

Грузинский Технический Университет
Горно-геологический факультет
Кафедра разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

На правах рукописи

Георгий Тамазович Коява

**Формирование и перспективность скоплений углеводородов в эоценовых
отложениях Восточной Грузии**

04. 00.17. – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого –минералогических наук

Научный руководитель доктор геол.- минер. наук,
профессор, академик РАЕН и МАМР З.В.Мгеладзе

Тбилиси
2006

СО Д Е Р Ж А Н И Е

ВВЕДЕНИЕ		3
1.	МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	5
2.	ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	13
2.1.	Геологическая изученность	13
2.2.	Стратиграфия	16
2.2.1.	Горный Кахети	16
2.2.2.	Алазанская депрессия	18
2.2.3.	Межгорный прогиб	19
2.2.4.	Триалетский хребет	22
2.3.	Тектоника	27
2.4.	Литолого-структурная характеристика эоценовых отложений	34
2.5.	Коллекторы, флюидоупоры и геохимическая характеристика пород	42
2.5.1.	Коллекторы и флюидоупоры	42
2.5.2.	углеводородопроизводящие породы	45
2.6.	Температурные условия эоценовых отложений	47
2.7.	Катагенез эоценовых отложений	49
2.8.	Гидрогеологические условия	54
3	НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	57
3.1.	Краткая характеристика проявлений, месторождений углеводородов и основные результаты геологоразведочных и поисковых работ	57
3.2.	Историко- геологическая модель процессов образования горючих ископаемых в эоценовых отложениях	62
3.3.	Миграция углеводородов, условия формирования и основные типы залежей горючих полезных ископаемых	76
4.	ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НАЛИЧИЯ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	81
4.1.	Оценка перспектив углеводородоносности	81
4.2.	Основные направления поисково-разведочных работ	87
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
	ЛИТЕРАТУРА	94

В В Е Д Е Н И Е

Актуальность проблемы. К эоценовым отложениям Восточной Грузии приурочены основные месторождения жидких и газообразных горючих ископаемых страны: нефтяные -

Самгори, Телети, Южный купол Самгори и Западный Рустави, газовое - Рустави. На эти месторождения в настоящее время приходится свыше 90% балансовых извлекаемых запасов углеводородного сырья Грузии. Кроме того, с эоценовыми осадками связаны основные объемы планируемого прироста промышленных запасов углеводородов (УВ), что делает их одним из главных объектов поисково-разведочных работ на перспективу в ближайшие 15-20 лет. Следовательно, оценка перспектив нефтегазоносности эоценовых отложений является важной научной и практико-экономической задачей.

Цель работы. Выявление основных закономерностей формирования и размещения скопления УВ в эоценовых отложениях Восточной Грузии и разработка рекомендаций по методике и направлениям геологоразведочных и поисковых работ.

Основные задачи исследований:

изучение литолого-фациальных и структурных особенностей строения и залегания эоценовых отложений; выявление основных этапов процессов образования и миграции УВ, а также формирования, размещения сохранности их скопления; районирование территории распространения эоценовых отложений с позиции наличия и размещения УВ; разработка рекомендаций по методике и основным направлениям геологоразведочных и поисковых работ.

Научная новизна. 1. Проведен анализ литолого-фациальных и структурных особенностей эоценового комплекса отложений Восточной Грузии.

2. Впервые, с учетом времени прохождения эоценовыми осадками различных температурных зон и палеотектонического развития недр, выделены основные этапы развития процессов нефтегазообразования, миграции и формирования залежей УВ. Реконструирована историко-геологическая модель катагенеза пород и рассеянного органического вещества (РОВ) и выявлены три зоны (очага) скопления основных масштабов УВ.

3. Определены перспективы нефтегазоносности и дано нефтегазогеологическое районирование территории развития эоценовых отложений.

4. На основании геолого-геохимических критериев, разработаны рекомендации по методике и основным направлениям поисков залежей нефти и газа в эоценовых отложениях Восточной Грузии.

Практическая ценность. На основании выполненной оценки перспектив разработан рациональный комплекс поисково-разведочных работ на горючие углеводородные ископаемые в эоценовых отложениях Восточной Грузии с указанием первоочередных

объектов разведки. Основные положения, выводы и рекомендации работы приняты для практической реализации в производственной деятельности "Грузнефть".

Основные защищаемые положения. 1. Основные этапы образования, миграции и формирования скоплений УВ; историко-геологическая модель катагенеза рассеянного органического вещества и вмещающих пород.

2. Районирование эоценовых отложений Восточной Грузии с позицией наличия и размещения скоплений УВ.

3. Рекомендации по методике и основным направлениям поисковых геологоразведочных работ на выявление залежей нефти и газа.

Методы исследований. Обобщение и анализ фактического материала по углеводородности эоценовых отложений Восточной Грузии с позиций историко-генетического подхода к оценке перспектив формирования залежей нефти и газа.

Материалом для диссертации послужили результаты анализа и обобщения накопившегося геолого-геофизического и геохимического материала. Исползованы также опубликованные и фондовые источники и материалы.

Апробация работы и публикации. Основные результаты исследований и положения диссертации докладывались на научных советах кафедры "Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений" Грузинского технического университета, а также доложены на научно-технической конференции молодых ученых и аспирантов (25-27 октября, 1994 г. Тбилиси, ГТУ).

По теме диссертации опубликовано 6 статей.

Объем работы. Диссертация объемом 101 страниц компьютерного текста состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы (104 название); содержит в тексте 13 иллюстрации и 15 таблиц.

Диссертация выполнена под научным руководством д-ра геол.-минер. наук академика РАЕН и МАМР, проф. З.В. Мгеладзе которому автор выражает искреннюю благодарность. Автор также благодарит за помощь и консультации при выполнении работы доктора геол.-мин. наук, проф. Е. К. Вахания и зав. кафедрой Разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Грузинского Технического Университета канд. геол.-минер. наук, проф. Н.Ш. Хундадзе.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

При оценке перспектив углеводородности различных элементов земной коры должны быть выявлены 1) возможности и условия образования (генерации) углеводородов (УВ), 2) возможности перемещения (миграции) УВ из зоны (очага) генерации к ловушкам, 3) условия сохранности (консервации) сформировавшихся скоплений (залежей) нефти и газа. От решения этих вопросов зависит качественная и количественная оценка перспектив конкретных площадей, которая обычно находит свое выражение в их районировании.

В теории углеводородогеологического районирования существует три главных направлений, оперирующие, в основном, одинаковыми или сходными понятиями, но различающиеся спецификой подхода к решению вопросов районирования. Все они имеют, в свою очередь, многочисленные разновидности и модификации.

Первое направление зародилось в конце 10-х начале 20-х годов прошлого века. Главными элементами его являются исторически сложившиеся к настоящему времени категории - провинции и входящие в них области и районы, перспективные на наличие залежей УВ.

Второе - возникло в 40-е годы, получило широкое развитие в 50-60-е годы и предусматривает выделение различных типов осадочных бассейнов, перспективных на концентрацию УВ.

Третье – (историко–генетическое), возникло на базе теории органического (осадочно-миграционного) происхождения УВ /12,13,59,94, 95, 98/.

Первые два направления рассматривают в качестве главных критериев различные геолого и тектонические факторы (ведущим обычно является тектонический фактор), не рассматривая вообще или рассматривая формально вопросы образования УВ.

Фактор генерации УВ при оценке перспектив недр на горючие ископаемые в историко-генетическом направлении поставлен на первое место. Все другие условия, определяющие перспективность, не теряют при этом своего значения, но их влияние рассматривается в соответствии с местом и временем образования УВ.

Историко-генетическое направление (метод), принятое нами в качестве методической основы оценки перспектив нефтегазоносности эоценовых отложений Восточной Грузии развивается исследователями разных стран. основополагающие работы этого направления были выполнены в СССР, США, Франции, Японии. Большой вклад внесли А.М. Акрамходжаев, Т.А. Ботнева, И.О. Брод, Н.Б. Васоевич, И. В. Высоцкий, А.А. Геодокян, Н.А. Ерёменко, М.К. Калинин, А.Л. Козлов, А.Э. Конторович, Н.Б. Лопатин, С.П. Максимов, В.Д. Наливкин, С.Г. Наручев, И.И. Нестеров, В.Б. Оленин, В.В. Семенович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук и др. Это же направление разрабатывают французские геохимики во главе с

Б. Тиссо, американские учёные - Н. Бостик, В. Доу, Д. Уэплс, А. Худ, У. Гутьяр, немецкие - И. Карвайль, М. и Р. Тайхмюллеры.

В основе современной концепции органического происхождения УВ лежат представления о синтезе биогенного органического вещества (ОВ) из субаквальных осадков. При этом процесс рассматривается как стадийный, при котором исходное ОВ накапливается в субаквальных осадках, а последующая его трансформация идет на различных стадиях литогенеза. Следствием этого процесса – объявляется образование микроневфти (фракция ОВ, которую выделяют из породы хлороформом и в составе которой более 60% приходится на высококипящие УВ), а затем нефти и последующая её эволюция в залежах. Зарождение микроневфти и газообразных УВ, первичная их миграция (эмиграция), происходят в нефтегазоматеринских породах (НГМП), аккумуляция нефти и газа - в породах-коллекторах. НГМП - в основном субаквальные карбонатно-глинистые, глинисто-карбонатные осадки, накапливающиеся в областях длительного прогибания, в разных геохимических условиях (исключая окислительные), обогащенные ОВ (для терригенных пород $\text{Corg} > 1\%$, карбонатных $\text{Corg} > 0,7\%$ на стадии седиментогенеза и диагенеза) преимущественно сапропелевого и смешанного состава.

В процессе образования всех горючих ископаемых выделяют восходящий, зрелый и нисходящий этапы [59,95], которые, в свою очередь, подразделяются на ряд стадий (рис. 1.1. 1.2). Первая стадия начинается в седиментогенезе, когда формируются потенциально нефтегазоматеринские осадки. Потенциал ($\Pi_{\text{УВ}}$) ОВ и осадков-пород находится в прямой зависимости от концентрации и состава биомассы осадков. Биохимический состав ОВ в процессе осадконакопления, постоянно меняется, при этом образуется новое органическое вещество - ОВ осадков, на последующих стадиях переходящее в ОВ пород.

Следующая стадия - диагенез (ДГ) - процесс превращения осадка в осадочную породу. В ДГ большая часть ОВ осадков теряется в процессах биodeградации, гидролиза, прямого окисления и т.д. Потери составляют 30-50% в восстановительных и резко восстановительных геохимических фациях и возрастают до 90-97% в окислительных фациях [47,98]. В аэробных условиях ДГ может завершиться минерализацией ОВ до CO_2 и H_2O .

Темпе- ратура С	Глуби- на на км	Зональность литогенеза	
		Зональность распределения залежей углеводородов	

Стадии и подстадии		Градации	R_0 Выпрингта (лом)			
до-20	до-0.3	ДГ	0.25(0)	I	Метан, газогидраты	
20-60	0.3-2	Протокатагенез	ПК ₁	II	Газовые и смешанные - жидкогазовые	
			ПК ₂			0.3
			ПК ₃			0.4(0.6) 0.5(0.7)
60-125 (150)	2 - 5	Мезокатагенез	МК ₁	III	Жидкие и жидкогазовые	
			МК ₂			0.57(8) 0.65
			МК ₃			0.7(9) 0.85(10) 1.1(11)
125(150) -250	5-7	Анокатагенез	МК ₄	IV	Газоконденсатные	
			МК ₅			(1.15) 1.5(12) 1.55 1.9(13)
> 250	> 7	Анокатагенез	АК ₁	V	Газовые	
			АК ₂			2.0 2.5 2.6(16) 3.5(18)
			АК ₃			(20)
			АК ₄			11.0
				VI	Кислые газы	

рис.1.1.1. Схема процессов углеводородообразования (по Б. А. Соколову): зоны генераций УВ:

1- биохимического газообразования, II- верхняя образования жидких УВ, III-главная зона образования жидких УВ, IV-нижняя зона образования жидких УВ (главная газообразования), V-термокаталитического газообразования, VI- образования кислых газов.

Большое значение на стадиях седиментогенеза и раннего ДГ имеет активная микробиальная деятельность. Микроорганизмы выполняют важные созидательные

функции: 1) в процессе метаболизма в больших количествах образуются газы - метан, сероводород, водород, азот, аммиак, углекислый газ и др. (как правило, метан образуется во много раз больше, чем его гомологи); 2) в телах бактерий накапливается биомасса, богатая белками и липидами, в дальнейшем источник жидких УВ; 3) в телах бактерий накапливается так же ряд элементов таблицы Менделеева и т.д. [59]. На стадии ДГ впервые формируются промышленные скопления УВ- газовые гидраты метана.

После ДГ история образования жидких УВ протекает на стадии катагенеза. Катагенез- процессы изменения отдельных составных частей осадочной горной породы - минералов, рассеянного органического вещества (РОВ), пустотного пространства, флюидов - при её эпигенезе в результате увеличения глубины погружения и пластовой температуры, происходящие без привноса вещества из внешних источников. Выделены следующие подстадии катагенеза РОВ: протокатагенез (ПК), мезокатагенез (МК) и апокатагенез (АК), которые в свою очередь подразделяются на ряд градаций (см. рис. 1.1 и 1.2).

В зоне ПК завершается восходящий этап углеобразования. На уровне градаций ПК₂ - ПК₃ в углях намечается первый скачок углефикации. Здесь коренным образом изменяются свойства углей: появляется черная окраска и блеск, значительная твердость и чётко выраженная слоистость, происходит образование витринита.

Для ОВ УВМП в зоне ПК показательны постепенное уменьшение доли гуминовых кислот, уход карбоксильных групп и разрушение гетероатомных связей, высвобождение первых порций тяжелых по составу жидких УВ, богатых смолами и асфальтенами. Основным продуктом газогенерации является метан. На стадии ПК возможно формирование газовых и жидкогазовых залежей обычного состава.

На этапе зрелости (градации МК₁-МК₃) развиваются основные события генерации и эмиграции жидких УВ, известные в литературе под названием главной фазы нефтеобразования (ГФН) (7,12,59,94,95,98). Термобарические условия проявления ГФН (интервал температур от 60-70 до 150-170°C) получили наименование главной зоны ГЗН.

Начало ГФН фиксируется в зоне ПК₃-МК₁. ГЗН достигает своего апогея в зоне МК₂. Далее интенсивность генерации жидких УВ падает и к началу градации МК₄, П_{УВ} в основном истощается. Одновременно или с некоторым отставанием от интенсивности процесса генерации, жидкие УВ выделяются в отдельную фазу и эмигрируют в коллектор т.е. становятся веществом с определенными физико-химическими свойствами. Далее в коллекторе начинается миграция УВ, приводящая к формированию залежей жидких и газообразных УВ.

В ГФН начинается также и генерация газообразных УВ. Зона МК₂-МК₄ является главной зоной генерации тяжелых газовых УВ.

Установлено, что при прочих равных условиях (концентрация РОВ в породах, стадия катагенеза) в ГФН сапропельное (анилиновое) ОВ генерирует УВ в 2-2,5 раза больше, чем гумусовое (арконовое) и в продуктах генерации жидкие УВ значительно преобладают над газом [12,20,42,59,98]. Удельная газопродуктивность пород варьирует от 0,03 до 6 г/м³, жидких УВ образуется от 20 до 2000 г/м³, а в уникальных породах, не имеющих широкого распространения – до 20000 г/м³. По расчетам Дж. Ханга, один объем УВМП продуцирует в среднем $1,7 \cdot 10^{-3}$ объемов жидких УВ. По выходу жидких УВ углеводородопродуцирующие породы (УВП) в условиях катагенеза Ю.И. Корчагина и О.П. Четверикова подразделяют на несколько категорий:

УВМП	Выход, г/м ³
Очень бедные	10-15
Бедные	50-200
Средние	200-500
Богатые и очень богатые	500-2500
Уникальные	2500-20000

Нисходящий этап (градации МК₄-АК₄) – самый продолжительный в истории существования ОВ. Уже в его начале пути эволюции ОВ разного типа сближаются; затем они развиваются лишь в направлении углефикации, сменяющейся в зоне сильного катагенеза графитизацией ОВ.

К концу ГФН истощается способность УВМП к генерации жидких УВ; интенсивность образования газа на ГФН также невелика. Переломный момент в генерации газов наступает на градациях катагенеза МК₃-МК₄, когда значительно активизируется метанообразование. Интервал катагенеза РОВ от конца МК₃ – начала МК₄ до АК₂ включительно выделяется как главная фаза газообразования (ГФГ), а термобарические условия проявления ГФГ (интервал температур от 150-170 до 250°С) – как главная зона газообразования (ГЗГ). Многие исследователи (Неручев, Рогозина и Капченко, 1973; Неручев, 1978; Лопатин, 1983; Карцев, 1978; Рогозина, Наливкин, Неручев, Радченко, Успенский, 1977 и др.) полагают, что в интервалах МК₄-АК₂ метана образуется в 3-4 раза больше, чем на всех более ранних этапах катагенеза, вместе взятых.

В зоне сильного АК (градации АК₃₋₄) образуются кислые газы – СО₂ и Н₂С. Начало катагенеза – конец метагенеза (регионального метаморфизма) характеризуется графитизацией РОВ пород.

Как уже отмечалось, качественная и количественная оценка перспектив на содержание УВ конкретных площадей обычно находит свое выражение в районировании по степени концентрации УВ. Поскольку методология подобного районирования не является общепринятой, нет единого мнения как о принципах, так и объемах и границах основных элементов районирования, автор счел необходимым сделать пояснения по этому поводу.

При оценке перспектив углеводородоносности эоценовых отложений Восточной Грузии было использовано выделение элементов районирования на содержание УВ по тектоническому принципу со следующей моделью соподчинения (от простого к сложному): залежь – месторождение - зона углеводородонакопления (УВН) - углеводородоносный район (УВР) и очаг (зона) углеводородообразования (УВО) - углеводородоносная область - углеводородоносный бассейн.

Подобная модель иерархии элементов районирования соответствует модели, принятой в работе [64], с той лишь разницей, что в соответствии со спецификой решаемых задач введена более мелкая единица районирования – зона УВН, как составная часть УВР.

Понятия залежи и месторождения являются общепринятыми. Под зоной УВН понимается ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений УВ, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой локальных ловушек структурного и литолого-стратиграфического типа [23,93].

УВР – часть углеводородоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон УВН, сходных по геоструктурному признаку.

Углеводородоносная область – территория (совокупность УВР), приуроченная к целостному крупному геоструктурному элементу, характеризующемуся общностью геологического строения и развития. Углеводородоносная область может являться как самостоятельным элементом районирования, так и составной частью углеводородоносного бассейна.

Углеводородоносный бассейн – осадочный бассейн, ставший на определенном этапе своей эволюции УВ-производящим и УВ-содержащим.

Очаг (зона) УВО – часть УВМП, находящихся в ГЗН или зоне ГФН. Проявление ГФН (зарождение очага УВО) начинается сначала в зонах наибольшего опускания (и прогрева) УВМП. Затем процесс генерации УВ (по мере дальнейшего погружения) охватывает все более широкую зону; происходит центробежное расширение очага УВО. Размеры и форма очага УВО зависят от направленности движений и в процессе прогибания постоянно меняются. Другими словами, форма и размеры очага (или очагов) УВО по тому или иному комплексу отложений, определяются историей геологического развития региона

(геоструктурного элемента) и могут соответствовать как зоне УВН, так и всему УВ-носному бассейну.

Наряду с традиционными методами изучения углеводородоносности недр, историко-генетический подход имеет свои специфические особенности. Наиболее широко распространенными методическими приемами анализа истории образования и накопления УВ стали построение моделей прогрева, графиков термобарической истории пород, профильных разрезов, показывающих положение ГЗН или ГФН, карт эволюции очагов УВО и реконструкция историко-геологических моделей катагенеза.

ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1. Геологическая изученность

Рассматриваемая область Восточной Грузии в орографическом отношении приурочена к трем зонам: 1) предгорной Южного склона Большого Кавказа, 2) предгорной Триалетского хребта и 3) равнинной с речными долинами. Последняя охватывает всю Картлискую депрессию от Сурамского хребта на Западе до Степного Кахети включительно на востоке.

Геологическая изученность эоценовых отложений неразрывно связана с геологическим изучением Восточной Грузии. Первые сведения о геологическом строении рассматриваемой территории находятся в шеститомном труде швейцарского геолога Дюбуа де Монпере, работавшего в Крыму и на Кавказе в 30-х годах XIX столетия. Однако первые систематические исследования, заложившие основы представлений о геологическом строении Восточной Грузии, связаны с именем Г.В. Абиха (1870) «отца геологии Кавказа».

С 1868 года при содействии Г.В. Абиха, в Тбилиси начало свою деятельность Управление горной частью на Кавказе. В первый же год своего существования Управление учредило особую Комиссию «для извлечения выгод для казны из земель Ширакского участка». Фактически с этого периода и начинается нефтегеологическое исследование Грузии.

В 1871 году появилась статья горного инженера Г.Л. Литовского о Чатмаском месторождении нефти. В 1877-1878 гг. геолог Управления Л.Ф. Бацевич выполнил разведку

на нефть (проходку 180 скважин глубиной от 8 до 65 м) в районе Патара Шираки-Алазани. Следующей по времени была работа Г.Г. Цулукидзе в Навтлуги, 1881 г.

Геологи Управления горной частью на Кавказе вели в Восточной Грузии достаточно широкие региональные геологические исследования. Из них следует упомянуть работы С.И. Симоновича (1892) на северо-восточном склоне Триалетского хребта, его же и Ф.Е. Гаврилова (1895) в Южной Кахети, А.И. Сорокина (1880) на водоразделе рр. Иори-Кура.

В 1882 году в Петербурге был учрежден Геологический комитет, основной задачей которого было составление геологической карты Российской империи, однако острота нефтяной проблемы побудила Геологический комитет взять в 1901 г. в свои руки изучение всех нефтеносных площадей, известных в то время не только на Северном Кавказе, но и – на Южном. В связи с этим геологические работы на территории Восточной Грузии расширились. Из многочисленных исследований того времени особого внимания заслуживают работы К.П. Калицкого (1907) для прииорской полосы и А.Н. Рябина (1903) для Млашишевско-Мирзаанской полосы Степного Кахети.

Помимо работ, финансируемых государством, достаточно активно осуществлялись поисковые усилия частных нефтепромышленников. Фирмой «Лист, Эгер и К^о» в 1888 году в Навтлуги была пробурена первая скважина глубиной 110 м. На площади Чатма в 1900-1910 гг. работала английская компания «Чатма Ойлфилд Компани Лимитед». В Ильдокани в 1905 г. действовала английская компания под фирмой «Южнорусское нефтяное общество», было пробурены две скважины (одна до глубины 210 м), хотя вся добытая нефть расходовалась на работу двух двигателей. Месторождение Патара Шираки до 1912 г. эксплуатировалось братьями Отаровыми. На Эльдарской площади в 1912-14 гг. французское акционерное общество пробурело 2 скважины глубиной 240 и 280 м, хорошо задокументированные при участии В.С. Домбровского.

Первая мировая война, а затем период революции и гражданской войны прервал геологические исследования в Восточной Грузии; нефтяные промыслы были разорены. В целом же, нефтепоисковые работы, проведенные в дореволюционный период, не дали каких-либо ощутимых результатов. По существу, лишь после организации треста «Грузнефть» (1930) было положено начало систематическому изучению геологического строения нефтеносных районов страны.

Начиная с 1930 года, перспективные нефтеносные площади были закартированы в крупных масштабах и подвергнуты структурно-картировочному бурению, сопровождаемыми специальными стратиграфическими, литолого-петрографическими, геохимическими и геофизическими исследованиями.

В 30-х годах прошлого столетия в Грузии работали видные геологи-исследователи Кавказа: В.П. Ренгартен, Н.Б. Вассоевич, Л.А. Варданянц, Н.А. Кудрявцев, М.И. Варенцов, И. Э. Карстенс, К.С. Маслов, Д.В. Голубятников и др. Огромная заслуга принадлежит В.П. Ренгартену, который первым дал полную стратиграфическую характеристику флишевых отложений мезозоя и палеогена южного склона Большого Кавказа, а также моласс неогена Картлиской депрессии. Им же впервые были выделены и подробно охарактеризованы основные тектонические зоны Кавказа.

Период Второй мировой войны характеризовался значительным сокращением геолого-поисковых работ, которые затем получили бурное развитие в послевоенный период.

Результаты геологоразведочных и поисковых работ на нефть и газ обобщены и отражены в работах Н.И. Кебадзе; Д.М. Абесадзе, А.Л. Хаханашвили (1), Д.З. Арболишвили, Г.Н. Хатискаци (100), Д.А. Булейшвили (10), Г.М. Дондуа (21), В.Е. Гвенетадзе, А.А. Кейнашвили, Р.З. Мдзинаришвили, Г.И. Читишвили, Ш.К. Китовани Д.Ю. Папава (22, 80, 81), Г.К. Силагадзе, А.Г. Лалиева (56,), З.В. Мгеладзе (62 , 68) и многих других.

Результаты специальных исследований по стратиграфии, петрографии, геохимии, физическим свойствам пластовых флюидов и пород-коллекторов, подсчету запасов нефти и газа, разработке месторождений, гидрогеологии, полевой и промысловой геофизике и т.д. изложены в работах К.Г. Чубинишвили, Т.А. Давришевой, М.Е. Беглецово́й, К.М. Арчвадзе, И.А. Спарсиашвили, В.А. Сулина, Е.А. Барс, Г.И. Кавтарадзе (27), М.Ф. Дзвеляя (35), К.П. Каличава, Т.П. Эбралидзе (38), Д.М.Абесадзе , А.Л. Хаханашвили(1) Г.К. Чичуа (39), Д.И. Бардзимишвили (5), А.И. Русадзе, Г.Х. Тухашвили, Э.Э. Грузмана, М.Э. Гринберга, В.Б. Александрова, З.П. Гонглиашвили, (25, 26), А.О. Нанадзе (73) и др.

Особо следует отметить монографию Д.А. Булейшвили(10), посвященную геологии и нефтегазоносности межгорной впадины Восточной Грузии и которая до настоящего времени сохраняет свою актуальность по многим вопросам.

Среди работ последних лет следует выделить впервые изданные карты месторождений нефти и газа, перспективных структур, УВ нефтегеологического районирования и глубинного прогнозирования перспектив нефтегазоносности территории Грузии (масштаб 1:500000; 1989) с соответствующей объяснительной запиской, авторами которой являются А.О. Нанадзе, З.В. Мгеладзе и Д.Ю. Папава (46, 65). В этой работе приводится региональное обобщение различных аспектов нефтегазоносности недр страны, основанное на результатах многолетних поисков залежей нефти и газа в Грузии.

Кроме специальных нефтегеологических работ опубликованы крупные региональные исследования в виде сводных работ и монографий по различным вопросам геологии Грузии

(А.И. Джанелидзе, И.В. Качарава, И.Р. Кахадзе, Г.С. Дзоценидзе, И.П. Гамкрелидзе, П.Д. Гамкрелидзе, В.Е. Хаин, Н.Ф. Татришвили, И.М. Буачидзе, Г.М. Заридзе, А.Л. Цагарели, М.С. Эристави, М.М. Рубинштейн, Р. А. Гамбашидзе, Г.Д. Харатишвили, Н.И. Схиртладзе, К. Бека, М.С. Иоселиани, Г.Я. Мурусидзе и др.). Эти работы послужили основой для решения не только общих региональных, но и многих конкретных вопросов геологического строения рассматриваемой области.

Начиная с 1930 г. в Восточной Грузии был открыт ряд мелких месторождений нефти: Мирзаани (1930), Патара Шираки (1932), Норио (1939), Сацхениси (1956), Тарибани (1963). При этом, как показывают данные геохимических исследований, некоторые нефтяные залежи Южного Кахети (Мирзаани, Патара Шираки, Тарибани) обязаны своим происхождением нижележащим горизонтам миоцена и палеогена.

Качественно новый этап в развитии нефтяной промышленности Грузии наступил после открытия крупного высокодебитного месторождения нефти Самгори (1974), а в последующие годы – нефтяных месторождений Телети (1977), Южный купол Самгори (1979), Западный Рустави (1988) и газового – Рустави (1982), приуроченных к вулканогенно-осадочным коллекторам среднего эоцена.

Начиная с 1975 года (после открытия месторождения Самгори) резко возросли объемы поисково-разведочного бурения, которые в 1980 г. удвоились по сравнению с 1975 г. Увеличились масштабы геофизических, геохимических, гидрогеологических и других видов исследований, в процессе которых был накоплен новый обширный фактический материал. Все это позволило по-новому подойти к оценке перспектив углеводородности эоценовых отложений Восточной Грузии, с которыми связаны основные объемы промышленных запасов и прогнозных ресурсов жидких и газообразных УВ республики.

2.2. Стратиграфия

Территория Восточной Грузии, перспективная в отношении УВ, включает в себе крупные тектонические единицы, резко отличающиеся друг от друга историей геологического развития, фаціальными, структурными и другими особенностями геологического строения. В связи с этим, автор счел более целесообразным привести литолого-стратиграфическую характеристику эоценовых отложений по отдельным структурно-морфологическим районам. Изучение других осадков мезо-кайнозоя не входило в задачу диссертации, однако для полноты общей картины приведено их краткое описание.

2.2.1. Горный Кахети

Характеристика района приводится в основном по данным работ [10,19,21,24,63,104]. Горный Кахети охватывает Кахетский и Цив-Гомборский хребты, которые являются водоразделами между реками Алазани и Иори. Кахетский хребет расположен в западной части площади, а Цив -Гомборский – в восточной. Хребты с северо-востока ограничиваются Алазанской долиной, а с юга – Гарекахетским плоскогорьем.

Горный Кахети характеризуется чрезвычайно сложным геологическим строением и пестротой фаций флишевых и субплатформенных отложений мезозоя и кайнозоя. Район имеет аллохтонную структуру: в его пределах выделяется ряд тектонических покровов, окон и полуокон.

Стратиграфическая схема отложений мезозоя и кайнозоя Горного Кахети была разработана Н.Б. Вассоевичем. В последующем она подверглась некоторой критике. Однако авторы работ 1960-1980 гг. вновь вернулись к схеме стратиграфии Н.Б. Вассоевича, внося в нее некоторые дополнения и уточнения. Согласно этой схеме в отложениях мела, палеогена и миоцена выделяется ряд литолого-стратиграфических комплексов в виде слоев, свит и горизонтов с местными названиями.

Отложения нижней юры на поверхности не обнажаются, хотя их наличие допускается. Небольшие массивы порфиритовой свиты байоса, а также рифогенные известняки верхней юры представляют собой переотложенные глыбы, конгломераты и брекчии в осадках мела - палеогена и неогена.

Стратиграфический разрез Горного Кахети в коренном залегании начинается с отложений готерив-баррема (пасанаурская свита), представленного терригенным флишем. Осадки апта-альба (тетраховская и навтисховская свиты) выражены в основном карбонатно-терригенным флишем; их мощность составляет 700-1000 м.

Верхнемеловые отложения представлены в основном карбонатно-терригенным флишем и в зависимости от структурно-тектонических условий залегают с различной мощностью по разрезу. В наиболее полных разрезах верхний мел представлен всеми ярусами. В различных тектонических зонах и подзонах его мощность колеблется в широких пределах, достигая 500 м более.

Палеогеновые отложения сравнительно с меловыми осадками не имеют в Горном Кахети широкого развития. Они представлены типично глубоководно-флишевыми отложениями, сменяющимися к югу прибрежными грубообломочными образованиями. Палеоген начинается осадками дата-палеоцена (квтерская, босельтская, чиотианткарская,

шахветильская свиты). Образования датского яруса (босельтская и кветераская свиты) представлены частым чередованием известняков, мергелей, аргиллитов и глин. Мощность их увеличивается с севера на юг, от 150 до 250 м. Палеоценовые осадки сложены глинами, глинистыми сланцами и аргиллитами, микроконгломератами и песчанистыми известняками (верхняя часть чиотианткарской свиты). Мощность палеоцена меняется в широких пределах от 20 до 250 м.

Выше, на отложениях палеоцена согласно залегают зеленоватые глины и мергели нижнего и среднего эоцена (квакевская свита), возраст которых определяется стратиграфическим положением и некоторыми фаунистическими данными. Ввиду однообразия пород и плохой фаунистической охарактеризованности провести границу между нижним и средним эоценом весьма затруднительно.

Отложения нижнего-среднего эоцена, развитые в западной части Горного Кахети, Н.Б. Вассоевичем были выделены под названием «свита Квакеври». Аналогичные отложения центральной части этой области он выделяет под названием «фораминиферовые слои».

Осадки нижнего и среднего эоцена обнажаются в ущельях рек Хевгрдзела, Илто, Анис-хеви, Церебис-хеви, Дзвелдабалис-хеви, Иори и др. и, как правило, залегают в сложных тектонических условиях. Они вскрыты в скважинах №1 (ин-л 1700-2030 м) и №4 (ин-л 1225-1500 м) Шуагора, где представлены чередованием глин, мергелей, известняков и известковистых песчаников. Мощность отложений нижнего-среднего эоцена колеблется от нескольких до 250 м.

Осадки верхнего эоцена (ильдоканская, надильдоканская, чекураантгорская, эвжентская и алотская свиты) имеют развитие в западной, северной и центральной частях Горного Кахети. Литологически они представлены разными глинами (часто битуминозными) с прослоями средне- и мелкозернистых песчаников (ильдоканская и надильдоканская свиты). Южнее и юго-восточнее флишевые отложения сменяются брекчиями и конгломератами чекураантгорской, эвжентской и алотской свит, которые в основном состоят из переотложенного материала пород юры и мела. Встречаются глины и песчаники. Мощность отложений верхнего эоцена не превышает 200-250 м.

Разрез палеогена заканчивается свитой кинта (верхний эоцен-нижний миоцен), сложенной чередованием глин и песчаников и широко развитой в центральной части Горного Кахети. Эта свита трансгрессивна и имеет хорошо выраженное базальное основание. Ее мощность в наиболее полном разрезе превышает 1000 м, из которой нижним миоценом датируются верхняя до 350 м часть, остальная – олигоценом и верхним эоценом.

Отложения неогена развиты в юго-западной части Горного Кахети южнее Орхевского регионального надвига и представлены молассовыми образованиями среднего и верхнего сармата и нижнего плиоцена. На Цив-Гомборском хребте широко представлены верхнеплиоценовые образования алазанской серии.

2.2.2. Алазанская депрессия

Алазанская депрессия (долина) расположена северо-восточнее Горного Кахети. Краткая характеристика этого района приводится, в основном, по материалам работ [10,21,24,99,100,101]. В Алазанской депрессии континентальные четвертичные и плиоценовые осадки несогласно залегают на размытой поверхности различных частей мезозоя. Параметрической скважиной №1 площади Хирса, пробуренной юго-восточнее пос. Цнори, был вскрыт следующий литолого-стратиграфический разрез: 0-220 м – четвертичные образования, 220-1375 м – алазанская серия (акчагыл-апшерон), 1375-2190 м – ширакская свита (мэотис-понт), 2190-3875 м – карбонатные отложения верхней юры, 3875-4250 м – терригенные отложения средней юры, 4250-5010 м – порфиритовая свита байоса. Палеогеновые отложения могли частично сохраниться в наиболее погруженных синклиналях.

Таким образом, наличие эоценовых осадков в Алазанской депрессии является весьма проблематичным, тем более в объемах, достаточных для возможного формирования залежей УВ.

2.2.3. Межгорный прогиб

Рассматриваемая область Восточной Грузии, характеристика которой приводится в основном по материалам работ [2,10,22,24,30,60,63], приурочена к межгорному прогибу, разделяющему складчатые системы Большого и Малого Кавказа. Прогиб в орографическом отношении распадается на три зоны – предгорную Южного склона Большого Кавказа, предгорную Триалетского хребта и расположенную между ними равнинную зону. Последняя охватывает Картлискую (Внутренекартлискую) и Гарекхетскую (Нижнекартлискую) равнины от Лихского хребта на западе до границ Грузии на востоке.

Осадочный покров межгорного прогиба Восточной Грузии сложен комплексом пород от нижней юры до постплиоцена включительно и залегают на доюрском кристаллическом фундаменте, который обнажается западнее, в пределах выступа кристаллического фундамента Дзирульского массива.

Отложения нижней юры обнажаются на Дзирульском массиве, где они представлены конгломератами, песчаниками, глинистыми мергелями и известняками. Они обнажаются также на северном борту прогиба, в полосе от р. Лехура до р. Арагви и представлены глинистыми сланцами и глинами с прослоями песчаников.

Выше по разрезу выделяется мощная толща вулканогенных пород порфиритовой серии байоса, в составе которой основную роль играют туфобрекчии, туфоконгломераты, туфопесчаники и аргиллиты. Отложения батского яруса широко развиты к западу от Дзирульского массива и в нижней части представлены листоватыми сланцами, а в верхней – угленосными песчаниками. На северном борту межгорного прогиба батские отложения отсутствуют и байос, непосредственно, трансгрессивно перекрывается известняками верхней юры.

Меловые отложения наиболее широкое развитие имеют на юго-восточной периферии Дзирульского массива. Нижний мел представлен здесь органогенными известняками и доломитами неокома, доломитизированными известняками баррема, фораминиферовыми известняками и мергелями с прослоями глауконитовых песчаников апта, глинами и глауконитовыми песчаниками альба. Верхний мел в полных разрезах представлен глауконитовыми песчаниками сеномана, разнообразными известняками, вулканогенами и мергелями турон-сенона. Общая мощность меловых отложений не превышает 450 м.

К востоку от Дзирульского массива, в пределах Картливской депрессии, в разрезе опорной скважины Гори (Шиндис) мел представлен также в карбонатной фации.

Палеогеновый период на территории Восточной Грузии знаменуется регрессией датского века. Палеоцен-нижнеэоценовые отложения в бортовых и центральных частях межгорного прогиба не обнажаются [10]. По данным опорного бурения они (как и осадки всего палеогена) отсутствуют и на восточном погружении Дзирульского массива.

Разрез кайнозойских отложений в пределах межгорного прогиба Восточной Грузии на поверхности, начинается обычно со среднего эоцена, который на северном борту прогиба имеет незначительное развитие в виде отдельных небольших выходов в бассейнах рр. Меджуда, Лехура, Ксани и Арагви. Здесь он представлен толстослоистыми сильно карбонатными песчаниками, песчанистыми известняками и зелеными мергелями.

На северо-восточной периферии Дзирульского массива отложения среднего эоцена обнажаются по р. Сурамула и представлены туфогенными песчаниками с прослоями мергелей и глин общей мощностью до 15 м. К востоку, в пределах Картливской депрессии, наличие осадков среднего эоцена установлено структурными скважинами на Вакской и

Мохисской антиклиналях, в разрезах которых они выражены чередованием туфопесчаников, туфоизвестняков с прослоями туфомергелей и аргиллитов общей мощностью 50-100 м.

Отложения верхнего эоцена пользуются широким развитием на северном борту межгорного прогиба, где они прослеживаются в виде нескольких узких полос от с. Ванати до южного склона Кахетского хребта. Почти во всех разрезах верхний эоцен трансгрессивно налегает на более древние слои от среднего эоцена и до лейаса включительно и содержат базальную формацию глыбовых брекчий. Верхний эоцен, мощностью 150-300 м, представлен по всему северному борту однообразными глинами их сланцеватыми разностями, глинами, песчанистыми мергелями и песчаниками, а также горизонтами глыбовых брекчий (олисторомы).

На южной периферии Картлисской депрессии (площади Вака, Мохиси, Брети, Урбниси) верхний эоцен, мощностью до 600 м, сложен глинами и мергелями с прослоями разнообразных песчаников.

Отложения майкопской серии (олигоцен-нижний миоцен) имеют широкое развитие в бортовых частях прогиба, особенно по его южному борту, где они протиагиваются непрерывной полосой по побережью р. Кура с запада от пос. Сурами до Норио и Патардзеули и далее на юго-восток, вплоть до долины р. Чатма. Осадки майкопской серии по литологическим признакам расчленяются на три части: нижнюю – песчано-глинистую с редкими прослоями мелкогалечных конгломератов, среднюю – с преобладанием белесоватых песчаников и верхнюю – глинистую. Мощность майкопа меняется в широких пределах, достигая 3000 м и более.

Отложения среднего миоцена (тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы) также обнажаются на северном и южном бортах межгорного прогиба и сложены песчано-глинистыми образованиями с прослоями конгломератов, известняков и мергелей. Мощность среднего миоцена меняется в пределах 40-700 м.

Осадки верхнего миоцена и плиоцена, ввиду их широкого развития в пределах межгорного прогиба и больших мощностей, более целесообразно охарактеризовать по отдельным ярусам.

Сарматские отложения широко распространены в межгорном прогибе Восточной Грузии и представлены всеми тремя подъярусами – нижним, средним и верхним.

По фациально-литологическому характеру и распределению мощностей этих осадков выделяются четыре четко отличающиеся друг от друга обособленные полосы их развития – северная, западная, южная и центральная.

Нижнесарматские отложения, мощностью 40-350 м, сложены песчано-глинистыми породами с отдельными прослоями мергелей и известняков.

Среднесарматские осадки в Картлнской депрессии представлены песчано-глинистой толщей, мощностью до 700 м, включающей отдельные прослои конгломератов и оолитовых известняков. В Южном Кахети средний сармат четко делится на две части: нижнюю – глинистую толщу криптомактровых слоев (мощностью 400-600 м) и верхнюю – песчано-глинистую (до 450-500 м).

К верхнему сармату в Картлнской депрессии относится мощная континентальная песчано-глинистая толща нацхорской свиты с прослоями конгломератов в верхней части разреза. Толща эта, мощностью 1500-2500 м, имеет широкое развитие по бортам Картлнской депрессии. В районе Громи и Бершуети, по данным разведочного бурения, мощность нацхорской свиты достигает 3000 м и более. На территории Южного Кахети верхнесарматские отложения представлены в основном двумя фациями – морской, мощностью 150-350 м, и пресноводно-континентальной (эльдарская свита), мощностью 100-500 м.

К отложениям мэотиса и понта в Картлнской депрессии относится мощная (до 2500 м) толща пресноводно-континентальных (конгломераты с прослоями песчаников и бесструктурных глин) образований душетской свиты.

Среднему плиоцену в Восточной Грузии соответствует перерыв, связанный с роданской (кавказской) фазой складчатости.

Акчагыльская трансгрессия охватила весь Внешний и Южный Кахети и достигла почти тбилисского меридиана (в Картлнской депрессии акчагыльские отложения отсутствуют). В Южном Кахети акчагыльский ярус (470-600 м) начинается мощной пачкой базальных конгломератов, выше которых следуют песчано-глинистые осадки с прослоями конгломератов.

Отложения апшеронского яруса (300-400 м) развиты лишь в прииорской полосе Южного Кахети, где они представлены континентальной и морской фациями.

2.2.4. Триалетский хребет

Триалетский хребет отделяется от Имеретского глубоким ущельем р. Кура и простирается почти в широтном направлении. В его строении преобладают меловые и палеогеновые карбонатные, терригенные, флишевые и вулканогенно-осадочные отложения.

В разрезе мела Триалетского хребта выделяются альб (обнаженная мощность около 300 м), сеноман (100-200 м), нижний турон (100-550 м), верхний турон-сантон (60-320 м), кампан-маастрихт (100-370 м). Альб, сеноман и нижний турон преимущественно представлены туфами, туфобрекчиями и авгит-лабрадоровыми порфиритами.

Верхний турон, коньяк и сантон сложены пелитоморфными известняками и мергелями с редкими прослоями пелитовых туфов, внутриформационных конгломератов и покровами авгит-лабрадоровых порфиритов. Кампан и маастрихт выражен, в основном, толстослоистыми песчанистыми известняками с прослоями мергелей и мощными пластами конгломератов. Вдоль северной периферии Триалетского хребта конгломераты в разрезе кампан-маастрихта отсутствуют.

Палеогеновые отложения на Триалетском хребте пользуются широким развитием и занимают более двух третей всей территории этой области. Они начинаются толщей пестроцветных мергелей с прослоями известняков, мощностью от нескольких до 100 м.

Выше следуют мощные (до 2500 м) флишевые образования (боржомский флиш). Они представлены однообразной песчано-глинистой толщей с частыми прослоями мергелей, известняков, туфов и туфогенных песчаников. Д.А. Булейшвили (10) др. авторы относят боржомский флиш к палеоцен-нижнему эоцену. Однако Д.Ю. Папава (79) на основании собственных наблюдений относит это подразделение полностью к нижнему эоцену.

Отложения палеоцена на северном склоне Триалетского хребта наблюдаются в окрестностях с. Цинарехи и по р. Кавтура, где они в тесной связи с нижележащими осадками датского яруса выражены мергелями с тонкими прослоями известняков общей мощностью 15-20 м.

На южном склоне Триалетского хребта палеоценовые отложения, мощностью в 50-60 м, обнажаются в ущелье р. Алгети. Они представлены в нижней части разреза мергелями, а в верхней – глинами и песчаниками с прослоями конгломератов.

В Притбилисском районе, по данным бурения, палеоцен выражен известняками с прослоями алевролитов и мергелей общей мощностью до 500 м.

Отложения нижнего эоцена представлены двумя литофациями: песчано-глинистыми флишевыми образованиями (боржомский флиш) и пестроцветными глинами и мергелями. Они замещают флишевые отложения в сторону зон поднятий (кордильер). В большинстве случаев мощные флишевые отложения, приуроченные к зонам устойчивого прогибания, по направлению к зонам древних кордильер полностью замещаются маломощными (до 100 м) пестроцветными глинами.

Палеоценово – нижнеэоценовые отложения трансгрессивно залегают на различных горизонтах мела, причем трансгрессивными являются как флишевые образования, так и пестроцветные мергели и глины.

На южном склоне хребта, в ущелье р. Алгети, осадки нижнего эоцена залегают на размытой поверхности известняков маастрихта и представлены снизу в верх: конгломератами, чередованием глин и песчаников с прослоями конгломератов, толщиной дацитовых туфобрекчий и ритмичным чередованием глин и песчаников с прослоями туфов и мергелей. Общая мощность отложений нижнего эоцена в бассейне р. Алгети достигает 1000 м.

На восточном погружении Триалетского хребта в Притбилисском районе, по данным бурения, отложения нижнего эоцена, мощностью от 1500 до 2400 м, представлены переслаиванием глин, алевролитов, глинистых сланцев, известковистых песчаников и мергелей.

Выше флишевых отложений залегает мощная толща туфогенов относимая к среднему эоцену; она представлена в нижней части тонкослоистыми, местами пестроцветными туфопесчаниками, аргиллитами и туфами мощностью до 33 м, а в верхней – толстослоистыми грубообломочными туфобрекчиями и туфами, мощность которых местами превышает 2000 м.

Отложения среднего эоцена, в целом, согласно залегают на породах нижнего эоцена, однако, наблюдается и их трансгрессивное залегание на разных горизонтах мела. Это явление объясняется Гамкредидзе П. Д. (13) наращиванием палеоценовой трансгрессии, длящейся до среднего эоцена.

В северной части Триалетского хребта у с. Урбниси средний эоцен представлен нуммулитовыми известняками и глауконитовыми песчаниками, мощность которых не превышает 10-12 м, вдоль северной периферии Триалетского хребта. В верхах среднего эоцена часто наблюдаются отдельные валуны известняков верхнего мела, достигающие размеров в 2-3 м³.

Максимальные мощности (более чем 1800 м) среднеэоценовых отложений наблюдаются в центральной части Триалетского хребта. На южном склоне хребта отложения среднего эоцена представлены в той же вулканогенной фации, что и на северном. Мощность осадков к югу уменьшается до 250 м (р. Алгети), а у с. Шавсакдари сокращена до 50 м.

В Притбилисском районе отложения среднего эоцена представлены двумя свитами вулканогенно-осадочных пород. Нижняя или дабаханская, характеризуется плотными темносерыми сланцами, глинами и туфогенными песчаниками; верхняя, или горизонт

запутанного напластования, выражена чередованием песчаников, брекчий (из обломков известняков, мергелей и кислых эффузивных пород) и конгломератов, а также внутриформационными покровами андезито-базальтового состава. По данным бурения мощность среднего эоцена в Притбилисском районе изменяется от 200-250 м (Рустави) до 450-650 м (Самгори).

Отложения верхнего эоцена вдоль северной периферии Триалетского хребта, мощностью от 750 до 1400 м, представлены в основном песчаниками и глинами с прослоями гравелитов; в низах которых выделяются плитчатые мергели. Осадки верхнего эоцена трансгрессивно залегают на разных горизонтах мела и палеогена.

В Притбилисском районе верхний эоцен выражен чередованием граувакковых песчаников и глин. В нижней части толщи выделяются плитчатые битуминозные глины, слогающие навтлугскую свиту. Общая мощность верхнего эоцена колеблется в пределах 800-1400 м.

Отложения олигоцена в зоне Триалетского хребта имеют ограниченное распространение. На южном склоне хребта у с. Манглиси олигоцен мощностью до 500 м, представлен толстослоистыми граувакковыми песчаниками с прослоями гравелитов (350 м), выше которых залегают типично майкопские глины с микрофауной олигоцена.

В Притбилисском районе олигоцен сложен в основном чередованием граувакковых песчаников и глин майкопского типа. Общая мощность осадков у с. Загес – 1000 м; на площадях Лиси – 1200 м, Самгори – 1000-1100 м, Рустави – 1100-1200 м.

Отложения миоцена на основе фауны четко делятся на нижний, средний и верхний подотделы. В Притбилисском районе отложения нижнего миоцена в нижней части выражены чередованием глин майкопского типа и белесоватых песчаников, а в верхней – коричневыми глинами с ярозитом. мощностью в 500-600 м.

Тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы среднего миоцена в пределах зоны Триалетского хребта имеют развитие, в основном, в Притбилисском районе. Они представлены, преимущественно, песчано-глинистыми Отложениями с прослоями известняков и мергелей в верхней части, суммарная мощность которых достигает 700 м.

В восточной части Притбилисского района (Руставско-Нацвалцкальская структура) на породах среднего миоцена согласно залегают отложения сарматского яруса, которые расчленяются на нижний, средний и верхний подъярусы.

Нижний сармат сложен преимущественно голубовато-синими карбонатными глинами с прослоями алевролитов и мелкозернистых плотных песчаников, мощность 150-200 м.

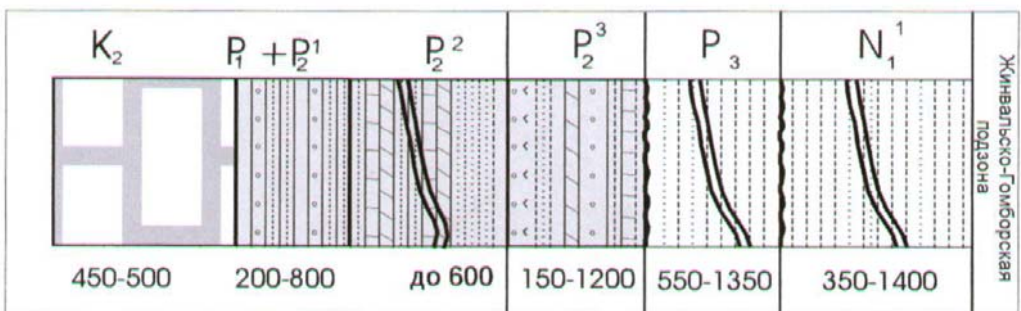
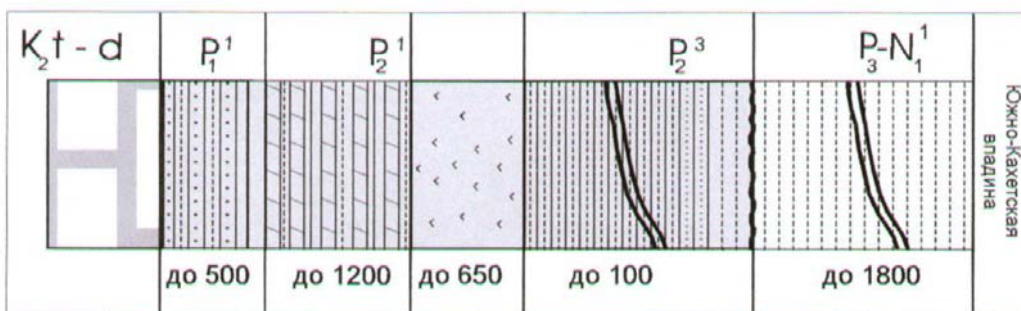
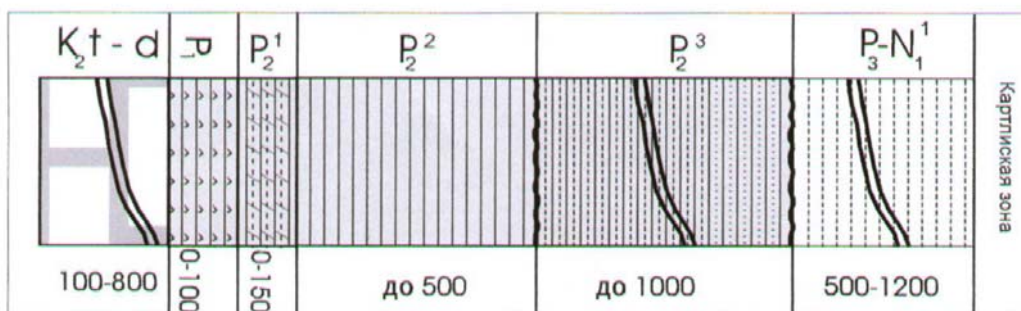
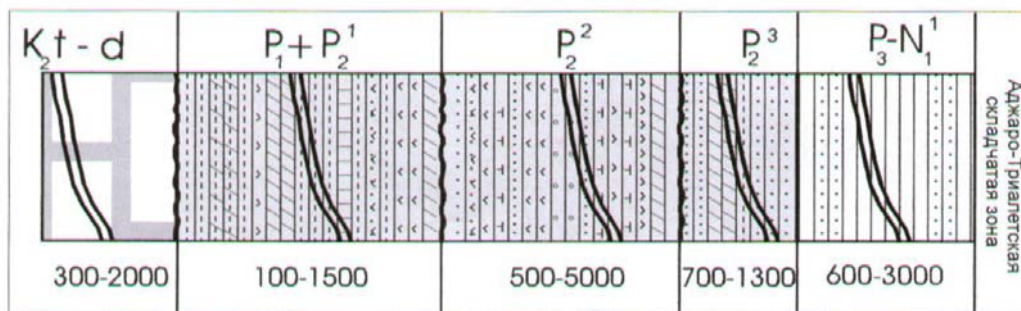
Средний сармат представлен чередованием карбонатных глин, алевролитов и песчаников с прослоями и пачками известняков. В западном направлении наблюдается замещение глин и известняков песчаниками, конгломератами и суглинками. Мощность толщи 450-500 м.

Верхний сармат, мощностью до 300 м, сложен глинами, аргиллитами и песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов.

В восточной части Руставско-Нацвалцкальской структуры на отложениях сармата согласно залегают пресноводно-континентальные конгломераты, песчаники и суглинки ширакской свиты (мэотис и понт) мощностью до 500 м.

Конгломераты и песчано-глинистые осадки акчагыла и апшерона в Притбилиском районе с резким угловым несогласием залегают на размытой поверхности различных ярусов палеогена и неогена.

Схема сопоставления разрезов
 палеогеновых отложений Восточной Грузии



2.3. Тектоника

В основу тектонического подразделения рассматриваемой области положена тектоническая схема Грузии П.Д. Гамкрелидзе (18) и И.П. Гамкрелидзе (17), а также схема тектоники, использованная в работах [44,46,64]. Характеристика геотектонических единиц Восточной Грузии приводится в основном по данным работ [11,17,21,22,24,63,64,79, 104].

На территории Восточной Грузии (рис. 2.1) с севера на юг выделяются крупные резко отличные друг от друга структурно-морфологические единицы: I – Складчатая (складчато-покровная) система Большого Кавказа (Кавкасиони), II – Закавказская межгорная область, III – Складчатая (складчато - надвиговая) система Малого Кавказа. Все они, в свою очередь, подразделяются на зоны, подзоны и блоки, границы между которыми не везде отчетливы резки, а в некоторых случаях проведены условно.

Тектоническое районирование: Складчатая система Большого Кавказа (I) – Подзона восточного погружения Большого Кавказа (I_1^2); Казбегско-Лагодехская (складчато-чешуйчатая) зона (I_2); Местиаско-Тианетская (складчато-покровная) зона (I_3); Шовско-Пасанаурская подзона (I_3^1); Жинвальско-Гомборская (аллохтонная) подзона (I_3^2); Закавказская межгорная область (II); Картлиская зона погружения (II_3^1); Мухранско-Тирифонский (1) и Базалетский (2) блоки; Среднекуринский прогиб (II_3^2); Алазанская (Алазанско-Агричайская) наложенная подзона (II_3^3); Предмалокавказский краевой прогиб (III_2^2); Аджарско-Триалетская складчато-антиклинарная зона (III); Артвинско-Болнисская зона (V) и Локско-Карабахская зона (VI).

Складчатая система Большого Кавказа (I) – крупное поднятие, опрокинутое на юг и частично надвинутое на расположенную южнее подзону восточного погружения Большого Кавказа, по т.н. «главному надвигу». В строении системы различают центральное ядро, сложенное докембрийскими, нижнепалеозойскими и герцинскими гранитоидами, а также мощными, терригенными, (главным образом сланцевыми) отложениями юрского возраста.

Подзона восточного погружения Большого Кавказа (I_1^2), как геосинклиналь существует в виде узкого трога уже в позднем палеозое; максимального своего развития достигла в мезозое, особенно в средней юре. В поздней юре и мелу геосинклиналь расчленяется на более мелкие единицы, к концу палеогена выходит из геосинклинальной стадии развития и начинает формироваться как складчатая система. Сложена разнообразными эффузивными, терригенными и карбонатными образованиями от верхнего палеозоя до палеогена.

Казбегско-Лагодехская (складчато-чешуйчатая) зона (I_2) – сложена мощной сланцевой серией нижней и средней юры. Примерно на меридиане г. Казбеги зона

расширяется и ступенчато погружается к востоку. Отложения, участвующие в строении зоны, собраны в многочисленные крутые складки, осложненные продольными взбросо-надвигами.

Местийско-Тианетская (складчато-покровная) зона (I_3)₂ сложенная карбонатно-терригенной флишевой формацией верхней юры, мела и палеогена, прослеживается вдоль всего южного склона Большого Кавказа. В пределах рассматриваемой территории в составе этой крупной тектонической единицы выделяются подзоны: Шовско-Пасанаурская (восточная часть) и Жинвальско-Гомборская.

Шовско-Пасанаурская подзона (I_3)₁ представлена широкой полосой развития флишевых отложений верхней юры и мела, смятых в серию асимметричных опрокинутых на юг и надвинутых складок общекавказского простираня.

Жинвальско-Гомборская (аллохтонная) подзона (I_3)₂ характеризуется сложным строением. Она занимает сравнительно узкую полосу на юго-востоке Местийско-Тианетской зоны и сложена, в основном, меловым флишем и палеогеновыми терригенными образованиями. В пределах подзоны выделяются четыре покрова: Ксанско-Аркальский, Жинвальско-Пховельский, Садзегурско-Шахветильский и Алисигорско-Чинчвельтский, каждый из которых в свое время представляли самостоятельную структурно-формационную зону. В настоящее время они четко разграничены надвиговыми поверхностями. Вместе с тем, наряду с чисто структурными признаками тектонического перекрытия (существования множества тектонических окон и полуокон), палеогеографическая реконструкция указывает на значительное нарушение первичного пространственного положения отмеченных фациальных зон. Все сказанное позволяет рассматривать их в качестве отдельных шарьяжей.

Ведущим механизмом образования шарьяжей является интенсивное боковое сдавливание складчатой системы Большого Кавказа, обусловленное главным образом продвижением к северу и пододвиганием под нее жесткой Закавказской межгорной области, что вызвало образование множества пологих наклоненных к северу плоскостей скольжения, по которым и перемещались пластины горных пород различной величины.

На активное пододвигание Межгорной области под образующуюся складчатую систему Большого Кавказа указывают постепенное сокращение амплитуды перемещения отдельных пластин с юга на север, а также явление перекрытия – «запечатывания» более северными шарьяжами уже сорванных и надвинутых южных шарьяжей. Например, Алисигорско-Чинчвельтский шарьяж перекрывает уже надвинутые Жинвальско-Пховельскую и Ксанско-Аркальскую шарьяжные пластины, а Уцерско-Павлеурский шарьяж,

в свою очередь, перекрывает на западе Алисигорско-Чинчвельтский шарьяж и зону его корней [19].

Масштабы сжатия области и, следовательно, перемещения аллохтонных масс увеличивались с запада на восток, достигая 60-70 км в области Кахетинского хребта.

Закавказская межгорная область (II) – расположена между складчатыми системами Большого и Малого Кавказа, представляет собой большую часть Закавказского срединного массива и расчленяется на его отдельные части – Западную молассовую зону погружения, Центральную зону воздымания и Восточную молассовую зону погружения.

Она охватывает, в основном, межгорную депрессию между Большим и Малым Кавказом и разломами различных направлений расчленяется на более мелкие блоки, что придает ее структуре мозаичность.

Картльская молассовая подзона (III₃) почти целиком сложена мощной олигоцен-неогеновой морской и континентальной молассами, общей мощностью до 4000 м. О глубинном строении Картльской подзоны (Картльской депрессии) существуют различные мнения. Судя по последним данным и публикациям в глубинном строении подзоны наблюдается резкая структурная дисгармония. Поверхность доюрского кристаллического фундамента постепенно погружается с запада (от Дзирульского массива) на восток от 0 до 5-6 км. По поперечному глубинному разлому [41], проходящему западнее г. Каспи, поверхность фундамента резко погружается до глубин 13-14 км в центральной части зоны, постепенно повышаясь до 9-10 км и более в восточной части. Мощность мезозойских образований, по-видимому, не менее 5-5,5 км [63].

Строение глубинных структурных этажей (мезозой-палеоген) маскируется мощным олигоцен-неогеновым молассовым комплексом, по которому Восточная зона погружения представляет собой в тектоническом отношении пологую синклиналиную депрессию, сложенную почти горизонтально залегающими отложениями. Молассовый комплекс характеризуется складчатостью покровного типа. Здесь развиты сильно сжатые, обычно опрокинутые с севера на юг и часто разорванные по своду узкие антиклинальные складки кавказского направления и крупные пологие синклинали.

На восточном погружении Дзирульского массива, судя по данным бурения, отсутствуют (размыты) или играют подчиненную роль отложения батского яруса, верхней юры и всего палеогена.

По молассовому комплексу в составе восточного погружения Картльской зоне выделяются Мухранско-Тирифонский (1) и Базалетский (2) блоки.

С востока Картльская зона погружения граничит с восточным погружением Аджарско-Триалетской зоны, разделяющей Грузинскую и Азербайджанскую части Закавказской межгорной области. Последняя развивалась в течение длительного времени, но современное ее очертание было сформировано в олигоцен-четвертичное время. Доальпийский кристаллический субстрат глыбы ступенчато погружается с запада на восток до глубин 15-16 км [2,60,67,96]. Впадина представляет собой наложенную на различные по характеру тектонические зоны структуру, в пределах которой выделяют Верхнекуринский и Среднекуринский прогибы, разделенные Талыш-Вандомским погребенным поднятием, а также Предмалокавказский краевой прогиб.

Гарекахетская подзона (Π_3^2), относимый ранее к Восточному погружению Грузинской глыбы выполнена олигоценowymi и миоцен-плиоценовыми молассами, слагающими опрокинутые на юг и осложненные надвигами кулисообразные антиклинали, которые, по данным бурения и сейсморазведки, с глубиной заметно выглаживаются. Мощность осадочного покрова достигает в прогибе 15-16 км, что позволяет допустить наличие здесь всех подразделений мезо-кайнозоя (начиная с юры), причем на мезозой приходится не менее 4-5 км мощности.

Алазанская (Алазанско-Агричайская) наложенная молассовая подзона (Π_3^3) представляет собой погруженную, видимо, по разломам, часть Местийско-Тианетской зоны и, частично, Жинвальско-Гомборской подзоны, выполненную верхнеплиоценовыми и четвертичными молассами значительной мощности. На западе подзона начинается у г. Ахмета, охватывает долину р. Алазани и продолжается на восток в Западный Азербайджан.

Глубинное строение Алазанской подзоны частично осветила параметрическая скважина площади Хирса, пробуренная юго-восточнее пос. Цнори (см. подразд. 2.2.2.). Судя по материалам бурения, плиоценовые отложения залегают на размытой поверхности различных отделов и ярусов мезозоя. Палеогеновые отложения могли сохраниться фрагментарно в наиболее глубоких синклиналях. Положительные структуры по поверхности мезозоя представляют собой, вероятнее всего, выступы погребенного древнего эрозионного рельефа.

Предмалокавказский краевой прогиб (Π_3^2) (в пределах Грузии – Марнеульская зона погружения) – протягивается параллельно Складчатой системе Малого Кавказа. С севера, запада и юга прогиб ограничен глубинными разломами, отделяющими его от Азербайджанской и Артвинско-Болнисской частей Закавказской межгорной области и Складчатой системы Малого Кавказа. Поверхность мезозойских отложений погружается в

пределах прогиба в северо-восточном направлении на глубины 4-4,5 км и представляет собой, по-видимому, погребенную эрозионную поверхность, на которой залегают молассовые формации палеогена, неогена и антропогена.

Аджарско-Триалетская складчато-антиклинорная зона (Ш₁) представляет собой четко очерченную структурно-морфологическую единицу, вытянутую в широтном направлении между юго-восточным побережьем Черного моря и долиной р. Иори. Зона разделена Боржомским ущельем р. Куры, соответствующим крупному поперечному глубинному разлому, на два почти равных отрезка – Аджарско-Имеретинский и Триалетский (находящийся в пределах Восточной Грузии). Триалетский хребет сложен в основном терригенными и вулканогенными отложениями палеогена, из-под которых в наиболее приподнятых частях крупных антиклиналей обнажаются вулканогенные и карбонатные отложения мела.

В современной структуре Триалетская часть зоны (Триалети) в целом антиклинорное сооружение с довольно разнообразной морфологией слагающих ее структур. Намечаемые в пределах зоны продольные разломы глубокого заложения расчленяют ее на приподнятую центральную (осевой блок) (Ш₁³) и относительно опущенные северную (Ш₁²) и южные (Ш₁⁴) подзоны.





Особенностью строения Триалетского антиклинория является то, что складки его восточного погружения косо подходят к Картлисской депрессии и, раскрываясь, быстро выполаживаются.

По северному краю Аджарско-Триалетской зоны развит хорошо известный Сурамско-Гокишурский надвиг, который в Триалети представлен системой направленных на север взбросово-надвиговых нарушений. Они представляют собой поверхностное выражение длительно развивающегося глубинного разлома.


Ведущая роль в формировании тектонических структур Аджарско-Триалетской складчатой зоны принадлежит внешним сжимающим усилиям, вызванным, в основном, продвижением к северу Артвинско-Болнисской зоны (глыбы) Малого Кавказа.

Структуры палеогена и мезозоя Аджара-Триалети в районе г. Тбилиси разветвляются [62]. Северо-восточное ответвление, ограничиваясь с севера глубинным Джавско-Сабатлоским разломом, является той тектонической границей, которая разделяет Грузинскую и Азербайджанскую глыбы. Юго-восточное ответвление, представляя собой собственно Аджарско-Триалетскую складчатую зону, погружаясь, продолжается через Прииорское

Условные обозначения к рис. 2.1.

-  1. Границы между тектоническими единицами первого порядка
-  2. Границы между зонами
-  3. Границы между подзонами и блоками
-  4. Границы между тектоническими зонами

 5. Индексы тектонических зон

 6. номера подзон и блоков

- 7. **I- Складчатая система Большого Кавказа (Кавкасиони)**
- 8. I_1^2 - Подзона восточного погружения (веерообразно-складчатая)
- 9. I_2 - Казбегско-Лагодехская зона (складчато-чешуйчатая)
- 10. I_3 - Местиаско-Тианетская зона (складчато-покровная)
- 11. I_3^1 - Шовско-Пасанаурская подзона (складчато-чешуйчатая)
- 12. I_3^2 -Жинвальско-Гомборская подзона (аллохтонная)
- 13. I_5 -Гагрско-Джавская (складчатая) подзона
- 14. **II-Закавказская межгорная область**
- 15. II_2 -Центральная зона воздымания
- 16. II_2^1 -Дзирульская подзона
- 17. II_2^2 - Окрибско-Хреитская подзона
- 18. III_3 -Восточная молассовая зона погружения (Кураская межгорная впадина)
- 19. III_3^1 -Картлиская молассовая подзона. Блоки: А-Мухранско- Тирифонский Б-Базалетский.
- 20. III_3^2 -Гарекахетская молассовая подзона
- 21. III_3^3 -Алазанская наложенная молассовая подзона
- 22. **III-Складчатая система Малого Кавказа (Антикавказиони)**
- 23. III_1 -Аджарско-Триалетская зона
- 24. III_1^2 - Северная подзона
- 25. III_1^3 -Центральная (осевая) подзона
- 26. III_1^4 -Южная подзона
- 27. III_2 -Артвинско-Болнисская зона (глыба)
- 28. III_3 -Локско-Карабахская зона (слабоскладчатая)

поднятия и Малхазовский тектонический узел далее на восток через территорию Азербайджана

Артвинско-Болнисская зона (Ш₂) и Локско-Карабахская зона (Ш₃) бесперспективны в отношении нефтегазоносности. Они, в основном, сложены мезозой-кайнозойскими разнообразными пирокластическими образованиями, лавовыми покровами, метаморфическими и интрузивными породами и рассечены многочисленными разломами на отдельные блоки.

2.4. Литолого-структурная характеристика эоценовых отложений

В постраннеюрской части земной коры Южного Кавказа можно предположить существование единой нефтегазоносной ф о р м а ц и и , в которой, по признаку приуроченности к различным тектоническим элементам коры, палеогеографическим условиям и преобладающему литологическому составу можно выделить юрскую, нижнемеловую, верхнемеловую, палеоцен-эоценовую, олигоцен-среднемиоценовую, верхнемиоцен-современную с у б ф о р м а ц и и , содержащие углеводороды. Палеоцен-эоценовая субформация.

На территории Восточной Грузии отложения палеогеновой системы наиболее полно и широко представлены в Аджарско-Триалетской складчатой зоне. В центральной полосе триалетской части зоны мощность палеоцено-нижнего эоцена колеблется в пределах 1500-2800 м. Эта часть разреза именуется б о р ж о м с к о й серией, которая перекрывает трансгрессивно пестроцветные мергели и известняки датского возраста с базальным конгломератом (5-6 м) из окатанного материала пород верхнего мела и палеозойских гранитоидов. Серия расчленяется на несколько литостратиграфических единиц (свит). К палеоцену относится т у с р е б с к а я свита, нижняя часть которой сложена карбонатными глинами, мергелями, известняковыми песчаниками и глинистыми известняками, мощностью 200-250 м. По стратиграфическому положению разреза этот отрезок должен соответствовать самой нижней части палеоцена. мощность тусребской свиты около 1000 м. Нижнеэоценовая часть охватывает б о л е в и н с к у ю (150 м) и залегающую на ней свиту пятнистых песчаников (300 м).

Следующая в восходящем разрезе м ц х е т с к а я серия отвечает среднему эоцену. В районе Тбилиси в её части выделяют д а б а х а н с к у ю свиту, сложенную туфопещаниками, туфами, аргиллитами и мергелями (500 м), возраст, которой определяется ископаемой фауной нуммулитов. Следующая за ней свита-Горизонт запутанного напластования

(=Горизонт глыбовых брекчий) должна соответствовать верхней части среднего эоцена, что также подтверждается ископаемыми нуммулитами. Это чередование микротуфобрекчий и туффитов с включениями глыбовых брекчий и туффитов (20-110 м).

Также двухчленное строение имеет м ц х е т с к а я серия западнее, на северном склоне Триалетского хребта, где в её нижней части выделяется л и к а н с к а я свита, сложенная тонкослоистыми, мелкообломочными вулканогенами (1500 м). Она перекрывается т р и л е т с к о й свитой, равнозначной по объёму слоистой пестроцветной туфогенной свите. Западнее в районе Боржоми на ликанской свите (1500 м) расположены поседователно с друг другом, к в а б и с х е в с к а я свита дацитовых лав и их вулканокластолитов того же состава (700-1300 м), д в и р с к а я свита андезитовых лав и массивных туфобрекчий (300-1000 м), ацк у р с к а я свита слоистых туфов, карбонатных туффитов и мергелей (200 м) поздне среднеэоценовый возраст определён их стратиграфическим палажением или паралелизацией с нуммулитосодержащими отложениями соседних зон.

На северном склоне и восточном окончании Триалетского хребта в районе Тбилиси верхний эоцен согласно залегает на среднеэоценовые образования. В её нижней части выделяется н а в т л у г с к а я свита (50-260 м) битумонозных карбонатных глин и тонкослоистых песчаников, соответствие которых нижней части верхнего эоцена установлено микрофораминиферами. Следующая выше т б и л и с с к а я свита, сложенная грубозернистыми грауваковыми и глинистыми разностями песчаников и глинами (1000 м), содержит комплекс нуммулитов и микрофораминифер верхнего эоцена.

В прилегающей с юга Артвинско-Болниской зоне палеоген представлены на южной и западной перифериях Локского массива, где мощный вулканогенно-осадочный комплекс среднего эоцена непосредственно налегает на различные горизонты юры или на породы кристаллического массива с базальными конгломератами или же кварцево-аркозовыми песчаниками в основании. Здесь выделяют д ж а в а х с к у ю свиту базальтово-андезитового состава (массивные и грубослоистие агломератовые брекчий и лавы базальтов), которая вышепоразрезу замещается андезитовыми туфами и брекчиями (500-1500 м). Возраст подразделения по фауне нуммулитов определен, как средний эоцен (Салуквадзе, Гугушвили, Майсадзе, 1985). Вышележащая м о ш е в а н с к а я свита, сложена туфами андезито-базальтового, липпарито-доцитового и риолито- доцитового сосатава (550-1200 м) возраст этого стратона также средний эоцен. В Аджарско-Триалетской зоне в пределах её восточного окончания и на северном склоне триалетской части нарубеже среднийэоцен-верхнийэоцен расположени комплекс мергелей содержащие в большом количестве остатки рыб, в виде отдельных чешуи и скелетов. Это т. н. л и р о л е п и с о в ы е мергели. Анализ фауны

явствует, что данный комплекс был связан с отравленными сероводородом массами вод, что препятствовало на дне бассейна развитию бентоса. Скорее всего установление господство только планктонных и нектонных организмов проявилось если не в верхах то в низах верхнего эоцена.

Отложения палеоцен-эоценовой субформации широко распространены на территории Восточной Грузии в первую очередь, в межгорном прогибе и Аджарско-Триалетской зоне. Граница между отложениями палеоцена и нижнего эоцена часто проводится весьма условно, в связи с чем эти осадки обычно объединяются в единый палеоцен-нижнеэоценовый литолого-стратиграфический комплекс [10, 22, 24, 63, 64]. Этот комплекс обычно представлен флишевыми отложениями с ритмичным чередованием мелкозернистых кварцевых песчаников, глин, глинистых сланцев, мергелей и редко конгломератов.

Отложения среднего эоцена в Горном Кахети и по северному борту межгорного прогиба представлены чередованием глин, мергелей, известняков и карбонатных песчаников, а также флишевыми образованиями. Южнее, в пределах межгорного прогиба и Аджарско-Триалетской зоны средний эоцен сложен, в основном, таковыми вулканогенного и вулканогенно-осадочными происхождения [10, 22, 63, 64, 78, 79, 82].

Верхний эоцен представлен достаточно однообразными сланцеватыми глинами, глинами, песчанистыми мергелями и песчаниками. По южному борту межгорного прогиба и в Триалетии в разрезе появляются прослои туфогенных песчаников. В районе г. Тбилиси, где разрезы верхнего эоцена наиболее полны, выделяются две свиты: навтлугская битуминозная свита или нижний рыбный горизонт, и нуммулитовая или тбилисская свита (песчано-алевритово-глинистая толща со значительным преобладанием песчаников).

В целом (схематично), литолого-стратиграфический комплекс палеоцен-эоцена в межгорной впадине Восточной Грузии и Триалети представлен достаточно сходными терригенными осадками палеоцен-нижнего и верхнего эоцена, разделенными толщей вулканогенно-осадочных образований среднего эоцена.

Исходя из приуроченности к различным тектоническим элементам, палеогеографических условий накопления и преобладающего литологического состава, палеоцен-эоценовый литолого-стратиграфический комплекс может быть выделен в качестве самостоятельной углеводородоносной субформации. Она может быть отнесена к морской и, частично, к прибрежно-морской; по литологическому составу – преимущественно к вулканогенно-терригенной.

Та или иная субформация содержат скопления УВ в разрезе и латерально не повсюду. В их составе выделяются определенные литологические комплексы, отличающиеся

углеводородоносностью в пределах тех или иных территорий. Если объектом территориального прогноза являются углеводородоносные области, УВНР и зоны УВ, а также составляющие их месторождения и залежи, то объектами прогноза углеводородоносности разреза литосферы являются углеводородоносные комплексы (УВНК).

Обычно выделяют региональные (содержащие скопления УВ в пределах бассейна или области), зональные (продуктивные в пределах УВНР или зоны УВН) и локальные (содержащие единичные залежи УВ) УВНК. В составе УВНК, как правило, выделяются УВМП, коллекторы и флюидоупоры (покрышки) [7, 23, 93, 96].

В составе палеоцен-эоценовой УВ субформации, по литолого-стратиграфическим и геохимическим признакам могут быть выделены палеоцен-нижнеэоценовый, среднеэоценовый и верхнеэоценовый УВНК, краткая характеристика которых приводится в табл. 2.1.

При прогнозе наличия горючих ископаемых из общей области (ареала) развития (распространения) того или иного литолого-стратиграфического комплекса выделяются зоны (районы), где изучаемый комплекс характеризуется наличием коллекторов и условий для миграции УВ, формирования и сохранения промышленных залежей нефти и газа.

Масштабы горючих ископаемых в определенной степени предопределяются характером переслаивания УВ-материнских и коллекторских горизонтов. Различают два типа переслаивания: корректное и некорректное [95]. В первом случае горизонты чередуются, во втором – разобщены. Некорректное переслаивание будет затруднять уход (эвакуацию) УВ из генерационной толщи.

На характер миграции УВ оказывает заметное влияние и тип коллектора. В гранулярных коллекторах небольшой мощности миграционные потоки перемещаются латерально вдоль пласта до момента попадания УВ в ловушку и образования залежи.

В трещинных коллекторах перемещение флюидов определяется положением трещин. Последние обычно имеют ориентацию, близкую к вертикальной. Это предопределяет, во-первых, преимущественно вертикальную миграцию; во-вторых, затрудненность перемещения УВ с больших площадей к отдельным ловушкам и попадания в них; в третьих, большие потери УВ на путях миграции, т.к. многие трещины имеют тупиковый характер.

Латеральная (боковая) миграция осуществляется по пластам-коллекторам, а вертикальная происходит поперек напластования по трещинам и зонам нарушений, возникающим в результате как катагенетических, так и тектонических процессов.

В Горном Кахети аллохтонный комплекс, сложенный флишевыми отложениями мела и палеогена, претерпевшими значительные горизонтальные перемещения, естественно, не может быть перспективным в отношении углеводородоносности.

таблица 2.1

Характеристика УВНК палеоцен-эоценовых отложений Восточной Грузии

Комплекс	Состав комплекса	Мощность комплекса м	Литологическая характеристика	Распространение УВ
Верхне-эоценовый	Терригенный	100-300	Глины и глинистые сланцы с прослоями песчаников	Региональное, за исключением Аджарско-Триалетской складчатой зоны
Средне-эоценовый	Вулканогенно-осадочный	200-600	Вулканогенно-осадочные образования	Зональное в Прибалисском, Картлисском и Южнокахетском УВНР, а также УВНР междуречья Кура и Иори
Палеоцен-нижнеэоценовый	Терригенный	до 3500-4000	Песчано-глинистые образования с прослоями мергелей и известняков	Региональное

Основные перспективы углеводородоносности в Горном Кахети связаны с разведкой подпокровных автохтонных отложений. Судя по имеющимся данным [15, 21, 22, 63, 64, 73, 100, 101], палеогеновые, а тем более эоценовые, осадки в автохтонном комплексе имеют ограниченное развитие (уничтожены, в частности, тектоническими движениями и эрозией) и не представляют самостоятельного интереса в отношении углеводородоносности. Определенный интерес (в качестве попутного объекта поисков) могут представлять осадки кинтаской свиты (верхний эоцен-олигоцен), где в благоприятных структурных условиях, в том числе в перекрытых надвигами зонах, не исключено наличие мелких залежей УВ. Однако следует признать, что ни по площади и разрезу своего развития, ни по литологическим характеристикам, ни по структурно-тектоническим условиям залегания, эоценовые отложения Горного Кахети не представляют интереса в качестве самостоятельного объекта для поисков залежей УВ. Этот район может быть выделен как бесперспективный в отношении горючих ископаемых для эоцена.

В Алазанской депрессии, как показали результаты бурения [64, 74], осадки алазанской серии (акчагыл и апшерон) и ширакской свиты (мэотис и понт) залегают на размытой поверхности различных отделов мезозоя. Палеогеновые отложения могли сохраниться в наиболее погруженных синклиналях. Следовательно Алазанская депрессия также является бесперспективной для эоценовых отложений, ввиду их отсутствия в объемах, достаточных для формирования и сохранения промышленных залежей горючих ископаемых.

Тектоническая природа Картлиской впадины до сих пор является дискуссионной. Автором за основу была принята геолого-тектоническая схема (см. подразд. 2.3), согласно которому поверхность доюрского кристаллического фундамента постепенно погружается с запада (от Дзирульского массива) на восток от 0 до 5-6 км. По поперечному глубинному разлому, проходящему западнее г. Каспи [41], поверхность фундамента резко погружается (и соответственно увеличивается мощность осадочного покрова) до глубин от 8-9 до 13-14 км.

По данным Гориской (Шиндисской) опорной скважины, в центральной части восточного погружения Дзирульского массива (западная периферия Картлиской впадины) устанавливается отсутствие (размыв) отложений всего палеогена. Южнее, гидрогеологическая скважина 5-Т (площадь Мохиси) полностью прошла породы осадочного покрова (3230 м) и установила наличие осадков палеогена, суммарной мощностью 730 м.

В целом, можно заключить, что на восточном погружении Дзирульского массива палеогеновые и, особенно, эоценовые отложения отсутствуют или пользуются ограниченным (в объемах недостаточных для формирования и сохранения промышленных залежей УВ) распространением. Это указывает на бесперспективность эоценовых осадков этой зоны.

В центральной и восточной частях Картлиской впадины, а также в Южнокахетском прогибе эоценовые отложения пользуются широким развитием и залегают в условиях благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ.

На Триалетском хребте отложения различных подотделов эоцена широко распространены на поверхности, но залегают в структурных условиях, неблагоприятных для сохранности залежей УВ. В первую очередь это выражается в отсутствии флюидоупоров, эрозии потенциальных ловушек и развитии дизъюнктивных нарушений (разломы, сбросы, взбросы), что позволяет отнести Триалетскую зону к бесперспективной в отношении углеводородоносности по эоценовым отложениям.

Иная картина наблюдается на восточном погружении Аджарско-Триалетской складчатой зоны (Притбилисский район). Здесь отложения эоцена погружаются до глубин 2-3 км и более и перекрыты мощной толщей в основном, глинистых осадков олигоцен-неогена.

В Марнеульском районе (западная периферия Предмалокавказского прогиба) палеогеновые отложения, по данным бурения, представлены в основном, весьма маломощными глинистыми образованиями с редкими прослоями песчано-алевритовых и карбонатных пород [2, 3, 60]. По литолого-структурным особенностям залегания эоценовых отложений этот район является для них малоперспективным в отношении наличия УВ.

Формирование палеоцен-эоценовой углеводородоносной субформации происходило в течении ранне- и среднепалеогенового теригенно-вулканогенного цикла седиментации.

В структурном отношении субформация представляет собой палеоцен-эоценовую структурную часть верхнеюрско-эоценового структурного этажа, формирование которой произошло в результате проявления древнепиренейской или триалетской (в конце среднего) и новопиренейской (в конце позднего эоцена) орофаз тектогенеза.

Особенности структурного строения УВНК эоцена изучены в Восточной Грузии еще явно недостаточно. В первую очередь это касается районов межгорного прогиба (Картлиская и Южнокахетская депрессии), где осадки эоцена часто залегают на глубинах 3-5 км и более. В работе [10] рассмотрены и обобщены новейшие данные сейсморазведки методом МОГТ, проведенной на отдельных разведочных площадях Тирифонской равнины. Полученный сейсмический материал МОГТ в виде временных разрезов довольно информативен и в то же время сложно интерпретируем.

По данным сейсморазведки в разрезе осадочного покрова выявлены четыре условных сейсмических горизонта (УСГ), привязываемые (по данным бурения) к подошве среднего сармата, к кровле среднего эоцена и к поверхностям верхнего мела и неокома. Выявлено структурное несоответствие по поверхностям УСГ в сарматских, среднеэоценовых и меловых отложениях, что отражает перерывы в осадконакоплении и внутриформационные структурные несогласия в строении осадочного чехла Тирифонской впадины.

Строение кровли среднего эоцена по УСГ выявлено на площади, расположенной в междуречье р.р. Меджуда, Лехура и Кура. Замкнутыми изогипсами с отметками – 2600, - 2700 и - 2800 м, восточнее г. Гори вырисовывается широтно ориентированная асимметричная Надарбазевская антиклиналь. Длина структуры - 5 км, ширина - 2,5 км, амплитуда - 200 м. На западе антиклиналь небольшой ундуляцией связывается с Хведуретской антиклиналью. УСГ по кровле среднего эоцена от Надарбазевской структуры приобретает меридиональное распространение и, погружаясь в восточном направлении, осложнен широтным Квемочальским прогибом и Южноорчосанским выступом.

По данным гравиразведки [99] в центральной, восточной и южной частях Картлиской впадины выделяются до 15 крупных положительных аномалий силы тяжести, которые интерпретируются как антиклинальные складки или выступы по границам между палеоцен-нижним эоценом и верхним мелом, а так же верхней и средней юрой.

Данные геофизических исследований последних лет (сейсмо - и гравиразведка) указывают на то, что в Картлиской впадине слабодислоцированная молассовая формация неогена находится в резком структурном несогласии с более древними отложениями и маскирует довольно интенсивную складчатость нижележащих структурных этажей.

О структурном строении эоценового комплекса Южнокахетской депрессии практически нет достоверных данных. Это объясняется большими глубинами (6-8 км и даже более) залегания эоценовых отложений.

В междуречье рр. Кура и Иори нижнеэоценовые отложения выражены песчано-глинистой литофацией мощностью в 850-1200 м. Среднеэоценовые осадки представлены туфогенно-терригенной литофацией мощностью 100-400 м. верхнеэоценовые - в основном глинистой литофацией мощностью 450-700 м [100]. Сейсморазведочными работами в отложениях эоцена выявлен ряд антиклинальных складок: Руставская, Вашлианская, Яйладжикская, Армудлиская, Удабноская, Цинцарская, Ахтахатепская и др., которые могут рассматриваться в качестве возможных сводовых и тектонически экранированных ловушек. Таким образом, по литолого-структурным характеристикам, в междуречье рр. Кура и Иори эоценовый комплекс может быть отнесен к высокоперспективной территории в отношении наличия УВ. К подобной области следует отнести восточное погружение Аджарско-Триалетской зоны (Притбилисский район), где помимо наличия благоприятных литофаций и структурных условий, в отложениях среднего и верхнего эоцена открыты нефтяные месторождения.

Из выше изложенного можно сделать выводы:

1. Исходя от приуроченности к различным тектоническим элементам, палеогеографических условий накопления и преобладающего литологического состава, палеоцен-эоценовый литолого-стратиграфический комплекс Восточной Грузии может быть выделен в качестве самостоятельной углеводородоносной субформации.

2. В составе палеоцен-эоценовой УВ субформации выделяются палеоцен-нижнеэоценовый (терригенный), среднеэоценовый (вулканогенно-осадочный) и верхнеэоценовый (терригенный) УВНК.

3. Исходя из литологического состава, площадей распространения, мощностей, условий залегания отложений, для палеоцен-эоценовой субформации, по степени ее перспективности в нефтегазоносном отношении, могут быть выделены следующие территории (зоны, районы):

бесперспективные – Горный Кахети, Алазанская депрессия, западная часть Картлиской впадины (восточное погружение Дзирульского массива) и область Триалетского хребта;

малоперспективные – Марнеульский район (западная периферия Предмалокавказского прогиба);

перспективные – центральная и восточная части Картлиской впадины;

высокоперспективные – восточное погружение Аджарско - Триалетской зоны (Притбилисский район), Гарекхетская подзона и междуречье рр. Кура и Иори.

2.5. Коллекторы, флюидоупоры и геохимическая характеристика пород

Составными частями УВНК, как правило, являются коллекторы, флюидоупоры (покрышки) и УВМП. Сочетание этих толщ в УВНК может быть различным: в одних случаях выделяются все три толщи, а в других одна толщина выполняет две функции (как, например, маикопская серия) – является нефтепродуцирующей и нефтесодержащей. Часто в разрезе отложений наблюдается чередование пород-коллекторов и пород-покрышек. В ряде случаев коллекторы заключены в слабопроницаемые породы, которые на определенных этапах развития были углеводородопродуцирующими, а затем стали выполнять роль флюидоупоров.

2.5.1. Коллекторы и флюидоупоры

В палеоцен-нижнеэоценовом и верхнеэоценовом терригенных ГНК ведущим типом являются гранулярные (поровые) коллекторы, представленные пластами и пропластками песчано-алевролитовых пород (пески, песчаники, алевролиты, реже конгломераты). Флюидоупорами являются глинистые толщи, разделяющие пласты пород-коллекторов. Гранулярные коллекторы являются «классическим» хорошо изученным типом коллектора.

Среднеэоценовый УВНК сложен вулканогенно-осадочными породами, которые являются новым сложным и еще недостаточно изученным типом коллектора. Проницаемость вулканогенно-осадочных пород определяется наличием систем вертикальных трещин (матрица практически непроницаема), а емкостные свойства – сложным соотношением каверн, пор и трещин [31, 52, 65]. По существу, среднеэоценовый НГК является единым природным резервуаром, ограниченным снизу и сверху глинистыми толщами нижнего и верхнего эоцена.

Разрез среднего эоцена в литологическом отношении очень сложен. В результате петрографического изучения выделено до 27 разновидностей эффузивно-осадочных пород. Это в основном алевролитовые, аргиллитовые и туфогенные песчаники, разновидности туфов основного состава, туфобрекчии, туффиты, туфомергели, цеолиты.

Характеристика коллекторских свойств пород палеоцен-эоцена, по данным работ [31, 32, 33, 34, 52, 65, 69, 79,], приводится в табл. 2.2 и 2.3. При этом были учтены результаты

исследований коллекторских свойств пород эоцена не только Восточной Грузии, но и смежных районов Западного Азербайджана.

В связи с выходом поисково-разведочных работ на большие и сверхбольшие глубины (свыше 4,5 км), что характерно для залегания эоценовых отложений в Картлиской и Южнокахетской депрессиях и в междуречье Кура - Иори, актуальным становится вопрос об определении нижних пределов коллекторских свойств терригенных коллекторов.

Таблица 2.2

**Коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород-коллекторов палеоэоцена
нижнего и верхнего эоцена**

Показатели	Значения					
	Палеоэоцен		Нижний эоцен		Верхний эоцен	
	от\до	средн.	от\до	средн.	от\до	средн.
1. Плотность, кг/м ³	<u>2300</u> 2800	2660	<u>2070</u> 2700	2560	<u>2080</u> 2740	2400
2. Пористость общая, %	<u>2,18</u>		<u>1,6</u>		<u>0</u>	
3. Пористость открытая, %	<u>6,8</u>	3,89	<u>14,9</u>	6,49	<u>25,0</u>	9,68
4. Карбонатность, %	<u>0</u> 7	1,32	<u>0,1</u> 39,3	2,91	<u>1</u> 16	8,81
	<u>2,4</u> 92	38,21	<u>0</u> 56,7	19,47	<u>0</u> 70,0	11,31

По мнению различных исследователей (Б.Н. Пьянков, З.Д. Ханнанов, Т.Л. Горелова, С.А. Султанов, А.А. Мухер, С.И. Шишигин, В.А. Ханин, Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев, Ж.А. Поздеев и др.), в настоящее время в качестве предельного уровня рентабельности месторождений УВ могут быть приняты следующие величины притоков свободного газа и нефти – соответственно 40-50 тыс. м³/сут и 3-5 тыс. м³/сут при средних глубинах продуктивных горизонтов в 2000-3000 м. Эти притоки обеспечиваются следующими минимальными фоновыми величинами коллекторских свойств песчаников и крупнозернистых алевролитов: пористостью открытой – 8-10%, проницаемостью от 0,5 до 2,0x10⁻¹⁵ м² для нефти и от 0,1 до 1,0x10⁻¹⁵ м² для газа. Ниже этих пределов, как абсолютные величины притоков, так и их устойчивость во времени становятся крайне низкими, а промышленная значимость скоплений УВ – проблематичной, в особенности на глубинах более 3000 м. Как видно из табл. 2.2, средние значения открытой пористости песчано-

алевроитовых пород палеоцена и нижнего эоцена значительно ниже минимального предела, а пород верхнего эоцена – соответствуют минимальным фоновым показателям.

Таблица 2.3

Основные петрофизические характеристики вулканогенно-осадочных коллекторов

Характеристики	Значения	
	от - до	среднее
	2240-2700	2570
1. Плотность породы, кг/м ³	0-16	4,4
2. Полная пористость матрицы, %	0-11,85	1,05
3. Вторичная пористость, %	0-0,69	0,12
4. Трещинная пористость, %	0,1-14	3,65
5. Пористость насыщения матрицы, %	0,0001-2,3	0,061
6. Проницаемость матрицы, 10 ⁻¹⁵ м ²	4,1-1698	182
7. Трещинная проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	(0,58-9,18)×10 ⁴	2,04×10 ⁴
8. Модуль объемного расширения (сжатия), МПа	(0,17-0,011)×10 ⁻³	0,043×10 ⁻³
9. Коэффициент объемного расширения (сжатия), 1/МПа		
10. Объемная густота трещин, 1/м	8,6-199,4	47,1
11. Раскрытость трещин, мкм	10-200	42
12. УВ насыщенность, %	80-90	85

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы:

1. Комплекс отложений эоцена Восточной Грузии характеризуется наличием двух резко различных групп коллекторов. Первая группа – это хорошо известные в нефтяной практике терригенные поровые коллекторы нижнего и верхнего эоцена, представленные пластами и пропластками разных песчаников и алевролитов, заключенных в толщу непроницаемых глинистых пород.

Вторая группа – это вулканогенно-осадочные трещинные коллекторы среднего эоцена, ограниченные снизу и сверху песчано-глинистыми осадками нижнего и верхнего эоцена.

2. Литолого-фациальные особенности и распределение коллекторских свойств позволяют предположить, что в терригенных отложениях нижнего и верхнего эоцена существуют условия для формирования прежде всего мелких и, реже, средних залежей УВ. В

то же время в вулканогенно-осадочном УВНК среднего эоцена существуют условия для формирования средних и крупных залежей УВ.

3. Основным объектом, исходя из коллекторских свойств пород и условий для формирования залежей УВ, при проведении поисково-разведочных работ являются вулканогенно-осадочные отложения среднего эоцена. Теригенные осадки нижнего и верхнего эоцена следует рассматривать как попутные объекты при решении основных задач.

2.5.2 Углеводородопродуцирующие породы

Современные понятия о УВПП и их эволюции были рассмотрены в разделе 1. Геохимическая характеристика пород палеоцен-эоцена, в основном, по данным работ [25,26, 73, 74, 88], приводится в табл. 2.4. На основании этих данных песчано-глинистые отложения палеоцен-нижнего и верхнего эоцена, могут быть отнесены к УВПП. Причем осадки верхнего эоцена относятся к региональным УВПП не только на территории Грузии, но и всего Закавказья [3, 35, 64].

Для отнесения выделенных по предварительным данным региональных УВПП к тем или иным категориям были использованы количественные критерии диагностики УВПП, приводимые в работе [58]. Это величины плотности современного содержания ОВ и битумов, а также плотности эмиграционного потенциала, которые рассчитываются по формулам:

$$P_{cOB} = Hd\bar{x}_{OB};$$

$$P_{cХБА} = Hd\bar{x}_{OB}\bar{\beta}_{ХЛ};$$

$$P_{эХБА} = P_{cХБА} \cdot K_{э};$$

где H – мощность УВПП - м;

d – средняя плотность УВПП в т/м³;

x_{OB} и $\bar{\beta}_{ХЛ}$ - средние взвешенные значения соответственно концентрации сингенетического ОВ и битумного коэффициента в долях единицы;

P_{cOB} , $P_{cХБА}$ и $P_{эХБА}$ - соответственно плотности содержания ОВ, содержания битумоидов и эмиграционного потенциала в т/км²;

$K_{э}$ - коэффициент эмиграции битумоидов.

В табл. 2.5 приведены критерии разделения УВПП по категориям, а в табл. 2.6 – характеристика УВПП палеоцен-эоцена.

Таблица 2.4

Геохимическая характеристика пород палеоцена и эоцена Восточной Грузии

Показатели	Характеристика и значение	
	палеоцен-ниж. эоцен	верхний эоцен
1. Литология	Глины, песчаники	Глины, песчаники
2. Средняя мощность, м	500	700
3. Средняя плотность пород, т/м ³	2,61	2,40
4. Содержание ОВ, % <i>от – до</i> <i>среднее</i>	<u>0,12 – 0,84</u> 0,43	<u>0,39 – 2,38</u> 0,99
5. Битум в породе, А _{хл} , % <i>от – до</i> <i>среднее</i>	<u>0,007 – 0,026</u> 0,017	<u>0,016 – 0,303</u> 0,113
6. С _{орг} , % <i>от – до</i> <i>среднее</i>	<u>0,102 – 0,713</u> 0,362	<u>0,311 – 1,905</u> 0,792
7. Битумный коэффициент, $\beta_{хл}$, % <i>от – до</i> <i>среднее</i>	<u>1,1 – 9,5</u> 4,57	<u>2,76 – 61,7</u> 10,79
8. Градации катагенеза	МК ₂ -МК ₄	МК ₁ -МК ₃
9. Геохимическая обстановка	Восстановительная, слабовосстановительная	Восстановительная

Таблица 2.5

Основные параметры разделения УВПИ по категориям [55]

Категория УВПИ	$P_{сОВ}$, 10 ⁶ т/км ²	$P_{сХБА}$, 10 ⁵ т/км ²	$P_{эХБА}$, 10 ⁵ т/км ²
Высокопродуктивные	10-50	10-20	3-7
Среднепродуктивные	5-10	3-10	1-3
Низкопродуктивные	1-5	0,3-3	0,1-1

Таблица 2.6

Характеристика УВПИ палеоцена и эоцена Восточной Грузии

Отложения	$P_{сОВ}$, 10 ⁶ т/км ²	$P_{сХБА}$, 10 ⁵ т/км ²	$P_{эХБА}$, 10 ⁵ т/км ²	Категория НГМП
Верхний эоцен	16,63	17,94	4,47	Высокопродуктивные
Палеоцен-нижний эоцен	5,61	2,56	0,77	Низкопродуктивные

Как показали результаты расчетов (см. табл. 2.6) плотностей содержания ОВ, битумоидов и эмиграционного потенциала ХБА, отложения палеоцен-нижнего эоцена относятся к низкопродуктивным, а верхнего эоцена – к высокопродуктивным УВП. По степени катагенеза ОВ отложения эоцена, в основном, находятся в наиболее благоприятных условиях нефтеобразования, соответствующих этапу ГФН.

2.6. Температурные условия эоценовых отложений

Современная теория органического (осадочно-миграционного) происхождения УВ (см. разд. 1) рассматривает температуру как главный фактор, направленно влияющий на преобразование ОВ. Поэтому изучение теплового режима недр имеет важное значение при выяснении условий образования УВ.

В геотермозоне распределение температур обусловлено оттоком тепловой энергии из недр Земли. В сравнительно сходных геологических условиях температура в общем прямо пропорциональна мощности осадочных пород, однако на нее значительно влияют плотности тепловых потоков, теплофизические свойства пород, гидрогеологические условия и т.д. В табл. 2.7, производятся характеристики геотермических градиентов стратиграфических комплексов кайнозоя Восточной Грузии (9).

На фон нормальных тепловых потоков накладываются положительные и отрицательные температурные аномалии. Самая крупная и прогретая зона охватывает Картлискую депрессию, восточное погружение Аджара - Триалети и Южного Кахети [8], где мощность осадочного чехла достигает до 13-15 км. Севернее выделяется значительная температурная аномалия, связанная с глубинным разломом, отделяющим Алазанскую депрессию от Складчатой системы южного склона Большого Кавказа.

Таблица 2.7

Геотермические градиенты стратиграфических комплексов кайнозоя Восточной Грузии

Стратиграфический комплекс	Геотермический градиент, $\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{км}}$
Кайнозой Восточной зоны погружения Грузинской глыбы	$21,97 \pm 0,77$
Кайнозой Аджарско-Триалетской зоны	$31,27 \pm 4,04$
Плиоценовые отложения Восточной зоны погружения Грузинской глыбы	$19,35 \pm 2,45$

Миоцен, олигоцен и эоцен Восточной зоны погружения Грузинской глыбы	26,26 ± 3,03
--	--------------

В распределении температур на срезе 1000 м хорошо выделяется положительная аномалия (до + 65-70°C), соответствующая крупному Самгорскому нефтяному месторождению. Также в области повышенных температур (до + 50-60°C) находятся нефтяные месторождения Телети, Южный купол Самгори и, частично, Западный Рустави [73].

Наибольший современный прогрев эоценовых отложений происходит в зонах их наибольшего погружения: центральные части Картлиской (до 150-170°C) и Южнокахетинской (до 200-220°C) депрессий, а также в междуречье Кура и Иори (до 200-210°C).

2.7. Катагенез эоценовых отложений

Катагенез (подробнее см. раздел. 1) – это изменение осадочных пород в литосфере, включающее огромную область явлений приспособления пород и РОВ к новым условиям. В этот период действуют следующие основные факторы: геологический (тектонический, литологический и гидрогеологический); термобарические (температура и давление); геологического времени, интегрирующий влияние остальных факторов.

Геологические факторы

Для прогрессивного развития углеводородообразования важно, чтобы в истории региона (бассейна, области, района) длительное время преобладали устойчивые нисходящие волновые тектонические движения, которые перемещают УВПП в ГЗН и ГЗГ. Таким образом, тектонический фактор управляет развитием региона, а следовательно, и образованием УВ.

Влияние литологического фактора проявляется в каталитическом воздействии компонентов минеральной подсистемы, в первую очередь алюмосиликатов на РОВ.

Гидрогеологический фактор важен на этапах первичной и вторичной миграции нефти и газа, он контролирует основные направления движения УВ.

Термобарические факторы

Давление. Из классической термодинамики известно, что протекание химических реакций определяется температурой и временем, а статическое давление препятствует их развитию. Обобщив данные экспериментов по моделированию углефикации (А. Хака и К. Паттейски, Н. Бостика, В.С. Вышемирского, Д.Т. Забрамного, Дж. Роджерса и др.), В.В. Станов сформулировал следующее правило, чем больше давление, тем при более высокой температуре достигается одинаковая степень катагенеза.

Температура. Определяя ход химических реакций, является главным фактором катагенетических процессов нефтегазообразования и углефикации. Оценивая влияние температурного фактора, нельзя ограничиваться лишь только анализом современного температурного поля. Главное воздействие на ход катагенеза РОВ оказывают палеотемпературы, достигавшие максимальных значений, как правило, на этапах наибольшего погружения пластов. Известные работы по реконструкции палеотемператур выполнены И.И. Аммосовым, В.И. Горшковым, Н.П. Гречишниковым [4] и др.

Следует отметить, что в диапазоне 50-70°C влияние температуры на реакции образования УВ проявляется слабо. Но, при значениях более 100-110°C наблюдается рост эффекта теплового воздействия на протекание реакций карбонизации ОВ.

Геологическое время

Роль геологического времени целесообразно рассматривать оценивая длительность воздействия температуры, как важнейшего фактора катагенеза. В процессах катагенеза РОВ длительность воздействия температуры должна учитываться, по-видимому, начиная лишь с 50°C. Даже многие миллионы лет влияния температур ниже 50°C не могут привести к образованию каменных углей [47, 59]. Геологическое время может компенсировать недостаток температуры, однако этот фактор имеет ограничения. Даже несколько сотен миллионов лет пребывания угля и УВП в геотермической зоне 50-65°C не позволят им достичь градации катагенеза МК₃, в зоне 65-80°C – градации выше МК₄, в зоне 80-100°C – выше МК₅, в зоне 100-120°C – выше АК₁, в зоне 120-145°C – выше АК₂, а в зоне 145-170°C – стадии метаантрацитов [59].

Определение степени катагенеза отдельных составных частей осадочной породы может осуществляться разными способами: по гидрослюдизации монтмориллонитов, или по

изменению пористости глинистых пород. В настоящее время основным стал способ, измерения отражательной способности витринита в иммерсионном масле (R^o) и в воздушной среде (R^a). Показатель отражения обычно выражается в %.

На основании анализа изменения отражательной способности витринита РОВ, разработан ряд шкал катагенеза. Для R^o в предлагаемой работе использована унифицированная шкала ВНИГРИ, МГУ и ВНИИЯГГ (С.Г. Неручев и др., 1975) [47] (табл. 2.8), для R^a – шкала, разработанная Б.К. Чичуа для условий Грузии, и для палеотемператур – известная шкала И.И. Аммосова [4, 47, 59].

В Грузии долгие годы изучением степени катагенеза осадочных пород и РОВ занимался Б.К. Чичуа [39, 40]. Наблюдениям названного исследователя степень катагенеза пород и РОВ эоцена Триалетии и Притбилисского района меняется от ПК₃ до МК₅ (рис. 2.2 и 2.3).

Максимальных катагенетических преобразований (по расчетным данным) осадки эоцена достигают в Южнокахетской депрессии – градации МК₄ (верхний эоцен) – АК₁ (нижний эоцен). Более подробно о катагенетической эволюции отложений эоцена сказано в разделе 3 работы.

Таблица 2.8

Шкала катагенеза и палеотемператур

Угольная шкала	Зональность литогенеза				Средняя палеотемпература, °С	
	Стадии и подстадии	Градации	R^a , %	R^o , %		
Торф	Диогенез	ДГ	<5	0,25	<70	
Б ₁	КАТАГЕНЕЗ	Прокатагенез(ПК)	ПК ₁	5-5,6	0,3	70
Б ₂			ПК ₂	5,6-6,7	0,4	70
Б ₃			ПК ₃	6,8-7,1	0,5	70
Д		Мезокатагенез(МК)	МК ₁	7,2-7,7	0,6-5	110
Г			МК ₂	7,8-8,4	0,8-5	135-170
Ж			МК ₃	8,5-9,4	1,1-5	170-205
К			МК ₄	9,5-10,2	1,55	220
ОС			МК ₅	10,3-10,8	2,0	230
Т		Апокатагенез(АК)	АК ₁	10,9-11,6	2,50	240
ПА			АК ₂	11,7-12,9	3,50	255
А ₁₋₂			АК ₃	13,0-13,7	5,00	280
А ₃₋₄			АК ₄	13,8-15,0	6,00	300
А ₅₋₆			АК ₅	>15	11,0 0	>300

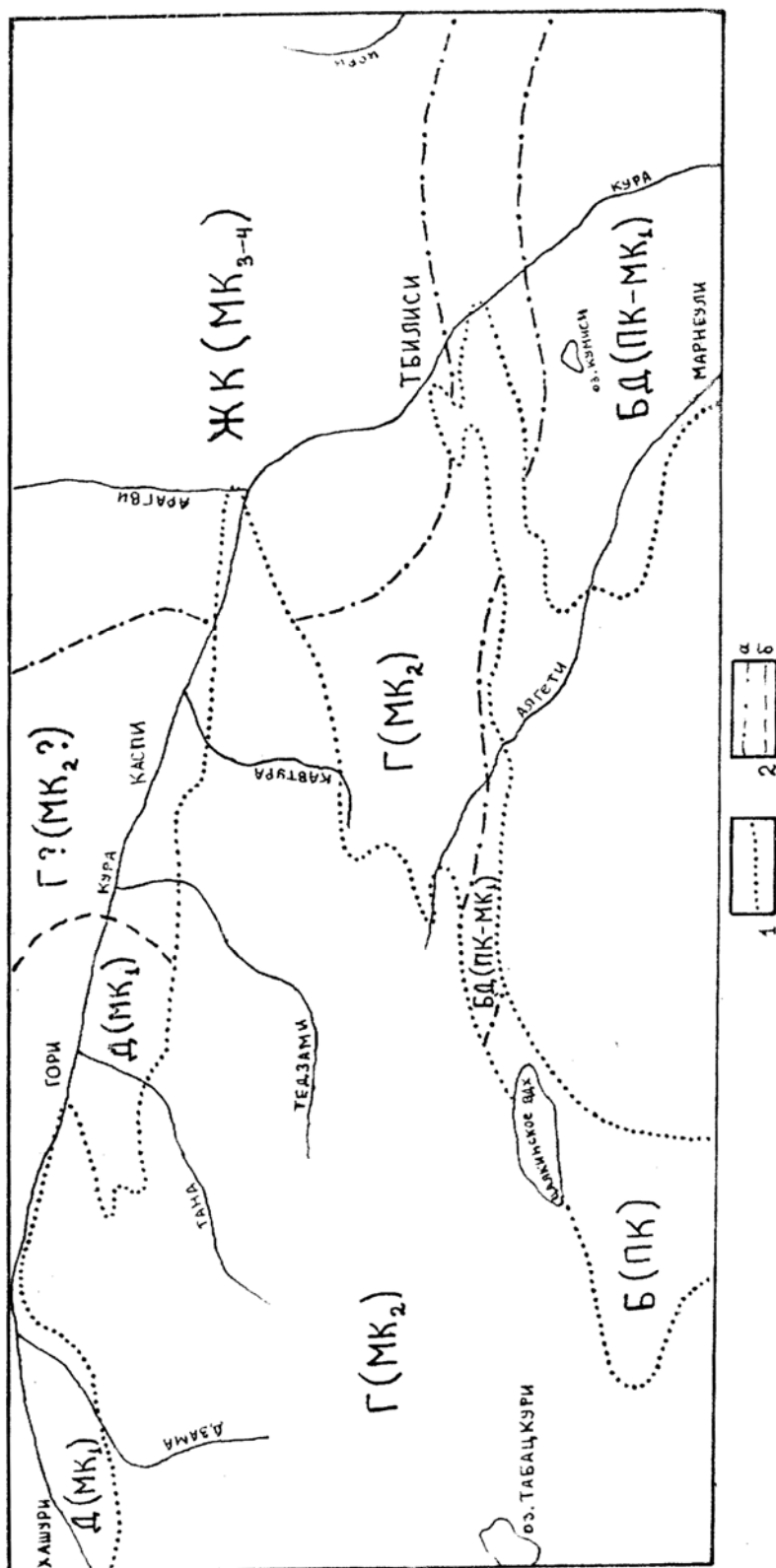


Рис. 2.2. Карта зон катагенеза по кровле отложений среднего эоцена [39]
 1 – контуры выхода отложений на поверхность; 2 – границы зон катагенеза: α – установленные, δ - предполагаемые

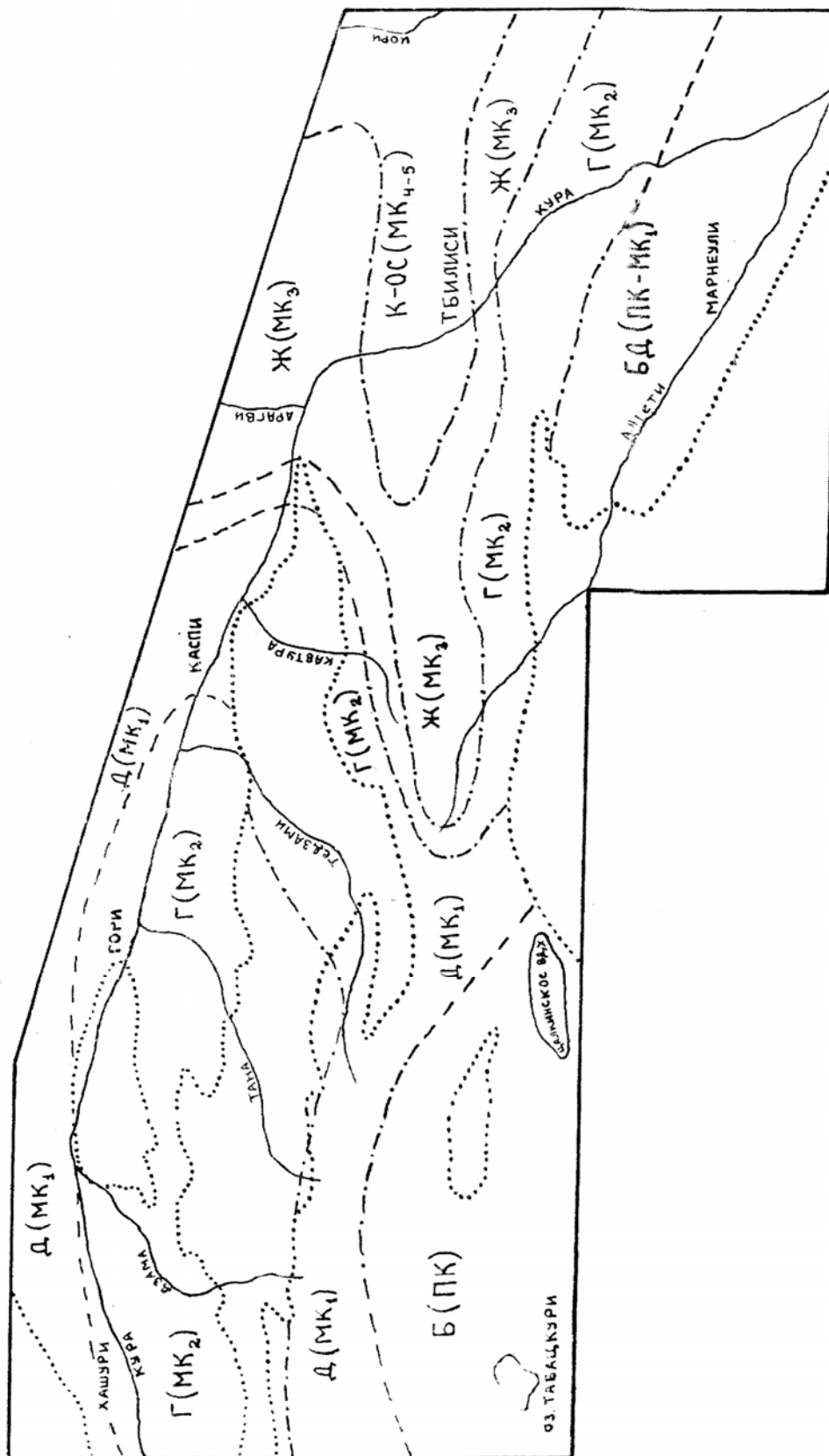


Рис. 2.3. Карта зон катагенеза по кровле отложений нижнего эоцена [39] (условные обозначения см. на рис. 2.2)

2.8. Гидрогеологические условия

Процессы генерации, миграции, аккумуляции, рассеивания и деструкции УВ от начала до конца происходят в среде, весьма важным компонентом которой являются литосферные водные растворы (подземные воды). В процессе взаимодействия водных растворов и твердой части осадочных образований, в существенной мере, формируются и изменяются (как в сторону улучшения, так и в сторону ухудшения) фильтрационно-емкостные (коллекторские) свойства горных пород. Следовательно, гидрогеологические условия играют важную, а иногда и решающую роль, в формировании, консервации и разрушении скоплений нефти и газа.

Характеристика гидрогеологических условий эоценовых отложений Восточной Грузии приводится в основном по данным работ [5, 27, 28, 29, 43, 51, 101].

В Картлиской впадине инфильтрационные воды распространены по ее периферийным районам в областях питания, которыми служат обнажения пород эоцена в возвышенных частях рельефа. По наблюдениям Г.Н. Кавтарадзе (1983, 1985), на юго-западной периферии Картлиской депрессии (Вака, Мохиси, Хашури, Агара, Скра, Тинисхиди) в отложениях эоцена пресные гидрокарбонатно-натриевые воды (здесь и далее типы вод даны по классификации В.А. Сулина) областей питания в сторону погружения пластов сменяются умеренно- и высокоминерализованными водами хлор-кальциевого типа с повышенным содержанием йода, фенола, брома. Надо полагать, что инфильтрационные воды периферийных районов в центральных зонах депрессии сменяются в отложениях эоцена водами элизионной геостатической напорной системы. Следовательно, в Картлиской впадине, особенно в ее центральных частях, существуют благоприятные гидрогеологические условия для формирования и сохранения залежей УВ.

В центральной части Аджарско-Триалетской зоны отложения эоцена широко распространены на дневной поверхности и находятся в зоне активного свободного водообмена. В них представлены преимущественно пресные безнапорные воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Очевидно, что зона активного водообмена инфильтрационных вод по гидрогеологическим условиям является бесперспективной в отношении углеводородности.

Наиболее хорошо изучена гидрогеологическая система среднеэоценовых отложений Притбилисского района (восточное погружение Аджарско-Триалетской зоны) на нефтяных месторождениях Самгори, Телети, Южный купол Самгори, Рустави. Областями питания являются выходы на поверхность среднеэоценовых вулканогенно-осадочных пород северо-западнее и юго-западнее Тбилиси с абсолютными отметками от +420 до +2500 м. Не

исключено, что питание водами осуществляется также и за счет р. Кура, так как в районах г. Мцхета и г. Тбилиси она протекает по обнаженной части среднеэоценовых отложений.

В единой инфильтрационной системе среднеэоценового комплекса выделяется две зоны, различные по гидродинамическому и гидрохимическому характеру [5]. В пределах правобережной части р. Кура воды гидрокарбонатно-натриевого типа с общей минерализацией 0,3-0,7 г/л. По содержанию газа они сероводородные (тбилисские термальные воды). На левобережной части тип вод среднего эоцена меняется на хлор-кальциевый с минерализацией 2,7-7,0 г/л (увеличиваясь в восточном направлении от г. Тбилиси). Они содержат йод, бром, бор и им повсеместно сопутствуют выделения газа, содержащего 95-98% метана и 0,5-1% тяжелых углеводов. Кроме того, эта область характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями (по сравнению с условным гидростатическим давлением) со средним коэффициентом аномальности - 0,88, что объясняется наличием гидрогеологического окна в районе Тбилиси [5].

Гидрогеологическое окно является зоной перехвата напоров подземного стока вод среднеэоценового комплекса. В результате снижения напора происходит смена гидрохимической зональности вод при переходе от западной (правобережной) к восточной (левобережной) частям гидрогеологической системы среднего эоцена. Другим следствием является создание низких пластовых давлений (альтитуды скважин на 280 м и более, выше абсолютной отметки гидрогеологического окна) и режима затрудненного водообмена в восточной части гидрогеологической системы среднего эоцена Притбилисского района, что способствует формированию и сохранению залежей УВ.

По водам верхнего эоцена имеются отрывочные сведения, однако, судя по повышенным значениям пластовых давлений (коэффициент аномальности больше 1) гидрогеологические системы верхнего и среднего эоцена не связаны между собой.

В Южнокахетской впадине в настоящее время скважинами не вскрыты отложения древнее сарматских, поэтому о гидрогеологических условиях эоценовых отложений можно судить лишь предположительно. Вероятнее всего в них, захоронены воды элизионной геостатической водонапорной системы. Перемещение вод, по аналогии с таковой сарматских отложений [43], может происходить от центральных частей впадины (с наибольшими мощностями осадочного чехла) к её перифериям. Следовательно, наиболее благоприятные гидрогеологические условия для накопления УВ существуют по периферийным зонам Южнокахетской впадины.

Весьма сложное геологическое строение Горного Кахети обуславливает сложность гидрогеологической обстановки в этом районе. Почти все поверхностные выходы подземных

вод связаны здесь с тектоническими нарушениями и часто сопутствуют проявлениям УВ. По разрывам и трещинам, по-видимому, происходит смешивание глубоко циркулирующих инерализованных подземных вод с водами вышележающих горизонтов.

Отложение эоцена (как и всего палеогена) имеют в Горнокахетском районе ограниченное распространение и не составляют самостоятельного водоносного комплекса, как, например осадки нижнего или верхнего мела. Воды палеогеновых и, в частности, эоценовых отложений представлены различными типами с разной степенью минерализации. Отложения палеоцена по скважине №1 Шуагора характеризуется двумя типами вод: высокоминерализованной (29,42 г/л) хлор-магниевого и слабоминерализованной (8,04 г/л) сульфатно-натриевой с небольшим содержанием йода и брома [101]. Из осадков эоцена в этой же скважине были получены высокоминерализованные (21,98 г/л) воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Высокоминерализованная (21,27 г/л) вода хлор-кальциевого типа получена из осадков кинтаской свиты (верхний эоцен-олигоцен) на площади Чалаубани.

В целом, в Горнокахетском районе в наиболее благоприятных для формирования залежей УВ гидрогеологических условиях находятся подпокровные автохтонные отложения, которые характеризуются наличием застойного водного режима.

В заключение можно сделать следующие выводы.

1. Наиболее благоприятны для формирования залежей УВ гидрогеологические условия эоценовых отложений межгорной впадины (Картлиска и Южнокахетская депрессии). К осадкам эоцена здесь вероятнее всего приурочены элизионные геостатические закрытые водонапорные системы.

2. Среднеэоценовый вулканогенно-осадочный комплекс Притбилисского района является единым трещинным водоносным комплексом. Движущиеся с запада на восток воды подчиняются инфильтрационному водонапорному режиму. Западная часть системы, разделяемой р. Кура, характеризуется активным водообменом, а восточная, где существуют благоприятные условия для сохранения залежей УВ затрудненным водообменом

3. Эоценовые отложения Центральнотриалетского района находятся в зоне активного водообмена и по гидрогеологическим условиям бесперспективны в отношении углеводородоносности.

3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

1.1. Краткая характеристика проявлений и месторождений углеводородов и основные результаты геологоразведочных и поисковых работ

Естественные и наиболее заметные проявления УВ, приуроченные к отложениям эоцена, известны с очень давних времен в черте г. Тбилиси в районе Навтлуги по балке Навтисчала. Они были настолько значительны, что во второй половине XIX века здесь осуществлялась колодезная добыча нефти, достигавшая около 3000 ведер в год [9].

В середине прошлого столетия в скважинах, пробуренных на восточной окраине Тбилиси с целью увеличения дебита термальных вод, из флишевых отложений нижнего эоцена были получены притоки нефтяного газа дебитом до 1000-1200 м³/сут (скв. 5 и 7). Значительные газопроявления из отложений нижнего эоцена были получены в скважинах на площадях Телети, Рустави, Ардисубани и в Боржомском районе.

В Горном Кахети нефтепроявления в виде пленок на воде, высачиваний и примазок нефти по трещинам пород, приуроченные к отложениям эоцена, зафиксированы в ущельях рр. Анис-хеви, Гурула, Дзвелдабали, Уканавелис-хеви, Кинтис-хеви, Укугмартис-хеви, Турдо, Нафтис-хеви, Чаилурис-хеви, Чалианис-хеви, Чата-хеви и в др. местах. Надо отметить, что естественные нефтегазопроявления, связанные с отложениями эоцена, подробно описаны в опубликованных и фондовых работах [10, 21, 22, 57, 63].

Планомерные геологоразведочные и поисковые работы на нефть и газ ведутся в Восточной Грузии с 1930 г. после образования треста «Грузнефть». В результате многолетних работ в 1974 г. было открыто крупнейшее в Грузии нефтяное месторождение Самгори, а в последующие годы нефтяные месторождения Телети, Южный купол Самгори и Западный Рустави, а также газовое месторождение Рустави. Все названные месторождения находятся в Притбилисском районе и приурочены к вулканогенно-осадочным отложениям среднего эоцена. Ниже, по данным департамента «Грузнефть» и работ [62, 73], приводится их краткая характеристика.

Месторождение Самгори находится на территории Сагареджоского и Гардабанского районов в 25 км к востоку от Тбилиси. В структурном отношении оно приурочено к крупной Самгорско-Патардзеульской трехкупольной структуре, которая относится к Таборско-Патардзеульской полосе антиклинальных поднятий. В строении структуры участвуют отложения мела, палеоцена, эоцена, олигоцена и миоцена.

Нефтеносность связана с вулканогенно-осадочными отложениями среднего эоцена. Емкостные свойства коллекторов определяются в основном пустотами вторичного происхождения, а проницаемость – трещиноватостью пород. Средняя величина вторичной пористости составляет 1,25%, проницаемость – 0,211 мкм². Залежь нефти массивная, сводовая, глубина залегания кровли продуктивных отложений от 2231 до 3042 м. Площадь нефтеносности – 67816 м², нефтенасыщенная мощность – 470 м, эффективная – 264 м, нефтенасыщенность – 80%, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,272. Режим водонапорный, начальное пластовое давление характеризуется коэффициентом аномальности в 0,89. Средний геотермический градиент по скважинам составляет 45 °С/км.

На месторождении Самгори также были получены промышленные притоки нефти из терригенных отложений верхнего эоцена. Нефтеносность связана с пластом (или пропластками) песчаников и алевролитов, залегающим на глубине 1360-2500 м. Залежи нефти изучены недостаточно. Площадь нефтеносности составляет 5757 м², нефтенасыщенная мощность – 70 м, эффективная – 20 м, нефтенасыщенность – 65%, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,3. Пористость коллекторов – 15%, проницаемость – 0,0086 мкм². Нефть имеет плотность 840 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – 0,39 мПа. Содержание смол и асфальтенов составляет – 7,2%, парафина – 3,74%, серы – 0,39%. Пластовая температура – 70°С. Сведения о пластовых водах отсутствуют. Режим предположительно водонапорный.

Месторождение Телети, находится в Гардабанском районе на расстоянии 5 км к востоку от Тбилиси. Оно расположено на восточном погружении Телетской антиклинали, которая прослеживается в широтном направлении на протяжении 55 км по отложениям мела и палеогена от Беденского хребта (р. Храми) до р.Иори).

Нефтеносность связана с вулканогенно-осадочными отложениями среднего эоцена, величина вторичной пористости которых составляет в среднем 0,89%, а проницаемость – 0,066 мкм².

Залежь нефти массивная, гидродинамически экранированная, приурочена к гидродинамической ловушке. Глубина залегания кровли продуктивных отложений от 420 м на западе и до 1260 м на востоке. Площадь нефтеносности – 6810 м², нефтенасыщенная мощность – 100 м, нефтенасыщенность – 90%, текущий коэффициент нефтеотдачи – 0,4. Режим водонапорный с развитием режима растворенного газа в последующие после начала разработки годы. Начальное пластовое давление характеризуется коэффициентом аномальности в 0,89. Средний геотермический градиент по скважинам составляет 45 °С/км.

Нефть нефтено-ароматического типа; плотность – 880 кг/м³; вязкость в пластовых условиях – 3,33 мПа ; содержание асфальтенов достигает 1,7 %, смол – 5,7%, парафина –

1,32%, серы – 0,29 ; начало кипения - 28°C ; выход фракции в 300°C – 44,6%. Начальный газовый фактор – 25,2 м³/т. Пластовые воды хлоркальциевого типа с минерализацией – 5,73 г/л.

Месторождение Южный купол Самгори, находится в Гардабанском районе, в 20 км к востоку от г. Тбилиси. Залежь нефти массивная, сводовая, приурочена к структурному выступу восточного окончания Телетской антиклинали. От месторождения Самгори отделяется глубокой ундуляцией по среднеэоценовым отложениям и тектоническим нарушением.

Нефтеносность связана с вулканогенно-осадочными коллекторами среднего эоцена, вторичная пористость которых составляет в среднем 1,02%, проницаемость – 0,033 мкм². Глубина залегания кровли продуктивных отложений находится в пределах 2200-2400 м. Площадь нефтеносности составляет 7130 м², нефтенасыщенная мощность – 112 м, нефтенасыщенность – 75%, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,45. Режим залежи водонапорный, начальное пластовое давление характеризуется коэффициентом аномальности в 0,89. Средний геотермический коэффициент в скважинах достигает 45 °С/км.

Нефть относится к метано-нафтеновому типу, плотностью в 835 кг/м³ (в пластовых условиях – 647 кг/м³), вязкость в пластовых условиях - 0,39 мПа. Содержит асфальтенов 1,26%, смол – 5,88%, парафина – 4,68%, серы – 0,28%. Начало кипения - 98°C, выход фракции в 300°C – 61,7%. Пластовые воды хлоркальциевого типа, минерализация которых достигает 5,73 г/л.

Месторождение Западный Рустави , расположено в Гардабанском районе, в 12 км к ЮВ от Тбилиси. Месторождение приурочено к западному погружению крупной Руставской (Руставско-Нацвалцкальской) антиклинали, сложенной отложениями мела, палеогена и неогена.

Нефтеносность связана с вулканогенно-осадочными отложениями среднего эоцена, пористость которых составляет в среднем 1%. Глубина залегания кровли продуктивных отложений – 2000-2100 м. Площадь нефтеносности - 8880 м², нефтенасыщенная мощность – 159 м, нефтенасыщенность – 80%, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,3. Залежь нефти массивная, режим водонапорный.

Нефть имеет плотность 845 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – 0,49 мПа. Содержание серы достигает 0,14%, парафина – 3%, смол и асфальтенов – 11,08%. Газовый фактор – 109 м³/т.

В связи с тем, что разведка месторождения еще не закончена, недостаточно изучены его геологическое строение, а так же свойства коллекторов и пластовых флюидов.

Месторождение газа Рустави расположено в Гардабанском районе в 13 км к северу от г. Рустави. Месторождение приурочено к центральной части одноименной антиклинали. Оно было вначале отнесено к газоконденсатным, а затем взято на баланс, как газовое.

Газоносность связана с вулканогенно-осадочными отложениями среднего эоцена, со средней пористостью коллекторов до 1%. Глубина залегания кровли продуктивных отложений – 3200-3500 м. Плотность газа составляет 0,818 кг/м³, содержание метана – до 90%, азота – до 0,18%, CO₂ до – 0,62%. Разведка месторождения продолжается.

Характеристика нефтегазоносности эоценовых отложений была бы неполной без обзора нефтегазоносности эоцена Западного Азербайджана. Это связано с тем, что все основные структурные элементы Восточной Грузии продолжают на восток в пределы соседней страны. Обзор нефтегазоносности эоценовых отложений Западного Азербайджана составлен по материалам работ [2, 3, 45, 48, 60, 66, 89, 90, 89].

Месторождение нефти Мурадханли, открытое в 1971 г, расположено в 15 км к западу от г. Кюрдамир. В тектоническом отношении месторождение представляет собой погребенное поднятие, в ядре которого находится эрозионный выступ. Этот выступ, сложенный эффузивными породами, облекают слои осадочных пород, образующие складку брахиантиклинального типа. Ядро складки сложено андезитами, базальтами, их брекчиями и туфами, имеющими эоценовый и, возможно, более древний возраст. На эффузивных породах, мощность которых составляет не менее 3000 м, залегают разновозрастные пласты, с одной стороны доэоценовые породы майкопской серии и более молодые, а с другой – эоценовые и более древние отложения. В целом, в строении месторождения принимают участие отложения антропогеновой, неогеновой и палеогеновой систем.

На месторождении Мурадханлы выявлены залежи нефти в породах эффузивной толщи, в мергельной пачке верхнего эоцена, в отложениях майкопской серии и чокракского горизонта. Основной в промышленном отношении является залежь в эффузивной толще. Она массивная, характеризуется наличием подошвенной воды. Отмечаются резкие колебания значений пористости (от 2,2 до 27,1%, в среднем 13%) и проницаемости в различных частях залежи и, соответственно, неравномерное нефтенасыщение коллекторов по площади и по разрезу. Все остальные залежи являются производными от основной в эффузивной толще и образовались вследствие вертикальной миграции по разрывным нарушениям или же в результате перемещения нефти и газа по поверхностям контакта осадочных пород с эффузивными.

Весьма важные данные для оценки нефтегазоносности были получены при опробовании среднеэоценовых отложений на площади Джафарлы, соседней с площадью

Мурадханлы. В скв., 1 при опробовании, через 5,5 мм штуцер, интервала 3896-4020 м, отвечающего среднему эоцену, получен приток нефти дебитом около 100 т/сут. Промышленный характер нефтеносности среднеэоценовых отложений подтвердила скв. 2, заложенная на расстоянии 1,5 км к западу от скв. 1. При испытании интервала 3948-4052 м скв. 2 вступила в эксплуатацию с дебитом 17 т/сут нефти и 44 т/сут воды. Впоследствии дебит нефти в скв. 2 достиг 32 т/сут, но воды уменьшился до 28 т/сут.

Междуречье рр. Кура - Иори, занимающее юго-западную бортовую часть Иорско-Аджиноурского прогиба, характеризуется широким развитием осадочных мезозойско-кайнозойских образований, мощность которых превышает 10 км. Здесь на площади Тарсдалляр в 1983-1985 гг. в ряде скважин из среднеэоценовых отложений были получены промышленные притоки нефти со средним дебитом 70-80 т/сут. Среднеэоценовая нефть легкая, маловязкая, растворенный газ – жирный. Коллекторы представлены чередованием мергелеподобных тонко- и мелкозернистых песчаников, туфоалевролитов и туффитов с частыми прослоями глин, глинистых алевролитов и мергелей. Открытая пористость коллекторов среднего эоцена колеблется в пределах 5,3-26,6%; проницаемость определяется трещиноватостью пород.

На площади Демиртепе-Удабно в параметрической скв. 1 из отложений среднего эоцена (интервал 2865-2882 м) был получен приток нефти в 280 т/сут через 8 мм штуцер.

На площади Гюрзундаг, расположенной к северо-западу от площади Тарсдалляр, при опробовании пластоиспытателем среднеэоценовых отложений в интервале 4335-4370 м (скв. 3) получен приток нефти дебитом более 100 т/сут.

Приведенные выше факты выдвигают междуречья рр. Кура - Иори по среднеэоценовым отложениям в число наиболее перспективных, как на территории Азербайджана, так и в пределах Грузии.

Помимо благоприятных факторов (геологических, гидрогеологических и др.), региональная нефтегазоносность эоценовых отложений в Кобыстанско-Кураской нефтегазоносной области, охватывающей территории Восточной Грузии и Западного Азербайджана, подтверждена на практике результатами геологоразведочных и поисковых работ. Это выдвигает их на первый план как объект при поисках залежей нефти и газа, а приуроченность почти всех месторождений к среднеэоценовому НГК, делает их основным объектом поисково-разведочных работ.

3.2. Историко-геологическая модель процессов образования горючих ископаемых в эоценовых отложениях

Важным положением историко-генетического подхода к образованию УВ (и других горючих ископаемых) является выделение узловых позиций на эволюционной спирали развития процесса, его последовательных стадий, этапов, градаций и т.д. Это имеет особый смысл для рассмоерения стадии катагенеза, на долю которой приходится более 90% продолжительности рассматриваемых процессов.

Лучшими индикаторами степени катагенеза считаются показатели углефикации [4, 13, 20, 42, 47, 58, 59, 85, 94, 95]. Однако угли и угольные включения распространены неповсеместно, а в отложениях древнее девонских вообще не встречаются. В практике геологов-нефтяников часто возникает задача экспрессного определения степени катагенеза ОВ. Актуальна она и для выделения основных этапов образования УВ, поэтому для определения степени катагенеза РОВ часто используются различные аналитические методы, основанные на историко-геологической реконструкции палеоглубин залегания и палеотемператур изучаемых отложений.

Для реконструкции истории катагенетического преобразования РОВ (создания историко-геологической модели катагенеза) эоценовых отложений автором был использован метод суммарного импульса тепла (СИТ), разработанный Н.В. Лопатиным [59]. В СИТ учтены важнейшие факторы катагенеза – температура и геологическое время, в течение которого РОВ подвергалось воздействию той или иной температуры. Метод широко используется геологами-нефтяниками многих стран. Палеотемпературы рассчитывались на основании современных температурных градиентов [8] по методу Н.А. Минского [58, 67]. В то же время для кайнозойских отложений допускается распространение современного геотермического градиента на весь период прогрева РОВ [59].

Трансгрессия, начавшаяся после ларамиской орофазы, которая необычайно четко выражена в Грузии, продолжалась в течение всего палеоцена и достигла своего максимума в нижней половине среднего эоцена. В палеоцене происходило накопление преимущественно терригенных осадков (рис. 3.1). В раннем эоцене увеличились площади морского бассейна (рис. 3.2); осадконакопление имело, преимущественно, терригенный характер.

В среднем эоцене произошло изменение характера осадконакопления – на большей части территории Восточной Грузии отложились вулканогенные и вулканогенно-терригенные образования (рис. 3.3). Конец среднего эоцена характеризовался проявлением древнепиренейской (или триалетской орофазы), которая наиболее резко была выражена на

южном склоне Большого Кавказа и в Аджарско-Триалетской зоне и с которой связана регрессия конца среднего эоцена.

Регрессия сменилась трансгрессией позднего эоцена, на продолжений которого происходило накопление песчано-глинистых осадков (рис. 3.4). Проявление новопиренейской орофазы в конце позднего эоцена вызвало обширную регрессию, а также завершило ранне- и среднепалеогеновый цикл седиментации и формирование палеоцен-эоценового структурного яруса.

Процесс формирования залежей нефти и газа начинается с погружения УВПП в ГЗН или ГЗГ. Проявление ГФН происходит сначала в зонах наибольшего погружения (и прогрева) УВ, затем процесс генерации нефти (по мере дальнейшего погружения) охватывает все более широкую зону; происходит центробежное расширение процессов нефтеобразования или зоны (очага), УВ. По подобной схеме происходило нефтегазообразование и в эоценовых отложениях Восточной Грузии. Проявление ГФН начиналось в зонах наибольшего погружения эоценовых образований (очаги УВ обычно соответствуют зонам наибольших мощностей осадочного покрова) и расширялось по площади по мере вступления пород в условия ГЗН, пока не охватило почти всю область развития эоценовых осадков.

Погружение эоценовых отложений в условиях ГЗН происходило по мере накопления более молодых осадков. На рис. 3.5 и 3.6 показано положение кровли нижне- и верхнеэоценовых отложений к концу майкопского века. Как видно из составленных схем, нижнеэоценовые отложения достигли условий ГЗН в Аджарско-Триалетской складчатой зоне и на большей части Южного Кахети, а верхнеэоценовые осадки достигли условий ГЗН только в междуречье Кура и Иори.

Современное положение кровли эоценовых отложений относительно ГЗН показано на рис. 3.7. В настоящее время эоценовые осадки находятся преимущественно в условиях жидких и, частично, газообразных УВ.

На территории Восточной Грузии выделяется три зоны УВ. [64, 70], с которыми связываются основные масштабы образования УВ. Картльская зона относится к центральной части Восточной (Картльской) зоны погружения Грузинской глыбы. Мощность осадочного выполнения достигает здесь 12-13 км [61, 67]. В ГФН по степени катагенеза РОВ находятся отложения от верхов среднего эоцена до низов майкопской серии (рис. 3.8), а в ГФГ – осадки среднего эоцена и палеоцена-нижнего эоцена [76].

Условные обозначения к рис. 3.5.-3.7. и 3.10, 3.11

по мере увеличения палеоглубин погружения) зон максимальных мощностей осадочного покрова (основных зон УВ) [76]. Графики составлялись по методу СИТ; расчеты выполнялись на середину мощности эоценового комплекса отложений.

Как следует из историко-геологической модели катагенеза, проявление ГФН в эоценовых отложениях началось в Притбилисском районе в конце олигоцена и в начале миоцена. Следующий очаг образования жидких УВ возник в Южнокахетской впадине 15,5 млн. лет назад в середине среднего миоцена (чокракское и караганское времена). И, наконец, последней образовалась Картлиская зона УВ – 11 млн. лет назад, что соответствует началу сарматского века. В Притбилисской и Картлиской зонах образование УВ продолжается и в настоящее время. В Южном Кахети породы эоцена к концу миоценовой эпохи исчерпали потенциал генерации жидких УВ и с начала плиоцена достигли условий образования горючих газов.

Степень катагенеза эоценовых отложений не превышает градаций МК₅-АК₂ (для подошвы) и МК₁₋₃ (для кровли), а в целом она составляет от ПК₃-МК₁ до МК₃₋₄, или МК₂₋₃ на середину мощности эоценового комплекса.

КАРТЛИЙСКАЯ
ЗОНА НГО

Н	В	ГК
1	$N_{1m}^3 + N_{2p}^1$	ДГ-
2	$N_1^3 S$	ПК ₁
3	N_1^2	
4		ПК ₂
5	$P_3 + N_1^1$	ПК ₃
6	P_2^3	МК ₁
6	P_2^2	МК ₂
6	P_2^1	МК ₃
7	$P_1 + P_2^1$	МК ₄

НАЦВАЛЦКАЛЬСКАЯ
ЗОНА НГО

Н	В	ГК
1	$N_2^3 \alpha_k$	
1	$N_{1m}^3 + N_{2p}^1$	ДГ-
2	$N_1^3 S$	ПК ₁
3	N_1^2	
4	$P_3 + N_1^1$	ПК ₂
5		ПК ₃
6	P_2^3	МК ₁
7	P_2^2	МК ₂
8	P_2^1	МК ₃
9	P_1	МК ₄
10		МК ₅

ЮЖНО-КАХЕТИНСКАЯ
ЗОНА НГО

Н	В	ГК
1		
2	$N_{1m}^3 + N_{2p}^1$	ДГ-
3		ПК ₁
4	$N_1^3 S$	ПК ₂
5		ПК ₃
6	N_1^2	МК ₁
7	$P_3 + N_1^1$	МК ₂
8	P_2^3	МК ₃
9	P_2^2	МК ₄
10	P_2^1	МК ₅
11	P_1	АК ₁
11		АК ₂

Рис. 3.8. Сводные геологические разрезы зон максимальных мощностей и степени катагенеза осадочного покрова Восточной Грузии (составил Г.Т. Коява)

Н – глубина в км; В – возраст; ГК – градации катагенеза

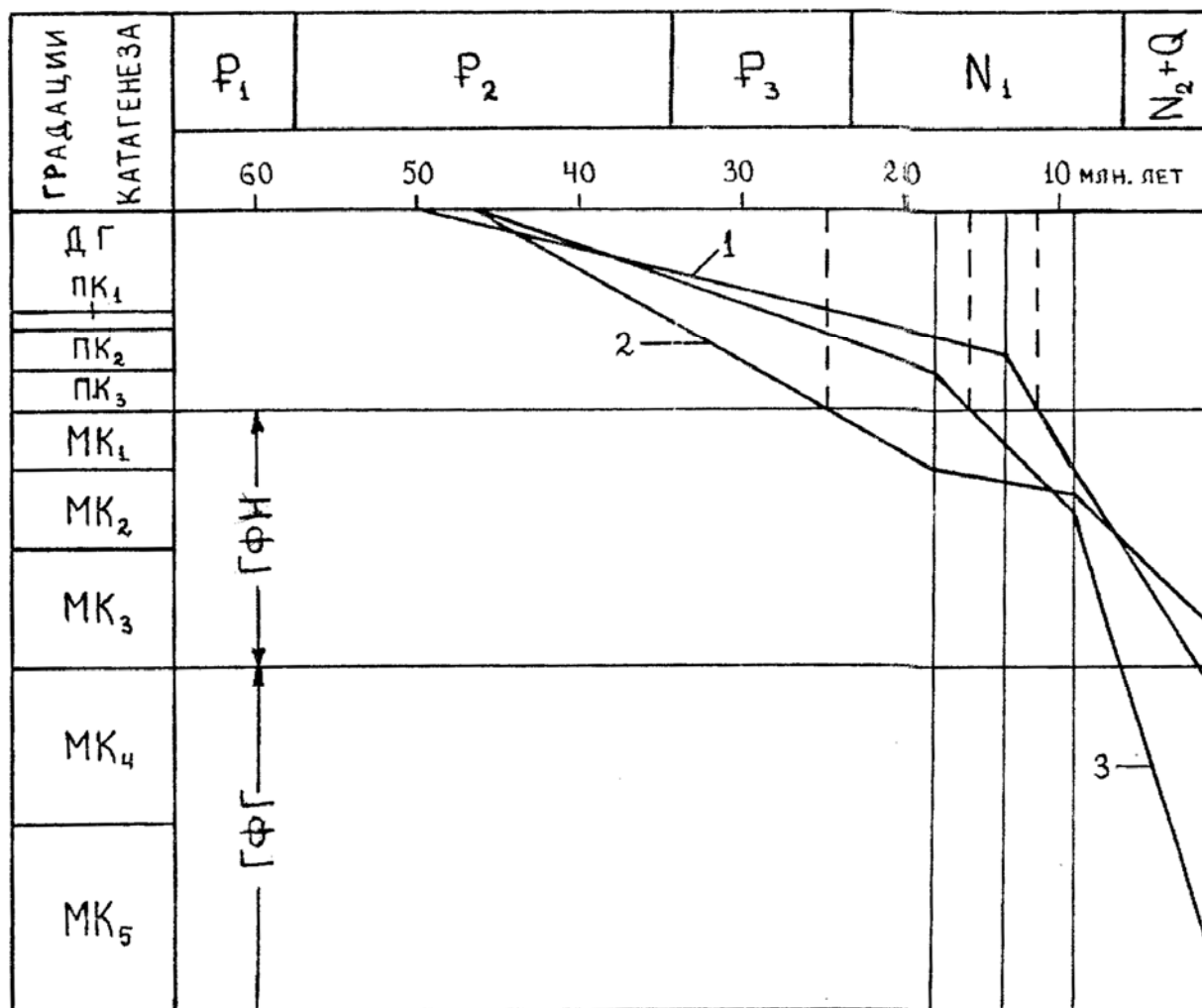


Рис. 3.9. Историко-геологическая модель катагенеза эоценовых отложений (на середину мощности отложений) Восточной Грузии с учетом максимальных палеоглубин погружения: 1 – Картлская зона УВ; 2 – Нацвалцкальская зона УВ; 3 – Южнокахетская зона УВ (составил Г.Т. Коява)

ЖГИ – жидкие горючие ископаемые

ГГИ – газовые горючие ископаемые

Основываясь на реконструкции историко-геологических условий образования УВ и модели катагенеза РОВ эоценовых отложений Восточной Грузии, можно заключить, что

1. Из всего разреза отложений, слагающих осадочный покров Восточной Грузии (в первую очередь межгорной впадины), палеоцен-эоценовая углеводородоносная субформация

находится в основном в условиях проявления ГФН (градации катагенеза МК₁-МК₃), т.е. в условиях наиболее благоприятных для формирования залежей жидких и газовых УВ.

2. В пределах межгорной впадины Восточной Грузии можно выделить три зоны (очага) УВ – Картлискую (начало проявления жидких УВ соответствует началу сарматского века), Притбилисскую (рубеж олигоценовой и миоценовой эпох) и Южнокахетскую (чокракское и караганское времена), соответствующие зонам наибольших мощностей осадочного покрова. В Южнокахетской зоне УВ породы эоцена с начала плиоценовой эпохи вступили в условия проявления горючих газов.

3.3. Миграция углеводородов, условия формирования и основные типы залежей горючих полезных ископаемых

Под миграцией понимают любое перемещение УВ под воздействием природных сил. Миграция УВ в осадочных породах, приводящая к формированию скоплений нефти и газа, является одним из сложнейших процессов, протекающих в недрах Земли. Различают два взаимосвязанных вида миграции: первичную или эмиграцию (удаление УВ из УВМП в породы-коллекторы) и вторичную, или собственную миграцию (перемещение УВ в природных резервуарах). По направлению движения выделяют латеральную (боковую) и вертикальную миграций. По масштабам движения УВ различают: локальную миграцию, вызывающую образование единичного месторождения (залежь) горючих ископаемых и региональную миграцию, приводящую к формированию одной или многих зон УВ.

В следствии неодинаковой или недостаточной изученности способа переноса УВ, не разработана общепринятая классификация механизмов первичной и вторичной миграции. В литературе [37, 96] рассматриваются самые различные физико-химические явления и процессы, входящие составными компонентами в механизм миграции. Однако в настоящее время не удастся четко ограничить роль каждого из явлений и процессов, соразмерить их масштабы, рассчитать общие энергетические балансы, что вызывает непрекращающуюся дискуссию. Наибольшей популярностью пользуются взгляды, согласно которым УВ из наиболее погруженных частей зон с большими градиентами давлений, где начинаются и наиболее интенсивно протекают процессы углеводородообразования, мигрируют по восстанию пластов-коллекторов или тектоническим нарушениям вверх, в зоны с меньшими градиентами давлений, пока не встретят соответствующую ловушку.

Вопросы о приоритете вертикальной или латеральной форм миграций часто являются дискуссионными. Особенности геолого-тектонического строения Восточной Грузии и истории её геологического развития указывают на преимущество латеральной миграции над вертикальной. На миграцию УВ по восстанию пластов-коллекторов указывает такая закономерность, как приуроченность всех открытых пластовых месторождений и почти всех известных поверхностных проявлений УВ в кайнозойских отложениях, к обращенным к депрессиям крыльям антиклинальных складок [24]. Эти крылья имеют обычно и более спокойное строение, в меньшей степени осложнены второстепенной складчатостью и дизъюнктивными нарушениями, которые препятствуют миграции УВ по пластам-коллекторам.

Наиболее вероятные направления миграции УВ в конце эоцена и в настоящее время показаны на рис. 3.10 и 3.11.

По масштабам преобладает зональная (в пределах зон УВ) и локальная миграции. Это связано с тем, что в Восточной Грузии имеются крупные, длительно развивающиеся зоны УВ.

Существуют три метода определения возможного начала и завершения формирования залежей УВ: геологический, геолого-геохимический и физический. Из них наиболее простой и распространенный метод геологический, который базируется на следующих основных положениях: залежи не могли формироваться раньше образования вмещающих пород, раньше времени образования ловушек и раньше времени начала генерации УВ (раньше начала формирования генерационными толщами зон образования жидких и газообразных УВ).

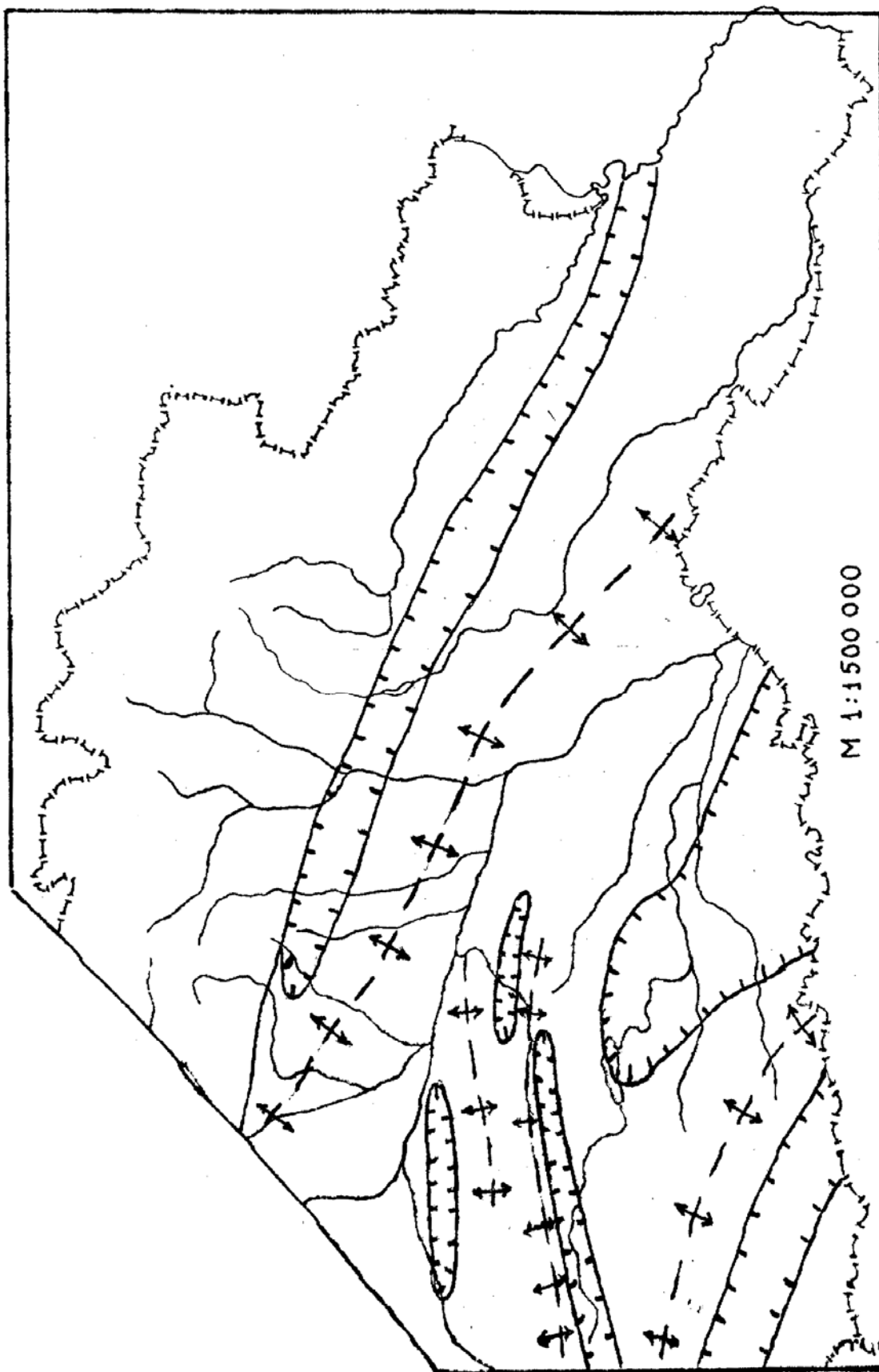


Рис. 3.10. Схема наиболее вероятных направлений миграции УВ в конце эоцена
(составил Г.Т. Коява;)

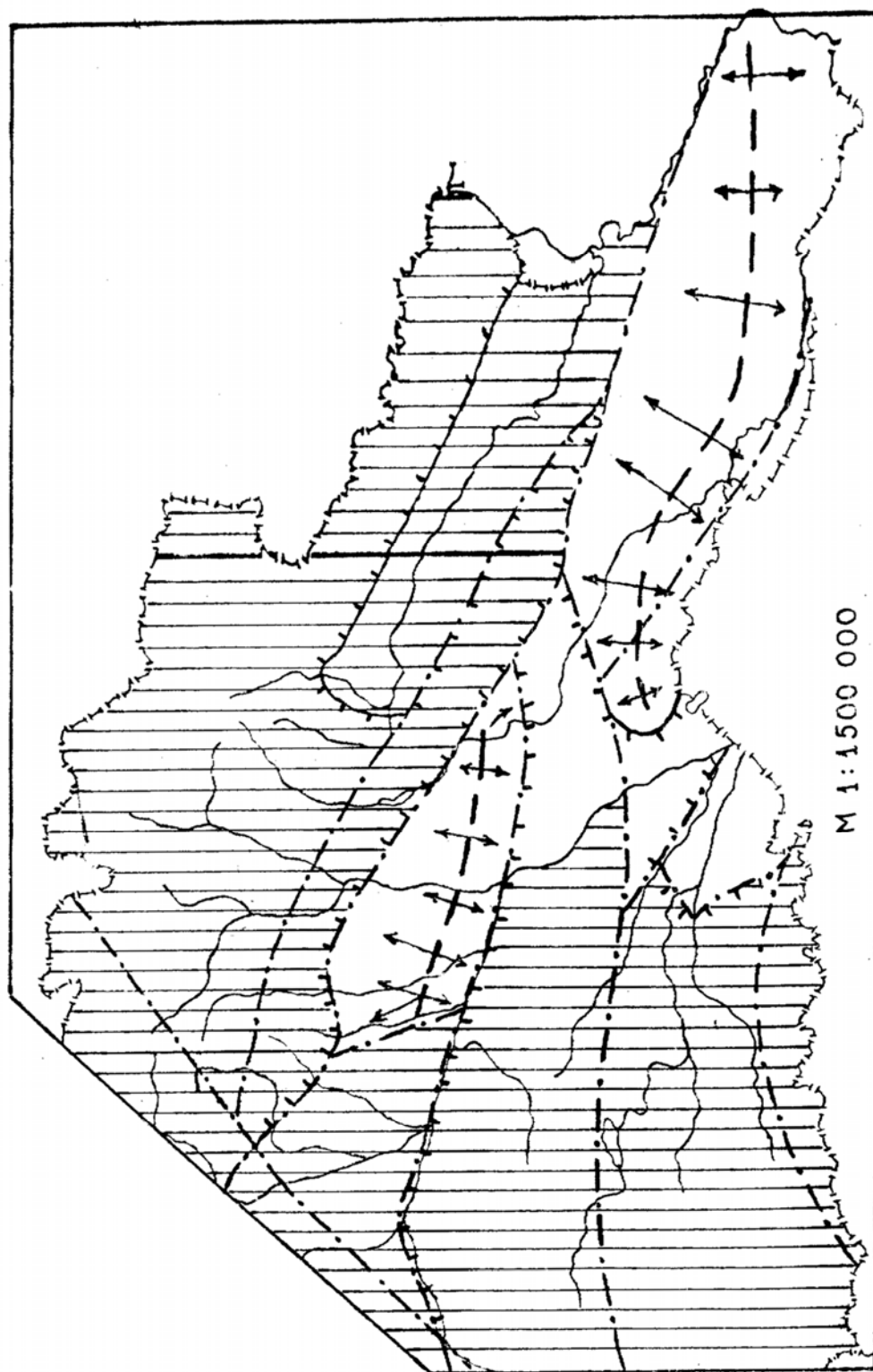


Рис. 3.11. Схема наиболее вероятных направлений миграции УВ на современном этапе
(составил Г.Т. Коява)

Исходя из историко-геологической модели катагенеза (см. рис. 3.9), время начала формирования залежей УВ в отложениях эоцена (за счет сингенетичных УВ) можно определить следующим образом: в Картлисской впадине – не ранее начала сарматского века, в Притбилисском районе – не ранее начала миоценовой эпохи, в Южнокахетской впадине – не ранее чокракского и караганского времен. Более раннее формирование скоплений УВ возможно за счет миграции УВ из более древних отложений.

Наиболее вероятные типы залежей УВ палеоцен-эоценовой углеводородоносной субформации приводятся в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Типы залежей жидких и газообразных УВ в палеоцен-эоценовой субформации
Восточной Грузии**

Комплекс	Состав комплекса	Характеристика залежей		
		Тип флюида	Тип залежи	Тип коллектора
Верхнеэоценовый	Терригенный	Жидкий	Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Поровый
Среднеэоценовый	Вулканогенно-осадочный	Жидкий, газоконденсатный, газовый	Массивный сводовый	Трещинно-кавернозно-поровый
Палеоценово-нижнеэоценовый	Терригенный	Жидкий, газоконденсатный, газовый	Пластовый, сводовый, массивные сводовый	Поровый и трещинно-поровый

4. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

4.1. Оценка перспектив углеводородности

Вопросам углеводородогеологического районирования территории Грузии посвящены многочисленные опубликованные и фондовые работы [1, 10, 46, 55, 57, 63, 64, 73]. Последнее и наиболее полное углеводородогеологическое районирование территории Грузии было выполнено А.О. Нанадзе, З.В. Мгеладзе и Д.Ю. Папава [44, 46, 64]. В его основу был положен геотектонический принцип с учетом мощностей осадочного выполнения, степени изученности отдельных районов, наличия УВК, надежности основных критериев оценки перспектив углеводородности. Принципиально новой явилась «Карта глубинного прогнозирования перспектив нефтегазоносности территории Грузии» [44], на которой изогипсами показано современное положение ГФН (верхняя и нижняя граница градаций катагенеза МК₁-МК₃). Выявленное положение ГФН позволяет дифференцировано оценить перспективы отдельных УВ, проследить какие отложения уже реализовали свой углеводородный потенциал и какие находятся в наиболее благоприятных условиях образования УВ. Помимо ГФУВ на карте показано положение основных зон (очагов) УВ.

Территория Восточной Грузии относится к западной части Кобыстанско-Кураской нефтегазоносной области Южнокаспийского нефтегазоносного бассейна. В Восточной Грузии (согласно вышеупомянутому региональному нефтегазогеологическому районированию) было выделено восемь НГР [46, 64]: Алазанский, Горнокахетский, Центральнотриалетский (территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности), Картлиский, Притбилисский, Южнокахетский, междуречья Кура и Иори и Марнеульский (перспективные территории).

Алазанский (Алазанско-Агричайский) возможный УВР соответствует Алазанской (Алазанско-Агричайской) наложенной депрессии. На западе депрессия начинается у г. Ахмета, охватывает долину р. Алазани и продолжается на восток в Западный Азербайджан, где в ее пределах выделяется Алазанско-Агричайская территория (УВР) с невыясненными перспективами углеводородности [3, 45].

Горнокахетский возможный НГР соответствует Жинвальско-Гомборской подзоне Местиаско-Тианетской зоны складчатой системы Южного склона Большого Кавказа.

Картлиский НГР приурочен к Восточной (Карталиской или Кураской) зоне погружения Грузинской глыбы (Картлиская впадина).

Южнокахетский НГР соответствует северо-западной части Среднекураского прогиба Азербайджанской глыбы. Западной границей НГР служит восточное погружение Аджарско-Триалетской зоны, северной – региональный глубинный разлом, отделяющий Грузинскую и Азербайджанскую глыбы от складчатой системы Большого Кавказа, южной – является Хашмско-Чатмаский глубинный разлом по направлению примерно совпадающий с течением р. Иори. На востоке Южнокахетский НГР продолжается на территории Западного Азербайджана, где сливается с Аджинаурским возможно-перспективным районом. Таким образом, Южнокахетский и Аджинаурский районы представляют собой единый Кахетско-Аджинаурский УВР, охватывающий северную половину Среднекураского прогиба и расположенный на территории Восточной Грузии и Западного Азербайджана.

УВР междуречья Кура и Иори тектонически относится к юго-западной части Среднекураского прогиба. С севера УВР ограничен Хашмско-Чатмаским глубинным разломом, с запада – восточным погружением Аджара-Триалети, с юга – Предмалокавказским глубинным разломом, с востока – Мингечаурским водохранилищем. На территории Грузии расположена западная периферия УВР, центральная и восточная части которого находятся в и Азербайджане.

Центральнотриалетский возможный УВР охватывает область Триалетского поднятия от ущелья р. Кура на западе до границ Притбилисского НГР на востоке.

Притбилисский НГР тектонически относится к восточному погружению Аспиндзско-Тбилисского сектора Аджарско-Триалетской складчатой зоны.

Марнеульский НГР является, по существу, западным окончанием Ганджаского НГР, выделяемого на территории Азербайджана в пределах Предмалокавказского наложенного прогиба.

Региональное нефтегазогеологическое районирование обычно осуществляется с учетом критериев оценки нефтегазоносности всех УВК, выделяемых в разрезе осадочного чехла. В то же время нефтегазогеологическое районирование по отдельно взятому УВК (субформации) может отличаться (иногда весьма существенно) от регионального, так как факторы, контролирующие углеводородоносность того или иного УВК, по своим параметрам могут весьма значительно отличаться друг от друга.

На рис. 4.1 приведена схема углеводородогеологического районирования (оценки перспектив наличия УВ) по палеоцен-эоценовой углеводородоносной субформации, осуществленного на основе сравнительного анализа и интегрированного обобщения совокупности рассмотренных ранее критериев оценки образования и формирования залежей жидких и газообразных УВ в эоценовых отложениях [55].

В Алазанском УВР осадки алазанской серии и ширакской свиты залегают на размытой поверхности различных образования мезозоя. Палеогеновые отложения могли сохраниться в наиболее погруженных синклиналиях. Наличие эоценовых осадков является весьма проблематичным, тем более в объемах, достаточных для возможного формирования скоплений УВ. Следовательно Алазанский УВР является практически бесперспективным для отложений эоцена.

В Горнокахетском НГР аллохтонный комплекс, сложенный флишевыми отложениями мела и палеогена, претерпевшими значительные горизонтальные перемещения, естественно, не может быть перспективным в отношении залежей УВ. Основные перспективы Горного Кахети связаны с разведкой подпокровных автохтонных отложений. Судя по имеющимся данным, палеогеновые, а тем более эоценовые осадки, имеют в автохтонном комплексе ограниченное развитие и не представляют самостоятельного интереса в отношении залежей УВ.

В Картлиском УВР, по данным опорного бурения, отложения эоцена (как и всего палеогена) отсутствуют или пользуются ограниченным распространением на восточном погружении Дзирульского кристаллического массива. Совсем иная картина наблюдается восточнее Каспского поперечного глубинного разлома. В центральной и восточной частях Картлиского прогиба происходит резкое увеличение мощностей осадочного покрова; эоценовые отложения пользуются здесь широким развитием и залегают в условиях, благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ. Таким образом, в Картлиском УВР по эоценовым отложениям можно выделить две зоны: западную – бесперспективную и восточную (Востонокартлискую), выделяемую в качестве перспективной зоны УВН.

В Центральнотриалетском УВР эоценовые отложения широко обнажаются на поверхности, находятся в зоне активного водообмена и бесперспективны по залеганию и гидрогеологическим условиям в отношении углеводородоносности.

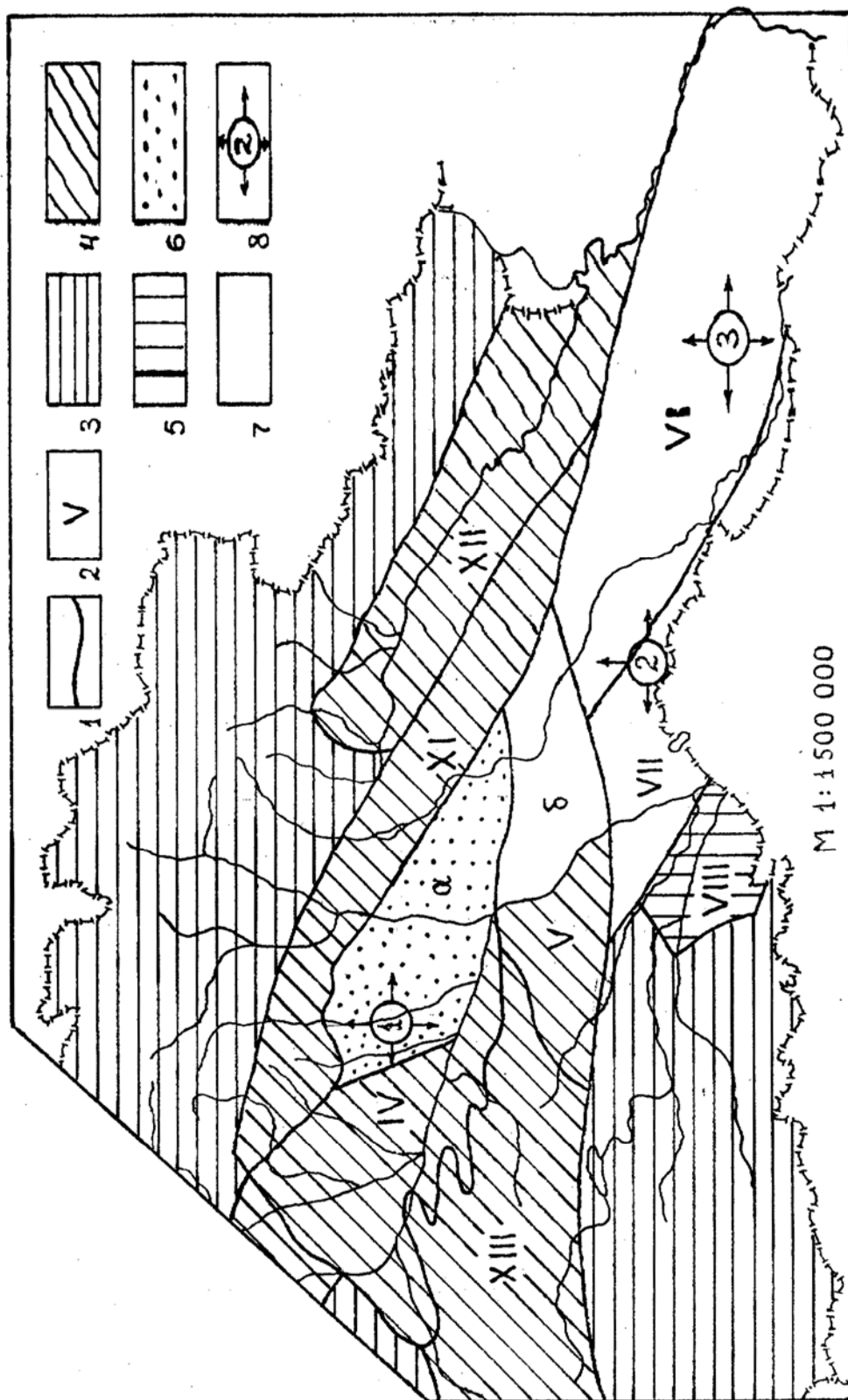


Рис. 4.1. Схема углеводородгеологического районирования эоценовых отложений
Восточной Грузии (составил Г.Т. Коява)

Условные обозначения к рис. 4.1

1. границы УВР; 2 – индексы УВР по региональному нефтегазогеологическому районированию; IV-Картлиский, V-Притбилисский, VI- Южнокахетинский; VII-междуречья Куры и Иори, VIII-Марнеульский, IX-Горно Кахетинский, X-Алазанский, XI-Центрально-Триалетский. 3. Территории по признаку наличия УВ по региональному районированию. Степень перспективности эоценовых отложений: 4 – бесперспективная, 5 – малоперспективная, 6 – перспективная, 7 – высокоперспективная, 8 – очаги НГО; I – Картлиский, 2 – Притбилисский, 3 – Южно-Кахетинский; а - Восточно-Картлийская зона НГН, б. зона НГН левобережья р. Куры.

В Притбилисском УВР к вулканогенно-осадочным отложениям среднего эоцена приурочены наиболее крупные по запасам и добыче нефтяные месторождения Грузии –

Самгори, Телети, Южный купол Самгори и Западный Рустави, а также газовое месторождение - Рустави. Кроме того, на месторождении Самгори промышленная залежь нефти была открыта и в терригенных осадках верхнего эоцена. Гидрогеологическая система среднего эоцена Притбилисского НГР рекой Кура делится на две части – западную (или правобережную) и восточную (или левобережную), резко отличающиеся друг от друга по гидрогеологическим условиям (см. подразд. 2.8). В западной части отложения среднего и верхнего эоцена достаточно широко обнажены на поверхности, находятся в зоне активного водообмена и по гидрогеологическим условиям бесперспективны в отношении залежей УВ. Восточная часть, наоборот, является зоной замедленного водообмена, эоценовые осадки перекрыты мощной толщей более молодых образований и здесь существуют благоприятные условия для формирования и сохранения скоплений УВ. Следовательно, в Притбилисском УВР, так же как и в Картлисском, по эоценовым отложениям можно выделить две зоны: западную – бесперспективную и восточную – в качестве высокоперспективной зоны УВН.

В Южнокахетском УВР и УВР междуречья Кура и Иори в пределах Грузии кровля эоценовых отложений залегает на глубинах до 6-8 км и нигде не вскрыта бурением. О структурных и литолого-фациальных особенностях залегания эоценовых осадков здесь имеется слишком мало данных, в связи с чем для эоценового литолого-стратиграфического комплекса нами принимается выделение Южнокахетского НГР и НГР междуречья Куры и Иори в тех же границах, как это принято по региональному районированию в работах [46, 64]. Эти районы по эоценовым отложениям могут быть отнесены к высокоперспективным территориям. Основанием для подобного решения является региональная промышленная нефтегазоносность эоценовых отложений, доказанная в Грузии (Притбилисский УВР) и в Западном Азербайджане.

Марнеульский НГР по эоценовым отложениям может быть отнесен к малоперспективной территории. Основные показатели углеводородности этого района связаны с мезозойскими отложениями. Эоценовые осадки весьма маломощны, литологически выражены, в основном, глинистыми образованиями с редкими прослоями песчано-алевритовых и карбонатных пород. В связи с этим эоценовый комплекс вряд ли может представлять здесь серьезный самостоятельный интерес для поисков залежей УВ.

Таким образом, в заключении можно сделать следующие выводы:

1. Эоценовые отложения перспективны на залежи УВ в межгорном прогибе Восточной Грузии и на крайней (восточной) части восточного погружения Аджароско-Триалетской зоны.

2. Углеводородогеологическое районирование по эоценовым отложениям отличается от принятого регионального районирования Восточной Грузии. По эоценовому литолого-стратиграфическому комплексу выделены высокоперспективные Южнокахетский УВР и УВР междуречья Кура и Иори. В пределах Картлиского УВР выделена Восточнокартльская перспективная зона УВН, а в Притбилисском УВР – высокоперспективная зона УВН левобережья р. Кура. Марнеульский УВР отнесен к малоперспективной территории. Алазанский, Горнокахетский, Центральнотриалетский НГР, а также западные зоны Кахетского и Притбилисского НГР по эоценовым отложениям отнесены к бесперспективными территориями в отношении залежей УВ.

4.2. Основные направления поисково-разведочных работ

Теории и практике геологоразведочных и поисковых работ на залежи УВ, а также обоснованию основных их направлений в Грузии посвящен ряд опубликованных и фондовых работ [14, 15, 21, 22, 57, 63, 64, 73, 84, 85, 89, 104]. Начиная с 1983 г. геологоразведочные работы регламентируются «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» [15]. Полный цикл геологических работ по подготовке промышленных запасов УВ подразделяется на три этапа (региональный, поисковый и разведочный). Подразделение процесса поисково-разведочных работ и взаимосвязанные этапы и стадии обеспечивает установление наиболее рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе с целью повышения эффективности прогноза, поисков и разведки месторождений (залежей) УВ.

На основании анализа и обобщения различных данных, приведенных в настоящей работе, было установлено, что основные перспективы углеводородности эоценовых отложений Восточной Грузии связаны с Восточнокартльской зоной УВН (центральная и восточная части Картлиской впадины), зоной УВН левобережья р. Кура (Притбилисский УВР), Южнокахетским УВР и УВР междуречья Кура и Иори. Марнеульский УВР отнесен к малоперспективной территории и его следует считать районом отдаленной перспективы, разведку которого целесообразно осуществить после такового высокоперспективных районов.

Поиски и разведка УВР и скоплений УВ производятся с применением широкого комплекса геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и др.

исследований в сочетании с бурением опорных, параметрических и поисковых скважин, а также тематических исследований.

В Восточнокартливской зоне НГН наиболее перспективными в отношении залежей УВ являются её северный борт, центральная и восточная части. Однако, скважинами глубиной 5000-6000 м здесь возможно вскрытие майкопских и более молодых отложений. Эоценовые отложения могут быть вскрыты скважинами глубиной 3000-5500 м на южном борту Картливской впадины в пределах Швликурской, Цромской, Горисджварской, Надарбазевской, Атенской, Метехской, Кавтисхевской, Восточнокавтисхевской и Мцхетской антиклиналей. Однако, в этой полосе эоценовые (особенно среднеэоценовые) отложения находятся в наиболее неблагоприятных гидрогеологических условиях и наиболее удалены от основных зон генерации УВ. В настоящее время в Восточнокартливской зоне УВ целесообразно бурение 1-2 параметрических скважин на технически возможную глубину, но не менее 6000-6500 м для изучения разреза и глубинного строения зоны. Скважины могут быть заложены в пределах Громско-Орчосанской, Мчадисджварской, Одзисской, Симониантхевской, Гомборской и Веронской антиклиналей.

В зоне УВН левобережья р. Кура разведка эоценовых отложений возможна скважинами глубиной до 5500-6000 м; в этой зоне все структуры находятся в условиях, благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ.

В Южнокахетском УВР и УВР междуречья Кура и Иори скважинами глубиной в 5500-6000 м эоценовые отложения могут быть вскрыты на площадях Восточное Удабно, Байда-Чатма, Тюлькитапа, Эльдари, Западное Вашлиани. В центральных частях районов, как показывают сейсморазведочные работы, отложения эоцена залегают ниже глубин 6000 м. В целом, в этих районах разведка эоценовых отложений связана с развитием сверхглубокого бурения.

Первоочередным районом для проведения геологоразведочных и поисковых работ следует считать зону УВН левобережья р. Кура, затем Восточнокартливскую зону УВН и Южнокахетский УВР и УВР междуречья Кура и Иори. Основным объектом является вулканогенно-осадочный НГК среднего эоцена. Теригенные НГК верхнего эоцена и палеоцена-нижнего эоцена относятся к попутным объектам при решении основных задач.

Нетрудно заметить, что в силу особенностей геологического строения Восточной Грузии и условий залегания, разведка эоценовых отложений является в то же время поисками залежей УВ на больших глубинах (в настоящее время под глубоко погруженными объектами понимаются таковые на глубинах 4,5-6,0 км, а под сверхглубокопогруженными – залегающие глубже 6,0 км).

Рекомендуемый комплекс поисково-разведочных работ по эоценовым отложениям (табл. 4.1), в то же время рассматриваемый как комплекс работ на больших глубинах, следует осуществлять в три этапа, что связано со слабой изученностью глубинного строения Восточной Грузии.

Таблица 4.1

Рекомендуемый комплекс поисково-разведочных работ на залежи УВ по эоценовым отложениям Восточной Грузии

Этапы	Стадийность проведения работ. Методы исследования	Цели и задачи проведения работ
1	2	3
Региональный	<p>I стадия. Оценка УВР и зон УВН.</p> <p>1. Региональные геофизические исследования: аэромагнитная съемка, электроразведка, ВЭЗ, сейсморазведка методами ГСЗ, КМПВ, МОГТ по системе опорных профильных пересечений</p> <p>2. Сверхглубокое опорное и параметрическое бурение</p>	<p>Изучение строения глубокозалегающих НГК палеоцен-эоцена, выявление структурных особенностей и структурно-фациальных зон, погребенных поднятий, эрозионных поверхностей и массивов. Качественная оценка перспектив углеводородоносности.</p> <p>Изучение стратиграфии и литологии разреза, выявление основных закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров; выделение и обоснование основных объектов разведки. Оценка прогнозных ресурсов УВ по категориям D_1 и D_2.</p>
Поисковый	<p>I стадия. Подготовка объекта к глубокому бурению. 1. Детальные геофизические исследования: детальная сейсморазведка методом ОГТ, электроразведка, высокочастотная гравиразведка.</p> <p>2. Прогнозирование разреза (сеймостратиграфия).</p> <p>II стадия. Поиск месторождений УВ</p>	<p>Детализация выявленных перспективных ловушек, выбор объектов и определение очередности ввода их в поисковое бурение, выбор мест заложения поисковых скважин. Количественная оценка ресурсов по категории C_3 на подготовленных объектах</p> <p>Выделение, опробование и испытание углеводородонасыщенных пластов, установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов. Оценка запасов нефти и газа по категориям C_2 и, частично, C_1. Выбор объектов для проведения детализационных гео-физических и оценочных буровых работ.</p>
Разведочный	<p>I стадия. Оценка открытых месторождений (залежей).</p> <p>1. Бурение разведочных скважин, их опробование и испытание.</p> <p>2. ГИС, геохимические, гидродинамические и другие виды исследований</p> <p>II стадия. Подготовка месторождение (залежей) к разработке и эксплуатационная разведка.</p> <p>1. Бурение, опробование и испытание разведочных и, иногда, опережающих эксплуатационных скважин</p>	<p>Определение основных характеристик месторождений (залежей) для оценки промышленной значимости. Подсчет запасов нефти и газа по категориям C_2 и C_1. Подготовка месторождений к разработке</p> <p>Подсчет запасов категорий $A+B+C_1$, составление технологической схемы разработки, доразведка разрабатываемых объектов</p>

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты исследований сводятся к следующим положениям.

1. Палеоцен-эоценовый литолого-стратиграфический комплекс Восточной Грузии может быть выделен в качестве самостоятельной углеводородоносной субформации, исходя от приуроченности к различным тектоническим элементам, палеогеографических условий накопления и преобладающего литологического состава,

В составе палеоцен-эоценовой углеводородоносной субформации выделяются палеоцено-нижнеэоценовый (теригенный), среднеэоценовый (вулканогенно-осадочный) и верхнеэоценовый (теригенный) УВК.

2. Комплекс отложений эоцена характеризуется наличием двух резко различных групп коллекторов. Первая – это теригенные поровые коллекторы нижнего и верхнего эоцена, представленные пластами и пропластками разных по составу песчаников и алевролитов, заключенных в толщу непроницаемых глинистых пород. Вторая – это вулканогенно-осадочные трещинные коллекторы среднего эоцена, ограниченные снизу и сверху песчано-глинистыми осадками нижнего и верхнего эоцена и, по существу, представляющие собой единый природный резервуар.

3. По геохимической характеристике и условиям образования песчано-глинистые отложения палеоцен-нижнего, а так же верхнего эоцена относятся к УВПП, при этом последние являются региональными УВПП не только на территории Грузии, но и всего Закавказья. По количественным критериям диагностики отложения палеоцен-нижнего эоцена относятся к низкопродуктивным, а верхнего эоцена – к высокопродуктивным УВПП.

4. Анализ распределения современных температур по разрезу осадочного покрова, фактические данные по изучению катагенеза РОВ пород эоцена, а также реконструкция истории катагенетического преобразования РОВ (построение историко-геологической модели катагенеза) эоценовых отложений (по методу СИТ), позволили выделить в Восточной Грузии по эоценовым осадкам три основных зоны (очага) УВО: Картлискую (начало проявления ГФУВ в отложениях эоцена соответствует началу сарматского века), Притбилисскую нарубже олигоцена и миоцена и Южнокахетскую (чокракское и караганское времена), соответствующие зонам наибольших мощностей осадочного покрова. В Южнокахетской зоне УВО породы эоцена с начала плиоценовой эпохи вступили в условия проявления ГФГ.

По степени катагенеза (из всего разреза осадочного покрова) литолого-стратиграфический комплекс пород эоцена находится большей частью в условиях проявления ГФУВ (градации катагенеза МК₁-МК₃), т.е. в условиях наиболее благоприятных для формирования залежей УВ.

5. На основании анализа и обобщения результатов геологических, гидрогеологических, геофизических, геохимических, термобарических, историко-геологических исследований, а также результатов геологоразведочных и поисковых работ, по палеоценово-эоценовой углеводородоносной субформации выделены: перспективная Восточнокартльская зона УВН (центральная и восточная части Картльской впадины), высокоперспективная зона УВН левобережья р. Кура (Притбилисский НГР), Южнокахетский УВР и УВР междуречья Кура и Иори, малоперспективный Марнеульский УВР. Остальная территория Восточной Грузии по эоценовым отложениям отнесена к территориям бесперспективными в отношении залежей УВ.

Первоочередным районом для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ является зона УВН левобережья р. Кура, далее следует Восточнокартльская зона УВН, Южнокахетский УВР и УВР междуречья Кура и Иори.

Главным объектом поисков является вулканогенно-осадочный УВК среднего эоцена, где возможно формирование средних и крупных залежей УВ. Терригенные НГК палеоценового и верхнего эоцена в большинстве случаев рассматриваются в качестве попутных объектов.

6. Геологоразведочные работы по отложениям эоцена в наиболее перспективных районах являются в то же время поисками залежей УВ на больших глубинах и ввиду слабой изученности глубинного строения Восточной Грузии должны осуществляться в три этапа с общепринятой последовательностью работ. В Восточнокартльской зоне УВН в наиболее перспективных ее северной, центральной и восточной частях эоценовые отложения залегают на глубинах свыше 6000 м. Здесь необходим большой объем геофизических исследований (аэромагнитная и гравиметрическая съемки, электро- и сейсморазведка), а также целесообразно бурение 1-2 параметрических скважин на технически возможную глубину, но не менее 6000-6500 м. Скважины могут быть заложены в пределах Громско-Орчосанской, Мчадисджварской, Одзисской, Симониантхевской, Гомборской и Веронской антиклиналей.

В зоне УВН левобережья р. Кура разведка эоценовых отложений возможна скважинами глубиной до 5500-6000 м; перспективными можно считать практически все выявленные структуры.

В Южнокавказском УВР и УВР междуречья Кура и Иори скважинами глубиной 5500-6000 м эоценовые отложения могут быть вскрыты на площадях Восточное Удабно, Байда-Чатма, Тюлькитапа, Эльдари, Западный Вашлиани. В центральных частях районов отложения эоцена залегают ниже глубин 6000 м и требуют изучения начиная с регионального этапа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абессадзе Д.М., Хаханашвили А.Л. К вопросу нефтегеологического районирования Грузинской ССР. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отделение, вып. 188. Тбилиси: Мецниереба, 1975, с. 416-423.
2. Агабеков М.Г., Мамедов А.В. Геология и нефтегазоносность Западного Азербайджана и Восточной Грузии. – Баку: Азернефтнерш, 1960. – 356 с.
3. Алиев А.И., Багир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А. и др. Объяснительная записка к карте месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР масштаба 1:500000. – Баку: Элм, 1985. – 108 с.
4. Асланикашвили Н. А. Геология залежей горючих ископаемых и условия формирования вулканогенно-осодочных комплексах. Автореферат на соискание ученой степени докт. геол.- мин. наук. Тбилиси, 2003 г, 41 с.
5. Бардзимашвили Д.И. Гидрогеологические условия среднеэоценового нефтеводоносного комплекса Притбилисского района. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 205. Тбилиси: Сабчота Сакартвело, 1976, с. 67-77.
6. Бежанов И.Г., Булейшвили Д.А. История Развития нефтяной промышленности Грузии. Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 190. – Тбилиси: Мецниереба, 1975. – 195 с.
7. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа, - М.: Недра, 1976. – 592 с.
8. Буачидзе И.М., Буачидзе Г.И., Годердзишвили Н.А. и др. Геотермические условия и термальные воды Грузии. – Тбилиси: Сабчота Сакартвело, 1980. – 206 с.
9. Буачидзе Г.И. Взаимосвязь теплового поля с глубинным строением Кавказа. – Геофизические поля и строение земной коры Закавказья. М.: Наука, 1985, с. 133-150.
10. Булейшвили Д.А. Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. – Л.: Гостоптехиздат, 1960. – 239 с.
11. Булейшвили Д.А., Эбралидзе Т.П., Санадзе Г.И., Шенгелия М.И. К тектоническому районированию Восточной Грузии. – Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 103-109.

12. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135-156.
13. Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа. – Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений (Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа, 1968 г.). М.: Недра, 1972, с. 39-70.
14. Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность. Сб. научн. тр. – Л.: ВНИГРИ, 1982. – 144 с.
15. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.П. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.
16. Гамкредидзе И.П. О формировании тектонической структуры Аджаро-Триалетии. – Проблемы геологии Аджаро-Триалетии. Тр. ГИН АН ГССР. Н.С., вып. 44. Тбилиси: Мецниереба, 1974, с. 144-154.
17. Гамкредидзе И. П. Вновь о тектоническом районировании территории Грузии. Тр. ГИН АН Грузии, вып. 145, Тбилиси, 2000, с. 204-208.
18. Гамкредидзе П.Д. Геологическое строение Аджаро-Триалетской складчатой системы. Ин-т геологии и минералогии. Моногр. № 2. – Тбилиси: АН ГССР, 1949. – 508 с.
19. Гамкредидзе П.Д., Гамкредидзе И.П. Тектонические покровы Южного склона Большого Кавказа (в пределах Грузии). Тр. ГИН АН ГССР. Н.С., вып. 57. – Тбилиси: Мецниереба, 1977. – 81 с.
20. Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков / Под ред. А.А. Трофимука и С.Г. Неручева. – Новосибирск: Наука, 1976. – 198 с.
21. Геологическое строение и нефтегазоносность Горной Кахетии: Отчет ГПК Грузнефть; Руководитель работы Г.М. Дондуа. – Тбилиси, 1980. – 338 с.
23. Геологическое строение и нефтегазоносность среднего течения р. Куры: Отчет ГПК Грузнефть; Руководитель работы Д.Ю. Папава. – Тбилиси, 1976. – 237 с.
24. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская и др. Под ред. А.А. Бакирова. – М.: Недра, 1982. – 238 с.
25. Геология СССР. Т.Х. Грузинская ССР. – М.: Недра, 1964. – 655 с.
26. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности палеогеновых отложений Восточной Грузии: Отчет ГрузКНИПО СевКавНИПИнефть; Руководитель работы З.П. Гонглиашвили. - № ГР 01821031695. – Тбилиси, 1984. – 99 с.

27. Геохимическая характеристика перспектив нефтегазоносности кайнозойских отложений Восточной Грузии: Отчет ГрузКНИПО СевКавНИПИнефть; Руководитель работы З.П. Гонглишвили. - № ГР 01850072393. – Тбилиси, 1986. – 141 с.

28. Гидрогеологические и геохимические исследования при поисках, разведке и разработке месторождений на территории Грузии: ГрузКНИПО СевКавНИПИнефть; Руководитель работы Г.И. Кавтарадзе. – Шифр темы 102/78. – Тбилиси, 1980. – 95 с.

29. Гидрогеология СССР. Т.Х. Грузинская ССР. – М.: Недра, 1970. – 404 с.

30. Гидрохимическая зональность неоген-палеогеновых и меловых отложений Восточной Грузии: ГрузКНИПО СевКавНИПИнефть; Руководитель темы Г.И. Кавтарадзе. – Шифр темы 102/82; № ГР 01825032700. – Тбилиси, 1983. – 116 с.

31. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Мухранской впадины и смежных частей Восточной Грузии по материалам геофизических исследований, геологической съемки и бурения: Отчет ГПИ им. В.И. Ленина; Руководитель работы З.В. Мгеладзе. - № ГР 81019441. – Тбилиси, 1984. – 68 с.

32. Гринберг М.Э., Папава Д.Ю., Нанадзе А.О. и др. Морфология среднеэоценового коллектора и особенности разработки месторождения Самгори. – Геология нефти и газа, 1991, № 3, с. 20-25.

33. Гринберг М.Э., Тухашвили Г.Х. Физические свойства осадочного покрова восточного погружения Аджаро-Триалетии. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 188. Тбилиси: Мецниереба, 1975, с. 171-184.

34. Гринберг М.Э., Цицишвили Г.В., Барнабишвили Д.Н. Морфология порового пространства и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и флюидоупоров Притбилисского района. – Геология нефти и газа, 1988, № 4, с. 54-57.

35. Даидбекова Э.А., Джавадов Я.Дж., Сафаров Г.И. и др. Литология и коллекторские свойства меловых и эоценовых отложений Западного Азербайджана. – Азер. нефт. хоз-во, 1983, № 3, с. 1-5.

36. Дзвеляя М.Ф. Основные черты геологического строения Грузинской ССР и геохимия органического вещества кайнозойских отложений (в связи с проблемой генезиса нефти). – Тбилиси: Мецниереба, 1972. – 191 с.

37. Диасамидзе Ш.П., Иоселиани М.С. Сейсмическая модель земной коры в Карталинской депрессии. – Тектоническое строение осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента на территории Грузии. Тр. ИГ АН ГССР. Т.1. Тбилиси: Мецниереба, 1982, с. 8-12.

38. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986. – 188 с.
39. Изучение грязевых вулканов и естественных нефтегазопроявлений с целью определения перспектив нефтегазоносности Восточной Грузии: Отчет Груз. отд-ния ВНИГНИ; Руководитель работы Т.П. Эбралидзе. – Шифр темы В.І.Іо.14. – Тбилиси, 1964. – 179 с.
40. Изучение катагенеза верхнемеловых и палеогеновых осадков восточной и средней частей Аджаро-Триалетской складчатой системы: Отчет КИМС; Руководитель темы Б.К. Чичуа. - № ГР 71024827. – Тбилиси, 1973. – 172 с.
41. Изучение катагенеза мезо-кайнозойских осадков северного борта Картлийской депрессии: Отчет КИМС; Руководитель темы Б.К. Чичуа. – Шифр темы Б.1.4. (8/73)/101(18). – Тбилиси, 1975. – 139 с.
42. Иоселиани М.С., Папавадзе В.В., Хведелидзе Н.С. Некоторые результаты комплексной интерпретации магнитных и сейсмических данных Картлийской депрессии. – Результаты геофизических исследований земной коры на Кавказе. Тр. ИГ АН ГССР, т. XLII. - Тбилиси: Мецниереба, 1978, с. 27-35.
43. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности / Л.А. Польстер, Ю.А. Висковский, В.А. Николенко и др. – М.: Недра, 1984. – 199 с.
44. Кавтарадзе Г.И., Бардзимашвили А.И. Об аномально высоких пластовых давлениях (АВПД) на Тарибанской и Кила-Купринской антиклиналях Южной Кахетии. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 152. Тбилиси: Мецниереба, 1974, с. 290-297.
45. Карта глубинного прогнозирования перспектив нефтегазоносности территории Грузии. Масштаб 1:500000. / А.О. Нанадзе. – Тбилиси: Картогр.-геодез. предпр. ПО Грузгеология, 1989.
46. Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР. Масштаб 1:500000 / А.И. Алиев, Ф.М. Багир-Заде, З.А. Буниат-Заде и др. 0 М.: ГУГК, 1985.
47. Карта месторождений нефти и газа, перспективных структур и нефтегеологического районирования территории Грузии. Масштаб 1:500000 / А.О. Нанадзе, Д.Ю. Папава, З.В. Мгеладзе. – Тбилиси: Картогр.-геодез. предпр. ПО Грузгеология, 1989.
48. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. Д.: Недра, 1981. – 240 с.

49. Керимов И.А., Мамедов С.Б., Рахманов Р.А., Юсифов Р.Ю. Нефтегазоносные свиты палеоген-миоценовых отложений области междуречья Куры и Иори. – Нефтегазоносность Западного Азербайджана. Баку: Элм, 1982, с. 145-157.
50. Китовани Ш.К., Папава Д.Ю. Перспективы нефтегазоносности Аджаро-Триалетской складчатой системы. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. СХV. М.: Недра, 1971, с. 259-271.
51. Коява Г. Т., Геологическое районирование области распространения эоценовых отложений Восточной Грузии в связи с их нефтегазоносностью., Нефть и газ Грузии №3(7), Тбилиси, 2003, с.101-105.
52. Коява Г. Т., Физико-механические свойства эоценовых пород межгорной впадины Восточной Грузии., Нефть и газ Грузии №3(8), Тбилиси, 2003, с.52-54.
53. Коява Г.Т., Геологические предпосылки содержания углеводородов в эоценовых отложениях Восточной Грузии., Нефть и газ Грузии №3(8), Тбилиси, 2003, с.62-65.
54. Коява Г.Т., Определение параметров трещинных коллекторов по данным разработки нефтяных залежей (на примере вулканогенно-осадочных коллекторов Грузии), „Нефть и газ Грузии”, №13, Тбилиси, 2005, сс. 45-49.
55. Коява Г.Т., Определение среднесуточного дебита действующей скважины в вулканогенно-осадочных коллекторах (на примере месторождения Самгори), „Нефть и газ Грузии”, №13, Тбилиси, 2005, сс.55-56.
56. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 249 с.
57. Лалиев А.Г., Майкопская серия Грузии. – М.: Недра, 1964. – 309 с.
58. Лалиев А.Г. Нефть и горючие газы. – Геология СССР. Т.Х. Грузинская ССР, Полезные ископаемые. М.: Недра, 1974, с. 52-94.
59. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 200 с.
60. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
61. Мамедов А.В. Геологическое строение Среднекуринской впадины. – Баку: Элм, 1973. – 192 с.
62. Мамедов А.В. История геологического развития и палеогеография Среднекуринской впадины в связи нефтегазоносностью. – Баку: Элм, 1977., 212 с.
63. Мгеладзе З.В. К истории формирования современной структуры Картлийской впадины. Тр. Груз. отд-ния ВНИГНИ, вып. 188. Тбилиси: Мецниереба, 1975, с. 300-308.

64. Мгеладзе З.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Восточно-Грузинского прогиба и смежных районов Закавказья. Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Тбилиси, 1991. 416 с.

65. Мгеладзе З. В., Коиавя Г. Т., Историко-геологическая модель катагенеза эоценовых отложений пород горной впадины Восточной Грузии., Нефть и газ Грузии №3(7), Тбилиси, 2003, с. 93-101.

66. Мгеладзе З.В., Нанадзе А.О., Папава Д.Ю. Объяснительная записка к картам месторождения нефти и газа, перспективных структур, нефтегеологического районирования и глубинного прогнозирования территории Грузии. – Тбилиси: ГПИ, 1989. – 68 с.

67. Методические рекомендации по вскрытию и опробованию вулканогенно-осадочных коллекторов / З.В. Мгеладзе, А.О. Нанадзе, Г.Б. Чанкотадзе. – Тбилиси: ГТУ, 1993. – 57 с.

68. Мехтиев Ш.Ф., Гасанов А.Г., Гезалов Ф.А. и др. Месторождение нефти Мурадханлы. – Нефтегазоносность Западного Азербайджана. Баку: Элм, 1982, с. 70-103.

69. Минский Н.А. Построение модели тепловой и барической истории пород. – Тр. ВНИГНИ. Вып. 158, геохим. сб. 8. М.: 1974, с. 110-114.

70. Мурусидзе Г.Я. Строение земной коры и верхней мантии в Грузии и сопредельных районах по сейсмическим данным. – Тбилиси: Мецниереба, 1976. – 170 с.

71. Нанадзе А.О. Динамическая модель трещинного коллектора в вулканогенно-осадочных породах. – Азерб. нефт. хоз-во, 1988, № 11, с. 5-9.

72. Нанадзе А.О. Рациональный комплекс геологоразведочных и поисковых работ на нефть и газ в Грузии. – Научно-технический прогресс и использование природных ресурсов Грузии. Тбилиси: Мецниереба, 1988, с. 3-8.

73. Нанадзе А.О. Выделение и характеристика зон нефтегазообразования на территории Грузии. – Научно-технический прогресс и использование природных ресурсов Грузии. Тбилиси: Мецниереба, 1989, с. 9-22.

74. Нанадзе А.О. Нефть и природный газ. – Минеральные ресурсы Грузии и проблемы их рациональной разработки. Тбилиси: Мецниереба, 1991, с. 10-52.

75. Нанадзе А.О. Нефтегазообразование, нефтегазонакопление и особенности разведки и освоения залежей углеводородов на территории Грузии. – Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Тбилиси, 1991, 401 с.

76. Нанадзе А.О., Мгеладзе З.В. Нефтегазоматеринские отложения межгорного прогиба Восточной Грузии. – Тр. ГТУ. Вып. 2 (385). Тбилиси, 1992, с. 52-57.

77. Николайшвили М.М. Результаты определения глубины залегания поверхности кристаллического фундамента в юго-восточной части Грузии по комплексному использованию сейсмо-гравиметрических данных. – Сообщ. АН ГССР, 1986, т. 121, № 3, с. 521-523.

78. Оперативный анализ и обобщение новых геолого-разведочных работ на площадях Картлийской депрессии. Составление сводной структурной карты по кровле верхнего мела Картлийской депрессии: Отчет ГПК Грузнефть; Руководитель работы Т.Г. Сванидзе. – Тбилиси, 1985. – 78 с.

79. Палеографическое и палеотектоническое исследования в связи с нефтегазоносностью меловых, палеогеновых и неогеновых отложений Триалетии и смежных с ней районов: Отчет ГПК Грузнефть; Руководитель работы Д.Ю. Папава. – Шифр темы 10-77-32/31. – Тбилиси, 1979. – 83 с.

80. Папава Д.Ю. Вопросы геологии восточной части Триалетского хребта и перспективы нефтегазоносности меловых и палеогеновых отложений. – Тр. ВНИГНИ. Груз. комплекс. лаб., вып. LXI. Л.: Недра, 1967, с. 188-204.

81. Папава Д.Ю. Основные вопросы геологии Триалетии и смежных районов в связи с перспективами нефтегазоносности мезозойских отложений. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 188. Тбилиси: Мецниереба, 1975, с. 322-340.

82. Папава Д.Ю. Тектоническая природа Картлийской долины и ее перспективы в отношении нефтегазоносности. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 205. Тбилиси: Сабчота Сакартвело, 1976, с. 122-136.

83. Папава Д.Ю. Мгеладзе З. В. Перспективность вулканогенно-осадочных отложений среднего эоцена Восточной Грузии. Тр. Московского Нефтехимического института №189, Москва, 1983, с. 120-123.

84. Папава Д.Ю. Основные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ в Грузии. – Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 26-30.

85. Перспективы нефтегазоносности больших глубин. – М.: Наука, 1985. – 96 с.

86. Проблемы геодинамики Кавказа. – М.: Наука, 1982. – 130 с.

87. Проблемы геологии Аджаро-Триалетии. Тр. ГИН АН ГССР. Н.С., вып. 44. – Тбилиси: Мецниереба, 1974. – 184 с.

88. Рахманов Р.А., Эфендиев Д.И., Мамедов С.Б. и др. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности палеоген миоценовых отложений Западного Азербайджана. – Нефтегазоносность Западного Азербайджана. Баку: Элм, 1982, с. 126-130.

89. Салаев С.Г., Авербух Б.М., Мамедов С.Б. и др. Перспективы нефтегазоносности палеоген-миоценовых отложений Западного Азербайджана и направление дальнейших поисково-разведочных работ. – Нефтегазоносность Западного Азербайджана. Баку: Элм, 1982, с. 4-59.
90. Салаев С.Г., Кастролин Н.С., Ризаев Н.К., Исмаил-Заде Н.М. Условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана. – Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 45-50.
91. Сафаров Г.И., Шамаилов О.Д., Григорьянц З.Г. и др. Литологическая характеристика меловых и палеогеновых отложений Среднекуринской впадины. – Азерб. нефт. хоз-во, 1983, № 6, с. 13-16.
92. Сводный отчет о результатах бурения опорной скважины Гори: Отчет НПУ Грузнефть; Руководитель работы Н.Т. Чолокашвили. – Тбилиси, 1955. 155 с.
93. Системные исследования при прогнозировании нефтегазоносности недр / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, А.Н. Дмитриевский и др. Под ред. А.А. Бакирова. – М.: Недра, 1986. – 203 с.
94. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1990. – 242 с.
95. Соколов Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1985. – 168 с.
96. Справочник по геологии нефти и газа. Под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
97. Тектоника и металлогения Кавказа / Ш.А. Адамия, И.П. Гамкрелидзе, Г.А. Твалчрелидзе и др. Тр. ГИН АН ГССР. Н.С., вып. 86. – Тбилиси: Мецниереба, 1984. – 324 с.
98. Тиссо В., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
99. Тухашвили Г.Х., Гринберг М.Э., Грузман Э.Э. Физические свойства осадочного покрова Притбилисского и смежных районов. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 205. Тбилиси: Сабчота Сакартвело, 1976, с. 184-191.
100. Хаханашвили В.С., Спевак Ю.А., Чичуа Г.К. О гидрогеологических условиях возможной нефтегазоносности Алазанской депрессии и смежных с ней районов (по данным бурения). – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. 188. Тбилиси, Мецниереба, 1975, с. 353-363.
101. Хатискаци Г.Н. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Горной Кахетии в свете новых данных. – Тр. ВНИГНИ. Груз. отд-ние, вып. СХV. М.: Недра, 1971, с. 272-294.

102. Хундадзе Н.Ш., Кочиашвили А.И., Русадзе Л.А. О глубинном строении Картлийской впадины по трансформированным локальным гравитационным аномалиям наблюдаемого поля силы тяжести. – Тр. Груз. техн. ун-та, вып. 10 (383). Тбилиси: ГТУ, 1991, с. 76-79.

103. Хундадзе Н.Ш., Кочиашвили А.И., Русадзе Л.А. Глубинное строение Тирифонской впадины по данным сейсморазведки МОГТ. – Тр. Груз. техн. ун-та, вып 8 (391). Тбилиси: ГТУ, 1992, с. 97-103.

104. Чиковани Э.В. Перспективы поисков нефти и газа в палеогеновых отложениях междуречья Куры и Иори. – Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.60-65.

105. Чичуа Г.К. Особенности тектоники Горной Кахетии в связи с ее нефтегазоносностью (Восточная Грузия). Автореферат на соискание ученой степени кандидата геол. мин. наук. Москва ВНИГНИ 1975 г., с 21.