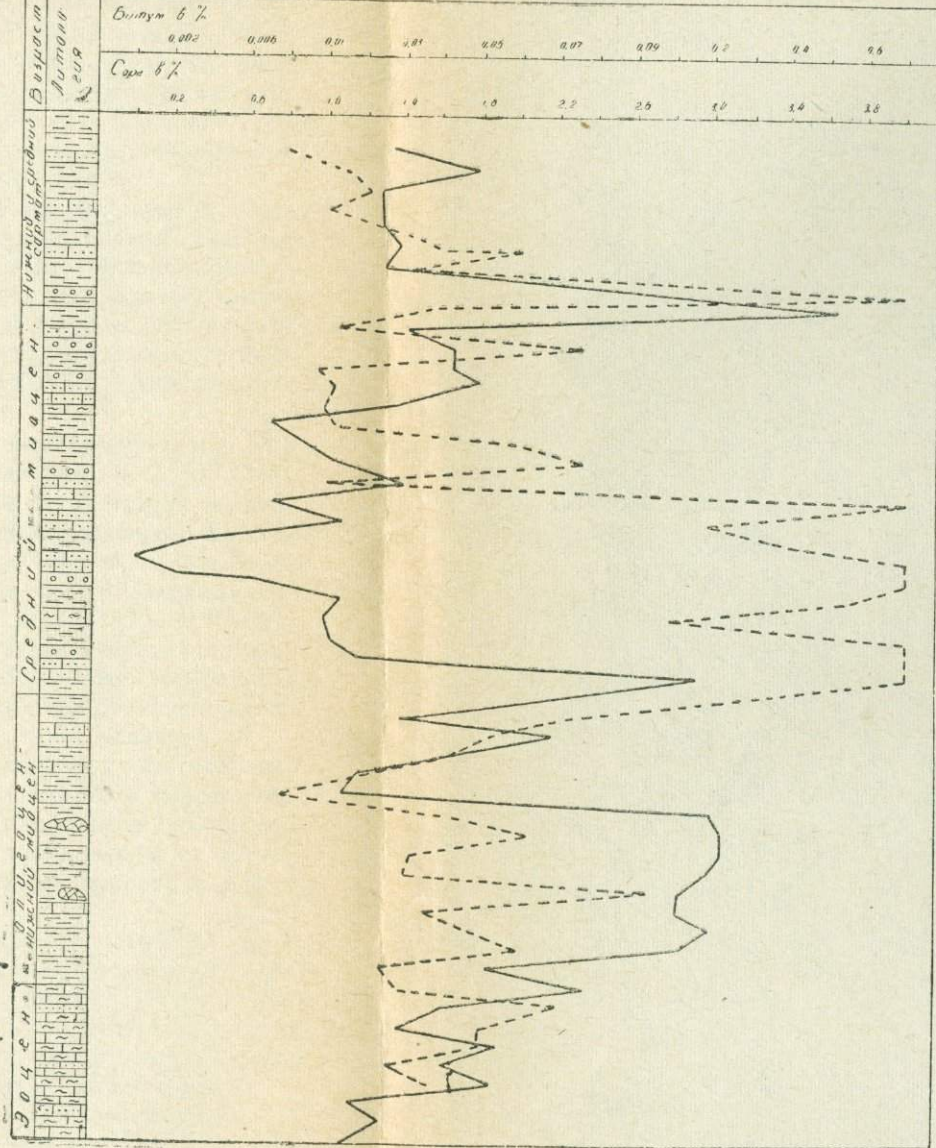
В кернах из скв. 91, в которой вскрыта нижняя часть среднего сармата, минимальное содержание битумоидов оказалось равным 0,015%. Просматривая разрез скв. 83, можно легко заметить, как на общем фоне сравнительно низкого содержания хлороформенных битумоидов, верхняя часть разреза среднего сармата выделяется повышенной битуминозностью.

Аналогичная картина наблюдается в разрезе скв. 74 (Мцаре-хеви), которой также вскрыт сравнительно полный разрез среднего сармата. В целом исследуемые породы здесь менее битуминозны по сравнению с таковыми соседних площадей. Вместе с тем, в нижней и особенно верхней частях среднего сармата выделяются отдельные горизонты с повышенным содержанием битумоидов, составляющим 0,08—0,313%. Причем и здесь преобладает хлороформенный битумоид.

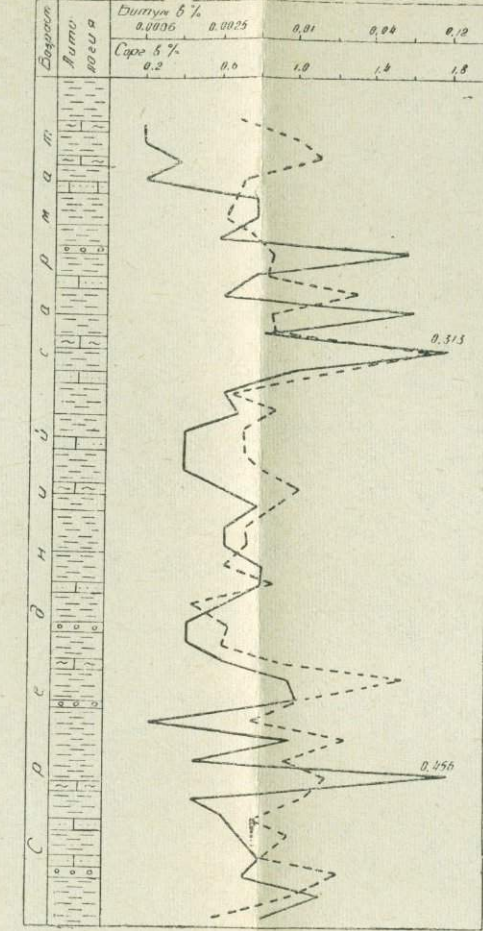
По скв 32
Сурса-Омпаретский участок (Гурия)



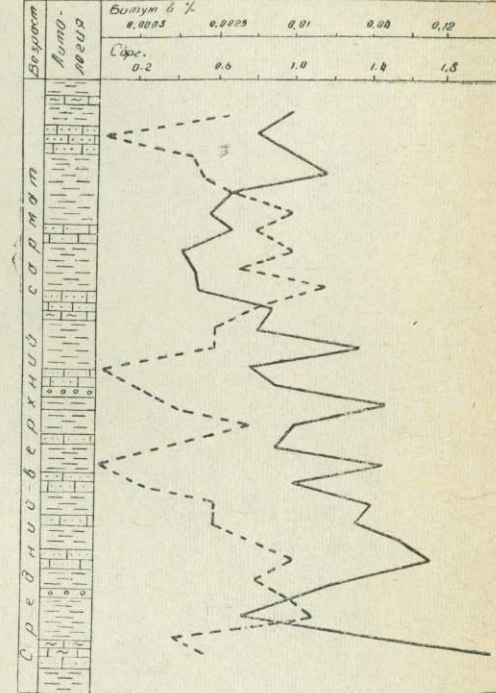
По скв 4
Обвинский участок (Южная Имеретия)



По скв 74
Мцарехевский участок (Южная Кахетия)



По скв 83
Мцарехевский участок (Южная Кахетия)



- Условные обозначения
- Битумоиды
 - Сера
 - Глины
 - Песчаники
 - Мергели
 - Конгломераты
 - Кинкреции мергелей

Схема 3. Изменения содержания Сорг. и битума. Сост. Ад. Алиев и М. Ф. Дзвеляя,



Более кислыми являются битумоиды, выделенные из пород нижнего и среднего сармата в скв. 4 (с. Обча, Южная Имеретия). В составе битумоидов, извлеченных из глинистых пород, количество асфальтенов достигает 53%, при незначительном содержании масел (12%). Доля спирто-бензольных смол также невелика (8%).

Судя по результатам исследований Т. А. Давришевой (1964), битумоиды сарматских отложений также оказались в той или иной степени окисленными. Характерно, что во всех изученных ею разрезах нижнего и среднего сармата на площадях Западной Грузии — Супса, Омпарети, Цвермагала, Шрома и др. наблюдается преобладающая роль спирто-бензольного экстракта.

Таким образом, исходя из результатов наших работ и обобщения данных предшествующих исследователей, можно сказать, что в разрезе миоцена Западной Грузии наиболее битуминозными являются породы нижнего и среднего сармата. В среднем сармате наибольшее количество битумоидов содержат породы его верхней и нижней частей. Битумоиды, выделенные из пород сармата Восточной Грузии, оказались более восстановленными, чем таковые из сарматских отложений Западной Грузии.

Не менее битуминозными оказались и мэотические слои. Мы располагаем данными по площадям Чаладиди (скв. 1, 2, 3), Малтаква (скв. 1) и др. Характерно, что во многих образцах количество битумоидов не ниже 0,03%, за исключением площади Малтаква. В скв. 2 (Чаладиди) содержание битумоидов в карбонатных породах составляет 0,04—0,07%, а в разрезе скв. 1 Чаладиди наблюдаются даже десятки доли процента (до 0,116—0,194%). Лишь по Моквинской опорной скважине получены небольшие значения содержания битумоидов (0,01%). В составе битумоидов преобладают смолы и асфальтены. Отношение спирто-бензольного экстракта к хлороформенному повсеместно более единицы.

В хлороформенном экстракте глинистых пород мэотиса значительную роль (более 50%) играют бензольные и спирто-бензольные смолы. В мэотических отложениях наибольшее количество битумоидов восстановленного характера, с наибольшим количеством углеводов, приурочено к нижней части разреза в пределах Гური́йской депрессии.

Плиоценовые отложения. Исследованием охвачены породы ширакской толщи площадей Тарибани (скв. 10) и Кила-Купра (скв. 15) в Южной Кахетии, акчагыльского яруса на площади Тарибани (скв. 10), верхнего плиоцена (без расчленения) на площадях Натанеби (скв. 72), Цвермагала (скв. 69) и плиоцена (без расчленения) на площади Мериа (скв. 97) в Западной Грузии.

Весь комплекс плиоценовых отложений Грузии характеризуется в основном большим содержанием рассеянного Сорг, количество которого в ряде образцов глин и нефтеносных песчаников превышает 1,0%. В ряде образцов понтических глин (площадь Суп-

са) количество битумоидов доходит до 0,09%. Правда, среди изученных пород плиоцена попадались и породы с содержанием битумоидов более 0,1%, но это были образцы песчаников, насыщенные окисленной явно вторичной нефтью. Наименьшим содержанием Сорг пользуются породы акчагыла Тарибани (0,5%), а также частично плиоценовые породы района Супса.

Отдельные ярусы плиоцена не отличаются друг от друга по степени битуминозности. Повсеместно битуминозность этих глинистых пород невысокая; битумоиды распределены по разрезу почти равномерно. Ширакская толща наиболее битуминозна в Восточной Грузии (площади Тарибани и Кила-Купра).

Касаясь качественной характеристики битумоидов плиоценовых отложений, нужно отметить, что они преимущественно легкие, маслянистые, частично осмоленные. По данным люминесцентно-битуминологического анализа, в плиоценовых отложениях в подавляющем большинстве изученных образцов, независимо от литологического состава, спирто-бензольный битумоид преобладает над хлороформенным; это особенно характерно для глинистых пород понтического яруса, где присутствуют в основном битумоиды кислого характера.

Итак, как видно из вышесказанного, плиоценовые отложения Грузии по сравнению с нижележащим комплексом третичного разреза характеризуются в целом низкой битуминозностью и небольшим содержанием в породах органического вещества. Видимо, в период седиментогенеза и диагенеза отсутствовали необходимые условия для накопления, сохранения и последующего преобразования органического вещества, что согласуется с изложенными в предыдущих главах данными о геотектонических условиях развития рассматриваемой области в плиоценовое время.

СОДЕРЖАНИЕ Сорг В ПОРОДАХ ТРЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСА ГРУЗИИ

Органический углерод, составляющий основную часть органического веществ, в том или ином количестве присутствует во всех осадочных породах. По содержанию Сорг обычно судят о количестве органического вещества в породах, выделяя стратиграфические горизонты, наиболее обогащенные или бедные органическим веществом. Полагают, что при погребении осадка и в процессе его диагенеза происходит значительная потеря органического вещества. Исходя из этого, органическое вещество, определяемое в породах, является лишь частью первоначально находящегося в породе.

Различными исследователями установлены кларковые значения органического углерода для осадочных пород многих областей

мира. Содержание органического углерода в количестве 0,8—1,0% и более большинством исследователей принято считать показателем обогащенности осадков органическим веществом.

Палеогеновые отложения. Органическое вещество исследовалось в глинах майкопской свиты Западной Грузии (скв. 4) и площади Сацхениси в восточной части Грузии (скв. 18). В скв. 4 (с. Обча, Южная Имеретия) изучены и эоценовые отложения.

Анализ распределения $C_{орг}$ по разрезу палеогеновых отложений исследуемой территории показывает, что наиболее обогащены органическим углеродом глинистые породы майкопской свиты. По содержанию органического вещества на втором месте стоят эоценовые отложения, притом наименьшим содержанием характеризуются карбонатные породы (известняки, мергели) палеоцена.

Так, на площади Сацхениси максимальное количество $C_{орг}$ в майкопских породах составляет 0,89%, а в скв. 4 содержание $C_{орг}$ колеблется в пределах 0,77—2,72, выражаясь в среднем 1,68%. Несколько повышен процент $C_{орг}$ в разрезах майкопа центральной и западной Грузии.

Повышенное содержание $C_{орг}$ (0,79—1,48%) установлено в разрезе майкопа Моквинской опорной скважины.

По данным Д. В. Жабрева, в глинах майкопской свиты Грузии органическое вещество находится в дисперсном состоянии, придавая породе бурую окраску, и в виде мельчайших глинистых частиц, в то время как в песчано-алевритовых породах органическое вещество находится в виде крупных, удлиненных включений углистого вещества.

Майкопские отложения характеризуются региональной нефтегазоносностью не только в пределах Рионо-Куринской межгорной впадины Грузии, но также и в других областях их развития. Они повсеместно содержат повышенное количество органического вещества.

Характерно, что сверху вниз по разрезу палеогена (табл. 5) содержание $C_{орг}$ закономерно уменьшается от 0,79% (майкоп) до 0,08% (эоцен). В палеоценовых отложениях количество $C_{орг}$ не превышает 0,36%.

По палеоценовым отложениям мы располагаем лишь данными по разрезам скважин 1, 2 (Чаладиди), скв. 3 (Имеретия). Вскрытая часть разреза палеоцена характеризуется весьма незначительным содержанием $ОВ$. Так терригенно-карбонатные породы содержат 0,04—0,14% $C_{орг}$ и лишь в одном образце известняка из скв. 3 количество $C_{орг}$ достигает 0,79%.

Резко повышается содержание органического вещества в карбонатных породах эоцена, в особенности среднего эоцена, содержание $ОВ$ в них меньше, чем в майкопских отложениях. Особенно богаты органическим веществом эоценовые отложения Имере-

тии. В глинистых мергелях эоцена из скв. 3 и 6 (Аргвета) содержание Сорг местами достигает 2,3—2,5%.

В разрезе эоцена наблюдается уменьшение содержания органического вещества сверху вниз. Так, если в верхнем эоцене Имеретии (районы Эцери, Аргвета) Сорг составляет 0,3—1,25%, то в нижнем эоцене количество Сорг составляет в среднем 0,08%.

Повышенным содержанием Сорг характеризуются глинисто-карбонатные породы среднего эоцена, которые отчетливо выделяются в разрезе также и своей высокой битуминозностью. Минимальное количество Сорг составляет в сармате 1,3% (скв. 4), а по скв. 3 — 0,78% в верхнем эоцене.

Таким образом, глинистые и карбонатные породы среднего эоцена, а также песчаные и глинистые породы майкопской свиты обогащены органическим веществом, содержание которого сверху вниз постепенно убывает. В пределах исследуемой территории выделяются отдельные районы (Имеретия), где рассматриваемые отложения отличаются сравнительно повышенной битуминозностью и большим содержанием Сорг, что находится в соответствии с литофациальными особенностями, а также геотектоническими и геохимическими условиями седиментации осадков.

Миоценовые отложения. Породы миоцена с геохимической точки зрения довольно хорошо изучены по кернам многочисленных поисково-разведочных и опорных скважин, пробуренных как в Колхидской низменности (Западная Грузия), так и в Восточной Кахетии, вследствие чего характеристика распределения органи-

Таблица 4

Содержание Сорг в горных породах кайнозоя Западной Грузии

Площадь	Скв.	Возраст	Интервал глубины	Название породы	К-во обр.	Пределы содержания в %	Сред- нее значе- ние
Мерия	97	Плиоцен	389—488	Глины	2	0,61—1,04	0,82
"	74	Верхний плиоцен.	97—186	"	2	0,87—1,00	0,93
Цвермагала	69	"	390—600	Песчаники	4	0,46—0,91	0,69
Натанеби	72	"	307—588	Глины	6	0,54—1,06	0,81
Супса	32	Средний сармат	605—2174	Глины и Песчаники	32	0,43—1,56	0,72
Шрома	85	Ср. миоцен.	753—855	Известн.	3	0,72—0,88	0,82
с. Обча	4	Н. и ср. сармат	305—450	Глины	9	0,78—2,04	1,30
с. Обча	4	Ср. миоцен.	503—615	Песчаники	18	0,94—2,98	1,63
с. Обча	4	Майкоп	625—809	Глины	16	0,77—2,72	1,68
с. Обча	4	Эоцен	915—980	"	6	1,33—1,82	1,58

Примечание: все изученные образцы горных пород слабо карбонатные.

ческого вещества по разрезу миоценовых отложений оказалась достаточно полной.

Породы (преимущественно глины) миоценового возраста изучались по материалам скважин, пробуренных на площадях Мцарехеви (скв. 83, 91, 74), Тарибани (скв. 10), Цвермагала, Шрома (скв. 85), Супса (скв. 32) (табл. 4 и 8).

Сравнительно подробно нами изучены породы сарматского яруса. Для характеристики других горизонтов миоцена нами использованы данные, приводимые в работах Т. А. Давришевой (1942—1964 гг.) и Д. В. Жабрева (1963—1964 гг.).

Обобщая результаты лабораторных исследований пород миоценового комплекса Грузии, нетрудно заметить, что наибольшие значения $C_{орг}$ приурочены к терригенно-карбонатным породам среднего сармата и преимущественно песчано-глинистым породам среднего миоцена (караганский и чокракский горизонты).

Как видно из разреза среднего миоцена скв. 4, содержание $C_{орг}$ сверху вниз увеличивается, достигая в нижней части чокракского горизонта местами до 2,98% на породу.

Аналогичную картину можно наблюдать и по разрезу Моквинской опорной скважины. По данным Д. В. Жабрева (1964), наибольшее содержание $C_{орг}$ зафиксировано в породах чокрака Западной Грузии (0,56—0,8%) (табл. 5).

Сарматские отложения в целом и среднесарматские, в частности, характеризуются повышенными концентрациями органического углерода, содержание которого варьирует от 0,64% до 1,24%.

Необходимо отметить некоторые характерные особенности распределения $C_{орг}$ по разрезу сарматских отложений.

Прежде всего следует указать на закономерную связь увеличения содержания $C_{орг}$ (так же как и битуминозности) с глубиной в пределах отдельных горизонтов сармата, что наблюдается в большинстве изученных разрезов сарматских отложений. В качестве примера можно привести разрезы нижнего и среднего сармата по скв. 83 (Мцарехеви), нижнего сармата по скв. 3 (пл. Эцери), скв. 5 (пл. Симонети), скв. 72 (пл. Натанеби), (табл. 6).

В разрезе скв. 83 содержание $C_{орг}$ сверху вниз увеличивается от 0,47—0,80% до 0,90—1,73% на породу. Аналогичная картина наблюдается по разрезу скв. 4, где с глубиной в нижне-среднесарматских отложениях содержание $C_{орг}$ закономерно возрастает от 0,78% до 2,04%.

В разрезе скв. 74 на фоне общего достаточно высокого содержания $C_{орг}$ (от 0,52 до 0,89%) четко выделяются интервалы 532—616 метров и 1017—1975 метров, соответствующие прослоям глинистых и карбонатных пород со значениями $C_{орг}$ соответственно 0,90—1,18% и 0,90—1,22%. На площади Супса (скв. 32), где вскрыт один из наиболее характерных разрезов среднего сармата Западной Грузии, в интервале глубин 1736—2281 м выде-

Стратиграфич. горизонт	Интервалы глубин в метрах	Название породы	Сорг %	Битум %	Сорг бит.	Гуми- нова- к-та %	Воднорастворимый солевой комплекс гр. в 100 гр. грунта					
							Ca'	Mg''	Cl''	SO'' ₄	HCO' ₃	CO ₃ '
Понтический ярус	392,6—399,6	Глина песчан.	0,38	0,01	38	н. к.	0,082	0,044	0,007	0,086	0,140	нет
Меотический ярус	654,0—659,0 809,0—819,0	Глина	0,74	0,01	74	"	0,008	н. к.	0,001	0,073	0,119	"
		Глина	0,57	0,01	57	"	0,086	0,018	0,045	0,079	0,173	"
Средний сармат	1194—1199 1297—1305	Глина	0,77	0,04	19	"	0,120	0,011	0,095	0,263	0,125	"
		Глина	0,55	0,04	14	"	0,105	0,016	0,090	0,196	0,141	"
Нижний сармат	1427—1437	Глина	0,74	0,08	9	"	0,138	0,019	0,199	0,292	0,109	"
Конкско-караган- ские слои	1658—1663 1714—1720	Песчаник	0,16	0,01	14	,	0,006	н. к.	0,014	0,008	0,060	0,012
		Глинист. песчан.	2,11	0,01	211	,	0,022	"	0,037	0,068	0,119	нет
Чокракский горизонт	1732—1739	Песчаник	1,24	0,02	62	0,004	0,008	"	0,029	0,031	0,073	"
	1766—1772	Глинист. песчан.	0,80	0,04	20	0,002	0,010	"	0,076	0,060	0,167	0,006
	1986—1792	Глинист. песчан.	0,75	0,04	19	н. к.	0,008	"	0,039	0,072	0,128	0,006
	1807—1812	Глинист. песчан.	0,73	0,0006	1217	"	0,005	"	0,021	0,113	0,082	0,006
	1829—1835	Глина	1,09	0,005	218	"	0,008	"	0,003	0,007	0,061	нет
	1871—1880	Глина	0,64	0,04	16	0,062	0,073	0,031	0,011	0,081	0,172	"
Майкопская свита (S. I.)	1914—1924	Глина	1,16	0,04	29	0,104	0,035	0,003	0,040	0,038	0,152	нет
	2002—2014	Песчаник	0,67	0,04	17	0,026	0,030	0,003	0,050	0,051	0,107	"
	2220—2221	Песчаник	0,79	0,08	10	0,018	0,048	0,005	0,034	0,115	0,094	"
	2316—2326	Глина	1,48	0,08	18,5	0,031	0,057	0,006	0,023	0,377	0,110	"
	2361—2376	Глина	0,13	0,08	1,6	0,026	0,186	0,008	0,101	0,287	0,153	"
Хадумский гориз.	2379—2388	Мергель	1,44	0,02	72	0,052	0,057	0,007	0,070	0,097	0,151	незнач
Верхний эоцен	2418—2424	Мергель	0,08	0,025	32	нет	0,038	0,004	0,024	0,036	0,157	0,022

Таблица заимствована из отчета Е. К. Вахания (1952 г.)

Таблица 6

Распределение органического вещества по разрезу отложений пл. Натанеби (скв. 72)
(по Т. А. Давришевой, 1962—1964 гг.)

Интервал глубин в м	Страт. единицы	Тип породы	НОП %	Содержание в породе, в %					Групповой состав органического в-ва, в %				Коеф- фици- ент $\beta_{хл}$
				Сорг	Биту- молд Ахл	Биту- молд спир- то бенз.	Гуми- нов к-ты	Остат. Сорг в-во	Биту- молд Ахл	Биту- молд спирто- бенз.	Гуминов. к-ты	Остат. орган. в-во	
100—118	Нижн. сармат конкско-караганские	Глина извест.	81,22	1,27	0,31	0,168	0,205	0,973	18,77	10,14	12,37	58,72	19,6
200—228		"	80,61	1,58	1,25	0,202	0,104	0,453	62,20	10,06	5,18	22,56	63,2
287—300		"	84,23	1,14	0,36	0,196	0,183	0,733	24,51	13,31	12,42	49,76	25,4
349—359		"	80,79	0,58	0,14	0,120	0,119	0,381	17,88	15,85	15,74	50,47	18,6
400—411		Песч. известн.	77,80	0,67	0,13	0,110	0,223	0,524	2,84	12,48	25,26	59,42	14,9
465—470		Глина извест.	89,73	0,88	0,07	0,134	0,279	0,684	6,00	11,47	23,91	58,62	6,3
555—572		"	79,97	0,77	0,04	0,236	0,266	0,462	4,08	23,47	26,47	45,98	4,3
669—685		Песчан. извест.	80,27	0,56	0,03	0,125	0,243	0,338	3,42	17,16	33,24	46,24	3,6
744—762,8		Глина извест.	85,36	0,70	0,02	0,086	0,314	0,513	1,73	9,26	33,79	55,92	1,8
847—880		Песч. известн.	76,77	0,08	0,01	0,031	н. к.	0,060	8,08	31,31	н. к.	60,61	8,0
931—938		Мергель глинист.	62,53	0,784	0,03	0,120	0,237	0,649	2,61	11,62	22,94	62,83	2,8
1000—1017		Глина известк.	84,69	0,964	0,02	0,144	0,207	0,899	1,65	11,33	16,29	70,73	1,8
1095—1102		"	91,05	1,48	0,03	0,26	0,542	0,114	1,54	13,36	27,85	57,25	1,6
1148—1200		"	78,87	0,65	0,02	0,121	0,299	0,414	2,23	14,18	35,05	48,54	2,3

Таблица 7

Распределение органического вещества по разрезу отложений, пройденных скв. № 3 в р-не Эцери (Имеретия)
(по Т. А. Давришевой, 1962—1964 гг.)

Глубина в м	Стратиграф. горизонт	Тип породы	НОП %	Содержание в породе, в %					Групповой состав ор- ганического в-ва, %					Ко- эф. хл. β	Групповой состав битума А _{хл}				
				Сорг	Битум А _{хл}	Битум спир- то-бензол _н	Гуминовые кислоты	Остаточн. орг. в-во	Битум А _{хл}	Битум спир- то-бензол _н	Гуминовая кислота	Остаточн. орг. в-во	Парафино- нафтен. углевод.		Ароматич. углевод.	Смоли бензол _н	Смоли спир- то-бензол _н	Асфальтены	
52—106,8	Нижний сар- мат	Мергель глинистый	73,34	0,55	0,023	0,083	0,342	0,272	3,20	11,52	47,50	37,38	3,2	}					
171—337	"	Глина извест- тков.	77,80	0,80	0,034	0,146	0,345	0,657	2,88	12,35	29,19	55,58	3,0		11,25	1,37	20,57	57,29	9,52
337—370	"	"	81,99	0,96	0,035	0,135	0,322	0,775	2,76	10,66	25,41	61,17	2,9						
370—405	Карагаи	Песчаник известк.	76,02	0,85	0,037	0,132	0,451	0,496	3,32	11,83	40,41	44,44	3,5	}					
437,3—464	Средн. мио- цен	"	73,32	0,53	0,018	0,090	0,320	0,265	2,60	12,99	46,17	33,24	2,6		17,11	1,29	16,90	53,58	11,11
464—510	Фаунист. не охарактер.	Глина плот- ная	90,60	1,90	0,054	0,196	0,238	2,024	2,15	7,80	9,48	80,57	2,2	}	5,12	1,53	15,23	66,33	11,04
510—523,5	"	Мергель глинист.	72,15	0,15	0,009	0,050	0,118	0,014	4,71	26,18	61,78	7,33	4,8						
540—573,5	Верхн. эоцен	Глина рых- лая	94,95	0,26	0,031	0,137	0,276	1,215	1,87	8,26	16,64	73,23	2,0		19,76	4,54	17,36	50,34	4,88
617—676	"	Мергель глинист.	63,72	0,78	0,022	0,085	0,288	0,638	2,13	8,24	27,94	61,69	2,3	}					
676—682	Средн. эоцен	"	73,78	2,29	0,093	0,242	0,217	2,467	3,03	8,02	7,19	81,71	3,3		10,78	2,40	10,87	56,82	12,00
760—830	Палеоцен	Мергель	31,12	0,12	0,013	0,022	0,057	0,059	8,61	14,57	37,75	39,07	8,7						

ляется довольно мощная пачка битуминозных песчаных пород с содержанием $S_{орг}$ от 1,03% до 1,64%.

Таким образом, анализ имеющегося фактического материала по геохимии органического вещества описываемых отложений показывает, что распределение органического вещества в целом и его битуминозных компонентов по разрезу изменяется с глубиной. Менее четко проявляется связь содержания органического вещества с литологией вмещающих пород (табл. 7).

Наличие отдельных горизонтов и интервалов в разрезе миоцена, характеризующихся высоким содержанием $S_{орг}$, указывает на то, что в период седиментогенеза в определенные промежутки времени создавались условия, благоприятствующие процессу накопления и сохранения органического вещества. Такие условия, в частности, имели место во время накопления осадков среднего эоцена майкопской свиты, чокракского горизонта и среднего сармата.

Мэотические отложения (глины, мергели) также характеризуются повышенным содержанием $S_{орг}$, но не более 1% на породу. Органический углерод в этих отложениях распределен равномерно по разрезу. Наименьшие значения $S_{орг}$ (0,38%) отмечены в скв. 1 (западный р-н Чаладиди), а наибольшие (от 0,5% до 0,9%) в скв. 2 (восточный р-н Чаладиди).

Плиоценовые отложения. Исследованиями были охвачены в основном песчано-глинистые породы плиоцена, вскрытые на площадях Тарибани (скв. 10), Кила-Купра (скв. 15), Натанеби (скв. 72), Цвермагала (скв. 69), Мериа (скв. 74, 97).

Как видно из таблицы 8, плиоценовые отложения Грузии также характеризуются большим содержанием $S_{орг}$, количество которого в ряде образцов глин и нефтеносных песчаников превышает 1,0%. Наименьшее содержание $S_{орг}$ зафиксировано в песчано-алевритовых породах акчагыла пл. Тарибани (0,54%), а также частично плиоцена пл. Супса. Небольшое количество $S_{орг}$ (0,3 — 0,4%) содержат и известковистые алевролиты понтического яруса пл. Малтаква (скв. 1). В остальных разрезах плиоцена содержание $S_{орг}$, как правило, не менее 0,5% (табл. 8).

Следует отметить, что в распределении $S_{орг}$ и битумоидов в плиоценовых отложениях, в отличие от других стратиграфических единиц кайнозоя, определенной закономерности не наблюдается. Так, если в палеоген-миоценовых отложениях битуминозным горизонтам в большинстве случаев соответствуют и повышенные значения $S_{орг}$, то в плиоценовых отложениях подобная взаимосвязь не имеет места. Сравнительно богатые органическим углеродом части разреза иногда характеризуются низкой битуминозностью и наоборот. Так, например, в разрезе плиоцена площади Супса (скв. 75) на фоне невысокого содержания $S_{орг}$ (0,37—0,5%) в интервале глубин 336—608 м выделяется пачка битуминозных глин и песчаников, в которых количество $S_{орг}$ возрастает до 0,76—2,04%.

Таблица 8

Содержание Сорг в горных породах кайнозоя Восточной Грузии

Площадь	№ скв.	Возраст	Название породы и глубина в м	К-во обр.	Пределы содержания, %		Среднее значение, %
					мин.	макс.	
Тарибани	10	Акчагыл	Песчаники 723—1025	2	0,54	0,54	0,54
"	10	Ширакская толща	Глины 1390—2900	7	0,36	0,55	0,44
"	10	Верхний сармат	Песчаники 3015—3030	1	0,45	0,45	0,45
Кила-Купра	15	Ширакская толща	Глины 2200—2503	6	0,37	0,71	0,55
Мцаре-хевн	74	Ср. сармат	Глины и песчаники 350—1170	41	0,42	1,67	0,87
"	83	Низы верхн. и верхи нижнего сармата	Глины и песчаники 570—720	28	0,43	2,08	1,03
"	91	Нижн. ч. ср. сармата	Глины 765—1200	18	0,36	0,98	0,72
Сацхениси	18	Майкоп	Глины 1060—1639	4	0,89	1,80	1,40

Наиболее обогащены органическим веществом породы плиоцена Западной Грузии. Органический углерод в этих отложениях распределен равномерно, за редкими исключениями, наблюдаемыми в разрезах Гурии. Устанавливается также тесная связь между содержанием Сорг и литологией вмещающих пород, заключающейся в том, что наибольшие значения Сорг свойственны глинистым разностям пород, а наименьшие — песчаным (схема 3).

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ВОПРОСЫ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ

КРАТКИЙ ОБЗОР ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА

«Горючие ископаемые являются в действительности биолитами».

Л. Ш. Давиташвили, 1943.

Развитие учения о нефти, и в частности о ее происхождении, находится в прямой зависимости от достижений науки, техники, промышленности. Это поступательное его движение нередко нару-

шалось резкими скачками, связанными то с бурным развитием промышленности, то с соответствующими выдающимися открытиями в той или иной научной области.

Подобный диалектический характер развития позволяет нам, с учетом данных материалов Н. Б. Вассоевича по систематизации взглядов о происхождении нефти, охарактеризовать здесь несколько основных этапов в учении о происхождении нефти.

I этап. Его можно было бы назвать эмбриональным периодом — периодом догадок. Начала его мы не знаем, но предполагаем, что с тех пор, как люди находили нефть и нефтеподобные продукты у них рождались догадки о ее возникновении. Некоторые из этих идей несли в себе зерна истины, но они были единичны и носили несистематический характер. Этот период кончается с началом развития нефтедобывающей промышленности, приблизительно около 1850 года. С этого времени начинается следующий — второй этап.

II этап характеризуется появлением многочисленных гипотез о происхождении нефти, часто противоположных друг другу. Этот период отмечен острой борьбой мнений, он отражает достижения и открытия науки и техники того времени. Наряду с гипотезами появляются идеи, которые легли в основу современной биогенной теории (Михайловский, 1906; Губкин, 1922—1925, 1932—1937; Архангельский, 1927, Зелинский, 1920, 1936; Вернадский, 1927; и др.).

Этот этап ознаменовался созданием теорий органического происхождения нефти примерно в том виде, как она представляется сейчас, наиболее обстоятельно изложенной в известном труде И. М. Губкина «Учение о нефти» (1932, 1937). Начинают появляться специальные геолого-геохимические исследования по генезису нефти.

И. М. Губкин писал, что вопрос о происхождении нефти является одним из запутанных и неясных, но несмотря на это он еще в 1922—1930 гг. (на лекциях в Моск. Горн. Академии) считал, что общее направление процесса «образования природной нефти... можно считать более или менее установленным» («Учение о нефти» 1932, стр. 405). И. М. Губкин правильно оценил не только теоретическое, но и огромное практическое значение теории происхождения нефти. Вопросы происхождения нефти он тесно увязал, как отдельные стороны единой комплексной проблемы, с вопросами геологии, с условиями залегания и образования залежей нефти и газа, с оценкой роли отдельных факторов нефтеобразования (биохимических, термодинамических, литологических, структурно-тектонических, гидрогеологических и др.). Н. Б. Вассоевич (1963, стр. 33) правильно писал, что концепция И. М. Губкина о происхождении нефти «представляет собой важный качест-

венный скачок в развитии правильных воззрений на сущность нефтеобразования...» И. М. Губкин по достоинству считается основоположником советской нефтегазовой геологии.

Конец II этапа характеризуется открытием в 1950—1952 гг. сначала В. Смитом, а затем В. В. Вебером и А. И. Горской нефтяных углеводородов в современных осадках.

III этап, продолжающийся до настоящего времени, характеризуется дальнейшим укреплением и разработкой биогенной органической теории происхождения нефти. Детальные геохимические исследования показали, что углеводороды присутствуют всюду. Осуществляется переход на молекулярный и атомарный уровни изучения. Начинается математическое моделирование отдельных процессов.

Теория органического происхождения становится господствующей, хотя вновь появляются единичные сторонники неорганического синтеза нефти — т. н. «неорганики». Биогенная теория находит все большее использование при решении практических задач.

На сегодняшний день мы с уверенностью можем сказать, что в основном вопрос о происхождении нефти решен. В результате ожесточенной борьбы мнений и идей, длившейся многие десятилетия, во второй половине нашего века выкристаллизовывается основное господствующее представление о генезисе нефти — это теория органического ее происхождения или осадочно-миграционная теория, как ее называет Н. Б. Вассоевич.

В области теории все большее значение приобретает математическое моделирование и применение ЭВМ при изучении процесса нефтеобразования. Большое значение придается изучению комплекса фактов нефтеобразования (температура, давление, геологическое время). В частности, устанавливается ведущая роль фактора времени.

Исходя из приведенной выше периодизации, рассмотрим вклад наиболее крупных исследователей в учение о нефтеобразовании.

Проблема генезиса нефти занимала умы многих исследователей еще до зарождения геологии как науки, более 200 лет тому назад.

В 1759 г. гениальный русский ученый М. В. Ломоносов высказал мысль о растительном происхождении нефти. Он писал: «...возгоняется подземным жаром из приготавливающихся каменных углей оная бурая и черная масляная материя и вступает в разные расселины и полости сухие и влажные, водами наполненные, подобно как при перегонке бывает такого масла собрание в приложенную в подставном стеклянном сосуде воду. И сие есть рождение жидких разного сорта горючих и сухих затверделых материй, каковы суть каменное масло, жидовская смола, нефть,

тагат и сим подобное, которые хотя частотою разнятся, однако из одного начала происходят» (стр. 85).

Описывая залежи торфа и угля, М. В. Ломоносов повторил в 1763 г. свои представления об органическом происхождении нефти. Он отмечал, что нефть «выгоняется», подобно углю, из захороненных отложений в результате действия на них «подземного жара».

М. В. Ломоносов полагал, что все горючие полезные ископаемые — торф, уголь, горючие сланцы, нефть и газ — связаны родственными узами. Он считал, что накопление растительных остатков, их дальнейшая углефикация и, наконец, протекающие в недрах Земли химические процессы приводят к образованию нефти. Это мнение является большим достижением науки XVIII века в деле познания генезиса каустобиолитов.

Как отмечает Н. Б. Вассоевич (1962, стр. 10), «... гипотезу М. Ломоносова в почти первоначальном ее виде разделяли многие геологи. Ее придерживался классик геологии Ч. Лайель и во многом разделяли видный немецкий исследователь Г. Потонье (начало XX в.) и крупный американский ученый Д. Уайт (10—20-е годы нашего столетия). Она дожила и до наших дней; ее нетрудно узнать в «пиробиогенетической гипотезе» Н. П. Туаева».

В 1784 г. П. С. Паллас, наблюдая выходы «горючего масла» на Керченском и Таманском полуостровах, полагал, что нефть образовалась в результате сухой перегонки углей, которые находятся в недрах земли. Он считал, что в результате подземных пожаров создаются условия для перегонки.

Г. В. Абих (1863 г.), изучая месторождения горючих ископаемых Грузии и других областей Кавказа, высказал мнение, что нефть генетически связана с горючими сланцами, являясь продуктом подземной перегонки последних. Г. В. Абих не согласился с Палласом в том, что нефть образуется из угля. Он показал, что газы, сопутствующие нефти, не содержат окиси углерода, которая всегда образуется при сухой перегонке угля. Абих полагал, что нефть образовалась в результате сухой перегонки сланцев, которые в то время еще не были найдены на Апшеронском полуострове. Эта точка зрения, как справедливо отметили А. В. Фрост и Л. К. Осницкая (1951), ошибочна, так как при сухой перегонке сланцев нельзя получить газы без окиси углерода и жидких продуктов типа нефти (и кроме того химический состав нефти резко отличается от состава сланцевой смолы).

В 1866 году французские химики Бертело и Буассон утверждали, что нефть образовалась из карбидов щелочных металлов. В том же 1866 году Бертело высказал мысль о том, что нефть образовалась в глубоких зонах земной коры из минеральных веществ. По его мнению, в земной коре, благодаря взаимодействию уголекислоты и щелочных металлов, образовались ацетилен, кар-

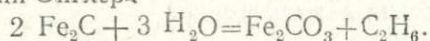
бонатные кислоты, превратившиеся в ацетилен, который полимеризуясь, превращается в нефть.

В 1873 г. Г. О. Романовский, изучая геологию Кубанской области, высказал два возможных варианта происхождения нефти и газа: из юрских углей или путем конденсации глубинных газов. Первый вариант казался Романовскому наиболее правдоподобным, поэтому он рекомендовал искать нефть в лейасовых породах.

В 1874 г. Г. А. Бертельс, изучая нефтяные месторождения Кубанской области, пришел к выводу, что нефть образовалась в глубоких геологических формациях из растительных организмов и моллюсков и затем выгонялась в вышележащие третичные слои под давлением газов.

В 1877 г. Д. И. Менделеев разработал карбидную гипотезу синтеза углеводородов.

По Менделееву, глубокие недра Земли состоят из расплавленных металлов (в основном железа), содержащих некоторое количество углерода в виде карбидов. Расплавленное металлическое ядро земного шара (барисфера) покрыто сравнительно тонкой твердой корой (литосфера). В литосфере также должны заключаться карбиды металлов, как в твердом, так и в жидком состоянии. С карбидами литосферы Менделеев связывает образование нефти. По трещинам, образовавшимся в земной коре во время горообразовательных процессов, в глубь земли проникала вода, которая действовала на карбиды, образуя окислы металлов и углеводороды, согласно реакции Энглера



Углеводороды, возникающие сначала в газообразном состоянии, поднимались в верхние холодные части земной коры, где скапливались и конденсировались в пустотах или пористых осадочных породах (песках, песчаниках, известняках и др.), образуя, таким образом, залежи нефти.

Гипотеза Менделеева в несколько измененной форме в наши дни поддерживается лишь единичными геологами. Следует отметить, что условия синтеза нефтеподобных веществ в лабораториях нельзя переносить на природные условия земной коры.

В 1878 г. Л. Штрипфельман полагал, что карпатские нефти связаны с породами силура, девона и карбона. По его мнению, процессы нефтеобразования связаны с преобразованием животной органики под влиянием высоких температур и давлений, вызываемых вулканической деятельностью; нахождение нефти в более молодых отложениях объясняется процессами ее миграции из глубин по трещинам. Штрипфельман допускал возможность миграции нефти и в газовом состоянии по пористым породам с последующей ее конденсацией в слоях близ дневной поверхности, что, по нашему мнению, является весьма гипотетичным.

В 1878 г. К. Миколайчик выдвигает предположение, что нефть образовалась из растительных веществ в относительно молодых породах Карпат, откуда мигрировала в Предкарпатье под влиянием гравитационных сил.

В 1881 г. Р. Зубер выступил против гипотезы «сухой дистилляции» и полагал, что в Карпатах—нефть в первичном залегании. Основные положения гипотезы Р. Зубера, предложенной им в последующие годы, сводятся к следующему: 1) углеводороды образуются как из животного, так и из растительного вещества; 2) образование нефти происходило в результате разложения растительных и животных жиров и окислительной ферментации клетчатки; 3) наиболее благоприятными условиями для накопления органического вещества являются лагуны; 4) нефть в большинстве случаев находится в первичном залегании.

В этих положениях, по нашему мнению, возражения вызывает третий пункт, т. к. наряду с лагунами не менее благоприятными условиями обладают и неритовые части морей и более глубоководные зоны морских бассейнов минувших геологических эпох.

В 1883 г. К. Цинкен утверждал, что в большинстве случаев нефть—животного происхождения; он писал: «битуминозные сланцы, известняки и мергели, которые должны считаться очагами образования нефти, содержат, наряду с остатками рыб и моллюсков, жиры неспособных образовать окаменелости животных организмов, которыми современное море так богато и которые в прежних морях находились в еще гораздо больших количествах» (цитируется по М. К. Калинин, 1968, стр. 212).

В 1888 г. Г. Гёфер высказал мнение, что нефть образовалась из жиров погибших животных (рыб, рептилий и низших организмов). Растительные организмы играли подчиненную роль; в нефтеобразовании участвовали воск, жиры и смолы. Он полагал, что в деле превращения жиров в нефть большую роль играли изменяющиеся давление и температура, поэтому процессы могли совершаться в одних случаях быстро, а в других — крайне медленно. Образование нефти происходило во всех геологических эпохах, во время которых отлагались горные породы. С последним предложением можно полностью согласиться, т. к. в действительности нефть встречается почти во всех отложениях геологических эпох, правда не во всей толще разрезов, но это результат цикличности образования нефти, а не случайное явление.

В 1888 году К. Энглер предложил и химически обосновал гипотезу, которая была геологически аргументирована Гёфером и получила название гипотезы Энглера—Гёфера.

Энглер, в результате исследований дистилляции животных жиров, в частности рыбьего жира, при перегонке при температуре 320—400° и давлении 10 атм. получил нефтеподобные про-

дукты — протопетролеум. Это и послужило химическим обоснованием гипотезы о животном происхождении нефти. Участие остатков растений в нефтеобразовании не исключалось, но им отводилась подчиненная роль.

В 1891 г. Н. И. Андрусов в результате изучения Черноморского бассейна пришел к выводу, что исходным материалом для образования нефти послужили остатки организмов, накопившиеся в условиях сероводородного заражения вод, подобно тому как это имеет место в современном Черном море.

В дальнейшем Н. И. Андрусов, изучая Карабугазский залив, высказал мысль об исходном материале для нефти. Он полагал, что в пределах залива происходит вымирание организмов, как в прибрежных частях, так и на дне скопляются животные остатки, отчасти с морскими водорослями. Время, как геологический фактор, еще более усиливало этот процесс и, таким образом, могло накопиться огромное количество трупов животных, от превращения которых могли происходить значительные нефтяные залежи.

В 1892 году Н. Д. Соколов выдвинул космическую гипотезу происхождения нефти. По его мнению, в фазе звездного состояния нашей земли, в ее газовой оболочке находились углеводороды. По мере охлаждения они поглощались и растворялись в жидкой расплавленной магме. Потом земля окончательно отвердела и образовалась земная кора.

В 1892 г. А. М. Коншин защищал гипотезу органического происхождения нефти и отметил, что ее запасы в настоящее время не пополняются.

В 1903 г. Г. Потонье высказал мысль, что исходным материалом для образования нефти являются сапропели, а в 1904 г. отметил, что нефть в природе является продуктом перегонки сапропелевых горных пород. Нефтяные залежи, по Потонье, являются преимущественно вторичными. С этим мнением в принципе можно согласиться.

В 1904 г. К. Ангерман высказал мнение, что нефть в Бориславе (Предкарпатье) глубинного происхождения. В пределах этого нефтегазоносного района он выделил так называемые нефтяные линии, приуроченные к системам трещин, которые больше всего развиты в сводовой части структуры, вследствие чего именно здесь, по его мнению, находятся наиболее высокодебитные скважины. Исходя из этого, Ангерман рекомендовал проведение разведки на большие глубины, полагая, что с глубиной интенсивность разрывов растет, а в связи с этим увеличивается и концентрация залежей нефти. С геологической точки зрения предположение, что с возрастанием глубин растет и интенсивность (амплитуда) трещин или трещиноватости, не обоснованно. Наоборот, общеизвестно, что как интенсивность, так и количество трещин в земной коре

сверху вниз (в сторону глубин) постепенно уменьшается, а потом совершенно исчезает.

В 1907 г. Л. Мразек, рассматривая условия формирования нефтяных месторождений в Румынии, утверждал, что нефть образовалась путем битуминизации органического вещества животного и растительного происхождения в относительно молодых нижнемиоценовых образованиях.

В 1906 г. Г. П. Михайловский осветил вопрос о происхождении нефти и рассеянного органического вещества и изложил общую теорию формирования нефтяных залежей. Высказанные им взгляды остаются во многом справедливыми до настоящего времени. В своей статье о генезисе кавказской нефти он пишет: «Я представляю себе образование нефти на Кавказе следующим образом: у крутого берега на значительной глубине шло быстрое осаждение известково-глинистого ила. Вместе с частицами его попадали на дно остатки различных организмов животного и растительного мира. Так как осаждение шло быстро и осаждались слои из тихой воды, стало быть осадки не взбалтывались и кислород морской воды имел мало доступа к савишемуся материалу, причем каждый слой быстро покрывался последующим. Ввиду того, что всякое гнилое разложение является результатом жизнедеятельности бактерий, несомненно, что первая стадия разложения остатков организмов происходила благодаря их деятельности. Гнилое разложение заменилось битуминизацией под действием растворов минеральных солей. Третьим фактором являлась повышенная температура, когда свита битуминозных пород достигла значительной мощности».

Основные положения его представлений заключаются в следующем: 1) исходное для нефти органическое вещество было смешанным (растительным и животным); 2) захоронение его происходило в глинистых пластах; 3) начальная стадия преобразования материнского органического вещества обусловлена деятельностью бактерий, а последующие стадии процесса — физико-химические, при которых главнейшие действующие факторы — давление и температура; 4) первичная нефть рождается в диффузно-рассеянном состоянии; 5) скопление нефти в коллекторах представляет вторичный процесс; 6) формирование залежей нефти является результатом тектонических нарушений, в частности следствием образования антиклиналей.

Большинство идей Г. П. Михайловского не утратило своего значения до настоящего времени, и, как отметили Н. Б. Вассоевич и В. В. Тихомиров (1971), он внес крупный вклад в теорию органического происхождения нефти.

В 1912 г. К. Крэг выдвинул гипотезу, согласно которой нефть образуется из остатков наземной растительности, скопляющихся в глинах или песках, или в самостоятельных залежах. По Крэгу, как отмечает И. М. Губкин (1937, стр. 432—433), «исходный материал для образования углей и нефти один и тот же, и условия и формы его накопления одни и те же. Дельты больших рек, застойные водоемы, мелководные лагуны, покрытые болотными или мангровыми лесами, — вот те места, где происходило накопление, последующее погребение растительного материала и превращение его в уголь или нефть, смотря по наличию тех или иных условий, сопровождавших самый процесс изменения. Поэтому Крэг говорит о двух фазах одного и того же процесса — угольной и нефтяной».

В 1920 г. Н. Д. Зелинский выступает в защиту мнения о растительном происхождении нефти, основываясь на том, что ему удалось получить нефтеподобное вещество из растительных масел. Он получил искусственную нефть, близкую к природной, подвергнув сухой перегонке так называемый «балхашит» — органогенную массу растительного происхождения из оз. Балхаш.

Тридцатые годы нашего столетия ознаменовались появлением новой науки о земле — геохимии, оказавшей благотворное влияние на геологию. Основоположник отечественной геохимии В. И. Вернадский в своем классическом труде «Геохимия» (1927) развил ряд важных теоретических положений, имеющих прямое отношение и к проблеме генезиса нефти. При решении вопроса о геохимии углерода В. И. Вернадский невольно обратился к этой проблеме. Он особенно подчеркнул важность изучения не только углеводородов, но и неуглеводородных соединений нефти, а также рассеянных форм органического вещества. Он писал: «нефти происходят из живого вещества определенного химического состава. Это фреатические тела, генезис которых имеет начало в биосфере. Это не ювенильные минералы» (1927, стр. 176).

Как справедливо отмечал Н. Б. Вассоевич (1967), «В. И. Вернадский не только принципиально правильно осветил основные моменты в жизни нефти; теория органического происхождения получила, наконец, прочную базу в виде новой науки—биогеохимии...».

В 1925—1927 годах А. Д. Архангельский, изучая условия образования нефти на Северном Кавказе, пришел к выводу, что отложение глинистых осадков, давших начало нефтепроизводящим свитам, происходило в морских бассейнах, в которых глубокие слои были заражены сероводородом. Среда, в которой происходило накопление органического вещества на дне моря, была почти строго анаэробной. Под его руководством впервые были проведены обширные работы по определению содержания органического углерода в осадочных породах Северного Кавказа. А. Д. Архангельский показал, что:

1) нефтематеринскими породами являются глины, а не пески;

2) одним из важнейших диагностических признаков нефтематеринских отложений является повышенное содержание в них органического вещества (не менее 2% в пересчете на $C_{орг}$);

3) накопление таких отложений происходило в условиях сероводородного заражения придонных вод. Позднее последнее положение было опровергнуто Н. М. Страховым.

В 1929 г. Г. Берг (1933) полагал, что нефть образуется вследствие удаления из битуминозных пластов жидких углеводородов и одновременно подчеркнул, что мы еще не знаем обо всех подробностях, каким путем из битума возникает нефть. Несомненно одно, что здесь фактору «время» должны содействовать и другие приводящие обстоятельства. По его мнению, существуют битумы, которые никогда не превратятся в нефть или не выделяют из себя нефти, в то время как из других битуминозных пластов может появиться нефть.

Он писал: «На вопрос, в какой мере растительные и животные микроорганизмы участвовали в образовании угля и нефти, мы можем ответить, что угли образовались исключительно из растительного материала, а битум из обоих видов органического вещества» (стр. 301—302).

В 1929 г. В. В. Богачев писал: «Я предполагаю полную возможность образования битумов (нефть в широком смысле слова) в процессе метаморфизации богатых углеродом осадочных пород».

В 1930 г. (русское издание 1934 г.) К. Крейчи-Граф утверждал, что нефтепроизводящими породами являются глины (может быть и известняки), окрашенные в темные тона (до черного), всегда полибитуминозные и содержащие сернистое железо. В таких породах бентос отсутствует; встречаются остатки нектона и планктона. В них совершенно отсутствуют остатки известковистых скелетов — раковин, роговое же вещество сохраняется. «Отсутствуют всякие признаки движения придонных вод». Такие породы, по Крейчи-Графу, нужно искать «отчасти в более или менее прибрежных участках и в отшнурованных частях моря» (стр. 55).

В 1931 г. В. А. Сельский привел некоторые доводы в пользу бактериального происхождения нефти, подчеркивая ее автохтонную природу.

В 1932 г. И. М. Губкин, в результате многолетней работы по изучению генезиса нефти и закономерностей формирования нефтяных месторождений, пришел к выводу о правильности теории смешанного растительно-животного происхождения нефти. И. М. Губкин считал, что в образовании нефтематеринских пород принимают участие остатки как животного, так и растительного происхождения, а именно остатки зоофитоорганизмов планктона, вод-

ной растительности, зоофитоорганизмов бентоса, остатки высших береговых растений, а также остатки организмов и минерального вещества (аллохтонного происхождения). Процесс превращения этого исходного материала протекает при активном участии анаэробных бактерий при сравнительно низкой температуре и возрастающем давлении. По И. М. Губкину, процесс образования нефти есть непрерывный процесс. Изменение его, по-видимому, не заканчивается и в сформированном нефтяном месторождении. «Родина нефти, — подчеркивал И. М. Губкин, — не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в областях древних мелководных морей...», где планктонная и донная фауна нередко без перерыва переходят одна в другую (И. М. Губкин, 1937, стр. 445). Развивая дальше теорию органического происхождения нефти, он писал: «Есть основание предполагать, что диатомовые отложения Бакинской и Калифорнийской нефтеносных областей послужили исходным материалом для образования в этих областях колоссальных залежей нефти. Спириалисы (вместе с фораминиферами и диатомеями, послужили исходным материалом при образовании битуминозных пород» (И. М. Губкин, 1937, стр. 26). Вообще «органические или биогенные илы и происшедшие из них органические породы являются материнскими, из которых образовалась нефть» (там же, стр. 445).

Последующими исследованиями советских и зарубежных ученых постепенно все более подтверждается теория смешанного (животно-растительного) происхождения нефти.

О горючих сланцах И. М. Губкин писал: «Это, по нашему мнению, недоразвившиеся до образования природной нефти породы. Если бы они были развиты в областях погружения, в переслаивании с песками и могли попасть в зоны высокого давления, органическое вещество в них, по всей вероятности, превратилось бы в нефть» (там же, стр. 458).

Таким образом, И. М. Губкин придерживался теории смешанного растительно-животного происхождения нефти; она известна также как «теория нефтематеринских свит» или «сапропелевая теория» происхождения нефти.

Общеизвестно, что суть сапропелевой теории состоит в том, что исходным материалом считается сапропель или сапропелит смешанного растительно-животного происхождения, подвергающийся после своего отложения непрерывному процессу изменения, в результате которого сапропелевое вещество превращается в нефть.

Для превращения органического вещества в нефть необходимо, чтобы оно предварительно распалось на составные части. О причинах его распада еще нет единого мнения. Одни ученые считают, что распад органического вещества происходит под влиянием времени, повышенных температур и давлений (В. П. Порфирь-

ев), другие причиной распада считают радиоактивные излучения, связанные с некоторыми породами (В. А. Соколов), третьи — деятельность бактерий. Мы считаем, что роль каждого из этих (термодинамических и биогеохимических) факторов существенно меняется в зависимости от времени и условий преобразования органического вещества.

В 1932 г. Я. В. Гаврилов, разбирая вопросы миграции нефти, отметил, что в материнских породах мы имеем не нефть, а битуминозные вещества, из которых можно получить дистиляцией различные нефтяные продукты. Другими словами, из того органического вещества, которое находится в материнских породах, только одна часть его пошла на образование битума, определяющего их битуминозность, а другая часть пошла на образование газа (стр. 79).

К. П. Калицкий (1934, 1937) считал, что единственным материалом для образования нефти является растительный материал, в частности морские травы *Zostera*. Он пытался доказать, что нефть образовалась в тех же породах, в каких ее находят. Как было показано И. М. Губкиным, гипотеза К. П. Калицкого о первичном (*in situ*) залегании нефти ошибочна и не соответствует действительному положению вещей. И. М. Губкин отметил (1940): «Первичная теория» К. П. Калицкого не может быть названа научной, ибо всякая научная теория проверяется практикой и помогает практике, а эта псевдонаучная «теория» фактам противоречит, а практике наносит вред».

В 1934 г. К. П. Калицкий «уточнил» свои представления в том смысле, что нефть образуется исключительно из морской травы *Zostera*, покрывающей песчаное дно морей и образующей там целые подводные морские луга. Калицкий отмечает, что его гипотеза не претендует на универсальность. В нашей литературе опубликован ряд известных работ М. И. Варенцова и других исследователей с критикой необоснованности взглядов К. П. Калицкого.

В 1932—1954 гг. А. Бенц считал, что в Ганноверской области нефтематеринские породы лежат глубже триаса, а именно в цехштейне. Он берет в качестве отправного момента для своих дальнейших рассуждений теорию трансгрессии Штоллера, в основе которой, как известно, лежат следующие два положения: нефть образовалась в периоды крупных трансгрессий моря в периферических частях нижнесаксонского бассейна, и нефть образовалась в морских бассейнах с ненормально высокой соленостью, обусловленной размыванием поднимающегося соляного штока. Таким образом, между образованием нефти и соляными штоками, по Бенцу, имеется непосредственная — генетическая связь.

В более поздней работе (1954 г.) А. Бенц, рассматривая условия залегания нефти в северо-западной Германии, Рейнском гра-

бене и Молассовом прогибе, приходит к выводу, что «образование нефти — многократно повторяющийся процесс, имевший место в глубоко погруженных седиментационных бассейнах». Далее он отмечает, что в разрезе осадочных пород, напоминающих отдельные прогибы Германии, основные нефтепроизводящие толщи приурочены к карбону, девону, триасу, юре, мелу и к более молодым осадкам.

Во взглядах этого ученого о том, что образование нефти представляет собой многократно повторяющийся процесс, легко распознать современное представление о цикличности процесса нефтеобразования.

В 1933 г. Г. А. Стадников предложил так называемую жировую (сапропеловую) гипотезу нефтеобразования. Он считал, что исходным для нефти веществом являются жирные кислоты растительного происхождения. Нефтяные углеводороды, согласно его представлениям, образуются путем гидрогенизации жирных кислот. В этом процессе должен участвовать водород, источником которого являются глубинные недра Земной коры.

Таким образом, Г. А. Стадников, признавая в целом органическое происхождение нефти, привлекал в своих построениях и глубинные процессы, как это делали Д. И. Менделеев и другие.

В 1934 году Торри в результате изучения Пенсильванских месторождений нефти пришел к выводу, что источником нефти и газа служат породы той же формации, которые ныне содержат нефтеносные песчаники, а в ряде случаев нефтепроизводящими, вероятно, бывают глинистые сланцы, непосредственно контактирующие с песчаниками.

В 1934 г. Л. Рич, опровергая представление о первичном происхождении нефти *in situ* указывает, что органическое вещество во время своего отложения содержит, вероятно, около 90% воды. Даже если допустить, что поры целиком заполнены органическим веществом, то и тогда количество образующейся нефти составит лишь незначительную часть количества, необходимого для насыщения песка.

Суждение как будто логичное, но Рич, по нашему мнению, забывает, что при образовании залежей нефти кроме исходного органического материала огромную роль играют процессы миграции и другие условия (пористость пород, структура и т. д.).

В 1935 г. А. П. Смирнов и Н. Н. Урванцев отметили, что «причиной образования нефти в верхнесилурийских отложениях Таймыр-Ленского района является, по-видимому, смена физико-географических условий при переходе морской фации в лагунную. В связи с прекращением морского режима и резким переходом его в заселенную лагуну произошла массовая гибель организмов, на-

селяющих морской бассейн и вследствие этого могло получиться накопление большого количества органического материала, исходного для образования нефти».

Вывод авторов о том, что большое количество органического материала является исходным веществом для образования нефти, вполне приемлем, но связывать образование нефти только со случайными катастрофическими явлениями, как например, внезапным переходом морских условий в лагунные, не следует. Процесс накопления органического вещества весьма длительный, связанный с постепенным прогибанием дна бассейна. Образование нефти сингенетично седиментациям осадочных пород.

В 1935 г. В. А. Сельский писал: «Предлагать какой-либо один общий рецепт нефтеобразования не представляется возможным, ибо природа слишком могуча и разнообразна, в различных местах ее отложились разные органические остатки и условия их дальнейшего существования могли быть тоже отличными» (стр. 91).

Как справедливо отмечает Сельский в образовании нефти принимали участие как растительные, так и животные организмы; жиры были тем исходным материалом, который собственно перешел в нефть, а главная роль в переработке органических веществ принадлежит биохимическим процессам.

В 1936 г. Н. Д. Зелинский (1941 г.), придерживаясь гипотезы животного-растительного происхождения нефти, приходит к интересному выводу, что в глубинных недрах земной коры, достигающих нескольких десятков километров, при температуре в несколько тысяч градусов, нет места для нефтеобразовательных процессов. Последние процессы, иногда при участии метана (CH_4) происходили на протяжении тысяч миллионов лет ближе к поверхности земли, в тех ее горизонтах и ярусах, где температура не превышает 300° , а, возможно, была и немного ниже.

В 1937 г. Н. М. Страхов в результате изучения современных и ископаемых осадков заключил, что сероводородное заражение природной воды бассейна не имеет сколько-нибудь заметного влияния на количество фоссилизирующегося органического вещества. Это совершенно противоречит сероводородной теории образования нефти.

В 1937—1964 гг. В. А. Соколов высказал мнение об образовании нефти в породах под влиянием радиоактивных излучений. В последующие годы он обосновал образование тяжелых углеводородов из метана или иного органического вещества под действием радиоактивных излучений, которые представляют собой процесс, гораздо более твердо установленный, чем любой другой процесс, выдвинутый для объяснения происхождения нефти. Образование нефти, как справедливо отметил В. А. Соколов, является процессом универсальным, могущим происходить в любых осадоч-

ных породах. Самообразование нефти, по его мнению, зависит от ряда факторов, и в первую очередь от концентрации исходного органического вещества.

В дальнейшем (1948 г.) он, утверждая, что образование нефти следует рассматривать как процесс, происходящий независимо от процесса образования угля и других горючих ископаемых, отметил, что исходным нефтематеринским веществом надо считать всю массу органических соединений. Превращение части этих веществ в нефть и газ происходит «под воздействием тепла в течение длительного геологического времени» (В. А. Соколов, 1964, стр. 8).

В 1938 г. В. Б. Порфирьев пришел к интересному выводу, что одно и то же органическое вещество гумусово-сапропелитового состава являлось в Средней Азии источником образования как углей, так и нефти. По его мнению, превращение органического вещества в каменные угли протекало в юрское время в краевых частях синклинали в условиях окислительной среды, а превращение его в нефть происходило в центральных зонах синклиналей при наличии восстановительной обстановки и плотной покрывки вышележащих пород.

Немного позже (1941 г.) он привел доводы о генетической связи ископаемых углей и нефтей. Необходимыми условиями для нефтеобразования, как он справедливо отмечает, являются: накопление органического материала в строго восстановительной среде и гомологической форме; быстрое перекрытие его непроницаемыми осадками и присутствие газов, повышающих давление в пластах.

В последующие годы Порфирьев резко изменил свои прежние взгляды и теперь пытается доказать, что нефть — магматического происхождения.

В 1940 г. С. И. Ильин утверждал, что образование нефти в Средней Азии происходило не только в юрское время, но и в другие этапы геологической истории.

В 1940 г. Н. И. Кебадзе в Восточной Грузии наблюдал, что коцахурские песчаники и чокракские пески являются битуминозными. Это дало автору основание заключить, что нефть образовалась в этих же породах.

В 1941 г. Липк справедливо указал на возможность образования нефти в нефтеносных породах и отметил, что дельтовые отложения рек Борнео, Суматры и др. островов содержат разлагающиеся органические вещества, достаточные для образования нефти.

В 1942—1945 гг. А. В. Фрост убедительно доказал, что глины являются катализаторами в процессе нефтеобразования и отметил, что нефть является продуктом, образовавшимся в земной коре из морских органических веществ в условиях отсутствия

воздуха при температурах, вряд ли превышающих 250° , а превращение органических остатков в протонефть может осуществляться либо под влиянием бактерий, либо под действием щелочных пород в контакте с глинами. Фрост экспериментально показал, что «щелочной гидролиз целлюлозы в присутствии глин уже при температуре 250° дает полужидкие и жидкие продукты, богатые кетонами, углеводородами и другими соединениями, могущими под влиянием глин образовать нефтяные углеводороды» (стр. 31).

В 1943 г. Л. Ш. Давиташвили, рассматривая проблему образования горючих ископаемых с точки зрения дарвинизма, довольно убедительно показал, что «дарвинистская биологическая мысль открывает новые пути выяснения генезиса горючих ископаемых, заслуживающих самого пристального внимания со стороны исследователей» (стр. 104). Он совершенно правильно отмечает, что «для выяснения закономерностей накопления исходного вещества каустобиолитов необходимо изучение изменяющегося на всем протяжении геологического времени отношения между биомассой и производительностью автотрофной жизни, с одной стороны, и биомассой и производительностью гетеротрофной жизни — с другой» (стр. 105).

В 1945 г. В. П. Батурин справедливо утверждал, что «как уголь является производным наземного биоса, так нефть является производным морского биоса» (стр. 39). По его мнению, нефтепроизводящая органика не обладает какой-либо спецификой, а отвечает среднему составу морского биоса. Именно этим надо объяснить столь широкое распространение нефти. Наиболее благоприятной областью накопления нефтепроизводящей органики является шельф, когда он находится в состоянии «устойчивого опускания». Высокая подвижность земной коры, по его мнению, относится к числу неблагоприятных факторов. Превращение дисперсно-рассеянной органики в нефть совершается при повышенном давлении не ниже 300 атм и повышенной температуре порядка $100-150^{\circ}$ (стр. 30).

В 1945 г. А. Ф. Добрянский полагал, что нефть является одним из последних продуктов превращения сапропелей и генетически не может быть выведена из продуктов наземной растительности или высших водорослей. По его мнению, «разнообразие нефтей есть следствие не разнообразия исходного материала, единого во всех случаях, а различия в глубине превращения исходного материала нефти — сапропелей» (стр. 39—40).

В 1946 г. С. Н. Алексейчик высказал мнение, что нефть образуется не только в морских, но и в континентальных отложениях; он отметил, что «некоторые исследователи допускали возможность перехода в горизонтальном направлении угленосных фаций в нефтеносные, но этот переход предполагался в том же на-

правлении — континентальной фации в лагунные или морские» (стр. 27). По его мнению накопление нижнемеловых нефтематеринских осадков Центральной Азии происходило в многочисленных и различных по своим размерам и глубинам озерных бассейнах, причем снос терригенного материала обычно происходил с близлежащих приподнятых массивов палеозоя (стр. 28).

В 1947 г. М. А. Мессинева, рассматривая степень вероятности целого ряда гипотез происхождения нефти, приходит к выводу, что из всех органических теорий наиболее вероятной является теория смешанного происхождения углеводородов нефти, что не вызывает сомнений.

В 1947 году А. В. Ульянов, выделяя нефтематеринские свиты мезозоя на Северо-Западном Кавказе, указал их признаки и определил возможные условия их образования. Автор пришел к следующим выводам: 1) нефтематеринские фации охарактеризованы морской фауной, состав которой указывает на нормальную соленость морской воды; 2) органическое вещество, из которого образовалась нефть, следует искать не на суше, а среди морских организмов; 3) нефтематеринские породы мезозоя Северо-Западного Кавказа отлагались в условиях теплого или тропического климата; 4) на консервацию органического вещества, как исходного для нефти материала, влияет в основном восстановительная среда в самом осадке, а восстановительная среда в придонной воде имеет лишь ничтожное значение; 5) глубина имеет существенное влияние на образование нефтематеринских свит; 6) между мощностью свит, типом фаун и нефтегазосностью имеется определенная зависимость.

Указывая на существующую закономерную связь между мощностями осадков и нефтеносностью, А. В. Ульянов, по-нашему, совершенно правильно заключает, что «изучение условий седиментации в нефтегазосных бассейнах — самый верный путь для решения вопроса о геологической обстановке нефтегазобразования» (стр. 40).

В 1947 г. А. А. Яковлев правильно подчеркнул, что образование нефти происходило во все геологические периоды жизни Земли, когда существовали живые организмы. Породы, не содержащие ископаемых органических остатков, например породы архейского возраста, лишены также и нефти. По его мнению, на начальных стадиях превращения органической массы в нефть первостепенное значение имели процессы брожения и бактериального разложения. По А. А. Яковлеву, процесс образования нефти популярно можно сформулировать в следующем виде: «опускание суши с дальнейшим образованием на ее месте моря (т. е. «вековые колебания») влекло за собой гибель наземных растений и животных. Гибли также те организмы, которые не могли ужиться в новых условиях —

увеличение солености воды или похолодание водоемов. Животные и растительные остатки постепенно заносились илом и различными осадочными образованиями (глиной, песком и т. п.). Подвергаясь медленному изменению без доступа воздуха, они через миллионы лет дали нефть. Лабораторные опыты акад. Н. Д. Зелинского и др. ученых подтвердили правильность наших предположений об образовании нефти из органических остатков. Действительно, продолжительное нагревание жиров, например, трескового жира, без доступа воздуха при давлении примерно 25 атм. и температуре около 400° дало нефтеподобные продукты; с другой стороны, сухая перегонка торфа в присутствии воды дала при невысоком давлении продукты, тоже весьма близкие к нефти» (стр. 374).

В 1947 г. И. О. Брод высказал, а позже (1953—1955 гг.) развил идею о битумообразовании как процессе, сопровождающем распад и постепенную метаморфизацию органического вещества, рассеянного в глинисто-алевритовых породах, при уплотнении последних.

В дальнейшем (1957 г.) И. О. Брод показал, что «процессы образования битумов происходят в основном в породах, обладающих субкапиллярными порами. Н. Б. Вассоевич именует битуминозные вещества, рассеянные в субкапиллярных порах, микро-нефтью. Как бы ни называли эти вещества, важно то, что они по своему составу несколько отличаются от нефтей, насыщающих коллекторские породы. По существу процесс нефтегазообразования может происходить лишь в том случае, если битуминозные вещества из рассеянного состояния в субкапиллярных порах переходят в свободное состояние в капиллярных и сверхкапиллярных порах коллектора, где их выделения из воды образуют залежи нефти и газа» (стр. 34).

Битумообразование по И. О. Броду является промежуточным процессом на пути к нефтегазообразованию. Для нефтегазообразования, как он справедливо отметил, недостаточно наличия органического вещества, необходимы также условия, позволяющие нефтяным углеводородам выделяться из рассеянных битуминозных веществ.

В 1948—1950 гг. М. И. Варенцов, описывая Венский бассейн как новую нефтеносную провинцию, пришел к выводу, что в тортонское и сарматское время на территории Венского бассейна, представляющего собой обширную депрессию, располагались морские полузамкнутые бассейны с обилием бухт, лиманов и заливов, благоприятных для накопления нефтематеринского органического вещества. В этом отношении Венский бассейн, по справедливому выражению автора, имеет весьма близкое сходство с областями Куринской и Рионской депрессий, где в позднем палеогене (олигоцене)

не) и миоцене также существовали благоприятные условия для накопления осадков, богатых органическим веществом.

Через два года М. И. Варенцов, на основе исследований, проведенных в районах Северного Кавказа, Туркмении, Баку, Восточной Грузии, Венского и Панонского бассейнов, пришел к выводу, что «наряду с органическим веществом морского происхождения, большую роль в качестве исходного материнского материала для нефтегазообразования играют органические остатки, принесенные в морские бассейны с соседних массивов, в частности, с платформенных областей» (стр. 38). По его данным, предгорные прогибы более благоприятны для нефтегазообразования, чем некоторые бассейны межгорных депрессий. В последних органика накапливается в сравнительно меньшем количестве, чем в предгорных прогибах.

В 1948 г. Ш. Ф. Мехтиев и А. С. Байрамов после краткого критического разбора некоторых взглядов о превращении органического вещества в нефть приходят к выводу, что «процесс нефтеобразования в пределах Кавказско-Крымской нефтеносной провинции происходил в течение всего третичного периода...; отчетливо намечаются шесть периодов интенсивного нефтеобразования, соответствующие также ясно выраженным шести фазам — пиринейской, савской, штирийской, аттической, ронской и валахской — складчатости» (стр. 523).

В 1948 г. И. С. Мустафин в статье, посвященной вопросу о генезисе сернистых нефтей, правильно заметил, что подавляющее большинство нефтяных месторождений мира приурочено к морским отложениям; наиболее вероятными биотопами, производившими материнское вещество нефтей, являлись хорошо освещенные поверхностные зоны соленых мелководных лагун открытых и континентальных морей, где происходил сложный процесс комплексного литогенеза.

В 1949 г. В. А. Успенский, Ф. Ф. Инденбом, А. С. Чернышева и А. С. Сенникова, на основе изучения содержаний органического углерода в различных породах, распространенных на Земле, пришли к выводу, что единственной средой, в которой рождаются каустобиолиты, является глинистая фация, т. е. по их данным 98,7% органогенного углерода связаны с глинистыми отложениями, а 0,99% — с песчаниками и только 0,25% — с известняками.

В 1949 г. О. А. Радченко и О. Я. Федорова, после изучения органического вещества из пород палеозоя Кизеловского района, дали интересные заключения о том, что «в отложениях угленосной свиты нижнего карбона, накапливавшихся в обстановке чередования прибрежных и наземных условий, изменение органического вещества происходило в сторону углеобразования, тогда как в морских отложениях других горизонтов этого же разреза оно шло

в сторону нефтеобразования» (цит. из К. Ф. Родионовой, 1967 г., стр. 87).

В 1949 г. В. А. Обручев отметил, что нефть образуется в мелких морях и морских лагунах (заливах) из водорослей и планктона. Далее, процесс нефтеобразования он представляет в следующем виде: отмирая, организмы накапливаются большими массами на дне водоемов, где их перекрывают песок и ил, выносимые реками в море. Подобно тому, как на суше в болотах из мхов, отмерших кустов и упавших деревьев постепенно образуется торф, а позже (когда болото заполняется морем или озером, которые покрывают торф слоями песка и ила) из него получаются пласты каменного угля, так и на дне морей из накоплений морских растений и животных со временем образуется нефть. Ее всегда сопровождают соленая вода, пропитывающая песок и ил, а также газы, выделяющиеся при образовании нефти.

В 1951 г. И. И. Потапов, разбирая вопрос о висячих залежах нефти, отметил следующие семь основных факторов битумообразования, а именно: геотектонические, геохимические, литологические, биохимические, термодинамические, время и пространство (масштаб). По его мнению, процесс нефтеобразования или битумообразования вообще, в природе, естественно, более распространен, чем процесс формирования залежей нефти. Первый процесс может протекать независимо от второго, второй же неотделим от первого.

В 1952 г. С. Г. Саркисян, и Г. А. Шаповалова, после подробного петрографического изучения майкопских и сарматских отложений Грузии, пришли к правильному выводу, что условия осадкообразования в третичное время на территории Восточной Грузии были разнообразны; в одни периоды обстановка не была благоприятной для образования нефтематеринских свит, в другие, наоборот, способствовала образованию нефти, которая мигрировала и скапливалась в песчано-алевритовых породах, залегающих среди нефтематеринских отложений, или аккумулировалась в других свитах. Наибольший интерес представляют в Восточной Грузии майкопская свита, сарматский ярус и ширакская свита (стр. 291—293). К этому списку, по-нашему, надо добавить средний миоцен (в основном чокрак) и акчагыл.

В 1953 г. Б. В. Тимофеев и А. К. Каримов отметили, что в нефтях девонского, каменноугольного и пермского возрастов из районов Второго Баку, а также в нефтях Эмбы (мелового возраста), Северного Кавказа (миоценового возраста) и Камчатки (третичного возраста) обнаружены нерастворимые микроскопические остатки растительных тканей и хорошо сохранившиеся споры.

Авторы подчеркивают, и с этим можно согласиться, что изучение растительных остатков в нефти может оказаться полезным для выяснения генезиса нефти. В этом отношении большой ин-

терес представляют исследования К. Р. Чепикова и А. М. Медведовой (1955, 1970).

В 1953 г. Ш. Ф. Мехтиев и Т. М. Дигурова, в результате изучения битумов в юрских отложениях, в майкопской свите и продуктивной толще Азербайджана, показали «первичность битумов юрских и майкопский слоев и вторичность битумов продуктивной толщи (во всяком случае ее верхнего отдела)».

В 1954 г. А. Я. Кремс полагал, что в пределах Русской платформы в девоне нефтематеринскими породами являлись глинистые отложения, содержащие органическое вещество. Последнее превращается в нефть и выжимается затем в примыкающие к глинистым осадкам пористые породы. По его мнению, осадки бухт, лагун и заливов, характеризующихся застойностью воды, являются особенно благоприятными для накопления и сохранения нефтематеринской органики.

В 1954 г. А. И. Леворсен обосновал следующие положения: 1) органическое вещество является исходным нефтепроизводящим материалом; 2) нефть образуется в химически восстановительной среде; 3) прерывистое распространение нефти в породах различного геологического возраста указывает на то, что ее образование тесно связано с процессами седиментации; 4) известно, что нефтяные углеводороды обнаружены в глинах и илах Мексиканского залива; вероятнее всего, эти углеводороды образуются там и в настоящее время; 5) многие организмы животного и растительного мира синтезируют углеводородные соединения в процессе нормального метаболизма; последовательная концентрация и сохранение этого материала кажутся наиболее вероятным источником нефтяных залежей; 6) наибольшее количество нефти образовалось, по всей вероятности, на стадии диагенеза. Наиболее вероятными факторами, влияющими на процесс преобразования органического вещества, являются: а) бактерии; б) тепло и давление, возможно, при участии органических и неорганических катализаторов; в) радиоактивный распад с облучением органического материала альфа, бета- и гамма-лучами (стр. 392).

В 1954 г. В. Б. Татарский отметил, что образование нефти в лагунных доломитах бухарского яруса (в основном, палеоцен, — М. Д.) не представляет собой исключительного явления. Литература по мировым месторождениям нефти дает много примеров залегания нефти в карбонатных, преимущественно доломитовых лагунных отложениях, часто в условиях, исключающих возможность ее миграции из других осадочных пород.

В 1954 г. П. Смит, в результате изучения современных осадков прибрежных зон Мексиканского залива и дельт рек Миссисипи и Ориноко и других наблюдений, пришел к интересному выводу, что нефть представляет собой природную смесь углеводородов,

образовавшуюся вследствие разложения многих видов морских организмов. Им было сделано открытие чрезвычайной важности: он выделил углеводороды из современных морских осадков и доказал, что эти соединения сходны с углеводородами нефти. Открытие в современных морских осадках углеводородов нефтяного типа Смитом (1954) и Горской (1957 г.) положили начало новому этапу в развитии учения о генезисе нефти.

В 1954 г. Н. Т. Шабарова правильно показала, что химический состав нефти и ее физико-химические свойства доказывают, что она представляет собой не механическую смесь веществ, а сложную смесь для образования которой исходное вещество должно быть органического происхождения.

В результате проведенных ею биохимических исследований морских растений (древних и современных отложений) оказалось, что их органическое вещество состоит в основном из компонентов, растворимых в органических растворителях — липидов (битумов), азотистых веществ белковой природы и углеводов. В современных морских осадках, а также в ископаемых отложениях реакция среды, как правило, слабощелочная рН имеет значение выше 7). Роль азотистых веществ в процессах нефтеобразования может быть сведена к тому, что они предохраняют от окисления органические соединения осадков. По ее утверждению, многочисленные наблюдения приводят к выводу, что образование нефтей и углей шло различными путями.

В 1955—1967 гг. Н. Б. Вассоевич показал, что «наличие органического вещества в нефтематеринских породах и содержание аутигенного сидерита, анкерита и пирита... является обязательным, но недостаточным признаком, поскольку породы могут содержать их, но не быть нефтематеринскими. Нефтематеринские породы должны не только содержать дисперсную нефть (микронепть), но и отдать ее в коллектор. Это последнее свойство определяется, прежде всего, по-видимому, их способностью уплотняться, т. е. значительно уменьшать объем своего порогового пространства» (стр. 414—415).

Он предложил схему нефтегазообразования, показав, в частности, что количество микронепти, накапливающейся в современных осадках, огромно. Так, в осадках Черного моря за миллион лет накапливается 10^{10} тонн микронепти (мировые промышленные запасы нефти оцениваются в $25 \cdot 10^9$ т.).

В 1963 г. Н. Б. Вассоевич указал на возможность образования нефти в континентальных (озёрных) отложениях, одновременно считая реальным возможность образования нефти в пресноводно-озерных отложениях. Далее, критикуя В. В. Вебера в том, что красноцветные неогеновые отложения Цайдамского бас-

сейна первично нефтеносны, Н. Б. Вассоевич показал, что содержание органического вещества во всех породах неогена этого бассейна настолько низкое, что оно не могло обеспечить восстановление закисных форм железа; результаты битуминологических исследований позволяют утверждать, что описываемые отложения нельзя относить к числу нефтепроизводящих. Нефть попала в эти породы из нижележащих, тоже континентальных, но более обогащенных органическими веществами отложений. По этому вопросу большой интерес представляют работы М. И. Варенцова и других авторов по характеристике нефтегазоносности континентально-озерных отложений ряда бассейнов Центральной Азии.

В 1967 г. он показал, что наиболее обоснованной является сапропелевая гипотеза (развитая Г. Потонье, Н. И. Андрусовым, И. М. Губкиным и др.), которая переросла сначала в гипотезу нефтематеринок отложений, а затем — в гипотезу о микро-нефти. Далее он предложил название «органическая теория генезиса нефти» заменить более подходящим, по его мнению, «теория осадочно-миграционного происхождения нефти». Это новое название нам представляется не совсем удачным.

В 1955 г. М. Ф. Мирчинк и А. А. Бакиров пришли к правильному выводу, что в развитии процессов нефтегазообразования в земной коре наблюдается периодичность, тесно связанная с периодичностью осадкообразования, обусловленная направленным развитием тектонических волнообразно-колебательных движений земной коры. Они отмечают: «Если общие геологические условия образования нефти более или менее уже ясны, то отдельные стадии развития этого процесса и геохимические, и биохимические закономерности преобразования органического материала в нефть, а также физико-химические особенности течения этого процесса выяснены далеко еще недостаточно» (стр. 452).

В 1955 г. А. А. Бакиров, разбирая некоторые вопросы состава и генезиса нефти, правильно отметил, что наличие порфиринов в нефти расценивается как прямое доказательство ее происхождения. Однако ряд исследователей допускают возможность вторичного образования порфиринов, не приводя в пользу этого веских аргументов. Он указывает, что в зоне углей и нефтей сохранились почти идентичные комплексы химических элементов, образовавшиеся из исходного органического вещества. Это является одним из доказательств органического происхождения нефти и «не согласуется с магматическим происхождением нефти» (стр. 122).

В 1958 г. Н. А. Кудрявцев, характеризуя современное состояние проблемы происхождения нефти с позиций неорганической гипотезы и основываясь на результатах проведенных в последние годы битуминологических исследований, отметил, что в извер-

женных породах ряда районов земного шара содержатся в том или ином количестве битуминозные вещества, экстрагируемые хлороформом. По его мнению, присутствие «битумов» в этих породах является доказательством их образования неорганическим путем. Этот вывод нельзя считать обоснованным, так как наличие указанных «битумов» во многих случаях связано с близрасположенными осадочными породами.

В 1955 г. П. Н. Кропоткин, выступая против теории органического происхождения нефти, отметил, что поверхностные геологические и геохимические явления обусловлены глубинными процессами, что «из твердого подкоркового субстрата непрерывно поднимаются более легкие и подвижные дифференциаты. Пользуясь как крупными тектоническими швами, так и небольшими зонами повышенной проницаемости, они постепенно накапливаются у земной поверхности и создают легкие наружные геосферы — базальтовую, гранитную, водную и воздушную оболочки. В одних случаях этот процесс идет эффективно, с выбросом огромных масс силикатных расплавов, паров и газов, в других — это мало заметный медленный и непрерывный процесс подъема газовых смесей, не сопровождающийся магматизмом, но ведущий к накоплению в верхних частях нашей планеты таких необходимых для жизни элементов, как углерод и азот. Именно с этим процессом эманационной дифференциации и приходится связывать образование нефти и природного газа» (стр. 120). Эти выводы представляются нам необоснованными.

В 1965 г. М. Ф. Мирчинк утверждал, что нефть образуется из органического вещества, захороненного в рассеянном состоянии в субаквальных осадках, формировавшихся в восстановительных условиях как в геосинклинальных бассейнах, межгорных впадинах, так и в пределах платформ.

В 1956—1966 гг. В. В. Вебер отметил, что для нефтеобразования благоприятными являются фации мелководных областей бассейнов, а на больших глубинах — зоны сероводородного заражения наддонной воды, предохраняющие органическое вещество от окисления.

В. В. Вебер выделил (1966 г.) две группы фаций, благоприятных (если они не затронуты метаморфизмом) для образования нефти, а именно: а) терригенная группа фаций: фации лагун и мелководных морских заливов и переходные фации от лагунных к морским и от морских к фациям паралических бассейнов, фации аванделъта и переходные фации от морских лагунных к дельтовым, мелководноморские неритовые фации (в частности, если они приурочены к полузамкнутым бассейнам), а также более глубоководные морские фации при наличии дефицита кислорода в придонном слое воды; фации внутриконтинентальные, в том чис-

ле пресноводных водоемов; б) карбонатная группа фаций: осадки (кластические и пелитоморфные) фации лагун, морских заливов и неритовой области внутренних и полузамкнутых морей; фации более глубоководных морских бассейнов с застойным режимом. Выделение таких фаций имеет важное значение для познания литолого-экологических условий битумообразующей среды, но не все они (как, например, фации авандельт и др.) являются благоприятными для образования нефти.

В 1956 г. Ш. Ф. Мехтиев в монографии, касающейся вопроса происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана, пишет, что процесс нефтеобразования завершается в самих нефтематеринских породах.

В 1956, 1960 годах В. В. Вебер, А. И. Горская, Е. А. Глебовская и др., в результате исследования углеводородов современных осадков Азовского, Черного и Каспийского морей, а также некоторых других водоемов, показали, что среднее содержание углеводородов здесь близко к 0,01%. Было установлено наличие углеводородов C_{14} , C_{15} , C_{19} и др. В. В. Вебер считает, что уже на стадии формирования современных осадков в сложной смеси углеводородов намечаются черты, характерные для нефтей, а на дальнейших стадиях диагенеза и погружения осадков интенсивно происходит процесс преобразования битумов в нефть.

Как указывает В. В. Вебер, продолжительность четвертичного периода была достаточной для этого процесса, причем образование нефтяных углеводородов приходится преимущественно на стадию диагенеза осадков.

В 1956 г. Л. А. Гуляева на основе геохимического изучения указывала, что зоны, характеризующиеся восстановительной и резко-восстановительной обстановками, сопряженными с повышенным содержанием органического материала, являются наиболее благоприятными для образования нефти.

В 1957 г. А. П. Виноградов отметил, что существует близкое сходство состава подземных йод-бромных вод с иловыми растворами моря. Источниками ванадия в нефтях и происшедших из них битумах являются илы приконтинентальных морей, которые содержат повышенное количество ванадия. А. П. Виноградов придает большое значение ванадию как катализатору, способствующему превращению органического вещества илов в нефть. Это является фактом, заслуживающим внимания и со стороны геологов, интересующихся вопросами генезиса нефти.

В 1957 г. Э. Бирштехер, обобщая материалы по нефтяной микробиологии, правильно подчеркнул, что микроорганизмы играют важную роль в процессе образования нефти из органического вещества.

В 1958 г. Н. А. Еременко отметил, что геологические закономерности в распространении битумов и нефтей в земной коре, химическое сходство аналогичных фракций битумов и нефтей и наблюдавшиеся в них отличия убедительно говорят не только о генетическом родстве битумов и нефтей, но и об образовании последних за счет битумов, возникающих в нефтематеринских породах.

По нашему мнению, это надо считать почти доказанным. Согласно Н. А. Еременко, наиболее благоприятными моментами геологической истории для процессов нефтеобразования являются периоды, промежуточные между фазами тектогенеза; периоды интенсивного проявления тектогенеза, вслед за И. М. Губкиным, следует считать наиболее благоприятными для миграции, формирования, переформирования, а иногда и разрушения залежей нефти и газа.

В 1958 г. Н. П. Туаев предложил так называемую «биопирогенетическую» гипотезу образования нефти, согласно которой магма, поднимаясь по зонам глубинных разломов, воздействует на каустобиолиты и породы, богатые органическим веществом. В зоне магматизации происходит пиролиз органического вещества, а образующиеся при этом углеводороды мигрируют в вышележащие горизонты, где конденсируются и образуют залежи.

В 1958 году М. Е. Альтовский, З. И. Кузнецов и Р. М. Швец высказали предположение, что нефть образуется не в литовых и алевроитовых осадках, а в пластовых водах. Они считают, что основным источником для нефти является наземная органика, которая инфильтрируется вместе с водами в области питания и постепенно уходит в погруженные части водоносных пластов.

В 1959 году А. А. Трофимук подчеркнул, что согласно органической теории, нефть рождается в прибрежных условиях за счет органического вещества, захороненного в осадках — отложениях в восстановительной среде. Процессы нефтеобразования происходили с момента появления жизни на земле и повторялись многократно на протяжении отдельных геологических эпох, что объясняет наличие нефтяных залежей во всех геологических системах от протерозоя до четвертичных осадков.

В 1959 г. К. Крейчи-Граф, после критического обзора гипотез о происхождении нефти, отдает предпочтение теории органического ее происхождения. Далее, соглашаясь с Н. Б. Вассоевичем, он приходит к следующим, по-нашему, вполне обоснованным заключениям: а) органическое вещество превращается в нефть не полностью; б) для образования нефти не обязательно наличие концентрированных скоплений органического вещества, но не исключено участие в этом процессе более или менее чистой мас-

сы органического вещества; в) зрелая нефть не образуется сразу в илах; д) для насыщения ловушек не обязательно удаление всей или почти всей микронепфти из материнских пород.

В 1959 г. К. Б. Аширов полагал, что нефтеобразование происходит в первую очередь в недрах депрессионных областей, в которых развиты нефтепроизводящие битуминозные глинисто-карбонатные породы. Он же подчеркнул (1961 г.), что уголь является залегающим на месте остаточным продуктом преобразования органики, потерявшей жидкие и газообразные компоненты; нефть же и газ — компоненты, мигрировавшие из материнской породы, в которой в основном сохранились малоподвижные остатки. Учитывая многообразие условий образования нефти и газа, Аширов, по-нашему, довольно обоснованно считает, что поскольку в Крымско-Кавказской нефтеносной провинции угленосные осадки юры погружены на большие глубины, то под влиянием глубинного метаморфизма они должны генерировать огромные массы газа (метана). Видимо, этот газ и порождает грязевой вулканизм, корни которого опускаются до среднего мезозоя. На вопрос о связи между вулканизмом и образованием нефти Аширов правильно отвечает: «В конце девона проявился первый этап герцинского тектогенеза, сопровождающегося лавовыми излияниями на окраинах платформы и внутри ее. Вулканизм повлиял на увеличение содержания растворенной углекислоты в водах теплого, мелкого моря, что благоприятствовало развиту фитопланктона. Последовавший затем, по выражению Н. М. Страхова, «взрыв жизни», увеличил объем биомассы планктона в 5—10 раз, что и сказалось на масштабах захоронения органики» (стр. 53).

В 1959 г. С. В. Фокс и Г. Д. Мейер изложили гипотезу образования углерода «на первичной земле». Они, в частности, отметили, что «общая гипотеза представляет термическое образование нефти или протонепфти как процесс, идущий параллельно с превращением аккумулялировавшихся органических соединений в живое вещество или питательные продукты для него. Образование нефти идет за счет соединений углерода, которые не могут участвовать в жизненных процессах, вследствие далеко зашедшего разложения» (стр. 20). Все эти предположения по-нашему мнению, весьма гипотетичны.

В 1959 г. В. К. Гассоу (1960 г.) отрицает возможность того, что нефть в природе может образоваться из угля, несмотря на то, что в лабораторных условиях нефть и газ можно получить из угля. Скорость аккумуляции нефти по Гассоу намного ниже, чем современные темпы истощения ее запасов.

В 1960 г. А. А. Ализаде, на основе анализа геологических, палеогеографических и геохимических данных по нефтеносным

районам Азербайджана, пришел, по нашему мнению, к вполне обоснованному выводу, что нефтематеринскими являются не однородные глинистые образования (плиоцена), а комплекс чередующихся глинистых и песчано-алевритовых пород.

В 1960 г. К. Ф. Родионова приходит к следующим выводам: 1) основным исходным органическим материалом для образования нефти могли послужить отмершие остатки планктонных организмов и бактерий; 2) наиболее благоприятными условиями для процессов битумообразования являются восстановительные условия, близкие к сидерито-сульфидной и сульфидной геохимическим фациям, 3) в соответствии с этим к нефтематеринским породам следует отнести морские и прибрежно-морские, глинистые и карбонатно-глинистые, а также локально и алеврито-глинистые породы, сформировавшиеся в восстановительных условиях, с содержанием органического вещества несколько выше кларкового. Эти положения, с нашей точки зрения, не вызывают возражений.

В 1960 г. А. С. Гончаренко высказал мысль, что в Сунженском районе Северного Кавказа вместе с атмосферной водой в песчаные пласты поступает органическое вещество, которое при большом давлении (500 атм) и повышенной температуре (150°) в определенной минеральной среде в течение определенного времени, а также в результате биохимических процессов преобразуется в углеводороды (нефть и газ). Образующийся в подземном резервуаре сероводород действует как консервирующий фактор, в результате чего происходит накопление огромного количества органического вещества, из которого в дальнейшем происходит образование нефти.

В 1960—1966 гг. Ш. Ф. Мехтиев отметил, что под нефтематеринскими свитами следует понимать комплекс отложений, содержащих в разрезе нефтематеринские породы, т. е. породы, в которых происходило накопление исходного органического вещества с последующей переработкой его в нефть. Этот исследователь в 1966 г. выдвинул гипотезу «глубинно-биогенного» происхождения нефти, согласно которой углеводороды и кероген могут быть растворены и вынесены из пород сжатыми газами и увлечены в верхние части земной коры. По его мнению, все типы осадочных пород, независимо от китологии, условий образования, среды осадконакопления, оказавшись погруженными на большие глубины и подвергнутыми воздействию сжатых газов, могут, конечно, при условии, если они содержат органическое вещество, генерировать углеводороды, за счет которых и образуются залежи нефти и газа.

В 1960 г. Х. Якоб, разбирая вопрос о связи угля с нефтью, приходит к правильному выводу, что главным генетическим раз-

личием углей и битумов является то, что угли в основном континентального, а битумы мелководно-морского происхождения. Если угли образовались в основном из наземной растительности, богатой целлюлозой и лигнином, то битумы — главным образом за счет планктона, богатого белком.

В 1960 г. Д. В. Жабров утверждал, что в терригенных сингенетично-нефтеносных свитах все породы, слагающие их, являются нефтепродуцирующими, в основном из-за того, что все они обогащены рассеянным органическим веществом и «битумогеннами», а в карбонатных трещиноватых свитах, по его мнению, нефтепродуцирующими являются их глинистые и мергелистые прослои.

В 1961 г. В. Е. Хаин утверждал, что присутствие песков так или иначе является обязательным для нефтеобразования. В редких случаях его может заменить лишь появление брекчий вдоль зон разрывов (например, в Кинзебулатове в Башкирии, на некоторых месторождениях Калифорнии) или других пористых пород (например, известняков и доломитов). Возможно, что нефтеобразование может протекать лишь на контакте глин с песками (или другой пористой средой).

В 1961 г. У. Г. Мейнштейн подчеркивает, что сравнение строения многих индивидуальных углеводородов из осадков и нефтей указывает на один и тот же источник — органическое вещество растительно-животного происхождения. Первичными источниками нефти являются, по всей вероятности, растительные или животные липиды. Далее он отметил, что бактерии являются также источником углеводородов, а работа бактерий, по-видимому, играет существенную роль в превращении промежуточных типов соединений органического вещества в нефтяные углеводороды.

В 1961 г. А. Б. Рухин вполне обоснованно полагал, что наиболее благоприятными для нефтеобразования являются глинистые отложения, что формации, образовавшиеся в субаквальных условиях, можно рассматривать как нефтематеринские. В определенных комплексах осадочных пород нефть возникает чаще, чем в других и такие комплексы, по Рухину, следует называть нефтематеринскими формациями.

В 1961 г. Н. А. Минский и М. Н. Саидов сообщили о наличии битуминозных веществ в изверженных породах Восточной Гоби. Авторы доказывают, что битумы присутствуют в миндалевых базальтах лишь в тех случаях, когда интрузивные породы соприкасаются с осадочными. В тех случаях, когда базальты секут метаморфизованные породы палеозоя или прорывают небитуминозные осадочные породы, битум не обнаружен.

Анализируя вопросы генезиса этих нефтепроявлений, авторы приходят к правильному выводу, что нельзя считать состоятель-

ным главное положение гипотезы неорганического происхождения нефти о том, что составные части нефти поступают из «глубинных магматических очагов» в результате вертикальной миграции.

В 1961 г. У. Э. Хансон подчеркивает, что природная нефть в самых верхних зонах современных осадков не образуется; материнскими веществами нефти являются в первую очередь жиры и протеины (с составляющими их аминокислотами), а отчасти и углеводы.

В 1961 г. Дж. П. Форсман и Д. М. Хант указали на определенную связь керогена (нерастворимой части сапропелевого органического вещества) с нефтью и высказали в основном правильное положение о шести возможных формах связи керогена с нефтью.

В 1961 г. В. С. Бочкарев выступил против известной пиробиогенной гипотезы Н. П. Туаева и отметил, что угленосные толщи в зонах значительного погружения могут стать нефтепроизводящими. В качестве примера он приводит ерофеевскую свиту (Челябинская впадина), обогащенную органическим веществом (содержание Сорг до 7%).

В 1962 г. Р. Ф. Геккер отметил, что Ферганский залив всегда был биологически высокопродуктивным. Но для накопления в нем исходного органического вещества нефти были особенно благоприятны те отрезки времени, когда опреснение было сильнее выражено. Преобразование органического вещества в нефть происходило в центральных участках Ферганского залива в зоне накопления тонкозернистых доломитовых и глинисто-доломитовых илов, из которых углеводороды затем мигрировали в смежные пористые известковые слои — детритусовые, ракушечные, оолитовые и др. Таким образом, он правильно отметил, что связь основных залежей ферганской палеогеновой нефти с карбонатными осадками и с указанными своеобразными обстановками жизни и осадконакопления в Ферганском заливе является очевидной. Эта связь не могла быть случайной и выявить ее ему удалось главным образом путем экологического анализа фауны.

В 1962 г. В. А. Кротова, после краткого обзора гипотез о происхождении нефти, правильно подчеркнула, что наиболее обоснованной представляется концепция об образовании нефти из рассеянного органического вещества. Она выявила, что кроме органического вещества, свойственного морской обстановке, в нефтематеринских свитах присутствует гумусовое, характерное для континентального осадконакопления. Эти данные показывают, что источниками накопления органического материала является не только морская обстановка, но и прилегающие участки суши, откуда органические вещества сносятся речными водами.

В 1963 г. Н. И. Марковский правильно отметил, что в прибрежных частях морских бассейнов существуют весьма благоприятные условия для интенсивного развития органического мира — простейших водорослей и микроорганизмов, составляющих главную массу планктона, а также бактерий и подчеркнул, что в нефтеобразовании значительную роль играет также и подводная растительность.

В 1964 г. И. А. Юркевич указал на возможность образования нефти в песках за счет аллотигенного органического материала.

В 1964 г. Л. А. Гуляева, Е. С. Иткина, Т. Н. Гамаюнова и др., в результате изучения геохимии мезозойских пород Западного Узбекистана, пришли к правильному выводу, что в карбонатной толще юры интенсивно проходили процессы нефтегазообразования.

В 1964 г. С. Г. Неручев правильно отметил, что количественная связь между органическим веществом и запасами нефти зависит не только от количества органического вещества, но и от величины коэффициента нефтеотдачи материнских пород. Он привел новые фактические данные об изменении состава автохтонных битумоидов нефтепроизводящих отложений, вследствие частичной потери ими микронепти, что подтверждает существование нефтепроизводящих отложений.

В 1964 г. Д. В. Жабрев пришел к правильному выводу, что в третичном комплексе Азербайджанской нефтеносной провинции нефтепродуцирующие толщи имеются в майкопской свите, в чокракско-спириалисовых отложениях Центрального и Южного Кобыстана, а также Прикаспийской низменности, в караганском горизонте Прикаспийской низменности, в отдельных свитах продуктивной толщи восточной части Апшеронского полуострова, юго-восточной части Прикуринского района, на островах Бакинского архипелага и Южном Кобыстане, в апшероно-акчагыльских отложениях юга Прикуринского района. Сингенетично-нефтеносные свиты, как правило, сложены породами, формировавшимися в восстановительных и щелочных условиях.

В 1965 г. Н. И. Марковский полагал, что уголь и нефть близки не только по своему происхождению и составу, но и по направленности процессов преобразования органических остатков. По его данным, процессы угле- и нефтеобразования происходят не в одинаковых условиях. Начальная стадия углеобразования происходит в субаэральной среде, а для образования нефти необходима субаквальная обстановка.

В 1965 г. Дж. Т. Филиппи, на примере калифорнийских месторождений нефти и газа, приходит к заключению, что в бассейнах Лос-Анжелоса и Вентура основная масса нефти образуется

на глубинах с температурой выше 115°C , что нефть образуется из осадочного органического вещества в основном путем термических процессов. Автор отмечает, что значительное количество нефти образуется только в том случае, если термическое воздействие на нефтематеринские осадки было достаточно интенсивным при соответствующем характере и количестве исходного органического вещества¹¹.

В 1965 г. А. М. Габрильян пришел к заключению, что промышленные скопления нефти и газа в мезокайнозойских отложениях восточной части Средней Азии формировались в результате внутриформационной миграции, а не вследствие вертикальной миграции из пород палеозойского фундамента. Автор вполне обоснованно отмечает, что существует определенная периодичность эпох нефтегазообразования; подобные циклы, несомненно, имелись и в палеозойскую эру, однако последующие процессы метаморфизма палеозойских пород могли разрушить имевшиеся там скопления нефти и газа.

В 1965 г. В. Ф. Раабен отметил, что основная (а может быть и вся) масса нефти и газа, обнаруженная в каменноугольных и пермских отложениях Урало-Поволжья является вторичной, пришедшей из нижележащих отложений (девонских и, вероятно, бавлинских нефтегазоносных свит), погруженных на определенную глубину. Раабен справедливо полагает, что внедрение магматических пород в девонские и додевонские отложения обусловило повышение температуры, благоприятно сказавшееся на нефтегазообразовании.

В 1965 г. М. Ф. Двали и М. Д. Белонии исходя из представлений о непрерывности процессов нефтеобразования и нефтенакпления, всю толщу осадочных образований на платформах до кристаллического фундамента и в складчатых областях до зоны региональных метаморфизованных пород, считают перспективной для поисков залежей нефти и газа. Нижнюю границу возможного распространения залежей нефти и газа предполагается устанавливать с помощью ряда критериев, в частности углеродного коэффициента. Они отмечают, что на больших глубинах есть все основания ожидать благоприятные условия для сохранения нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей. Исходя из биогенного происхождения нефти, эти авторы доказывают перспективность глубоких зон земной коры, что не вызывает сомнений.

В 1965 году Э. Б. Чекалюк отметил, что неорганический синтез метана происходит в верхней мантии. В мантии на разных глубинах могут сохраняться нефти всех составов, встречаю-

¹¹ Цит. по неопубликованному русскому переводу, выполненному Г. В. Семерниковой под ред. Н. Б. Вассоевича.

щихся в осадочных комплексах пород, со значительной примесью непредельных углеводородов, которые в условиях осадочного слоя переходят, видимо, в предельные и циклические соединения. В условиях мантии синтез углеводородов возможен при наличии воды и графита.

К сожалению, указанные выводы носят чисто умозрительный характер, лишены необходимых геологических обоснований.

В 1965 г. К. Зобелл отметил, что групповой состав нефтей, битуминозных компонентов органического вещества пород и организмов в общих чертах одинаков, но в деталях различается; оптическая активность нефтей и наличие азотосодержащих компонентов рассматриваются как признаки ее органического происхождения, а наличие таких неустойчивых соединений, как порфирины, свидетельствует о низкотемпературном процессе образования нефти. Далее он заключает, что большую роль в образовании нефти играют неорганические катализаторы и возрастающее с глубиной давление. Критическое давление нефтеобразования не превышает 1000 атм. Основную роль в нефтеобразовании играют анаэробные бактерии и их ферменты, которые способны образовать предельные и непредельные углеводороды из углекислого газа и водорода. Радиоактивность оказывает сильное воздействие на полимеризацию углеводородов.

Эти высказывания автора представляют большой интерес, но суждения автора о неорганическом синтезе нефти являются необоснованными.

В 1965 г. Муррау Гравер делает вывод, что основным источником нефти и газа в бедных органическими остатками докембрийских породах являются простейшие организмы. Автор подчеркивает, что в протерозое существовали как бесскелетные, так и скелетные организмы, за счет которых при благоприятных условиях могла образоваться нефть. Аналогичные представления изложены в ряде работ А. Г. Вологодина (1965—1970 гг.).

В 1965 г. Ф. Е. Веллингс отметил, что для выяснения генезиса нефти следует классифицировать нефтематеринские породы и количественно оценить их роль в создании месторождений нефти, применять карты изопакит, фаций, провести седиментологические, палеонтологические и петрографические исследования осадков современных дельт, где образуются небольшие количества углеводородов.

В 1966 г. А. А. Геодакян подчеркнул, что Южно-Каспийская область прогибания является уникальным бассейном для изучения условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Здесь огромная мощность осадочных пород мезо-кайнозойского возраста от 10 до 24 км (по данным геофизики) является благоприятным условием для процесса нефтегазообразования, которое ускоряется с повышением температуры и давления.

В 1966 г. А. И. Богомолов и В. К. Шиманский, в результате изучения индивидуального состава бензинов, пришли к заключению, что источником легких метановых углеводородов нефти являются липидные компоненты живого вещества.

В 1966 г. А. И. Горская и Е. А. Глебовская проходят к выводу, что факт повышенного содержания битума в органическом веществе океанских взвесей дает право рассматривать планктонные организмы в качестве одного из источников исходного материала для образования нефти, что является дополнительным фактическим материалом в пользу органического происхождения нефти.

В 1966 г. С. Р. Крайнов, Г. А. Голева, Л. В. Славянова, В. М. Швец отметили, что подземные воды и нефть тесно связаны между собой. Содержащиеся в подземных водах органические вещества, по мнению авторов, являются исходными продуктами для образования нефти и газа. Чтобы представить себе значение органических веществ в подземных водах, достаточно отметить, что их содержание в пятикилометровой зоне стратисферы (50 млн. км³) составляет не менее 10^{13} т (примерно $0,5-10^{12}$ т Сорг). Эти величины сравнимы с содержанием углерода в разведанных мировых запасах нефти.

В 1966 г. Г. И. Горин, на примере Терско-Сунженской нефтегазоносной области, пришел к правильному выводу, что низкое содержание и даже отсутствие в известняковой толще верхнего мела битумондов не является указанием на отсутствие в них процессов нефтеобразования. Скорее всего это свидетельствует о том, что карбонатные породы легче (и почти полностью) отдавали образовавшиеся в них углеводороды, чем глинистые породы, которые обладают большой адсорбционной способностью из-за своего очень пестрого минерально-петрографического состава.

В 1966 году Д. С. Халтурин отметил, что в распределении нефтегазоносности наблюдается цикличность, выражающаяся в приуроченности нефти и газа к определенным частям стратиграфического разреза, отвечающим преимущественно началу трансгрессии. Ведущее место в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении принадлежит терригенным комплексам и породам, образование которых характерно для фронтальных зон трансгрессий и, в частности, для внешних их частей.

В 1966 г. А. Г. Вологдин писал, что нефть возникла и возникает за счет преобразования вещества организмов (в основном, водорослей), заключенного в тот или иной момент геологической истории земли в илистых, глинистых или карбонатных породах. При исследовании органических остатков отложений верхнего докембрия на Востоке СССР, в которых часто присутствуют остатки

сине-зеленых водорослей, ему удалось произвести подсчеты скоростей накопления органического вещества, составляющие от 0,2 до 1,5 мм за сезон вегетации в условиях бассейна платформенного типа и до 4,5 мм в бассейне геосинклинали. «Условно на 1 км² площади за 1 млн. лет накапливалось органических веществ до 1 км мощности. Органическая жизнь, возникшая более 3-х млрд. лет тому назад, уже в виде водорослевых и бактериальных сообществ отдавала, с самых ранних моментов ее развития, некоторые углеродные соединения и в водную среду, и в состав осадков. Таким образом, углеводородные соединения, в частности газообразные, жидкие и твердые битумы, в земной коре оказываются ее неотъемлемой частью, как и сама жизнь. Поэтому причины скопления нефти и газа в виде месторождений в осадочных толщах и их происхождение оказываются вполне познаваемы. Процессы погружения земной коры, в ходе ее формирования, приводили иногда к многократным перемещениям подвижных форм битумов, с концентрацией в соответствующих местах и условиях, и к новым перемещениям совместно с вновь образованными массами. Именно этим объясняется многообразие типов месторождений нефти и газа, а также их различный геологический возраст» (стр. 34—36).

В 1965—1966 г. В. А. Соколов довольно подробно обосновывает свою прежнюю точку зрения на то, что любая порода, содержащая органическое вещество, при благоприятных условиях может быть в той или иной степени нефтепроизводящей, и приводит общую схему геохимической зональности и хода процессов образования нефти и углеводородных газов. Как наглядно видно из этой схемы, верхние слои осадочных отложений относятся к биохимической зоне, где происходит образование только исходного для нефти органического материала. «Образование нефти и газа рассматривается как термokatалитический процесс, в котором значительную роль играет гидрогенизация и который происходит в более глубокой зоне, располагавшейся на глубине от 1 до 6 км. Ниже находится газовая зона, основным компонентом которой является метан. Границы зон могут изменяться в ту или иную сторону в зависимости от геотермического градиента и других условий» (Н. Б. Вассоевич, 1966 г., стр. 59).

В 1966 г. А. А. Ализаде, Г. А. Ахмедов и П. А. Шойхет приходят к интересному выводу, что одним из решающих факторов направленности и глубины превращения исходного органического материала является окислительно-восстановительный режим. В восстановительных условиях преобразование органического вещества в сторону нефти протекает в равной мере и в глинистых, и в песчано-алевроитовых осадках. Прослои алевроитов в определенных разрезах отложений отличаются даже несколько повышенной восстановленностью битумов в сравнении со смежными пластами глин. Более того, там где разрез выражен только глинистыми от-

ложениями (напр., по скв. № 8 в районе острова Обливного), преобразование органического вещества, несмотря на накопление битумов, протекает, возможно, по-иному — не нефтяному пути (стр. 26).

В 1966 г. В. Шиманек правильно показал, что в Венском бассейне нефть генетически связана с тортонскими и сарматскими отложениями, а месторождения нефти в слоях Карпатской свиты и нижнем бурдигале генетически связаны с миграцией из молодых неогеновых слоев и подстилающего флиша.

В 1966 г. А. И. Кравцов отметил, что в анаэробных условиях углеводородные соединения могут сохраняться в осадках и служить, таким образом, материалом для битумо- и нефтенакопления. Однако количественное содержание углеводородов в организмах ничтожно мало. По его мнению (с чем трудно согласиться), сопоставление количества нефти в виде залежей с количеством живой органики, необходимой для образования нефти, показывает, что вряд ли с этим процессом связаны скопления огромных залежей нефти.

В 1967 г. Г. И. Теодорович и Г. И. Багдасарова показали, что «угленосные отложения на определенном этапе катагенеза, соответствующем стадии блестящих бурых и длиннопламенных углей, приобретают свойства нефтепроизводящих. При более интенсивном погружении (Предуральский краевой прогиб) и при катагенезе, соответствующем газовым углям, угленосная толща становится нефтегазопроизводящей» (стр. 43—46).

В 1967 г. Р. Г. Панкина и С. П. Максимов, в результате изучения изотопного состава серы и водорода нефтей, залегающих в разновозрастных отложениях лагунного типа (осинский горизонт среднего кембрия Восточной Сибири, верхний девон Припятской впадины, кунгурский ярус нижней перми Среднего Поволжья), пришли к выводу, что образование нефтей может происходить не только в морских бассейнах с нормальной соленостью, сохраняющих связь с океаном, но и в изолированных, усыхающих водоемах с повышенной концентрацией солей (стр. 31).

В 1967 г. Н. В. Логвиненко попытался сформулировать господствующее в настоящее время представление о генезисе нефти: «Исходным веществом для нефти является органическое вещество. Из планктона путем перегонки можно получить все углеводороды, входящие в состав нефти. Биомасса планктона велика и, естественно, может дать начало значительным скоплениям нефти. По абсолютной биомассе на первом месте стоит фитопланктон — микроскопические водоросли, развивающиеся в поверхностной толще морских и океанских вод в массовых количествах. На втором — зоопланктон; на третьем — все остальные организмы: нектон, бентос (макро и микро), морские водоросли, растительный и животный детрит, приносимый с суши.

«Организмы, отмирая, падают на дно и захороняются в морских илах. Морские илы, содержащие органическое вещество, перекрываются следующей порцией осадков. Начинается разложение органического вещества при обязательном участии бактерий. На разложение органического вещества расходуется весь кислород, создается восстановительная обстановка, в результате этого процесса, в значительной мере органического — бактериального разложения, образуются мельчайшие капельки и пленки углеводородов. Илистые осадки, содержащие органическое вещество и первичные углеводороды, перекрываются новыми толщами, претерпевают диагенетические изменения и уходят из зоны осадкообразования в стратосферу. В период диагенеза продолжается образование нефти, бактериальная деятельность постепенно затухает, но в отличие от образования углей, отжима воды здесь не происходит. В условиях повышенной температуры (до 200°C) и давления (до 1000—2000 атм) происходит усложнение молекул углеводородов (полимеризация) и постепенный отжим капелек и пленок нефти из нефтепроизводящих глинистых пород в коллекторы нефти» (стр. 203—204).

В 1967 г. А. А. Никифорович, разбирая вопросы фотосинтеза в прошлые геологические эпохи, пришел к интересному заключению, что в архее и раннем протерозе атмосфера Земли характеризовалась относительно высоким содержанием CO_2 и низким — O_2 . Начиная с позднего протерозоя и раннего палеозоя в эпохи с теплым и влажным климатом наблюдалось пышное развитие автотрофных фотосинтезирующих растений при резком преобладании процессов новообразования органических веществ над их распадом. В эти периоды громадное количество углерода в процессе фотосинтеза перешло из углекислоты в состав органических веществ, образовавших громадные залежи горючих ископаемых.

В 1968 г. В. Г. Васильев, В. В. Ковальский и Н. В. Черский, после описания нефтегазопроявлений в пределах трубок Якутской алмазоносной провинции, пришли к выводу, что «рассмотренный фактический материал о нефтегазопроявлениях на территории Якутской алмазоносной провинции не дает никаких фактов, свидетельствующих об их магматической природе, и убедительно подкрепляет вывод об образовании углеводородов, обычно представленных всеми гомологами метанового ряда, в осадочной толще богатого органикой нижнего палеозоя» (стр. 216).

Обобщая изложенные выше данные о генезисе нефти и газа, можно полностью согласиться с В. А. Соколовым, который в 1964 году писал: «Происхождение нефти и газа и образование их залежей является очень сложной проблемой, в которой переплетаются вопросы геологии, химии, физики, геохимии и биологии. Сложность проблемы усугубляется еще тем, что все процессы образования нефти и газа и их залежей происходят в течение длительного

геологического времени и связаны с историей геологического развития толщ осадочных пород. Поэтому многое здесь остается еще неясным и спорным. Разработка проблемы происхождения нефти и газа и образования их залежей требует комплексного изучения тесно переплетающихся химических, геологических, физических и других процессов нефтеобразования и формирования нефтегазовых залежей» (стр. 6).

Мы считаем, что нет другой крупной проблемы, если не считать проблему происхождения жизни на Земле, для объяснения которой привлекались бы столь многочисленные гипотезы, как в отношении происхождения нефти и газа. Все эти гипотезы делятся на две большие группы. Сторонники биогенного происхождения нефти убедительно доказывают, что это вещество образовалось в осадочных породах Земли в результате преобразования органических материалов, а другие утверждают, что нефть образовалась абиогенным путем, что источники ее таятся в недрах глубоких зон земной коры или мантии.

В настоящее время довольно широко распространена гипотеза о нефтепроизводящих или нефтематеринских свитах. Эта гипотеза утверждает, что нефть и сопутствующие ей горючие газы образовались в глинистых толщах, содержащих органические вещества.

Вначале в качестве нефтематеринских пород были приняты юрские сланцы, потом черные глины майкопа, затем к их числу прибавили сарматские слои, гельветский шилр, силурийские отложения, мергели эоцена и континентальные отложения, а местами даже и известняки. Таким образом, число нефтематеринских пород и свит многочисленно. Так и должно быть, ибо нефтеобразующий процесс является циклическим как во времени, так и в пространстве; а что касается вопроса о происхождении нефти, он продолжает оставаться дискуссионным.

Нефть не является живым существом в таком понимании как это понимают биологи, но как нам кажется, совершенно правильным является мнение академика С. И. Миронова (1960 г.), который говорил: «Нефть — это кладовая органических соединений» и выяснить сущность ее генезиса мы сможем только с установлением закономерностей эволюционного развития органического мира, только лишь базируясь на принципах диалектического материализма. Именно базируясь на этих принципах и на ряде материалов комплексного изучения горных пород и условиях их седиментации, мы можем приблизиться к правильному решению сложного вопроса происхождения нефти и газа. Если в этом деле использовать также основные принципы дарвинизма, которые легли в основу современного естествознания, мы сумеем еще более правильно решить эту проблему.

Общеизвестно, что такие основные принципы дарвинизма как: 1) изменчивость видов растений и животных; 2) наследственность; 3) насыщенность породы живыми организмами (что вызывает борьбу за существование и естественный отбор) и др. дают ключи для решения больших проблем нашей планеты.

Применение этих принципов несомненно даст наиболее верное объяснение происхождения каустобиолитов. Попытка применения этих принципов в деле выявления причин образования каустобиолитов была впервые сделана в 1943 г. академиком Л. Ш. Давиташвили в специальной монографии «Дарвинизм и проблема накопления горючих ископаемых».

В этой монографии сказано: «Попытка выяснения генезиса каустобиолитов без учета закономерностей исторического развития организмов соответствующих биотипов не приведет исследователей к обоснованным результатам» (стр. 10); это мнение подтверждается многочисленными примерами.

Нефть является весьма чувствительной (к температуре, давлению и вообще к внешней среде) органической массой. Эта масса, состоящая в основном из углерода и водорода, благодаря своей сильной чувствительности, легко меняет свой вид под действием температуры и давления.

Общеизвестно, что при изменении температуры и давления нефть меняет не только свое агрегатно-физическое состояние (газ $\updownarrow$ жидкость $\rightleftharpoons$ твердое тело), но и свой химический состав. Именно поэтому встречается в природе нефть разного удельного веса, несмотря на то, что часто она расположена в геологически одно-возрастных и литологически сходных друг с другом породах. Эту первоначальную нефть грубо можно сравнить (сопоставить) с теми организмами, которые зародились в море в истоках происхождения жизни, несколько миллионов лет тому назад, и лишь потом, в результате эволюции и соответствующих изменений, образовали те многочисленные разновидности, которые имеются ныне на Земле.

Существующие до настоящего времени две основанные теории о происхождении нефти, биогенная и абиогенная, объединяют многочисленные гипотезы, попытку группировки и систематизации которых производили многие исследователи. Из всех этих гипотез ныне большинством геологов и химиков принята теория, которая предполагает происхождение нефти из органических веществ. В последнее время вновь возродилась гипотеза глубинного неорганического происхождения нефти. Но надо сказать, что она не имеет сколько-нибудь убедительных доводов.

В результате разбора и сравнения всех существующих до настоящего времени гипотез о происхождении нефти мы пришли к выводу, что нефть и газ произошли в подавляющем большинстве случаев в результате преобразования органических веществ.

Наилучшим подтверждением этого являются в основном два факта: первый — нефть действительно является продуктом сложного комплекса органических соединений, что также подтверждается химическими анализами, а второй — известные доныне значительные залежи нефти встречаются лишь в горных породах осадочного происхождения, и нигде не обнаружены более или менее крупные залежи в магматических породах.

Органическая теория происхождения нефти, наиболее полно изложенная в известных работах И. М. Губкина, Г. П. Михайловского, А. Д. Архангельского и других ученых в последние годы получила дополнительное развитие в следующих направлениях.

Первое — нефть образуется и ныне, в современных отложениях, во время диагенеза в результате фотосинтеза растениями углерода и биохимической переработки органической массы (В. В. Вебер, П. Смит, В. Успенский и др.).

Второе — нефть образовалась и в ней происходят изменения в результате термokatалитических процессов (В. Соколов, А. Добрянский, А. Карцев, П. Андреев и др.).

Третье — нефть образовалась в результате последующего изменения «микронепти» на ранних стадиях катагенеза, как доказывают Н. Б. Вассоевич и другие исследователи.

Четвертое — нефть образовалась из органических веществ, содержащихся в подземных водах (Б. Брюдере, М. Альтовский, З. Кузнецов, Е. Быков, В. Швец и др.).

В 1964 г. В. А. Соколов для наглядности объяснения происхождения углеводорода весь разрез земной коры расчленил на пять геохимических зон, краткая характеристика которых приводится по его данным ниже.

I. На глубине 0—50 м. Биохимическая зона. В процессе биохимических действий происходит преобразование органических остатков. Образуются относительно устойчивые и плохо растворимые в воде органические соединения, являющиеся исходным материалом для нефти и углеводородного газа. Образуется биохимический метан, а также CO_2 , H_2 , H_2S и NH_3 .

II. На глубине 50—1 000 м. Переходная. В результате некоторых биохимических процессов происходит образование метана — окисление и другие изменения органических веществ. Образуются CH_4 , углеводороды $\text{C}_{13}\text{H}_{30}$ и выше, а в нижней части — следы других углеводородов.

III. Глубина 1000—6000 м. Гидрогенизационно-термокatalитическая зона. В верхней части зоны — от 1 до 2 км, в результате термокatalитических и гидрогенизационных процессов медленно идет образование нефтяных углеводородов. В зоне еще продолжают биохимические процессы, а ниже они прекращаются. В нижней части зоны, с глубины 2 км по мере углубления скорость

термокаталитических и гидрогенизационных процессов образования углеводородов увеличивается. В зоне образуется весь комплекс углеводородных компонентов нефти и углеводородного газа.

IV. 6000 м и глубже. Газо-метановая зона. Происходит «превращение органического вещества и углеводородов преимущественно в метан и углерод (графит). Образуется CH_4 с примесью в незначительном количестве других углеводородов.

V. 12 000 — 13 000 м и глубже. Зона водяного газа. Глубже 12—13 км вода переходит в газообразное состояние; породы заполнены газообразной смесью воды и других компонентов. Образуется CH_4 , CO_2 , H_2 , CO , H_2O и др.

Вышеприведенная схема геохимической зональности и общий ход процессов образования нефти и углеводородного газа нуждаются в дополнительном обосновании.

На основе позиции биогенного происхождения нефти определенное внимание надо уделить тем путям эволюционного развития, которые предшествуют и сопутствуют также длительному процессу литогенеза, синтезу накопления и последующего превращения органической массы, в их связи друг с другом. В этой взаимосвязи процессов происходят непрерывные изменения пород, богатых рассеянными органическими массами и заключенных в них биомасс, в связи с соответствующими физико-химическими процессами в среде с повышенными температурой и давлением. И это вызывает выдавливание из пород своеобразных «конденсатов», которые через поры распространяются в соседние слои горных пород и двигаются в горных породах до тех пор, пока не встретят подходящие благоприятные геологические условия (например, структуру пластов-антиклиналей и др.), где происходит их скопление и образование залежей нефти. Происхождение газа в большинстве случаев предшествует образованию нефти, а частично газ образуется также после появления залежей нефти.

В 1971 году на Московском нефтяном международном конгрессе А. А. Али заде, А. А. Бакиров, В. В. Вебер, Н. Б. Васосевич и другие советские ученые изложили основные положения теории образования нефти и газа и их аккумуляции в свете новейших исследований в следующих выводах.

«Органическое вещество современных и древних осадочных отложений является исходным материалом для нефти и газа. В верхней зоне отложений в преобразовании органического вещества основную роль играют биохимические процессы. По мере погружения осадочных пород они сменяются термокаталитическими и термическими процессами образования нефти и газа. Все основные компоненты органического вещества — липидная фракция, включая ее углеводородную часть, а также гуминовые вещества и углистый остаток (кероген) — играют существенную роль в образовании углеводородов нефти и газа. Экспериментальные исследо-

вания подтвердили, что термokatалитические и термические превращения липидной фракции приводят к образованию всех характерных для нефти индивидуальных углеводов бензиновых и керосиновых фракций природных нефтей. Различия в условиях нефтегазообразования (состав и содержание органического вещества, свойства пород, температура, давление) приводят к зональности и цикличности этого процесса. Латеральная и вертикальная миграция, дифференциация и аккумуляция нефти и газа обуславливают особенности распределения их залежей в толщах осадочных пород» (стр. 71).

На указанном конгрессе (1971 г.) Б. Тисо и Р. Пеле представили интересный доклад о механизме и миграции нефти. После приведения ряда примеров по нефтегазоносным залежам, авторы изложили следующие выводы: «Математическая модель представляет способ использования теоретических результатов и позволяет давать количественную оценку образующейся нефти. Это единственная возможность четкого суммирования химических и геологических данных (в частности, тектонической истории бассейна). Новый шаг будет сделан, когда появится возможность дополнить эту модель явлениями миграции. Для этого необходимо достигнуть успехов и в этой области знаний» (стр. 96).

Суммируя вышеизложенное и принимая во внимание личные наблюдения по нефтегазоносным районам Грузии, можно отметить, что вслед за большинством геологов и химиков следует считать доказанной теорию органического происхождения нефти. Это еще более подтвердилось в 1959 году на Московском всесоюзном совещании по проблеме происхождения нефти, на котором, после подробного анализа материалов, представленных на обсуждение, было принято следующее решение: «На совещании обсуждались два направления во взглядах на происхождение нефти и природного газа: органическое и неорганическое. Первое лежит в основе взглядов абсолютного большинства участников совещания. Степень разработанности теоретических положений и степень убедительности геолого-химических данных в настоящее время несравнимы у сторонников органического и неорганического происхождения нефти. Органическое происхождение нефти в настоящее время представляет собой рабочую гипотезу для объяснения выявленных закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений и является научной основой для практики поисково-разведочных работ» (стр. 5—6).

Как отмечалось выше, совершенно справедливым представляется вывод ученых о том, что нефть — настоящая кладовая органических веществ. Это, означает, что для решения вопроса генезиса нефти большого внимания заслуживают палеобиологические материалы. Исходя из этого, мы считаем, что гипотезу органического генезиса нефти, безусловно, надо считать более обоснованной, чем все другие.

При решении вопроса о генезисе нефти в кайнозойских отложениях Грузии автор руководствовался основными положениями органической теории, согласно которым нефть образовалась из дисперсного органического вещества путем аккумуляции в подходящих структурно-литофациальных условиях в породах самого разнообразного состава и генезиса.

Процесс нефтеобразования является многогранным, сложным, длительным, он происходит на определенных стадиях седиментации. Зарождение процесса, как справедливо указал В. И. Вернадский (1967), происходит еще в организмах, но завершается он спустя многие десятки миллионов лет уже в недрах Земли, в зоне катагенеза, где осуществляются процессы мягкого термоллиза и термокатализа.

Проведенные нами исследования, на материалах территории Грузии и Западного Азербайджана, подтверждают правильность основных положений биогенной теории о первоначальном образовании нефти в рассеянном состоянии в осадочных горных породах, и последующей ее миграции и аккумуляции в породах — коллекторах.

В результате сопоставления содержания органического углерода и битуминозных веществ в горных породах с детальными геологическими разрезами палеобассейнов Грузии и Восточного Азербайджана, нами было обнаружено, что наиболее вероятными нефтематеринскими свитами являются именно те отложения, которые ныне бедны или вовсе не имеют остатков фауны и флоры, но содержат органический углерод в повышенных количествах. В связи с этим заметим, что залежи нефти встречаются в осадочно-породных бассейнах, где в минувшие геологические эпохи происходило длительное и устойчивое погружение осадочных пород, обогащенных органическим веществом.

В результате изучения большого количества фактического материала, включающего биостратиграфические разрезы по нефтегазоносным районам Закавказья, палеогеографии, процессов седиментации и диагенеза осадков, условий залегания нефти в отдельных пластах или нефтеносных свитах и т. д., мы пришли к заключению, что отсутствие остатков организмов в продуктивных толщах Азербайджана и Грузии говорит о почти полном использовании в стадии диагенеза биомассы захороненных организмов бактериями, деятельность которых благоприятствовала тому, что в дальнейшем, уже при катагенезе образовалась микронепфть, а затем нефть.

В заключение мы предлагаем схему, которая призвана отразить постепенное развитие процесса образования нефти, неразрывно связанного с эволюцией органической жизни в водных бассейнах. В данной схеме, условно названной нами «филогенией нефти», показано поэтапное расчленение сложного геобиохимического

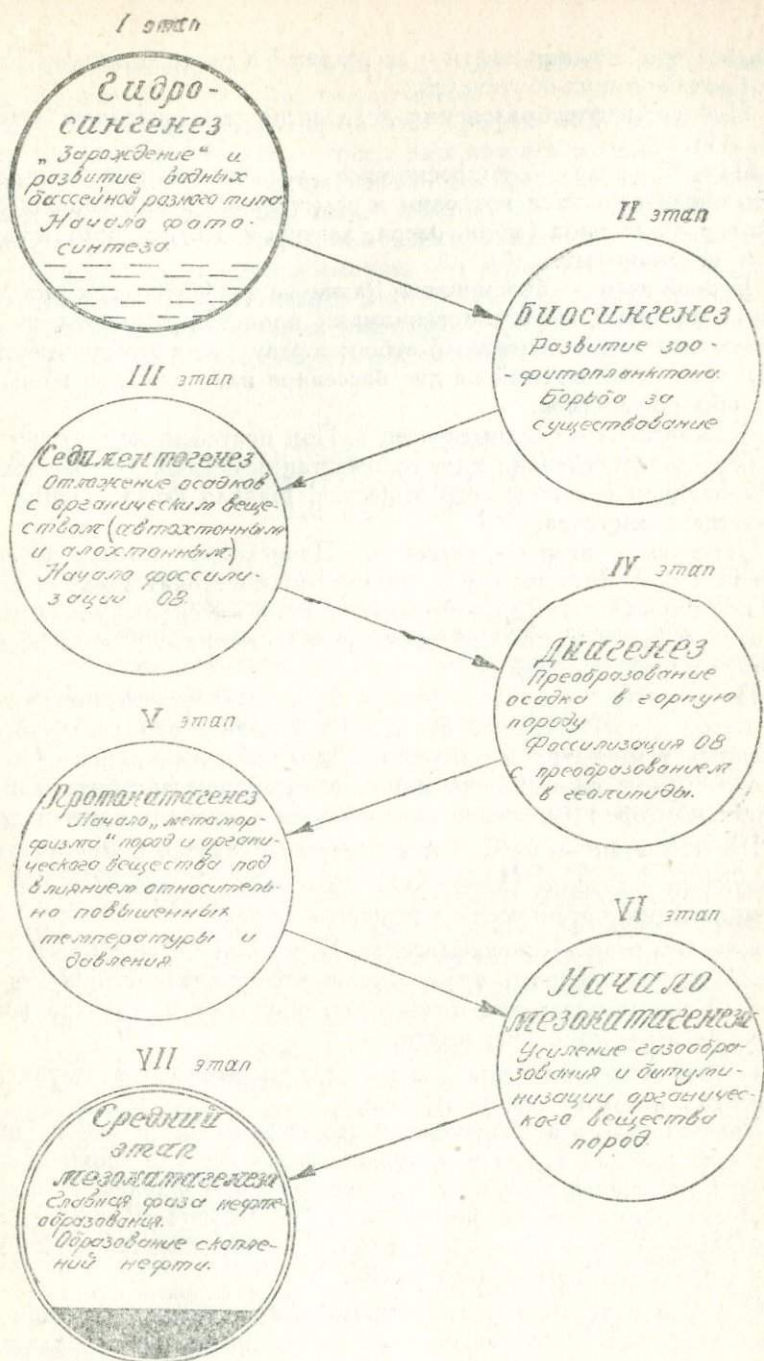


Рис. 11. Эволюционное развитие процесса нефтеобразования — «Филогения нефти». ОВ — органическое вещество.

процесса образования нефти и ее залежей в связи с историей водных бассейнов и их обитателей.

Процесс нефтеобразования делится на семь основных этапов: (рис. 11).

Первый этап — гидросингенез, — последующее развитие ранее образовавшихся котловин и помещенных в них водных бассейнов разного типа (моря, озера, лагуны и др.), с соответствующими организмами.

Второй этап — биосингенез. Развитие зоо-фитопланктона донных организмов; между организмами происходит борьба за существование или естественный отбор; в результате этой совместной седиментации отложений на дне бассейнов идет «дождь» живых и погибших организмов.

Третий этап — седиментогенез. При постепенном погружении дна бассейна интенсивно идет седиментация осадков одновременно с накоплением органического вещества. Начало фоссилизации органического вещества.

Четвертый этап — диагенез. Происходит преобразование осадков в горную породу, т. е. количество переходит в качество — с одной стороны, а с другой стороны идет фоссилизация органического вещества с преобразованием в геолипиды. Активно действуют микроорганизмы.

Пятый этап — протокатагенез. Начало «метаморфизма» горных пород и органического вещества в условиях относительно повышенных температур и давления. Продолжается процесс естественного отбора, господствует влияние биохимических битумообразующих факторов (действие битумообразующих бактерий и др.).

Шестой этап — начало мезокатагенеза. Побеждают битумообразующие факторы. Происходит усиленное газообразование и битуминизация органического вещества пород.

Седьмой этап — мезокатагенез. В результате еще более усилившегося естественного отбора количество накопившейся органической массы переходит в качество, образуются горючие ископаемые — в данном случае нефти.

На последующих этапах происходит миграция и в результате образуются залежи нефти и газа.

Залежи нефти в современном географическом плане группируются на площадях, где в минувшие геологические эпохи происходили интенсивные процессы погружения и накопления большого количества органического вещества. Такие площади выделяются под названием «зон нефтеобразования», а смежные поднятия являются зонами нефтегазонакопления.

С целью разграничения таких нефтеобразующих участков от общих площадей бассейнов седиментации, ниже мы предлагаем название «участки (фокусы) нефтеобразования». Мы полагаем, что

не во всех обширных палеобассейнах минувших эпох кайнозоя, где происходило накопление органических веществ, образуется нефть. Сложный геобиохимический процесс нефтеобразования в результате естественного отбора завершается именно в участках нефтеобразования, а потом нефть распространяется благодаря миграции и за пределы таких участков, т. е. «родины нефти». Следующей нашей неотложной задачей является оконтуривание таких участков нефтеобразования, что имеет важное значение для решения вопросов о генезисе нефти того или иного региона Земли, а также для выделения зон нефтегазонакопления и выяснения перспектив их промышленной нефтегазоносности.

О ФАЦИАЛЬНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ И УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СВИТ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРУЗИИ

Общие вопросы формирования кайнозойских отложений Грузии в связи с историей геологического развития этого региона были уже частично освещены выше. В данной главе мы несколько более подробно остановимся на характеристике условий седиментации нефтегазоносных толщ кайнозоя Грузии и других характерных особенностей кайнозойских отложений Грузии.

Как было отмечено выше, участки, благоприятные для накопления органических веществ с последующей переработкой их в нефть в кайнозое приурочивались к поясам интенсивного погружения и наиболее мощного развития осадочных пород. Такие участки в кайнозое Грузии расположены в пределах трех основных геолого-морфологических регионов, а именно, в Западной, Восточной и Южной Грузии, которые со своей стороны, расчленяются на несколько более мелких участков. Эти регионы характеризуются своеобразным геологическим строением и отличаются различными условиями образования каустобиолитов и нефтегазонакопления.

Итак, нефтегазоносность кайнозойских отложений Грузии носит региональный характер и генетически связана с существовавшими здесь седиментационными бассейнами, краткая характеристика которых в хронологическом порядке приводится ниже.

Палеоценовый бассейн в целом был не очень благоприятным для развития органической жизни, а, следовательно, и нефтематеринских осадков, что было обусловлено сильными подводными вулканическими извержениями. Однако местами (особенно на юге), вдоль южного подножья Кавказского хребта и в центральной полосе Колхидской низменности шло интенсивное накопление органического вещества. Кроме того, в палеоценовом бассейне интенсивное осадконакопление происходило в пределах Одишского,

Омпаретского, Натанебского, Ванского, Квалитского, Кавтисхевского, Самгорского и, возможно, Горно-Кахетинского участков. В целом по всей территории Грузинской глыбы, согласно Ж. В. Жабреву, Е. С. Ларской и др. (1963), происходило медленное (в среднем 0,1 см за 100 лет) накопление мелководных органогенных тонкослоистых брекчиевидных глауконитовых известняков, переслаивающихся в верхней части разреза с мергелями и карбонатными глинами.

Перечисленные участки были благоприятными для битумо- и нефтеобразования. Такое заключение можно сделать на основании того, что палеоэоеновые отложения на ряде участков—битуминозны, в пределах Маяковского района и Боржоми наблюдались признаки жидкой нефти, а в районе Самгори, кроме того, и довольно мощные притоки горючих газов.

Флишевый характер палеоэоеновых отложений не является противопоказанным для отнесения этих отложений к газоматеринским, по крайней мере, на отдельных участках. В этом отношении надо выделить участок Чиквети (Ланчхутский район), полосу восточного погружения Триалетских гор (Самгорский район), восточную половину Кахетинского хребта и его подножье в пределах Гурджаанского и Сатареджойского районов, в которых имеются весьма эффективные проявления (из скважин и естественные) горючих газов.

В эоеновом, обширном и довольно глубоководном бассейне Грузии условия седиментации нефтегазоносных отложений были непостоянными. Отложения эоэна, представленные преимущественно чередующимися слоями глины и песчаников (последние местами, как например, в Гурии и Навтлуги, сильно трещиноваты) характеризуются наличием битуминозных пластов и иногда жидкой нефти с частыми прослоями битуминозных песчаников и песков, что является прямым указанием на то, что общие геологические условия в бассейне эоэна были благоприятными для накопления нефтематеринской органики. В этом отношении, кроме только что отмеченных нефтегазоносных районов Гурии и Навтлуги, можно выделить и участки с интенсивным осадконакоплением, порядка 1 см за 100 лет. Такими участками являлись Гудаутский, Одишский, Карельский, Кавтисхевский и Самгорский.

В эоэеновую эпоху имеющиеся на этих участках бассейны были сравнительно глубоководны и связаны друг с другом узкими «проливами», на территории которых в некоторых местах (как например, у Цаиши-Эки, Сатанджо-Одиши, Дзегви-Мцхета, Сигнахи-Цителицкаро и др.) выделялись подводные «хребты-перемычки», и по их склонам кое-где накапливались значительные количества биомассы.

Восточная часть палеоэоен-эоэенового бассейна, располагавшегося в пределах нынешней Алазанской депрессии между Гурд-

жаани в Ахалсопели, очевидно, также была благоприятной для фоссилизации органического вещества.

Замеченная ритмичность осадконакопления по всему разрезу кайнозой Грузии дает некоторые основания выделить в пределах палеоцен-эоценовых образований четыре толщи: туфогенного флиша (нижний палеоцен), карбонатного флиша (верхний палеоцен), нуммулитовые известняки и мергели (нижний эоцен) и, наконец, фораминиферовые мергели (верхний эоцен). Первые две можно объединить в палеоценовый, а нижние две — в эоценовый циклы (соответственно — этапы) битумообразования.

Хадум-майкопские отложения, несмотря на то, что между ними на многих участках Грузии замечены перерывы, по литофациальному характеру в основном представляют собой единый цикл осадкообразования.

По условиям осадконакопления и сходству литофаций хадумско-майкопский этап осадконакопления мы объединяем с сакарауло-джгальским и будем называть этот цикл майкопским циклом седиментации и битумообразования.

Условия майкопского цикла седиментации были обусловлены наличием широких и сравнительно глубоких бассейнов на вышеупомянутых участках, вначале полносолоного морского характера, а затем в течение нижнего миоцена, характеризовавшихся сравнительно пониженной соленостью. Режим, существовавший в бассейне, характеризовался сероводородным заражением, которое способствовало сохранению восстановительных условий в период накопления органического вещества.

Большая роль в нефтеобразовании, как известно, принадлежит бактериальной среде, роль которой в бассейнах олигоцена и последующих эпох была громадной. Мы считаем, что косвенным показателем, доказывающим наличие разнообразных бактерий (в том числе и «нефтепродуцирующих») в разных бассейнах кайнозой Грузии (в первую очередь в Норийском, Мирзаанском и Патараширакском месторождениях нефти и на площади Омпарети) являются данные М. Е. Альтовского, Е. Л. Быкова, З. И. Кузнецова и В. М. Швеца (1962 г.) и В. О. Таусона (1947 г.). М. А. Альтовский и др. в коллективной работе указали, что в месторождениях Норно, Мирзаани и Патара-Ширази также обнаружены бактерии разных групп, в общем количестве измеряемые сотнями тысяч на 1 мг воды.

Вспомним еще два факта: 1) в ахтальских, свежих, только что доставленных из глубин грязях (плиоценового и олигоценового возраста), по данным Л. Рубенчика, количество разных бактерий исчисляется десятками миллионов на 1 г грязи; 2) по данным М. А. Мессиневой (1953), в нефтях из сарматских отложений Омпарети (Гурия) в массовом количестве встречаются разные бактерии. Вопрос о том, какая часть из этого общего количества

бактерий может являться «нефтеобразующей», пока почти не раз решим.

Мы целиком разделяем мнение В. А. Таусона, который в 1947 году писал: «Горючие ископаемые — это наследство, которое оставили нам неисчисляемые полчища некогда живших микробов» (стр. 136). Эти слова, сказанные в адрес сапропелево-углистых образований, мы почти целиком можем распространить и на нефтеносные породы.

Условия, благоприятные для развития планктонных и донных организмов и последующего их накопления, продолжались и в среднемиоценовых бассейнах. На это явно указывает резко восстановительная обстановка бассейнов среднего миоцена в первую очередь на участках: Гудаутском, Очамчирском, Одишском, Натанебском, Квалитском (?) и Самгорском, где в разрезах чокрака-карагана (и в общем среднего миоцена) часто встречаются мощные глинисто-песчанистые пачки пород, сравнительно богатые органическим углеродом, а интенсивность осадконакопления составляет в среднем 1,1 см за 100 лет. Отложения формировались в наиболее глубоководных частях отдельных водных бассейнов, какими были Гудаутский, Одишский, Омпаретский, Натанебский, Квалитский, Кавтисхевский, Самгорский, Чатминский, Ширакский и некоторые другие участки осадконакопления.

Более полные данные имеются относительно условий образования нефтегазоносных отложений сармата, особенно в Гурийской части верхнемиоценового бассейна.

В пределах Омпаретского и Натанебского участков осадконакопления (до 10 см за 100 лет) мощная (свыше 1200 м) глинистая толща нижнего сармата, довольно богатая органическими остатками, формировалась преимущественно в резко восстановительных условиях. В пределах Натанебского участка в нижнем сармате четко выделяются два ритма осадконакопления, отвечающие раннему и позднему сармату, условная граница между которыми проходит в той части разреза нижнего сармата, где количество органического углерода минимально или приближается к нулю. В сходных же физико-биологических условиях накапливалось исходное органическое вещество и в других нижнесарматских бассейнах Грузии — в Омпаретском, Одишском, Гудаутском, Чиатурском, Ширакском и др. участках.

В сарматское время условия седиментации глинисто-алевритовых пород были различными на разных участках сарматского бассейна. На Гудаутском, Очамчирском, Одишском и Квалитском участках, где интенсивность седиментации была в среднем 6 см за 100 лет, накапливались глинисто-алевритовые осадки с небольшой примесью органического вещества.

На Омпаретском, Натанебском, Чохатаурском, Карельском (?), Ширакском, Мирзаанском, Чатминском участках гидрохими-

ческие условия в среднесарматском бассейне были благоприятны для фоссилизации органического вещества, на что указывает сравнительная обогащенность пород (в основном глин и алевроитовых глин) органическим углеродом.

В раннеплиоценовых бассейнах, а именно в мэотис-понтическом, физико-биологические условия (температура, соленость, морфология дна бассейнов и др.) сильно изменились по сравнению с предыдущими периодами на Омпаретском, Ванском, Чатминском, Ширакском и Мирзаанском участках, в сторону улучшения (с преобладанием глинистых материалов в осадках) условий для накопления нефтематеринской органики, а почти во всех остальных подзонах осадконакопления Грузии — в сторону ухудшения (с преобладанием песчаных материалов в осадках) этих условий. Напомним, что мэотические и понтические образования в Восточной Грузии, известные в литературе под названием ширакской (или мирзаанской) продуктивной толщи, почти совершенно не содержат палеонтологических остатков, но часто богаты нефтеносными пластами.

Натанебский участок, или подзона, занимает значительную площадь Западной Грузии и в отличие от других участков, иногда содержит в понтических слоях остатки хорошо сохранившейся моллюсковой фауны.

Верхнеплиоценовые акчагыл-апшеронские морские и кочинентальные отложения Горной и Степной Кахетии (с общей мощностью не менее 2000 м), местами содержащие насыщенные нефтью конгломераты, пески, а также пропитанные жидкой нефтью суглинки и глины, указывают на то, что во время формирования этих пород, часто создавались благоприятные условия для накопления органического вещества и преобразования его в нефть.

Верхнеплиоценовые отложения Западной Грузии, в пределах Омпаретской и Натанебской подзон осадконакопления, не являются исключением из вышеотмеченных. Нефть на этих участках является сингенетичной осадконакоплению, но мы полагаем, что в это время (в верхнем плиоцене) полностью не были «израсходованы биомассы», которые осаждались в верхнеплиоценовых — лагунообразных бассейнах Южной Колхети.

Говорить здесь более подробно об этих отложениях и нефтеобразовательских условиях весьма трудно, так как имеющиеся для этого материалы пока еще крайне скудны. Необходимо в ближайшее время подробно изучить наиболее интересные, для решения генезиса нефти подзоны осадконакопления в геохимическом и геологическом аспектах.

В Грузии нефтегазопроявления приурочены к многочисленным пластам пород, расположенным на разных стратиграфических уровнях, а промышленно нефтеносными являются майкопские,

среднемиоценовые (в основном чокрак), сарматские и плиоценовые образования. Повышенным содержанием органического углерода характеризуются майкопские (в широком понимании), среднемиоценовые и нижнесарматские отложения, сформировавшиеся в резко восстановительных геохимических условиях. Это последнее обстоятельство является одним из наиболее важных условий для преобразования органических веществ в нефть. Вторым важным моментом можно считать бактериальное воздействие микроорганизмов на органическое вещество, особенно на ранних этапах процесса нефтеобразования.

При решении вопроса о генезисе кайнозойской нефти Грузии необходимо учитывать следующие факты.

1. Почти все (99%) известные ныне многочисленные (свыше 1500) нефтегазопроявления в кайнозое Грузии приурочены к осадочным образованиям: пескам, песчаникам, конгломератам, глинам, мергелям и т. д. 2. Промышленные скопления нефти установлены в осадочных породах. 3. Во многих пунктах в мощных пластах глин и суглинков встречаются изолированные друг от друга признаки жидкой нефти явно сингенетического происхождения. 4. Все ныне известные более или менее крупные залежи нефти приурочены к участкам интенсивного погружения и осадконакопления, и главное к тем, где отсутствуют следы вулканических процессов. 5. Несмотря на широкое распространение вулканических пород, в них нигде не встречаются признаки нефти или горючих газов. Редкие примазки капельно-жидкой нефти, обнаруженные в постсарматских эффузивах (андезиты и базальты), на Гулианской и Байлетской площадях в Грузии, отнюдь нельзя считать доказательством неорганического происхождения нефти в кайнозойских отложениях Грузии. Происхождение этих примазок можно объяснить, например, миграцией нефти из вмещающих ее осадочных образований или ее захватом во время излияния магмы.

В пределах небольшой территории Грузии можно выделить шесть основных участков или районов, характеризующихся значительной глубиной залегания кайнозойских отложений и интенсивными процессами нефтегазообразования. Именно эти участки являются зонами нефтеобразования в Грузии. Это районы Омпарети-Натанебский (Западно-Гурийский), Кавтисхевский Сацхенинский, Навтлугский, Южно-Кахетинский и Гурджаани-Алазанский. Условно к этим шести участкам можно прибавить седьмой — Гуртинскую площадь, в пределах которой нефтеобразование могло происходить в палеоценовых или еще более древних отложениях. На остальных участках нефть образовалась: в палеоцен-эоцене — на Навтлугском, в олигоцене — среднем миоцене — на Кавтисхевском и Сацхенинском, в сармате — на Омпарети-Натанебском, в нижнем плиоцене (и возможно также в более древних отложениях, вплоть до палеоцена) — на Южно-Кахетин-

ском и, наконец, в верхнем плиоцене (возможно и в более древних отложениях, вплоть до нижней юры) — на Гурджаани-Алазанском участке.

Приведем схематическое описание условий нефтеобразования отдельных стратиграфических единиц кайнозоя.

Палеоцен-эоценовый комплекс Грузии представляет собой единую нефтематеринскую толщу, но не по всей территории республики. В пределах южной окраины Грузинской глыбы и частично в Аджаро-Триалетской геосинклинали, можно наметить Гурта-Боржомский и Навтлугский участки нефтеобразования. В пределах первого участка нефтеобразование имело локальный характер и ограничилось центральным, наиболее погруженным участком палеогенового бассейна. Во второй зоне, где в эоцене явно выделялась восточная, глубоководная часть Телетского бассейна, условия нефтеобразования происходили более интенсивно. В пределах Южной Кахетии погружение дна эоцен-палеоценового бассейна шло еще более интенсивно, поэтому и процессы нефтегазообразования должны были происходить наиболее активно. В современном плане эти отложения залегают на глубине от 3 до 5 километров.

В нижней части палеоцена Грузии можно выделить первый горизонт битумообразования.

Средне- и верхнеэоценовые карбонатно-глинистые образования содержат сингенетичные битумоиды (в районах Обча, Мегрелии, Гурии и др.) и жидкую нефть; это явно свидетельствует о том, что на отдельных участках эоценового бассейна в межгорных впадинах Грузии происходили процессы нефтеобразования. Средне-верхнеэоценовые слои являются вторым горизонтом, с которым связаны залежи нефти в некоторых пунктах Грузии; в этом отношении заслуживают внимания северное подножье Аджаро-Имеретинского хребта, Гурия, Одиши (Центральная Мегрелия), Картли, а также Кахетия.

Хадумский бассейн был благоприятным для развития органической жизни и накопления рассеянного органического вещества, однако в хадумских отложениях нефтеобразование не могло иметь регионального характера из-за сравнительно непродолжительного периода седиментации хадумских отложений. Нефтеобразование в хадумских слоях происходило в пределах современного северного подножья Аджаро-Имеретинского и Триалетского хребтов, северного борта Самгорской долины и южных склонов Кавказа — от Абхазии до Рачи.

В майкопском обширном бассейне в пределах Западной и Восточной Грузии было много участков, благоприятных для формирования нефтематеринских свит, что было ранее отмечено С. Г. Саркисяном и Г. А. Шаповаловой (1952), К. С. Масловым (1961, 1963), А. Г. Лалиевым (1964) и др. Майкопская

свита (*S. lato*) в Грузии — по С. И. Ильину (1929 г.), и в ряде районов Восточной Грузии — по Н. Б. Вассоевичу (1932 г.), является нефтепроизводящей, что подтверждается и нашими наблюдениями.

Итак, майкопские отложения фиксируют собой третий этап битумообразования в разрезе кайнозоя Грузии.

На основе имеющегося материала, такие районы как Гурия, Одиши, Абхазия, Южная Имеретия, Картли, Самгори, Восточная Кахетия нами рассматриваются как первоочередные объекты для разведочного бурения на нефть и, возможно, газ. Некоторые из этих участков, как например, Норйо-Сацхениси и Гурия, еще в 1936—1938 годах были выделены геологами Н. И. Кебадзе, А. Г. Лалиевым, А. И. Чанишвили как перспективные для открытия майкопской нефти; и уже тогда были получены благоприятные результаты: скважины на Норйо-Сацхенисском участке в майкопских отложениях вскрыли легкие нефти.

В раннемиоценовое время в пределах Центральной Мегрелии (Одиши), в Гурии, в южной части Картлийской депрессии, Норйо-Сацхениси, в Гурджаанском районе, возможно, почти вдоль всей центральной полосы Южной Кахетии и восточной части Колхидской низменности (отчасти в Сачхерском и Цагерском районах) накапливались богатые рассеянным органическим веществом нефтематеринские осадки. Итак, нижнемиоценовые отложения являются четвертым стратиграфическим горизонтом кайнозоя Грузии с нефтепроизводящими свитами. Это четвертый этап битумообразования.

В среднем миоцене почти все участки морского бассейна, за исключением Норйо-Сацхенисской полосы, Гурии и Картли, оказались сравнительно неблагоприятными для преобразования органического вещества в нефтяном направлении. Это объясняется в основном небольшими амплитудами погружения.

Средний миоцен соответствует пятому этапу битумообразования.

Верхнемиоценовые, и в частности сарматские отложения Гурии, содержат промышленные залежи нефти, а сарматские образования Южной Кахетии являются одним из наиболее перспективных объектов для обнаружения залежей нефти и газа в промышленном количестве.

Мы считаем, что нефть в сарматских глинисто-песчаных образованиях большей частью является сингенетичной вмещающим ее породам.

Кроме того, анализ палеогеографической обстановки формирования сарматских отложений позволяет сделать заключение, что сарматский бассейн был весьма благоприятным для фоссилизации рассеянного органического вещества и, следовательно, формирования нефтематеринских осадков. Оптимальные условия для ге-

незиса нефти существовали в Западно-Гурийском районе, в Южной Кахетии, в области южного борта Кахетинского хребта и, вероятно, в пределах Алазанской депрессии, а также на некоторых участках Абхазско-Мегрельско-Имеретинской тектонической зоны.

В пределах Западной Гурии накопилась мощная (свыше 3500 м) толща песчано-глинистых образований нижнего и среднего сармата. Интенсивность осадконакопления и погружения в раннем сармате здесь иногда достигала 10 см за 100 лет.

О пышном развитии органической жизни в сарматском бассейне Западной Грузии свидетельствуют весьма обильные остатки ископаемой фауны и флоры в нижнесарматских отложениях Грузии.

Несомненно, что также богато был представлен фито- и зоопланктон, остатки которого, совместно с минеральными частицами, осаждались на дне бассейна и фиксируются теперь в виде повышенных концентраций органического углерода. Таким образом, в пределах Гурии в сарматских отложениях можно выделить три этапа накопления нефтематеринских осадков, а именно, шестой и седьмой — в начале и конце раннесарматского времени и восьмой — в среднесарматское время.

Сходными физико-биологическими условиями характеризовался сарматский бассейн и в Южной Кахетии, с тем различием, что бассейн здесь был сравнительно неглубоким и с обеих сторон (с севера и юга) «зажат» горными сооружениями.

Процессы нефтеобразования имели место и в плиоценовых отложениях, особенно в глинах. В конгломератах нефть надо считать вторичной, мигрировавшей из глинистых пород.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ГРУЗИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ В СИСТЕМЕ КРЫМСКО-КАВКАЗСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ЕЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПО ПЕРСПЕКТИВАМ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Нефтегазоносные районы Грузии занимают почти срединную часть в системе Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции, входящей в состав альпийской системы складчатости.

Еще в 30-х годах нашего века румынский геолог Л. Мразек писал, что «всюду, где альпийская складчатость охватывает третичные отложения — в Евразии имеются шансы встретить промышленную нефть». Последующие исследования показали, что этот вывод является общим, нуждающимся в конкретизации.

По своему геолого-географическому положению, истории геологического развития, а также с нефтегазоносной точки зрения, территория Грузии делится на две части: Западную и Восточную; перемычкой между ними служит Дзирульский массив. Условно можно выделить и третий — Южно-Грузинский участок, отделенный от вышеотмеченных Аджаро-Триалетской складчатой системой. Этим частям можно дать название нефтегазоносных регионов, краткая характеристика которых и сопоставление со сходными смежными регионами приводится ниже.

Западно-Грузинский или Колхидский нефтегазоносный регион, с многочисленными нефтегазоносными горизонтами, от палеоцена до верхнего плиоцена включительно, по всей вероятности, продолжается на запад и имеет много сходного с нефтегазоносными районами Восточной (Причерноморской) Румынии. В этом мы убедились в 1965 году, когда имели возможность, при содействии Бухарестского геологического института (благодаря любезности геологов и инженеров Семака Александру, Ионеску Иона и др.) на месте ознакомиться с геологическим своеобразием некоторых нефтегазоносных земель Румынии.

Восточно-Грузинский или Карли-Кахетинский нефтегазоносный регион, со своими многочисленными нефтегазопроявлениями (от палеоцен-эоцена до постплиоцена) является западным продолжением нефтегазоносных земель Азербайджана, в чем легко убедиться на основе изучения и сопоставления разрезов и анализа истории геологического развития Восточного Закавказья. Кроме того, географически описываемый регион непосредственно примыкает к Западно-Азербайджанским нефтегазоносным землям и их геологическая связь не вызывает сомнения.

Для решения вопросов практического освоения нефтегазоносных земель обеих республик и выяснения происхождения нефти в кайнозойских отложениях Закавказья, отмеченная геолого-географическая связь является одним из благоприятных условий в деле проведения совместной работы по генезису нефти с бакинскими коллегами.

Южно-Грузинский или Месхетский, возможно, нефтегазоносный регион является весьма своеобразным бассейном, аналог которого пока трудно найти в Крымско-Кавказской провинции. Месхетский регион (Ахалцихская котловина) неоднократно выдвигался нами и рядом других исследователей (М. В. Варенцов, А. Г. Лалиев и др.), как возможно перспективный для обнаружения залежей нефти и газа под угленосными образованиями олигоцена. В 1956 году автор настоящих строк отмечал, что наличие нефтегазопроявлений во флишевых отложениях палеоцена в Маяковском районе и в других пунктах является косвенным признаком нефтегазоносности Ахалцихской котловины.

Данные последних лет, и в частности нефтепроявления, ус-

тановленные Недзвской крейдушной скважиной (Боржомский р-н), подкрепляют указанное заключение о возможной нефтегазоносности угленосных (олигоцен) и подугленосных образований Месхети.

Подобные же районы, где в нефтеносных слоях и под ними встречаются пласты бурого угля, имеются и в других частях Грузии. Например, в сарматских отложениях Южной Кахетии встречаются мощные пласты бурого угля и рядом с ними нефтеносные пески; они чередуются друг с другом как по напластованию, так и по простиранию слоев. В олигоценовых и среднемиоценовых образованиях Гурни, Имеретии, Мегрелии, Картли, Абхазии и др. иногда встречаются пропластки углей с признаками нефти. Эти факты, по нашему мнению, — явление не случайное. Для подкрепления этого предположения ниже приводится лишь один пример.

О генетической связи нефти и угля еще в 1930—1937 годах И. М. Губкин писал: «Из одного и того же материнского органического материала при одних условиях образуется нефть, а при других — прочие горючие ископаемые: различного рода угли и природные газы. Это был единый, целостный, сложный и длительный процесс». А в 1940 году И. М. Губкин, как отметил Н. И. Марковский (1965 г.), писал, что продуктивная терригенная толща нижнего карбона в районах Второго Баку лежит на том же стратиграфическом уровне, что и угленосная свита Подмосковского бассейна. Только последняя образовалась в условиях континентального режима в пресноводных бассейнах, а первая — в прибрежных частях открытого моря, в соленой или солоноватоводной среде. Первая свита дала угли, а вторая — нефть, т. е. угленосная фация отложений в сторону открытого моря перешла в нефтяную. Здесь мы видим блестящее подтверждение взгляда, который неоднократно высказывался в отношении генетической связи в условиях образования углей и нефти» (цит. по Н. И. Марковскому, 1965). Учитывая изложенное, мы считаем некоторые угленосные районы Грузии интересными объектами для поисков залежей нефти и газа, в первую очередь в отложениях кайнозоя, а затем и мезозоя.

Приведенные материалы позволяют составить схему расчлененной территории Грузии по перспективам нефтегазоносности кайнозойских отложений. При оценке перспектив нефтегазоносности указанных отложений нами учтены выводы и предложения по этому вопросу ряда других исследователей (М. И. Варенцова и др.), а также новые данные треста Грузнефть и Грузинского производственного геологического управления.

В основу расчленения мы кладем описанные выше подзоны осадконакопления. В каждой подзоне выделяется одна или несколько структур, благоприятных для скопления нефти и газа, в том или ином стратиграфическом горизонте.

Первоочередными подзонами для проведения глубокого разведочного бурения (с глубиной отдельных скважин от 1000 до 3000 м) являются: Западно-Гурийская, Кавтисхевская, Самгорская, Тбилиси—Навтлугская, Сагареджо—Качретская, Чатминская, Ширакская, Мирзаанская, Гурджаанская и Месхетская.

Подзонами, где требуется в первую очередь провести структурно-картировочное бурение (с максимальной глубиной отдельных скважин до 1800 м) для подготовки района к глубокому разведочному бурению, являются: Очамчирская, Одишская, Чохатаурская, Ванская, Квалитская, Аргветская, Руставская, Джавахетская и Гегечкорская.

В остальных подзонах требуется проведение детальной геологической съемки для подготовки районов к структурному бурению.

В пределах перечисленных подзон некоторые антиклинали, как например, Омпаретская, Натанебская, Мирзаанская, Норно-Хамшинская и др., уже разведуются трестом «Грузнефть».

В настоящей работе рассматривались вопросы генезиса и поисков кайнозойской нефти Грузии, но этим никак не отрицается нефтегазоносность мезозойских и еще более древних (палеозойских) отложений. Но для решения вопроса докайнозойской — мезозойской и палеозойской нефти необходимо провести соответствующие дополнительные нефтегеологические исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Свыше 1500 поверхностных проявлений нефти и газа, распространенных почти по всей территории Грузии и приуроченных как к осадочным, так и к осадочновулканогенным породам, дают богатый материал для разрешения сложной проблемы генезиса нефти.

Эти нефтегазопроявления, естественные или вскрытые скважинами, приурочены к развитым здесь породам почти всех геологических возрастов — от юрских образований до четвертичных отложений включительно; интересные материалы о содержании нефтематеринского органического вещества получены в результате геохимических исследований.

Специальных исследований в широком масштабе (бурения и др.), для выяснения вопроса происхождения нефти Грузии, пока никто не производил. В отдельных трудах геологов встречаются высказывания о генезисе грузинской нефти, но попутно, в связи с анализом других вопросов геологии и нефтегазоносности. По общерегиональным соображениям, о происхождении грузинской нефти существует несколько мнений.

В 1932 году многие исследователи (Н. Б. Вассоевич, М. И. Варенцов и др.) считали, что материнскими для образования грузинской нефти являются глины майкопа.

Некоторые исследователи (И. Г. Кузнецов и др.) в 1935 г. отмечали, что для нефтепроявлений Рачи—Юго-Осетии материнскими породами являются нижнеюрские глинистые сланцы.

В 1940 г. Н. И. Кебадзе впервые отметил, что нефть, встречающаяся в окрестностях Норйо-Марткоби и Кавтис-хеви, образовалась в тех же майкопских песках и песчаниках, в которых она встречается и ныне, т. е. залежи нефти в этих районах первичны.

В 1932—1934 годах нами было отмечено, что в Гурджаанском районе, в частности, в районах оврагов Ахталис-хеви и Квелацминда-хеви, из глубокозалегающих слоев майкопской свиты (свита кинта) идет горючий газ, а нефть образовалась в самой континентальной толще алазанской серии (акчагыл-апшерон). Возможно, что здесь имеет место только боковая миграция нефти вдоль слоистости, а не по вертикали.

О происхождении Мирзаани-Ширакской нефти существует почти единодушное мнение, что она образовалась в слоях, залегающих под плиоцен-миоценовыми отложениями, а потом мигрировала в вышележащие континентальные образования ширакской толщи. В настоящее время эту точку зрения можно поставить под сомнение, поскольку в литературе высказаны многочисленные мнения о том, что и континентальные отложения в определенных условиях могут быть нефтегазоматеринскими.

Таким образом, мы допускаем, что грузинские нефти образовались в основном в тех же породах, где они встречаются ныне.

Сравнение кривых содержания рассеянного органического вещества по разрезу основных нефтяных месторождений Грузии и показателей количества нефти в кайнозойских отложениях приводит нас к выводу, что нефть в большинстве случаев генетически связана с теми горизонтами, в которых отмечается повышенное содержание органического вещества.

Итак, сложный процесс образования нефти начинается с осаднения органического вещества, его захоронения на дне седиментационного бассейна. В этом отношении нам кажутся совершенно справедливыми высказывания И. М. Губкина, Н. Б. Вассоевича и др. ученых, касающиеся того, что процесс образования нефти начинается еще в илах, где она первоначально находится в диффузно-рассеянном состоянии (микронепти), а затем, по мере погружения, микронепть «созревает», эмигрирует из материнских осадков и накапливается в пористопроницаемых породах в виде настоящей нефти — макронепти.

Происхождение газа в большинстве случаев предшествует образованию нефти, а частично газ образуется также в процессе формирования залежей нефти.

В настоящей работе, впервые для Грузии, собраны и проанализированы значительные материалы по генезису нефти вообще и грузинской нефти, в частности, которые нуждаются в дальнейшем более детальном изучении. Отдавая себе отчет в этом, автор полагает, что в планы научно-исследовательских работ Института палеобиологии АН гр. ССР и Института геологии АН Азерб. ССР в ближайшее время необходимо включить темы по генезису мезозойской нефти с привлечением заинтересованных организаций. Эти исследования будут иметь важное значение для организации дальнейших целеустремленных научнообоснованных нефтегазовых поисковоразведочных работ в Грузии.

დასკვნა

საქართველოში დღეისათვის აღრიცხული 1500-ზე მეტი გაზნავთობის გამოვლინება, ძირითადად დაკავშირებული დანალექ ქანებთან (ხოლო თითო ოროლა ვულკანურ წარმონაქმნებთან) იძლევა მდიდარ მასალას ნავთობის გენეზისის რთული პრობლემის ასახსნელად, თუ, რასაკვირველია, ამ გაზნავთობ გამოვლინებებს შევისწავლით სათანადოდ.

გაზნავთობის ეს გამოვლინებები, ბუნებრივი თუ ჭაბურღილებით გახსნილი, დაკავშირებულია საქართველოში გავრცელებულ თითქმის ყველა ასაკის ქანებთან, იურულის წინა წარმონაქმნებიდან მეოთხეულის ნალექებამდე (ჩათვლით). საინტერესო მასალებს ნავთობწარმოშობი დედაქანის შესახებ იძლევა აგრეთვე გეოქიმიური გამოკვლევები.

ფართო მასშტაბის სპეციალური კვლევა (ჭაბურღილების გამოყენებით და სხვა) საქართველოს ნავთობის წარმოშობის გასარკვევად არ ჩატარებულა. ცალკეული გეოლოგების შრომებში აქა-იქ გვხვდება მსჯელობა ნავთობის წარმოშობის შესახებ, რომელიც განხილულია სხვათაშორის ზოგიერთი სხვა საკითხებთან დაკავშირებით.

ზოგადი გეოლოგიური მოსაზრებებით საქართველოს ნავთობის წარმოშობის შესახებ სხვადასხვანაირი შეხედულებაა შექმნილი.

1930 წლიდან ზოგიერთი მკვლევარი თვლის, რომ საქართველოს ნავთობის წარმოსაშობად საჭირო დედაქანი იყო მაიკოპური თიხები.

ზოგიერთი მკვლევარი 1935 წელს აღნიშნავდა, რომ რაჭისა და სამხრეთ ოსეთის მიდამოებში ცნობილი ბუნებრივი ნავთობჩენების დედაქანია იურული თიხის ფიქლები.

1940 წელს პირველად შენიშნული იყო, რომ ნორიო-მარტყოფის და კავთისხევის მიდამოებში ცნობილი ნავთობი პირველადი

განლაგებისაა: ეს ნავთობი წარმოშობილია მაიკოპის იმავე ქვიშებსა და ქვიშა-ქვებში, რომლებშიც ისინი გვხვდებიან ამჟამად.

1933—1940 წლებში ჩვენს მიერ აღნიშნული იყო, რომ გურჯაანის რაიონში, კერძოდ, ახტალისა და ყველაწმინდის ხევების მიდამოებში მაიკოპის ღრმად განლაგებული შრებიდან (კინტას წყება) მოედინება წვალი გაზი, ხოლო ნავთობი წარმოშობილია თვით ალაზნის სერიის (აქჩაგილი-აფშერონი) ნალექებში. შეიძლება რომ აქ ადგილი ჰქონდეს ნავთობის მხოლოდ გვერდით მიგრაციას და არა ვერტიკალურს.

თითქმის ერთხმადაა მიღებული, რომ მირზაანი-შირაქის ნავთობი სიღრმული წარმოშობისაა იმ ნალექებში, რომელიც პლიოცენ-მიოცენის ქვეშაა განლაგებული, ხოლო შემდეგ მომხდარა მისი მიგრაცია შირაქის წყების კონტინენტურ სიზრქეში. ეს შეხედულება ამჟამად შეიძლება კითხვის ნიშნის ქვეშ დავაყენოთ. ლიტერატურაში გამოთქმულია აზრი იმის შესახებ, რომ გარკვეულ პირობებში კონტინენტური ნალექებიც შეიძლება იყოს ნავთობწარმომშობი დედა ქანი.

ჩვენ ვუშვებთ, რომ საქართველოს ნავთობი წარმოშობილია ძირითადად იმ ქანებში, რომელშიც ის გვხვდება ამჟამად.

საქართველოს ნავთობის ძირითადი საბადოების კრილების მიხედვით, კაინოზოურ ნალექებში არსებული ორგანული ნივთიერებების შემცველობა და ნავთობიანი წყებების განლაგების კანონზომიერება გვაფიქრებინებს, რომ ნავთობი მეტ შემთხვევაში გენეტურად დაკავშირებულია იმ ქანებთან, რომლებშიც შენიშნულია ბიომასის (ორგანიკის) მომატებული რაოდენობით შემცველობა. ნავთობის წარმოშობის პროცესი იწყება ორგანული ნივთიერების დალექვისთანავე, მისი ფიქსაციით სედიმენტაციური აუზის ფსკერზე. ამ მხრივ ჩვენ სრულიად მართებულად მიგვაჩნია აკად. ი. გუბკინის და სხვათა შეხედულება იმის შესახებ, რომ ნავთობის წარმოშობის პროცესი იწყება ჯერ კიდევ შლამში, სადაც ის თავდაპირველად არის დიფუზურ-გაფანტულ მდგომარეობაში (ესაა მიკრონავთობი), ხოლო შემდეგ ნალექების თანდათან ჩაძირვასთან დაკავშირებით მიკრონავთობი „მწიფდება“, იწყება მიგრაცია ნავთობწარმომშობ ქანებიდან და გროვდება ფორებიან-გამტარ შრეებში, სადაც ხდება ნამდვილი ნავთობის—მაკრონავთობის ბუდობის შექმნა.

გაზის წარმოშობა მეტ შემთხვევაში წინ უსწრებს ნავთობის გაჩენას, ხოლო ნაწილობრივ გაზი წარმოიშვება აგრეთვე ნავთობის საბადოს შექმნის შემდეგ.

არაა გამორიცხული შესაძლებლობა, რომ საქართველოს მიწის ქერქის ფარგლებში, ნავთობის უმნიშვნელო რაოდენობით წარმოშობა ხდებოდა აგრეთვე სიღრმის ვულკანური გაზების მოქმედებით ისეთ ქანებზე, რომლებიც მდიდარია ორგანული ნივთიერებით.

A B S T R A C T

More than 1500 surficial oil and gas manifestations, which are spread almost on the whole territory of Georgia and are found both in sedimentary and volcanic rocks, give the researchers a lot of material for solving the complicated problem concerning the genesis of oil.

These oil and gas manifestations irrespective of, whether they are natural or stripped with the help of a well, are found in the rocks of different geological ages, from the Jurassic formations up to the Quaternary. As a result of geochemical research valuable materials, concerning the oil parent organic content, were obtained.

Special investigations to a large scale (concerning boring and so on), which aim at the discovering the problem of the origin of Georgian oil haven't been made yet. In some geological works one can come across statements, concerning the origin of Georgian oil, but these statements occur incidentally in connection with the geological survey. According to the general considerations there exist several opinions as far as the origin of Georgian oil is concerned.

In 1930 a number of researchers considered Maykopian clay to be the source for the formation of Georgian oil.

Some of the researchers beginning from 1935 point out the Lower-Jurassic clayey shale as the mother rock for oil manifestation of Southern Osseti.

In 1940 it was pointed out for the first time that oil occurring in the suburbs of Norio-Martkoby and Kavtis-khevi was formed in the same Maykopian sands and sandstones, in which it occurs nowadays, i. e. oil pools in these districts are indigenous.

In 1932—1934 we noted that in Gurdjaanian region and in the districts of Akhtalis-khevi and Kvelatsminda-khevi in particular deepseated deposits of Maykopian formation (series of Kinta) yield the combustible gas, and oil was formed in the continental strata of the Alasanyan series (Akchagylia-Apsheronian). It is

possible that here lateral oil migration takes place only along the bedding and not along the vertical direction.

As far as the origin of Mirsaany-Shirak oil is concerned it is almost generally acknowledged that it was formed in deeper strata underlaying Pliocene-Miocene deposits, and later on migrated towards the continental formation of the Shirak strata.

At present this opinion might be doubted, since numerous opinions were expressed in the literature, that in continental sediments under certain conditions oil and gas might be formed.

Thus, we assume, that Georgian oil on the whole was formed in the rocks, in which it occurs nowadays.

If we compare curves of content of dispersed organic material according to the sequence of the main Georgian oil deposits and the factors of the amount of oil in Cenozoic deposits, we shall come to the conclusion that oil in most cases is genetically connected with horizons, containing great amount of organic content.

Thus, the complicated process of oil formation begins with the deposition of the organic material, its fixation at the bottom of the sedimental basin. In this respect we think that the statements, belonging to academicians I. M. Gubkin, N. B. Vassoevich and other scholars are absolutely correct. According to their opinion the process of oil formation starts already in the ooze where originally it is in the diffusive-dispersed condition (microoil), and then, as microoil, submerges, it „ripens“ and emigrates from the source sediments and accumulates in the porous-pervious rocks in the state of real oil (macrooil).

In most cases genesis of gas precedes the oil formation, and partially gas is also formed after the appearance of oil pool.

In the given work valuable materials, concerning the origin of oil in general and Georgian oil in particular, are collected for the first time, but they are not completely studied and systematized yet. Realizing that, the author thinks that in the nearest future Institute of Paleobiology of the Georgian Academy of Sciences and Institute of Geology of the Azerbaijan Academy of Sciences together with the organizations concerned, will include in their plans of scientific research work the theme, concerning the origin of Mesozoic oil. One can think that these investigations will help to organize purposeful and scientifically grounded works, concerning the exploration of oil in Georgia.

ЛИТЕРАТУРА

- Абих Г. В. 1863. Сообщение о результатах путешествия в Грузию и соседние с нею страны. Зап. АН СПб., т. 3, кн. 1.
- Абих Г. В. 1874. Краткая заметка о моих путешествиях летом 1874 г. Изв. Кавк. отд. РГО, т. 3.
- Алексейчик С. Н. 1946. К возможности образования нефти в континентальных отложениях. Журн. «Нефт. хоз.», № 12.
- Ализаде А. А. 1957. Нефть и ее происхождение. Баку.
- Ализаде А. А. 1960. Палеогеография бассейна балаханского яруса, АЗИНТИ, Баку.
- Ализаде А. А., Ахмедов Г. А. и Шойхет П. А. 1966. Условия накопления и преобразования органического вещества в современных и четвертичных осадках Каспийского шельфа. Журн. «Советская геология», № 9.
- Ализаде А. А., Вебер В. В., Шойхет П. А. 1967. Накопление и преобразование исходного для нефти органического вещества в современных и четвертичных отложениях Каспийского моря. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Алиев А. К. 1960. Геология и нефтегазоносность Кура-Араклинской области. Баку.
- Альтовский М. Е., Быкова Е. Л., Кузнецова З. И., Швеи В. М. 1962. Органические вещества и микрофлора подземных вод и их значение в процессах нефтегазообразования. М.
- Альтовский М. Е., Кузнецов З. Н. и Швеи Р. М., 1958. Образование нефти и формирование ее залежей, ВСЕГИНГЕО, Гостоптехиздат, М.
- Андреев П. В., Богомоллов А. Н., Добрянский А. Ф. и Карпов А. А. 1958. Превращение нефти в природе. Гостоптехиздат, М.
- Андреевский И. Л. 1958. Бактериальные воздействия на нефтяной пласт. Журн. «Природа», № 10, М.
- Андрусов Н. И. 1891. 1. Предварительный отчет об участии в Черноморской глубоководной экспедиции, 1890 г. 2. О сероводородном брожении в Черном море. Извест. РГО, т. 26, вып. 2, 1890 г. «Запис. Акад. физ. мат. отд.», сер. 8, 1891 г., т. 1.
- Андрусов Н. И. 1895. Заметка о Карабугазском заливе. «Вестник рыбопромышленности», № 5—6. Москва.

- Андрусов Н. И. 1906 К вопросу о происхождении и залегании нефти. «Труды Бакинского отд. ИРТО», т. XXI, вып. 5.
- Арболишвили Д. З. 1964. Залежи нефти в терригенной толще месторождения Мирзаани. «Нефтегазовая геология и геофизика», вып. 12, ЦНИИТЭнефтегаз, М.
- Арешидзе Х. И. и Гахокидзе А. М. 1948. 1. Изучение химического состава грузинских нефтей. 2. Исследование ароматических углеводородов Супсинской нефти. «Труды Тбилисского химического ин-та», т. IX АН ГССР, Тбилиси, стр. 135—141, Тбилиси (на груз. яз., рез. на русск. яз.).
- Архангельский А. Д. 1927. Условия образования нефти на Северном Кавказе. Изд. «Нефт. хоз.», М.—Л.
- Архангельский А. Д. и Страхов Н. М. 1938. Геологическое строение и история развития Черного моря, М.—Л.
- Ахмедов Г. А., Хацкевич Н. И., Алиева Г. И., Павлова В. А. 1967. Некоторые закономерности распределения рассеянного органического вещества в мезокайнозойских отложениях Азербайджана. Сб. «Генезис нефти и газа». М.
- Аширов К. Б. 1959. Условия формирования нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. «Тр. гидросточнефть», вып. 2.
- Аширов К. Б. 1961. О критике теории органического происхождения нефти. Журн. «Геология нефти и газа», № 4.
- Багирзаде Ф. М. 1954. Об условиях перехода от понтического яруса к калинскому свите и формирования ее залежей. «Азерб. нефт. хоз.», № 3, Баку.
- Бакиров А. А. 1955. Главнейшие этапы развития взглядов на происхождение нефти в отечественной науке. В книге «Происхождение нефти», М.
- Балавадзе Б. К. 1966. Геофизическое исследование строения земной коры бассейна Черного моря. Сб. «Глубинное строение Кавказа», М.
- Батурин В. П. 1945. О происхождении нефти, «Тезисы докладов» АН СССР, Инст-т гор. иск. М.
- Беляев Г. М. 1966. Донная фауна наибольших глубин (ультраабиссали) мирового океана. М.
- Берг Г. 1933. Геохимия местор. пол. ископаемых. Перев. с немецкого (немецк. изд. 1929 г., Лейпциг).
- Бертело 1866. см. А. В. Фрост и Д. Д. Осницкая. К вопросу о происхождении нефти. Сб. «Памяти академика И. М. Губкина», М.
- Бирштейнер Э. 1957. Нефтяная микробиология, Л.
- Богачев В. В. 1929. К вопросу о генезисе Нафталанского нефтяного месторождения. «Аз. нефт. хоз.» № 6—7, Баку.
- Богачев В. В. 1930. Материалы к геологии Восточно-Закавказской низменности. «Азерб. нефт. хоз.» № 2, Баку.
- Богачев В. В. 1928. Нефть в юре Южной Осетии. Журн. «Аз. нефт. хоз.» № 12, Баку.

- Барбат В. Б. 1961. Бассейн Лос-Анжелос в Калифорнии. В кн. «Распространение нефти», М.
- Богомолов А. Н., Шиманский В. К. 1966. Происхождение легких метановых углеводородов нефти в свете закономерностей их состава. Журн. «Геохимия», № 1, М.
- Бондарь А. Д. 1967. Роль метана в образовании горючих ископаемых. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Бордовский О. К. 1967. Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках. Сб. «Генезис нефти и газа», изд. «Недра», М.
- Бордовская М. В. 1967. Люминесцентно-микроскопические исследования битуминозных компонентов осадочных пород. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Бочкарев В. С. 1961. О генезисе нефти Челябинского бурогоугольного бассейна. Журн. «Геология нефти и газа», № 5, М.
- Бреннеман Ш. К., Смит П. В. 1961. Химическое родство нефтей и органических веществ нефтематеринских пород. В кн. «Распространение нефти», Гостоптехиздат, М.
- Брод И. О. 1947. 1. О миграции углеводородных флюидов в земной коре. «Изв. АН СССР», серия геологическая, № 4; 2. Об основном условии нефтегазонакопления. «Докл. АН СССР», т. 57, № 6.
- Брод И. О. 1957. Диагностика нефтематеринских отложений. В кн. «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» 2-е изд., М.
- Брод И. О. 1959. Диагностические признаки процессов битумообразования и нефтеобразования. «Нов. нефт. техн.», сер. геол. № 9, М.
- Брод И. О. 1964. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. Изд. «Недра», М.
- Брод И. О. и Еременко Н. А. 1951. К дискуссии о происхождении нефти и формировании ее залежей. «Нефт. хоз.» № 5, М.
- Брод И. О., Еременко Н. А. 1957. Основы геологии нефти и газа, М.
- Брод И. О. и Левинсон В. Г. 1955. Происхождение нефти и нефтегазонакопление. М.
- Булейшвили Д. А. 1949. К палеогеографии неогенового прогиба Восточной Грузии. «Бюллетень Грузнефти», № 1(4), Тбилиси.
- Булейшвили Д. А. 1960. Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. Гостоптехиздат, М.
- Бурштар М. С., Бизнигаев А. Д. 1967. Образование и размещение скоплений углеводородов в пределах молодых платформ (на примере предкавказской платформы). Сб. «Геология нефти», М.
- Бурштар М. С. и Машков И. В. 1963. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, М.

- Ван Тайл Ф. М. 1948. Миграция и аккумуляция нефти и природного газа (перев. с английского).
- Варенцов М. И. 1930. Геологические исследования Тбилисского и Мцхетского районов Грузии. Тр. ВНИГРИ, вып. 85, М.
- Варенцов М. И. 1948. Новая нефтеносная провинция Венского бассейна и ее возможные аналоги на территории Грузии. «Бюлл. Грузнефти», № 1, Тбилиси.
- Варенцов М. И. 1950. Геологическое строение западной части Куринской депрессии. Изд. АН СССР. М.
- Варенцов М. И. и Мордовский В. Т. 1950. Возможные условия накопления органического вещества для образования нефти. «Изв. АН СССР», сер. геол., № 6. М.
- Васильев В. Г., Ковалевский В. В., Черский Н. В. 1968. Происхождение алмазов. Изд. «Недра», М.
- Вассоевич Н. Б. 1930. К геологии нефтяных месторождений Кахетинского хребта. «Азерб. нефт. хоз.». № 11, Баку.
- Вассоевич Н. Б. 1932. Нефтепроявления в окрестностях селений Уджармо, Мухравань, Сацхениси, Марткоби и Норно. «Тр. НГРИ», сер. Б, вып. 34, Л.
- Вассоевич Н. Б. 1955. 1. О происхождении нефти. «Геол. сборник», № 1. Л.; 2. О нефтематеринских отложениях терригенного типа. «Геол. сборник», НТО ВНИГРИ, № 3, М.; 3. О нефтематеринских отложениях Северо-Восточного Кавказа. Сб. «Происхождение нефти», М.; 4. Стадия развития нефтематеринских отложений терригенного типа. Сб. «Происхождение нефти», М.
- Вассоевич Н. Б. 1958. О распределении органического вещества в нефтеносных отложениях Северного Сахалина «Нов. нефт. техн. Геология», № 4, стр. 32—33. Москва.
- Вассоевич Н. Б. 1959. 1. Микронефть. Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии, вып. 132. Тр. ВНИГРИ, Л., 2. Сборник «Новые исследования в области генезиса нефти и газа», стр. 9, ЦНИТЭ нефтегаз. М.
- Вассоевич Н. Б. 1960. 1. К вопросу об образовании нефти «Геол. нефти и газа», № 2, М. 2. По поводу терминов «битумы», «битумогены» и «битумонды». Труды ВНИГРИ, вып. 163, геол. сб. № 5.
- Вассоевич Н. Б. 1962. О происхождении нефти (развитие органической теории от М. Ломоносова до наших дней). «Вестник Московск. ун-та», № 3, М.
- Вассоевич Н. Б. 1963. 1. К вопросу об образовании нефти в континентальных (озерных) отложениях. Журн. «Геология нефти и газа», № 3, 1963, стр. 1—6; 2. О взглядах И. М. Губкина на происхождение нефти. Сб. «Материалы по Советской нефтяной геологии», Москва, стр. 1—37; 3. О взглядах В. И. Вернадского на происхождение нефти. «Советская геология», № 3, М.

- Вассоевик Н. Б. 1966. О монографии В. А. Соколова «Процессы образования и миграции нефти и газа». Жур. «Геол. нефти и газа», № 1, М.
- Вассоевич Н. Б. 1967. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). Журн. «Известия Акад. наук СССР», № 11, М.
- Вассоевич Н. Б. и Амосов Г. А. 1967. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества. Сб. «Генезис нефти и газа», Изд. «Недра», М.
- Вассоевич Н. В., Радченко О. А., Успенский В. А. 1955. Начальные этапы миграции жидких и газообразных компонентов органического вещества. В кн. «Происхождение нефти», М.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышева В. В. 1969. Главная фаза нефтеобразования. «Вестник Московского университета», № 6, М.
- Вебер В. В. 1945. Нефтеносные фации продуктивной толщи. «Изв. АН СССР», сер. геол., № 2, 1945, стр. 6—25, М.
- Вебер В. В. 1945. Нефтеносные бассейны, их фации и условия накопления исходного материала для образования нефти. ДАН СССР, т. III, № 5, стр. 451—465, М.
- Вебер В. В. 1947. 1. Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. М.-Л., 2. Проблема нефтеобразования в свете данных палеогеографии нефтеносных бассейнов. В кн. «Происхождение нефти и газа», М.
- Вебер В. В. 1956. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. Гостоптехиздат. М.
- Вебер В. В. 1959. Геологическое строение и перспект. нефтегазоносности Груз. ССР. Тр. ВНИГНИ, в. XXI, М.
- Вебер В. В. 1962. К возможности образования нефти в осадках континентальных формаций. «Геология нефти и газа», № 2, стр. 27—31, М.
- Вебер В. В. 1962. 1. Изучение процесса битумообразования в современных осадках о. Севан (в связи с проблемой нефтеносности пресноводных фаций). Результаты комплексных исследований по Севанской проблеме, т. II (русловые процессы). Изв. АН Арм. ССР, Ер. 2. Об образовании нефти в продуктивной толще юго-восточного Кавказа (по данным изучения битумов). Тр. ВНИГНИ, вып. 33, Л.
- Вебер В. В. 1966. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М.
- Вебер В. В., Горбунова Л. Н. 1961. О роли минералогического состава пелита в процессах битумообразования. «Советская геология», № 11, М.
- Вебер В. В. и Горская А. И. 1963. Битумообразование в пресноводных осадках. «Геология нефти и газа», № 4.
- Вебер В. В. и Горская А. И. 1963. Битумообразование в осадках карбонатной фаций. «Сов. геология», № 6, М.
- Вебер В. В., Горская А. И. и Глебовская Е. А. 1960. Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. Гостоптехиздат. М.

- Вебер В. В., Горская А. Н. и Глебовская Е. А. 1956 (и 1960) Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. Гостоптехиздат. М.
- Вебер В. В., Туркельтауб Н. М. 1958. Газообразные углеводороды в современных осадках. «Геология нефти», № 8, М.
- Вебер В. В. и Туркельтауб Н. М. 1960. Образование газообразных углеводородов в современных морских осадках. «Межд. конг. по седиментации». Докл. сов. геол. Гостоптехиздат.
- Великовский А. С. 1961. Различные типы нефтей и возможные причины их образования. «Геология нефти и газа», № 1, М., стр. 29—34.
- Вернадский В. И. 1927, 1934. Очерки геохимии, ГОНТИ, М.
- Вернадский В. И. 1967. Биосфера (избранные труды по биогеохимии). Изд. «Мысль», М.
- Вдовикин Г. П. 1963. К вопросу генезиса нефти Южной Эмбы. «Каз. ССР», Изв. АН Каз. ССР, сер. геол. II, вып. 1952.
- Виноградов А. П. 1957. — см. «Проблемы современной геохимии (о работах Института геохимии и аналитической геохимии АН СССР) Журн. «Природа», № 10, в. 56.
- Высоцкий И. В. 1967. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Вологдин А. Г. 1947. Геологическая деятельность микроорганизмов, «Изв. АН СССР, сер. геол.», № 3.
- Вологдин А. Г. 1966. Природа древней нефти. Журн. «Природа», № 2, М.
- Воронцов В. В., Люфанов. 1966. В сокровищнице земных недр. М.-Л.
- Высоцкий И. В. 1954. Основы геологии природного газа. Гостоптехиздат. М.
- Высоцкий И. В. 1967. Вертикальная зональность в образовании и распространении скоплений углеводородов. В кн. «Генезис нефти и газа». М.
- Габрильян А. М. 1965. Основные представления по вопросам происхождения нефти и газа и формирования их залежей на восточной части Средней Азии. В кн. «Мезозойск. и кайнозойск. отлож. Ферганск. и Иссык-Кульск. впадин», Изд. «Наука».
- Габуния Л. К. 1969. Вымирание древних рептилий и млекопитающих. Изд. «Мецниереба», Тбилиси.
- Гаврилов Я. В. 1932. Геология нефти. Изд. ОНТИ, Баку — Москва.
- Гассоу В. К. 1960. О происхождении нефти. Сб. «Геохимич. симпозиум», пер. с англ. под ред. М. Ф. Двали, М.
- Гвенетадзе В. Е. 1967. Условия накопления газа и нефти в Мцареховском районе. «Вестник геол. общ-ва Грузии», т. V, ч. 2, Тбилиси (на груз. яз.).
- Геккер Р. Ф. 1962. За полное использование палеонтологии в геологической практике. В сб. «Значение биосферы в геол. процессах». М.-Л.
- Гефер Г. 1888. См. «Нефть и ее производные», перев. 1908 г., М.

- Гинзбург - Карагичева Т. Л. 1954. 1. О роли бактерий в процессах нефтеобразования. Сб. «Вопросы геологического строения отдельных районов СССР и генезиса нефти», Тр. ВНИГНИ, вып. IV М., стр. 148—173.
2. О роли бактерий в процессах нефтеобразования (Итоги исследований по микробиологии нефт. за 25 лет). Тр. ВНИГНИ, вып. 4, М.
- Гогитидзе К. Д. 1936. Итоги разведочных работ глубоким бурением в Мирзаани и Тарибани. Журн. «Аз. нефт. хоз.» № 10, Баку.
- Горбов А. 1921. О сапропелитах и о генезисе происхождения из них нефти. «Нефт. и сланц. хоз.», № 9—12.
- Горин В. А. 1950. История развития бассейна продуктивной толщи. Журн. «Аз. нефт. хоз.», № 6, Баку.
- Горин В. А. 1958. Генетические зоны нефтегазоносности южной Каспийской впадины и происхождение нефти и газа. «ДАН СССР», т. 122, № 4.
- Горин Н. К. 1966. Генезис нефти и условия формирования верхнемеловых залежей передовых хребтов Терско-Сунженской нефтегазоносной области. Известия высш. уч. завед. «Нефть и газ», № 2, М.
- Горская А. И., Кочесник З. А., Болотская О. П. 1958. О новообразовании «битумов» при разложении растительного вещества анаэробной микрофлорой. Тр. ВНИГРИ, вып. 123, геохим. сб., № 5, Л.
- Геодакян А. А. 1966. О нефтегазообразовании в Южно-Каспийском бассейне. Журн. «Геология нефти и газа», № 9, М.
- Гончаренко А. С. 1960. Сб. «Пробл. происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей», М.
- Граф Л. 1959. Журн. «Новости нефтяной техники», № 8.
- Грищенко М. Н. 1952. О роли растительности платформ в накоплении органического вещества в морских толщах Предкавказья. Докл. АН СССР, № 86, № 1, М.
- Губкин И. М. 1932—1937. Учение о нефти, М.
- Губкин И. М., Федоров С. Ф. 1938. Грязевые вулканы Советского Союза и их связь с генезисом нефтяных месторождений Крымско-Кавказской геологической провинции. М.—Л.
- Губкин И. М. (соавт. С. Ф. Федоров). 1950. Грязевые вулканы Советского Союза и их связь с нефтегазоносностью. В кн. И. М. Губкина. Избранные сочинения. М.—Л., Изд. АН СССР.
- Гудков Н. П. 1947. Исследования по геологии нефти в США. «Изв. АН СССР, сер. геол.» № 4, М.
- Гуляева Л. А. 1956. Геохимия отложений девона и карбона Куйбышевского Поволжья. Изд. АН СССР, М.
- Гуляева Л. А., Итхина Е. С., Гаманова и др. 1964. Геохимия мезозойских отложений Западного Узбекистана. «Реферативный сборник научно-исследовательских работ ИГ и РГИ за 1963 г.» М.
- Гуревич М. Г. 1967. Водород в природных газах и его возможная роль в образовании нефтяных углеводородов. Сборник «Генезис нефти и газа», М.

- Гутман П. П. 1947. Исследования по геологии нефти США. Жур. «Изв. АН СССР, сер. геол.», № 4.
- Давиташвили Л. Ш. 1937. К истории и экологии моллюсковой фауны морских бассейнов плиоцена (мэотис-понт). «Пробл. палеонтол.», т. II—III, М.
- Давиташвили Л. Ш. 1939. Дарвинизм и проблемы вымирания. «Успехи современной биологии», т. XI, вып. 2, т.
- Давиташвили Л. Ш. 1943. Дарвинизм и проблема накопления горючих ископаемых. «Вестн. госуд. музея Грузии», XII—А, Тбилиси.
- Давиташвили Л. Ш. 1967. Эволюционный прогресс и палеонтологическая история органического мира. «Бюлл. Моск. об-ва испыт. природы», отд. Геология, М.
- Давиташвили Л. Ш. 1969. Причины вымирания организмов. Изд. «Наука», М.
- Дадашев Ф. Г. 1967. К генезису газов грязевых вулканов. В книге: «Генезис нефти и газа», М.
- Данкингтон Г. В. 1961. Образование и разрушение скоплений нефти в Северном Иране. В кн. «Распространение нефти», М.
- Даргинг Д. Г. 1961. Распространение нефти в канадской части бассейна Виллистон. В кн. «Распространение нефти», М.
- Двали М. Ф. 1961. Направление теоретических исследований по геологии и геохимии. Тр. ВНИГРИ, вып. 174, Геох. сб. № 7, Л. 6.
- Двали М. Ф. 1963. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Л.
- Двали М. Ф., Белонин М. Д. 1965. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР. «Недра», М.
- Дегенс Э. Т. 1965 (1967). Геохимия осадочных пород. Перев. с англ. под ред. Н. Б. Вассоевича и А. А. Карцева.
- Джанелидзе А. И. 1940. К вопросу о генезисе Ахтальской грязи. «Вестн. Грузифил. АН ССР, т. I, № 7.
- Дзвела М. Ф. 1940. Геологические исследования в Мегрелии летом 1936 г. «Труды ГПК тр. «Грузнефть», № 2, Тбилиси.
- Дзвела М. Ф. 1956. 1. Перспективы нефтегазоносности Ахалцихской котловины. «Нов. нефт. техн.» — геол., № 6, М. 2. В Грузии можно вернуть промышленную добычу горючего газа. «Заря востока», от 28 декабря 1956 г., Тбилиси.
- Дзвела М. Ф. 1940. 1. Ахтальские грязевые вулканы и их связь с нефтяными месторождениями Гурджаанского района. Жур. «Техника», № 12, Тбилиси (на груз. яз.); 2. О Супса-Омпаретской нефти. Журн. «Сакартвелос экономисти», № 5, Тбилиси (на груз. яз.); 3. К вопросу геоструктурного районирования нефтегазоносных площадей Западной Грузии. Труды ВНИГРИ вып. X, Л.—М.
- Дзвела М. Ф. 1958. Случай проявления нефти в изверженных породах. Журн. «Аз. нефт. хоз.», № 5, Баку.

- Дзвеляя М. Ф. 1959. 1. Перспективы нефтегазоносности третичных отложений Западной Грузии. Сб. «Геол. строение и перспективы нефтегазоносности Гр. ССР», Тр. ВНИГНИ, вып. XXI, М. 2. О газопроявлениях на территории Грузии. Журн. «Новости нефтян. техники», Геология, № 5, М.
- Дзвеляя М. Ф. 1966. Ахтальские грязевые вулканы и их происхождение. Изд. АН ГССР, Тбилиси (на груз. яз.).
- Дзвеляя М. Ф. 1967. Некоторые материалы по истории нефтегазоразведочных работ в Грузии. В кн. «Вопросы истории науки», Изд. АН Арм. ССР, Ереван.
- Добрянский А. Ф. 1945. Генезис сланцев и происхождение нефти. «Тезисы докл.», АН СССР, Инст-т гор. ископ., М.
- Доленко Г. Н. 1962. Геология нефти и газа Карпат. Изд. Инст. геологии горючих ископаемых АН УССР, Киев.
- Доленко Г. Н. 1966. Закономерности нефте-газонакопления в земной коре и теория неорганического синтеза нефти и газа. В кн. «Проблема происхождения нефти и газа и образование их промышленных запасов», Киев.
- Дьяконов Б. Ф. 1955. К вопросу о нефтепроизводящих свитах. В кн. «Геол. сборник», т. I, М.—Л.
- Еременко Н. А. 1959. Битумы пород и их генетическая связь с нефтями. В кн. «Геол. стр. и перспект. нефтегазон. Гр. ССР» тр. ВНИГНИ, вып. XXI, М.
- Ермолова Е. П. 1956. Образование аутигенных минералов в песчаных и алевритовых отложениях миоцена и олигоцена Грузии. В кн. «Матер. по геол. и нефтегазоносности Грузии», АН СССР, Инст-т нефти, М.
- Жабров Д. В. 1960. Геолого-геохимические условия формирования сингенетично-нефтеносных свит и нефтепродуцирующих пород, слагающих эти свиты, и оценка их возможной продуктивности. Авторефер. докт. дис. Изд. Аз ГУ, Баку.
- Жабров Д. В. 1964. Сингенетично-нефтеносные свиты и нефтепродуцирующие породы, слагающие их. М.
- Жгенти Е. М. 1966. Представители семейств фоладид в среднемиоценовых отложениях Крымско-Кавказской провинции. В сб. «Фауна кайнозоя Грузии и ее геотектоническое значение». Изд. «Мецниереба», Тбилиси.
- Жгенти Е. М. 1967. Экогенез рода *Spaniodontella* и некоторые вопросы геохронологического расчленения среднемиоценовых отложений Черноморско-Каспийской области. Тезисы докл. на Всес. совещ. в ин-те палеобиологии, в Тбилиси, 17 октября.
- Жемчужников Ю. А. 1958. Предпосылки углеобразования. «Зап. Лен. горн. ин-та», т. XXXII, вып. 2.
- Зелинский Н. Д. 1920. О балхашском сапропелите и возможном его использовании для технических и промышленных целей. «Нефт. и сланц.

хоз.», № 1—3, М.

- Зелинский Н. Л. 1941. Несколько замечаний к вопросу происхождения нефти. «Избранные труды», М.
- Иванов Г. А. 1957. Закономерности строения, образования и изменения угленосных формаций. Автореф. докт. дисс., Л.
- Игнатов Б. Ф. 1967. Палеобиологическая продуктивность — важнейший критерий при региональных прогнозах нефтеносности. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Ильин С. И. 1929. Гурийский нефтеносный район. «Изв. Геол. ком.», т. XVIII, № 3, М.—Л.
- Ильин С. И. 1931. Нефтяные месторождения Гурии. «Азерб. нефти хоз.» № 11—12, Баку.
- Ильин С. И. 1932. Месторождения битумных песков в Гурии. «Тр. нефт. геол. разв. ин-та», сер. Б, вып. 13.
- Ильин С. И. 1935. Материалы по геологии нефтяных месторождений Гурии. «Тр. нефт. геол.-разв. ин-та», сер. А, вып. 70.
- Ильин С. И. 1940. К вопросу об условиях образования нефти в Средней Азии. «Изв. АН СССР», сер. геол., № 5, М.
- Ильин С. И. 1948. К вопросу об условиях образования нефти и формирования нефтяных залежей. Сб. «Литологический сборник», III, ВНИГРИ Л.—М.
- Ильин С. И. и Эберзин А. Г. 1933. Очерк геологического строения полосы третичных отложений Южной Абхазии; Отчет о работах 1932 г. «Тр. нефт. геол. разв. ин-та», сер. Б, вып. 38.
- Ильин С. И. и Эберзин А. Г. 1935. Очерк геологического строения полосы третичных отложений Южной Абхазии (статья II) «Тр. НГРИ», сер. Б., вып. 54, Л.—М.
- Имнадзе З. А. 1967. К микрофаунистической характеристике гурийских слоев (Зап. Грузия). Сб. «Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии». Тр. ВНИГНИ, вып. XI, Л.
- Кавтарадзе Г. И. 1955. Некоторые данные о пластовых водах Колхидской низменности. «Азерб. нефт. хоз.», № 3, Баку.
- Кавтарадзе Г. И. 1967. Геохимические особенности подземных вод плиоценовых отложений некоторых районов Грузии. «Тезисы докладов Юбил. сессии, посвященной 50-летию Октяб. Соц. революции». Груз. коп. лаборатории ВНИГНИ, Тбилиси.
- Калинко М. К. 1967. Сравнение степени обоснованности предположений о неорганическом происхождении нефти и углеводородных газов, и гипотезы их органического происхождения. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Калинко М. К. 1968. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. Изд. «Недра», М.
- Калицкий К. П. 1921. Геология нефти. Л.
- Калицкий К. П. 1934. Нефтепроизводящие свиты. М.—Л.

- Каримов А. К. 1967. Некоторые новые данные о нефтегазообразовании в осадочных отложениях. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Карпухин П. П. 1939. К теории образования каменного угля и нефти. «Кокс и химия», № 10 (11).
- Карстенс И. Э. 1934. Материалы к палеогеографии Кахетинского хребта. Тр. НГРИ, сер. Б., вып. 41, Л.—М.
- Карцев А. А. 1967. Некоторые гидрогеологические аспекты нефтегазообразования и нефтегазонакопления. «Генезис нефти и газа», М.
- Качаравა И. В. 1944. Рачинско-Лечхумский бассейн и смежные районы в палеогеновое время. «Тр. геол. инст. АН ГССР», сер. геол. т. II (VII), Тбилиси (на груз. яз.).
- Квалиашвили Г. А. 1958. О типах водоемов, в которых жила и развивалась фауна коцахурского (онкофорового) века. «Тр. ин-та палеобиологии», т. IV, Тбилиси.
- Квалиашвили Г. А. 1962. 1. Онкофоровый (рзегакиевый) горизонт Евразии. Изд. АН ГССР, Тбилиси; 2. О стратиграфическом положении тарханского горизонта. Тр. Инст. палеобиологии, т. VII, Тбилиси.
- Квиникадзе М. Н. 1967. Геохимические фации третичных отложений Гурии. «Тезисы докладов Юбил. сессии, посвящ. 50-летию Окт. Соц. рев.». Грузинская компл. лаборатория ВНИГНИ, Тбилиси.
- Кебадзе Н. И. 1936. Отчет Норйо-Мухрованской геологической партии (Тбилисский р-н). «Годовой отчет за 1935 г.» № 1, Труды Грузфильма ГПК Азнефразведки, Тбилиси.
- Кебадзе Н. И. 1940. Геологические исследования Кавтисхевского месторождения нефти. «Тр. ГПК треста Грузнефть», т. 2, Тбилиси.
- Китовани Ш. К. 1959. Перспективы нефтегазоносности полосы Аджаро-Триалетской складчатой системы. Сб. «Геол. строение и перспективы нефтегазон. Гр. ССР», Тр. ВНИГНИ, вып. XXI, М.
- Клубова Т. Т. 1967. Каталитические реакции на глинистых минералах и их роль в генезисе нефти, Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Коншин А. М. 1892. Геологическое описание Грозненской нефтяной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского побережья и описание горячих минеральных источников Кавказа, сер. II, кн. 6, вып. 1—2, Тифлис.
- Косыгин Ю. А. 1958. Тектоника нефтеносных областей, т. I и II, М.
- Корженевский Н. Д. 1951. Исходный материал и условия образования нефти в районах Второго Баку (Зап. склон Урала). «Нефт. хоз.» № 1, стр. 28—34, М.
- Котурницкий Н. 1915. Медико-топографический очерк Ахтальской долины. Медич. сборник ИМНФ Кавк. мед. об-ва, № 1.
- Кравцов А. И. 1966. Основы геологии горючих ископаемых. М.
- Крашениников Г. Ф. 1957. Условия накопления угленосных формаций СССР. Изд. МГУ, М.
- Крайнов С. Р., Голева Г. А., Славянов Л. В. и Швецов В. М. 1966. Геохимия подземных вод. Журн. «Природа», № 4, М.

- Крейчи-Граф К. 1930. Основные вопросы нефтяной геологии. Пер. с немецк. под ред. Н. Б. Вассоевича. М. (перв. изд. 1934 г.).
- Крейчи-Граф К. 1959. Диагностика нефтеобразования. Сб. «Проблемы нефтяной геологии в основании зарубежных ученых», т. I. (под ред. Н. Б. Вассоевича) Л.
- Крейчи-Граф К. 1961. Диагностика нефтегазообразования. Сб. «Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых», I, Л. (перев. под ред. Н. Б. Вассоевича).
- Кремс А. Я. 1954. Еще раз о процессах образования нефти и формирования ее залежей. «Нефт. хоз.», № 6, М.
- Кропоткин П. Н. 1955. Происхождение углеводородов в земной коре. В кн. «Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти». Киев.
- Кротова В. А. 1962. Гидрогеологический фактор формирования нефтяных месторождений, 1962 г.
- Крэг К. 1912. О происхождении нефти. М.—Петербург.
- Крэг К. 1923. Поиски нефти. Перев. с англ., М.—Л.
- Кудрявцев Н. А. 1933. Нефтяные месторождения Грузии, М.—Л.
- Кудрявцев Н. А. 1955. Современное состояние проблемы происхождения нефти. В кн. «Материалы диск. по пробл. происхожд. и миграции нефти», Киев.
- Кудрявцев Н. А. 1958. О битумах в эффузивных породах «Докл. АН СССР», т. 119, № 6, М.
- Кудрявцев Н. А. 1959. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. Труды ВНИГРИ, вып. 142 Л.
- Кудрявцев Н. А. 1964. 1. Геохимические и геологические аспекты генезиса нефти и углеводородного газа. «Советская геология», № 11, М., 2. К вопросу о диагностике нефтегазопроизводящих свит. «Геол. и геофизика», № 12, М.
- Кудрявцев Н. А. 1971. Нефть — абиогенна. Журн. «Природа», № 3, М.
- Кузнецов С. И., Иванов М. В., Ляликова Н. И. 1962. Введение в геологическую микробиологию. Изд. АН СССР, М.
- Лалиев А. Г. 1964. Майкопская серия Грузии (стратиграфия, условия образования, нефтегазоносность). М.
- Ларская Е. С., Жабров Д. В. 1964. О влиянии температуры и давления пластов на состав рассеянного органического вещества ДАН СССР, т. 157, № 4, М.
- Леворсен А. И. 1954. Геология нефти. Гостоптехиздат. М. (перев. с англ. на русск. яз. выш. в 1958 г.).
- Леворсен А. И. 1958. Происхождение нефти и газа (Труды Всес. совещ., Москва 20—27 октября 1958 г.), Гостоптехиздат, 1960 г.
- Липк 1941. В кн. «Миграция и аккумуляция нефти и прир. газов» (перев. с англ., 1948 г., Москва).
- Логвиненко Н. В. 1967. Петрография осадочных пород. Учебн. для вузов, М.

- Ломоносов М. В. 1759. Слово о рождении металлов от трясений земли. Изд. АН СПб.
- Ломоносов М. В. 1763. О слоях земных. Изд. 1949 г., М.—Л.
- Маймин З. Л. 1935. Отчет о геологических исследованиях в районе малых и больших Ширак (1930—1931 гг.). Тр. НГРИ, сер. А., вып. 78. Л.—М.
- Маймин З. Л. 1963. Вопросы образования нефтяных залежей (на примере районов Волго-Уральской области). Изд. Гостоптехиздат, Л.
- Максимов С. П. 1964. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях южных районов Волго-Уральской области. Изд. «Недра», М.
- Маркевич В. П. 1954. Геологическое строение Восточной Грузии. Изд. АН СССР, М.
- Маркевич В. П. 1956. Некоторые закономерности в распределении нефтегазопоявлений на территории Восточной Грузии. Сб. «Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии», М.
- Максимов С. П., Трофимук А. А., Звентов Я. С. 1966. Проблема нефтяной геологии в свете работы XXII сессии Междунар. геол. конгресса. В кн.: «Проблемы геологии на XXII сессии Междунар. геол. конгресса», М.
- Марковский Б. П. 1962. Жизнь как геологический фактор. Сб. «Значение биосферы в геологических процессах. Вопросы взаимосвязи палеонтологии и тектоники». Изд. Всес. палеон. об-ва, М.
- Марковский Н. И. 1963. Палеогеография и поиски богатых залежей нефти. Журн. «Природа», № 8, М.
- Марковский Н. И. 1965. 1. Угленосные и нефтегазоносные бассейны как узлы поясов формирования горючих ископаемых. В кн. «Сборник работ по геологии и геохимии горючих ископаемых». Изд. МГУ, М.
2. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М.
- Маркс П. С. 1964. Цитир. по ст. Э. Б. Чекалюк. Нефть верхней мантии Земли. В кн.: «Проб. происхожд. нефти и газа и образ. их пром. залежей», Киев.
- Мархинин Е. К. 1968. Извержения вулканов и земная кора. Журн. «Природа», № 2, М.
- Маслов К. С. 1959. Об условиях нефтегазонакопления в отложениях олигоцена-нижнего миоцена Грузии. Сб. «Геол. стр. и перспект. нефтегазон. Грузии». Тр. ВНИГНИ, вып. XXI, М.
- Маслов К. С. 1961. Палеогеография и фации майкопского бассейна Рионо-Куринской (Грузинской) межгорной впадины как исходные критерии условий нефтегазонакопления в отложениях майкопской свиты этой области. Сб. «Геол. строение и нефтегазон. районов Волго-Уральской области, Кавказа и Предкавказья», Тр. ВНИГНИ, вып. XXXIV, М.
- Мейнштейн У. Г. 1961. Происхождение нефти. Сб. «Пробл. нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых», т. I, Л.
- Менделеев Д. И. 1877. Доклад о происхождении нефти. Журн. Русс. хим. об-ва, т. IX, вып. 2.

- Мессинева М. А. 1941. К вопросу о превращении клетчатки в сапропелях. ИГи АН СССР, вып. 2, М.
- Мессинева М. А. 1947. Современные взгляды на происхождение нефти. Сб. «ЦНИИТнефти», М.
- Мефферт Б. Ф. 1930. Геологический очерк бассейна верхней Куры. «Матер. к схеме использования водн. ресурсов Кура-Араксинского бассейна». Тр. ГГРУ, вып. 5.
- Мефферт Б. Ф. 1932. Геология нефтепроявлений в Аджаро-Имеретинском хребте (Багдадский р-н). Тр. ВГРО, вып. 180.
- Мефферт Б. Ф. 1934. Лигнитовые месторождения Ахалцихского района. «Тр. Всес. геол. разв. объедин.», вып. 304, М.—Л.
- Мехтиев Ш. Ф. 1953. К вопросу о происхождении нефти, формирования залежей и генезис диапировых складок. Изв. АН СССР, сер. геол., № 3, М.
- Мехтиев Ш. Ф. 1956. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Баку.
- Мехтиев Ш. Ф. 1960. О нефтепроизводящих свитах Азербайджана. В кн. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Госоптехиздат, М.
- Мехтиев Ш. Ф. 1966. 1. Глубинно-биогенный генезис нефти. «Ученые записки Азерб. гос. ун-та», Баку.; 2. Некоторые вопросы глубинно-биогенного генезиса нефти. Журн. «Изв. АН Аз. ССР», № 6, Баку, стр. 3—11.
- Мехтиев Ш. Ф., Алиев Ад. А. 1963. Органическое вещество меловых и третичных отложений Прикаспийско-Кубанской области. Изд. АН Аз. ССР, Баку.
- Мехтиев Ш. Ф. и Алиев Ад. А. 1965. Геолого-геохимическая характеристика верхнеплиоценовых отложений восточной части Куринской впадины, Баку.
- Мехтиев Ш. Ф. и Дигурова Т. М. 1953. О некоторых критериях для суждения об аутигенности или аллотигенности рассеянных битумов. Докл. АН СССР, т. 90, № 5, М.
- Мехтиев Ш. Ф. и Байрамов А. С. 1948. Периодичность в нефтеобразовании и вертикальное распределение залежей нефти. «Док. АН Аз. ССР», т. IV, № 12, Баку.
- Милановский Е. Е. и Хайн В. Е. 1963. Геологическое строение Кавказа, М.
- Минский Н. А. и Саидов М. Н. 1961. К вопросу о происхождении битуминозного вещества в интрузивных породах. Журн. «Геология нефти и газа», № 5, М.
- Мионов С. И. 1958. Из выступл. на Всес. совещ. 20—27 октября 1958 г. в Москве. Сб. «Происхождение нефти и газа», 1960 г.
- Мионов С. И. 1952 (1954). О происхождении нефти и направлении решения этой проблемы. «Изв. АН СССР», сер. геол., № 4, М.
- Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. 1955. Современное состояние проблемы

- происхождения нефти и основные задачи дальнейших исследований. В кн. «Происхождение нефти», М.
- Мирчик М. Ф., Бухарцев Б. П. 1956. Об условиях распределения нефтяных залежей в девоне Волго-Уральской области. Сб. «Нефтеносность Волго-Уральской области». Изд. АН СССР, М.
- Мирчик М. Ф., Крылов Н. А., Летавин А. И., Маловицкий Я. П. 1959. Основные черты мезо-кайнозойского развития Юга Европейской части СССР. «Докл. АН СССР», т. 127, № 5, М.
- Михайловский Г. П. 1906. Несколько соображений о происхождении Кавказской нефти. «Изв. геол. ком.», т. XXV, № 6.
- Могилевский Г. А. 1967. Об изменении и новообразовании углеводородных газов в зоне гипергенеза. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Мустафин И. С. 1948. К проблеме генезиса сернистых нефтей. «Докл. АН СССР», т. X, № 6, М., стр. 1015—1017.
- Назаркин Л. А. 1967. Палеоклиматически обусловленное размещение нефтяных месторождений — неоспоримое доказательство биогенного происхождения нефти. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Наливкин Д. В. 1937. Нефть в Арктике. Сб. «Arctica». Всес. Арктич. ин-та, кн. V, Л.
- Наинташвили Г. В. 1968. Термальные воды Грузии. Изд. «Сабчота Сакартвело». Тбилиси (на груз. яз.).
- Неручев С. Г. 1964. Нефтепроизводящие отложения Предкавказья, Урало-Поволжья и формирование нефтяных залежей в мезозое Предкавказья. Тез. докл. по пробл. «Сов. предст. о нефтепроиз. тол. и форм. залежей нефти и газа Русской платформы», М.
- Неручев С. Р. 1967. Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающихся осадках как основа для диагностики нефтегазопроизводящих отложений. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Нестеров И. И. 1969. Тайна рождения нефти. Изд. «Знание», М.
- Никифорович А. А. 1967. Фотосинтез. Журн. «Природа» № 6, М.
- Никонов В. Ф. 1960. О закономерностях распределения битумов и органического углерода в мезозойских и кайнозойских отложениях западной части Западно-Сибирской низменности. «Новости нефт. техники», № 2, М.
- Никонов М. Н. 1959. О предпосылках углеобразования в свете данных о современных торфяных залежах. В кн. «Генезис твердых горючих ископаемых». М.
- Обручев В. А. 1949. Золотоискатели в пустыне. Второе издание, М.
- Овчинников А. М. 1932. Гидрогеология Ахтальских грязевых сопков. В кн. «Тр. государств. центр. ин-та курорт. Грузии», т. II, изд. Ин-та курортологии Грузии, 1940, Тбилиси.
- Овчинников А. М. 1966. Палеогидрогеология и ее значение при решении вопросов поисков месторождений полезных ископаемых. «Сов. геология», № 4, М.
- Окромчедлидзе Д. П. 1959. О тархнаском горизонте Мегрелии. Тр. ВНИГНИ, вып. XV, М.

- Опарин А. И. 1936. Возникновение жизни на Земле. М.-Л.
- Опарин А. И. 1968. Жизнь, ее природа, происхождение и развитие. Изд. «Наука», М.
- Орлов Н. А. 1932. Новая теория происхождения нефти. Журн. «Природа», № 8, М.
- Паллас П. С. 1784. см. Фрост А. В. и Осницкая Л. К. 1951 г.
- Панкина Р. Г., Максимов С. П. 1967. О возможности образования нефти в осадках осолоняющих водоемов. Журн. «Геол. нефти и газа», № 5, М.
- Парпарова Г. М. 1967. Характеристика рассеянного органического вещества пород по данным углепетрографических исследований. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Перельман А. П. 1955. Геологическая роль организмов. Журн. «Природа», № 1, М.
- Петров А. А. 1967. Строение нефтяных углеводородов и проблема происхождения нефти. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Полонская Б. Я., Андрианова А. Г. 1966. Об условиях образования терригенных нефтепроизводящих отложений девона Волго-Уральской области. Сб. «Фации и условия формирования нефтепроизводящих свит», М.
- Польстер Л. А., Зхус И. Д., Гусева А. Н., Вагина Г. П., Васильева Л. Б., Дорошко Р. Г., Клевищ М. В., Лагер П. И., Марасанова Н. В., Хайрова Ф. М. 1960. Органическое вещество и глинистые минералы Восточного Предкавказья (терригенные мезозойские и майкопские отложения). Изд. АН СССР, М.
- Попхадзе М. В. 1966. К вопросу о причинах упадка и постепенного вымирания плеченогих. Сб. «Общ. вопросы эволюционной палеобиологии», вып. II, Тбилиси.
- Порфирьев В. Б. 1926. Новые данные о роли микробов в рудообразовании. «Изв. геол. ком.», т. 45, № 7.
- Порфирьев В. Б. 1938. 1937. Условия образования нефти и нефтяных месторождений среднеазиатских провинций СССР. Труды XVII сессии Междунар. геол. конг., т. IV, М.
- Порфирьев В. Б. 1941. Проблема нефтегазообразования в свете современных данных. Гостехиздат, М.
- Порфирьев В. Б. 1967. Современное состояние проблемы нефтегазообразования. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Потапов И. И. 1951. Миграционная теория в свете существования висячих залежей нефти. «Изв. АН Аз. СССР», № 6, Баку, стр. 45—62.
- Потапов И. И. 1953. К проблеме образования нефтяных залежей. Изв. АН СССР, сер. геол. № 9.
- Потапов И. И. 1953. Об образовании нефтяных залежей из метана. «Аз. нефт. хоз.», № 2, Баку.
- Потонье Г. 1903. Происхождение каменного угля и других каустобиолитов. Перев. с нем., 1920 г.
- Пуцилло В. Г., Миронов С. И., Воробьева С. И. 1956. Битумы,

- битуминозные породы и нефти восточных и западных районов Грузинской ССР. Сб. «Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии». Ин-т нефти АН СССР, М.
- Раабен В. Ф. 1964. Основные черты нефтегазонакопления в пределах Волго-Уральской области. Тезисы докл. научно-техн. информ. по проблеме. «Современные представления о нефтепроизводящих толщах и формир. залежей нефти и газа в пределах Русской платформы» М.
- Раабен В. Ф. 1965. Условия нефтегазонакопления в палеозое Урало-Поволжья. «Изв. АН СССР», сер. геолог., № 5, М.
- Равикович Х. А. 1957. Новые гидрохимические нефтепоисковые показатели. «Аз. нефт. хоз.», № 2 (368), Баку.
- Радченко О. А. 1961. Современные представления о генезисе нефти и процессах ее преобразования и разрушения. В кн. «Памяти акад. И. М. Губкина». М.
- Радченко О. А. 1967. О сернистых нефтях, их составе, генезисе и роли в массе мировой нефти. Сб. «Генезис нефти и газа», «Недра», М.
- Рич И. 1934. В кн. «Миграция и аккумуляция нефти и природн. газа», Перев. с англ. 1948 г, М.
- Рогозина Е. А. 1967. Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества (на примере Западно-Сибирских мезозойских аргиллитов). В кн.: «Генезис нефти и газа», М.
- Родионова К. Ф. 1960. Выступл. на Всес. совещ. в Москве. Сб. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей», М.
- Родионова К. Ф. 1967. «Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области». Изд. «Недра», М.
- Рокко Т. и Джабило Д. 1961. Геология и нефтегазоносность бассейна По. В кн. «Распространение нефти», М.
- Рудаков Г. В. 1967. Физические аспекты гипотез образования скоплений жидких углеводородов в процессе их миграции совместно с водой в растворенном и диспергированном состояниях». В кн.: «Генезис нефти и газа», М.
- Рухин А. Б. 1961. Основы литологии. Гостоптехиздат, М.
- Рябинин А. Н. 1911. К изучению геологического строения Кавказского хребта. «Труды геол. ком.». СПб.
- Саркисян С. Г. 1951. Значение палеогеографических исследований для нефтяной геологии. Сб. «Памяти акад. И. М. Губкина». Изд. АН СССР, М.
- Саркисян С. Г. 1967. Глинистые минералы и их возможная роль в образовании нефти. В кн.: «Генезис нефти и газа», М.
- Саркисян С. Г. и Шаповалова Г. А. 1952. Петрография майкопских и сарматских отложений Восточной Грузии и палеогеография времени их образования, М.
- Сауков А. А. 1966. Геохимия. Изд. «Наука», М.
- Сверчков Г. Н. 1963. Особенности распространения нефти в мезозойских

- отложениях Западно-Сибирской низменности в связи с условиями ее образования. Сб. «Матер. по сов. нефтяной геологии», М.
- Сельский В. А. 1931. Опыт исследования третичных отложений Грозненского района.
- Сельский В. А. 1935. Миграция и происхождение нефти. М.—Л.
- Сельский В. А. 1936. Соляные купола и их связь с нефтью. Изд. ОНТИ, М.—Л.
- Семина Г. И. 1955. К вопросу о вертикальном распределении фитопланктона в Беринговом море. «Докл. АН СССР», т. 101, № 5, М.
- Сидоренко А. В. 1964. Геология — наука будущего. Изд. «Знание», М.
- Симакова Т. Л. 1955. Бактериальный фактор изменения нефтей и преобразования исходной органики. Сб. «Авторефераты научн. трудов ВНИГРИ», вып. 17, Л.
- Сименс И. Е. 1941. В кн. «Миграция и аккумуляция нефти и природ. газа», Пер. с англ., М.
- Синицин В. М. 1965. Эволюция геологических процессов. «Вестн. Ленингр. ун-та», № 18, Л.
- Смирнов Л. П. и Урванцев Н. Н. 1935. Проблема нефтеносности Таймыр-Ленского района. «Тр. НГРИ», сер. А, вып. 51, М.—Л.
- Смит П. 1954. См. В. А. Соколов. Современное представление о происхождении и миграции нефти и газа, М.
- Соколов В. А. 1937. Происхождение нефти и радиоактивность. «XVII Междунар. геол. конгр.», т. IV, М.
- Соколов В. А. 1948. Современные представления о происхождении и миграции нефти и газа. Сб. ЦНИИТЭнефтегаза, М.
- Соколов В. А. 1948. Очерки генезиса нефти. М.—Л.
- Соколов В. А. 1964. Современные представления о происхождении и миграции нефти и газа. Новые исследования в области генезиса нефти и газа. ЦНИИТЭнефтегаз, М.
- Соколов В. А. 1965 г. Процессы образования и миграции нефти и газа. М.
- Соколов В. А. 1966. Геохимия газов земной коры и атмосферы (Геохимия природных газов). Изд. «Недра», М.
- Соколов В. А. 1967. Органическое и неорганическое образование углеводородов в природе. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Соколов Н. Д. 1892. (см. И. М. Губкин, 1937 г. Учение о нефти, стр. 423).
- Соколов Н. Д. 1889. Космическое происхождение битумов. «Бюлл. МОИП», т. III, нов. сер., Л.
- Стадников Г. Л. 1935. Ископаемые угли, горючие сланцы, асфальтовые породы, асфальты и нефти. ОНТИ, М.
- Стадников Г. Л. 1930 (1937). Происхождение углей и нефти, М.
- Сташук М. Ф. 1968. Проблема окислительно-восстановительного потенциала в геологии. Изд. «Недра», Москва.
- Старикова Н. Д. 1961. Органическое вещество в жидкой фазе морских и океанских осадков. «Труды Ин-та океанологии», т. XI.

- Страхов Н. М. 1937. О значении сероводородных бассейнов как областей отложения битуминозных и нефтепроизводящих свит. «Изв. АН СССР», сер. геол., № 5, М.
- Страхов Н. М. 1939. Доманиковая фация Южного Урала. «Тр. ин-та геол. наук», геол. сер., № 6, вып. XVI, М.
- Сьюрд А. Ч. 1936. Века и растения. Обзор растительности прошлых геологических периодов. М.—Л.
- Тамразян Г. П. 1956. Гидрохимические показатели нефтеносности майкопской свиты Азербайджана. Журн. «Аз. нефт. хоз.», № 9, Баку, стр. 5—8.
- Татарский В. Б. 1954. К проблеме генезиса нефти (Происхождение нефти Бухарского района). «Вестник Ленингр. ун-та», № 7, Л.
- Таусон В. О. 1947. Наследство микробов. М.—Л.
- Теодорович Г. И. 1965. О формировании и диагностических признаках нефтепроизводящих свит. Сб. «Общ. принципы формир. битуминозных свит на примере Волго-Уральской провинции». Изд. «Наука». М.
- Теодорович Г. И. 1966. О минералого-геохимических фациях в связи с вопросами формирования битуминозных свит, а также рудных концентраций. Сб. «Фации и условия формирования нефтепроизводящих свит». М.
- Теодорович Г. И. и Багдасарова М. В. 1967. К вопросу о переходе угленосных отложений в нефтегазопроизводящие свиты. Журн. «Геология нефти и газа», № 8, М.
- Тимофеев Б. В., Каримов А. К. 1953. Растительные остатки в нефти. «Докл. АН СССР», т. 92, № 1.
- Титов Н. Г. 1959. О роли минеральных веществ в процессе образования углей. В кн. «Генезис твердых горючих ископаемых». М.
- Токарев 1947. Серобактерии на помощь нефтяной промышленности. Журн. «Природа», № 9, М.
- Торри 1934. В книге коллектива авторов — «Миграция и аккумуляция нефти и природного газа», Пер. с англ. 1948 г. М.
- Трофимук А. А. 1959. Нефть и газ Сибири будут найдены. Журн. «Природа», № 1, М.
- Трофимук А. А. и Конторович А. Э. 1965. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. «Геология и геофизика», № 12, М.
- Туаев Н. П. 1958. см. В. С. Бочкарев. О генезисе Челябинского бурого угольного бассейна. «Геология нефти и газа», № 5, М.
- Туаев Н. П. 1967. Современное состояние гипотезы высокотемпературного варианта органического происхождения нефти и газа. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Тющов В. Н. 1930. К вопросу о происхождении нефти. Жур. «Аз. нефт. хоз.», № 1 (97), Баку.
- Ульянов А. В. 1947. Нефтематеринские фации северо-западного Кавказа. Сб. «Происхождение нефти и газа». Москва. Техн. информ. сборник ЦИМТ нефти.

- Ульянов А. В. 1951. Условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западного Кавказа. Сб. «Памяти акад. И. М. Губкина», М.
- Ульянов А. В. 1954. 1. К вопросу о научных основах перспективной оценки нефтегазоносных областей, М. 2. Геологическая история Западной Грузии в третичное время. Ин-т нефти АН СССР, М.
- Успенский В. А., Инденбом Б. Б., Чернышева А. С., Сенникова А. С. 1958. Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ, вып. 128.
- Федоров С. Ф. 1940. Результаты исследования грязевых вулканов Крымско-Кавказской нефтеносной области. «Сборник трудов сотр. ин-та горюч. ископ.» Изд. АН СССР, М.
- Федоров Д. Л. и Холодков Ю. И. 1966. Характеристика нефтепроизводящих комплексов на территории Калмыцкой АССР. Журн. «Геология нефти и газа», № 8, М.
- Флоровская В. А., Гурская Ю. Н. 1966. Органическое вещество в глубоководных осадках Черного моря. «Геохимия», № 1, М.
- Фокс С. В. и Мейер Г. Д. 1959. Теория образования соединений углерода на первичной земле. Сб. «Геохимич. симпозиум при V Всемирном нефтяном конгрессе». Перев. с англ. под ред. М. Ф. Двали, М.
- Форсман Дж. П. и Хант Д. М. 1961. Нерастворимое органическое вещество (кероген) в осадочных породах морского происхождения. В кн. «Распространение нефти». Перев. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина.
- Фрост А. В. 1942. Каталитическое действие активных алюмосиликатов. «Докл. АН СССР», т. 37, № 7—8, М.
- Фрост А. В. 1945. Роль глины как катализаторов при образовании нефти в земной коре. «Тезисы докладов АН СССР», Ин-т гор. ископ. М.
- Фрост А. В. 1947. Роль глины при образовании нефти и газа. Сб. «Происхожд. нефти и природн. газа». БТЭИЦИМТ нефти. Гостоптехиздат, М.
- Фрост А. В., Осницкая Л. К. 1951. К вопросу о происхождении нефти. В кн. «Памяти акад. И. М. Губкина», Изд. АН СССР, М.
- Хаин В. Е. 1948. Геотектонические условия образования нефтеносных фаций. «Докл. АН Аз.ССР», т. IV, № 2, Баку.
- Хаин В. Е. 1961. Нефтеносные отложения неогена Юга СССР и условия их образования. «Вестн. АН Аз. ССР», № 6, Баку.
- Хаин В. Е., Леонтьев Л. Н. 1947. Палеогеография Кавказа в майкопскую эпоху и распределение нефтеносных фаций. «Аз. нефт. хоз.», № 8 (254), Баку.
- Хаин В. Е. и Шарданов А. Н. 1952. Геологическая история и строение Куринской впадины. Баку, Изд. АН Аз. ССР.
- Халтурин Д. С. 1966. Нефтегазоносность, формирование геологической структуры и осадконакопления, «Недра». М.
- Ханин А. А. 1950. Литологическая характеристика сарматского яруса Приазовья. «Докл. АН СССР», т. XXII, № 2, М.
- Хансон У. Э. 1961. Некоторые химические стороны генезиса нефти. В кн. «Геохимические исследования», стр. 132—154, М.

- Харатишвили Д. Г. 1952. Фауна сакараульского горизонта и ее возраст. Изд. АН ГССР, Тбилиси.
- Хатискаци Г. Н. 1963. О геологическом строении и нефтегазоносности Кавтисхевского района. Сб. «Материалы по геологии и нефтегазоносности Юга СССР». Тр. ВНИГНИ, вып. XXXVIII, М.
- Хачатурян Р. О., Теодорович Г. П., Трохова А. А. 1967. О наиболее благоприятных для битумо- и нефтеобразования структурно-фациальных зонах осадконакопления. Сб. «Генезис нефти и газа», М.
- Цагарели А. Л. 1966. История геологического развития Черного моря. Тезисы докл. на научной сессии геолог. об-ва Грузии, посвящ. вопросам геол. строения и нефтегазоносности Колхидской низменности. Тбилиси.
- Чекалюк Э. Б. 1965. Нефть верхней мантии Земли. Сб. «Тезисы докл. респ. совещ. по пробл. «Условия формирования и закономерн. размещения нефт. и газов. месторождений на территории УССР». Львов.
- Шабарова Н. Т. 1954. Процессы образования нефти. Журн. «Природа», № 6, М.
- Шатиришвили Т. М. 1967. Литология миоценовых отложений Гурии. Сб. «Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии», Тр. ВНИГНИ, вып. XI, Л.
- Шахсұваров Т. С. 1963. О климате в период накопления осадков продуктивной толщи Кура-Араксинской нефтегазоносной области. «Учен. зап. Азерб. ун-та», сер. геол.-географ., № 2.
- Шиманский В. К., Богомолов А. И. 1967. Геохимические закономерности в составе легких углеводородов нефти и пути их образования. В кн.: «Генезис нефти и газа». М.
- Эберзин А. Г. 1935. Геологические исследования юго-западной части Гудаутского района. «Труды Ленингр. об-ва естествоиспыт.», т. XIV, вып. I, Л.
- Эбралидзе Т. П. 1967. Грязевые вулканы Восточной Грузии и их связь с нефтегазоносностью. Автореферат диссерт. представл. на соискание ученой степени канд. геол.-минер. наук, Баку.
- Юркевич И. А. 1955. О нефтематеринских породах. «Совет. геология», Сб. № 47.
- Юркевич И. А. 1964. Некоторые вопросы происхождения нефти и оценка перспектив нефтеносности недр. Сб. «Среда и процессы нефтеобразования». Изд. «Наука», ИГИРГИ, М.
- Якоб Х. 1960. О связи между углем и нефтью. Перев. Задава Л. П., Журн. „Erdöl und kohle“, № 1.
- Яковлев А. А. 1947. Минералогия для всех. М.
- Ярошевич М. С., Амосов Г. А. 1965. О методах выявления нефтепроизводящих отложений. Журн. «Геология нефти и газа», № 12, М.
- Abich H. 1863, Über eine in Caspischen Meere erschienene Insel nebst Beiträgen zur Kenntniss der Schemmvulcane der Caspischen Region. „Mét. de L'Acad. des Sc. de St.-Peterbourg, VII serie, т. 6 № 5.

- Abich H. 1867. Geologische Beobachtungen auf Reisen in den Gebirgsländer zwischen Kur und Araxes, Tiflis.
- Angermann K. 1904. Das Naphtavorkommen von Boryslav in seiner Beziehungen zur geologischen-tektonischen Bun des Gebietes. Wien.
- Bentz A. Dr 1932. Происхождение нефтяных месторождений Ганноверской области. „Petr. Ztschr.“ № 13, P. 1.
- Bertels G. A. 1874. Kurzer Bericht über den Naphtadistrikt des nordwestlichen Kaukasus (Korrespondenblatt des Naturforsch. Ver. Riga 21. № 11.
- Bertels G. A. 1902 Erdöl, Schlammwulkane und Steinkohle, S. 11 Riga.
- Bitterli P. 1963 Aspects of the genesis of bithuminous Mock. sequines. „Geol. en mijnbouw“, 42, № 3, 183—201.
- Eisma E., Iurg I. W. 1967, Fundamental aspects of the diagenesis of organic matter and the formation of hydrocarbens. „Proc. Eth world Petrol. Congr.“, Mexico, vol. 2 Discuss.
- Engler E. 1888. Zur Bildung des Erdöls. „Ber. d. deutsch. chem. Ges.“, 21.
- Fash R. H. 1941, 7—Theory of origin and accumulation of Petroleum. „Am. Ass. Petrol. Geol.“ Bull vol. 28 № 10, 1510—1518.
- Filippi D. T. 1965. On the depth, time and mechanism of petroleum generation. „Geochimica Acta“, vol. 29, 1021—1049.
- Fuloria R. C. 1965. About source rocks. „Current Sci“. 34, № 18.
- Iersev N. I. and Allen R. I.—1966 — Jurassic source for oil Surat Bomen, basin, Quensteland. Australia, „Bull Amer. Assoc. Petrol. Geologist“, 50, № 11, 2479—2481.
- Karnkowski Piotr, 1960. Pochodzenie ropy naftowej i pomstanie sioz. „Wiadon naif.“ 6 № 6, стр. 121—125 (польск.)
- Kokang, 1867, См. Г. Н. Доленко „Геология нефти и газа Карпат“, 1962. Киев, стр. 7
- Lyczemsa Ianina, 1965, (1963), Naftoproblem otwarty. „Nafta“ (польск.) 21, № 6. стр. 156—163.
- Mikolajczak. 1878, Zródia naftome pod wzgigdem geognostycznym uwa-zane. Kosmos.
- Mikolajczak. 1878, Zródia naftowe w Zachodniej Galici. Kosmos.
- Molver Richard D. 1967, Composition of kerogenclue to its rols in the origin of petroleum. „Proc. world. Congr., Mexico vol. 2, Barking, Discuss.
- Murray Glover E. 1965. Indigensus Precambrian petroleum. „Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologist“, 49. № 1, стр. 3—21.
- Mrazek L., 1907, Über die Bildung der rumanischen petroleumlagerstätten. C. R. Congr. International du Petrole. Buceresti.
- Heke, 1794, Neneste physikalisch—politische Reisen in den Iahrem, 1791 bis. 1793.
- Nowak I. 1921. Nafta Karpat wswietle geologi regional Prace geograficzne, m, VI.
- Olszewski S. 1881. Przyczynek do teoryi pochodzenia i wystepowania nafty w Calicyi, Kosmos.
- Owen Edgar, 1964. Petroleum in carbonate rocke. „Bull. Aner. Assoc. Petrol. Geologist.“, 48, № 10. стр. 1727—1730.

- Pannamperuma Cyril, Pering Katherine, 1966. Possidie abiogenico origin of some naturally occurring hydrocarbons. „Nature“, 209, № 5027, стр. 979—983.
- Polreler O. A. and Thiell Geogr. A., 1941. Deposition of Free Oil by sediments Settling in Sea Water. „Am. Ass. Petrol. Geol. Bull.“ Vol. 25, № 12, стр. 2170—3180.
- Poscnnv F. 1899, Das petrolcumvormommen in Ost—Galicien. „Jahrbuch, d. geol.“ Reichsanstalt. B. XV.
- Simanek V. 1966, Zusammensetzung und Genese der Erdöle der tschechoslowakischen Lagerstätten. „Prace Vyrkumn, ustavu CSNT“, 24. № 1, стр. 177—187.
- Stippelmann L. 1878. Micolajczak—Zrödia naftome pod wzgledem geognostycznym uwazane i teoria ich powstania podlug L. Stippelmann, Kosmos.
- Sheppard C. W. 1944. Radioactivity and Petroleum Cenesis. „Am. Assoc. Petrol. Ceol.“, Bull. Vol. 28, № 7, стр. 924—952.
- Trask P. 1932. Origin. and envirnment of scource sediments of petroleum.
- Trask P. 1939, Organic. content of recept marine sediments, „Recept sediments AAPG“.
- Van Hoeven Willin, Havg pat, Burlingame A. L., Calvin Melvin 1966. Hydrocarbons from Australian oil, two bundred mollion years old. „Nature“, 21, № 5056, стр. 2361—2365. Рефер. журнала „Геология“. 1967 г. статья „Углеводородам из австрийской нефти 200 млн. лет“. (Месторождение Муни, Квинсленд).
- Wellings F. E.—1966. Geological aspects of the origin of oil. „I. Inst. Petrol.“, 52, № 508, стр. 124—130.
- Windaliewiz E. 1875.—Das Erdöl und Erdmachs in Galizii. Wien.
- Willian Russel, 1945. Relation of radiactivity, organic. content and Sedimentation,“ Am. Assoc. Petrol. Geol.“ Bull. Vol. 29, № 100, стр. 1470—1494.
- Wozzel I. L., Leyden R., Eming M. 1968, Newly discovered diapirs in Gulf of Mexico. „Bull. Am. Ass. Petr. Geol.“, vol. 52, № 7.
- Hunt I. M., Zamieson G. W. 1961. Bull. Amer. Ass. Petr. geol., 40, № 3.
- Zuber R. 1919. Flisz i nafta.
- Zobel Chande E. 1965. The origin. of oil. „Mod. sci-and technol.“, Pringeton., № 1—Toronto—New-Vork—London. D. Van. Noatrand. Co“

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
Глава первая. Геологическое строение и история геологического развития Грузии	8
Стратиграфия кайнозойских отложений Грузии	8
Геолого-структурные особенности Грузии и краткое описание зон осадконакопления в кайнозое	28
Краткая история геологического развития территории Грузии в кайнозое	45
Глава вторая. О нефтегазопроявлениях на территории Грузии	55
Естественные нефтегазопроявления	55
Грязевые вулканы Грузии и их связь с нефтегазоносностью	73
Глава третья. Некоторые данные о развитии органического мира в кайнозойских водных бассейнах Грузии	79
Геохимия органического вещества кайнозойских отложений Грузии	86
Битуминозность пород третичного комплекса Грузии	89
Содержание Сорг в породах третичного комплекса Грузии	98
Глава четвертая. Вопросы генезиса нефти.	106
Краткий обзор представлений о происхождении нефти и газа	106
О фациально-литологических особенностях и условиях образования нефтегазоносных свит кайнозойских отложений Грузии	151
Глава пятая. Грузинская нефтегазоносная область в системе Крымско-Кавказской провинции и ее районирование по перспективам нефтегазоносности кайнозойских отложений	159
Заключение	162
Обложка	164
Abstract	166
Литература	168

Мириан Феофанович Дзвеляя

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГРУЗИИ И
ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КАЙНОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ
(В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ)

Напечатано по постановлению Редакционно-издательского Совета
Академии наук Грузинской ССР

*

Редактор М. И. Варенцов
Редактор издательства Л. Н. Саркисян
Техредактор Э. Б. Бокерия
Корректор Л. В. Геловани

Сдано в набор 6.1.1972; Подписано к печати 29.5.1972;
Формат бумаги 60×90¹/₁₆; Печатных л. 12,25; Уч.-Издат. л. 13,1;
УЭ 01001; Тираж 1000; Заказ 57;
Цена 1 руб. 25 коп.

გზომცემლობა „მეცნიერება“, თბილისი 380060, კუტუზოვის ქ., 19
Издательство «Мецниереба», Тбилиси, 380060, ул. Кутузова, 19

საქ. სსრ მეცნ. აკადემიის სტამბა, თბილისი, 380060, კუტუზოვის ქ., 19.
Типография АН Груз. ССР, Тбилиси, 380060, ул. Кутузова, 19

210