

На правах рукописи

МУСТАЕВ РУСТАМ НАИЛЬЕВИЧ

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЗАПАДНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2013

Работа выполнена на кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина» (РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук, профессор по специальности «Геология и геохимия нефтегазовых месторождений», **Гулиев Ибрагим Саидович**

Официальные оппоненты: **Гридин Владимир Алексеевич**, доктор геолого-минералогических наук, профессор по кафедре «Геология нефти и газа», Северо-Кавказский государственный технический университет, заведующий кафедрой «Геология нефти и газа», профессор кафедры геологии нефти и газа

Филиппов Виктор Павлович, доктор геолого-минералогических наук, профессор по кафедре «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа», РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, профессор кафедры промысловой геологии нефти и газа

Ведущая организация: **ОАО «Союзморгео»**, г. Геленджик

Защита состоится 24 декабря 2013 года в 15.00 на заседании диссертационного совета Д 212.200.02 при федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина» по адресу: 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65, корпус 1, аудитория 232.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Автореферат разослан 22 ноября 2013 года.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук

Леонова Е.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Южно-Каспийская впадина по уровню прогнозных ресурсов и перспективам добычи является одним из значительных региональных агентов на мировом рынке углеводородов (УВ). Основные перспективы приращения ресурсов и запасов углеводородов связаны с освоением ресурсов УВ на морской акватории. Очевидно, развитие геолого-разведочных работ и начало крупномасштабной морской добычи в акватории Каспия, в будущем приведут к новым открытиям, крупным экономическим проектам и интенсивному развитию нефтегазового комплекса. Перспективы открытия новых скоплений УВ здесь связаны с центральной глубоководной зоной Южного Каспия, в которой при глубине моря до 900-1000 м потенциально нефтегазонасыщенные объекты – продуктивная толща (ПТ) могут располагаться на глубинах более 6-7 км. Однако поиски и разведка таких месторождений связаны с большими геологическими и экономическими рисками.

Актуальность работы заключается в обосновании перспектив нефтегазоносности и определении новых объектов для постановки поисково-разведочных работ в Южно-Каспийской впадине на основе моделирования углеводородных систем.

Цель исследований. Выделение, уточнение ареалов распространения и истории эволюции очагов генерации УВ и создание моделей углеводородных систем на основе геохимических, термобарических исследований и бассейнового моделирования с целью прогнозирования нефтегазоносности мезокайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины.

Для достижения поставленной цели решались следующие **основные задачи**:

- изучение генерационного потенциала и геохимических характеристик мезокайнозойских отложений;
- оценка степени зрелости органического вещества (ОВ), выявление глубинных и стратиграфических интервалов генерации УВ;
- анализ генезиса, структуры геотемпературного и геобарического полей;
- прогнозирование месторождений нефти и газа на основе геохимических, термобарических исследований и технологий бассейнового моделирования.

Научная новизна работы. В диссертационной работе была применена технология бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины. В качестве инструмента была использована компьютерная программа PetroMod

(Schlumberger), которая позволяет реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пространстве и во времени.

С целью оценки нефтегазоматеринских толщ и их характеристик впервые для данного региона были исследованы выбросы грязевых вулканов методом Rock-Eval и химико-битуминологическими методами.

В работе **защищаются** следующие **основные положения**:

1. В Южно-Каспийской впадине установлены несколько автономных очагов нефтегазообразования с собственными ареалами распространения и пространственно-временной эволюцией - **среднеюрский** (аален-байосский), **нижнемеловой** (валанжинский), **палеоген-нижнемиоценовый** (эоценовый и олигоцен-нижнемиоценовый), **средне-верхне-миоценовый** и **нижне-плиоценовый** (низы ПТ).

2. Очаги генерации УВ, приуроченные к различным гипсометрическим и стратиграфическим уровням, смещены относительно друг друга, а нижняя граница интервала нефтегазообразования доходит до глубин более 12-15 км, что соответствует интервалу палеогеновых и мезозойских отложений, а верхняя граница «нефтяного окна» приурочена к гипсометрическим глубинам 5-7 км и соответствует миоценовым отложениям.

3. Согласно полученным моделям геотемпературное поле и тепловой режим территории Южно-Каспийской впадины характеризуются существенно пониженными тепловыми потоками и температурами, что определяет возможности генерации УВ на больших глубинах. Региональная и локальная неоднородности теплового поля и мозаичный характер пространственного распределения пластовых температур отвечают тектоническим особенностям отдельных блоков, ступеней, антиклинальных зон и единичных поднятий.

4. Геобарические условия Южно-Каспийской впадины характеризуются повсеместным пространственным развитием аномально высоких поровых и пластовых давлений, определяющих геофлюидодинамику миграции и аккумуляции УВ, что может служить критерием прогноза нефтегазоносности изучаемой территории.

Практическая значимость. Проведенные исследования углеводородных систем позволили ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности и определить перспективные направления ГРП на нефть и газ западного борта Южно-Каспийской впадины. Обоснована высокая перспективность

северной и центральной частей изучаемого региона, представляющих реальный интерес для постановки детальных геолого-геофизических изысканий и поисково-разведочных работ.

Выводы и рекомендации по проведенной работе приняты к внедрению Департаментом по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» и ОАО «Газпром нефть», а также могут быть использованы ОАО НК «Роснефть» и другими недропользователями, планирующими участвовать в освоении нефтегазовых ресурсов Южно-Каспийской впадины.

Результаты проведенных исследований используются в учебном процессе для студентов, бакалавров, магистрантов и аспирантов геологических специальностей и направлений подготовки нефтегазовых и технических вузов.

Публикации и апробация работы. Основные положения диссертационной работы были доложены на российских и международных конференциях, научных сессиях и семинарах: XIX (2011 г.) и XX (2013 г.) Губкинских чтениях, г. Москва; 1-ой международной конференции «Углеводородный потенциал больших глубин: Энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз» Баку, 2012; Научных сессиях аспирантов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (2012, 2013 гг.); Научных семинарах кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, а также изложены в 19 опубликованных работах, включая тезисы докладов конференций.

Фактический материал. Работа базируется на результатах геохимических исследований органического вещества мезокайнозойских отложений и анализах термобарических характеристик нефтегазовых месторождений, проведенных автором. Выполнено 39 пиролитических анализов керогена по 20 грязевым вулканам с применением методики Rock-Eval, проанализированы и обработаны термобарические показатели, а также использованы многочисленные литературные и фондовые данные по геохимии органического вещества, изотопному составу углерода газов, кислорода и водорода, водам грязевых вулканов, показателям температур и давлений.

Результаты геохимических, термобарических и других исследований использованы при проведении бассейнового моделирования, описывающего историю погружения бассейна, эволюцию теплового режима бассейна, очагов генерации, фазовый состав УВ и т.д.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения. Общий объем работы составляет 116 страниц, включая 45 рисунков и 9 таблиц. Библиографический список включает 78 наименований.

Благодарности.

Автор глубоко признателен своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору, академику НАН Азербайджана Гулиеву Ибрагиму Саидовичу за поддержку, ценные советы, возможность совместной работы.

За большое внимание к работе и поддержку на всех этапах ее выполнения автор глубоко признателен заведующему кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, профессору Керимову Вагифу Юнусовичу, а также всему коллективу кафедры.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. «Основные черты геологического строения Южно-Каспийской впадины»

В главе приводится характеристика геодинамической эволюции и структурно-тектонических особенностей.

Вопросы геологического строения, истории развития, тектоники, литологии и нефтегазоносности Южно-Каспийской впадины освещены в многочисленных трудах исследователей, таких как: А.А. Али-заде, Э.Н. Алиханов, Ф.М. Багир-заде, Л.А. Буряковский, А.С. Гаджи-Касумов, А.А. Геодекян, Ю.П. Годин, В.А. Горин, Б.В. Григорьянц, И.М. Губкин, И.С. Гулиев, И.Ф. Глумов, Д.А. Гусейнов, Ф.Г. Дадашев, В.В. Денисевич, В.Ю. Керимов, К.М. Керимов, Я.П. Маловицкий, Ш.Ф. Мехтиев, О.А. Одеков, М.З. Рачинский, С.Г. Салаев, В.В. Семенович, Б.В. Сенин, В.Е. Хаин, Э.Ш. Шихалибейли, А.А. Якубов и др.

Южно-Каспийская впадина может быть отнесена к *молодым активным («живым»)* бассейнам с лавинным седиментогенезом, для которых характерны: высокие скорости седиментации; контрастный режим современных вертикальных и горизонтальных движений; интенсивный диапиризм; коровая и мелкофокусная (осадочная) сейсмичность; высокочастотные колебания уровня моря; чрезвычайно широкое развитие грязевого вулканизма.

Общий геологический фон Южно-Каспийской впадины также характеризуется: несовпадением тектонических планов мезозойского и кайнозойского структурно-формационных этажей; достаточно часто сменяемыми по вектору и знаку

региональными тектоническими движениями; мозаичным ступенчато-блоково-глыбовым строением; высокоамплитудными региональными глубинными разломами; интервалами и литофациями; резкой литофациальной и фильтрационно-емкостной неоднородностью разреза, инверсией плотностной характеристики осадочной толщи, сопровождающейся распространением в отдельных кайнозойских интервалах мощных серий неконсолидированных («недоуплотненных») высокопористых флюидонасыщенных пластичных (в основном монтмориллонитовых) глин; специфической инверсионной гидрогеохимической обстановкой; широким распространением аномально высоких пластовых (АВПД) и поровых (АВПоД) давлений. Все эти факторы обуславливают процессы углеводородообразования в Южно-Каспийской впадине, где формировались активные УВ системы.

Глава 2. «Геохимические условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины»

В главе изложены результаты исследования выбросов грязевых вулканов и сорбированных в них нефти, газа и воды, что является важным фактором для определения генерационного потенциала глубокопогруженных горизонтов (более 7-8 км) Южно-Каспийской впадины. Грязевые вулканы в данном случае рассматриваются как аналоги глубоких и сверхглубоких скважин.

С целью оценки генерационного потенциала мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины были проведены исследования 39 образцов пород из 20 грязевых вулканов. Образцы исследовались методами Rock-Eval, что позволило определить спектр параметров, отражающих качественные и количественные характеристики ОВ пород, в том числе: содержание органического углерода (C_{org}), фациально-генетические типы исходного органического вещества, уровни термической зрелости (катагенеза) керогена по величине T_{max} °С, реализованный (S_1) и остаточный (S_2) нефтегазогенерационные потенциалы ОВ (РР), степень битуминозности или количество реализованных подвижных углеводородов по индексу продуктивности (IP), водородный и кислородный индексы и др. (рис. 1).

Проведенные исследования (в лабораториях РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и ВНИГНИ) выбросов грязевых вулканов Южного Каспия выявили, что палеоген-нижнемиоценовые отложения соответствуют II и III типу керогена (преимущественно нефтегазогенерирующие отложения), а средне-верхне-миоценовые отложения соответствуют II типу керогена (преимущественно нефтегенерирующие отложения) (рис. 2).

№ обр.	Название грязевого вулкана	Предп. оложи тельяый возраст Т	Название породы	Сорг, %										S ₂ , мг.УВ/г породы										T _{max} , °C										HI, мг.УВ/г Сорг										УГЛЕВОДОРОДНО-ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ (К.Е.Петерс, 1994)
				1	2	4	8	10	26	0.5	1	1.5	2	3	14	1	3	10	30	50	160	410	430	450	480	510	530	50	150	300	450	500	650											
1	Локбатан	золен	глинистый сланец темно-серый, слегка песчанистый	↑	↑	↑	↑	↑	1,24	↑	↑	↑	↑	↑	0,57	↑	↑	↑	↑	↑	2,11	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	419	↑	↑	↑	↑	↑	↑	170	ХОРОШИЕ				
2	Локбатан	золен	буровато-серая, песчанистая, плотная	↑	↑	↑	↑	↑	0,43	↑	↑	↑	↑	↑	0,08	↑	↑	↑	↑	↑	0,55	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	429	↑	↑	↑	↑	↑	↑	128	БЕДНЫЕ				
3	Шекхан	золен	горючий сланец черный	↑	↑	↑	↑	↑	16,52	↑	↑	↑	↑	↑	2,07	↑	↑	↑	↑	↑	66,7	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	414	↑	↑	↑	↑	↑	↑	404	ОТЛИЧНЫЕ				
4	Шекхан	золен	глина зеленовато-светлосерая, плотная	↑	↑	↑	↑	↑	0,5	↑	↑	↑	↑	↑	0,05	↑	↑	↑	↑	↑	0,41	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	438	↑	↑	↑	↑	↑	↑	82	БЕДНЫЕ				
5	Шекхан	олгопони	глина буровато-серая плотная	↑	↑	↑	↑	↑	1,06	↑	↑	↑	↑	↑	0,1	↑	↑	↑	↑	↑	1,37	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	417	↑	↑	↑	↑	↑	↑	129	УДОВЛ				
6	Демирчи	золен	сланцеватая глина серо-зеленая	↑	↑	↑	↑	↑	6,5	↑	↑	↑	↑	↑	1,19	↑	↑	↑	↑	↑	31,11	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	437	↑	↑	↑	↑	↑	↑	479	ОТЛИЧНЫЕ				
7	Демирчи	золен	глина зеленовато-серая плотная	↑	↑	↑	↑	↑	0,46	↑	↑	↑	↑	↑	0,24	↑	↑	↑	↑	↑	0,86	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	440	↑	↑	↑	↑	↑	↑	187	БЕДНЫЕ				
8	Демирчи	золен	сланцевая глина буровато-серая	↑	↑	↑	↑	↑	0,98	↑	↑	↑	↑	↑	0,51	↑	↑	↑	↑	↑	2,38	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	432	↑	↑	↑	↑	↑	↑	243	УДОВЛ				
9	Демирчи	золен	буров/темно-серая глина с легким запахом нефти, слоистая	↑	↑	↑	↑	↑	3,26	↑	↑	↑	↑	↑	0,82	↑	↑	↑	↑	↑	15,02	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	437	↑	↑	↑	↑	↑	↑	461	ОЧ.ХОР				
10	Аязхтарма	золен	глинистый сланец темно-серый, слегка песчанистый	↑	↑	↑	↑	↑	2,03	↑	↑	↑	↑	↑	0,3	↑	↑	↑	↑	↑	5,22	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	430	↑	↑	↑	↑	↑	↑	237	ОЧ.ХОР				
11	Аязхтарма	золен	глина бурая листовая песчанистая	↑	↑	↑	↑	↑	0,6	↑	↑	↑	↑	↑	0,05	↑	↑	↑	↑	↑	0,25	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	440	↑	↑	↑	↑	↑	↑	42	УДОВЛ				
12	Аязхтарма	-	вулканическая брекчия	↑	↑	↑	↑	↑	1,09	↑	↑	↑	↑	↑	0,08	↑	↑	↑	↑	↑	1,52	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	436	↑	↑	↑	↑	↑	↑	139	ХОРОШИЕ				
13	Агнохур	золен	глина зеленовато-серая, комковатая, рассычатая	↑	↑	↑	↑	↑	0,13	↑	↑	↑	↑	↑	0,03	↑	↑	↑	↑	↑	0,11	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	436	↑	↑	↑	↑	↑	↑	85	БЕДНЫЕ				
14	Агнохур	золен	горючий сланец темно-серый	↑	↑	↑	↑	↑	6,38	↑	↑	↑	↑	↑	1,13	↑	↑	↑	↑	↑	28,99	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	432	↑	↑	↑	↑	↑	↑	454	ОТЛИЧНЫЕ				
15	Чапылымыш	золен	глинистый сланец буро-серый	↑	↑	↑	↑	↑	3,66	↑	↑	↑	↑	↑	1,73	↑	↑	↑	↑	↑	20,07	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	432	↑	↑	↑	↑	↑	↑	548	ОЧ.ХОР				
16	Чапылымыш	мполен	горючий сланец	↑	↑	↑	↑	↑	6,69	↑	↑	↑	↑	↑	1,05	↑	↑	↑	↑	↑	14,88	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	411	↑	↑	↑	↑	↑	↑	222	ОТЛИЧНЫЕ				
17	Айрантекен	золен	глина зеленовато-серая, комковатая, рассычатая	↑	↑	↑	↑	↑	0,37	↑	↑	↑	↑	↑	0,01	↑	↑	↑	↑	↑	0,07	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	433	↑	↑	↑	↑	↑	↑	19	БЕДНЫЕ				
18	Айрантекен	мполен	горючий сланец темно-серый	↑	↑	↑	↑	↑	16,53	↑	↑	↑	↑	↑	0,95	↑	↑	↑	↑	↑	48,65	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	408	↑	↑	↑	↑	↑	↑	294	ОТЛИЧНЫЕ				
19	Гушчу	майкон	глинистый сланец темно-серый	↑	↑	↑	↑	↑	5,16	↑	↑	↑	↑	↑	1,31	↑	↑	↑	↑	↑	9,88	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	430	↑	↑	↑	↑	↑	↑	191	ОТЛИЧНЫЕ				
20	Гушчу	майкон	глина бурая песчанистая, слоистая с запахом нефти	↑	↑	↑	↑	↑	1,09	↑	↑	↑	↑	↑	1,43	↑	↑	↑	↑	↑	3,68	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	435	↑	↑	↑	↑	↑	↑	338	ХОРОШИЕ				

Рис. 1. Результаты исследований образцов выбросов грязевых вулканов западного борга Южно-Каспийской впадины (определяемые методом Rock Eval)

№ обр.	Название грязевого вулкана	Предп. оложи тельн ый возраст т	Название породы	Сорг, %										S ₁ , мг.УВ/г породы										S ₂ , мг.УВ/г породы										T _{max} , °C							НН, мг.УВ/г Сорг							УГЛЕВОДОРО ДНО-ГЕНЕРАЦИОН НЫЙ ПОТЕНЦИАЛ (К.Е.Петерс, 1994)
				1	2	4	8	10	26	0,5	1	1,5	2	3	14	1	3	10	30	50	160	410	430	450	480	510	530	50	150	300	450	500	650															
21	Учтена	золен	сланцеватая глина серая	↑					0,4	↑					0,04	↑					0,48	↑					428	↑						120	БЕДНЫЕ													
22	Учтена	золен	глина серая с зеленоват. оттенком, слоистая, плотная	↑					0,35	↑					0,03	↑					0,68	↑					428	↑						194	БЕДНЫЕ													
23	Бядован	золен	глина зелено-серая, сланистая, плотная	↑					0,54	↑					0,02	↑					0,25	↑					440	↑						46	УДОВЛ													
24	Бахар	-	глина бурая песчанистая, кривослоистая, плотная	↑					0,07	↑					0	↑					0,04	↑					527	↑						57	БЕДНЫЕ													
25	Боздаг-Гюздек	миолен	глинистый сланец светло-бурый	↑					5,13	↑					1,08	↑					30,02	↑					421	↑						585	ОТЛИЧНЫЕ													
26	Боздаг-Гюздек	миолен	горючий сланец	↑					27,65	↑					13,6	↑					165,2	↑					423	↑						598	ОТЛИЧНЫЕ													
27	Ченлдаг	майкон	глинистый сланец бурый	↑					11,91	↑					12,7	↑					80,54	↑					419	↑						676	ОТЛИЧНЫЕ													
28	Кечалдаг	майкон	глина сланцеватая, слабопесчанистая	↑					0,36	↑					0,02	↑					0,43	↑					427	↑						119	БЕДНЫЕ													
29	Кечалдаг	майкон	глина серая, слоистая, плотная, песчанистая	↑					0,81	↑					0,15	↑					1,2	↑					417	↑						148	УДОВЛ													
30	Кейреки	миолен	горючий сланец	↑					15,28	↑					1,77	↑					55,26	↑					408	↑						362	ОТЛИЧНЫЕ													
31	Кейреки	-	вулканическая брекчия	↑					0,74	↑					0,04	↑					0,68	↑					426	↑						92	УДОВЛ													
32	Отманбоздаг	-	глина темно-серая, плотная	↑					0,2	↑					0,02	↑					0,22	↑					434	↑						110	БЕДНЫЕ													
33	Агирме	миолен	горючий сланец	↑					8,61	↑					2,66	↑					55,54	↑					419	↑						645	ОТЛИЧНЫЕ													
34	Девебойну	золен	глина желтовато-серая, плотная	↑					0,76	↑					0,09	↑					0,57	↑					434	↑						75	УДОВЛ													
35	Б.Канизадаг	-	вулканическая брекчия	↑					1,37	↑					0,36	↑					2,43	↑					437	↑						177	ХОРОШИЕ													
36	Б.Канизадаг	-	глина бурая, песчанистая, листовая	↑					0,95	↑					0,27	↑					2,36	↑					437	↑						248	УДОВЛ													
37	Готур	золен	горючий сланец	↑					3,44	↑					0,87	↑					14,31	↑					434	↑						416	ОЧ.ХОР													
38	Готур	майкон	глина буро-серая, комковатая	↑					1,21	↑					2,43	↑					4,85	↑					428	↑						401	ХОРОШИЕ													
39	Готур	майкон	глина серо-бурая	↑					0,32	↑					0,02	↑					0,22	↑					425	↑						69	БЕДНЫЕ													

Рис.1. Результаты исследований образцов выбросов грязевых вулканов западного борга Южно-Каспийской впадины (определяемые методом Rock Eval) - Продолжение

Сопоставление результатов геохимических исследований образцов пород грязевых вулканов с классификацией нефтематеринских пород (по Тиссо, Вельте 1981 и К.Петерсу, 1986) по основным показателям свидетельствует о том, что образцы пород (в основном глины) грязевых вулканов относятся к классу хороших (богатых) и очень хороших (очень богатых).

Породы майкопской серии присутствуют в выбросах вулканов Гушчу, Чеилдаг, Кечалдаг, Готур. Тип керогена второй, соответственно тип генерированных углеводородов преимущественно нефтяного ряда. По полученным значениям S_1 можно сделать вывод, что породы майкопского возраста характеризуются от бедных до очень богатых генерационным потенциалом.

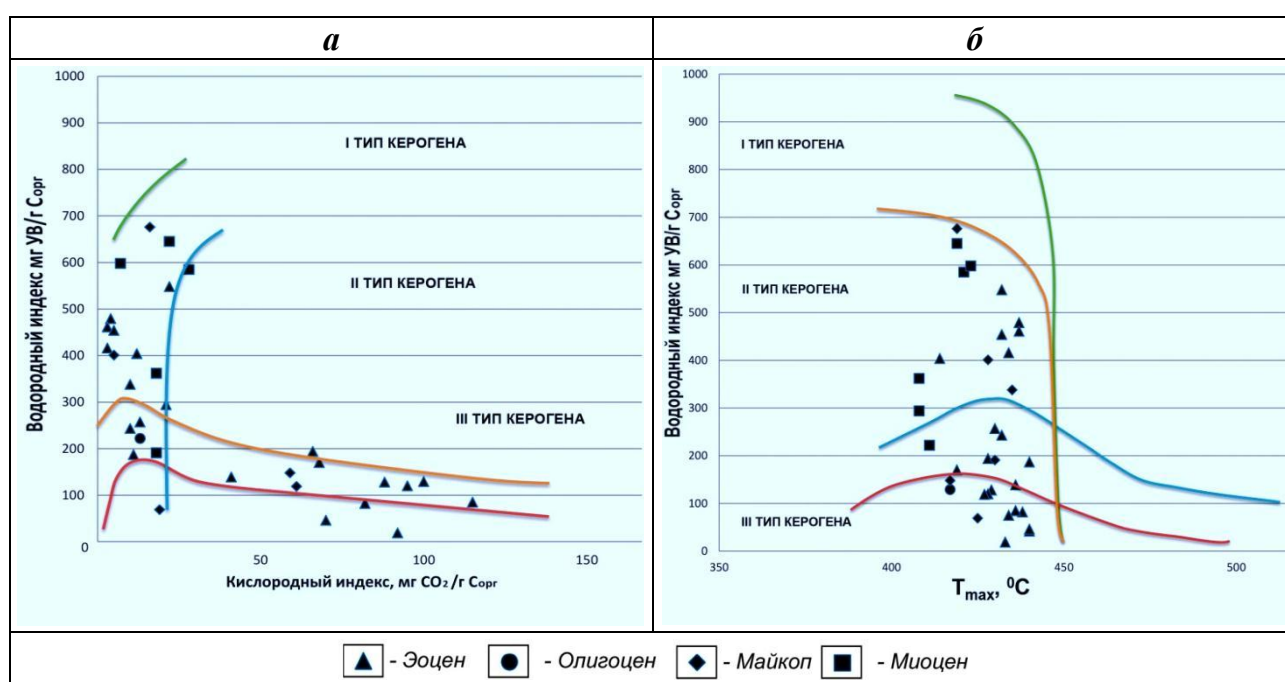


Рис.2. Определение типов керогена выбросов грязевых вулканов в координатах:

а - водородного и кислородного индексов, б – водородного индекса и температуры

Породы миоценового возраста представлены породами-выбросами грязевых вулканов Айрантекен, Боздаг-Гюздег, Агтирме, Чапылмыш, Кейреки и характеризуются от удовлетворительного до очень богатого углеводородно-генерационным потенциалом. В целом, по породам миоценового возраста можно сделать вывод о том, что они обладают большим остаточным генерационным потенциалом.

Породы миоценового возраста представлены грязевыми вулканами: Локбатан, Демирчи, Шекихан, Азахтарма, Агнохур, Чапылмыш, Айрантекен, Учтена,

Бяндован, Девебойну, Готур. Характеризуются показателями генерационного потенциала – от бедных до очень богатых. Последние еще имеют остаточный генерационный потенциал и незрелое рассеянное органическое вещество (РОВ).

Проведенные исследования коррелируются с изотопно-геохимическими исследованиями битумоидов керогена палеоген-нижнемиоценовых (майкопских) и диатомовых отложений, выявлено их четкое различие (Гусейнов Д.А.), согласно которому и битумоиды палеоген-нижнемиоценовых отложений характеризуются легким изотопом углерода, тогда как для диатомовых отложений типично явное обогащение тяжелым изотопом углерода. Как следствие, нефти, генерируемые этими отложениями, наследуют и проявляют такие же характеристики. Это обстоятельство позволило оценить вклад палеоген-нижнемиоценового и диатомового комплексов в насыщение резервуаров продуктивной толщи (ПТ) плиоценового возраста. В региональном плане изотопный состав углерода нефтей ПТ утяжеляется в сторону моря, что свидетельствует об увеличении в этом направлении роли очагов генерации нефти в диатомовых отложениях. Это хорошо согласуется с геологическими, сейсмическими, температурными данными и результатами бассейнового моделирования.

Глава 3. «Геотермические условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины»

В главе по результатам проведенного бассейнового моделирования были получены значения палео- и современных геотемператур в различных тектоно-седиментационных комплексах на всех этапах геологического развития Южно-Каспийской впадины.

Анализируя карты распределения температур различных гипсометрических срезов (3000, 6000, 9000, 12000, 15000, 18000 м – рис.3) по фактическим и расчетным данным скважин и модельным построениям видно, что температура на глубине 18 км не превышает 400 °С, на глубине 5 км в районе месторождения Талыш Вандам, температура около 130-140 °С, в районе Пирсагат на той же глубине – 90-100 °С.

Модельные построения свидетельствуют о существовании в Южно-Каспийской впадине нескольких стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных очагов образования флюидов в мезозойских, палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых отложениях. Это значит, что в условиях Южно-Каспийской впадины с мощностью осадочного выполнения, достигающей 32 км, и низким геотермическим

градиентом интервал флюидогенерации чрезвычайно растянут. Как показывают модельные построения, для наиболее погруженной части Южно-Каспийской впадины зона нефтегазообразования “растянута” на 8-10 км с верхней границей 10 км и нижней - 18-20 км. Наличие столь мощной зоны “нефтяного” и “газового” окна в центральной части Южно-Каспийской впадины позволяет прогнозировать вовлечение в зону флюидогенерации целого комплекса отложений.

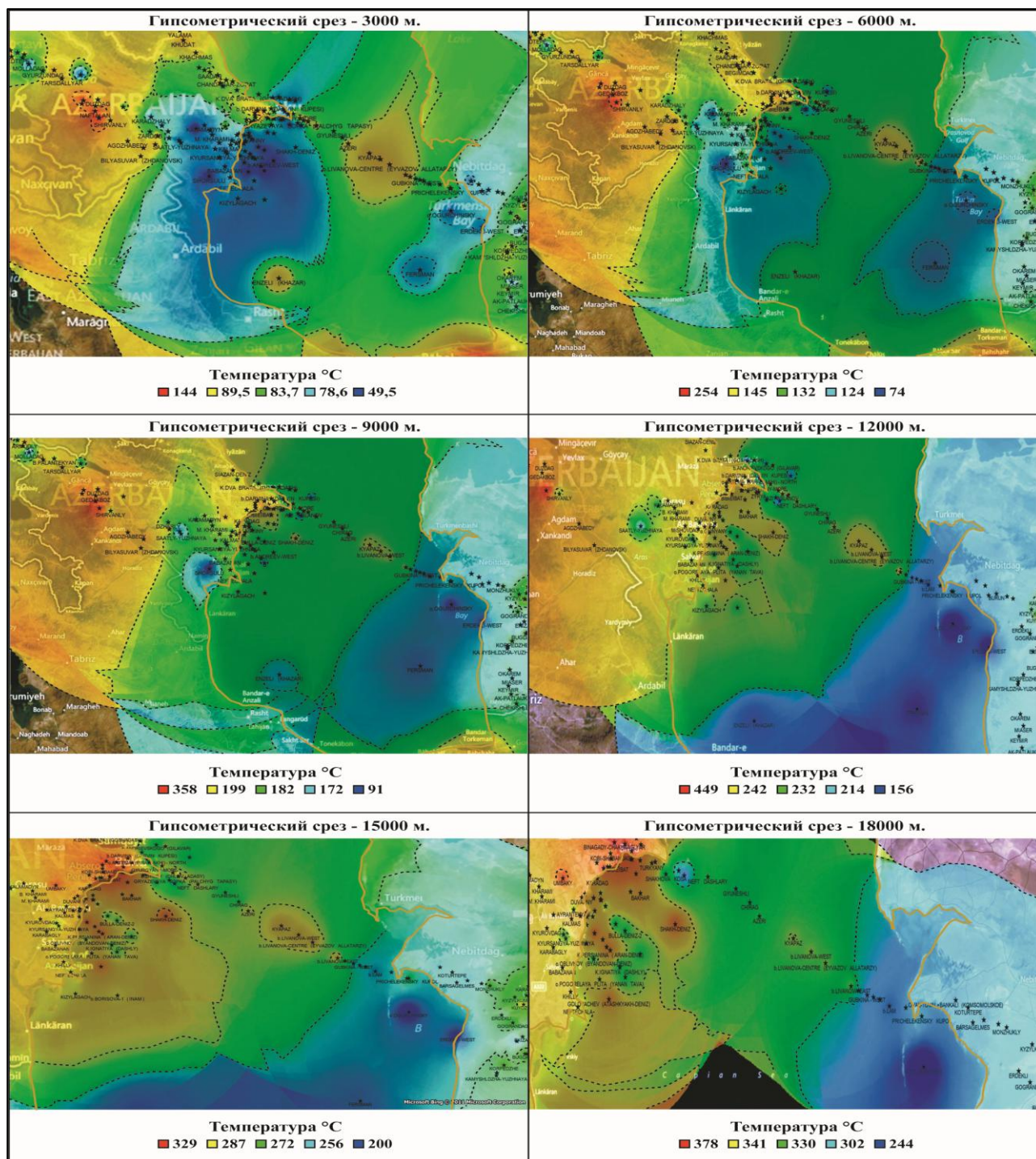


Рис. 3. Карты температур на гипсометрических срезах в настоящее время
(скважинные и расчетные данные)

Результаты исследований геотемпературных условий разрезов нефтегазоносных регионов могут служить вескими аргументами при решении вопросов, связанных с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов в геологическом пространстве, а также определением специфики гидродинамической и термобарической обстановок в природных резервуарах. В условиях Южно-Каспийской впадины, в частности, в Нижнекуринской впадине и Бакинском архипелаге, из-за аномально низких значений геотермического градиента (1,3-1,7 °С/100 м) данный процесс сильно замедлен (низкие значения теплового потока и градиенты – следствие высоких скоростей седиментации). Здесь на глубине 6000 м температура не превышает 100-110°С. В северо-западной и северной прибортовых частях бассейна в пределах Шамаха-Гобустанской и Апшеронской зон геотермический градиент несколько выше (2-2,2°С/100 м), поэтому очаги генерации здесь имеют несколько меньшую гипсометрическую приуроченность относительно осевой и глубокопогруженной частей впадины.

Глава 4. «Геобарические условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины»

В главе выявлено, что геобарическое поле Южно-Каспийской впадины характеризуется широким развитием АВПД в коллекторах и АВПоД в глинистых интервалах. Анализ геобарических условий Южно-Каспийской впадины позволяет заключить, что широко распространенные в осадочном чехле региона АВПД и АВПоД имеют *сингенетическую* (компрессионно-дегидратационную) природу генерирующихся за счет собственных внутренних энергетических ресурсов осадочных комплексов, и *эпигенетическую* (переточно-инъекционную) природу, которая связана с инъекцией в ограниченные замкнуто-упругие емкостные пространства пришлых высоконапорных агентов, а весь разрез бассейна представляет собой мощную единую, контролируруемую литологией и дизъюнктивной тектоникой геофлюидодинамическую систему.

Сингенетические АВПоД характерны для мощных, пространственно выдержанных, неравновесно консолидирующихся глинистых толщ и связаны в основном с их гравитационным и геотектоническим уплотнением и с дегидратационными процессами. *Эпигенетические АВПоД* характерны в основном для районов, где разрез выполнен чередованием плотных (нередко трещиноватых) глин с проницаемыми пластами, и осуществляется главным образом за счет

проникновения в глины флюидов из подстилающих углеводородных скоплений, обладающих большой высотой и значительными по этой причине избыточными давлениями, обусловленными разностью плотностей нефти, газа и пластовой воды.

Аномально высокие поровые и пластовые давления в Южно-Каспийской впадине являются результатом:

- вертикального проникновения в изолированные объемы высоконапорных флюидов из базисных интервалов осадочного разреза и геотектонического сжатия замкнуто-упругих природных резервуаров в коллекторах локальных поднятий;
- литостатического и тектоно-стрессового уплотнения при ограниченном оттоке поровых флюидов и дегидратационных катагенетических процессов, сопровождающихся выделением в свободную фазу дополнительных объемов поровых вод в мощных глинистых толщах;
- ореольного проникновения флюидов с избыточным давлением в глинистых покрывках над залежами углеводородов.

Аномально высокие поровые и пластовые давления могут быть использованы как показатели миграции природных флюидов. Исследование уровня пластовой энергии и значений гидравлических потенциалов позволяет использовать закономерности площадного и глубинного (по вертикали) распределения поровых и пластовых давлений и их градиентов в качестве индикаторов энергетических ресурсов природных резервуаров, направления и степени их реализации. Поровые и пластовые давления и их градиенты, соответствующие или близкие гидростатическим, в общем случае характеризуют обстановку относительной подвижности флюидов и осуществленной (или осуществляющейся) их миграции; аномально высокие поровые и пластовые давления в геофлюидодинамических системах и высокие значения градиентов свидетельствуют о напряженности гидравлического поля, затрудненности (лимитации) или отсутствии разгрузки в системе. Развитие АВПоД и АВПД на определенных участках территорий и в интервалах разреза, и как результат этого – существование в системах градиентов приведенных давлений, является важным и необходимым фактором для обеспечения регионального или межформационного движения подземных вод и сопутствующих им углеводородов (рис.4).

С учетом изложенного очевидно, что определение превалирующего вида миграции флюидов, условий формирования, размещения, и соответственно прогноза

нефтегазоносности на базе аномально высоких пластовых давлений основано на установлении направления и меры реализации приведенных градиентов АВПД, обуславливающих и регулирующих перемещение подземных вод и углеводородов, образование и сохранение их залежей.

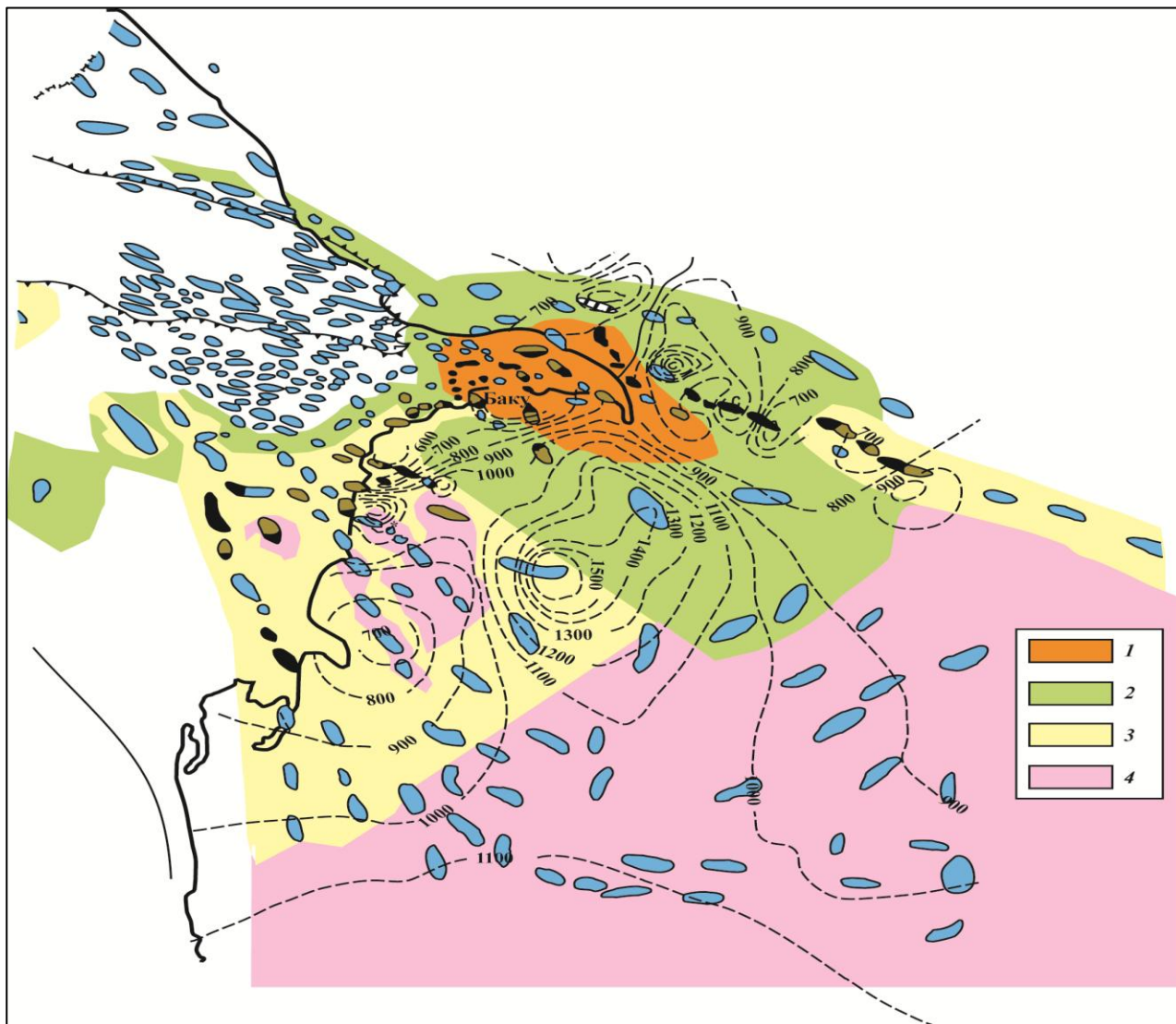


Рис.4. Распространение давлений в среднеплиоценовой продуктивной толще западного борта Южно-Каспийской впадины:

1 – зона гидростатических давлений; 2 – зона распространения умеренных АВПД; 3 – зона распространения интенсивных АВПД; 4 – зона распространения кульминационных АВПД; 5 – штрихами показан региональный тренд распространения АВПД.

Глава 5 «Генерация, миграция и аккумуляция углеводородов в Южно-Каспийской впадине»

5.1. Оценка генерационного потенциала мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины

Для решения задач оценки генерационного потенциала использовались результаты геохимических исследований, значения отражательной способности витринита и показатели термальной зрелости, на основе которых были созданы модели генерации УВ и распространения очагов флюидогенерации и степени зрелости материнских пород.

Результаты исследования степени зрелости предполагаемой материнской породы позволили воссоздать процесс эволюции очагов флюидогенерации:

Нижне и средне-майкопские материнские породы (олигоцен) находились в зоне генерации газа до конца понтийского времени (поздний миоцен), вплоть до отложения продуктивной толщи.

Верхне-майкопские материнские породы (нижний миоцен) находились в окне генерации нефти и вошли в окно генерации газа в конце понтийского времени. Зрелость ОВ в отложениях юго-западной части была выше, чем в северной, и эти материнские породы уже достигли окна генерации газа. В настоящее время большая часть верхне-майкопских материнских пород находится в газовом окне.

Чокракская и диатомовая свиты (средний и верхний миоцен). В конце понтийского времени в северной части бассейна чокракская свита только вступила в стадию генерации нефти. Однако ОВ диатомовой свиты все еще оставалось незрелым. В юго-западной части чокракская свита достигла окна пиковой генерации нефти. Что касается диатомовой свиты, то только нижняя ее часть достигла стадии генерации нефти.

Модельные построения, основанные на геохимических, термобарических исследованиях и технологии бассейнового моделирования, свидетельствует о том, что Южно-Каспийский бассейн, является полиочаговым бассейном, в пределах которого выделяются несколько стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных автономных очагов генерации УВ в мезозойских, палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых отложениях. Пространственное распределение очагов генерации УВ носит мозаичный характер и отвечает тектоническим особенностям отдельных блоков, ступеней и антиклинальных зон, литологической неоднородности и генерационному потенциалу отдельных стратиграфических

интервалов мезокайнозойского комплекса, региональной и локальной неоднородности теплового поля, пластовых температур и распределения давлений. Наличие очагов и их потенциальные возможности являлись определяющим фактором процесса генерации (интенсивности, продолжительности и др.) в бассейне.

Таким образом, в разрезе мезокайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины выделяются пять флюидогенерирующих интервалов: аален-байосский (средняя юра), валанжинский (нижний мел), палеоген-нижнемиоценовый (главным образом олигоцен-нижнемиоценовый или майкопский), диатомовый (средний-верхний миоцен) и калинский (низы нижнего плиоцена или продуктивной толщи, ПТ).

Познание механизмов генерации, миграции, формирования и размещения углеводородных скоплений в разрезе Южно-Каспийской впадины, необходимое для выбора оптимальных направлений геологоразведочных работ, предполагает установление пространственно-временных обстановок образования и перемещения, аккумуляции нефти, газа и конденсата, а также характера их присутствия во вмещающих природных резервуарах.

Оценка нефтегазогенерационного потенциала позволила выявить:

- последовательное уменьшение исходного потенциала (Н/Сат) сверху вниз по стратиграфическому разрезу – от 1,2-1,4 в ПТ (поле лейптинита на диаграмме Ван-Кревелена в модификации Дж. Ханта), через 0,8-1,1 в майкоп-эоценовом интервале, до 0,6-0,8 в отложениях верхнего мела;

- преимущественное распространение автохтонных битумоидов в ПТ до глубины 3,3 км, сменяемое ниже резким повышением частоты встречаемости остаточной и перемещенной (миграционной) их разностей;

- весьма высокие удельные концентрации высококипящих УВ в битумоидах пород ПТ – 1,56-16,4 кг/м³, свидетельствующие об их эпигенетическом происхождении; четкая подчиненность количественных показателей выхода жидких и газообразных УВ из пород катагенетической трансформации их РОВ.

На рис. 5 показано последовательное «омоложение» нефтей и конденсатов в указанных отложениях в направлении от бортового обрамления бассейна к его наиболее погруженной центральной зоне, и свидетельствует о правомерности выделения вышеуказанных нефтегазогенерирующих толщ Южно-Каспийской впадины.

Моделирование палео- и современных геотемператур в рассматриваемых комплексах на всех этапах геологического развития каждого из районов Южно-Каспийской впадины свидетельствует:

- что мезозойский комплекс за весь период существования бассейна – порядка 185-190 млн лет – прогрелся к настоящему времени в своей кровельной части до 167-216 °С (современные глубины залегания 6-11 км), в подошвенной – до 287 °С (глубины 12,5-21,5 км);

- палеоген-миоценовый комплекс за 55-60 млн лет – соответственно до 76-118 °С (глубины 3-6 км) и 154-237 °С (глубины 6-11 км); плиоцен-антропогеновый за 6-8 млн лет – до 66-112 °С в своей контактной зоне с подстилающими отложениями (глубины 3-6 км).

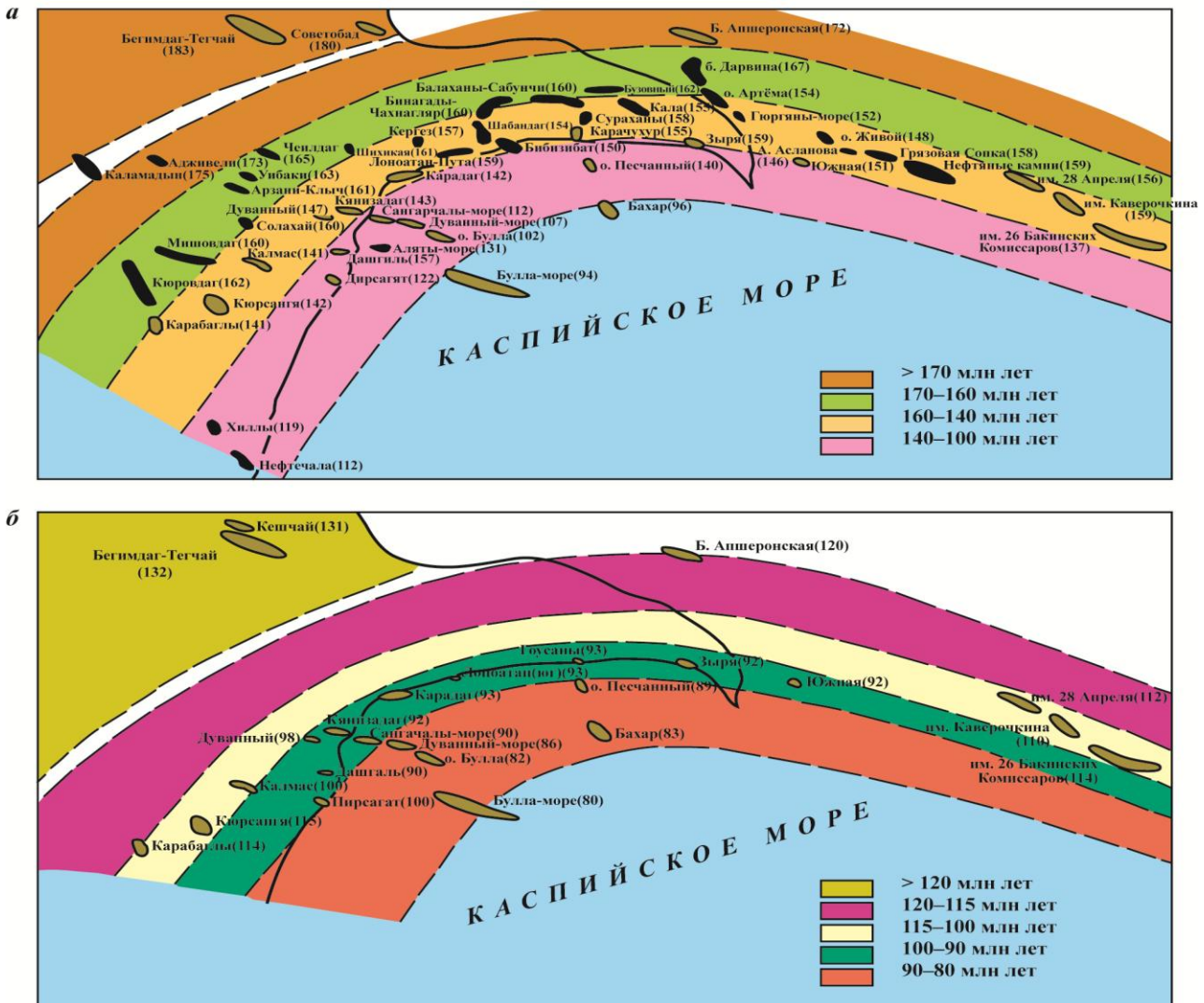


Рис. 5. Геохимический возраст нефтей и конденсатов продуктивной толщи Южно-Каспийской впадины (Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н.):

а - схематическая карта геохимического возраста нефтей; *б* - схематическая карта возраста конденсатов.

5.2. Условия миграции и аккумуляции УВ в Южно-Каспийской впадине

При моделировании миграция УВ к ловушкам расчет велся с учетом литологических характеристик пород и давления. При моделировании аккумуляции УВ прежде всего учитывались литологические характеристики перекрывающих пород. Для сохранности залежей УВ необходимо отсутствие факторов, ведущих к разрушению: эрозии, активных тектонических движений, проводящих разломов, длительного нахождения УВ в залежи. Как видно из моделей (рис. 6) часть углеводородов, мигрировавших из материнских пород, не смогла сформировать залежи по причине того, что к этому времени ещё не была образована региональная покрывка, и часть углеводородов мигрировали вверх по разломам.

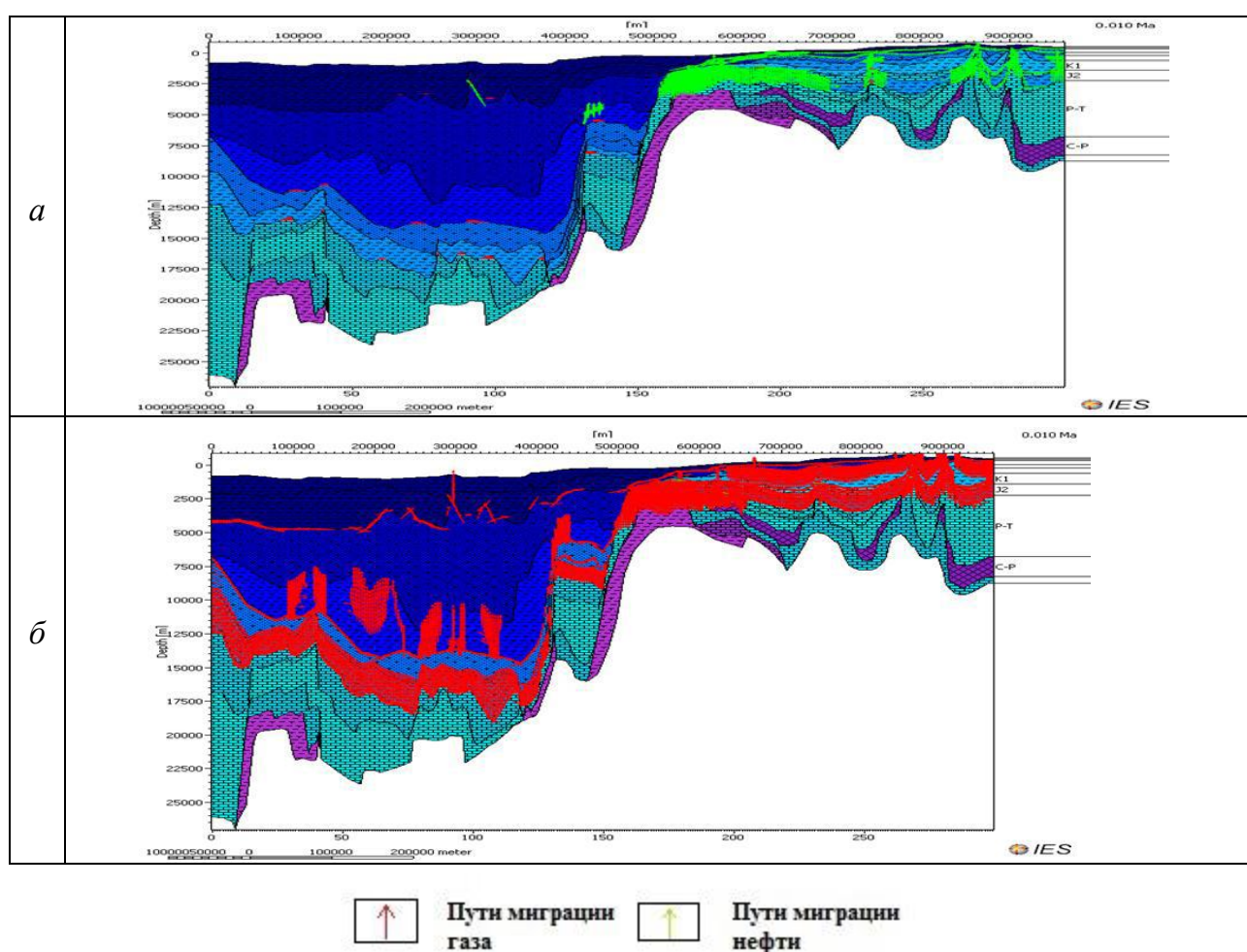


Рис.6. Модели миграции УВ жидких (а) и газообразных (б) углеводородов в Каспийской впадине

На полученных моделях особое место занимают уже открытые залежи УВ, что подтверждает достоверность моделей:

- нефтяная залежь в VII горизонте продуктивной серии месторождения Кянизадаг (рис. 7а);
- нефтяные залежи в V, VII, VIII горизонтах продуктивной серии месторождений Хара-Зиря и Булла-дениз (рис. 7б).

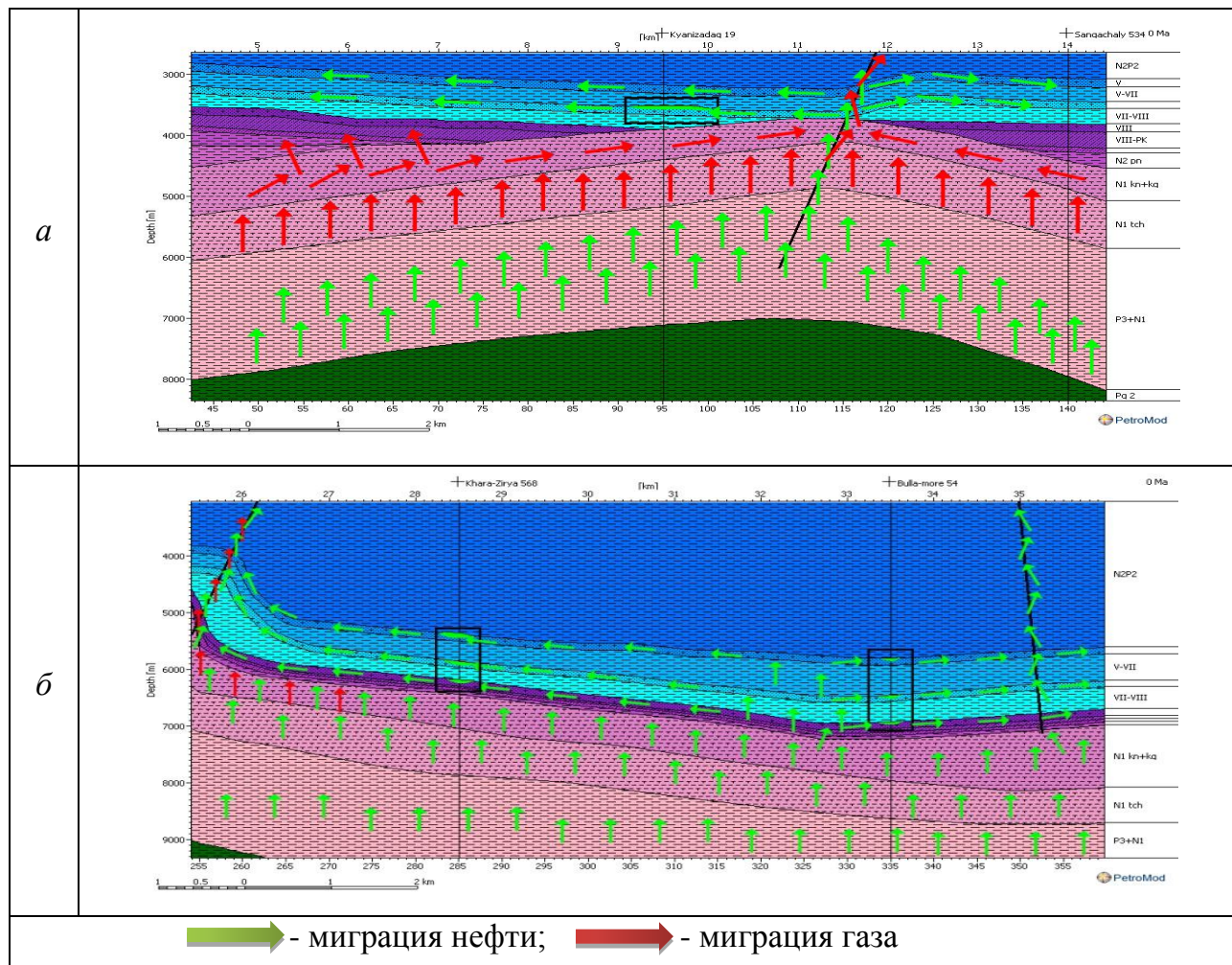


Рис. 7 – Модель процесса миграции жидких и газообразных углеводородов:
а - скв.19 месторождения Кянизадаг; **б** - скв.568 месторождения Хара-Зиря и скв.54 месторождения Булла-дениз.

Глава 6 «Перспективные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Южно-Каспийской впадине»

Проведенные исследования показывают, что дальнейшие перспективы поисков и разведки скоплений УВ в оншорной части впадины до глубин порядка 5 км, шельфой зоне и пришельфовой акватории в пределах изобат до 200 м и глубин порядка 6-7 км, (отвечающих гипсометрии подошвы мощной (до 5 км) терригенной глинисто-песчаной нижнеплиоценовой продуктивной толщи до 6,5-7 км) Южно-Каспийской впадины, связаны с глубокопогруженными горизонтами, а также с центральной глубокопогруженной зоной Южного Каспия (рис.8).

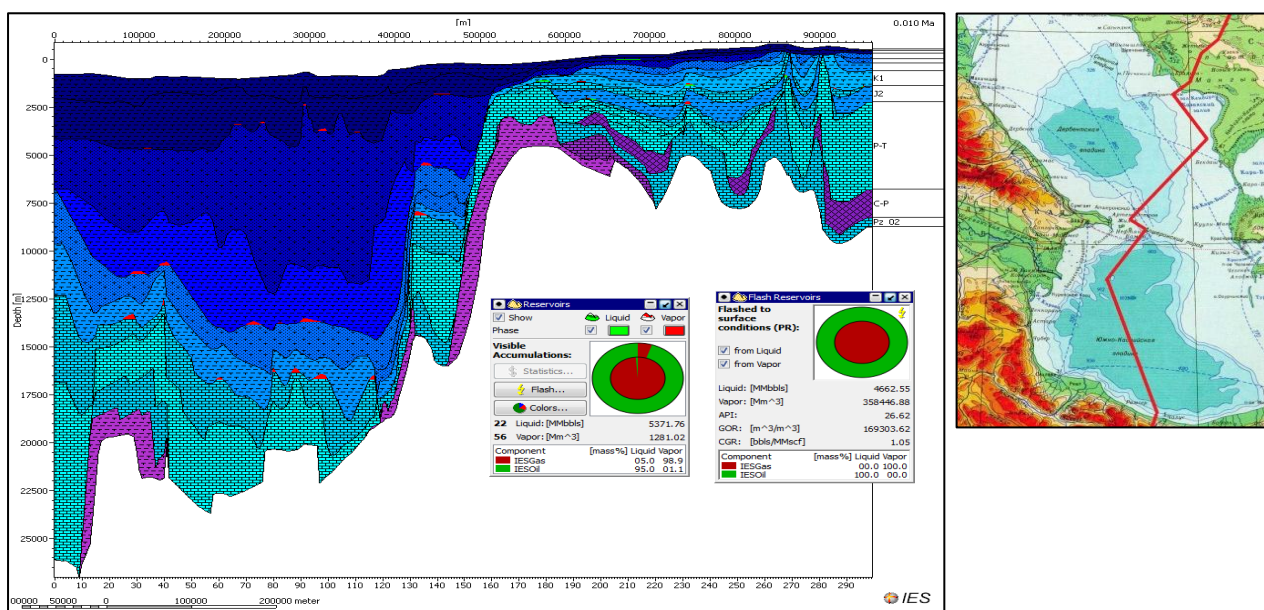


Рис. 8. Модель Каспийской впадины с указанием скоплений и ресурсов УВ

Важным направлением повышения ресурсной базы нефтегазового комплекса являются поисково-разведочные работы на новые стратиграфические этажи. Месторождения нефти и газа Южно-Каспийской впадины приурочены к терригенному среднеплиоценовому стратиграфическому комплексу – «продуктивной толще». Вместе с тем палеоген-миоценовые отложения представляют собой важнейший объект поисково-разведочных работ в Южно-Каспийской впадине. Их региональная нефтегазоносность определяет необходимость разработки новых методов поисков и разведки. Отложения палеоген-миоцена являются самыми качественными породами-источниками УВ в кайнозойском разрезе Южно-Каспийской впадины. Содержание $C_{орг}$ здесь достигает 7%, а генерационный потенциал оценивается как хороший и очень хороший.

Геофизические исследования и результаты бурения дают основание полагать, что в палеоген - миоценовых отложениях вместилищем нефти и газа, наряду с традиционными резервуарами, будут и нетрадиционные. Локализоваться УВ могут в зонах дробления, разуплотнения и трещиноватости пород.

Такие объективные факты как тип ОВ углеводород-генерирующих комплексов, величины газовых факторов нефтей, масштабы выбросов газа из грязевых вулканов, наличие крупных газоконденсатных месторождений, большое количество растворенных в пластовых водах углеводородных газов и другие показатели, а также результаты моделирования, говорят о высокой газонасыщенности недр и, соответственно, перспективах поисков крупных и гигантских газовых залежей на больших глубинах.

Для поисков газоконденсатных залежей представляют значения структуры продуктивной толщи, расположенные в центральной части Южно-Каспийской впадины. Здесь геофизическими методами установлены 15 крупных структур, в пределах которых предполагается открытие газоконденсатных залежей с высокими газоконденсатными факторами и нефтяными оторочками различного размера. Ресурсы газа в этих структурах оцениваются в десятки триллионов кубических метров.

Оценка генерационного потенциала мезокайнозойского комплекса, анализ условий миграции и аккумуляции УВ в Южно-Каспийской впадине позволили ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности и определить перспективные направления ГРП на нефть и газ на западном борту Южно-Каспийской впадины (Рис. 9).

Заключение

Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие **основные выводы:**

- На основе геохимических, термобарических исследований и бассейнового моделирования восстановлена пространственно-временная эволюция автономных очагов нефтегазообразования – 1) аален-байосский, 2) валанжинский, 3) эоценовый и олигоцен-нижнемиоценовый, 4) средне-верхне-миоценовый, 5) нижне-плиоценовый.
- Проведенные исследования выбросов грязевых вулканов Южно-Каспийской впадины методом Rock-Eval позволили установить типы керогена различных

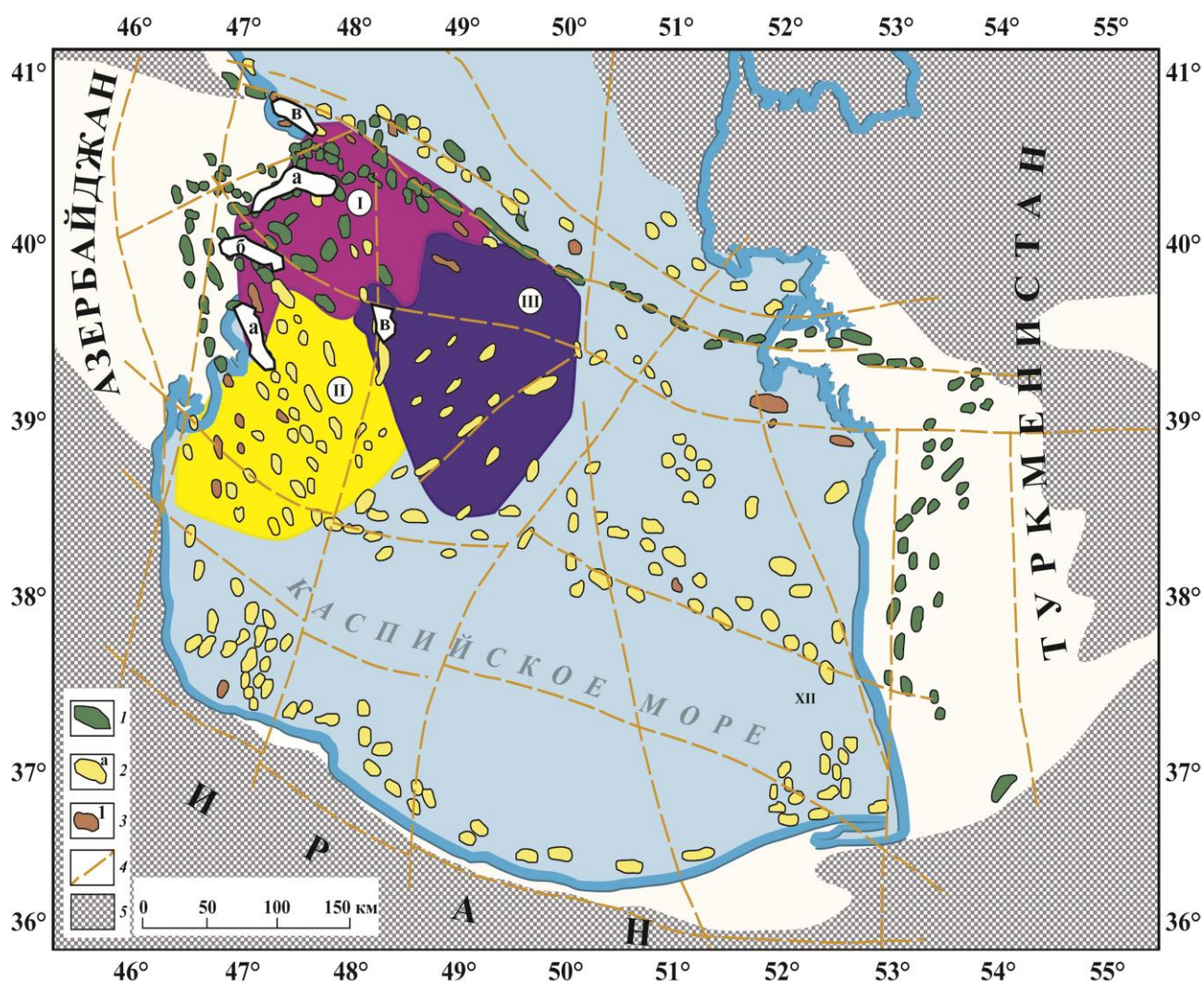


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности западного борта Южно-Каспийской впадины (использованы данные Гулиева И.С., Гусейнова Д.А., Керимова В.Ю., Рачинского М.З., Нариманова А.А., Юсифзаде Х.Б., и др.).

Возможные зоны углеводородонакопления:

I – высокоперспективные площади и участки для поисков нефтяных и газовых скоплений включающие главным образом Приапшеронскую акваторию; II – перспективные площади и участки для поисков нефтяных и газовых скоплений в нижнем отделе ПТ; III – перспективные площади и участки для поисков скоплений конденсата и газа, связанные с большими глубинами моря и резервуаров

а – по ПТ, б - по палеоген-миоценовым отложениям, в – по мезозойским отложениям

I – месторождения нефти, газа и конденсата; 2 – неопроискованные структуры; 3 – площади, не давшие положительных результатов при разведке; 4 – региональные разломы и разрывы; 5 – неперспективные земли

стратиграфических интервалов. Ранжированы выбросы грязевых вулканов по классам (Тиссо, Вельте, 1981 и К. Петерс, 1986). Обоснованы фоновые и аномальные значения содержаний метана и его гомологов для различных структурно-тектонических элементов района.

- Созданные геологические модели УВ систем показали, что очаги генерации УВ, приуроченные к различным гипсометрическим и стратиграфическим уровням в различных частях бассейна, смещены относительно друг друга, а интервал нефтегазообразования растянут до глубин от 7 до 12 км. В северной части среднеюрский и нижнемеловой комплексы практически полностью реализовали свой нефтегенерирующий потенциал к концу олигоцена и миоцена. Майкопские отложения в прогибах пребывают в стадии газогенерации, а в бортовых частях прогиба – нефтегенерации. Для северной части Южно-Каспийской впадины очаги генерации УВ газов соответствуют гипсометрическим глубинам 13-15 км, что соответствует интервалу палеогеновых и мезозойских отложений, а «нефтяное окно» приурочено к гипсометрическим глубинам 5-7 км и соответствует миоценовым отложениям.
- Геотемпературное поле и тепловой режим территории Южно-Каспийской впадины характеризуются существенно пониженными тепловыми потоками и температурами, что определяет возможности генерации УВ на больших глубинах. Региональная и локальная неоднородность теплового поля, мозаичный характер пространственного распределения пластовых температур определяются степенью дизъюнктивной дислоцированности, отвечают тектоническим особенностям отдельных блоков, ступеней, антиклинальных зон и единичных поднятий.
- Геобарические условия Южно-Каспийской впадины характеризуются повсеместным пространственным развитием аномально высоких поровых и пластовых давлений полигенной природы, что определяет геодинамику миграции и аккумуляции УВ и является критерием прогноза направления миграции и углеводородного насыщения природных резервуаров.
- Моделирование углеводородных систем позволило ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности и определить перспективы нефтегазоносности западного борта Южно-Каспийской впадины. Обоснована высокая перспективность северной и центральной части исследуемого региона, представляющие реальный интерес для постановки детальных геолого-геофизических изысканий и поисково-разведочных работ.

По теме диссертации опубликованы следующие работы:

1. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Карнаухова С.М., Мустаев Р.Н. Геотермическая и геобарическая характеристики разреза плиоцена на шельфе Туркменистана в связи с перспективами нефтегазоносности // Нефть, газ и бизнес. – Москва, 2010. - №10. – С.33-39
2. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухова С.М., Мустаев Р.Н. Геофлюидодинамическое поле и нефтегазоносность Южно-Каспийского бассейна – Гидрогеохимическая компонента // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2010. - №11. – С.30-38
3. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухова С.М., Мустаев Р.Н. Геофлюидодинамическое поле и нефтегазоносность Южно-каспийского бассейна - Геобарическая и Геотемпературная компоненты // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2010. - №12. – С.69-79
4. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухова С.М., Мустаев Р.Н. Геофлюидодинамическое поле и нефтегазоносность ЮКБ - Гидродинамическая и Углеводородная компоненты // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2011. - №1. – С.36-45
5. Мустаев Р.Н. Геодинамическое развитие каспийской впадины // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2011. - №2. – С.26-30
6. Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и разрушении залежей нефти и газа в Южном Каспии // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2011. - №6. – С.18-26
7. Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины // «Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина». Москва, 2011. - №1(262) – С.15-26
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н. Геологоразведочные работы в Туркменской акватории Южного Каспия - неудачи, перспективы и задачи // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2011. - №11. – С.17-24
9. Мустаев Р.Н. Геотемпературное поле Южно-Каспийского бассейна // Материалы XIX Губкинских чтений «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». – Москва, 2011. – С. 66-68
10. Шилов Г.Я., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н., Мукашева Н.В. О перспективах нефтегазоносности Туркменской акватории Южного Каспия // Материалы XIX Губкинских чтений. – Москва, 2011. – С. 75-77

11. Гаджи-Касумов А.С., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Мукашева Н.В., Енилин А.С. Особенности генерации УВ в ЮКб // Сборник тезисов 1-й международной конференции «Углеводородный потенциал больших глубин: Энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз» // – Баку, 2012. – С. 47-50
12. Керимов В.Ю., Алиева С.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Региональные особенности генерации и аккумуляции УВ в бассейнах Среднего и Южного Каспия по результатам моделирования // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2013. - №2. – С.29-38
13. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н., Мукашева Н.В., Серикова У.С. Прогноз и поиски месторождений нефти и газа в глубокозалегающих отложениях акватории Южного Каспия // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2013. - №3. – С.4-13
14. Керимов В.Ю., Алиева С.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Региональные особенности генерации и аккумуляции УВ в Северо- и Средне-Каспийской впадине по результатам моделирования // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. Москва, 2013. - №3. – С.36-44
15. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухов С.М., Мустаев Р.Н. Геотемпературное поле ЮКб // Отечественная геология. Москва, 2012. - №3. – С.17-24
16. Мустаев Р.Н. Генерационный потенциал мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского осадочного бассейна // Нефть, газ и бизнес. Москва, 2013. - №3. – С.33-39
17. Керимов В.Ю., Погорелова Е.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Механизм образования разрывных нарушений и трещин и их роль в формировании скоплений УВ // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. Москва, 2013. - №4. – С.4-13
18. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Опыт моделирования УВ систем в Каспийской впадине // Тезисы XX чтений Тезисы докладов XX Губкинских Чтений. – Москва, 2013. – С. 36-38
19. Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Перспективные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Каспийской впадине // Тезисы XX чтений Тезисы докладов XX Губкинских Чтений. – Москва, 2013. – С. 59-61