



А.А. АБИДОВ



ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА И МЕТОДИКА ПОИСКОВ ИХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

А.А. АБИДОВ

ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА И МЕТОДИКА ПОИСКОВ ИХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ



Издательство “Фан”
Академии наук Республики Узбекистан
Ташкент – 2010

АБИДОВ А.А. Генезис нефти и газа и методика поисков их местоскоплений. Т: изд-во “Фан” АН РУз, 2010. -258 с.

В монографии приведены результаты комплексных теоретических, полевых и лабораторно-экспериментальных исследований, проведенных за последние 10 лет по целенаправленному изучению вопросов микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов. Данная концепция легла в основу изобретения *«Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов»*, зарегистрированного в Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан.

Для геологов и геофизиков нефтегазового профиля, а также студентов по предмету «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа».

Р е ц е н з е н т ы:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.С. Шеин
академик АН РУз, доктор химических наук,
профессор А.А. Абдувахобов

**THE MINISTRY OF THE SUPERIOR
AND SECONDARY SPECIALIZED EDUCATION
OF REPUBLIC UZBEKISTAN**

**TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER ABU RAYHAN BERUNIY**

A.A. ABIDOV

THE GENESIS OF OIL AND GAS AND THE METHODOLOGY OF SEARCHES OF IT'S DEPOSITS



Publishing house "Fan"
of the Academy of Sciences
of the Republic of Uzbekistan
Tashkent - 2010

ABIDOV A.A. The genesis of oil and gas and the methodology of searches of it's deposits. T: "Fan" publishing house of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan. 2010. -258 p.

In monographs are presented the results of complex theoretical, field and experimental researches carried out for last 10 years for the un-equivocal studies of mixed-genetic scheme of the natural synthesis of hydrocarbon. This concept lay in the basis of the invention of «Methodology of detection of squares perspective for search and exploration of deposits hydrocarbon», registered in the State patent department of Republic Uz-bekistan.

This book is appointed for the broad circle of geologists and geophysicists of oil and gas profile, as well as may be used by students as to course «Theoretical bases and the methods of searches and exploration of oil and gas deposits».

R e v i e w e r s :

Doctor geological&mineralogical sciences, professor
V.S. Shein

Academician of AS of the Republic of Uzbekistan,
doctor of the chemical sciences, professor A.A. Abduvahabov

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	15
ОТ АВТОРА	17
ПРЕДИСЛОВИЕ	20
ВВЕДЕНИЕ	22
ГЛАВА 1 ЭВОЛЮЦИЯ ВЗГЛЯДОВ НА ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА	25
1.1. Классические аспекты происхождения нефти и газа	26
1.2. Микстгенетические аспекты природного синтеза углеводородов	40
ГЛАВА 2 СОВРЕМЕННАЯ МЕТОДОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ	47
ГЛАВА 3 ГЕОДИНАМИКА И ЕЁ ЗНАЧЕНИЕ В ГЕНЕЗИСЕ НЕФТИ И ГАЗА	52
3.1. Эволюция взглядов на геодинамику	52
3.2. Проблемы генезиса нефти и газа в свете геодинамики	68
3.2.1. Микстгенетические процессы метанообразования в современных условиях Мирового океана	82
3.2.2. Микстгенетические процессы нефтегазообразования в условиях кимберлитовых труб	87
ГЛАВА 4 ТРЕХМЕРНЫЕ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАНАЛОВ ГЛУБИННОГО ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА	89

4.1. Понятие и значение трехмерных физико-геологических моделей геодинамических структур	89
4.2. Трехмерные физико-геологические модели каналов глубинного тепломассопереноса	91
4.2.1. Канал ГТМП в районе месторождения Уртабулак	93
4.2.2. Канал ГТМП в районе месторождения Тегермен	95
4.2.3. Канал ГТМП в районе площади Гаджак-Боянгора	96

ГЛАВА 5

МИКСТГЕНЕТИЧЕСКАЯ СХЕМА

ПРИРОДНОГО СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ

И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ В ЛОКАЛЬНОМ ПРОГНОЗЕ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

101

5.1. Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов	101
5.2. Научно-теоретическая база микстгенетической концепции нефти и газа	102
5.2.1. Дегазация Земли и глубинный тепломассоперенос	104
<i>Дегазация Земли</i>	104
<i>Глубинный тепломассоперенос</i>	109
5.2.2. Тепловые поля нефтегазоносных территорий	110
5.2.3. Каналы глубинного тепломассопереноса: геологическая и физико-химическая природа функционирования	113
5.2.4. Численное термодинамическое моделирование процессов глубинного тепломассопереноса	116
5.2.5. Пространственная связь размещения скоплений углеводородов и каналов глубинного тепломассопереноса	119
5.3. Полевые методы картирования скрытых каналов глубинного тепломассопереноса	120

5.3.1. Термогеохимический метод съемки скрытых каналов ГТП	120
<i>Полевая геотермическая съемка</i>	121
<i>Геохимическая съемка</i>	124
5.4. Лабораторно-экспериментальные исследования микстгенетического синтеза углеводородов	131
5.4.1. Модели химических реакций микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов	132
5.4.2. Технологические условия проведения лабораторно-экспериментальных работ	136
<i>Лабораторная установка</i>	137
<i>Принцип работы лабораторной установки</i>	138
<i>Исходные продукты реакции</i>	139
5.4.3. Лабораторно-экспериментальные опыты по микстгенетическому синтезу углеводородов	141
<i>Лабораторно-экспериментальные работы первого этапа</i>	141
<i>Лабораторно-экспериментальные работы второго этапа</i>	142
5.4.4. Результаты лабораторно-экспериментальных опытов и выводы	143
<i>Расшифровка спектральных кривых по термодеструкции глицерина</i>	143
<i>Расшифровка спектральных кривых, полученных на лабораторной установке</i>	146
5.5. Дальнейшие исследования в области разработки микстгенетической концепции природного синтеза УВ	147
5.6. Прикладное значение микстгенетической концепции образования нефти и газа – локальный прогноз нефтегазоносности недр	148

ГЛАВА 6
МЕТОДИКА ПОИСКОВ ЛОКАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА: СТАДИИ И ВИДЫ ПОЛЕВЫХ
ТЕРМОГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ **151**

- 6.1. Термогеохимический метод картирования нефте-газоперспективных локальных площадей и его задачи **152**
- 6.2. Стадии и виды выполнения полевой съемки по термогеохимическому методу **152**
- 6.2.1. Крупномасштабное картирование каналов ГТП в пределах зоны нефтегазоаккумуляции **153**
- 6.2.2. Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманий, связанных с каналами ГТП **156**
- 6.2.3. Ранжирование закартированных аномальных термогеохимических зон по энергетическим характеристикам **158**
- 6.2.4. Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве аномальных термогеохимических зон **159**
- 6.2.5. Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ **159**

ГЛАВА 7
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
НЕКОТОРЫХ ТЕРРИТОРИЙ УЗБЕКИСТАНА
В СВЕТЕ СОВРЕМЕННЫХ ДОСТИЖЕНИЙ
НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ **165**

- 7.1. Ферганская нефтегазоносная область Тянь-Шань-Куньлунской провинции **168**
- 7.2. Устюртская нефтегазоносная провинция и прилегающая территория **189**
- 7.3. Чарджоуская нефтегазоносная область Туранской провинции **201**
- 7.3.1. Картирование геотермических и газохимических аномалий **205**

7.3.2. Выделение аномальных термогеохимических зон	212
7.3.3. Разработка критериев ранжирования аномальных термогеохимических зон	216
7.3.4. Составление схемы ранжирования аномальных термогеохимических зон	217
7.3.5. Картирование перспективных площадей в пределах аномальных термогеохимических зон	218
7.3.6. Краткая характеристика выделенных перспективных площадей	220
7.3.7. Переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических данных в пределах трех перспективных площадей Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны	223
7.3.8. Переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических данных в пределах трех перспективных площадей Бештепинской аномальной термогеохимической зоны	230
7.3.9. Практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ в пределах трех перспективных площадей Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны	239
7.3.10. Практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ в пределах трех перспективных площадей Бештепинской аномальной термогеохимической зоны	241
7.3.11. Дальнейшая программа проведения термогеохимических съемок в Чарджоуской нефтегазоносной области	242
7.4. Араломорская нефтегазоносная область Туранской провинции	243
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	247
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	250

LIST OF THE ADOPTED SHORTENING	15
FROM AUTHOR	17
FOREFORD	20
INTRODOCTION	22
CHAPTER 1. EVOLUTION OF VICES OF ORIGIN CIRCULATION OF OIL AND GAS	25
1.1. The Classical aspects of the origin of oil and gas	26
1.2. Mixed-genetic aspects of natural synthesis of hydrocarbon	40
CHAPTER 2. MODERN METHODOLOGY OF OIL-GAS GEOLOGICAL SCIENS	47
CHAPTER 3. GEODINAMIC AND IT'S IMPORTANCE IN GENESIS OF THE OIL AND GAS	52
3.1. Evolution look at geodynamical	52
3.2. The problems of the genesis to oil and gas in light geodynamical speakers	68
3.2.1. Mixed-genetic processes of the methane generation in the real conditions of the world ocean	82
3.2.2. Mixed-genetic processes of the oil and gas generation in the real conditions of kimberlite pipes	87
CHAPTER 4. THREE-DIMENSIONAL PHYSIC-GEOLOGICAL MODEL OF DEEP HEAT-MASS FLOW CHANNEL	89

4.1. Notion and importance three-dimensional physic-geological models of geodynamical structures.	89
4.2. Three-dimensional physic-geological models of deep heat-mass flow channel	91
4.2.1. Channel of DHMF in area Urtabulak	93
4.2.2. Channel of DHMF in area Tegermen	95
4.2.3. Channel of DHMF in area Gadzhak-Boyangora	96
CHAPTER 5.	
MIXTED-GENETIC SCHEME OF NATURAL SYNTHESSES OF HYDROCARBON AND IT'S IMPORTANCE IN LOCAL FORECAST OF OIL-GAS-POTENCHIAL DEPTHS	101
5.1. Principle model of mixted-genetic schemes of the natural syntheses hydrocarbon	101
5.2. Scientifically-theoretical base of the mixted-genetic concepts to oil and gas	102
5.2.1. Degasation of the Earth and deep heat-mass flow	104
<i>Degasation of the Earth</i>	104
<i>Deep heat-mass flow</i>	109
5.2.2. Heat fields of oil and gas areas	110
5.2.3. Channels of deep heat-mass flow: geological and physico-chemical nature function	113
5.2.4. Numerical thermodynamic modeling of the processes of deep heat-mass flow	116
5.2.5. The space connection of placing of agglomerates hydrocarbons and the channels of deep heat-mass flow	119
5.3. The field methods of mapping covered channels of deep heat-mass flow	120

5.3.1. Termogeochemical method of the mapping of channels of deep heat-mass flow	121
<i>The Field geothermal survey</i>	121
<i>Geochemical survey</i>	124
5.4. Laboratory-experimental exploration of mixed-genetic syntheses of hydrocarbons	131
5.4.1. Models of chemical reactions of mixed-genetic scheme of the natural syntheses of hydrocarbons	132
5.4.2. Technological conditions of the undertaking laboratory-experimental work	136
<i>Laboratory installation and principles it's work</i>	137
<i>Principle of working the laboratory installation</i>	138
<i>Source products to reactions</i>	139
5.4.3. Laboratory-experimental experiences on mixed-genetic syntheses of hydrocarbons	141
<i>Laboratory-experimental work in the first stage</i>	141
<i>Laboratory-experimental work in the second stage</i>	142
5.4.4. Results laboratory-experimental experience and findings	143
<i>Decryption spectral crooked on termodestruction of glycerine</i>	143
<i>Decryption spectral crooked</i>	146
5.5. Further studies in the field of mixed-genetic concepts of the natural syntheses HC	147
5.6. Applied importance mixed-genetic concepts of formation of oils and gas	148

CHAPTER 6.	
METHODS SEARCHING FOR LOCAL CONCOURSES	
OF OIL AND GAS: STAGE AND TYPES FIELD	
TERMOGEOCHEMICAL WORK	151
6.1. Termogeochemical method of the mapping of oil and gas local areas	152
6.2. Stages and types of the performing the field removal of termogeochemical method	152
6.2.1. Large-scale maping of DHMF channels within oil and gas zone	153
6.2.2. Large-scale maping of the areas of deep emanations in accordance with DHMF channels	156
6.2.3. Ranking of maped anomalous of termogeochemical zones by the energy potential	158
6.2.4. Separation and ranking the perspective local structures in space anomalous termogeochemical zones	159
6.2.5. Undertaking search-detelised seismic survey	161
CHAPTER 7.	
PROSPECTS OF OIL AND GAS OF SOME TERRITORIES	
OF UZBEKISTAN WITH THE MODERN ACHIEVEMENTS	
OF OIL AND GAS SCIENCE	165
7.1. Fergana oil and gas area of Than-Shan-Kunlun province	168
7.2. Ustyurt oil and gas province and adjoining territory	189
7.3. Chardozhou oil and gas area of Turan province	201
7.3.1. The maping of geothermal and geochemical anomalies	205
7.3.2. The separation of anomalous termogeochemical zones	212
7.3.3. Development of the criterion of the ranking of anomalous termogeochemical zones	216

7.3.4. Sheduling the scheme of the ranking anomalous termogeochemical zones	217
7.3.5. The maping of perspective areas within anomalous termogeochemical zones	218
7.3.6. Short feature chosen of farted perspective areas	220
7.3.7. Reinterpretation of available geology-geophysical data within three prospect areas of West-Beshtepe anomalous of termogeochemical zone	223
7.3.8. Reinterpretation of available geology-geophysical data within three prospect areas of Beshtepe anomalous of termogeochemical zone	230
7.3.9. Practical recommendations of undertaking the search geo-physical work within three farted perspective areas of West-Beshtepe anomaly termogeochemical zone	239
7.3.10. Practical recommendations on undertaking the search geo-physical work within three farted perspective areas of Beshtepe anomaly termogeochemical zone	241
7.3.11. The most Further program of the undertaking termo-geochemical of the removals in Chardzhou oil and gas area	242
7.4. Aral-sea oil and gas area of Turan province	243
CONCLUSION	247
LITERATURE	250

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

А

АВПД – аномально высокое пластовое давление
АН РУз – Академия наук Республики Узбекистан
АРЛП – Аравийская литосферная плита
АТЗ – аномалия типа «залежь»
АФЛП – Африканская литосферная плита

В

ВНИГНИ – Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

Г

ГИС – геофизические исследования скважин
ГМЯ – граница между мантией и ядром
ГОО – глубинный обитаемый аппарат
ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование
ГТМП – глубинный тепломассоперенос
ГФН – главная фаза нефтеобразования

Е

ЕАЛП – Евразийская литосферная плита

И

ИАЛП – Индо-Австралийская литосферная плита
ИГиРНИГМ – Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений

М

МОГТ – метод общей глубинной точки

Н

НГО – нефтегазоносная область

НГП – нефтегазоносная провинция

НГР – нефтегазоносный район

НООВ - нерастворимое остаточное органическое вещество

П

ПГС - полевая геотермическая съемка

О

ОАО – открытое акционерное общество

ОВ – органическое вещество

ОГТ – общая глубинная точка

Р

РАН - Российская Академия наук

РГУ – Российский государственный университет

РОВ - рассеянное органическое вещество

С

САЛП – Североамериканская литосферная плита

СВК - структурно-вещественный комплекс

СОХ - срединно-океанический хребет

Ф

ФГМ - физико-геологическая модель

У

УВ - углеводород

Ю

ЮАЛП – Южноамериканская литосферная плита

ОТ АВТОРА

Президентом Республики Узбекистан И.А.Каримовым 2010 год был объявлен Годом гармонично развитого поколения и в этом году флагману технических вузов Республики Узбекистан – Ташкентскому государственному техническому университету (ранее – Среднеазиатский политехнический институт – СазПИ, затем Ташкентский политехнический институт – ТашПИ) им. Абу Райхана Беруни, внесшему неоценимую лепту в воспитание и давшему высшее образование многочисленной армии молодежи, исполняется 90 лет со дня его основания.

В стенах этой кузницы кадров прошли студенческие годы и автора этих строк. Он в 1976 г. окончил учебу, получив соответствующую специальность на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». Во второй половине XX столетия на этой кафедре трудились видные ученые-нефтяники Узбекистана – доктора геолого-минералогических наук, профессора О.А. Рыжков, М.С. Саидалиева, А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев, З.С. Ибрагимов, кандидаты геолого-минералогических наук, доценты Е.М. Абетов, З.Р. Закиров, Х.К. Касымов, Т.С. Раупходжаева, А.С. Садыков, И. Халисмаев, Ш.И. Юлдашев и многие другие специалисты.

Академик АН РУз А.М.Акрамходжаев, занимавшийся долгие годы проблемой генезиса нефти и газа, опубликовав в 1973 году монографию «Органическое вещество – основной источник нефти и газа», читал для студентов V курса кафедры лекцию специально по данной проблеме.

Для тех лет по данной проблеме в целом было характерно то, что положения концепции об органическом характере образования нефти и газа доказаны, а вопрос о неорганическом синтезе углеводородов, иногда без его глубокого осмысления и раскрытия сущности несостоятельности, просто игнорировался.

Вопрос причинно-следственной связи глубинных термодинамических условий и невозможности существования углеводов в нижних слоях земной коры и тем более в верхней мантии оставался вне поля зрения.

В поисках ответа на этот вопрос в студенческие годы мне пришлось ознакомиться с трудами не только органиков, но также представителей неорганической гипотезы.

В ходе такой подготовки у меня возникла следующая мысль и я поделился ею с нашим лектором: «Если углеводороды не синтезируются неорганическим путем и в силу высоких термобарических условий нефть не может существовать в нижних слоях земной коры, то могут ли газо- или парообразные вещества из верхней мантии подобно вулканам подниматься вверх и рассеиваться в осадочном чехле? Затем в осадочном чехле вступать в реакцию с органическим веществом?». Этот вопрос остался открытым, так как в те годы, несмотря на научно-техническую революцию в науках о Земле в 1967 – 1968 гг. в западных странах, советские геологи в своих исследованиях все еще руководствовались постулатами «фиксизма». При этом осадочный слой земной коры рассматривался как автономная система в отрыве от нижнего гранитного, тем более от базальтового и более глубоких слоев Земли. Увеличение же температурного градиента с глубиной объяснялось только лишь погружением дна бассейна седиментации или же в отдельных случаях – распадом радиоактивных элементов. В то же время в западных странах от разработки теоретических основ новой глобальной тектоники, рассматривавшей литосферу и астеносферу во взаимосвязи, переходили к решению вопросов прикладного значения, в частности, к вопросу оценки перспектив нефтегазоносности недр, многие устоявшиеся положения общей геологии начали пересматриваться.

В 1978 г., когда я поступил в аспирантуру Московского института нефтехимической и газовой промышленности (ныне – РГУ нефти и газа) им. И.М. Губкина, мой научный руководитель доктор геолого-минералогических наук, профессор Э.А. Бакиров параллельно с моей кандидатской диссертацией поручил мне подготовить аналитические обзоры по следующим проблемам:

1. Критический анализ современных представлений о тектонике и истории развития земной коры: фиксизм и мобилизм.
2. Размещение и современные представления о формировании скоплений нефти и газа в межгорных впадинах.

Навыки, приобретенные в ходе подготовки этих аналитических обзоров, не только легли в последующем, после окончания аспирантуры, в основу моей будущей докторской диссертации, но и определили ход моих научных исследований на многие годы. Самое главное, тогда я убедился в теснейшей взаимосвязи различных сфер Земли, т. е. в том, что последняя является единой системой, а ее слагаемые (в упрощенном виде: ядро, мантия, земная кора) выступают как подсистемы.

Излагаемые в данной монографии результаты моих целенаправленных научных исследований, проведенных совместно с моими учениками и коллегами за последние 10 лет, берут свое начало от упомянутых выше аналитических обзоров конца 70-х годов XX столетия.

Таким образом, под мои рассуждения «о подъеме газо- или паробразных веществ из верхней мантии подобно вулканам вверх, затем вступлении их в осадочном чехле в реакцию с органическим веществом», в данной монографии теперь заложена стройная системная основа, благодаря полевым и лабораторно-экспериментальным исследованиям. И эти результаты были объединены в названную автором монографии микстгенетическую концепцию природного синтеза углеводородов, которая увенчалась изобретением «Способа выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов», зарегистрированного в Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данный научно-прикладной многолетний труд профессора А.А. Абидова знаменует собой новую страницу в нефтегазгеологической науке и направлен на решение не только одной из сложнейших фундаментальных проблем наук о Земле, но самое главное – нацелен на разработку критериев высокорезультативных поисков новых скоплений нефти и газа. Концепция, выдвигаемая в монографии, действительно имеет под собой стройную системную основу и является одновременно анализом и синтезом всей совокупности данных, отраженных в научной литературе, включая современные, опубликованные в свете теории плитной тектоники, а также результатов полевых съемок и лабораторно-экспериментального моделирования, проведенных при непосредственном участии и под руководством автора данной книги.

Разработки по картированию в полевых условиях нефтегазоперспективных участков базируются на реально существующих в природе каналах глубинного тепломассопереноса, играющих главенствующую роль в процессе образования углеводородов. Достоинством работы является не игнорирование органической теории образования нефти и газа, а совершенствование её, исходя из принципов системности и геодинамических процессов, протекающих в системе Земля. Именно поэтому автор назвал свою концепцию микстгенетической, т.е. нефть и газ – это продукты преобразования рассеянного органического вещества в результате воздействия на них ювинильного тепломассопереноса, идущих по каналам, представляющим собой ослабленные зоны земной коры.

Итогом исследований автора явилось изобретение, основанное на картировании в полевых условиях каналов глубинного тепломассопереноса. Данный способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов, назван в монографии термогеохимическим методом, который уже находит все более широкое применение в указанной сфере.

Полученные результаты по микстгенетической схеме нефтегазообразования по сути являются открытием ранее неизвестного природного явления - впервые доказано влияние глубинных

ювинильных газов, несущих с собой тепло на рассеянное органическое вещество, в результате взаимодействия которых образуются углеводородные ряды.

Начатые лабораторно-экспериментальные исследования по моделированию микстгенетического природного синтеза углеводородов считаю необходимым продолжить, но уже на основе технически более совершенных лабораторных установок.

**Доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.С. Шеин**

ВВЕДЕНИЕ

Проблема генезиса нефти и газа, несмотря на её более вековую историю, остается одной из дискуссионных и нерешенных. В целях решения этой проблемы с конца 50-х годов прошлого столетия ставились лабораторные опыты по термодеструкции органического вещества. Неорганиками проводились различные термодинамические расчеты, направленные на доказательство существования в условиях высоких давлений и температур углеводородов (УВ).

В результате этих исследований была установлена ведущая роль рассеянного органического вещества (РОВ) в процессе нефтегазообразования, протекающего в осадочной толще на различных отрезках геологического времени, и доказана несостоятельность неорганического синтеза природных УВ.

Вместе с тем, некоторые аспекты теории биогенного происхождения нефти и газа как научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр разработаны пока недостаточно. В этом ключе А.А. Бакиров (1987) писал, что «предстоят значительные комплексные геологические, геохимические и биохимические исследования, связанные с дальнейшим углубленным изучением ряда еще недостаточно изученных аспектов этой теории» (с. 29). Или А. Леворсен (1970) отмечал, «что мы еще не знаем, как образуются нефть и газ, как они движутся в пластах и аккумулируются в залежи. Если бы решение этих проблем было найдено, это очень помогло бы геологам-нефтяникам в выполнении их главной задачи – поиска новых залежей» (с. 18).

Уместно заметить, что проблема происхождения нефти и газа была исключена из числа рассматриваемых в последней четверти XX века на разных конгрессах и конференциях. Главной причиной этому послужило то, что в результате исследования проблем генезиса нефти и газа независимо от органического или неорганического подходов, не были разработаны конкретные критерии для поисков локальных скоплений УВ. Разработанные авторами существующих гипотез, схем или концепций образования нефти и газа критерии прогноза нефтегазоносности не могли ответить

на вопрос: «В каком конкретном локальном участке осадочного бассейна следует концентрировать геолого-геофизические работы для поисков нефти и газа?». Вопрос «Где же в пределах осадочных бассейнов надо искать локальные скопления нефти и газа?» – оставался открытым и требовал своего решения в свете современных достижений наук о Земле.

В начале XXI столетия, когда ученые в области наук о Земле подошли к осознанию того факта, что наша планета представляет собой единую систему, все части которой находятся в тесном взаимодействии, проблема генезиса УВ заново родилась, и начали проводиться связанные с этой проблемой международные конференции по темам: «Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре» (Ташкент, 2002), «Генезис нефти и газа» (Москва, 2003), «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов» (Москва, 2005). Выдвинутые на этих конференциях концепции образования нефти и газа показали, что последующая работа в этом направлении потребует модернизации наших представлений согласно новым геодинамическим представлениям с учетом того фактора, что доминирующее значение в образовании УВ, их состава и количества будут иметь реакции взаимодействия компонентов распада РОВ с поднимающейся тепломассой из верхней мантии и нижних слоев земной коры. При этом, главной задачей решения вопросов генезиса нефти и газа становится найти ответ на вопрос: где искать УВ, куда следует концентрировать объемы геологоразведочных работ? Словом, решение проблемы происхождения нефти и газа должно подвести геологов-нефтяников от регионального уровня к локальному прогнозу нефтегазоносности недр.

Для достижения этой цели автором данной монографии при участии ряда ученых и специалистов в течение более 10 лет были проведены целенаправленные лабораторные и полевые работы. Результаты этих лабораторных исследований и полевых работ регулярно докладывались на международных конференциях, презентациях по нефти и газу и публиковались в открытой печати (Москва, Ташкент, Торонто, Флоренция, Вашингтон, Токио, Берлин и в других городах), обсуждались с академиками АН России В.Е. Хаином, А.Н. Дмитриевским, докторами геолого-минералогических наук, профессорами Э.А. Бакировым, В.П. Гавриловым, Г.Ж. Жолтаевым, К.А. Клещевым, В.Н. Мелиховым, И.И. Нестеровым, В.С. Шеином. В процессе полевых работ и лабораторных исследова-

ний участвовали сотрудники ОАО «Узбекгеофизика» (К.А. Мирзаев, У.А. Нажмитдинов, Т.А. Гафуров), ОАО ИГиРНиГМ (доктор геолого-минералогических наук Ф.Г. Долгополов, кандидаты геолого-минералогических наук С.Р. Рамазанов, А.А. Поликарпов и научные сотрудники А.С. Туланов, У.Н. Рахматов, У. Камалходжаев), а также сотрудник Института биоорганической химии АН РУз доктор химических наук, профессор З. Тиллябаев. В организации полевых работ по термогеохимическим исследованиям неоценимая поддержка была оказана доктором геолого-минералогических наук, профессором Т.Л. Бабаджановым.

Данная монография была подготовлена к изданию на кафедре «Геология и геофизика нефтяных и газовых месторождений» факультета нефти и газа Ташкентского государственного технического университета им. Абу Райхана Беруни при поддержке ректора, доктора технических наук, профессора Ш.А.Шообидова и заведующего кафедрой кандидата геолого-минералогических наук, доцента И.Х.Халисматова. Рукопись была прочитана З.Тиллябаевым, Ф.Г.Долгополовым и кандидатом геолого-минералогических наук, доцентом кафедры Х.К.Касымовым, сделавшими ценные замечания по тексту.

Всем вышеперечисленным ученым и специалистам автор монографии выражает свою искреннюю признательность.

ЭВОЛЮЦИЯ ВЗГЛЯДОВ НА ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Происхождение нефти и газа является одной из нерешенных и сложнейших, в то же время имеющих важное практическое значение проблем в области прогнозирования нефтегазоносности недр. Все существующие теории и гипотезы по генезису нефти и газа, не считая экзотических (космическая, радиоактивная и т. п.), можно свести к трем основным направлениям: органическому, неорганическому и микстгенетическому, которые возникли и развивались в процессе получения и осмысления новой информации (рис. 1.1).

Первые два направления разрабатывались с начала XX века и широко известны по публикациям ряда ученых, придерживающихся как органического (Г. Потонье, И.М. Губкин, А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, А.М. Акрамходжаев, М.К. Калинин, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Хант, В.Е. Хаин, В.П. Гаврилов, Б.А. Соколов, О.Г. Сорохтин и др.), так и неорганического (Д.И. Менделеев, Ю. Кост, Э. Штебер, П.Н. Кропюткин, Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, Л.Н. Еланский, И.В. Гринберг, П. Макс, Э.Б. Чекалюк и др.) взглядов. Они являются классическими представлениями о генезисе нефти и газа (см. гл. 1.1).

Третье – микстгенетическое направление было разработано в конце XX – начале XXI века в связи с прочным укоренением в нефтегазогеологической науке геодинамических принципов (см. гл. 5). До появления данного направления процессы нефтегазообразования, рассматриваемые через призму органического синтеза, были истолкованы некоторыми исследователями также в свете теории новой глобальной тектоники (см. гл. 3.2 и рис. 1.1).

Поскольку в данной монографии обзору существующих современных концепций посвящена специальная глава 3.2. «Проблемы генезиса нефти и газа в свете геодинамики», то в настоящей главе ограничимся лишь обзором классических взглядов на анализируемую проблему.

XXI век

XX век

XIX век

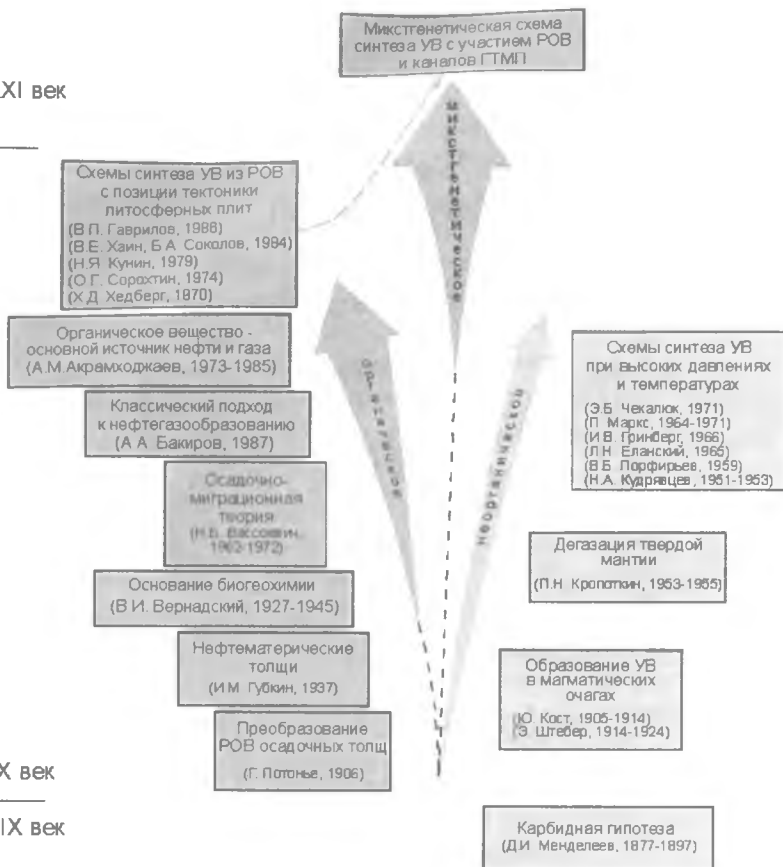


Рис. 1.1. Три основные направления генезиса нефти и газа (по А.А. Абидову)

1.1. Классические аспекты происхождения нефти и газа

Нефтегазгеологической наукой и практикой установлена ведущая роль рассеянного органического вещества (РОВ) в процессе нефтегазообразования, протекающего в осадочной толще на различных отрезках геологического времени, и доказана несостоятельность неорганического синтеза природных УВ.

Так, например, одна из первых схем неорганического происхождения нефти была создана русским химиком Д.И. Менделеем-

вым (1877–1878). Он считал, что углеводороды могут образоваться в недрах Земли при действии воды на карбиды тяжелых металлов в условиях высокой температуры ($\geq 1100\text{ }^{\circ}\text{C}$). Образование карбидов металлов Д.И. Менделеев представлял себе следующим образом: «Встреча железа с углем при образовании Земли тем вероятнее, что в природе преобладают элементы с малыми атомными весами, а между ними из распространеннейших самые тугоплавкие и, следовательно, наилегче сжимаемые суть именно углерод и железо. Они перешли в жидкий вид тогда, когда была еще температура полной диссоциации всяких соединений. От взаимодействия железо и уголь должны были дать углеродистое железо, и оно должно сохраниться накалившимся внутри земли. А от действия воды, особенно соленой, углеродистое железо и может дать нефть $\text{C}_n \text{H}_{2n}$.

Примерное равенство этого образования будет следующее:



Известно, что одним из распространенных тяжелых металлов является железо (Fe). Однако карбид железа (FeC) не может сохраняться в земной коре, богатой кислородом, так как в подобной геологической среде скорее всего будет происходить быстрое разложение карбида железа с образованием устойчивых окислов железа (Fe_2O_3), углекислого газа (CO_2) и окиси углерода (CO). Действительно, нахождение карбида железа (FeC), так же, как и карбидов других тяжелых металлов (Ti, Cr, Zr, V и др.), на земной поверхности считается минералогической редкостью. Такое обстоятельство ставит под сомнение образование углеводородов путем неорганического синтеза. Это с одной стороны.

С другой стороны, Д.И. Менделеев, для того чтобы обосновать свою химическую реакцию, вынужден был допустить проникновение воды во внутрь Земли на значительную глубину, где взаимодействие воды с карбидами металлов должно давать смесь углеводородных паров и воды. Вместе с тем этот исследователь не учел того, что на большой глубине, где температура среды должна быть $\geq 1100\text{ }^{\circ}\text{C}$, на которую указывал Д.И. Менделеев, водяные пары вообще не могут существовать. Так при критической температуре воды – $374,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, которая может частично подниматься при высоких давлениях, до $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, но не более, происходит полное разложение водяных паров на углерод и водород.

Таким образом, неорганическая схема природного синтеза углеводородов не может выдержать критику с позиций химических реакций, протекающих в условиях реальной геологической среды. Кроме того, гипотеза, основанная на реакции карбидов металла, в настоящее время не имеет распространения ввиду отсутствия доказательств содержания в литосфере значительного количества карбидов. Продукты указанных реакций, кроме метана, этилена и ацетилена, по составу не соответствуют природной нефти (В.К. Шиманский, А.М. Табер, 1972).

Наряду с карбидной гипотезой, эти авторы указывают на существование также взглядов на природную неорганическую генерацию УВ по следующим схемам:

1. Реакции по типу Фишера-Тропша из неуглеводородных газов с использованием катализаторов. Этот процесс принципиально прост, но технологически очень уязвим: колебания состава смеси (пары воды, водород, углекислый газ, окись углерода) не должны превышать 10%, а катализаторы работают лишь в строгом интервале температур. При этом конечный продукт по составу далек от природной нефти (см. гл. 3.2.1).

2. Реакции пиролитического или радиолитического разложения метана. В этом случае термобарические параметры эксперимента (газовая фаза при давлении 1 атм) не сопоставимы с природными. Продукты, кроме олифинов, также далеки от природной нефти.

Согласно данной точке зрения, первостепенную роль играет процесс глубинной углеводородной дегазации Земли, однако здесь не учитываются возможные химические реакции получения продуктов нефтяного ряда в естественных условиях. Кроме того, не объясняется приуроченность залежей нефти и газа к осадочным бассейнам, т.е. следующие основные генетические связи нефтеобразования с литогенезом (А.А. Бакиров, 1987):

- приуроченность абсолютно большей части выявленных ресурсов УВ (более 99,9 %) на всех континентах Земли к осадочным образованиям геологических периодов и эпох, характеризующихся сравнительно большим развитием органического мира растительного и животного происхождения, и вместе с тем — резкое уменьшение ресурсов УВ в отложениях тех геологических периодов и эпох, которые характеризуются резким падением развития органического мира на Земле (например, в триасе);

- установленный параллелизм процессов накопления ОВ, захороняемого в осадках, и процессов накопления ресурсов каусто-

биолитов, в том числе нефти, в течение отдельных геологических периодов, что несомненно отражает генетические связи как углеобразования, так и нефтеобразования с накоплением ОВ в осадках каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории Земли (см. гл. 8);

- содержание в составе нефтей кислородных, азотистых, сернистых и других соединений биогенного происхождения;

- оптическая активность нефтей, что может быть связано лишь с содержащимися в нефтях компонентами биогенного происхождения, поскольку УВ неорганического синтеза, как известно, оптически неактивны;

- присутствие в нефтях парафинов и соединений серы, которые при температуре свыше 250–300 °С разлагаются, что исключает возможность образования нефти при высоких температурах глубинных недр;

- сходство углеводородного состава нефтей отдельных стратиграфических подразделений с углеводородным составом битумной части ОВ, рассеянного во вмещающих отложениях этого же стратиграфического подразделения;

- близкое сходство изотопного состава углерода нефтей с изотопным составом ОВ, содержащихся во вмещающих породах, и существенное отличие его от изотопного состава углерода изверженных пород и неорганических соединений;

- сходство изотопного состава серы, содержащейся в нефтях и в битумной части ОВ, рассеяно во вмещающих их осадочных образованиях. Различия в изотопном составе углерода и серы нефтей в отложениях различных литолого-стратиграфических комплексов в пределах одной и той же нефтегазоносной области;

- открытие процесса превращения ОВ в УВ нефтяного ряда в современных и древнетретичных субаквальных осадках с установлением возрастающего их содержания по мере захоронения осадка;

- открытие во многих нефтегазоносных областях планеты залежей нефти в песчаных линзах, окруженных со всех сторон толщей практически газонефте непроницаемых глин мощностью иногда в сотни метров;

- экспериментальное подтверждение (моделирование) возможности преобразования ОВ в УВ нефтяного ряда (см. дальше).

Из вышеизложенного видно, что в классическом подходе к генезису нефти и газа органическая концепция имеет доказан-

ный характер с позиций как теории, так и практики нефтегазогеологической науки.

В связи с этим, не останавливаясь ниже в деталях неорганического синтеза природных УВ, рассмотрим органическую концепцию нефти и газа.

У истоков этой концепции стояли такие классики нефтегазовой геологии, как Г. Потонье (1906), Г. П. Михайловский (1906), Н. И. Андрусов (1908), А.Д. Архангельский (1925, 1928), И.М. Губкин (1934), В.И. Вернадский (1934), П. Траск и Х. Пэтнот (1932, 1939) и др., научное наследие которых детально проанализировано в трудах А.А.Бакирова (1959–1987).

Следует отметить, что первоначально сторонники биогенного происхождения нефти спорили о том, за счет какого источника ОВ она образовалась – растительного или животного. Но уже в 1906 г. Г.П. Михайловский на материале Северного Кавказа пришел к правильному выводу об участии в этом процессе обоих типов рассеянной органики. Этот вывод был подтвержден в 1927 г. А.Д.Архангельским на Северном Кавказе и в Черноморской впадине при изучении современных осадков.

Не вдаваясь в исторический аспект данного вопроса, отметим следующие классические подходы к процессам нефтегазообразования, которые были сформулированы А.А.Бакировым (1987) на основании обобщения взгляды исследователей XX века и творчески развивая научное наследие академика И.М.Губкина:

1. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре не являются каким-то уникальным геологическим явлением, приуроченным лишь к какому-то одному этапу развития нашей планеты, а имеют периодичный характер, тесно связанный с цикличностью литогенеза, и при наличии благоприятных условий с начала осадкообразования происходят в течение всех геологических периодов и эпох.

2. Процессы нефтеобразования и нефтенакпления в течение геологической истории имели региональный характер и развивались при наличии благоприятных условий в пределах обширнейших геологических провинций.

3. Преобразование захороняемого в осадке в диффузионно-рассеянном виде органического вещества в направлении нефтегазообразования может развиваться лишь в водной (субаквальной) среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в

течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. Образование углеводородных газов может происходить, кроме указанных условий, также из ОВ угленосных отложений, которые накапливались в континентальных условиях.

4. Преобразование исходного нефтематеринского ОВ в нефтяные УВ имеет многоступенчатый характер и происходит под действием целого ряда факторов, в том числе:

а) в начальной стадии распада ОВ – под действием биохимических процессов (микроорганизмов и ферментов). Роль микроорганизмов и ферментов в этой стадии проявляется: в гидролитическом распаде органического вещества; в создании в самом осадке биохимической обстановки, характеризующейся низкими отрицательными значениями окислительно-восстановительного потенциала и благоприятной для развития процесса преобразования органического вещества осадка и направления битумообразования; в качестве биокатализатора в процессе образования битумной части органического вещества;

б) в последующих стадиях продолжающегося метаморфизма захороненного в осадке органического вещества по мере погружения осадка, под действием главным образом температуры и давления. Кроме того, в этой стадии процесса нефтегазообразования определенную роль играют также природные катализаторы.

Необходимые для образования нефти и углеводородного газа термодинамические условия в этих стадиях возникают лишь при погружении вмещающих органическое вещество осадочных образований на соответствующие глубины. Следовательно, в отложениях, содержащих ОВ даже в значительных количествах, но не испытавших погружения на глубину, при которой в данных конкретных геологических условиях возникают необходимые для образования нефтяных УВ и эмиграции их из нефтепродуцирующих отложений в коллекторы термодинамические условия, нефтеобразование развиваться не может.

Интервалы глубин погружения, вмещающих рассеянное органическое вещество осадочных образований, в пределах которых активно развиваются процессы нефтегазообразования в различных геологических условиях, колеблются в широких пределах и зависят от: природы исходного ОВ; литологического состава вмещающих отложений; значения палеогеотермического градиента в пределах исследуемой территории в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории; продолжительности

геологического времени воздействия определенных температур и давлений на вмещающие органическое вещество отложения; особенностей и режима региональных тектонических движений, имевших место на данной территории в течение накопления отложений изучаемых стратиграфических подразделений и в последующие геологические эпохи.

5. Химический состав и физические свойства нефтей в литосфере в течение геологической истории каждой исследуемой территории не остаются постоянными, а изменяются в зависимости от состава исходного материнского ОВ, направленности, особенностей и режима региональных тектонических движений, развивавшихся в пределах рассматриваемой геологической провинции в течение последующих после образования скоплений углеводородов геологических эпох, продолжительности геологического времени (геологического возраста) нахождения нефти в тех или иных термодинамических условиях литосферы и т. д.

Таким образом, согласно классическим представлениям, источниками нефтяных углеводородов являются биоорганические молекулы, входящие в состав живых организмов – водорослей, микроорганизмов высших, низших животных и растений. Структуру живых организмов составляют пять типов органических соединений: 1) белки; 2) углеводы; 3) липиды; 4) пигменты; 5) лигнины. Соотношения данных типов органических соединений (ОВ) изменяются в определенных пределах для конкретных видов флоры и фауны.

Согласно классическим представлениям, после погребения и накопления осадочных пород биогенное ОВ претерпевает глубокие структурные изменения, которые, в конечном счёте приводят к формированию нефтематеринских свит. Дальнейшая эволюция рассеянного органического вещества (РОВ) протекает на фоне постепенного погружения, сопровождающегося превращением ОВ в нерастворимый геополимер – кероген. В его состав, кроме молекул ОВ, входит неорганическая составляющая, представленная обычно глинистыми минералами. По мере погружения осадочных толщ, сопровождающегося ростом температуры и давления, в керогене происходят различные химические превращения, приводящие к образованию углеводородов.

Во второй половине XX в. после опубликования классических работ акад. В. И. Вернадского, посвященных геохимии нефти и природных газов, значительные исследования были выполнены в

области изучения различных аспектов геохимии нефти и углеводородных газов, в том числе путем постановки лабораторных опытов (А.М. Акрамходжаев, А.Д. Ализаде, Г.А. Амосов, А.И. Ботмолов, О.В. Барташевич, О.К. Бордовский, Т. А. Ботнева, Н. Б. Вассоевич, В.В. Вебер, Э.М. Галимов, Л.А. Гуляева, А.С. Гаджи-Касумов, А.А. Геодекян, М.Ф. Двали, А.Ф. Добрянский, Н.А. Еременко, Д.В. Жабрев, А.А. Карцев, С.Г. Неручев, О.А. Радченко, К.Ф. Родионова, И.С. Старобинец, В.А. Соколов, Н.М. Страхов, Т.В. Тихомолова, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, И.А. Юркевич и др.).

Значительные исследования в этой области выполнены также учеными зарубежных стран, основные результаты которых обобщены в монографии Н. Бортоломея и У. Коломбо (в переводе под ред. проф. С.П. Максимова, 1970), сборнике «Органическая геохимия» (вып. 2. — М.: Недра, 1970), а также в учебном руководстве по геохимии нефти М. Луи (1967).

Попытки смоделировать в лабораторных условиях процессы, протекающие в результате захоронения РОВ и ведущие к образованию нефти и газа, предпринимались многими исследователями: С. Varcer (1974), «Происхож. нефти и газа...» (1972), «Органич. химия» (1967), Л.Е. Чичибабин (1963), А.А. Петров (1984), Ш.Ф. Мехтиев (1985), В.А. Соколов, М.А. Бестужев, Т.В. Тихомолова (1972), И.У. Юрг, Эйсма (1967), В. Тиссо, Д. Вельте (1981), J.Rubinstein, Strausz (1979), С.Д. Пустильникова, А.Л. Цедилина, М.И. Кравченко, А.А. Петров (1973), С.Д. Пустильникова, Н.Н. Абрютина, Г.П. Каюкова, В.Г. Зубенко (1982) и др. Эти работы в своем большинстве проводились при нагревании исходного вещества, т.е. в режиме пиролиза. Самые первые наблюдения по лабораторному моделированию нефтегазообразования показали, что данный процесс протекает скачкообразно и зависит от природы РОВ и значения температурного режима (С. Varcer, 1974). При действии высоких температур установлено образование алифатических свободных радикалов. Для пиролиза низкомолекулярных ОВ доказано наличие радикалов. В случае больших молекул вероятнее не отщепление радикалов, а расщепление всей молекулы на сравнительно крупные осколки. Непосредственное отщепление атомного водорода маловероятно, т. к. связь С—Н прочнее связи С—С.

Разрушение захороненного в осадках биогенного вещества начинается с белков. Вслед за белками и аминокислотами разложению подвергается углеводы, жирные вещества или липиды. Процессы их деструкции протекают при относительно невысоких

температурах с участием ферментов микроорганизмов. Различные газы образуются из функциональных групп, входящих в состав ОВ. Метан образуется за счет различных метоксильных групп, CO_2 – за счет карбоксильных, H_2S – тиольных, а аммиак – в результате распада аминогруппы аминокислот (А.А. Петров, 1984).

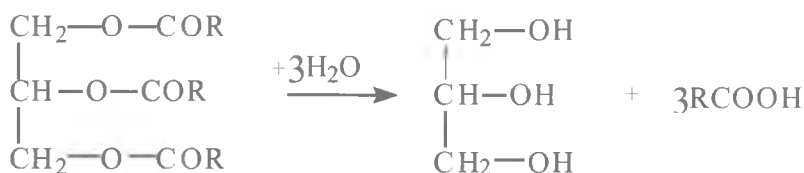
Для распада биогенного вещества требуется значительное количество тепла. Необходимым температурным условием для дальнейшей деструкции образовавшихся ОВ по данным различных авторов считается температура 80–150 °С. В естественных условиях осадочных толщ воздействие таких температур на ОВ длится несколько миллионов лет.

В лабораторных условиях для ускорения процесса прибегают к нагреву до 400 °С и выше (В.А. Соколов и др., 1972). Из этого следует, что состав продуктов искусственного пиролиза отличается от состава УВ нефти. Так, в продуктах пиролиза обнаруживаются олефины, чего не наблюдается в природной нефти. При длительном низкотемпературном нагреве керогена углеводороды образуются постепенно и их состав более близок к нефтяным.

С этих позиций значительный интерес представляет изучение состава УВ из различных составляющих биоорганических молекул. По типу содержащих органических молекул они делятся на кислоты, спирты и эфиры, могущие служить источниками нефтяных УВ («Происхож. нефти и газа...», 1972).

Многочисленные эксперименты были проведены при нагревании органических кислот. Нагревание проводилось до различных температур, начиная с 50 до 400 °С. Все опыты показали, что в них происходят превращения, сопровождаемые образованием разнообразных УВ.

Органические кислоты входят в состав природных животных и растительных жиров главным образом в виде глицеринов (Ш.Ф. Мехтиев, 1985):



При этом все жиры содержат в качестве неперменной составной части глицерин, а входящие в их состав жирные кислоты весьма разнообразны (табл. 1.1.1).

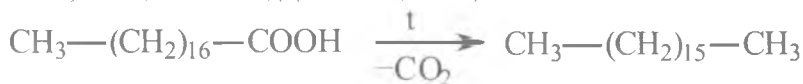
Таблица 1.1.1

Жирные кислоты, наиболее распространенные в растениях

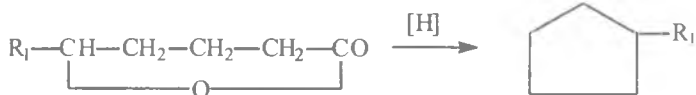
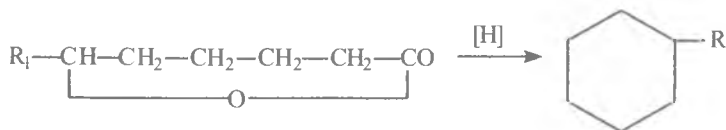
Название кислоты		Число атомов углерода	Химическая формула
Насыщенные	Лауриновая	12	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_{10} \text{COOH}$
	Пальметиновая	16	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_{14} \text{COOH}$
	Стеариновая	18	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_{16} \text{COOH}$
	Бегеновая	22	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_{20} \text{COOH}$
Не насыщенные	Олеиновая	18	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_7\text{CH} = \text{CH}(\text{CH}_2)_7\text{COOH}$
	Линолевая	18	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_4\text{CH} = \text{CHCH}_2\text{CH} = \text{CH} - (\text{CH}_2)_7\text{COOH}$
	Линоленовая	18	$\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH} = \text{CHCH}_2 - \text{CH} = \text{CHCH}_2 - \text{CH} = \text{CH}(\text{CH}_2)_7\text{COOH}$

Представленные жирные кислоты являются исходным материалом для изучения термолитиза ОВ природного происхождения. Наиболее важным моментом при образовании УВ из жирных кислот является потеря – COOH группы в исходной молекуле. Перераспределение атома водорода в дальнейшем приводит к образованию УВ алифатического, алициклического и ароматического рядов. Превращения указанных кислот протекают при температурах 100–200 °С в присутствии катализаторов – алюмосиликатов.

Образование нормальных алканов, в частности, было показано в экспериментах с бегеновой и стеариновой кислотами И.У. Юрг, Эйсмa, 1967; В. Тиссо, Д. Вельте, 1981):



Кроме прямого декарбосилирования, протекают и другие реакции, следствием которых являются образование серии нормальных алканов различной молекулярной массы. Под действием температурного фактора происходит превращение непредельных жирных кислот с образованием широкого спектра алканов, циклоалканов и аренов:



Образование алкилциклогексанов, а также метилалкилциклогексанов установлено в экспериментах, где исходным материалом служили олеиновая и стеариновая кислоты.

Образование УВ из бегеновой кислоты протекало при длительном (89 и 760 часов) её нагревании при 200 °С. В результате было отмечено образование УВ от C₃ до C₃₆. Среди УВ с C₃ до C₆ имеются ненасыщенные пропен, бутены, пентены, которые при дальнейшем нагревании превращаются в насыщенные. Ниже в табл. 1.1.2 приводятся данные о УВ, образованных из олеиновой кислоты при 250 °С.

В экспериментах («Происхожд. нефти и газа...», 1972; С.Д. Пустильникова и др. 1972; 1982) олеиновую кислоту выдерживали в закрытой стеклянной трубке. Трубку открывали в атмосфере азота, летучие продукты отгоняли струей водорода при 150 °С и собирали в сосуде, помещенном в жидкий азот. Анализ продуктов реакции проводили хроматографическим методом.

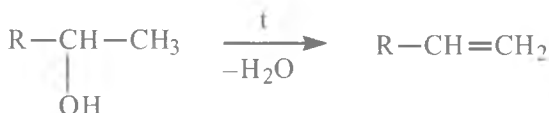
Образование УВ происходит при термодеструкции (200-300 °С) спиртов (Л.Е. Чичибабин, 1963).

При этом образуются очень реакционноспособные ненасыщенные УВ, которые при гидратировании превращаются в предельные или насыщенные УВ.

Лабораторные экспериментальные исследования, проведенные А.М. Акрамходжаевым совместно с Ш.Х. Амирхановым и А.В. Киршиным (1971–1978), показали, что из нерастворимого остаточного органического вещества (НООВ) нефтематеринских пород, оставшегося после обработки различными растворителями (орга-

Состав УВ, образованных из олеиновой кислоты

Типы УВ	%	Типы УВ	%
Насыщенные УВ		Ароматические УВ	
алканы	41,6	алкилбензолы	32,1
моноциклические нафты	29,5	инданы	37,9
бициклические нафты	17,1	динафтобензолы	15,0
трициклические нафты	7,6	нафталины	3,5
тетрациклические нафты	4,2	аценафты	0,8
		фенантрены	4,5
		нафтофенантрены	2,1
		пирены	4,1
Итого:	100	Итого:	100



ническими и неорганическими) с помощью масс-спектрометра, выделяются нефтяные УВ. Указанными экспериментами был доказан унаследованный характер этих УВ от преобразования органического материала в стадиях диагенеза и раннего катагенеза. Таким образом, было выявлено ранее неизвестное свойство ОВ осадочных пород сохранять и накапливать в своих микро- и малых порах в сорбированном состоянии жидкие и газообразные УВ — продукты собственного преобразования ОВ. Этими опытами были обнаружены автохтонные УВ, сорбированные самим ОВ. Данное открытие представляет существенный вклад в углубление дальнейшей разработки теории органического происхождения нефти.

По вопросу о том, на какой стадии литогенеза из захороняемого в осадке ОВ происходит нефтеобразование, взгляды исследователей расходятся. Одни исследователи утверждают, что образование УВ нефтяного ряда в процессе преобразования ОВ начинается уже в стадии раннего диагенеза и продолжается в стадии катагенеза (И. М. Губкин, А. А. Бакиров, М. В. Бордовская, И. О. Брод, Н. А. Еременко, В. В. Вебер, А. А. Ализаде, Э. Н. Алиханов, А. М. Акрамходжаев, В. А. Успенский, О. А. Радченко и др.), а другие утверждают, что образование нефтяных УВ происходит только в стадии катагенеза (Н. Б. Вассоевич, А. Ф. Добрянский и др.).

Но все сторонники теории биогенного происхождения нефти признают, что зональность в развитии процессов нефтегазообразования в разрезе литосферы существует, считая, что одним из главных факторов, контролирующих их в геохимической стадии преобразования ОВ, являются температура и давление, которые, в свою очередь, зависят от глубины погружения рассматриваемых отложений, геотермического градиента, направленности и режима тектонических движений в течение каждого рассматриваемого геологического века и периода.

По вопросу о глубине погружения нефтематеринских свит, при которой начинается активизация нефтеобразования и эмиграция нефтяных УВ из них в коллекторы, взгляды исследователей расходятся. Одна группа исследователей эту глубину определяет в 1200-1500 м, другая – порядка 2000 м. Некоторые исследователи считают, что эмиграция УВ из нефтематеринских отложений в коллекторы происходит при глубине погружения бассейна не менее 2500 м.

Например, В.В.Вебер (1956), в связи с обнаружением углеводородов в современных осадках, что было отмечено в работе Смита (1954), пришел к выводу об образовании нефти уже в процессе диагенеза осадков, причем в водоемах самого различного типа – от пресноводных до океанических. В дальнейшем Н.Б Вассоевич (1967) ввел понятие о ГФН, который по мнению этого ученого наступает много позже, чем на стадии диагенеза осадков, т.е. при погружении осадков на значительную глубину (не менее 2 км) и достижении ими температуры порядка 100 °С. В последующие годы он уточнил и глубину, и температуру, при которых наступает ГФН.

Однако, по мнению А.А.Бакирова (1973), глубина погружения, при которой начинается активизация нефтеобразования из захороняемого в осадке ОВ и эмиграция рассеянных УВ из нефтепроизводящих отложений в коллекторы, зависит от природы исходного ОВ, литологического состава вмещающих отложений, геотермического градиента в пределах рассматриваемой территории, продолжительности геологического времени воздействия определенных температур и давления на вмещающие исходное ОВ отложения.

Наряду с указанными факторами глубина нефтеобразования в литосфере, как было отмечено А. А. Бакировым (1973), в значительной степени зависит от особенностей и режима региональных тектонических движений в пределах исследуемых

территорий в течение накопления рассматриваемого литолого-стратиграфического подразделения и в последующие периоды геологической истории, что, к сожалению, до последнего времени некоторыми исследователями не учитывается.

Температура, а, следовательно, и глубина, при которой может начаться нефтеобразование из захороняемого в осадке ОВ в складчатых и платформенных условиях, неодинаковы. В геосинклинальных областях в процессе преобразования ОВ существенную роль может играть и динамометаморфизм, что соответственно будет влиять и на параметры термодинамических условий нефтеобразования.

В разных частях платформенных территорий температура и глубина нефтеобразования в различных стратиграфических подразделениях при прочих равных условиях могут колебаться в широких пределах в зависимости от режима колебательных движений в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. В областях, испытавших во время накопления ОВ и в последующие периоды устойчивое и сравнительно быстрое (в геологическом понимании этого слова) прогибание, или же в областях, характеризовавшихся после накопления потенциально нефтематеринских отложений относительно медленным прогибанием на фоне неоднократного чередования нисходящих и восходящих форм движений, значения температуры и глубины, при которых начнется нефтеобразование, для одних и тех же стратиграфических комплексов будут неодинаковы.

Следовательно, при определении термодинамических условий и интервалов глубин нефтеобразования в литосфере наряду с перечисленными ранее факторами (природа исходного материала, литология вмещающих отложений, геотермический градиент и геологическое время) необходимо учитывать также особенности и режим региональных палеотектонических движений в течение каждого исследуемого отрезка времени геологической истории.

В целом можно констатировать, что исследования, направленные на решение проблемы генезиса УВ путем постановки лабораторных экспериментов по термодеструкции ОВ, проводились с конца 50-х годов прошлого столетия. Однако они не были единообразными и систематическими, проводились в различных термобарических условиях, что затрудняло выявление определенных закономерностей образования УВ нефтяного ряда. При этом основное направление проведения экспериментов заключалось в анализе

динамики катагенетических преобразований РОВ для оценки продуктивности разреза. Вместе с тем, остаются дискуссионными вопросы как о механизмах самого процесса, так и о необходимых для него термобарических условиях.

Очевидно, что последующая работа в этом направлении потребует модернизации наших представлений не только о самих фазах преобразования РОВ, но и о процессах его перехода из одного состояния в другое, которые должны пониматься как последовательность отдельных межстадийных реакций, вполне конкретных, но еще не изученных. При этом необходимо учитывать, что согласно новым геодинамическим представлениям доминирующее значение в образовании УВ, их состава и количества будут иметь реакции взаимодействия компонентов распада РОВ с поднимающимися глубинными флюидами из верхней мантии и нижних слоев земной коры (см. гл. 5).

1.2. Микстгенетические аспекты природного синтеза углеводородов

Микстгенетическое направление природного синтеза углеводородов впервые было сформулировано в 1998 г. автором настоящей монографии в статье «Микстгенетическая гипотеза происхождения нефти и газа: эклектика или синтез?», опубликованной в № 2 «Узбекского журнала нефти и газа» (соавтор Ф.Г. Долгополов). В этой статье было отмечено, что преодолеть существующие противоречия между органическим и неорганическим направлениями генезиса УВ «способна лишь микстгенетическая гипотеза, основные положения которой сводятся к следующему:

- 1) исходными реагентами образования нефти и газа служат глубинные флюиды дегазации Земли и рассеянное органическое вещество;

- 2) осадочные бассейны с их особыми термобарическими условиями и каналами глубинного теплопереноса флюидов являются наиболее благоприятной вмещающей геологической средой нефтегазообразования;

- 3) система химических реакций микстгенетического образования УВ соответствует процессу разложения органического вещества под воздействием потоков глубинных флюидов» (с. 4 и 5).

Термин «микстгенетический» – это сложное слово, образованное сочетанием двух слов: «микст» < англ. «mixed» < лат. «mixtus»

– смешанный и «...ген» < *genos* – род; происхождение, в окончании сложных слов указывает на отношение данных слов к происхождению («Словарь иностр...., 1949»). Следовательно, термин «микстгенетический», означающий «смешанное происхождение», в нефтегазовой геологии автором был применен впервые, исходя из того соображения, что поднимающиеся из глубинных недр ювенильные вещества, достигая осадочных слоев, «смешиваются» с рассеянным в них органическим веществом, в результате чего образуются, при прочих равных условиях, углеводородные флюиды и газы.

Следует подчеркнуть, что нами при этом не допускалась мысль о смешивании, как предполагают в последние годы отдельные ученые (например, по В.П. Гаврилову), «двух углеводородных потоков: органического и неорганического».

В.П. Гаврилов (1986), выдвигая «геодинамическую (универсальную) концепцию образования нефти и газа», предложил выделять два основных механизма (модели) «производства» нефти: субдукционно-обдукционный и рифтогенный. Наряду с этими режимами он не отвергает существование традиционной депрессионной или бассейновой модели нефтегазообразования, которые характерны для ряда крупных внутриплатформенных впадин и для межгорных впадин, не осложненных рифтогенезом. Следует здесь отметить, что в природе не встречаются внутриплатформенные впадины, которые не были бы осложнены в своих основаниях палеорифтовыми системами, а межгорные впадины не испытали бы эффект субдукции или коллизии. Следовательно, при рассмотрении вопросов нефтегазообразования в пределах внутриплатформенных впадин и межгорных впадин следует также не упускать из вида геодинамических факторов, влияющих на генезис углеводородов.

В.П. Гаврилов (2005), рассматривая вопросы генезиса нефти и газа, пишет, что «нельзя исключать также возможность образования углеводородных соединений по механизму, предложенному узбекскими (Абидов и др., 2004) и украинскими (Кичка, 2004) учеными» (с. 147).

Таким образом, этот ученый в буквальном смысле «объединил» все существующие гипотезы и концепции образования нефти и газа, и назвал такой подход «геодинамическим (универсальным)», а в последующие годы для обозначения такого подхода он применил термин «микстгенетический», но вкладывая в его содержание

другой смысл. Вот что пишет В.П. Гаврилов (2002): «Основываясь на них (*геодинамических подходах* – разрядка моя — А.А.), нами предложена геодинамическая или микстгенетическая концепция образования углеводородов» (с.180). И далее автор делает ссылку на свои ранние работы: «Происхождение нефти» (М.: Наука, 1986, с.176) и «Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия», опубликованную в журнале «Геология нефти и газа» (№ 6, 1998, с. 2-12). Однако в этих работах автора термин «микстгенетический» не был применен, и речь в них шла о геодинамических (универсальных) моделях нефтегазообразования. Или в другой работе он пишет: «Образование углеводородов обязано различным причинам, носит смешанный (микстгенетический) характер. Изложенную концепцию образования нефти и газа предлагается называть геодинамической моделью» (В.П. Гаврилов, 2005. с. 147).

В последние годы появились публикации, признающие такую многовариантность процессов генезиса нефти и газа. К «многовариантным», наряду с геодинамической (универсальной) концепцией В.П. Гаврилова, относятся: полигенез нефти и газа по А.Н. Дмитриевскому, дивергенция биогенной и абиогенной концепций по М.В. Родкину, дуалистическая абиогенно-биогенная теория И.М. Свореня и И.М. Наумко, осадочно-неорганическая гипотеза И.И. Чебаненко, общая теория, объединяющая органический, неорганический и космический подходы к проблеме по Б.А. Соколову, О.К. Баженовой, Э.А. Абля.

Так, например, А.Н. Дмитриевский (2003) пишет, что «концепция полигенеза нефти и газа предполагает возможность образования месторождений нефти и газа за счет:

- биогенных источников;
- абиогенных источников;
- преобразования органического вещества, сбора микронепфти в залежи с дополнительной подпиткой глубинными углеводородами;
- органического материала, прошедшего глубинное преобразование (субдукционная нефть)» (с. 105).

Суть дивергенции биогенной и абиогенной концепций по М.В. Родкину (2003) заключается в том, что по аналогии с процессами реакций Белоусова-Жатобинского и Фишера-Тропша, образование больших объемов нефти из РОВ возможно в том случае, если синтез нефти является одним из компонентов существенно неравно-

весного процесса, когда в реакционный объем поступают вещество и энергия и из него выносятся продукты реакции. Далее этот автор пишет, что в рамках такого подхода, «одного наличия богатых РОВ пород, длительное время находящихся при высоких температурах, недостаточно для развития процесса нефтегенеза. Необходимыми условиями генерации значительных объемов нефти являются также поступление в нефтематеринские толщи потока вещества и энергии и вынос из реакторной зоны продуктов нефтеобразования (где внос и вынос могут реализоваться только в виде потоков флюида)» (с. 274). При этом, по мнению М.В. Родкина (2003), тектоническими структурами, наиболее отвечающими требованиям реализации схемы проточного химического реактора, являются зоны глубинных надвигов, в частности зоны субдукции. Зона массивной серпентинизации, считает этот автор, мощностью до 40 км со скоростью прохождения веществом фронта реакции в несколько см/год (скорость субдукции) является важным потенциальным источником потоков abiогенного метана, проявления которых фиксируются в различных современных и древних зонах субдукции.

Согласно дуалистической abiогенно-биоогенной концепции И.М. Свореня и И.М. Наумко (2003), гигантские и сверхгигантские месторождения образовались из неорганических и органических исходных углеводородсодержащих веществ под влиянием глубинного высокотемпературного флюида в жестких физических, физико-химических и геологических условиях земной коры. Внедрение в полость глубинного разлома этого флюида с аномально высокими параметрами температуры, давления, химически активных веществ и т. д., по мнению авторов дуалистической abiогенно-биоогенной концепции, сопровождается появлением и протеканием следующих физико-химических природных явлений:

а) дополнительным мощным адиабатическим сжатием флюида;

б) образованием тектонических микро- и макротрещин, субмикротрефктов;

в) возникновением высоковольтного электромагнитного поля;

г) появлением окислительно-восстановительной реакционной среды;

д) синтезом углеводородов и формированием нефтегазовых залежей – месторождений;

е) формированием прожилково-вкрапленной минерализации с процессами цементации.

Благодаря этим явлениям, считают И.М. Свореня и И.М. Намумко (2003), в среде глубинного высокотемпературного флюида в пределах земной коры создаются условия и реализуется механизм синтеза углеводородов из любых углерод- и водородсодержащих веществ. В этой «жесткой физико-химической и геологической обстановке всякие вещества: слабо измененная органика, гидраты, вода, диоксид углерода, карбонаты и др. становятся исходными источниками углерода и водорода при синтезе углеводородов» (с. 293–294).

Как видно из вышеизложенного краткого обзора, взгляды исследователей по многовариантности процессов генезиса нефти и газа сводятся к признанию как неорганического, так и органического синтеза УВ в более модернизированных вариантах на основе современных достижений науки. Такой подход, основанный на многовариантности генезиса нефти и газа, в корне отличается от развиваемого нами микстгенетического подхода к природному синтезу УВ.

В связи с этим, в целях избегания путаницы в понятийно-терминалогической базе микстгенетической схемы генезиса нефти и газа, целесообразно было бы обозначить вышеосвещенное направление, признающее многовариантность образования УВ другим, в отличие от микстгенетического, более подходящим термином, раскрывающим суть вопроса, т.е. многообразие генезиса нефти и газа. Таким подходящим термином для подобных взглядов является предложенное А.Н.Дмитриевским название – «полигенез нефти и газа». А термин «микстгенетический» следует сохранить в его первоначально предложенном А.А.Абидовым (1998) содержании, т.е. генезиса нефти и газа в результате воздействия глубинного тепломассопереноса на РОВ.

В.Е. Хаин, И.Д. Полякова (2003), рассматривая геодинамические предпосылки нефтегазоносности континентального склона глубоководных впадин, писали: «В большинстве случаев накоплению нефтематеринских толщ предшествовали рифтинг и спрединг с излияниями мантийной магмы, способствовавшей интенсивному прогреву и поступлению в отложения метана и водорода, что активизировало генерацию углеводородов» (с. 369). Эти авторы справедливо подчеркивают, что формирование углеводородных скоплений глубоководных впадин в основном происходило согласно схеме, отвечающей концепции биогенного происхождения, а другие факторы – глубинный (мантийный) и глубоководный ока-

зали дополнительное влияние на количество и качество нафтидов. Следовательно, этому взгляду на генезис нефти и газа, обозначенному как «биогенная схема с дополнительным влиянием глубинных факторов» по В.Е.Хаину и И.Д.Поляковой, в большей степени соответствует микстгенетическая схема природного синтеза УВ по А.А.Абидову.

Органическо-минеральный синтез УВ по М.И. Павлюку, С.А. Варичеву, Б.П. Ризуну (2003) также по форме (а не по содержанию!) близок к микстгенетическому природному синтезу УВ. Органическо-минеральный синтез УВ по М.И. Павлюку и др. (2003) появился на основе модернизированной Г.Н. Доленко неорганической гипотезы с учетом геодинамического аспекта. Согласно ей, образование углеводородной системы определенного компонентного состава, близкого к природным нефтям, происходит в астеносфере, возбужденной ныряющей плитой, а в условиях рифтового режима – там же – при достижении всплывающим астеносферным диапиром глубины около 120 км. По мнению М.И.Павлюка с соавторами (2003), не совсем выясненным «остались феномены появления в составе нефти высокомолекулярных соединений во время синтеза в мантии и сохранение ее скоплений в осадочном чехле» (с. 441).

«Учет последователями органической гипотезы явления дегазации недр и новых представлений о термодинамических условиях происхождения процесса преобразования органического вещества, признание невозможности выноса образованной таким образом нефти факторами, свойственными осадочному слою, с одной стороны, и упомянутый выше дефицит высокомолекулярных соединений в мантийной нефти, – с другой стороны, – пишет М.И. Павлюк с соавторами (2003), – разрешают предположить ее двойной генезис, а именно: «первичная» нефть является продуктом мантийного генезиса и представляет собой минерал типа конденсата. Последний, мигрируя по глубинным разломам, ослабленным зонам коры, трещинам, кавернам и порам осадочной толщи к структурам-ловушкам, «вылавливает» с органического вещества компоненты, которых в нем не хватает, обогащается ими и приобретает природный состав» (с. 441–442). Здесь следует обратить внимание на такую деталь. При схеме М.И. Павлюка с соавторами (2003) главная роль отводится реакциям, которые протекают в верхней мантии и образуют «первичную нефть», которая, попадая в осадочный чехол, обогащается за счет органического вещества. Как можно понимать такое обогащение? Тот «конденсат», который

поднимается по трещинным каналам в осадочном чехле, вступает ли в химическую реакцию, превращая РОВ в УВ или просто в виде раствора «промывает» осадочные слои, обогащенные РОВ? Эти аспекты органическо-минерального синтеза УВ по М.И. Павлюку и др. остаются дискуссионными, и выдвигаемая гипотеза тяготеет в сторону неорганического синтеза УВ.

Таким образом, из вышеизложенного обзора видно, что наш подход – исходная позиция к микстгенетическому природному синтезу нефти и газа, и данный подход не подразумевает многовариантность или же сублимацию всех существующих гипотез и концепций образования нефти и газа, т.е. «полигенеза углеводородов», а имеет стройную системную основу, изложению которой посвящена настоящая монография.

По проблеме микстгенетического направления природного синтеза УВ коллективом ученых и специалистов под руководством автора монографии были проведены целенаправленные научные, полевые и лабораторно-экспериментальные исследования, что позволило раскрыть в полной мере практическую значимость (применимость) этой концепции в прогнозировании нефтегазоносности недр, путем разработки нового способа выявления локальных нефтегазоперспективных объектов (см. гл. 5).

СОВРЕМЕННАЯ МЕТОДОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Научно-технические достижения и интенсивное развитие всех отраслей национальной экономики требуют поиска новых путей решения задач, стоящих перед нефтяной геологией. Одним из таких путей является совершенствование методологической базы с учетом новых достижений наук о Земле и широкое использование системных исследований, и в частности системного подхода к изучению нефтегазоносных объектов.

Вплоть до рубежа XX и XXI вв. (более 100 лет) такой базой служило учение о геосинклиналях и платформах, основанное на представлениях «фиксизма», т.е. на принципах формирования любого ранга геоструктурных элементов исключительно в результате вертикально-колебательных движений. Развитие геологоразведочных работ на передовых для того времени теоретических концепциях позволило создать надежную сырьевую базу нефтегазодобывающей промышленности России, Кавказа и республик Средней Азии, Казахстана, обеспечивающую потребность народного хозяйства этих стран, вплоть до настоящего времени. Этому способствовали также огромные богатства недр государств СНГ, позволившие наращивать запасы за счет освоения все новых и новых регионов от Азербайджана до Урало-Поволжья и Западной Сибири.

В последние годы ситуация изменилась. Большинство регионов, не только в странах СНГ, но и во всем мире уже выявлены и разведываются. По мере их освоения увеличились глубины поиска. Фонд ловушек УВ, подготовленных к бурению, резко сократился, особенно в старых регионах нефтегазодобычи. Новые открытия часто связаны с ловушками сложного строения неизвестного типа, на что затрачиваются большие объемы бурения и средств. Подсчитанные прогнозные ресурсы нефти и газа многих старых районов нефтегазодобычи исчерпываются. В сложившейся ситуации традиционные подходы к решению задач прогноза и поиска нефти и газа оказывались не всегда эффективными.

Следовательно, объективно усложняющиеся геологические условия поисков скоплений нефти и газа практически во всех регионах мира (освоение больших глубин и акваторий, подсолевых и поднадсолевых структур, неантиклинальных ловушек и нетрадиционных коллекторов и т. д.) и связанное с этим существенное их удорожание предъявляют все возрастающие требования к научной обоснованности проводимых геологоразведочных работ с целью всемерного повышения их результативности. Данная задача может быть решена только путем дальнейшего углубления теоретических основ прогнозирования нефтегазоносности недр на базе современного прогрессивного научного направления – неомобилизма.

На основе созданной геодинамической теории выявлен ряд месторождений нефти и газа, например, Штокманское (Россия), ВарADERO Сур, Гуасимас, Кантель, Марбейя, Марбейя-Море, Мартин Месса (Республика Куба), Зап.Искандер (Туркменистан), Маданият, Обишифо (Таджикистан), а также в поднадвиговой зоне Скалистых гор США (Пайнвью, Уитни-Каньон, Хогбек-Ридж, Пайнтер-Резервуар, Картек-Крик) (В.С. Шеин, 2005).

Вместе с тем следует подчеркнуть, что в связи с внедрением в нефтегазогеологическую науку принципов геодинамики, недоучет или же игнорирование «классических» принципов прогнозирования нефтегазоносности недр приведет исследователя к неверным, ошибочным заключениям.

Например, отдельные исследователи без геологического обоснования главным очагом нефтегазогенерации считают только зоны Уеда-Заварицкого – Беньофа, пытаются объяснить максимальную концентрацию ресурсов УВ наличием в земной коре базальтовых «окон», зон субдукций или же рифтовых систем и т. д.

Следует подчеркнуть, что наличие подобных зон (систем) в строении того или иного региона обуславливает повышение геотермического градиента недр, а это, в свою очередь, служит важным катализатором, ускоряющим процессы нефтегазогенерации. Для бурного протекания этих процессов разрез осадочного бассейна изначально должен обладать благоприятными исходными предпосылками возможной нефтегазоносности (табл. 2.1), в частности, как неоднократно отмечал А.А. Бакиров (1973), – накоплением осадочных пород в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания рассматриваемой территории в соответствующем отрезке геологического времени.

Следовательно, для прогнозирования распространения регионально нефтегазоносных территорий наряду с геодинамическими, а значит и геотектоническими факторами, необходимо учитывать также условия развития в пределах исследуемого региона литогенеза в течение каждого рассматриваемого отрезка геологической истории, т. е. особенности строения осадочных формаций. Известно, что литогенез любого геологического периода развития теснейшим образом связан с протекавшими в это время тектоническими движениями. В связи с этим академик Н.М. Страхов (1946) справедливо отмечал, что «тектогенез и литогенез в истории земной коры – в сущности две стороны единого историко-геологического процесса».

В свете появления новой фундаментальной области наук о Земле – геодинамики к сказанному можно добавить, что тектогенез в земной коре протекает под воздействием определенных геодинамических процессов недр. Отсюда следует, что геодинамика предопределяет процесс тектогенеза, а последний – литогенеза земной коры. Таким образом, можно сформулировать современную методологию прогноза нефтегазоносности недр: геодинамика, тектоника, литогенез – это триада единого историко-геологического процесса, определяющего развитие и нефтегазоносность земной коры (А.А. Абидов, 1990).

Исследование взаимосвязи этой триады во многом будет способствовать более надежному прогнозу нефтегазоносности недр и тем самым определению наиболее эффективных стратегических направлений нефтегазопроисловых работ. В частности, при изучении вопросов генезиса углеводородов комплексный учет этой триады может внести существенные уточнения в существующие представления о генезисе нефти и газа. В прежних схемах генезиса УВ из этой триады тектоника и литогенез были учтены. Появление геодинамики ставит на повестку дня учет этого важнейшего генетического аспекта формирования осадочных бассейнов, где генерируются скопления УВ.

В связи с вышеизложенным рассмотрим понятие о геодинамике и ее значение в генезисе нефти и газа.

Таблица 2.1

**Основные критерии прогнозирования поисков зон концентрации
наибольших ресурсов нефти и газа в отдельных геологических
провинциях (по А.А. Бакирову и Э.А. Бакирову, 1982 г.)**

Критерии	Характерные особенности
1	2
Палеотектонические	Устойчивое прогибание с амплитудой не менее 1 км наибольшей по площади части палеовпадин рассматриваемого отрезка геологического времени
Палеогеографические и палеогеохимические	Накопление осадочных образований в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой. Газоносными, кроме морских, бывают также континентальные образования угленосных формаций
Необходимые для формирования регионально-нефтегазоносных комплексов	Наличие в исследуемой части разреза осадочных образований: 1. Потенциально нефтематеринских и нефтегазогенирующих толщ, характеризующихся: а) повышенным содержанием <i>ОВ</i> сопропелевой или гумусово-сопропелевой природы с определенной степенью метаморфизма; б) повышенным содержанием в составе <i>ОВ</i> битумоидов и <i>УВ</i> нефтяного ряда. 2. Толщ пород-коллекторов значительной мощности с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами; 3. Практически газонефте непроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих нефтегазосодержащие комплексы отложений.
Палеогеотермические	Развитие повышенного (на общем фоне рассматриваемой геологической провинции) теплового потока Земли

1	2
Палеогидрогеологические	Развитие в пределах рассматриваемой части палеобассейна седиментации: преимущественно элизионного (седиментационного) палеогидрогеологического цикла; затрудненного водообмена; региональных палеоструктурных условий, обеспечивающих движение пластовых и трещинных вод и растворенных в них УВ в направлении региональных ловушек.
Структурные контролирующие формирования крупных зон нефтегазонакопления	Распространение в пределах исследуемой части палеобассейна седиментации: а) крупных региональных поднятий со значительной амплитудой относительно прилегающих впадин, развитие которых происходило с сохранением структурной замкнутости; б) региональных разрывных нарушений; в) структурных условий благоприятных для формирования крупных зон нефтегазонакопления литологического и литолого-стратиграфического классов, связанных с региональным выклиниванием коллекторов или замещением проницаемых пород непроницаемыми по восстанию пластов на склонах и периклинальных погружениях сводовых поднятий, их мегавалах и бортах региональных впадин; г) крупных ассоциаций рифтогенных образований.
Контролирующие формирования самостоятельных нефтегазонасыщенных этажей и сохранность зон скопления нефти и газа	Региональное распространение в разрезе осадочных образований практически газонепроницаемых толщ, перекрывающих нефтегазосодержащие комплексы отложений; нахождение зон нефтегазонакопления после их формирования в условиях затрудненного водообмена.

ГЛАВА 3

ГЕОДИНАМИКА И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ В ГЕНЕЗИСЕ НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Эволюция взглядов на геодинамику

В настоящее время геодинамика, как новая теоретическая основа для прогнозных построений, получила признание у подавляющего большинства геологов. При определении ее предмета и методологии прежде всего следует отметить эволюцию этого понятия в историческом аспекте. Как самостоятельная научная дисциплина она оформилась в 70-е годы прошлого столетия. Считается, что развитию геодинамики способствовало появление тектоники литосферных плит и связанных с ней проблем. Вместе с тем, следует отметить, что некоторые исследователи отождествляют геодинамику с тектоникой литосферных плит, хотя последняя является лишь частью более фундаментальной и всеобъемлющей науки — геодинамики. Ниже более подробно рассмотрена эволюция геодинамических представлений, сложившихся как до, так и после появления тектоники литосферных плит.

Первые элементы геодинамического подхода зародились в XIX в. независимо у многих геологов в результате осмысления их полевых наблюдений. Такими элементами следует считать попытки применения точных законов механики, термодинамики и химии для объяснения процессов складкообразования, осадконакопления, кристаллизации минералов и других геологических процессов.

Официальное появление термина «геодинамика» связано с именем английского физика А.Е. Лява, который в 1911 г. опубликовал монографию «Некоторые проблемы геодинамики». В ней была впервые исследована связь динамики планеты Земля с космическими факторами и, в частности, рассмотрены «приливы» и «отливы» в твердой литосфере, которые, по мнению автора, оказывают влияние на глобальные геологические процессы. Примечательной особенностью этой работы являлось использование достаточно точных математических выкладок небесной механики в сочетании

с весьма скудными для того времени сведениями о внутреннем строении Земли.

К середине прошлого века в геофизике утвердилась модель оболочечного строения Земли Буллена-Джеффриса, состоящая из земной коры (А), верхней мантии (В), переходной зоны (С), нижней мантии (D), внешнего ядра (Е), переходной зоны (F) и внутреннего ядра (G) (рис. 3.1.1).

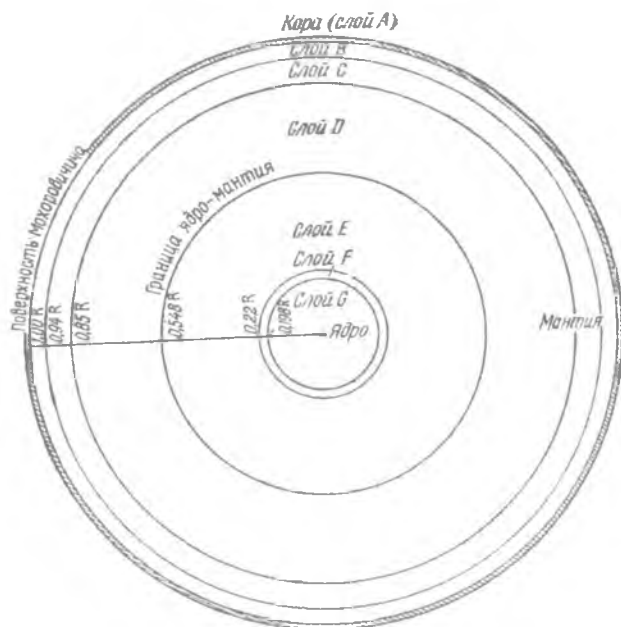


Рис. 3.1.1. Модель оболочечного строения Земли Буллена-Джеффриса (1959)

Эта модель позволила значительно расширить геодинамические представления, которые стали включать в себя анализ всех физических процессов, происходящих как внутри, так и на поверхности Земли. Соответственно возрос и круг задач, решаемых геодинамикой, которые стали состоять в том, чтобы на основе известных законов механики, термодинамики и химии разработать количественные модели эволюции Земли и ее геосфер.

В начале 60-х годов XX века в геологии зародилась новая теория тектоники литосферных плит, сформированная в основном американскими и английскими специалистами. Ее основы были заложены в трудах Р. Дитца (1961), Г. Хесса (1962), Ф. Вайна и Д. Мэттьюза (1963), Дж.Т. Вильсона (1965), У. Моргана (1968), Б. Изакса, Дж. Оливера и Л. Сайкса (1968), Ле Пишона (1968, 1973). В последующем в теоретическое обоснование и углубленное развитие тектоники литосферных плит большой вклад внесли А.В. Пейве, Ю.В. Пушаровский, Е.Е. Милановский, П.Н. Кропоткин, А.Л. Яншин, В.Е. Хаин, Л.П. Зоненшайн, О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков, А.А. Ковалев, В.П. Гаврилов, К.А. Клещев, В.С. Шеин и др. При этом для объяснения механизмов движения литосферных плит потребовался пересмотр статичной модели оболочечного строения Земли Буллена-Джеффриса.

В геологическом словаре (1978) определено, что под геодинамикой уже понимается наука о процессах и энергетических полях, протекающих в системе «Земля». По уровням организации этой системы в ней выделяются динамика ядра, мантии, литосферы, гидросферы, атмосферы и т. д. Определение из геологического словаря отразило в себе новый качественный уровень понятия геодинамики, которая теперь, помимо точных физических и химических законов и возросшего объема геолого-геофизических данных, стала базироваться на системном подходе.

Это обстоятельство позволило, помимо ее крупных разделов, научно рассматривать и динамику любой части системы, т. е. целую иерархию подсистем.

В ходе выполнения Международного проекта «Электропроводность астеносферы» (1978–1985) была накоплена значительная информация об электропроводности литосферы и астеносферы почти всех планетарных геоструктур. Это позволило установить по комплексным данным геоэлектрики и геотермии различную толщину древних и молодых платформ. В результате был получен критерий количественной оценки иерархического уровня геодинамических систем высших порядков. Так, объекты с горизонтальными размерами, многократно превышающими толщину платформ, могут рассматриваться с позиции динамики жестких литосферных плит, микроплит или террейнов. Для геодинамических систем более низких иерархических уровней воздействие литосферных плит может рассматриваться лишь в качестве внешней силы на упругую или упруго-пластичную среду.

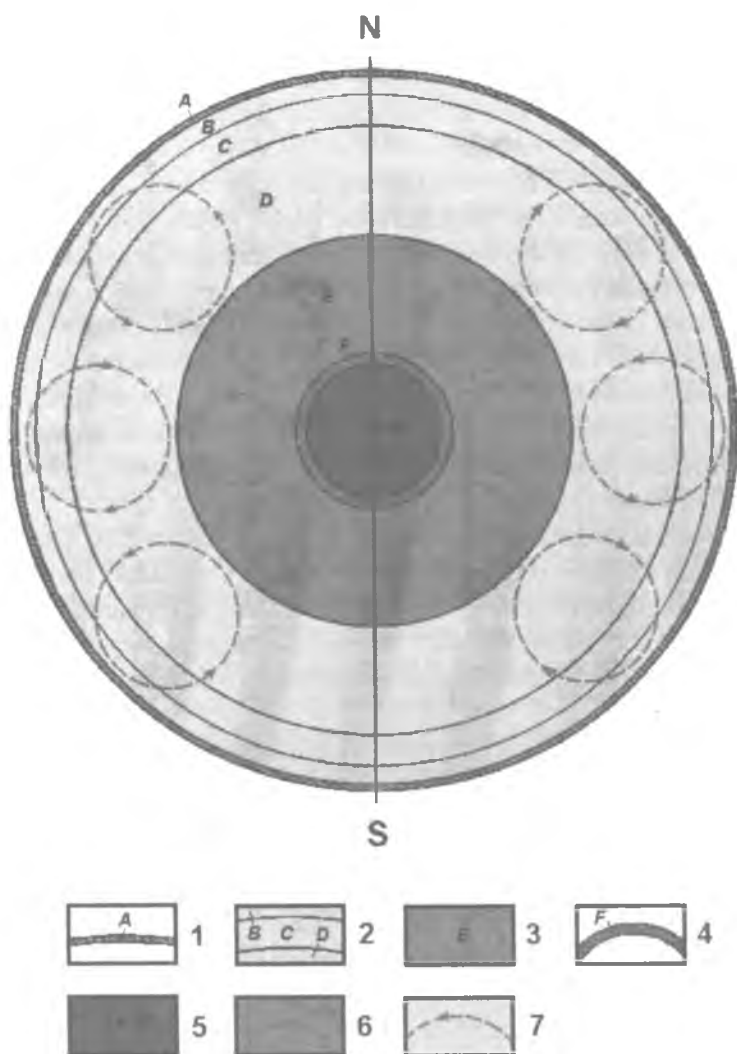


Рис. 3.1.2. Принципиальная геодинамическая модель Земли
(по Д. Брауну и А. Массету, 1984)

1 – земная кора (A); 2 – верхняя (B), переходная (C) и нижняя (D) мантия;
3 – внешнее ядро (E); 4 – граница между внешним и внутренним ядром (F); 5 – внутреннее ядро (G); 6 – конвективные ячейки во внешнем ядре;
7 – конвективные ячейки в мантии

В начале 80-х годов прошлого столетия усилиями многих ученых была, наконец, разработана геодинамическая модель Земли высшего иерархического уровня, где роль главного источника энергии отводится железноникелевому ядру (рис. 3.1.2). В нем предполагается термодинамический процесс аккреции внутреннего твердого ядра из внешнего жидкого. Возникающая при этом циркуляция вещества во внешнем ядре обеспечивает энергией конвективное перемешивание упруго-пластичной мантии, а также генерацию магнитного поля Земли по принципу геодинамо.

В свою очередь характер расположения конвективных ячеек в динамической мантии и ее термобарические условия определяют динамику литосферных плит. Термобарические условия складываются из радиогенной теплогенерации вещества (также из внутренней энергии Земли!), физических параметров конкретной литосферной плиты и наличия под ней астеносферного слоя.

С учетом имеющихся данных Л.П. Зоненшайн и Л.А. Савостин (1979) определяют геодинамику как науку о глубинных процессах, возникающих в результате эволюции Земли как планеты и обуславливающих движение масс вещества и энергии внутри Земли и в верхних ее оболочках. Они подразделяют геодинамику на общую и частную.

Общая геодинамика (внутренних оболочек) рассматривает глубинные движения масс вещества во внутренних частях Земли и порождающие их процессы.

Частная геодинамика изучает поведение поверхностных оболочек Земли, т. е. тектонику литосферных плит и связанных с ней тектонических и магматических явлений.

Ее главная задача состоит в том, чтобы увязать с глобальными движениями литосферных плит геологические события, в частности – магматизм, деформации, формирование рельефа на границах плит. Геодинамика поверхностных оболочек имеет твердую количественную основу, т. е., зная параметры движения плит, можно заранее предсказать, какие события, в частности, какой магматизм и какие тектонические деформации будут происходить на границах плит. Использование количественного расчета движения и взаимодействия плит – отличительная черта геодинамики, выделяющая ее среди родственных отраслей наук о Земле.

В составе частной геодинамики авторы выделяют региональную геодинамику. Предметом региональной геодинамики служат взаимодействия литосферных плит, обусловленные этим силы и

процессы, происходящие в определенных участках земной коры и литосферы. В задачу региональной геодинамики входит также выяснение эволюции геодинамических условий, свойственных какому-либо региону во времени, и увязка этой эволюции с общим движением и взаимодействием литосферных плит.

Подобное подразделение геодинамики является в значительной мере условным, поскольку все перечисленные разделы тесно между собой связаны. Геодинамика поверхностных оболочек полностью зависит от глубинной геодинамики, а конкретные геодинамические обстановки, возникающие в тех или иных областях земной поверхности, целиком определяются движением всего ансамбля литосферных плит. Как глубинные, так и приповерхностные процессы не могут быть поняты без их развития во времени, поэтому палеогеодинамический элемент должен постоянно присутствовать при анализе любых геодинамических явлений (Л.П. Зоненшайн, Л.А. Савостин, 1979).

А.А. Абдулин и Е.И. Паталаха (1980) под геодинамикой понимают комплексный генетический подход к анализу геологических процессов для крупных регионов (на примере Казахстана). На основе имеющегося конкретного геологического материала они попытались разработать индуктивным методом конкретную геодинамическую модель. Для этого были выделены несколько этапов в геологическом развитии территории Казахстана: ранне-докембрийский, рифей-палеозойский и мезозой-кайнозойский. Поэтапно в хронологической последовательности проанализированы геологические события, выяснены их пространственно-временные связи и взаимодействие, произведена возрастная корреляция важнейших геологических процессов. На этой основе разработана геодинамическая модель вероятных глубинных процессов, отображающих механизм развития земной коры, где ключевая роль отводится подъему глубинных астенолитов (А.А. Абдулин, Е.И. Паталаха, 1980).

Д. Теркот и Дж. Шуберт (1985) под геодинамикой понимают отрасль знаний, изучающую глобальные движения поверхности и недр Земли и их теоретическое описание. По их мнению, геодинамика изучает движения и деформации, происходящие в земной коре, мантии и ядре, и причины таких движений и деформаций. В ней рассматриваются основы тектоники плит и сравнительной планетологии, теория упругости и ее применение к изучению Земли, теплоперенос в недрах Земли и возникновение гравитацион-

ных аномалий. Авторы считают, что первоисточником энергии геодинамических процессов служит тепло, которое существует в Земле со времени ее образования, а также энергия, выделяющаяся при распаде радиоактивных элементов. Тепло из глубоких недр Земли выносится к поверхности посредством конвекции в мантии. Внешним проявлением этого процесса является движение литосферных плит. Взаимодействие плит друг с другом и с подстилающей мантией приводит к возникновению почти всех геологических структур и явлений на Земле. Поэтому при изучении геодинамики центральными вопросами являются механика сплошных сред, теория упругости, механика жидкости, теплоперенос. Таким образом, геодинамика – это физика фундаментальных процессов, лежащих в основе тектоники плит и множества разнообразных геологических явлений (Д. Теркот, Дж. Шуберт, 1985).

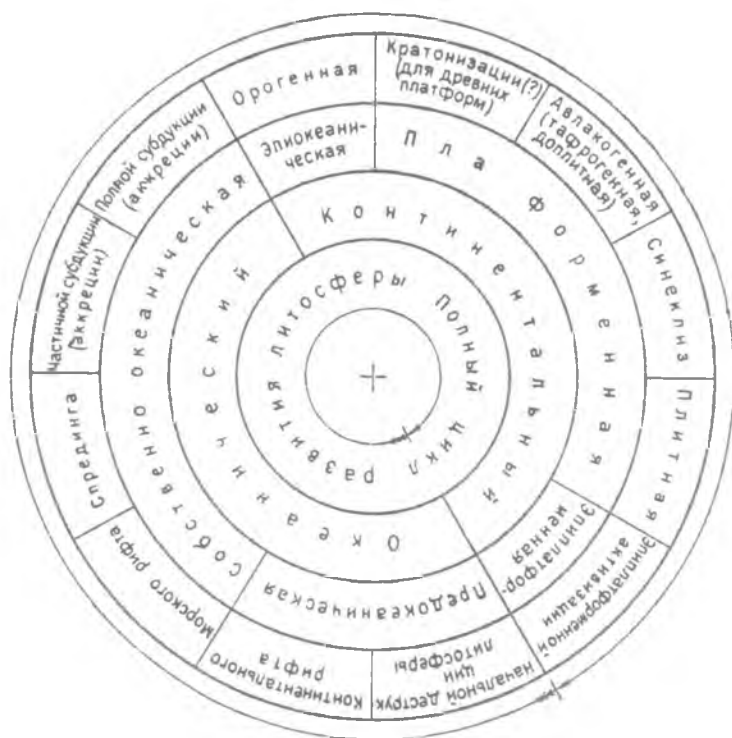


Рис. 3.1.3. Схема полного цикла эволюции литосферы (по В.П. Гаврилову, 1986 г.)

Обобщение этих и других геолого-геофизических данных позволило В.Е. Хаину (1986) сформулировать с геодинамических позиций основные положения межплитной и внутриплитной тектоники с выделением микроплит, конвергентных и дивергентных границ, внутриконтинентальных рифтовых зон и т. д. Эта работа проводилась в рамках Международной программы «Литосфера» (1981–1990), которая была ориентирована на разработку нерешенных вопросов тектоники литосферных плит и ее практического применения.

В.П. Гаврилов (1986) с позиций геодинамики полный цикл эволюции литосферы в неогее рассматривает как совокупный процесс океаногенеза и континентогенеза. Первый из них подразделяется на две стадии: предокеаническую и собственно океаническую; второй – состоит из трех стадий: эпиокеанической, платформенной и эпиплатформенной (В.Г. Гаврилов, 1986). Стадии развития в свою очередь подразделяются на фазы (рис. 3.1.3).

А. Шейдегер (1987) понимает под геодинамикой геологическую дисциплину, дающую основу для понимания происхождения рельефа Земли, формирование которого рассматривается как результат действия геодинамических сил, зарождающихся в глубине планеты, и его последующего разрушения геоморфологическими агентами, берущими начало в атмосфере и океане. В ней рассматривается широкий круг проблем, связанных с литосферной оболочкой планеты. Для этого комплексному анализу подлежат общие географические, геологические и геофизические сведения о Земле. Автор освещает механизм деформаций с применением несложного математического аппарата, оценивает влияние сил вращения Земли на геодинамические эффекты. Более подробно А. Шейдегером рассматриваются проблемы горообразования с позиции теории тектоники литосферных плит, а также проблемы некоторых локальных геологических явлений, таких как термальные купола, будинаж и др. (А.Е. Шейдеггер, 1987). В 1988 г. под редакцией Л.П. Зоненшайна, Н.В. Межеловского и Л.М. Натапова была издана первая Геодинамическая карта СССР и прилегающих акваторий в масштабе 1:2500000, которая отражает все установленные палеогеодинамические обстановки фанерозоя с позиции тектоники литосферных плит в их современном положении.

С начала 90-х годов минувшего столетия геодинамика привлекает данные не только всех разделов геофизики, но и собственно всех геологических, а также геохимических дисциплин. В ее ар-

сенале используются данные сейсмотомографии, экспериментальной минералогии, изотопной геохимии, геомагнетизма и спутниковой геодезии.

В 1993 г. И. Блоксхем предложил усовершенствованный механизм геодинамо или конвекции вещества во внешнем ядре на основе изучения вековых вариаций магнитного поля Земли. В основу этого механизма положена причинно-следственная связь оси вращения планеты с процессом образования конвективных колонн в определенном секторе внешнего ядра.

Результаты сейсмотомографических исследований показали, что современная кинематика литосферных плит адекватно отражается до глубин 300–400 км (рис. 3.1.4).

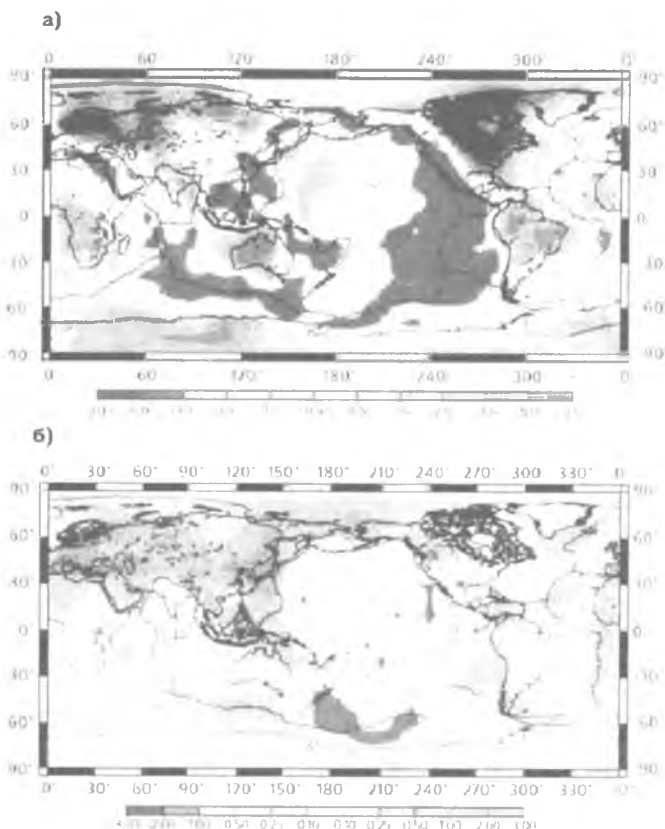


Рис. 3.1.4. Сейсмотомографические модели земных недр для глубин 100 км (а) и 310 км (б) (J.P. Montagner, 2000)

Данные сейсмической томографии свидетельствуют о погружении глубоко в мантию наклонных зон повышенных сейсмических скоростей – слэбов океанской литосферы (рис. 3.1.5). Сейсмическая томография обнаружила в мантии чередование разогретых и охлажденных участков, устойчивое сохранение которых без конвекции невозможно. Последнее возможно в случае активного перемещения вещества. При этом внутреннее ядро вращается быстрее, чем остальная планета.

Очевидно, что процессы, приводящие к изменению структуры земной коры и рельефа, зарождаются в нижней мантии и ядре (В.Е. Хаин, 1995; 2002) (рис. 3.1.6).

Суммируя вышеизложенное, можно сказать, что к настоящему времени в геодинамике сформировались определенные представления о характере сил и направленности эволюции Земли как геологического тела, где в роли основного источника внутренней энергии выступает процесс роста внутреннего ядра за счет внешнего – аккреция, а дополнительного – радиогенная теплогенерация. Так, архей-протерозойскому времени с максимальной активностью конвекции во внешнем ядре и радиоактивного распада короткоживущих элементов соответствовала пермобильная тектоника гранитных куполов и зеленокаменных поясов.

В течение последнего миллиарда лет мы «наблюдаем» умеренную активность конвекции, среднюю теплогенерацию и тектонику литосферных плит. В геологической перспективе эволюции Земли мы можем ожидать лишь дальнейшее затухание конвекции во внешнем ядре и снижение теплогенерации, сопровождающееся развитием тектоники плюмов.

К.А. Клещев, А.И. Петров и В.С. Шеин (1995) понимают под геодинамикой науку о процессах перемещения, физико-химическом, механическом превращениях масс вещества и энергии в разных оболочках Земли в процессе ее эволюции. Следы указанных перемещений и превращений отображаются как на поверхности нашей планеты, так и в ее более глубоких оболочках – земной коры, мантии, ядра.

В основные задачи геодинамики, по мнению этих авторов, входят изучение глубинных сил, определение перемещения масс вещества внутри Земли и в верхних ее оболочках. Исходя из этого они предложили схему использования принципов геодинамики в прогнозе нефтегазоносности (рис. 3.1.7).

Основным генератором тектономагматической и сейсмической

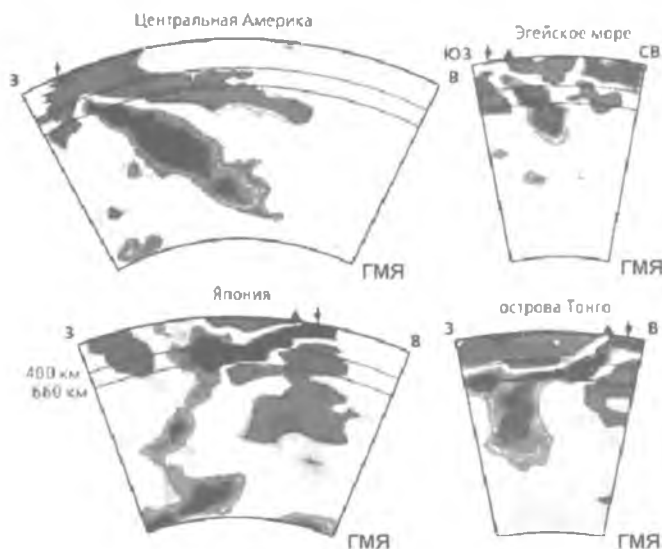


Рис. 3.1.5. Сейсмотомографические разрезы через различные зоны субдукции (R.D. Hilst et al., 1997)
Стрелками показаны глубоководные желоба. ГМЯ – граница между мантией и ядром

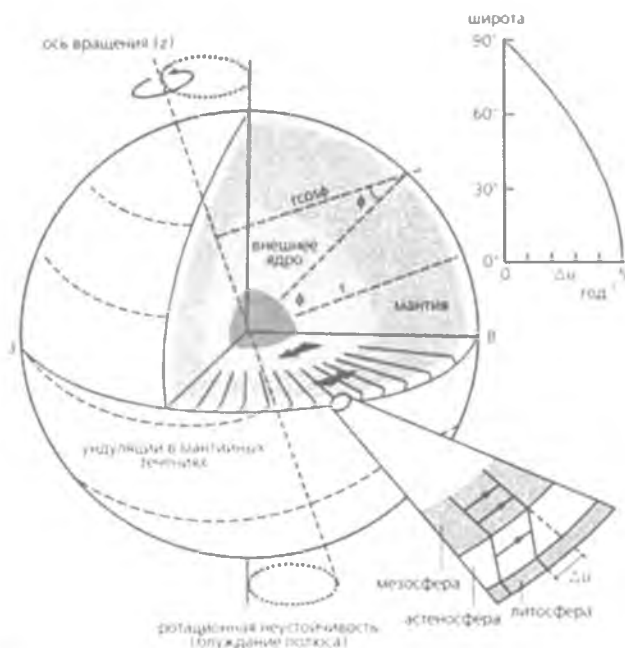


Рис. 3.1.6.
Модель вращения оболочек Земли вокруг центральной оси (A.D. Smith, Ch. Lewis, 1999)

активности литосферы являются астеносфера и более глубокие слои Земли. В соответствии с этим можно говорить о геодинамике глубинных (долитосферных) и приповерхностных (литосферных) оболочек Земли. Первая занимается познанием физико-химических превращений и движений масс вещества во внутренних оболочках Земли, а вторая изучает геодинамику верхних оболочек Земли до уровня астеносферы.

Теория тектоники литосферных плит, изучая движения литосферы и связанные с ними тектономагматические процессы, укладывается в рамки близповерхностной или литосферной геодинамики. Ее главная цель состоит в том, чтобы с перемещениями плит увязать геологические события, и в первую очередь — процессы седиментации, магматизма, деформации, метаморфизма, генезиса полезных ископаемых, в частности нефти и газа.

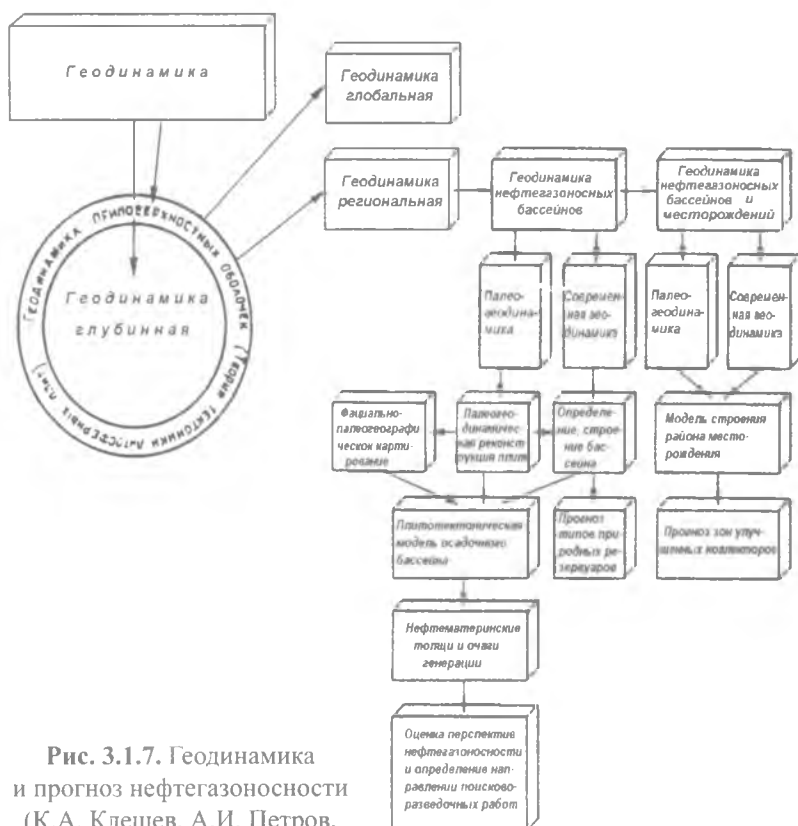


Рис. 3.1.7. Геодинамика и прогноз нефтегазоносности (К.А. Клещев, А.И. Петров, В.С. Шеин, 1995)

Геодинамика близповерхностных оболочек может быть раскрыта как в глобальном масштабе, так и в отдельно взятых регионах. Поэтому в качестве самостоятельных блоков можно рассматривать глобальную геодинамику близповерхностных оболочек Земли и геодинамику отдельных регионов.

В прикладном плане приповерхностную геодинамику следует разделить на два крупных блока исследований: палеогеодинамику и современную геодинамику.

Задачей первой является определение геологической эволюции далекого прошлого, восстановление положения, конфигурации плит в прошлом, определение основных типов плитотектонических структур, их взаимоотношений, выяснение процессов осадконакопления, магматизма.

В задачи современной геодинамики входит изучение геодинамических процессов, произошедших в течение последних десятков сотен тысяч лет и приведших к геологическим, геофизическим, геохимическим, гидрогеологическим, геоморфологическим изменениям. Таким образом, палеогеодинамика способствует восстановлению более реальной по сравнению с традиционными подходами картины истории геологического развития, а современная геодинамика – интерпретация фактических данных. Соединение палеогеодинамики и современной геодинамики открывает путь к повышению достоверности прогноза и эффективности поиска нефти и газа за счет повышения качества интерпретации фактических данных.

Одновременно с успешным развитием глубинной геодинамики и геодинамики литосферных плит проводилось изучение геодинамики нефтегазоносных регионов. Им занимались О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков (1974), Е.В. Кучерук (1983), В.С. Шеин (1984), В.Е. Хаин (1985), К.А. Клещев (1986), В.П. Гаврилов (1988), А.А. Абилов (1989) и др.

Весомый вклад в развитие нефтегазогеологической науки с позиции принципов геодинамики был внесен тектонической секцией Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа. По ее инициативе в 1981 г. в Одессе было организовано совещание на тему «Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления». На нем впервые было подчеркнуто, что главными областями нефтегазообразования и нефтегазонакопления являются подводные окраины континентов. Дальнейшее развитие этой идеи было изложено в 1983 г. в Мур-

манске на специальном семинаре, предметом обсуждения которого стали тектоника и нефтегазоносность современных и ископаемых окраин континентов.

Новая важная проблема, которая была рассмотрена в 1982 г. на совещании в Бишкеке, – «Тектоника и нефтегазоносность складчатых поясов» и в более конкретном выражении там же в 1988 г. — «Геологические условия нефтегазоносности покровно-складчатых зон». Стимулом для ее постановки явилось открытие крупных скоплений УВ в покровно-надвиговом поясе Скалистых гор в США и Канаде, с одной стороны, и установление подобного типа дислокаций в ряде складчатых сооружений СНГ – с другой.

Еще более крупная проблема – «Рифтогенез и его роль в нефтегазоносности» была озвучена в 1990 г. в Чернигове. Ее рассмотрение включало три аспекта: механизм рифтообразования, роль рифтинга в формировании осадочных бассейнов и значение рифтинга в нефтегазообразовании.

Обсуждение проблемы связи нефтегазоносности с рифтогенезом было затем продолжено на международном совещании по линии программы «Литосфера» и нашло отражение в специальном выпуске журнала «Tectonophysics».

«Но в полной мере тема связи нефтегазоносности с мобилистской геодинамикой была раскрыта намного позднее, в 1994 г., на международной конференции, организованной совместно с узбекскими коллегами в Ташкенте. Тема этой конференции так и была обозначена: «Геодинамика, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов...» (В.Е. Хаин, 1998, с. 5–7).

Организаторами этой первой Международной конференции по геодинамическим исследованиям нефтегазоносных регионов после распада быв. СССР, выступили Государственный комитет по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан в лице института ИГиРНИГМ (профессор А.А. Абидов) и Российская Академия наук в лице Тектонической секции Научного совета по проблеме геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений (академик РАН В.Е. Хаин).

Палеогеодинамические основы прогноза и поиска нефти и газа складываются из критического анализа теории тектоники плит, переосмысления наиболее важных проблем геологии нефти и газа, таких как происхождение углеводородов, строение, эволюция платформ и их горно-складчатых обрамлений, формирование осадочного бассейна, принципов тектонического, нефтегазогеоло-

гического районирования, прогноза и поисков нефти и газа (К.А. Клещев, А.И. Петров, В.С. Шеин, 1995).

В.Е. Хаин и Л.Э. Левин (2001) выделили геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности. По их мнению, главные пояса нефтегазоносности приурочены к современным и древним пассивным окраинам континентов. Современные окраины образуют три глобальных пояса, которые могут рассматриваться в качестве подтипов различных по времени и стадиям рифтогенеза-спрединга: Индоокеанско-Арктический, Циркумарктический и Средиземноморско-Персидский. В случае древних пассивных окраин крупные месторождения связаны с рифовыми массивами. Второй по значению тип поясов нефтегазоносности приурочен к активным окраинам континентов. В основном это Тихоокеанское кольцо и Западное Средиземноморье, но в качестве особого подтипа по связи с разновозрастными зонами субдукции должны быть отмечены бассейны Каспийско-Черноморского региона. Третьим по значению является внутриплатформенный тип нефтегазоносных поясов. Он подразделяется на два подтипа – собственно рифтовый и эпирифтовый. Четвертый тип поясов нефтегазоносности включает бассейны межгорных впадин орогенов. Авторы считают, что для оценки нефтегазового потенциала отдельных бассейнов необходим учет ряда эндогенных факторов: термического режима, глубинных флюидов, латерального стресса, скорости седиментации (В.Е. Хаин, Л.Э. Левин, 2001).

Выполненные построения позволили К.А. Клещеву, В.С. Шеину и др. (2001, 2002) приступить к разработке современной геодинамической основы прогноза и поисков скоплений нефти и газа. Она включает следующие разделы: совершенствование плитотектонических построений применительно к нефтегазоносным регионам, обоснование геологического строения и эволюции платформ и их горно-складчатых обрамлений, разработка принципов палеогеодинамических реконструкций нефтегазоносных областей, разработка принципиальных моделей формирования различных типов нефтегазоносных осадочных бассейнов, разработка методики геодинамического анализа нефтегазоносных областей, использование геодинамических построений при реконструкции формирования залежей нефти и газа (К.А.Клещев, В.С. Шеин, 2002).

Благодаря дальнейшему развитию геодинамической основы прогнозирования скоплений нефти и газа появилась возможность наращивания ресурсов углеводородов за счет освоения пород, зале-

гающих ниже осадочного чехла. В погребенных плитотектонических структурах К.А. Клещев, В.С. Шеин и А.В. Алференок (2002) выделяют снизу вверх три основных тектонических комплекса: фундамент, складчатое основание и предчехольный (переходный). Фундамент в зависимости от строения земной коры разделяется на два типа: континентальный (кристаллический) и океанический. Континентальный фундамент разделяется на два подтипа: автохтонный и аллохтонный. Аналогично ему океанический фундамент – на автохтонный и обдущированный. В зависимости от преобладания геодинамических обстановок авторы выделяют три типа складчатого основания: внутренних зон орогенов столкновений (коллизийный), активно-окраинный и субдукционный. При этом возраст складчатого основания определяется временем столкновения, а площадь – формой и размерами сталкивающихся краев плит. Предчехольный комплекс включает четыре типа образований: транзита микроконтинентов, трансформных разломов и сдвигов, внешних зон орогенов столкновений и внутриконтинентальных рифтовых зон (К.А. Клещев, В.С. Шеин, А.В. Алференок, 2002).

Значительные успехи в области региональной геодинамики и палеогеодинамики отдельных нефтегазоносных регионов позволили выйти на новый качественный уровень научных исследований – численное моделирование геодинамических процессов. Были разработаны и продолжают разрабатываться численные геодинамические модели фанерозойских геодинамических режимов литосферы Центральной Азии, процессов формирования палеорифтов Туранской плиты, системы надвигово-поддвиговых зон в межгорных впадинах Тянь-Шаня, каналов глубинного тепломассопереноса и др. (А.А. Абидов, И.У. Атабеков, Ф.Г. Долгополов, А.И. Хаджиметов, 1998–2005).

В последнее время на основе геодинамических построений стали активно изучаться перспективы нефтегазоносности некоторых геоструктур Мирового океана. В частности, К.А. Клещев, В.В. Матвиенков, А.П. Седов, Л.П. Волокитина (2003) исследовали сдвиговые границы Тихоокеанской плиты и их роль в формировании залежей углеводородов. Установлено, что над сдвиговыми границами формируются осадочные бассейны, характеризующиеся повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом (К.А. Клещев, В.В. Матвиенков, А.П. Седов, Л.П. Волокитина, 2003).

В другой работе В.Е. Хаин и И.Д. Полякова (2004) рассмотрели геодинамические предпосылки нефтегазоносности континенталь-

ных склонов глубоководных впадин. В результате выявлен новый перспективный на нефть и газ объект, связанный с бассейнами континентального склона пассивных окраин Мирового океана. К этим глубоководным бассейнам могут быть приурочены крупные углеводородные ресурсы, среди которых важную роль играют нефтяные скопления.

Таким образом, можно заключить, что теория тектоники литосферных плит, которая является составной частью геодинамики Земли, по мере накопления новых фактов превращается не только в новую совершенную теорию, но и в одну из мощнейших прикладных наук, объясняющую процессы формирования и внутренней эволюции Земли, и следовательно, дающую возможность более точно и уверенно предсказать места накопления углеводородов и географию их распределения.

В связи с появлением новой теории — тектоники литосферных плит наступил принципиально новый этап в разработке различных проблем нефтегазоносности недр, в том числе процессов нефтегазообразования.

3.2. Проблемы генезиса нефти и газа в свете геодинамики

Происхождение нефти и газа через призму плитной тектоники рассматривался рядом исследователей, в том числе впервые в работах Х. Д. Хедберга (1970), О. Г. Сорохтина и др. (1974), Н. Я. Кунина (1979) и др. (см.рис. 3.2.1).

Так, Х. Д. Хедберг (1970) пытался качественно и без каких-либо количественных оценок связать происхождение нефти с механизмом субдукции и высказал идею, что с позиций теории тектоники плит образование нефти происходит в результате возгонки и термоллиза биогенных веществ, «затянутых» вместе с океаническими осадками в зону поддвига литосферных плит. Развивая эту идею, ученые (О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков, В.В. Федынский) придали указанному процессу количественный характер, не исключая при этом других вариантов формирования скоплений УВ. Субдукционный механизм нефтегазообразования сводится к тому, что в результате компенсации спрединга в рифтовых зонах срединно-океанических хребтов и расширения океанического дна в пределах глубоководных желобов происходит поглощение (субдукция) образовавшейся ранее океанической коры. При этом, как показали

расчеты О. Г. Сорохтина и др. (1974), выделение тепла увеличивается с глубиной, поэтому разогрев пород и осадков в начале зоны поддвига еще невелик и, следовательно, всегда существует участок зоны, на котором устанавливается оптимальный температурный режим для возгонки и термолiza биогенных веществ, рассеянных в слое пелагических осадков поддвигаемой плиты (100–400 °C). При этом из-за недостатка свободного кислорода в этих осадках окисление биогенных веществ в процессе термолiza происходить не будет, а образуются УВ.

Попадающие в отмеченную зону пелагические осадки (преимущественно глинистые) всегда насыщены поровыми и кристаллизационными водами (до 50%). При разогреве пород эти воды резко активизируются, превращаясь в условиях закритических давлений ($P > 219$ атм) в термальные флюиды. При высоких температурах (в интервале 100–400 °C) должны переходить в паро- и флюидообразное состояние и УВ – продукты термолiza биогенных веществ. Под влиянием возникающего за счет перегрева избыточного давления водные флюиды вместе с образовавшимися УВ выжимаются из зоны поддвига в область развития осадочно-вулканогенной толщи, перекрывающей фронтальную (эвгеосинклинальную) часть наползающей плиты.

Как видно из вышеизложенного, Х. Д. Хедберг (1970), О. Г. Сорохтин и др. (1974) за главенствующий фактор при реализации нефтегазоматеринского потенциала пелагических осадков принимают повышенный тепловой поток, характерный для зон субдукций. Действительно, результаты некоторых исследований последних лет показывают, что при наличии всех необходимых для аккумуляции нефти и газа геологических условий в районах, характеризующихся относительно высоким геотермическим градиентом и повышенным тепловым потоком, в наибольшей степени следует ожидать формирования крупных залежей УВ (А.М. Серегин, Б.А. Соколов, Ю.К. Бурлин, 1977). В этой связи можно отметить, что в палеорифтовых или в современных рифтовых системах могли создаваться благоприятные условия для генерации нефти и газа. Рифтообразование связано с движением высокоразогретого мантийного вещества, что приводит к расколу и раздвижению земной коры и впоследствии – к возникновению грабенообразных впадин, заполненных мощными толщами осадков. Эти впадины могли явиться очагами нефтегазообразования, так как для них характерны мощное осадконакопление и интенсивный прогрев недр.

Известно, что нефтегазообразование представляет собой геолого-исторический процесс, зависящий от ряда динамических обстановок и прежде всего от мощного и достаточно быстрого осадконакопления в субаквальной анаэробной среде и интенсивного прогрева пород (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская и др., 1982).

Исследования, проведенные с позиций теории тектоники плит, показали, что такими обстановками чаще всего характеризуются подводные окраины континентов. Их можно рассматривать как своеобразные прогибы, возникающие в условиях дробления и растяжения (В.Е. Хаин, В.А. Соколов, Я.Г. Кац, 1973). Прогибы вдоль окраин континентов обычно образуют ветви тройного сочленения рифтов, две из которых располагаются на границе континента с океаном, а третья уходит в сторону континента, раскалывая его. Формирование подобных прогибов обусловлено конвективным перемещением вещества в верхних частях Земли, связанным с его подъемом. Образуются так называемые мантийные диапиры, вызывающие в земной коре дробление, разлом, раздвиг, утонение. В результате возникают глубокие линейно-вытянутые рифтовые и геосинклинальные прогибы, в которых относительно быстро накапливаются отложения большой мощности, подвергающиеся интенсивному прогреву вследствие приближенного положения поверхности мантийного диапира, нагретого до температуры свыше 1200 °С.

Прогреву осадочной толщи способствует то обстоятельство, что за счет раздробленности земной коры, находящейся в условиях растяжения, возникают миграционные пути, по которым снизу вверх перемещаются горячие флюидные потоки.

Одной из начальных стадий спрединга является образование межконтинентального рифта (типа Красного моря или Калифорнийского залива). Тепловой поток достигает здесь максимума, о чем свидетельствует наличие подводных высокотемпературных гидротерм, подобных установленным в указанных акваториях, где придонная температура достигает 65 °С. Все это способствует началу интенсивного преобразования органического вещества уже непосредственно в осадках, что приводит к возникновению зон нефтеобразования (В.Е. Хаин, В.А. Соколов, 1984).

Например, в южной части Красного моря установлены нефтепроявления, связанные преимущественно с относительно неглубоко залегающими толщами осадков выше миоценовой соли (Лоу-

элл Джеймс Д., Геник Джеральд, Нельсон Томос Х., Такер Пауль М., 1978). Другой аналогичный пример приводит А. П. Лисицин (1987) – пробы руд, взятые со дна Калифорнийского залива, настолько были пропитаны нефтью, что загорались от спички дымным пламенем.

Известно, что в концепции как длительного осадочного, так и геотермального генезиса нефть образуется под воздействием изменения температуры на органическое вещество осадочных пород. В первом случае это воздействие сказывается в течение периода, превышающего миллион лет, в интервале температур 50-175 °С, во втором – нефть образуется «мгновенно» в масштабе геологического времени при температуре порядка 315 °С. Точного влияния температурно-временного фактора на глубинный генезис нефти не установлено.

По данным К. А. Kvenvoldan, В. К. Simoneit (1990 г.), наиболее возможным представляется образование нефти в течение примерно 100 лет при температурах 300-350 °С. Подобное явление в настоящее время наблюдается в рифтовых зонах Калифорнийского залива и Красного моря.

Такую стадию развития прошли также и современные пассивные континентальные окраины литосферных плит, что служит одним из главных аргументов в пользу их высоких перспектив нефтегазоносности.

Таким образом, нефтегазообразованию способствуют следующие процессы, проявляющиеся в результате движения литосферных плит: субдукции, спрединга, рифтинга, что обуславливает накопление значительной толщи осадков и повышенный геотермический градиент недр.

Оригинальная точка зрения опубликована В.П. Гавриловым (2000). Изучая данные по нефтегазоносности Зондского шельфа Вьетнама, он пришел к выводу о том, что углеводородные флюиды формируются одновременно с образованием «гранитного» слоя земной коры. Основные залежи УВ сконцентрированы в гранитах фундамента и частично мигрируют в толщи осадочного чехла (рис. 3.2.1). В первичных осадочных комплексах, участвующих в процессах аккреции, гранитизации и, в конечном итоге, в образовании «гранитной» коры, содержалось и РОВ, которое вместе с материнскими породами испытывало влияние температурного фактора и метасоматоза.

Термальный водоминеральный поток оказывал температурное и

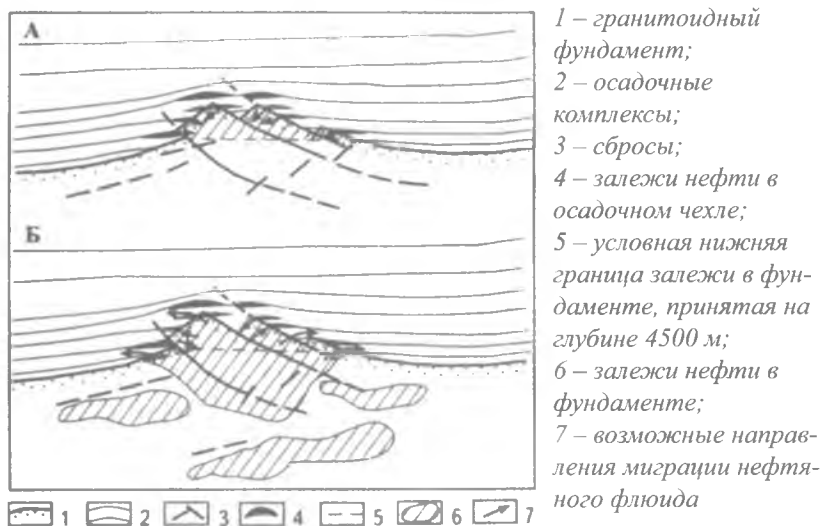


Рис. 3.2.1. Общепринятая (А) и предлагаемая (Б) модели залежей нефти в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр (по В.П. Гаврилову, 2001)

метасоматическое воздействие на вышерасположенные осадочные толщи. Частично ОВ переплавлялось в магматических очагах, но его большая масса вполне могла сохраниться и стать основой для преобразования в углеводороды нефтяного ряда. Одновременно с формированием «гранитного» слоя возникали и углеводородные флюиды, которые включались в общий водоминеральный поток и вместе с ним попадали в осадочные породы островной дуги.

Однако масштабы нефтегазонакопления и запасы нефти в залежах гранитов месторождения Белый тигр (Вьетнам), предполагаемые автором этой идеи, по мнению другого плитотектониста В.С. Шеина (2006), сильно преувеличены, и он считает, что эти залежи образовались за счет нефтематеринских толщ осадочных пород, облекающих гранитные выступы.

Промышленный приток нефти из гранитов доюрского разреза был получен на Оймашинской площади, расположенной на южном борту – Ракушечном своде Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 3.2.2).

Распространение залежей УВ в гранитных породах контролируется не только формой и размерами гранитной интрузии, но и взаимоотношением с вмещающими породами, тогда как залежи в

юрских и триасовых отложениях в целом определяются структурным фактором (Е.Г. Крымголец, 1982).

Флюидоупором для залежи, приуроченной к верхней части гранитного массива, вероятно, служит пачка аргиллитов и глинистых алевролитов, мощностью 20–35 м, условно отнесенная к пермокарбону, а также верхняя часть сланцево-аргиллитовой толщи камменоугольного возраста.

Это открытие привело к возрождению, в какой-то мере, забытых более ранних высказываний о неорганическом генезисе природных углеводородов и о необходимости поисков залежей нефти и газа в породах традиционного фундамента.

А.Н. Дмитриевский с соавторами (1992) подчеркнул, что факторами, определяющими образование пустот в гранитах, являются термическая усадка и контракция остывающего магматического вещества, что порождает возникновение пор и трещин.

Такие же поры и трещины образуются в зоне разряжения, и в результате возникает перепад давлений, достигающий, по мнению этих авторов, многих сотен атмосфер. Кроме того, на затухающей стадии консолидации магматического вещества сильно активизируются гидротермальные процессы, особенно в зонах разломов. В связи с перепадом давления, термоусадочным процессом и гидротермальной деятельностью интрузивный массив начинает работать как «гигантский насос» (А.Н. Дмитриевский и др., 1992), стягивающий из смежных пород насыщающие их флюиды.

Очевидно также, что тепловое воздействие остывающего магматического тела не только благоприятно влияет, но и сильно ускоряет перерождение нефтематеринских пород в производящие, если они находятся в непосредственном соседстве с таким телом. В результате отделяющиеся от них жидкие и газовые УВ всасываются в разуплотненные зоны этого тела. Предложенный А.Н. Дмитриевским и его соавторами механизм формирования залежей нефти и газа в гранитных массивах хорошо объясняет, почему в таких массивах залежи нефти и газа есть только на площадях, на которых сверху массивов или по их флангам имеются нефтематеринские породы, содержащие залежи нефти или газа.

В.И. Попков, А.А. Рабинович и Н.И. Туров (1986) приводят следующий механизм образования пластообразных зон, разуплотненных в массивах гранитов на площади Оймаша. Как они отмечают, при внедрении магматического расплава в холодные вмещающие породы зоны быстрого охлаждения прежде всего возникают по

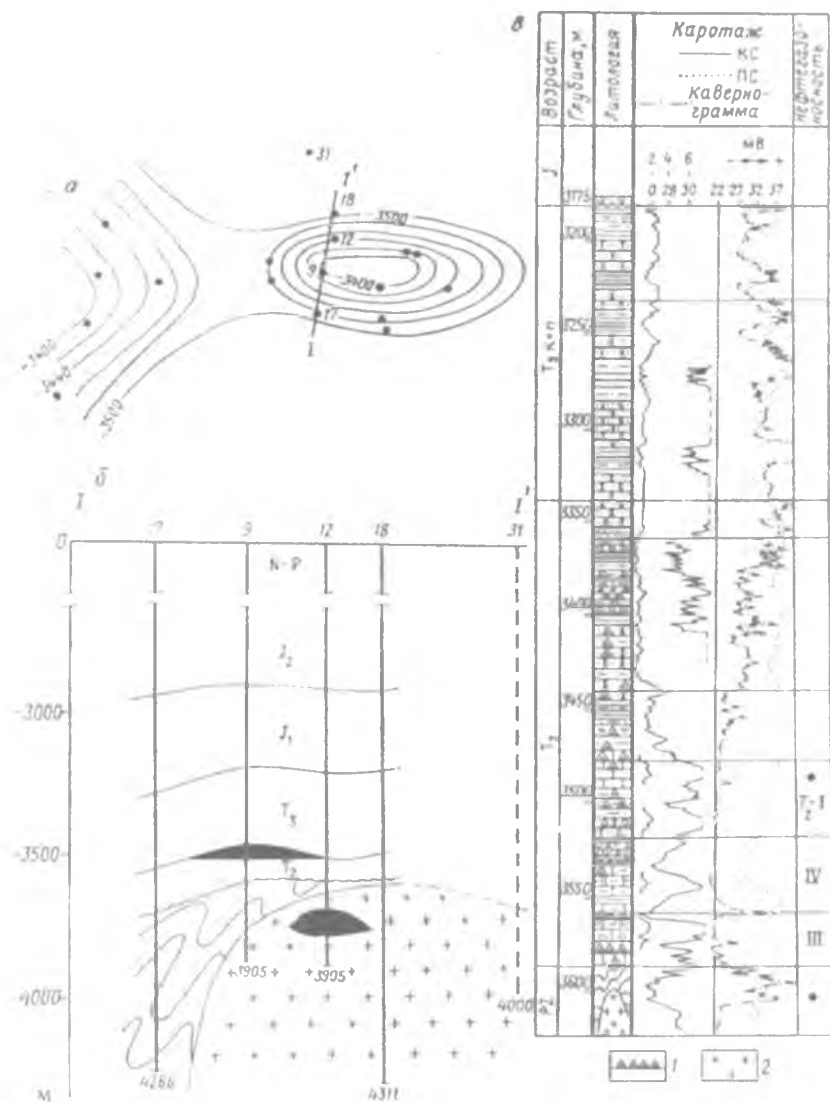


Рис. 3.2.2. Нефтяное месторождение Оймаша:

а – структурная карта по кровле среднетриасового продуктивного пласта; *б* – геологический профиль; *в* – разрез продуктивной части отложений (по В.В. Липотовой); 1 – туфоизвестняки; 2 – граниты

флангам и кровле массива, где магма быстро твердеет, превращаясь в плотную мелкозернистую породу, и образуют «зону закалки», но ниже этой зоны продолжает существовать жидкая магма. К моменту ее затвердения объем жидкого раствора сокращается на 8,4%, причем в процессе перехода от жидкого состояния в твердое происходит отрыв кристаллизующегося вещества от твердой зоны закалки. Таким путем возникают свободные полости в агрессивных постмагматических породах, происходит выщелачивание, за счет чего диаметр пустот увеличивается от нескольких сантиметров до 10–15 м. В последующем при возникновении разломов и трещин через них углеводороды из вышележащих пород высасываются в полости массива.

Как видим, специалисты, изучавшие непосредственно месторождение Оймаша, в подавляющем большинстве оценивают граниты лишь как коллекторы, но никак не связывают с ними генерацию УВ. Привлечь к этим процессам внимание представляется необходимым в связи с появившимися в последние годы высказываниями о возможности открытия аналогичных залежей нефти и в гранитных массивах, слагающих фундамент ряда нефтегазоносных регионов, в том числе платформенной территории Узбекистана.

Залежи нефти в фундаменте, в том числе в гранитных массивах нефтегазоносных регионов, как неоднократно отмечал А.А. Бакиров, образовались за счет нефтематеринских толщ осадочных пород, облекающих гранитные выступы. Следовательно, наличие нефтематеринских пород – это одно из важнейших условий для протекания процессов нефтегазообразования даже при рассмотрении его через призму теории плитной тектоники или геодинамики.

Здесь было бы уместно привести отношение известного ученого А.А. Бакирова (1987) к состоянию разработанности органической концепции нефти и газа. Он пишет: «Предстоят значительные комплексные геологические, геохимические и биохимические исследования, связанные с дальнейшим углубленным изучением ряда еще недостаточно изученных аспектов этой теории» (с. 29).

Уместно заметить, что проблема происхождения нефти и газа была исключена из повестки дня среди рассматриваемых в конце XX века на разных конгрессах и конференциях. Главной причиной этому послужило то, что в результате исследования проблем генезиса нефти и газа независимо от органического или неорганического подходов не были разработаны конкретные критерии для

поисков локальных скоплений УВ. Разработанные авторами существующих гипотез, схем или концепций образования нефти и газа критерии прогноза нефтегазоносности не давали ответа на вопрос: «В каком конкретном локальном участке осадочного бассейна следует концентрировать геолого-геофизические работы для поисков нефти и газа?».

Следовательно, эти неизученные аспекты генезиса нефти и газа стали уже целенаправленно рассматриваться в XXI веке многими учеными через призму геодинамического подхода на основе системного подхода.

В этом ключе впервые в 2002 г. в Ташкенте учеными-нефтяниками Республики Узбекистан совместно с коллегами из РАН была организована Международная научно-техническая конференция «Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре» (её организаторами были А.А. Абидов, В.Е. Хаин). В ней приняли участие многие специалисты из разных стран, включая США, Канаду, Великобританию, Японию, Россию, Казахстан, Кыргызстан, Азербайджан. На этой конференции было отмечено, что геодинамические исследования активно развиваются по всем направлениям нефтегазгеологической науки. На ней были рассмотрены следующие аспекты: геодинамические модели эволюции нефтегазоносных осадочных бассейнов различных типов, развитие методов нефтегазгеологического прогнозирования на геодинамической основе, сравнительный анализ геодинамических обстановок нефтегазоносности осадочных бассейнов, геодинамические критерии оценки перспектив нефтегазоносности отдельных регионов, стратегия поисковых работ на УВ с учетом геодинамических критериев.

Впервые на этой конференции был рассмотрен современный взгляд на роль геодинамики в микстгенетическом синтезе углеводородов. Разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ ставит своей целью выработать унифицированный подход к решению проблемы нефтегазообразования в условиях различных геодинамических обстановок на основе точных физических и химических законов. Принцип ее действия базируется на взаимодействии двух реально существующих компонентов – рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных толщ и ювенильных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по каналам глубинного тепломассопереноса (ГТМП). По ним высокотемпературные ювенильные газы и флюиды водорода, метана, окиси угле-

рода и других соединений поднимаются в осадочный чехол из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ. При этом расположенные над каналами ГТМП аномальные термобарогеохимические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

В 2003 г. в Москве состоялась Международная конференция «Генезис нефти и газа». Ее организаторами были академики РАН А.Н. Дмитриевский и А.Э. Конторович. На ней впервые был представлен весь спектр взглядов на происхождение углеводородов, включая осадочно-миграционную, флюидо-динамическую, микстгенетическую и абиогенную концепции, а также другие экстравагантные взгляды и мнения. Помимо ключевой проблемы, там также рассматривались вопросы, посвященные геодинамике осадочных бассейнов, глубинному строению земной коры и верхней мантии, составу глубинных флюидов, структурно-тектоническим факторам нефтегазонакопления, геохимии углеводородов и органического вещества, катагенезу керогена, механизмам миграции УВ и оптимизации поисков залежей нефти и газа.

На сегодняшний день подавляющим большинством ученых признается доказательная база биомаркеров, свидетельствующая о генетической связи РОВ осадочных толщ и генерированных им УВ.

Другим общепризнанным и широко распространенным явлением считается воздействие на осадочные толщи потоков глубинных флюидов, проникающих из возбужденной мантии и коровых «волноводных» слоев в процессе глобальной дегазации Земли. При этом имеются экспериментальные геофизические данные о глубинных флюидоподводящих каналах плоской и стволотвидной формы.

Некоторая группа исследователей (Б.М. Валяев, И.М. Шахновский и др.) не признает значение биомаркеров, полностью придерживаясь абиогенной концепции.

Благодаря обоюдному признанию биомаркеров и потоков глубинных флюидов, среди многих ведущих ученых более широкое распространение получают микстгенетические взгляды на генезис нефти и газа (см. гл. 1.2).

Вопросы нефтегазообразования были рассмотрены в специальной секции «Нефтегазообразования и нефтегазонакопления в зем-

ной коре» (председатель А.А. Абидов) в рамках Международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов», которая проходила в 2005 г. в Москве в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (В.П. Гаврилов). В организации этой конференции участвовали ВНИГНИ (К.А. Клещев, В.С. Шеин), Научный совет РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа (В.Е. Хаин, Н.В. Марасанова).

Выдвинутые на вышеотмеченных конференциях концепции образования нефти и газа стали особенно актуальными в начале XXI столетия, когда ученые в области наук о Земле подошли к осознанию того факта, что наша планета представляет собой единую систему, все части которой находятся в тесном взаимодействии. Это стало возможным благодаря выдающимся успехам технического прогресса – внедрению сейсмической томографии, достижению обитаемыми подводными аппаратами максимальных глубин океанского дна, освещению искусственными спутниками Земли околоземного космического пространства, исследованиям космическими аппаратами Луны, ближайших планет Солнечной системы и их спутников (В.Е. Хаин, Н.В. Короновский, 2007).

Благодаря этому выявилась во всей полноте сложность структуры планеты Земля в плане ее многооболочечного строения. Оболочки геосферы составляют подсистемы единой системы «планета Земля». Каждая из них находится в определенном интервале давлений и температур и характеризуется индивидуальными особенностями физического (фазового) состояния, химического и минералогического состава (главные породообразующие, второстепенные и акцессорные минералы) и, главное, обладает своей специфической внутренней динамикой. В этом смысле они автономны, но в действительности лишь квазиавтономны, поскольку находятся, как отмечалось выше, в постоянном активном взаимодействии (рис. 3.2.3).

Если представить земной шар расколотым пополам, то он внутри, подобно луковице, состоит из нескольких концентрических оболочек, вложенных одна в другую. Наиболее отчетливо выделяются три оболочки, или геосферы: земная кора, мантия и ядро (рис. 3.2.4).

Глубокие скважины и шахты дали геологам возможность изучить верхние слои земной коры. Однако глубина этих горных выработок пока еще слишком мала. Самая глубокая скважина в мире пробурена в России на Кольском полуострове. Ее глубина состав-

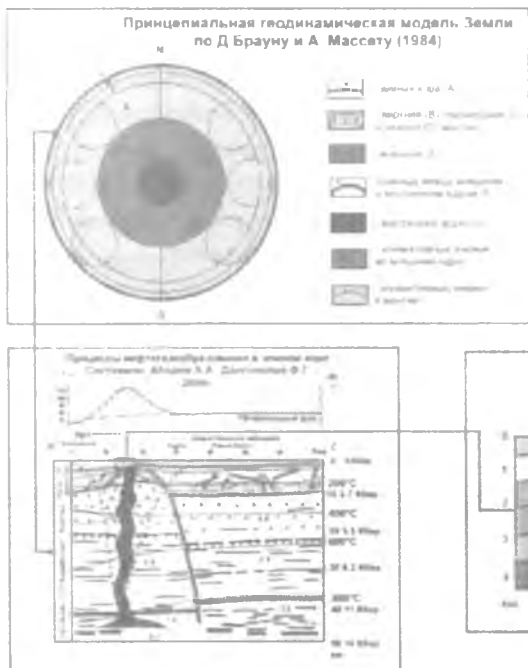


Рис. 3.2.3.
Схема иерархичности
осадочного чехла
в системе «Земля» (по
А.А. Абидову, 2005 г.)

ляет 12262 м (бурение прекращено в 1992 г. из-за аварий и по техническим причинам пока не может быть продолжено). Шахты проникают в недра на гораздо меньшие глубины. Рекордной глубины 3428 м достигла шахта «Ист Рэнд» в Южной Африке. Сравните эти цифры со средней величиной радиуса Земли 6371 км, и окажется, что даже самая глубокая современная скважина проникает в тело планеты не глубже, чем булавочный укол в толстую кожу слона. Поэтому-то и загадочно во многом внутреннее строение нашей планеты (В.П. Гаврилов, 2005). Самая верхняя оболочка нашей планеты – земная кора представляет собой весьма тонкое «покрывало», под которым скрыты беспокойные земные недра. Мощность коры в океанах составляет около 5 км, на материках она достигает 70 км. Однако даже самая мощная кора по сравнению с другими геосферами Земли кажется тонкой пленкой, в которую обернут земной шар. В среднем толщина коры составляет всего 0,6% от длины земного радиуса.

Резкое колебание мощности земной коры объясняется особенностями геологического строения. На континентах она состо-

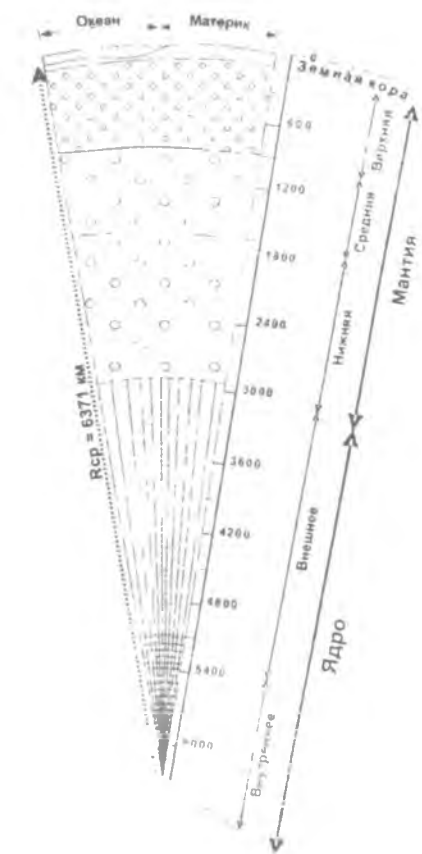


Рис. 3.2.4.

Внутреннее строение Земли

ит из трех слоев: осадочного, «гранитного» и «базальтового» (рис. 3.2.5). Осадочный слой, где формируются скопления УВ, покрывает планету с поверхности. Он сложен хорошо известными нам осадочными породами: песками, песчаниками, глинами, известняками, каменной солью и т. д., в разрезах которых выделяются прослойки, называемые «нефте- или газоматеринскими» толщами. В целом, мощность осадочного слоя меняется от нуля до 10-15 км и в редких случаях достигает 20 км.

Следовательно, при таких соотношениях различных слоев Земли воздействие на осадочный чехол нижних слоев земного шара становится неоспоримым фактом (см. рис. 3.2.3). Если эту проблему рассмотреть через призму преобразования рассеянного органического вещества, то каналы ГТПП выступают в качестве главенствующе-

го объекта в изучении вопросов генезиса углеводородов (см. гл. 4), так как поднимающиеся по ним из верхней мантии и нижних слоев земной коры вверх в дискретном режиме, при определенных термодинамических условиях, ювенильные газы разного состава (CO_2 , N_2 , H_2 , CO , CH_4 , Ar и др.) являются основными компонентами тепломассопереноса и взаимодействуют с РОВ. При этом происходят различные химические реакции, отвечающие природному микстгенетическому синтезу УВ (А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, З. Тилябаев, 2005).

Не вдаваясь в детали этой современной концепции образования УВ, поскольку она подробно излагается в главе 5, здесь уместно отметить, что в ней, как и в биогенной концепции, органическое вещество является основным источником нефти и газа. В этом про-

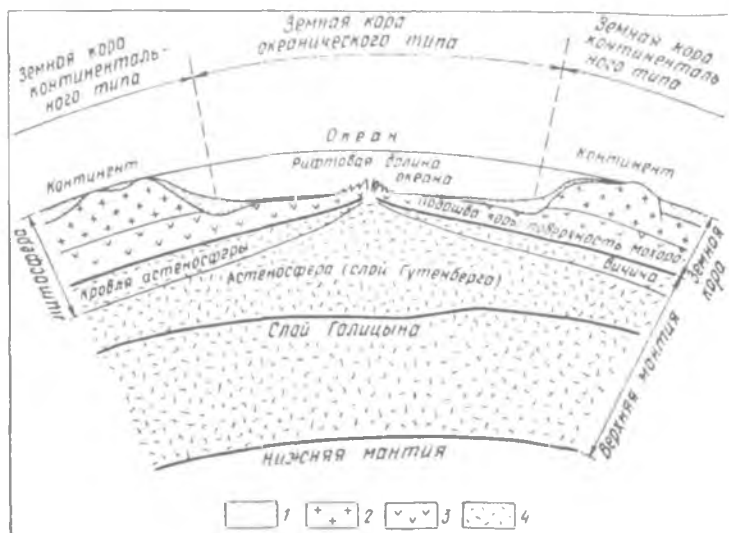


Рис. 3.2.5. Схема строения земной коры и верхней мантии Земли:
 1 — осадочный слой; 2 — «гранитный» слой;
 3 — «базальтовый» слой; 4 — мантия

является общность двух вышеизложенных концепций. Их отличие сводится к тому, что микстгенетическая концепция учитывает современные достижения наук о Земле, т.е. геодинамику, появившуюся в результате научно-технической революции, связанной с окончательным формированием в 80-х годах XX столетия концепции тектоники литосферных плит в стройную научную теорию.

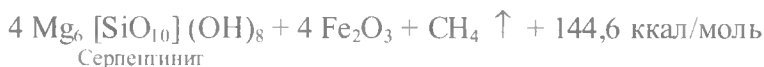
Очевидно, что последние достижения науки никак не могли быть учтены органиками прошлых лет, поскольку прикладное значение мобилизма стало заметно проявляться лишь в 90-х годах прошлого столетия. Примечательно, что до этого все-таки появились первые новаторские публикации зарубежных и российских ученых (Х.Д. Хедберг, Н.Я. Кунин, О.Г. Сорохтин, В.Е. Хаин, Б.А. Соколов, К.А. Клещев, В.С. Шеин, В.П. Гаврилов и др.), на чем мы останавливались выше (см. рис. 3.2.1).

Таким образом, как отмечалось, благодаря обоюдному признанию уже доказанных потоков глубинных флюидов и обнаруженных в нефтях биомаркеров, среди многих ведущих ученых более широкое распространение получают микстгенетические взгляды на генезис нефти и газа.

3.2.1. Микстгенетические процессы метанообразования в современных условиях Мирового океана

Открытие, сделанное в последнее десятилетие XX века о так называемых «гидротермальных нефтях» и проявлений УВ в гидротермальных системах как континентов, так и океанов способствовало возрождению неорганической гипотезы генезиса нефти и газа.

Например, естественное выделение метана установлено в рифтовых долинах Мирового океана через так называемые черные курильщики – конусообразные вершины высотой в десятки и сотни метров. Специфика такого феномена в том, что вокруг этих вершин отсутствуют осадочные породы. О.Г. Сорохтин, А.С. Ушаков (2002) считают, что образование метана происходит здесь минеральным путем в низах океанической коры за счет гидратации железосодержащих пород основного состава морскими водами с растворенным углекислым газом. Возможная реакция идет по следующей формуле:



Действительно ли это так? Нужен ли осадочный чехол для протекания процессов образования метана органическим путем в условиях черных курильщиков? Метан, выделяемый по дну Мирового океана, действительно ли имеет природу неорганического синтеза?

Чтобы ответить на эти вопросы, должны прежде всего обратиться к фактологической базе результатов океанических экспедиций ученых, нацеленных на изучения СОХ и функционирующих в их пределах «черных курильщиков», гидротерм.

В результате таких экспедиций, организованных в начале 70-х годов на судне «Дмитрий Менделеев» и во второй половине 80-х годов прошлого века на судне «Академик Мстислав Келдыш» с помощью подводных обитаемых аппаратов, обнаружили существование в условиях срединно-океанических рифтов живых организмов, особую фауну гидротермалей – вестиментифер и в пределах черных курильщиков - экстротиллов.

Вестиментиферы – метровые червеобразные, а то и двухметровые червеобразные существа, напоминающие шланги с красным наконечником (шупальца). Открытие гидротермальных сообществ в те годы буквально потрясло ученых. На глубине около двух тысяч метров, в полной темноте при температуре в 40 °С и давлении 200 атмосфер (к востоку от Галапагасских островов) живут и благоденствуют организмы! Да ещё в условиях сероводородного заражения и высокого содержания ядовитых металлов!

В условиях отсутствия кислорода и высокой температуры раствора (около 350 °С) наблюдались также густые скопления гидротерм - экстротиллов (в пределах СОХ Восточно-Тихоокеанского поднятия), что доказало необязательность наличия кислорода и лучей Солнца (света) для существования живых организмов. В этих условиях питательным средством для экстротиллов и др. обитающих у подножия курильщиков служат струи горячего раствора, включающего в свой состав и ювинильных газов, поднимающихся по каналам курильщиков (современный процесс глубинного тепломассопереноса в рифтовых системах океанов!).

Следовательно, для рассматриваемых условий СОХ горячие потоки, подобно лучам Солнца, питают живые организмы: фотосинтез замещается хемосинтезом. Отмирающие здесь организмы сразу же попадают в зону влияния черных курильщиков, т.е. отлагаются и перерабатываются там же, где они обитали. Для осаждаемого ОВ, в условиях отсутствия осадочного покрова, курильщики служат природными реакторами генерации метана. В этих реакторах под воздействием существующей здесь высокой температуры и ювинильных газов, поднимающихся по каналу курильщиков, из ОВ может генерироваться метан. Доказательством этому служат результаты геохимических анализов образцов, поднятых из сульфидных руд высокотемпературных курильщиков СОХ, в разрезе которых полностью отсутствуют осадочные отложения. В этих образцах пород были получены жидкие нефтиды и битумоидные экстракты. В гидротермальных постройках руд содержание $C_{орп}$ достигает 1-3%, в то время как за пределами гидротермального поля концентрация $C_{орг}$ не превышает 0,3%, что наряду с аномальным изотопным составом (-21,5 - -20,9 ‰) и характером распределения биомаркеров (состав липидов и фосфолипидов полностью идентичен таковым прокариотов и эукариотов, установлено присутствие фитанилглицерида – характерного биомаркера метаногенных бактерий) позволило А.Ю.Леину и др. (1988) сделать вывод, что ОВ

руд было образовано при значительном участии бактериального хемосинтеза и метанотрофии.

О.К.Баженовой и др. (2001) были изучены хлороформенные экстракты сульфидных руд гидротермального поля Рейнбоу (36 °с.ш. САХ). Материал для исследования был отобран осенью 1999 года с помощью ГОА аппарата «Мир-1» с борта НИС «Академик Мстислав Келдыш» (42 рейс) и представлял собой фрагмент сульфидной руды. Степень битуминизации ОВ в изученных образцах сульфидных руд – коэффициент β около 1-2%, что является бесспорным свидетельством сингенетичности битумоидов. Хроматографическая картина концентрационного распределения н-алканов из сульфидной руды близка к таковой из ОВ морского генезиса, переработанного бактериями в осадке. На фоне высокого нефтенового фона наблюдается одномодальный ряд н-алканов C_{14} – C_{15} и C_{30} – C_{36} . Наиболее интересен состав изопреноидных алканов: основную массу изопреноидов составляют три УВ фитан (C_{20}) – УВ регулярного строения – 50% и УВ нерегулярного строения – сквалан (C_{30}) – 30% и дифитил (C_{40}) 20%.

Высшие изопреноиды – типичные соединения бактериального происхождения.

Если н-алканы, согласно реакции Фишера-Тропша, синтезировать возможно, хотя для этого, как уже было отмечено (см. гл. 1.1), нужны очень строгие условия реакции: нормирование продуктов реакции, катализаторы и пр., то изопреноиды, как и вообще разветвленные алканы не были синтезированы, несмотря на многочисленные попытки.

Получение УВ экстрактов существенно изопреноидного состава из руд гидротермальных зон подтверждает их генетическую связь с гидротермальным биологическим сообществом. Это служит бесспорным доказательством, считают авторы исследований по полю Рейнбоу, образования жидких УВ и нефтеподобных продуктов в гидротермальных системах в результате быстрого современного нафтидогенеза. Следовательно, эти жидкие УВ генетически связаны с «жизнью».

Подобные явления по генезису нефти и газа, на основе участия ОВ хемосинтеза и воздействия на них ювинильных газов, поднимающихся в СОХ, являются непрерывными процессами, по крайней мере с мезозойской эры, когда начался распад Пангеи. Доказательством этому служат результаты исследования Калифорнийского рифта, являющегося аналогом протоокеанического вида развития

современных океанов.

Так, академик РАН А.П. Лисицын (1987), наблюдавший непосредственно черных курильщиков в Калифорнийском рифте в подводном обитаемом аппарате «Пайсис» пишет: «Детально познакомиться с «черными курильщиками», подойти поближе, изучить нам удалось ... в двух районах, доступных для наших подводных аппаратов – в Калифорнийском заливе и на подводном хребте Хуан де Фука (северная оконечность Восточно-Тихоокеанского поднятия). Об исследованиях в Калифорнийском заливе хочется рассказать особо: там мы встретили самые крупные сульфидные постройки. Это грандиозные сооружения, уже не холмы, а огромные в десятки метров высотой и совершенно фантастического вида башни. Снаружи они плотно окутаны «живым одеялом». Это фауна гидротермалей, живые организмы. На вершине башни бьют струи горячего раствора, как из труб огромного порохода, валит мощный столб рудного дыма. Его высота достигает 100-150 метров.

Высота самой большой башни, какую нам удалось увидеть из иллюминатора подводного аппарата, – 55 метров, почти как двадцатизэтажное здание. А приборы обнаруживали башни и повыше – до 100 метров. И что удивительно, на сравнительно небольшой площади дна, всего в 14 квадратных километров, мы встретили около 70-80 башен» (с. 44).

Когда речь идет об органическом мире океанических рифтов, следует привести такой любопытный факт: в древних рудах мезозойских и даже палеозойских месторождений суши встречаются окаменевшие трубки вестиментифер, тех самых животных, которых участники подводной экспедиции Калифорнийского рифта в изобилии находили возле гидротермальных построек на океанском дне.

Таким образом, биогенная природа метанов, выделяемых в пределах черных курильщиков, где отсутствует осадочный покров, является доказанным как с общегеологической позиции, так и с позиции геохимических лабораторных исследований.

По мере удаления сульфидных руд от черных курильщиков, в результате спрединга океанического дна, с образованием на них осадочного слоя, процесс метанообразования в них будет продолжаться и образованный метан будет поступать в рыхлые осадки, ускоряя в них процессы нефтеобразования. Например, участники экспедиции по изучению Калифорнийского рифта проникли в природную лабораторию образования нефти и газа. В частности, они

наблюдали, как рыхлые осадки на дне Калифорнийского залива, богатые ОВ, под действием здесь высокой температуры, создаваемой за счет глубинного тепломассопереноса, быстро перерабатывались в нефть и газ. А.П.Лисицын (1987) по этому поводу писал: «Взятые нами пробы руд были настолько пропитаны нефтью, что загорались от спички дымным пламенем. Подводные аппараты, возвратившиеся со дна, резко пахнут дизельным топливом. Локаторы бокового обзора в ряде мест дают изображение газовых факелов, вздымающихся над дном океана иногда на тысячу метров» (с.47).

Вслед за протоокеаническим видом геодинамической обстановки, в абиссально-равнинном виде стадии расхождения также будет продолжаться процесс нефтегазообразования. В силу отсутствия в разрезе абиссально-равнинной части океана уплотненных непроницаемых пород, из нижних слоев ювинильные и углеводородные газы, поднимаясь вверх, проникают в осадки и выступают, наряду с биохимическими процессами (микроорганизмов и ферментов), как катализаторы для превращения захороненных в них органических остатков в УВ.

Резюмируя вышеизложенное, можно констатировать, что наблюдаемые в современных условиях СОХ, особенно в зоне отсутствия осадочного покрова черных курильщиков, и в целом по дну Мирового океана, процессы метанообразования, оцениваемые, по данным ряда ученых, в 10 млн т (10^9 м³) метана / год (и других углеводородных рядов, вплоть до жидких), логически укладываются в микстгенетическую схему природного синтеза УВ.

Подобные явления происходили и в геологическом прошлом, т.е. в эпохи существования палеоокеанов Япетус, Авалония, Палеотетис, Урало-Тянь-Шанский, Мезотетис и др. В связи с их закрытием и превращением в складчатые территории с потенциальными в своем составе для генерации метана и других рядов УВ рассеянными органическими веществами, они формировали фундамент современных нефтегазоносных провинций и областей или же превратились в горно-складчатые сооружения. В связи с этим нефтегазопроявления, наблюдаемые в обнажениях палеозоя, в некоторых местах мезозоя, и метан, фиксируемый в процессе дегазации Земли или в каналах ГТПП, скорее всего, являются генетически связанными с РОВ, захороненных в осадках палеоокеанов.

3.2.2. Микстгенетические процессы нефтегазообразования в условиях кимберлитовых трубок

Остановимся еще на одной высокотемпературной зоне земной коры – кимберлитовых телах, так как в трубках которых были зафиксированы в Якутии и Южной Африки различного масштаба газо- и нефтепроявления и этот факт сторонниками абиогенного генезиса УВ (Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, А.И. Кравцов и др.) приводится в качестве одного из аргументов такой гипотезы.

Однако результатами более 20-летних исследований, проведенных в Институте геологических наук и Институте проблем нефти и газа при участии ученых из Института геологии нефти и газа Сибирского отделения РАН (А.Ф. Сафронов, Н.Н. Зинчук, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, Э.А. Бондарев, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, 2005), доказано большое сходство нефти из средне- и верхнекембрийских отложений трубки Удачная с нефтями Непско-Ботуобинской антеклизы. Генезис последних связан с планктонно-водорослевым ОВ древних докембрийских отложений («Геохимия орг. вещ. ..., 1984; А.А. Конторович и др., 1995»). По физико-химическим свойствам нефть трубки Удачная близка к нефти, отобранной с глубины 625-1025 м из ствола шахты трубки Интернациональная. При этом в основу этих определений положены геохимические показатели, включающие: характер распределения нормальных и изопреноидных алканов, присутствие 12- и 13-метилалканов, наличие порфириновых комплексов, в составе которых ванадил-порфирины преобладают над никель-порфиринами. По результатам изучения состава «кимберлитовой» нефти в газожидкостном хроматографе и сопоставления полученных характеристик авторы сделали вывод о том, что наблюдаемые геохимические характеристики исследованных образцов обусловлены воздействием высоких температур в зоне контакта кимберлитового тела с вмещающими породами.

Температура кимберлитового магматического материала в момент образования трубки взрыва, по оценкам специалистов, не превышает 1000 °С (С.И. Костровицкий, 1976). По мнению данного автора, определяющим фактором температуры кимберлитового магматического материала является его газонасыщенность. Не вдаваясь в механизмы образования кимберлитовых трубок, для понимания лишь их природно-температурных условий, сочли целесообразным привести следующие расчеты. Так, В.С. Шкодзин-

ский (1995), предложив декомпрессионно-диссипативный механизм формирования кимберлитовых трубок, в момент образования трубки взрыва температура магматического материала составляет 900 °С и она практически мгновенна (вероятно, в течение нескольких минут) снижается при достижении земной поверхности на 580 °С. В случае недостижения фронтом взрыва земной поверхности «охлаждение будет несколько меньшим, но все же останется значительным» (В.С. Шкодзинский, 1995, с. 105). Резкое снижение температуры, приводящее к охлаждению магматического материала, видимо, связано с резким выделением и уходом из состава магмы, при её достижении земной поверхности, ювенильных газов, несущих тепло в атмосферу. Относительно медленное снижение температуры, при недостижении магмы земной поверхности, можно объяснить с медленным уходом горячих ювенильных газов из состава магмы, проникая и рассеиваясь в окружающие или в вышележащие пористо-проницаемые или трещинные породы, т.е. в данном случае происходит процесс тепломассопереноса. Остальные процессы воздействия тепломассы на РОВ, в рассматриваемом случае Якутии на планктонно-водорослевые ОВ древних докембрийских отложений, идут по вышеизложенной микстгенетической схеме природного синтеза УВ.

Таким образом, приходим к выводу, что кимберлитовые трубки также могут выступать в роли каналов ГТМП в микстгенетическом природном синтезе УВ.

ТРЕХМЕРНЫЕ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАНАЛОВ ГЛУБИННОГО ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ¹

4.1. Понятие и значение трехмерных физико-геологических моделей геодинамических структур

Широкое применение комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении сложных геологических объектов привело к использованию ФГМ. Основные принципы их построения были сформулированы в начале 80-х годов XX века в работах В.Б. Бурьянова, В.В. Гордиенко, Ф.Х. Зуннунова (1988); Г.С. Вахромеева Л.Ю. Давыденко (1987); «Комплексирование геофизических методов...», (1987); «Комплексирование методов разведочной геофизики» Справочник геофизика» (1984); В.Б. Бурьянова, В.В. Гордиенко, С.Н. Кулика, И.М. Логвинова (1983); Б.Б. Таль-Вирского (1982); И.А. Фузайлова (1978).

Для целенаправленного изучения нетрадиционных объектов существующая методика была доработана до трехмерного варианта и апробирована на нефтегазоперспективных региональных геодинамических структурах Узбекистана (Ф.Г. Долгополов, 2005).

Под трехмерной ФГМ понимается целостное математически формализованное представление о пространственном положении, внутреннем строении, физических свойствах и механизмах формирования исследуемого объекта, которое целенаправленно разрабатывается и уточняется в процессе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

Трехмерная ФГМ обладает неограниченными возможностями наращивания своей информационной базы по мере поступления новых данных, что позволяет эффективно планировать и контролировать выполнение всех этапов геологоразведочных работ.

Главными элементами ФГМ выступает СВК, под которым здесь

¹ В написании данной главы участвовал доктор геолого-минералогических наук Ф.Г. Долгополов.

понимаются реальные геологические тела, обладающие контрастным набором петрофизических свойств.

Методика разработки трехмерной ФГМ состоит из следующих операций:

1. Анализ имеющихся геолого-геофизических данных.
2. Математическая формализация объекта.
3. Составление системы регулярных физико-геологических разрезов.
4. Синтез регулярных физико-геологических разрезов в трехмерном пространстве.

Анализ имеющихся геолого-геофизических данных ставит своей целью определение объема, внутренней структуры и путей наращивания информационной базы исследуемого объекта, являющейся обобщенной и систематизированной совокупностью фактических материалов, прямо и косвенно характеризующих его внутреннее строение.

Математическая формализация объекта представляет собой разработку наиболее оптимального способа отображения моделируемой геодинамической структуры в трехмерном геологическом пространстве на основе существующей информационной базы. Учитывая наиболее распространенную неоднородную структуру информационной базы, математическая формализация объекта должна проводиться с использованием регулярной системы наблюдений. Под регулярной системой наблюдений здесь понимается оптимальное геометрически правильное расположение исследовательских профилей, которое позволяет наилучшим образом выделить прямые диагностические признаки исследуемого объекта.

Составление регулярных физико-геологических разрезов ставит своей целью отображение с помощью СВК главных диагностических признаков исследуемого объекта вдоль регулярной системы наблюдений.

Синтез регулярных физико-геологических разрезов в трехмерном пространстве служит для получения обобщенного и целостного представления о внутреннем строении исследуемого объекта в рамках трехмерной ФГМ. Данная операция представляет собой пространственную интерполяцию результатов комплексной интерпретации геолого-геофизических данных вдоль регулярной системы наблюдений.

На основе вышеизложенной методики разработаны трехмерные ФГМ каналов глубинного тепломассопереноса в районах месторождений Уртабулак, Тегермен и площади Гаджак-Боянгора.

Ниже рассматриваются трехмерные физико-геологические модели каналов ГТПП, которым принадлежит одно из ключевых мест в генезисе нефти и газа.

4.2. Трехмерные физико-геологические модели каналов глубинного тепломассопереноса

В результате целенаправленных исследований, проведенных за последнее десятилетие, были закартированы погребенные каналы ГТПП в пределах НГП и НГО Узбекистана (А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 1997; 2001; А.А. Абилов, А.А. Поликарпов, 2000).

В пределах Бухарской и Чарджоуской НГО Туранской НГП закартированы 12 изометричных аномалий с амплитудами 90–120 мВт/м² при фоновых значениях для региона 65 мВт/м² (рис. 4.2.1).

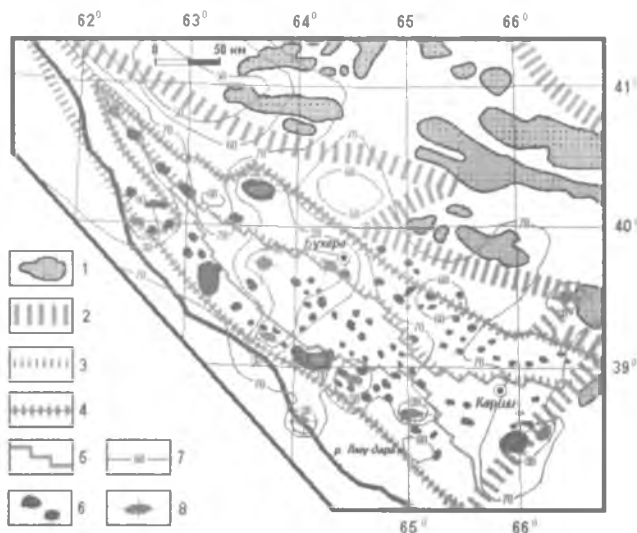


Рис. 4.2.1. Карта плотности теплового потока Бухарской и Чарджоуской НГО (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002): 1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – границы литосферных плит; 3 – границы тектонических ступеней; 4 – контуры погребенной палеорифтовой системы; 5 – границы центрального грабена; 6 – скопления углеводородов; 7 – изолинии плотности теплового потока мВт/м²; 8 – интенсивные изометричные аномалии над каналами глубинного тепломассопереноса

В пределах Сурхандарьинского НГР закартированы 2 изометричные аномалии с амплитудами 90–100 мВт/м² при фоновых значениях для региона 60 мВт/м² (рис. 4.2.2). Для закартированных объектов наблюдается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими полями, крупными скоплениями нефти и газа.

Несмотря на достаточно надежные критерии картирования каналов ГТМП, их внутреннее строение во многом остается неизвестным. Это связано с отсутствием целенаправленных геофизических наблюдений в пределах реальных объектов. Наиболее надежными экспериментальными данными, связанными с канала-

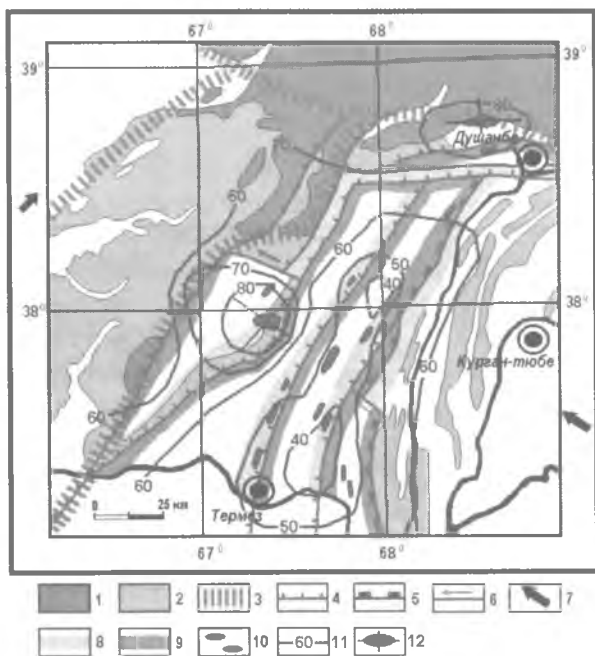


Рис. 4.2.2. Карта плотности теплового потока Сурхандарьинского НГР (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002): 1 – выходы палеозойского комплекса; 2 – выходы донеогеновых отложений; 3 – границы литосферных блоков; 4 – поддвиги; 5 – надвиги; 6 – сдвиги; 7 – внешние механические силы; 8 – зоны развития приразломных складок висячего крыла; 9 – зоны развития приразломных складок лежащего крыла; 10 – месторождения нефти и газа; 11 – изолинии плотности теплового потока мВт/м²; 12 – интенсивные изометричные аномалии над каналами глубинного теплопереноса

ми ГТМП, являются интенсивные изометричные аномалии плотности теплового потока.

Информация об их внутреннем строении может быть получена на основе сейсмических профилей, которые случайно пересекали отдельные аномалии. К подобным объектам относятся каналы ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен и площади Гаджак-Боянгора.

Для получения более полного отображения исследуемых объектов целесообразно провести комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных в рамках трехмерных ФГМ. Методика их разработки включает анализ имеющихся геолого-геофизических данных, математическую формализацию объектов, составление регулярных физико-геологических разрезов и синтез регулярных физико-геологических разрезов в трехмерном пространстве.

4.2.1. Канал ГТМП в районе месторождения Уртабулак

Анализ геолого-геофизической изученности канала ГТМП показал, что на поверхности он надежно картируется по интенсивной изометричной аномалии плотности теплового потока с амплитудой 110 мВт/м^2 и площадью 750 км^2 . Аномальная зона пересекается профилем глубинного ОГТ №498990688 и профилем ГСЗ Фараб-Бабатаг. В непосредственной близости от нее находится профиль ГСЗ Карабекаул-Койташ. В тектоническом плане каналу соответствует зона пересечения глубинных разломов в пределах южного борта Бухаро-Хивинской палеорифтовой системы. Фактическое наличие канала в земной коре фиксируется, по данным ОГТ и ГСЗ, в виде субвертикальной зоны отсутствия отражений. Математическая формализация канала ГТМП в районе месторождения Уртабулак представляет собой регулярную систему наблюдений, состоящую из горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры, цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля.

При построении регулярного физико-геологического разреза канала ГТМП были использованы данные сейсмических (ГСЗ, ОГТ), гравиметрических, магнитометрических и геотермических наблюдений, результаты ГИС и материалы изучения керна глубоких скважин. В результате их комплексной интерпретации был составлен поперечный физико-геологический разрез, отражающий основные структурно-вещественные комплексы (СВК) исследуемого объекта и вмещающей среды (рис. 4.2.3).

Синтез горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры,

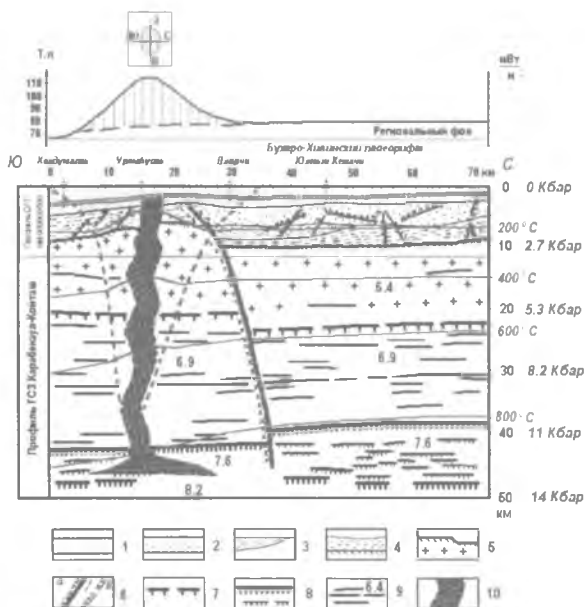


Рис. 4.2.3. Физико-геологический разрез канала глубинного тепломассопереноса в районе месторождения Уртабулак

(составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2001):

1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – разрывные нарушения: а) сквозькоровые, б) верхнекоровые; 7 – канал глубинного тепломассопереноса; 8 – граница Конрада; 9 – граница Мохоровичича; 10 – отражающие площадки и скорости упругих волн

цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля в трехмерном пространстве позволил разработать трехмерную ФГМ канала ГТМП в районе месторождения Уртабулак (рис. 4.2.4). Она отображает субвертикальную проницаемую зону в земной коре, по которой ювенильные флюиды водорода, метана, окиси углерода и других соединений поднимаются в верхние этажи, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ. Ее образование связано с действием горизонтальных напряжений орогенного геодинамического режима в месте пересечения глубинных разломов. Данная модель состоит из СВК, аппроксимирующих регионально прослеживаемые слои земной коры и верхней мантии, реликт мантийного диапира и раздробленную проницаемую зону. Канал берет начало на глубине границы Мохоровичича и заканчивается в нижней

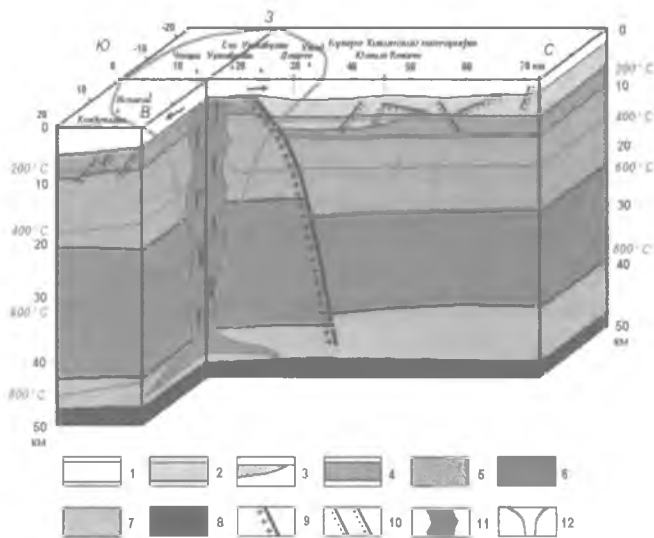


Рис. 4.2.4. Трехмерная физико-геологическая модель канала глубинного теплопереноса в районе месторождения Уртабулак (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002):

1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – нижняя кора; 7 – реликт мантийного диапира; 8 – верхняя мантия; 9 – сквозькоровые разрывные нарушения; 10 – верхнекоровые разрывные нарушения; 11 – канал глубинного теплопереноса; 12 – границы аномальной термохимической зоны

части мезозой-кайнозойского чехла. Его ширина в разрезе составляет 3—5 км. Источником теплопереноса является древний магматический очаг на границе земной коры и верхней мантии. В результате движения ювенильных флюидов вокруг канала формируется аномальная термогеохимическая область в виде сужающегося вниз воронкообразного тела. Его верхняя часть, включающая фрагменты мезозой-кайнозойского осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса, обладает повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляет практический интерес для поисков новых скоплений нефти и газа.

4.2.2. Канал ГТМП в районе месторождения Тегермен

Анализ геолого-геофизической изученности канала ГТМП показал, что на поверхности Земли он картируется по интенсивной

изометричной аномалии плотности теплового потока с амплитудой 120 мВт/м² и площадью 800 км². В непосредственной близости от аномальной зоны расположены профили ГСЗ Фараб-Тамдыбулак и Фараб-Бабатаг. В тектоническом плане каналу соответствует зона пересечения глубинных разломов в пределах южного борта Бухаро-Хивинской палеорифтовой системы. Фактическое наличие канала в земной коре фиксируется по данным ГСЗ в виде субвертикального глубинного разлома.

Математическая формализация канала ГТМП представляет собой регулярную систему наблюдений, состоящую из горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры, цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля.

При построении регулярного физико-геологического разреза канала ГТМП были использованы данные сейсмических (ГСЗ), гравиметрических, магнитометрических и геотермических наблюдений, результаты ГИС и материалы изучения керна глубоких скважин. В результате их комплексной интерпретации был составлен поперечный физико-геологический разрез, отражающий основные структурно-вещественные комплексы (СВК) исследуемого объекта и вмещающей среды (рис. 4.2.5).

Синтез горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры, цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля в трехмерном пространстве позволил разработать трехмерную ФГМ канала ГТМП в районе месторождения Тегермен (рис. 4.2.6). Она отображает субвертикальную проницаемую зону в земной коре. Данная модель состоит из СВК, аппроксимирующих регионально прослеживаемые слои земной коры и верхней мантии, реликт мантийного диапира и раздробленную проницаемую зону. Канал берет начало на глубине границы Мохоровичича и заканчивается в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. Его ширина в разрезе составляет 3—5 км. Источником тепломассопереноса является древний магматический очаг на границе земной коры и верхней мантии. В результате движения ювенильных флюидов вокруг канала формируется аномальная термогеохимическая область в виде сужающегося вниз воронкообразного тела. Его верхняя часть, включающая фрагменты мезозой-кайнозойского осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса, обладает повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляет практический интерес для поисков новых скоплений нефти и газа.

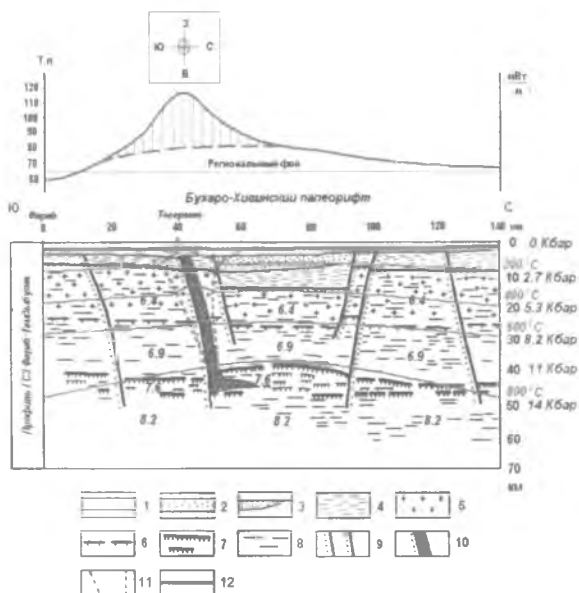


Рис. 4.2.5. Физико-геологический разрез канала глубинного тепломассопереноса в районе месторождения Тегермен (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2001):
 1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс;
 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – раздел Конрада; 7 – граница Мохоровичича; 8 – отражающие площадки; 9 – разрывные нарушения; 10 – канал глубинного тепломассопереноса; 11 – аномальная термогеохимическая зона; 12 – соляно-ангидритовая толща

4.2.3. Канал ГТМП в районе площади Гаджак-Боянгора

Анализ геолого-геофизической изученности канала ГТМП показал, что на поверхности Земли он картируется по интенсивной изометричной аномалии плотности теплового потока с амплитудой 85 мВт/м^2 и площадью 1000 км^2 . Аномальная зона пересекается профилем МОВЗ Дехканабад-Джаркурбан. В непосредственной близости от нее расположен профиль ГСЗ Фараб-Бабатаг. В тектоническом плане каналу соответствует зона пересечения наклонно-разрывного нарушения и субвертикального сдвига.

Математическая формализация канала ГТМП представляет собой регулярную систему наблюдений, состоящую из горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры, цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля.

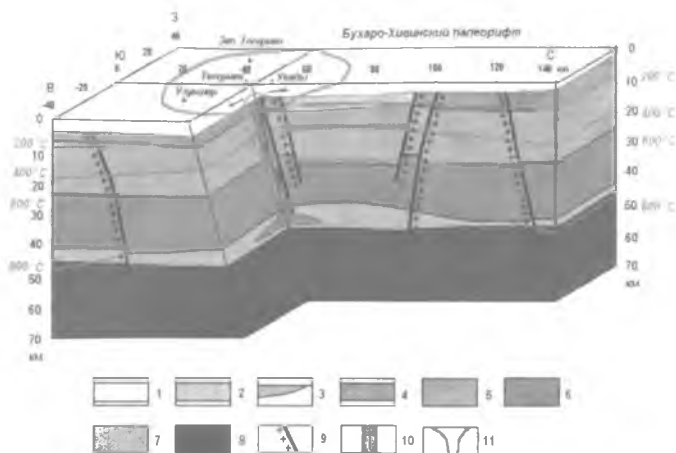


Рис. 4.2.6. Трехмерная физико-геологическая модель канала глубинного теплоассопереноса в районе месторождения Тегермен (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002):

1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – нижняя кора; 7 – реликт мантийного диапира; 8 – верхняя мантия; 9 – сквозькоровые разрывные нарушения; 10 – канал глубинного теплоассопереноса; 11 – границы аномальной термогеохимической зоны

При построении регулярного физико-геологического разреза канала ГТМП были использованы данные сейсмических (ГСЗ, МОВЗ), гравиметрических, магнитометрических и геотермических наблюдений, результаты ГИС и материалы изучения керна глубоких скважин. В результате их комплексной интерпретации был составлен поперечный физико-геологический разрез, отражающий основные СВК исследуемого объекта и вмещающей среды (рис. 4.2.7).

Синтез горизонтально-слоистой аппроксимации земной коры, цилиндрической аппроксимации проницаемой зоны и поперечного профиля в трехмерном пространстве позволил разработать трехмерную ФГМ канала ГТМП в районе площади Гаджак-Боянгора (рис. 4.2.8). Ее образование связано с действием горизонтальных напряжений орогенного геодинамического режима в месте пересечения глубинных разломов.

Данная модель состоит из СВК, аппроксимирующих регионально прослеживаемые слои земной коры, слой дилатансии и раздробленную проницаемую зону. Канал берет начало на глубине

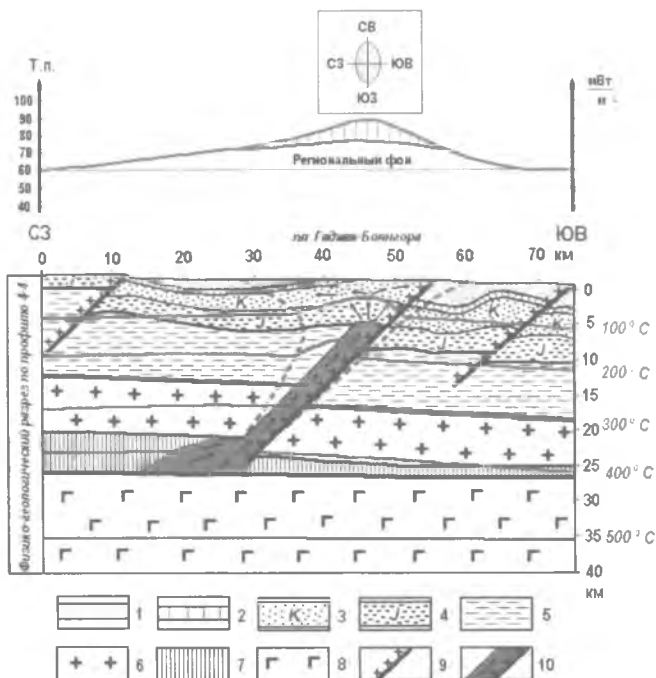


Рис. 4.2.7. Физико-геологический разрез канала глубинного тепломассопереноса в районе площади Гаджак-Боянгора (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 1999 г.): 1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – палеогеновые отложения; 3 – меловые отложения; 4 – юрские отложения; 5 – палеозойский комплекс; 6 – кристаллический фундамент; 7 – слой дилатансии; 8 – нижняя кора; 9 – наклонные разрывные нарушения; 10 – канал глубинного тепломассопереноса

слоя дилатансии (20 км) и заканчивается в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. Его ширина в разрезе составляет 3-5 км. Источником тепломассопереноса является слой дилатансии на границе верхней и нижней коры. В результате движения ювенильных флюидов вокруг канала формируется аномальная термогеохимическая зона в виде сужающегося вниз воронкообразного тела. Его верхняя часть, включающая фрагменты надсолевых и подсолевых отложений мезозой-кайнозойского осадочного чехла, обладает повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляет практический интерес для поисков новых скоплений нефти и газа.

Таким образом, в результате разработки трехмерных ФГМ каналов ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен и

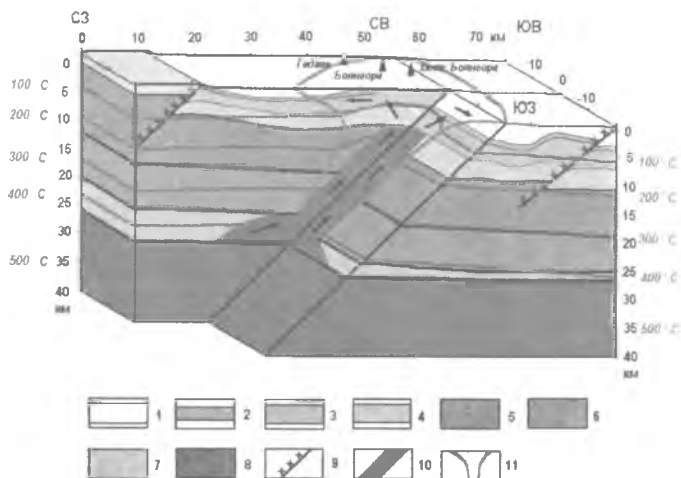


Рис. 4.2.8. Трехмерная физико-геологическая модель канала глубинного тепломассопереноса в районе площади Гаджак-Боянгора (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002):

1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – палеогеновые отложения; 3 – меловые отложения; 4 – юрские отложения; 5 – палеозойский комплекс; 6 – кристаллический фундамент; 7 – слой дилатансии; 8 – нижняя кора; 9 – наклонные разрывные нарушения; 10 – канал глубинного тепломассопереноса; 11 – границы аномальной термогеохимической зоны

площади Гаджак-Боянгора можно сделать следующие выводы:

1. Физико-геологические трехмерные модели каналов ГТМП с необходимой полнотой и точностью отображают их внутреннюю структуру, представляющую собой сквозькоровые проницаемые зоны, по которым ювенильные высокотемпературные флюиды поднимаются в верхние этажи земной коры, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ.

2. Механизм формирования каналов ГТМП связан с дроблением пород в местах пересечения глубинных разломов под воздействием вторичных растягивающих напряжений, связанных с орогенным геодинамическим режимом.

3. Вокруг каналов ГТМП формируются аномальные термогеохимические зоны, обладающие повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом.

4. Разработанные трехмерные модели каналов ГТМП могут быть использованы в качестве эталонов для проведения термодинамических расчетов и изучения других аналогичных объектов.

МИКСТГЕНЕТИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРИРОДНОГО СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ В ЛОКАЛЬНОМ ПРОГНОЗЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

Как отмечено в главах 3 и 5, на основе системного подхода к физико-химическим явлениям, происходящим не только в осадочной оболочке, но и в целом в земной коре и верхней мантии, а также исходя из современной методологии нефтегазогеологической науки на рубеже XX и XXI веков, автором данной монографии была разработана микстгенетическая схема природного синтеза УВ, которая подтверждена обширным фактическим материалом, полученным в процессе геодинамических исследований нефтегазоносных областей и провинций, а также в результате проведения полевых работ и лабораторно-экспериментальных опытов.

5.1. Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов

Согласно микстгенетической схеме природного синтеза УВ, глубинные флюиды непосредственно участвуют в преобразовании РОВ в углеводородные флюиды на уровне химических реакций, т. е. принцип действия микстгенетической схемы базируется на взаимодействии двух реально существующих компонентов – рассеянного органического вещества осадочных толщ и ювенильных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по каналам ГТМП.

Каналы ГТМП представляют собой раздробленные проникаемые зоны в местах пересечения глубинных разломов. По ним высокотемпературные ювенильные флюиды водорода, окиси углерода и других соединений поднимаются к поверхности из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ.

Принципиальная модель микстгенетической схемы природного

синтеза углеводородов отображает цикл причинно-следственных связей главных ее элементов: 1) каналы ГТМП; 2) поднимающиеся по ним глубинные флюиды CO_2 , N_2 , H_2 , CO , CH_4 , He , Ar и др.; 3) аномальные термогеохимические зоны над каналами ГТМП; 4) РОВ осадочных толщ; 5) типы химических реакций, отражающих взаимодействие РОВ с ювенильными газами, прямую полимеризацию его и прочих УВ; 6) миграцию синтезированных УВ; 7) формирование залежей нефти и газа; 8) разрушение залежей нефти и газа (рис. 5.1.1).

Эта цепочка между образованием залежей УВ и каналами ГТМП показывает пространственно-генетическую связь последних с известными зонами крупных скоплений нефти и газа. При этом расположенные над каналами аномальные термобарические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

Таким образом, согласно микстгенетическому синтезу, ключевая роль в генерации УВ из рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных толщ отводится высокотемпературным потокам глубинных флюидов, поступающих в осадочный чехол земной коры по каналам ГТМП, которые представляют собой особый тип региональных геодинамических структур в виде сквозькоровых проницаемых зон, возникающих в местах пересечения глубинных разломов. Поднимаясь по этим каналам, ювенильные флюиды водорода, окиси углерода и других соединений достигают верхних слоев земной коры, где активно взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал. Раскрытие этих механизмов позволяет по-новому оценить углеводородный потенциал нефтегазоносных провинций и областей Мира.

5.2. Научно-теоретическая база микстгенетической концепции нефти и газа

Здесь рассмотрим представления исследователей о дегазации Земли, элементом которой является процесс глубинного тепломассопереноса, проанализирована геологическая и физико-химическая природа функционирования каналов ГТМП, излагаются результаты численного термодинамического моделирования процессов ГТМП.

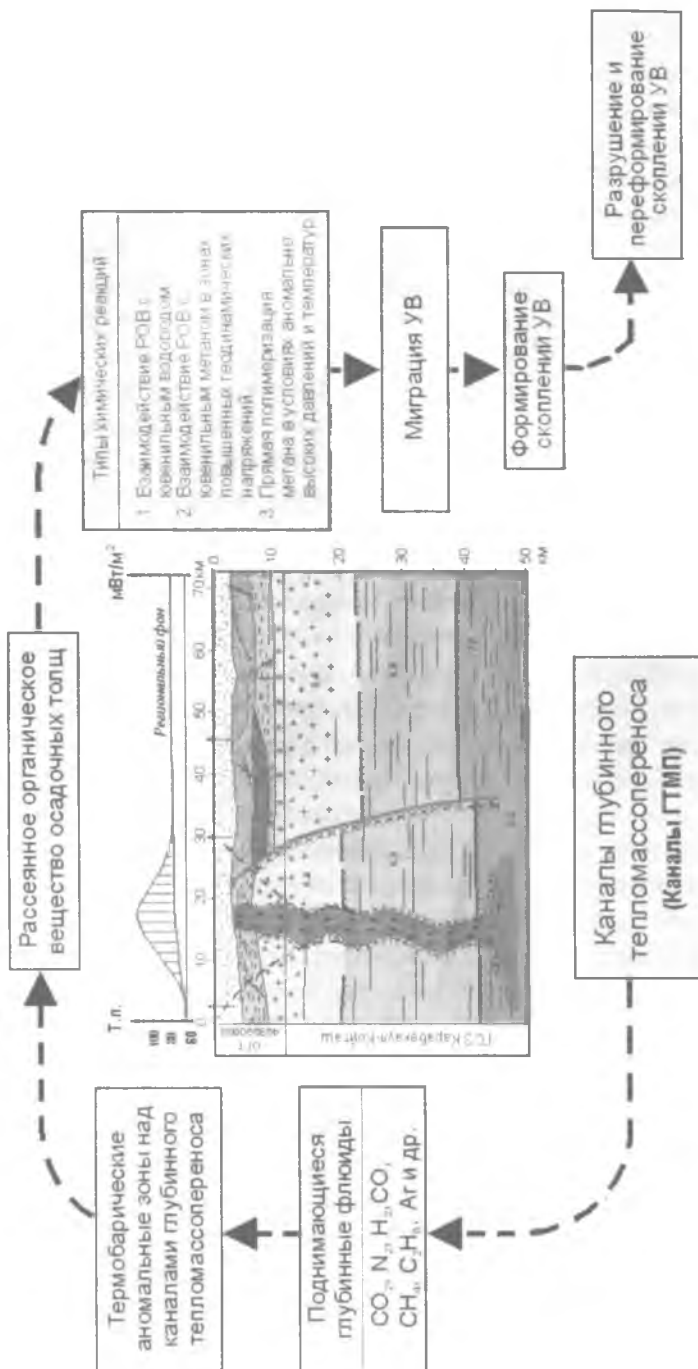


Рис. 5.1.1. Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, 2001)

5.2.1. Дегазация Земли и глубинный тепломассоперенос

Дегазация Земли

В настоящее время большинством геологов признаются реальность и значение глобального процесса дегазации Земли в формировании месторождений нефти и газа. В своем полном значении термин «дегазация Земли» был введен в начале 60-х годов XX века академиком А.П. Виноградовым для обоснования исходных летучих продуктов в формировании гидросферы (1347 млн км^3) и атмосферы ($5,1 \times 10^{18} \text{ кг}$), планеты ($6,98 \times 10^{24} \text{ кг}$). Согласно его построениям, в качестве основного продукта дегазации фигурировал водно-углекислый флюид.

К началу XXI века были получены новые данные о составе, количестве и способах миграции глубинных флюидов. Однако до сих пор окончательное решение проблемы дегазации Земли далеко от завершения. Во многом ее последующее развитие будет зависеть от количества привлекаемого фактического материала и доказуемости теоретических построений.

Впервые процесс дегазации горных пород был описан английским геологом Перретом в 1929 г. как непрерывное выделение газов из магматического расплава, происходящее в вулканическом канале и на поверхности Земли. При остывании и кристаллизации магмы в очаге происходит термически ретроградное повышение давления пара и нарушение равновесия между внутренним и внешним давлением, что вызывает дегазацию магмы и проявление вулканической деятельности. Часто над поверхностью лавового озера горючие газы (водород, окись углерода, сероводород, метан и др.) смешиваются с воздухом и окисляются, иногда с отчетливым пламенем. Максимальная дегазация происходит при извержениях рыхлого материала («Геол. словарь», 1978).

Этот наблюдаемый процесс и общее количество вещества гидросферы и атмосферы Земли стали главной основой для построения первых умозрительных гипотез их формирования. При этом простые балансовые расчеты сразу указали на противоречие темпов дегазации с ее результатами. Для его преодоления была применена концепция «ударной» дегазации, которая являлась эффективным механизмом выделения 50–80% объема газов в атмосферу на ранней стадии геологического развития Земли.

Вместе с тем в процессе «ударной» дегазации все также оста-

вались неизвестными как общее количество продуктов дегазации, так и состав поднимающихся глубинных флюидов. Первая неопределенность заключалась в эпизодическом и локализованном характере вулканической деятельности в геологическом развитии Земли, а вторая – в процентном соотношении истинно глубинных и вовлеченных приповерхностных компонент. Кроме того, идея о массивированном вторжении водно-углекислого флюида входила в противоречие с геохимическими признаками формирования многих гидротермальных месторождений.

Поэтому параллельно с идеей А.П. Виноградова были выдвинуты альтернативные идеи о значительной роли восстановленных водородно-углеводородных флюидов. К ним относятся разработки Д.С. Коржинского о «сквозькоровых магматических растворах» и концепция П.Н. Кропоткина о двух ветвях дегазации Земли – «горячей», водно-углекислой, связанной с магматизмом и «холодной», углеводородной и амагматической (П.Н. Кропоткин, Б.М. Валяев, 1991). В обоих направлениях признавалась первичность восстановленных флюидов по отношению к окисленным, их активная роль в процессах метасоматоза, литогенеза, рудообразования и нефтегазонакопления. Эти выводы еще не были очевидными, поскольку проявления глубинных восстановленных флюидов обнаруживались лишь спорадически. Тем не менее, идея углеводородной дегазации нашла самую горячую поддержку у сторонников abiогенного происхождения нефти и газа.

Бесспорным доказательством глубинного происхождения газов является их обязательное присутствие в магматических породах. Все они в той или иной степени насыщены газами. Данные о составе газов имеются по базальтам, андезитах, гранитам, габбро и др. Пробы отобраны из обнажений и скважин. Газопроявления на поверхности характеризуются разной интенсивностью и размерами – от практически незаметных, улавливаемых специальной аппаратурой, до мощных выделений. Главными компонентами магматических газов в порядке убывания являются углекислота, пары воды, азот и метан. Содержание прочих компонентов более изменчиво. Особый интерес представляют более изученные газы рудных месторождений. По составу они разделяются на такие типы: углекислые, углекисло-водородные (Северный Кавказ, Восточная Сибирь), углеводородные (Якутия¹, Южная Африка),

¹ Генезис метана и углеводородных рядов в рудах см. гл. 3.2.2

углеводородно-азотные, изредка азотно-водородные (Кольский полуостров). В выделениях газов Норильского рудника метана содержится 82–99%. На рудниках Швеции в газах содержится до 70% метана, а также тяжелые углеводороды (1,2%). На золоторудном месторождении Кальгурли (Австралия) в газе содержатся 42,5–56,5% метана, 37,0–49,5 азота и 0,28–0,33% углекислоты. Магматические породы Кольского полуострова обогащены газом и битумопоявлениями. На Хибинском, Лавозерском и др. интрузивных массивах газ находится в основном в замкнутых изолированных порах и микротрещинах пород. В составе проб установлены углекислый газ, азот, водород и сероводород (Г.Е. Бойко, 1976).

Вышеперечисленные данные широко использовались сторонниками абиогенного синтеза УВ для обоснования своих взглядов. При этом следует отметить некоторую переоценку их значения. Во-первых, в магматических породах не обнаружено промышленных скоплений УВ, полностью отрицающих фактор миграции из осадочных толщ. Во-вторых, в газожидаких включениях подавляющего количества исследованных магматических пород наблюдается преобладание углекислого газа. В-третьих, не решен вопрос об ювенильности основной массы углеводородных флюидов, поскольку интерпретация изотопных соотношений во многом зависит от исходных позиций. В свою очередь сторонники биогенного синтеза УВ никогда не отрицали возможности присутствия некоторых количеств ювенильного метана в залежах нефти и газа.

В начале 60-х годов XX века в геологии зародилась новая теория тектоники литосферных плит. Она позволила значительно уточнить значение, причины и закономерности проявления магматизма и вулканизма в истории Земли, а следовательно, по-новому оценить масштабы дегазации (см. гл. 3.2.1 и 3.2.2). С появлением тектоники литосферных плит также связана идея рециклинга или круговорота углеводородных флюидов в зонах субдукции.

Тектоника литосферных плит позволила организовать первые режисимные исследования процессов дегазации Земли. Масштабы дегазации стали особенно очевидны после обнаружения в рифтовых зонах Мирового океана крупных выходов горячих струй воды (350 °C), несущих углекислый газ, водород, сульфиды и гидроокислы металлов (см. гл. 3.2.1). В пределах континентальных окраин – главных нефтегазоносных зон Земли, вертикально направленные флюидные потоки могут выступать как элементы глубинного теплопереноса, являясь мощным средством извлечения «зрелых» углеводоро-

дов (УВ) из нефтематеринских пород и перемещения их в коллекторские горизонты и ловушки (В.Е. Хаин, Б.А. Соколов, 1984).

Результаты сверхглубокого бурения в Татарстане и на Кольском полуострове показали присутствие водорода и углеводородов в трещинных резервуарах докембрийского фундамента (Г.Е. Бойко, 1976).

Первым оценку глобальных масштабов современной углеводородной дегазации выполнил Г.И. Войтов (1979). Она составила 330 млрд м^3 /год и 80% этой разгрузки им было связано с мантией.

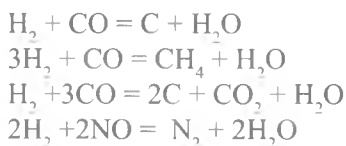
Минимальный вклад ювенильных углеводородов в дегазацию Земли был оценен Б.М. Валяевым в 1987 г. в 100 млрд м^3 /год. Им проводилось изучение дегазации через дно океана. Установлено, что через активные срединно-океанические хребты выделяется 400 млрд м^3 /год углекислого газа и всего 160 млн м^3 /год метана (см. гл. 3.2.1). Основные области разгрузки УВ (разгрузки или образования ?) на дне океана оказались приуроченными к крупным разломам, осложняющим склоны глубоководных желобов, впадин, а главное — континентальные склоны. В приповерхностных осадках дна океана при замерзании разгружающегося метана с водой сформировались громадные скопления газогидратов порядка 20 тыс. трлн м^3 .

Согласно расчетам, минимальные масштабы УВ дегазации Земли составляют 5×10^7 т/год. За 500 млн лет выделилось $2,5 \times 10^{16}$ т углеводородов. При этом прогнозные глобальные запасы нефти составляют 2×10^{11} т, газа — 2×10^{13} т, нефтяных битумов — 1×10^{12} т, горючих сланцев — 5×10^{12} т. По результатам многолетнего мониторинга ежегодно в атмосферу поступает примерно 2 трлн м^3 метана. Доля биохимического метана не превышает 50% по изотопу C_{13} . По изотопу C_{14} доля молодого «живого» метана в атмосфере не превышает 80%. Таким образом, 20–50% потока метана в атмосферу приходится на глубинный метан, что составляет от 400 млрд м^3 до 1 трлн м^3 в год (Б.М. Валяев, 1997).

Вещество звезд, межзвездных облаков и туманностей имеет гелий-водородный состав с примесью кислородных соединений (CO , NO и др.) и углеводородов, возникающих в результате реакций типа $3\text{H}_2 + \text{CO} = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ при охлаждении вещества. Помимо простых углеводородов в плотных межзвездных облаках выявлено около 60 углеводородных молекул различной сложности. Кометное вещество в окружении Солнечной системы имеет азотно-углеводородно-водный состав, в котором углеводородные

молекулы представлены CH_4 , HCN , CH_2CN , CH_3CN , C_2H_2 , C_2H_4 . В метеоритах (углистых хондритах) содержатся алмазы, графит, углистое вещество, метан, алканы, ароматические углеводороды, аминокислоты, жирные кислоты, полимерное углеводородное вещество.

Результаты последних геодинамических исследований позволили разработать более совершенную модель дегазации Земли. Установлено, что ее первопричина обусловлена потоками водородных флюидов, исходящими из внешнего расплавленного ядра планеты. В состав водородных флюидов первично могут входить лишь химические элементы крайне низкой валентности: в соединениях с водородом — карбены (метилен CH_2), нитрены (NH), силидены (SiH_2), с кислородом CO , SiO , Al_2O_3 , N_2O_5 , с галогенами ACl , AlF , SiF_2 и с серой. По мере подъема флюидов и падения температуры в них развиваются реакции, которые при участии кислородных компонентов ведут к образованию воды (А.А. Маракушев, 1999):



Движущая сила флюидного воздействия внешнего расплавленного ядра Земли на силикатные оболочки создавалась в результате его эволюции, обусловленной разрастанием твердого внутреннего ядра. На фронте его разрастания (5000-5100 км) происходит кристаллизационное накопление водорода, гелия и множества других легких компонентов. Это имеет два важных следствия. Одно из них — всплывание потоков проводящей жидкости, осложняемое вращением Земли, действующих по механизму самовозбуждающегося динамо и создающих дипольное магнитное поле, периодически меняющее полярность. Другим важным следствием кристаллизации твердого внутреннего ядра служит непрерывное возрастание в жидком ядре содержания и давления водорода и других флюидных компонентов, периодически нарушаемое импульсами его дегазации, порождающей восходящие водородные струи.

С импульсами связываются периодические усиления эндогенной активности Земли, фиксируемые фазами глобального диастрофизма, совпадающими с периодами усиления инверсионности магнитного поля Земли. Восстановленные (H_2 , CO) компоненты

в восходящих флюидных потоках доминировали на «лунной стадии», но все в большей мере уступали место окисленным компонентам (H_2O , CO_2). Главными механизмами этой эволюции были селективная миграция водорода – наиболее подвижного компонента флюидов. Термодинамические расчеты показывают, что этим реакциям особенно способствовало охлаждение флюидов, поэтому исходящие из расплавленного ядра Земли водородные флюиды в ходе подъема генерировались в водные и углекисло-водные. С такими реакциями связывается развитие магмогенерирующей способности восходящих флюидных потоков, которой способствует повышение во флюидах содержания водного компонента, эффективно понижающего температуру плавления вещества коры и мантии Земли.

Об импульсном поступлении на поверхность Земли флюидных струй можно судить по периодичности глобального распространения в осадочной оболочке Земли графитово-гнейсовых и черносланцевых формаций, богатых углеродом.

В геологическом развитии Земли дегазация планеты осуществлялась непрерывно, хотя и с неодинаковой интенсивностью. Она всегда контролировалась структурами повышенной проницаемости в земной коре и мантии. При этом планетарная сеть рифтовых структур образует глобальную систему дегазации Земли. В этом плане на современном этапе Южное полушарие более активно по сравнению с Северным, так как в нем в большей мере сосредоточены океаны и находятся самые активные океанические рифтовые структуры. Горячие точки (плюмы) также представляют собой области интенсивной дегазации Земли.

Глубинный тепломассоперенос

Новые данные о масштабах и механизмах дегазации Земли с позиции геодинамики потребовали пересмотра традиционных фиксистских взглядов на геотермический режим планеты. Согласно существовавшим ранее представлениям, интенсивность теплового потока на поверхности Земли определялась накопленной тепловой энергией железо-никелевого ядра и радиогенной теплогенерацией силикатных пород земной коры и верхней мантии. Величины радиогенной теплогенерации зависят от состава горных пород и могут быть определены по значениям скоростей прохождения упругих волн. Полученные значения плотности теплового потока и тепло-

генерации были проверены их сопоставлением вдоль многочисленных профилей ГСЗ. Характер изменения плотности теплового потока отвечает кондуктивному механизму передачи тепла.

Появление тектоники литосферных плит заставило изменить старые механизмы глубинного теплопереноса с добавлением конвективной составляющей. Последнее означает, что вещество внешнего ядра и мантии Земли активно перемешивается в результате сверхадиабатического температурного градиента, образуя двухъярусные конвективные ячейки. Новый подход позволяет говорить о глубинном тепломассопереносе, как основополагающем механизме наблюдаемого геотермического режима, не отрицая вклада радиогенной теплогенерации и кондуктивной теплопередачи.

В результате действия активных геодинамических процессов, сопровождаемых интенсивной дегазацией Земли, предполагается более дифференцированная картина распределения плотности теплового потока на ее поверхности. Основной вклад в создание структуры этой неоднородности вносит планетарная сеть глубинных разломов. Глубинные разломы представляют собой зоны подвижного сочленения крупных блоков земной коры и подстилающей верхней мантии. Через них осуществляется термодинамическая связь верхней мантии и глубоких частей коры с поверхностью Земли.

В качестве эффективного метода изучения достаточно сложного и неоднородного геотермического режима Земли наиболее оправданным является разделение составляющих суммарного теплового потока на кондуктивную и конвективную компоненты. Для этого необходим детальный анализ карт плотности теплового потока.

5.2.2. Тепловые поля нефтегазоносных территорий

В настоящее время для наиболее точного отражения тепловых полей различных территорий наибольшее распространение получили карты плотности теплового потока. Отраженный на них тепловой поток часто определялся как стационарный в виде произведения геотермического градиента на теплопроводность горных пород. При этом геотермический градиент вычислялся по замерам температуры в буровых скважинах ниже глубины залегания «нейтрального» температурного слоя (40–100 м). Измерения температуры осуществлялись, как правило, при помощи электротермометров с погрешностью до 0,5 °С. При точных (прецизионных) специали-

зированных геотермических исследованиях использовались полупроводниковые (термисторные) или кварцево-резонансные датчики температуры с погрешностью не более $0,05^{\circ}\text{C}$. В отдельных случаях использовались ртутные максимальные термометры, погрешность которых до $1,0^{\circ}\text{C}$.

В пределах Европы и Азиатской части бывшего СССР, при определении величины теплового потока, в наблюдаемые значения геотермического градиента обычно вносились различные поправки, учитывающие долгопериодные изменения температуры поверхности Земли вследствие неотектонических движений и изменения климата, а также движение подземных вод, осадконакопление и рельеф дневной поверхности.

Теплопроводность горных пород определялась на образцах керн из буровых скважин или образцах из обнажений горных пород различными методами. Там, где такие определения отсутствовали, использовались обобщенные литературные данные по теплофизическим свойствам горных пород.

Средняя погрешность определения «регионального» теплового потока на континентах оценивается В.В. Гордиенко в 20-25%, что при характерном значении плотности теплового потока на континентах в 50 мВт/м^2 соответствует величине порядка 10 мВт/м^2 . Такая погрешность позволяет проводить изолинии теплового потока через 30 мВт/м^2 и уверенно выделять отклонения в $25\text{-}30 \text{ мВт/м}^2$. При построении карты теплового потока Сибири А.В. Дучков отмечает, что достоверно определить погрешность значения теплового потока весьма сложно. Сравнительно легко устанавливаемые инструментальные погрешности значений градиента температуры и теплопроводности не исчерпывают возможных источников ошибок, связанных с введением перечисленных поправок. Величина поправок определяется надежностью геологической информации, которая варьирует в широких пределах, а нередко отсутствует вообще. Следуя «экспертной» оценке точности результатов и сопоставлению результатов по повторным геотермическим наблюдениям в скважинах (свыше 100 повторных наблюдений), А.В. Дучков пришел к выводу, что, несмотря на наличие одиночных больших расхождений, в среднем повторные измерения соответствуют друг другу с погрешностью 10-15%, $5\text{-}7 \text{ мВт/м}^2$. Такая точность, по его мнению, позволяет выделять особенности теплового потока с амплитудой $15\text{-}20 \text{ мВт/м}^2$.

Имеющиеся к настоящему времени данные о температурах за-

лежей нефти и газа и теплофизические параметры мезозойско-кайнозойского разреза позволяют методом расчетов получить дополнительные значения плотности теплового потока в районах месторождений, увеличив плотность системы наблюдений. Рассмотрим это на примере месторождений нефти и газа Узбекистана. Для решения указанной задачи на основе «Атласа нефтяных и газовых месторождений Узбекистана» была подготовлена соответствующая база данных. Она включает 98 значений пластовых температур залежей нефти и газа, замеренных на 40 месторождениях Западного Узбекистана (Бухарская и Чарджоуская нефтегазоносные области).

Для каждого месторождения были определены средние величины геотермического градиента. Геотермический градиент вычислялся как отношение разности пластовых температур к разности глубин, на которых они определены. В тех случаях, когда для залежи было определено только одно значение пластовой температуры, геотермический градиент вычислялся через разность между пластовой температурой и температурой «нейтрального температурного слоя», т.е. температурой горных пород на глубине затухания влияния периодических изменений температуры земной поверхности. Экспериментальные данные показывают, что температура «нейтрального слоя» в пределах исследуемого региона весьма устойчива и составляет величину 17°C на глубине 24 метра от земной поверхности.

Полученные величины геотермического градиента и данные о средней теплопроводности мезозойско-кайнозойского разреза ($2,6 \text{ Вт/мК}$) позволили вычислить значения плотности теплового потока. Последняя определялась, исходя из общепринятой модели кондуктивной передачи тепла в пределах осадочного чехла. Расчетная величина плотности теплового потока вычислялась как произведение геотермического градиента в выбранном интервале глубин на теплопроводность горных пород, слагающих этот интервал. Если имелось несколько значений геотермического градиента для одной площади, то использовалось его среднее значение.

Оценки погрешности определения плотности теплового потока по данным точной термометрии показывают величину 7-8 % ($\sim 5 \text{ мВт/м}^2$), а уверенно выделяемые отклонения в 15 мВт/м^2 . Таким образом следует, что локальные отклонения теплового потока в $15\text{--}20 \text{ мВт/м}^2$ и выше являются достаточно уверенно выделяемыми.

В результате полученных данных была составлена новая карта плотности теплового потока Бухаро-Хивинского палеорифта в

масштабе 1:500 000 (см. рис. 4.2.1). Она позволила уточнить конфигурацию аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП.

Реальность существования многочисленных каналов ГТМП подтверждается более детальными картами плотности теплового потока, где они картируются по интенсивным изометричным аномалиям, значительно превышающим региональный фон (см. гл. 6). Дальнейшие более углубленные исследования физико-химических параметров каналов ГТМП позволяют на должном уровне оценить их вклад в процессы дегазации, нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре.

5.2.3. Каналы глубинного тепломассопереноса: геологическая и физико-химическая природа функционирования

Как уже было отмечено, каналы ГТМП, представляют собой раздробленные проницаемые зоны в пересечениях глубинных разломов, по которым высокотемпературные ювенильные флюиды водорода, окиси углерода, метана и других соединений поднимаются из мантии в верхнюю часть земной коры, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ.

Поднимаясь к поверхности Земли по каналам ГТМП, флюидные потоки, обладающие избыточной по отношению к вмещающим породам температурой, образуют тепловые аномалии на границе консолидированного основания и осадочного чехла, служащего экраном дальнейшему восходящему движению флюидов. Именно эти аномалии являются причиной высоких значений геотермических градиентов, фиксируемых в буровых скважинах, а также вычисляемых из них значений плотности теплового потока.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65 мВт/м². Для этого были составлены новые, более детальные карты плотности теплового потока платформенных (Устюртской синеклизы, Туранской плиты) и эпиплатформенно-орогенных (Афгано-Таджикской и Ферганской межгорных впадин) территорий. На них было выделено около 20 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам. Применительно к закартированным объектам была выполнена пространственная корреляция с зона-

ми АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа (см. рис. 4.2.1).

Для изучения внутреннего строения каналов ГТМП были отобраны объекты, где области интенсивных изометричных аномалий пересечены профилями сейсмических наблюдений методами ГСЗ и глубинного ОГТ. К ним относятся каналы ГТМП, расположенные в районах месторождений УВ Уртабулак, Тегермен и Газли Туранской плиты и Гаджак Сурхандарьинского синклиория (см. гл. 4), а также золоторудного района Мурунтау. Указанные каналы отражаются на сейсмических разрезах в виде субвертикальных зон отсутствия отражений в земной коре. Установлено, что большинство из них берет свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухает в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. При этом ширина каналов ГТМП в разрезе обычно составляет не более 5–7 км.

Полученные физические параметры каналов ГТМП позволили выполнить необходимые термодинамические расчеты и определить наиболее вероятные источники глубинных флюидов. Расчеты показали, что максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналами на уровне подошвы осадочного чехла, где ее величина на 30–55 °С превышает нормальные значения. По мере удаления от осей каналов она уменьшается до нормальных значений на расстоянии порядка 30 км. В этом случае источниками глубинных флюидов могут быть древние магматические очаги, расположенные на глубине границы Мохоровичича, которые хорошо выделяются на сейсмических разрезах в виде реликтов мантийных диапиров.

Для определения состава поднимающихся по каналам ГТМП из древних магматических очагов глубинных флюидов были использованы данные полевых и лабораторных исследований. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманиционную съемку, проводились силами Кызылкумской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов в районе Мурунтау (Центральные Кызылкумы). В результате там были экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана на площади 16 км². Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют соответственно 10,0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0,005 мл/кг.

Лабораторные исследования проводились Р.Г. Юсуповым и Я.М. Рафиковым с целью изучения состава газо-флюидных включений в акцессорных минералах пород магматических комплексов

Срединного Тянь-Шаня (табл. 5.2.1).

По своему петрологическому составу эти породы могут служить аналогами древних магматических очагов на глубине границы Мохоровичича. На основе полученных данных был определен возможный усредненный состав глубинных флюидов. Установлено, что они состоят из углекислого газа, азота, водорода, воды, окиси углерода, метана и других соединений. Наиболее вероятно, что эти соединения образуются в ходе реакций в восходящих водородных флюидных потоках Земли.

В физическом отношении процессы глубинного тепломассопереноса, происходящие в пространстве соответствующих каналов, не являются непрерывными явлениями, они скорее дискретны. Такая дискретность обусловлена геодинамическими обстановками земной коры и термодинамическими явлениями, происходящими в верхней мантии на определенных отрезках геологического времени. Благоприятная обстановка для миграции глубинных масс по вертикали в пространстве каналов ГТПП создается в период гео-

Таблица 5.2.1

**Состав газо-флюидных включений в аксессуарных
баротугоплавких минералах пород магматических комплексов
Срединного Тянь-Шаня (в % к объему)
(по данным Р.Г. Юсупова, Я.М. Рафикова, с изменениями)**

Номер образца	CO ₂	N ₂	H ₂	H ₂ O	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	O ₂	Ar
К-2	10.3	50.3	20.1	9.8	4.4	4.2	0.5	-	0.3
Xmb	21.0	47.0	-	-	-	1.5	30.0	-	0.8
К-1	91.0	0.1	8.1	-	-	0.1	-	-	-
К-4	63.3	0.1	28.8	5.8	-	-	-	1.7	-
З	51.7	2.3	35.0	9.1	0.1	1.7	-	-	-
Ф-224	28.8	40.9	2.1	27.9	0.1	0.3	-	-	-
Тк-3	9.2	72.0	1.4	7.4	4.1	0.1	-	5.2	-
К-3	19.4	30.3	23.7	20.0	1.8	2.0	10.5	-	0.1
К-69	15.3	41.8	16.4	8.8	2.1	1.8	12.7	1.3	0.1
Среднее значение	34.4	31.6	15.1	9.9	1.4	1.3	6.0	0.9	0.1

динамической активизации земной коры, которая происходит в результате определенных термодинамических процессов в верхней мантии. Эти термодинамические процессы выражаются в адиабатическом расширении значительных объемов глубинного вещества, накопившегося вблизи поверхности верхней мантии. В результате этого под воздействием больших давлений и температур сосредоточенные у границы Мохоровичича массы глубинного вещества будут прорываться в верхние части земной коры по ослабленным зонам, т. е. по зонам пересечения глубинных разломов, создавших трещинные зоны. Высокое давление и повышенная температура способствуют расширению межтрещинного пространства с развитием зон дилатансии. По этим зонам происходят процессы вертикальной миграции (гидротермы с глубинными минералами и ювенильные газы), образуя каналы глубинного тепломассопереноса. По мере подъема глубинных веществ их палеомиграционная зона будет приобретать свое первоначальное физическое состояние вплоть до накопления следующей порции активного материала, способной к созданию условий, приводящих к очередному адиабатическому расширению на уровне поверхности мантии.

5.2.4. Численное термодинамическое моделирование процессов глубинного тепломассопереноса

Поднимаясь к поверхности Земли по каналам ГТМП, флюидные потоки образуют локальные и весьма интенсивные геотермические аномалии. Для того чтобы выяснить распределение температуры вокруг канала ГТМП, а также размеры проницаемой для флюидов зоны и длительность процесса тепломассопереноса используется метод численного термодинамического моделирования (А.А. Маракушев, 1999).

Этот метод базируется на следующих теоретических положениях. По достаточно протяженной по латерали и на глубину вертикальной зоне с плоскопараллельными стенками непрерывно движется нагретое на глубине вещество. Предполагается, что теплообмен между пограничными слоями перемещаемого вещества и окружающими ее горными породами отсутствует. Используется прямоугольная система координат X, Y, Z где ось OZ направлена вертикально вниз, ось OY — горизонтально по простиранию зоны, а плоскость XOY расположена на земной поверхности (рис.

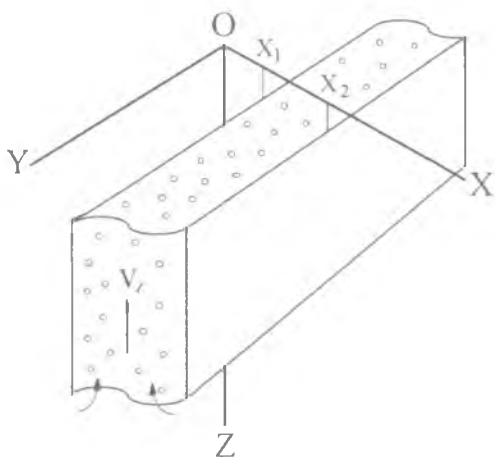


Рис. 5.2.1.
Положение проницаемой зоны
в трехмерном пространстве

5.2.1).

Общий поток тепла (q_z) в пределах проницаемой зоны при восходящем тепломассопереносе со скоростью V_z можно выразить уравнением

$$q_z = V_z \rho H + \lambda_n \frac{\partial U}{\partial z} \quad (1)$$

где q_z — поток тепла; V_z — скорость движения нагретых масс; ρ — плотность; H — теплосодержание; λ_n — коэффициент теплопроводности проницаемой зоны.

При отсутствии бокового теплообмена в установившемся состоянии распределение температуры внутри проницаемой зоны (U_1) описывается уравнением

$$(U_1 - U_0) = (\Gamma_0 / p) [1 - \exp(-pz)], \quad (2)$$

где $p = V_z c \rho / \lambda_n$ — параметр размерности $1/m$, определяющий характер распространения теплового потока; Γ_0 — начальный геотермический градиент при $z = 0$; U_0 — температура в проницаемой зоне при $z = 0$.

Существование теплообмена между пограничными слоями движущегося нагретого вещества и окружающими его горными породами усложняет распределение температуры как внутри канала ГТМП, так и во вмещающей среде. Поэтому общее решение задачи численного термодинамического моделирования глубинного

теплопереноса имеет более сложный вид.

При достаточной длине зоны разлома температура в средней его части не зависит от Y , поэтому распределение температуры благодаря кондуктивной теплопроводности в перпендикулярном направлении (X) удовлетворяет следующему уравнению теплопроводности:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = \frac{1}{a} \frac{\partial U}{\partial \tau} \quad (3)$$

с начальными условиями:

$$U(x, y, z) = \begin{cases} U_2(z), x < x_1 \\ U_1(z), x_1 < x < x_2 \\ U_2(z), x > x_2 \end{cases} \quad (4)$$

где x_1 и x_2 — координаты горизонтальных границ вертикальной проницаемой зоны (рис.5.2.1); $U_1(z)$ — начальное распределение температуры в ней при установившемся теплопереносе; $U_2(z)$ — начальное распределение температуры в окружающих породах. Функция $U_2(z)$ характеризует распределение температуры внутри проницаемой зоны без учета теплообмена с окружающими горными породами.

При этом решение уравнения (3) при начальных условиях (4) имеет вид

$$U(x, z, t) = \left[\frac{U_1(z) - U_2(z)}{2} \right] \left[\Phi \left(\frac{x - x_1}{2\sqrt{at}} \right) - \Phi \left(\frac{x - x_2}{2\sqrt{at}} \right) \right] + U_2(z) \quad (5)$$

где Φ — функция ошибки, $\left(\Phi(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-\alpha^2} d\alpha \right)$

Расчеты аномалий температуры на поверхности ($z = 0$), выполненные по формуле (5), показывают, что амплитуда температурной аномалии достигает наибольших значений на поверхности и убывает с глубиной до полного ее исчезновения на уровне, с которого произошло внедрение теплонесущего агента. Ее размеры и интенсивность на поверхности в различной степени зависят от скорости движения флюида, его температуры, теплофизических

свойств теплоносителя и вмещающих пород, а также, что наиболее существенно, от мощности проникаемой зоны и времени действия процесса бокового теплообмена.

Проведенное численное термодинамическое моделирование показало, что значительное количество интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, проходящего через земную поверхность, можно рассматривать в качестве главенствующего признака наличия погребенных под осадочной толщей каналов ГТМП.

5.2.5. Пространственная связь размещения скоплений углеводородов и каналов глубинного тепломассопереноса

Поскольку флюидные потоки, проникающие в осадочный чехол по каналам ГТМП, представляют собой и элементы тепломассопереноса, и средство извлечения и перемещения «зрелых» нефтяных УВ из нефтематеринских пород в коллекторские горизонты и ловушки, а также могут служить исходными компонентами природного синтеза УВ, представляют интерес пространственные связи каналов ГТМП с размещением скоплений углеводородов.

Оценить на практике степень подобной связи можно в результате совмещения достаточно детальной карты плотности теплового потока и карты размещения локальных скоплений углеводородов (см. рис. 4.2.1).

Новая региональная карта плотности теплового потока была разработана в ходе многолетних геотермических исследований на территории Бухаро-Хивинского региона с целью картирования интенсивных изометричных аномалий, связанных с каналами ГТМП. При ее составлении использовались данные измерения температур в стволах глубоких скважин и результаты пересчета 98 значений пластовых температур залежей нефти и газа, замеренных на 40 местоскоплениях. В результате такой уплотненной системы наблюдений была получена более дифференцированная картина распределения плотности теплового потока. Она представляет собой суперпозицию регионального фона и интенсивных изометричных аномалий. При этом значения регионального фона в 62-67 мВт/м² соответствуют кондуктивной составляющей, обусловленной радиогенной теплогенерацией в земной коре и верхней мантии. Амплитуды интенсивных изометричных аномалий выше фоновых значений не укладываются в параметры радиогенной теплогенерации и со-

ответствуют конвективной составляющей, связанной с глубинным тепломассопереносом.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65 мВт/м². В результате было выделено около 10 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам. К ним относятся объекты на площадях Газли, Денгизкуль, Камалак, Новый Алан, Тегермен, Уртабулак, Ходжиказган, Чукуркуль, Гужайли в Западном Узбекистане.

Применительно к закартированным объектам была выполнена пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа. Как видно из рис. 4.2.1, наблюдается пространственная связь между размещением максимумов плотности теплового потока (100 и более мВт/м²) и локальными скоплениями углеводородов. Такая пространственная связь дает возможность разработать поисковые критерии прогнозирования локальных скоплений УВ и использовать их на практике нефтегазопроисловых работ.

5.3. Полевые методы картирования скрытых каналов глубинного тепломассопереноса

В целях получения подтверждающих результатов теоретических исследований данных в полевых условиях путем картирования скрытых каналов глубинного тепломассопереноса и установления возможности в них процессов эманации ювенильных флюидов нами были выполнены опытные полевые работы, включающие термическую и геохимическую съемки в комплексе по единому маршруту. Такой способ проведения этих видов полевых работ, т. е. их комплексирование, произведен впервые для решения вопросов нефтегазовой геологии. Данный способ работы нами назван термогеохимическим методом, направленным на картирование скрытых каналов ГТМП.

5.3.1. Термогеохимический метод съемки скрытых каналов ГТМП

Термогеохимический метод съемки скрытых каналов ГТМП в качестве опытных работ внедрен в практику на западе Бухарской

области Республики Узбекистан в пределах топопланшетов масштаба 1:100000: J- 41- 9, J – 41-20, J – 41 – 21, J – 41 – 32, J – 41 – 33. Съёмка выполнялась по маршрутам вдоль проселочных дорог и коллекторов, поскольку прямолинейное движение транспортных средств невозможно из-за густой сети дренажных и оросительных каналов, что требует очень длинных объездов, с одной стороны, и почти повсеместное развитие незакрепленных песков (высота барханов до 5 м) – с другой.

Полевые работы и последующая обработка полевых материалов выполнены силами сотрудников лаборатории «Изучение земной коры и верхней мантии» под научным руководством А.А. Абидова. Измерение температуры на глубине 2 м от земной поверхности выполнялось методом полевой геотермической съёмки (ПГС), отбор газовых проб проводился по методике полевой газовой съёмки, разработанной В.А. Соколовым (1950 г.). Газохроматографический анализ газовых проб выполнен в лаборатории «Геохимия рассеянного органического вещества» ОАО «ИГиРНИГМ» ведущим инженером А.С. Тулановым под руководством заведующего этой лабораторией к.г.-м.н. С.Р. Рамазановым. На полевых работах были задействованы сотрудники лаборатории А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, У.Н. Рахматов.

Полевая геотермическая съёмка

Поскольку каналы ГТМП проявляются в тепловых полях в виде геотермических аномалий, открывается возможность использования последних в качестве одного из поисковых признаков местоположения этих структурных элементов, скрытых под осадочным чехлом. Наиболее объективные геотермические данные можно получить термометрией в глубоких буровых скважинах. Однако, при неоспоримых достоинствах в определении нормального геотермического градиента, метод скважинной термометрии обладает весьма существенным недостатком – измерение температуры проводится лишь после окончания бурения скважины. Поэтому для определения относительного распределения геотермического градиента по латерали, позволяющего выявить геотермические аномалии, необходимо использовать методы, опережающие бурение, такие, например, как полевая геотермическая съёмка (измерение температуры горных пород на небольшой глубине от дневной поверхности и измерение теплового излучения поверхности Земли в

инфракрасном спектре — ИК-радиометрию).

Картирование температуры на глубине 1,5 м от поверхности на территории Южных возвышенностей Центральных Кызылкумов показало прямую корреляцию между температурой вблизи поверхности Земли и нормальным геотермическим градиентом. К сожалению, число пунктов сопоставления этих элементов (4 пункта) явно недостаточно для уверенной констатации этого факта. Вместе с тем, установлено пространственное совпадение аномалий температуры и высоких концентраций газов в покровных глинистых отложениях, расположенных в пределах глубинного разлома, что указывает на присутствие скрытых каналов ГТМП. Полученные результаты позволяют надеяться на эффективность применения метода полевой геотермической съемки для поисков скрытых каналов ГТМП.

На практике проведение детализационной полевой геотермической съемки (ПГС) в масштабе 1:50 000 было осуществлено в пределах северо-западной части Бухаро-Хивинского региона (рис. 5.3.1). Указанная территория характеризуется некоторым количеством неописованных объектов в мезозойско-кайнозойском чехле. Под осадочным чехлом здесь обнаружен центральный грабен погребенной палеорифтовой системы позднепалеозойского возраста.

В 2001 г. в пределах рассматриваемой территории были начаты целенаправленные геолого-геофизические исследования вдоль трех эталонных геотраверсов. Они включали полевые электроразведочные наблюдения методом МТЗ с аппаратурой «V5 System 2000» канадской компании «Phoenix Geophysics Limited», высокоточную гравиметрию, магнитометрию и полевую геотермическую съемку (ПГС).

Детализационная ПГС представляет собой высокотехнологичный метод определения плотности теплового потока на основе измерения температур в неглубоких (2,0 м) многочисленных скважинах. Использование специальных приемов позволяет исключить влияние сезонных вариаций температуры и других приповерхностных факторов.

Проведение полевых термогеохимических съемок позволило картировать в пределах Бухаро-Хивинского палеорифта следующие каналы ГТМП: Тегерменский, Газлийский, Уртабулакский, Гужайлийский. Тепловые аномалии над ними определены по данным точной термометрии, замерам пластовых температур в буровых скважинах и данным полевой геотермической съемки (ПГС).

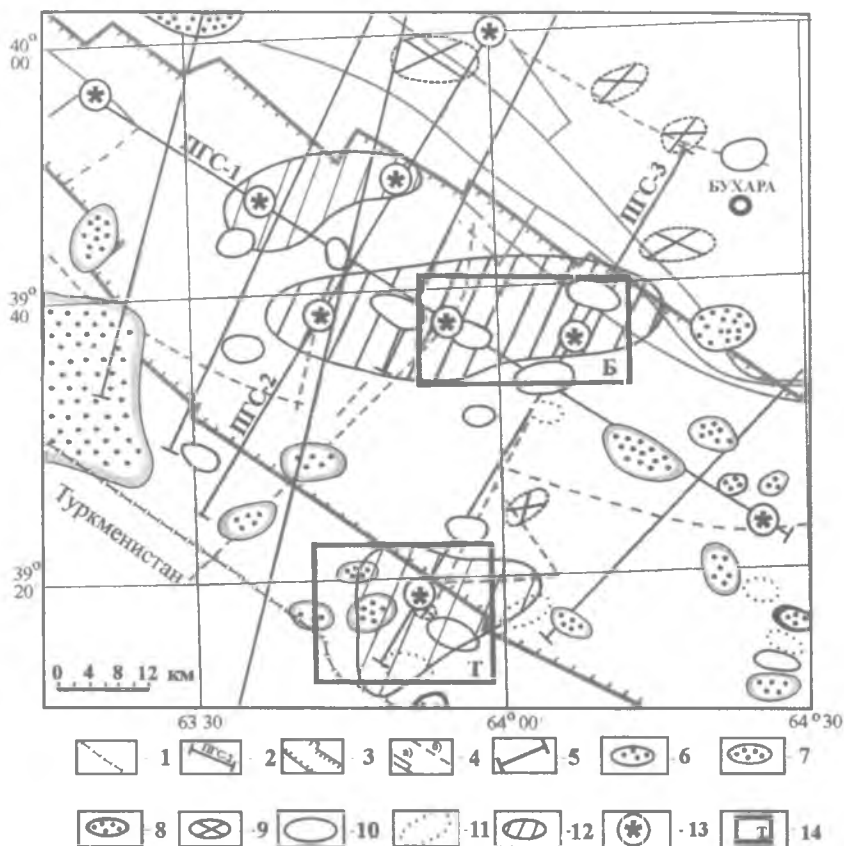


Рис. 5.3.1. Обзорная карта района работ методом термогеохимической съемки

(составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, У.Н. Рахматов; 2006 г.):

1 – государственная граница; 2 – региональные профили полевой геотермической съемки; 3 – границы Бухаро-Хивинского палеорифта; 4 – разломы в палеозойском комплексе: а) установленные, б) предполагаемые; 5 – сейсмические профили; 6 – газовые месторождения; 7 – газоконденсатные месторождения; 8 – газонефтяные месторождения; 9 – структуры с отрицательными результатами бурения; 10 – выделенные структуры; 11 – структуры, подготовленные к бурению; 12 – области аномально высокого теплового потока; 13 – каналы глубинного тепло-массопереноса; 14 – участки работ методом полевой термогеохимической съемки: Т – Тегерменский, Б – Бешитепинский

Кроме них, относительно с меньшей достоверностью выделены Бештепинский, Зап.Бештепинский, Атбакарский и Зап.Кокчинский каналы ГТМП.

Наибольшему количеству близкорасположенных (от 7 до 15 км) месторождений УВ отвечают Тегерменский (5 месторождений), Уртабулакский (6) и Зап.Кокчинский (3) каналы ГТМП. Наиболее энергетически насыщенное (прогретое) пространство осадочного чехла в исследуемом районе расположено в его центральной части, где в результате полевой геотермической съемки выявлены три близкорасположенных канала ГТМП – Бештепинский, Зап.Бештепинский и Южн.Гужайлиский (см. рис. 5.3.1).

Таким образом, в результате проведения ПГС были подтверждены ранее известные аномалии плотности теплового потока (Тегермен и Гужайли) и выявлен ряд новых (Западный Бештепе, Атбакар, Западный Кокчи, Кувачи и Ташкудук), связанные с каналами ГТМП и расположенные в центральной, северной, юго-восточной и северо-западной частях исследуемого района. Они имеют интенсивность на 50-75 мВт/м² выше регионального фона и характеризуются латеральными размерами порядка 10-20 км.

Геохимическая съемка

Если горизонтальные размеры тепловых аномалий перед началом работ были уже установлены, и в ходе полевых работ ожидалась их детализация, то протяженность ареалов глубинных флюидов не была известна.

В Центральных Кызылкумах, в районе рудных полей Мурунтау-Амантай-Даугыз в 1985–1990 гг. на одной и той же площади были выполнены геохимическая (газоадсорбционная) и полевая геотермическая съемки. Результаты сопоставления аномальных содержаний водорода и метана в рыхлых отложениях на глубине 7-10 м с аномалиями температуры на глубине 1,5 м от земной поверхности показали, что горизонтальные размеры геохимических аномалий (1,5-4 км и более) значительно превышают совпадающие с ними в плане аномалии температуры (1-1,5 км). По аналогии ожидалось, что и в районе планируемых работ горизонтальные размеры газовых аномалий будут, по крайней мере, не меньше, чем тепловых. В этом случае масштаб 1:100000 позволяет достаточно уверенно закартировать ареалы глубинных флюидов.

Полевые работы по геохимической и геотермической съемке

были сосредоточены в первую очередь на участке теплового влияния ставшего уже эталонным Тегерменского канала ГТМП.

После обработки полевых материалов и выбора оптимальной методики газохимической и геотермической съемок выполнено картирование ареалов глубинных флюидов попутно с геотермической съемкой сначала на Тегерменском, а затем на Бештепинском участках в масштабе 1:100 000 (см. дальше).

В результате этих работ на исследованных участках выявлены характерные особенности распределения ювенильных газов – водорода, гелия и, возможно, метана, заключающиеся в следующем:

1. Аномалии водорода и гелия носят локальный характер, изометричную конфигурацию. Их горизонтальные размеры не превышают 4 – 6 км.

2. Аномалии водорода и гелия весьма интенсивны и намного (в 100 и даже 1000 раз) превышают региональный фон. Распределение метана значительно ровнее и в районе Западно-Бештепинской термогеохимической аномальной зоны превышают фоновые значения в три раза.

3. Аномальные концентрации водорода и гелия в подпочвенном воздухе пространственно расположены над погребенным под осадочным чехлом разломом в палеозойских породах, что дает основание допустить миграцию этих газов по сквозькоровой проницаемой зоне разлома – Западно-Бештепинскому каналу ГТМП.

4. Установлено пространственное совпадение повышенных концентраций метана с положительными и отрицательными аномалиями приповерхностной температуры.

На основе расчетов глубинных температур и геолого-геофизической модели строения земной коры по профилю ПГС-I (см. рис. 5.3.1), а также полученных данных о составе и распределении ювенильных флюидов разработана термогеохимическая модель Западно-Бештепинского канала ГТМП (рис. 5.3.2).

На рис. 5.3.2 показано положение основных границ в земной коре и геоизотерм, удовлетворяющее распределению внутриземного теплового потока по профилю ПГС-I и условию конвективного характера теплообмена в зоне Западно-Бештепинского канала ГТМП.

Восходящая миграция водорода и гелия по проницаемой зоне глубинного разлома, судя по их глубинному характеру, начиналась в пределах земной коры (возможно из верхней мантии). Ювенильные флюиды, достигнув подошвы осадочного чехла, далее к земной поверхности могут передвигаться либо фильтрацией

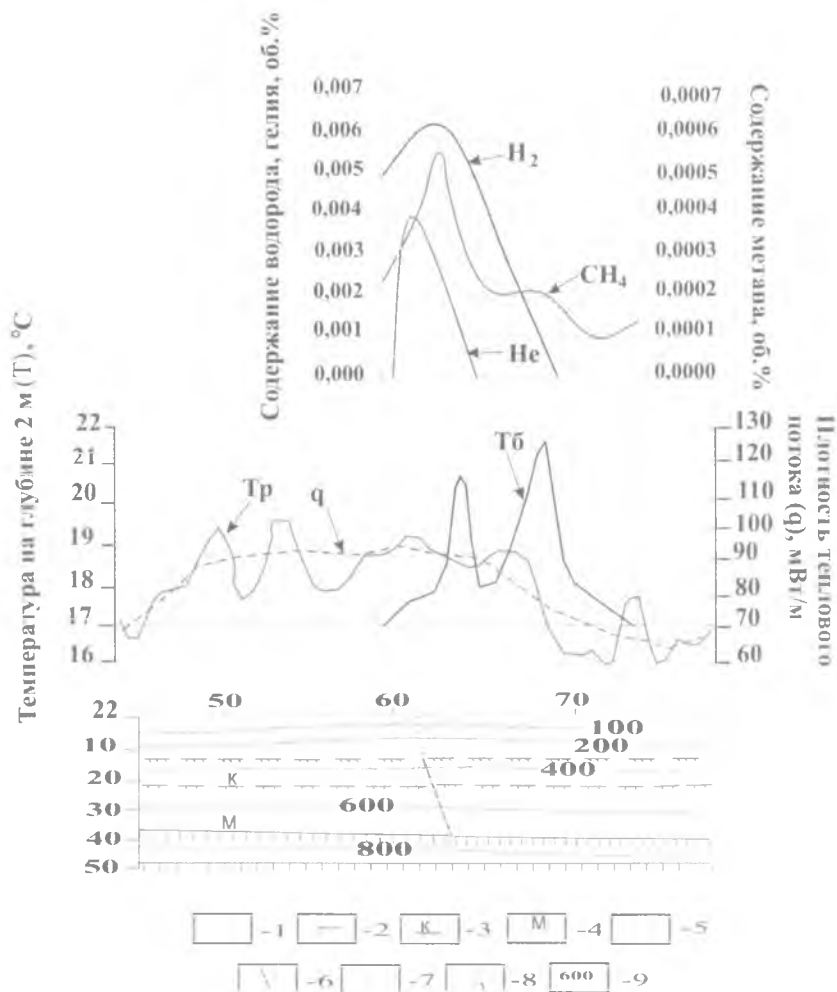


Рис. 5.3.2. Термогеохимическая модель Западно-Бештепинского канала ГТМП (составил А.А. Поликарпов, 2007):

1 – осадочно-терригенные отложения мезозоя и кайнозоя; 2 – кровля палеозойского кристаллического фундамента; 3 – граница Конрада; 4 – граница Мохоровичича; 5 – реликт мантийного диапира; 6 – сквозь-коровый разлом; 7 – предполагаемый разлом в мезо-кайнозойском чехле; 8 – зона повышенных температур в верхней коре, обусловленная глубинным теплопереносом ювенильными флюидами; 9 – изотермы.

Обозначения кривых на диаграммах: T_r – региональное распределение температуры по профилю ПГС-I; T_b – распределение температуры по линии профиля ПГС-I в пределах Бештепинского участка; q – распределение теплового потока.

в монолитной толще, либо миграцией по проницаемым зонам в осадочно-терригенной толще мезозой-кайнозоя. Поскольку наблюдаемые интенсивные геохимические аномалии имеют локальный характер, наиболее вероятно миграция ювенильных флюидов по отдельным субвертикальным проницаемым зонам разломов в осадочном чехле, являющихся продолжением каналов ГТМП.

Отмечено, что высокое содержание метана на участке Тегермен сопровождается аномалиями приповерхностной температуры обоих знаков. Аналогичные результаты были получены в Центральных Кызылкумах. Здесь в период с 1987 по 1990 год совместными усилиями Института геологии и геофизики АН РУз и Кызылкумской ГРЭ Госкомитета РУз по геологии и минеральному сырью была выполнена полевая геотермическая съемка. Измерения температуры на глубине 1,5 м от земной поверхности осуществлены в полосе шириной до 20 км и длиной около 60 км, протягивающейся с востока от гор Мурунтау на запад до Даугызтау. В результате этих работ построена карта изотерм района южных возвышенностей Центральных Кызылкумов масштаба 1:50000, охватывающая территорию Сырдаринской впадины и предгорья Тамдытау, Аристантау, Амантайтау и Даугызтау (рис. 5.3.3).

В исследованном районе относительные перепады температуры

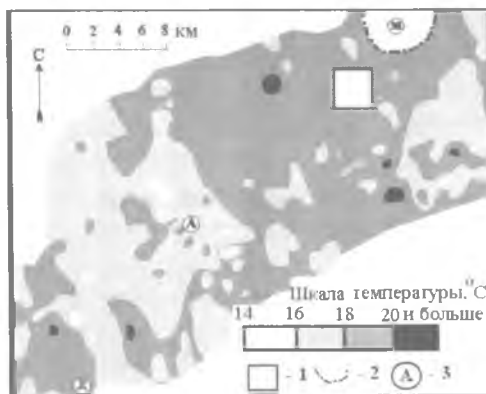


Рис. 5.3.3. Карта распределения температуры на глубине 1,5 м от земной поверхности территории южных возвышенностей Центральных Кызылкумов:

1 – отстойник; 2 – контуры карьера Мурунтау; 3 – месторождения: А – Амантайтау, Д – Даугыз, М – Мурунтау

по латерали в среднем составляют 1,3 °С и наиболее тесно связаны с изменением мощности низкотеплопроводных глинистых отложений мезозойского и кайнозойского возраста, играющих роль «теплового изолятора». Чем меньше их мощность, т. е., чем ближе к поверхности породы до-мезозойского фундамента, обладающие высокой теплопроводностью, тем выше температура вблизи поверхности земли. Однако на фоне средних флуктуаций выявлены аномалии температуры, в

несколько раз превышающие нормальное отклонение и имеющие, по всей вероятности, конвективную природу. Для проверки этого предположения по данным газово-абсорбционной съемки, проведенной Кызылкумской ГРЭ в 1985–1986 гг. по «Тайманскому проекту», были построены карты распределения изоконцентраций метана и водорода в рыхлых отложениях на глубине 10 м в пределах контуров температурной съемки (рис. 5.3.4). На низком и ровном фоне ($< 0,001$ мл/кг)¹ выделяются три весьма интенсивные, более 10 мл/кг в максимуме, аномалии концентрации водорода. Одна из них простирается от Даугызтау на юго-западе до Амантайтау на

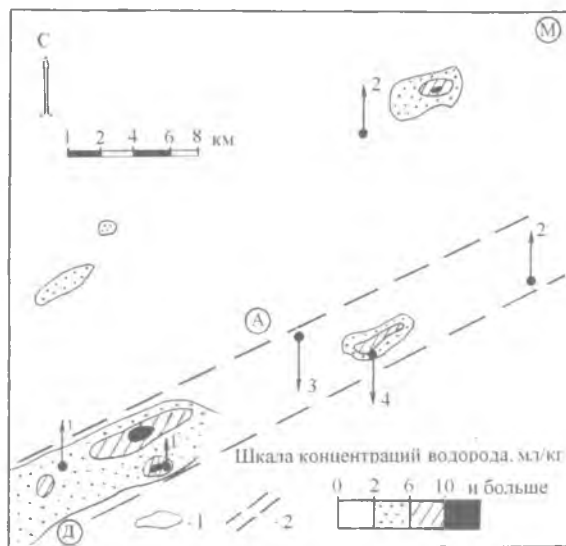


Рис. 5.3.4. Схема распределения концентраций водорода в рыхлых отложениях района Мурунтау:

1 – линии изоконцентраций водорода в рыхлых отложениях на глубине 8 – 10 м от земной поверхности; 2 – Даугыз-Мурунтауский глубинный разлом. Месторождения: А-Амантайтау, Д- Даугыз, М- Мурунтау. На рисунке показаны участки восходящего движения газов (1) или подземных вод (2), совпадающих с положительными аномалиями температуры (1), а также нисходящей фильтрации подземных вод (3) и встречного движения газов (вверх) и воды (вниз), характеризующихся отрицательными аномалиями температуры и высокими концентрациями водорода (4)

¹ 1 мл/кг составляет примерно 10 об.‰.

северо-востоке и имеет вытянутый характер. Две другие, расположенные в восточной части района, обладают меньшими размерами, изометричны. Аномальные содержания метана в плане совпадают с аномалиями концентрации водорода и имеют сходные очертания. Интенсивность их на четыре порядка ниже, чем аномалий водорода и достигает в максимуме 0,035 мл/кг.

Совпадение в плане аномалий температуры с аномально высокими содержаниями ювенильных газов позволяет идентифицировать эти участки с проницаемыми зонами, по которым осуществляется глубинный тепломассоперенос потоком глубинных флюидов. Положительные температурные аномалии, совпадающие с аномальными концентрациями газов, обусловлены восходящей миграцией газов. Однако в температурном поле выделяются две весьма интенсивные аномалии (см. рис. 5.3.3), расположенные за пределами контуров аномальных содержаний газов. Они, наиболее вероятно, связаны с восходящей фильтрацией подземных вод по проницаемым зонам мезо-кайнозойского чехла (см. рис. 5.3.4). И, соответственно, отрицательные аномалии температуры на участках с повышенными концентрациями газов вызваны нисходящим движением подземных вод. В последнем случае имеют место встречные потоки: газов (вверх) и воды (вниз).

Аномалии температуры на глубине 1,5 м и аномально высокое содержание водорода и метана в слаболитифицированных отложениях мезозоя-кайнозоя (на глубине 8-10 м) расположены в полосе шириной около 6 км, в направлении с юго-запада от Даугызтау на северо-восток до Мурунтау вдоль Сырдарьинского (Даугызтау-Мурунтауского, по И.Х. Хамрабаеву и др.) погребенного разлома.

На термогеохимической модели Западно-Бештепинского канала ГТПП (рис. 5.3.5) видно, что внутриземный тепловой поток в максимуме превышает значение 90 мВт/м². Заметим, что Бештепинский, также как и Тегерменский участок, расположен в зонах очень высокого теплового потока (до 130 мВт/м²). При таком значении теплового потока в пределах земной коры должно было бы наблюдаться частичное плавление горных пород.

Однако данные сейсморазведки показывают наличие основных границ раздела в земной коре в этом районе. Таким образом, только конвективный характер передачи тепла из глубины к земной поверхности может обеспечить наблюдаемый поток энергии.

Иначе говоря, высокий тепловой поток свидетельствует о переносе тепла к поверхности земли глубинными флюидами, а уста-

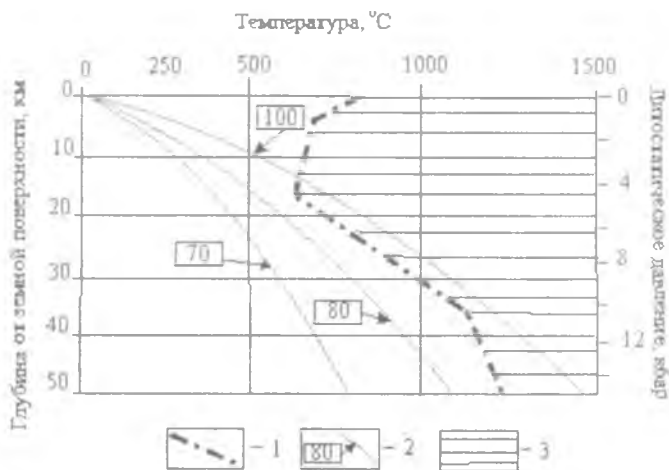


Рис. 5.3.5. Распределение температуры в земной коре Срединного и Южного Тянь-Шаня:

1 – температура гранитизации в земной коре и выплавления базальта в верхней мантии (по О.Ф. Татлу и Н.П. Боуэну, 1958); 2 – глубинные термограммы (цифры в прямоугольниках – величина плотности теплового потока через поверхность земли (мВт/м^2), соответствующая данному распределению температуры; 3 – область температуры и литостатического давления в земной коре, при которых происходит плавление гранитов

новленное аномальное содержание ювенильных газов позволяет утверждать, что тепломассоперенос по Западно-Бештепинскому каналу ГТМП осуществляется этими газами. Математическое моделирование процесса глубинного тепломассопереноса показывает, что для наблюдаемых аномалий достаточно скоростей миграции ювенильных газов порядка 1 м/год, при этом мощность проницаемой зоны не превышает 1 км, а время действия процесса тепломассопереноса варьирует от 100 000 до 1 000 000 лет.

На основе вышеизложенного предлагаются следующие основные диагностические критерии картирования ареалов ювенильных флюидов каналов глубинного тепломассопереноса в западной части Бухаро-Хивинского палеорифта:

1) наличие погребенных под осадочным мезо-кайнозойским чехлом разломов в палеозойском комплексе – путей восходящей миграции ювенильных газов (каналов ГТМП);

2) высокие значения внутриземного теплового потока над зоной

глубинного разлома, сопровождающиеся повышением температуры вблизи поверхности земли, причем, в связи с динамикой подземных вод, могут наблюдаться и понижения приповерхностной температуры;

3) интенсивные, изометричной конфигурации локальные аномалии газов глубинного происхождения (водорода, гелия и др.).

Таким образом по результатам полевых термогеохимических съемок в комплексе с обработкой геофизических сейсмических (ГСЗ и ОГТ) данных установлены реально существующие каналы ГТМП и состав поднимающихся по ним глубинных флюидов.

5.4. Лабораторно-экспериментальные исследования микстгенетического синтеза углеводородов ¹

Начальный этап разработки микстгенетической схемы заключался в картировании группы реально существующих каналов ГТМП, расположенных на территории нефтегазоносных регионов Узбекистана, изучении их внутреннего строения, определении состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и оценки возможных химических реакций синтеза УВ при взаимодействии с РОВ осадочных толщ. Для этого были использованы все имеющиеся геолого-геофизические данные.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65 мВт/м². Для этого были составлены новые, более детальные карты плотности теплового потока Устюртского, Бухаро-Хивинского, Ферганского, Юго-Западно-Гиссарского и Сурхандарьинского нефтегазоносных регионов Узбекистана, на которых выделено около 20 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам. Применительно к закартированным объектам была выполнена пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа.

Для изучения внутреннего строения каналов ГТМП отбирались объекты, где области интенсивных изометричных аномалий пересечены профилями сейсмических наблюдений методами ГСЗ и

¹ Эти эксперименты были осуществлены при участии доктора химических наук З. Тиллябаева.

глубинного ОГТ. К ним относятся каналы, расположенные в районах месторождений нефти и газа Уртабулак, Тегермен, Газли, площади Гаджак-Боянгора (см. рис. 4.2.4, 4.2.6 и 4.2.8).

Указанные каналы отражаются на сейсмических разрезах в виде субвертикальных зон отсутствия отражений в земной коре. Установлено, что большинство из них берет свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухает в нижней части мезозойско-кайнозойского чехла. При этом ширина их в разрезе обычно составляет не более 5-7 км.

Полученные физические параметры каналов ГТМП позволили выполнить необходимые термодинамические расчеты и определить наиболее вероятные источники глубинных флюидов. Установлено, что максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналами на уровне подошвы осадочного чехла, где она на 30-55 °С превышает нормальные значения и опускается до них по мере удаления от осей каналов на расстояние порядка 30 км. В этом случае источниками глубинных флюидов могут быть древние магматические очаги, расположенные на глубине границы Мохоровичича, которые хорошо выделяются на сейсмических разрезах в виде реликтов мантийных диапиров.

Для определения состава поднимающихся по каналам ГТМП из древних магматических очагов глубинных флюидов использованы данные полевых и лабораторных исследований. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманационную съемки, проводились силами Кызылкумской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов в районе Мурунтау (Центральные Кызылкумы). В результате на площади 16 км² экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана. Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют 10,0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0,005 мл/кг (см. гл. 5.3).

5.4.1. Модели химических реакций микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов

Оценка возможных химических реакций микстгенетического синтеза УВ проводилась на основе анализа имеющихся литературных источников и новых фактических данных о химическом составе глубинных флюидов и термобарических параметрах каналов ГТМП. Рассмотрены три типа химических реакций микстгенети-

ческого синтеза УВ:

- взаимодействие РОВ с ювенильным водородом;
- взаимодействие РОВ с метаном в зонах повышенных геодинамических напряжений;
- прямая полимеризация метана и прочих УВ в условиях аномально высоких давлений и температур (?).

Как видно из результатов полевых работ, наиболее полная и наглядная картина действия микстгенетической схемы природного синтеза УВ получена для территории Туранской нефтегазоносной провинции. Это связано с тем, что здесь накоплен наибольший объем разносторонней геолого-геофизической информации.

На основе карты плотности теплового потока в регионе было закартировано 10 интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с активно действующими каналами ГТМП (см. рис. 4.2.1). Все они расположены в местах пересечения глубинных разломов палеозойского возраста, приуроченных к погребенной палеорифтовой системе. Указанные объекты активизировались около 20 млн лет назад в процессе действия орогенного геодинамического режима, обусловленного столкновением Аравийской, Индо-Австралийской и Евразийской плит. Для закартированных каналов ГТМП четко прослеживается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями и крупными скоплениями УВ.

Более детальное изучение внутреннего строения каналов ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, Денгизкуль и др. показало, что в разрезе им соответствуют субвертикальные проницаемые зоны шириной 5-7 км. Они берут свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухают в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. Источниками глубинных флюидов являются не утратившие своей активности области древних магматических очагов, связанных с погребенной палеорифтовой системой.

В этом случае полный химический состав поднимающихся из магматических очагов глубинных флюидов может быть близок вулканическим газам. Как правило, они состоят из водяного пара, углекислого газа, окиси углерода, сероводорода, метана, водорода, аммиака и других элементов, которые активно реагируют друг с другом при подъеме по мере смещения химического равновесия в канале, которое напрямую зависит от его термобарических параметров. В его начале на уровне магматического очага значения температуры и давления достигают 800-850 °С и 10-12 Кбар со-

ответственно. В нижней части мезозой-кайнозойского чехла, где канал заканчивается, они уменьшаются до 200-250 °С и 1-2 Кбар.

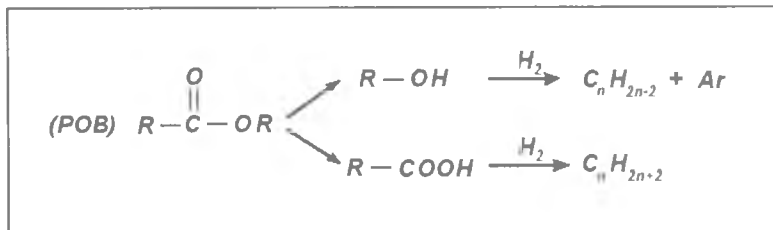
Поднимающиеся по каналам ГТПП глубинные флюиды встречают на своем пути различные осадочные толщи, обогащенные РОВ. К ним относятся нижнепалеозойский дорифтовый комплекс пассивной континентальной окраины (S-D), верхнепалеозойские комплексы асимметричной и симметричной рифтовых долин (C₂-C₃) и покрывающие их юрские и меловые отложения мезозойско-кайнозойского чехла. Они залегают в интервале глубин от 10 до 1 км и в совокупности представляют собой значительный региональный источник РОВ, сосредоточенный в верхней части земной коры.

На основе сопоставления термобарических параметров каналов ГТПП, состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и глубин залегания осадочных толщ, обогащенных РОВ, можно выделить три главных последовательных типа химических реакций, которые будут протекать в условиях аномальных термобарических зон, расположенных вокруг каналов (см. рис. 5.1.1).

Эти типы химических реакций следующие.

1. Взаимодействие РОВ с ювенильным водородом в пределах верхней части аномальных термогеохимических зон в интервале глубин 1-10 км при температуре 100-250 °С и давлении 0,5-2,5 Кбар.

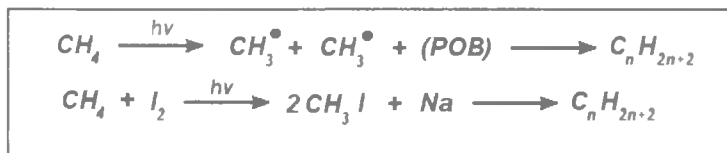
Суть данного типа реакций состоит в том, что при разложении липидов (РОВ) в естественных условиях образуются карбоновые кислоты и спирты. Они взаимодействуют с ювенильным водородом и образуют предельные, непредельные и ароматические углеводороды:



2. Взаимодействие РОВ с метаном в средней части аномальных термобарических зон в интервале глубин 7-15 км при температуре 200-400 °С и давлении 2-5 Кбар.

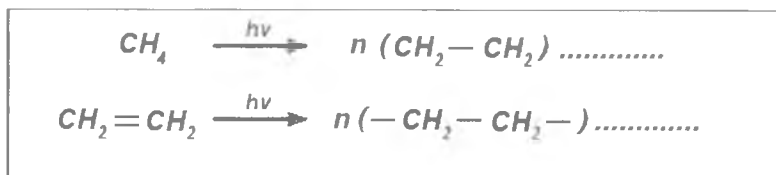
Суть данного типа реакций заключается в том, что при дополни-

тельной подпитке энергией химически неактивный метан разлагается на химически активные радикалы, которые взаимодействуют с РОВ и образуют предельные углеводороды. Особый интерес здесь представляет реакция соединения метана с йодом и натрием, также приводящая к образованию предельных углеводородов:



3. Прямая полимеризация ювенильного метана, этана и этилена в нижней части аномальных термобарических зон в интервале глубин 15-50 км при температуре 300-600 °С и давлении 5-15 Кбар.

Суть данного типа реакций заключается в том, что при дополнительной подпитке энергии и отсутствии РОВ ювенильный метан, этан и этилен (если они существуют в этих условиях) образуют радикалы, способные к полимеризации в процессе подъема по каналу ГТПП. Но продукты полимеризации по составу не сходны с природным составом УВ (см. гл. 1.1 и 3.2.1.):



Таким образом, имеются многочисленные данные о воздействии глубинных факторов на РОВ осадочных толщ в процессе образования залежей нефти и газа. На этом этапе развития микстгенетического направления актуальной проблемой становится количественная сторона воздействия процесса глубинного тепло-массопереноса на преобразование РОВ.

Как уже было отмечено, разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ ставит своей целью выработать унифицированный подход к изучению вопроса нефтегазообразования в условиях различных геодинамических обстановок на основе точных физических и химических законов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ выполненных ранее исследований по термодеструкции РОВ (см. гл. 1.1).

2. Разработать технологические условия проведения лабораторных экспериментов с учетом процессов глубинного тепломассопереноса.

3. Выполнить лабораторное моделирование по микстгенетической схеме синтеза УВ и оценить его результаты.

Анализ результатов предыдущих лабораторных экспериментов по деструкции РОВ рассмотрен в главе 1.1 при изложении классических представлений о генезисе нефти и газа. В связи с этим, не останавливаясь на том вопросе, перейдем к рассмотрению технологических условий проведения лабораторных экспериментов по моделированию микстгенетического синтеза УВ.

5.4.2. Технологические условия проведения лабораторно-экспериментальных работ

Полученные результаты позволили приступить к разработке технологических условий проведения лабораторно-экспериментальных опытов, моделирующих основные химические реакции микстгенетического синтеза УВ. Постановка данных экспериментов послужит основой для пересмотра прогнозных ресурсов УВ, на базе которой определятся долгосрочные перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ, а также для целенаправленного локального прогноза скоплений УВ, внедрив в производственный цикл термогеохимический метод поисков локальных скоплений нефти и газа (см. гл. 6).

Основной целью лабораторного моделирования являлось получение углеводородов нефтяного ряда в результате взаимодействия жидких и газообразных сбалансированных смесей, имитирующих состав РОВ и ювенильных флюидов в интервале давлений и температур верхней части земной коры (1-7 км, 0,5-2,5 Кбар, 100-250 °С). Следует отметить, что осуществление подобных работ имеет принципиальное отличие от проводимых ранее многочисленных исследований по термодеструкции РОВ как в области числа исходных компонентов, так и условиях проведения самих опытов с подводом ювенильного компонента.

Поэтому для достижения поставленной цели было запланировано проведение целой серии экспериментов на специально изготовленной установке. Ее разработка включала как проектирование самого

прибора, так и непосредственное изготовление самого реактора.

Лабораторная установка

Согласно поставленной задаче, в лаборатории «Изучение земной коры и верхней мантии» была разработана лабораторная установка, представляющая собой сферическую колбу из термостойкого стекла. В верхней части колбы имеются три горловины. Первая горловина представляет собой капилляр для подачи газа. Вторая горловина служит для заливки жидких реагентов и установки термометра. Из третьей наклонной горловины с краном осуществляется отбор продуктов реакции (рис. 5.4.1).

Вышеуказанный прибор был изготовлен в стеклодувной мастерской ОАО «ИГиРНИГМ». В окончательном виде объем колбы составляет 87 мл. При этом необходимое количество жидких реагентов составляет 10 мл. Подача газа может осуществляться непрерывно или порциями.

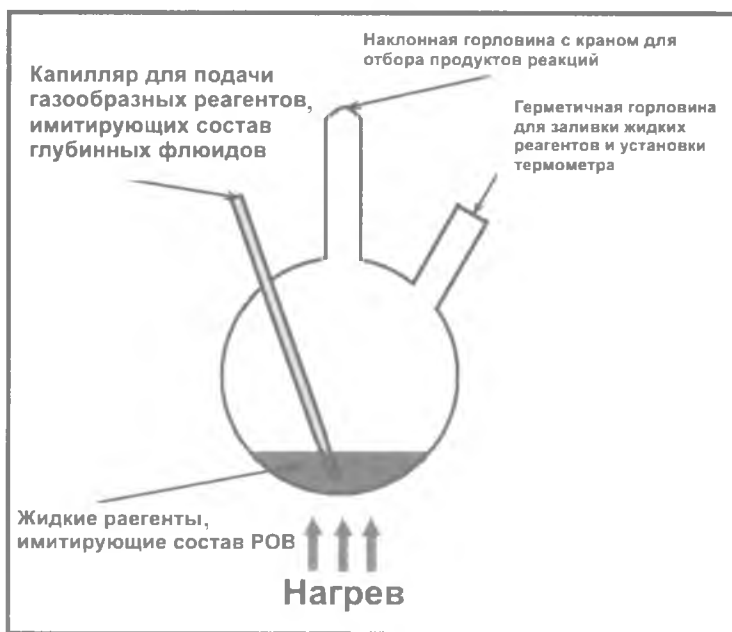


Рис. 5.4.1. Принципиальная схема прибора для синтеза УВ из мономолекулярных соединений, входящих в состав РОВ, с активным участием ювенильных флюидов в термобарических условиях верхней части земной коры

Лабораторная установка включает закрепленные на штативе стеклянный реактор и сборник продуктов реакции. Для нагрева реактора до необходимой температуры используется газовая горелка. Для подачи газовой смеси используется стеклянная емкость с отводными стеклянными трубками, которая заполняется жидкостью. В качестве запорной жидкости используется дистиллированная вода (рис. 5.4.2).

Принцип работы лабораторной установки

Принцип действия установки заключается в следующем: в колбу заливаются жидкие реагенты, имитирующие РОВ. После этого горловина герметично закрывается пробкой с термометром. Снизу производится нагрев содержимого колбы до заданной температуры. Через капилляр в жидкость, имитирующую РОВ, подается газовая смесь, имитирующая состав глубинных флюидов. Контроль за температурным режимом осуществляется с помощью термо-

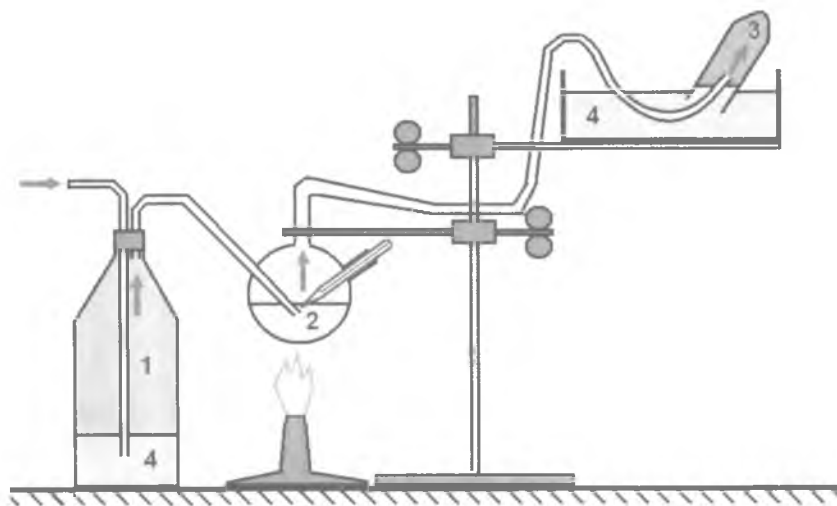


Рис. 5.4.2. Схема лабораторной установки для моделирования взаимодействия РОВ осадочных толщ с глубинными ювенильными флюидами.

1 – сбалансированная газовая смесь, имитирующая состав глубинных ювенильных флюидов; 2 – сбалансированная жидкая смесь, имитирующая состав РОВ; 3 – продукты реакции; 4 – запорная жидкость

метра. Благодаря своим характеристикам изготовленный прибор обладает большим температурным диапазоном. Отбор продуктов реакции осуществляется вакуумным сборником по мере необходимости.

Исходные продукты реакции

Исходными продуктами реакций явились жидкая сбалансированная смесь, имитирующая состав РОВ, и газообразная смесь, имитирующая состав глубинных ювенильных флюидов.

Целью приготовления жидкой сбалансированной смеси, имитирующей состав РОВ, являлось, с одной стороны, достижение подобия состава природному материалу, а с другой – использование минимального количества доступных компонентов. В настоящее время считается, что РОВ состоит из биоорганических молекул, значительная часть которых адсорбировалась глинистыми минералами и в результате постепенного погружения осадка преобразовалась в нерастворимый геобиополимер — кероген. При этом белковые соединения разлагаются на ранних стадиях попадания в осадок. В свою очередь, липиды и углеводы более устойчивы к термобарическому воздействию и составляют исходную основу керогена.

Л и п и д ы - обширная группа биоорганических соединений, включающих жиры, жироподобные вещества и природные воски. Эти вещества присутствуют во всех тканях как растительных, так и животных организмов. Содержание липидов в живых организмах изменяется от 1 до 90%. Они нерастворимы в воде, но растворяются во многих органических растворителях. Молекулы простых липидов состоят из жирных карбоновых кислот и спиртов.

Кроме того, в составе липидов обнаружены высокомолекулярные жирные спирты, а также спирты циклического строения. Жирные насыщенные кислоты являются очень устойчивыми и попадают в РОВ практически без изменения. Наиболее типичными липидами, распространенными в РОВ, являются олеиновая кислота и глицерин.

Олеиновая кислота $(\text{CH}_3(\text{CH}_2)_7\text{CH}=\text{CH}(\text{CH}_2)_7\text{COOH})$ – ненасыщенная жирная карбоновая кислота. Бесцветная вязкая жидкость. Содержится в виде эфиров в растительных и животных жирах. Температура плавления составляет +14 °С. Наибольшее количество олеиновой кислоты содержится в оливковом масле (70-85%). Широко используется в химической парфюмерной промышленно-

сти. В жидкой сбалансированной смеси олеиновая кислота может представлять широкий класс жирных карбоновых кислот.

Глицерин ($\text{HOCH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_2\text{OH}$) – простейший трехатомный спирт. В чистом виде он представляет собой густую, бесцветную, сиропообразную чрезвычайно гигроскопичную, сладкую на вкус жидкость. Глицерин притягивает из воздуха влагу до 50%. Безводный глицерин имеет удельный вес 1,265 при +15 °С. При сильном охлаждении чистый химический глицерин образует ромбические кристаллы, которые плавятся при +17 °С. В любых соотношениях растворяются в воде, метиловом и этиловом спиртах. Абсолютно чистый глицерин кипит при обычном давлении при +290 °С. Обезвоженный глицерин начинает испаряться при +120 °С. Молекулярная масса глицерина равна 92,02. Химические свойства глицерина обусловлены в первую очередь присутствием трех ОН-групп. Эфиры глицерина – глицериды широко распространены в природе. В биологических объектах встречаются в составе жиров и липидов. Широко используется в химической и парфюмерной промышленности. В жидкой сбалансированной смеси глицерин может представлять широкий класс спиртов жирного ряда.

Углеводы - являются второй из наиболее важных и распространенных групп природных органических веществ с общей формулой $(\text{CH}_2\text{O})_n$. Они составляют до 80% сухого вещества растений и около 2% сухого вещества животных организмов. Высокомолекулярные углеводы (крахмал, клетчатка, целлюлоза и др.) являются главными опорными тканями растительных клеток. Простые углеводы называют сахарами. Их типичным представителем считается глюкоза.

Глюкоза – углевод из группы моносахаридов. Глюкоза хорошо растворима в воде и имеет сладкий вкус. Она входит в состав сахарозы и лактозы. Образует запасные полисахариды: крахмал, гликоген и целлюлозу. Глюкоза — один из ключевых продуктов обмена веществ в клетках. Широко используется в пищевой и медицинской промышленности. В жидкой сбалансированной смеси глюкоза может представлять широкий класс углеводов.

Согласно вышеизложенному, жидкая сбалансированная смесь должна содержать типичные представители липидов и углеводов в порядке их убывания в РОВ. Критерию подобия наилучшим образом соответствует жидкая смесь, состоящая из 60% олеиновой кислоты, 30% глицерина, 10% глюкозы.

Целью приготовления газообразной сбалансированной смеси,

имитирующей состав глубинных ювенильных флюидов, также являлось, с одной стороны, достижение подобия состава природному материалу, а с другой – использование минимального количества доступных компонентов. К настоящему времени считается, что поднимающиеся по каналам ГТПП ювенильные флюиды представлены углекислым газом (CO_2), азотом (N_2), водородом (H_2), окисью углерода (CO), метаном (CH_4), гелием (He), аргоном (Ar) и др. Подобный состав подтверждается как результатами полевых наблюдений, так и изучением состава газо-флюидных включений в акцессорных минералах пород магматических комплексов. В результате экспериментальных наблюдений были установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана на площади 16 км² в районе Мурунтау (Центральные Кызылкумы). Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют соответственно 10,0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0,005 мл/кг. Тем не менее, количественный состав глубинных флюидов остается во много неизвестным.

Исходя из общих соображений и задач эксперимента, сбалансированная газообразная смесь должна содержать пары воды, азот, углекислый газ, водород и метан, которые смешиваются, либо подаются раздельно в равных пропорциях.

5.4.3. Лабораторно-экспериментальные опыты по микстгенетическому синтезу углеводов

Учитывая сложный состав сбалансированных смесей, была разработана последовательность опытов, состоящая из серии экспериментов. Ее суть заключалась в последовательном увеличении числа исходных компонентов. При этом на первом этапе исследовалось поведение мономолекулярных соединений, а на втором этапе — поведение сбалансированных смесей.

Лабораторно-экспериментальные работы первого этапа

Этот первый этап включали три лабораторных опыта по термодеструкции глицерина, получение спектров начальных и конечных продуктов, расшифровку спектральных кривых. Для имитации термобарических условий использовался автоклав химической лаборатории Института биоорганической химии АН РУз. Изучение процесса термоллиза глицерина проводили в термостойкой стеклянной

колбе с длинным отводом, снабженным пришлифованным краном, который находился в закрытом положении при нагревании глицерина, и открывали после завершения опыта для взятия проб на анализ. Во всех экспериментах в колбу помещали 100 мг глицерина.

Первый опыт заключался в получении спектра эталонной пробы при нормальных условиях. Для этого образец № 1 выдерживался 5 суток в нормальных условиях ($P = 760$ мм р.т., $T = 20$ °C).

Второй опыт заключался в термодеструкции глицерина при предельно низких давлениях и температурах. Для этого образец № 2 помещался в автоклав на 6 часов при температуре 140 °C и давлении 0,5 Кбар.

Третий опыт заключался в термодеструкции глицерина при низких давлениях и температурах. Для этого образец № 3 помещался в автоклав на 5 часов при температуре 300 °C и давлении 0,5 Кбар.

Лабораторно-экспериментальные работы второго этапа

Второй этап включали проведение серии экспериментов на собранной лабораторной установке, получение спектров начальных и конечных продуктов, расшифровку спектральных кривых. При этом была выполнена следующая непрерывная последовательность экспериментов в течение 10 часов с отбором 10 проб. Данная последовательность включала следующие элементы:

1. Нагрев реактора с жидкой сбалансированной смесью от 50 до 200 °C в течение 5 часов с отбором 5 проб.

2. Продувка жидкой сбалансированной смеси при 200 °C водяным паром в течение одного часа с отбором одной пробы.

3. Продувка жидкой сбалансированной смеси при 200 °C азотом в течение одного часа с отбором одной пробы.

4. Продувка жидкой сбалансированной смеси при 200 °C углекислым газом в течение одного часа с отбором одной пробы.

5. Продувка жидкой сбалансированной смеси при 200 °C водородом в течение одного часа с отбором одной пробы.

6. Продувка жидкой сбалансированной смеси при 200 °C метаном в течение одного часа с отбором одной пробы.

Определение всех продуктов реакций проводилось методом ИК-спектроскопии на ИК-спектрофотометре «SPECORD-71 IR» (фирма Карл Цейсс, Йена, Германия). Для записи ИК-спектров образцы готовили в виде пленок на окошках из хлористого калия.

5.4.4. Результаты лабораторно-экспериментальных опытов и выводы

К настоящему времени выполнена последовательность опытов, состоящая из серии экспериментов по термодеструкции глицерина и реакций в разработанной лабораторной установки по изучению поведения сбалансированных смесей, имитирующих воздействие на РОВ глубинных ювенильных флюидов.

Расшифровка спектральных кривых по термодеструкции глицерина

Для изучения возможных преобразований вначале нами был исследован спектр исходного глицерина (рис. 5.4.3). Согласно литературным источникам, в его ИК-спектре полоса поглощения при частоте 3200 см^{-1} происходит от валентных колебаний γ (ОН).

В ИК-спектре термообработанного при температуре $+140\text{ }^{\circ}\text{C}$ глицерина, рядом с указанной полосой поглощения, появилась полоса поглощения при частоте 3150 см^{-1} , которая происходит от колебаний гидроксильных групп ассоциатов молекул глицерина (рис. 5.4.4), свидетельствующих о протекании реакции поликонденсации.

При этом должно уменьшаться количество первичных спиртовых групп – CH_2OH . Это подтверждается уменьшением величины полосы поглощения при частоте 1050 см^{-1} в ИК-спектре термообработанного образца глицерина по сравнению с ИК-спектром исходного глицерина. Полоса поглощения при частоте 1050 см^{-1} происходит от колебаний первичных спиртовых групп- CH_2OH .

В ИК-спектре исходного глицерина имеется полоса поглощения при частоте 1410 см^{-1} , происходящая от ножничных колебаний ненасыщенных CH_2 -групп, то есть δ ($\text{C}=\text{CH}_2$); полоса поглощения при частоте 1000 см^{-1} - от колебаний ненасыщенных первичных спиртовых групп, т.е. $\text{C}=\text{CH}-\text{CH}_2-\text{OH}$; полосы поглощения при частотах 810 и 940 см^{-1} от маятниковых колебаний ненасыщенных метиленовых и метило-групп, то есть ϕ ($\text{C}=\text{CH}_2$) и ϕ ($\text{C}=\text{CH}-$).

Все эти полосы поглощения в ИК-спектре термообработанного образца глицерина немного уменьшились по величине по сравнению с ИК-спектром исходного глицерина.

Таким образом, ИК-спектры показывают, что в глицерине часть молекул распадаются на енол и воду и при термообработке глице-

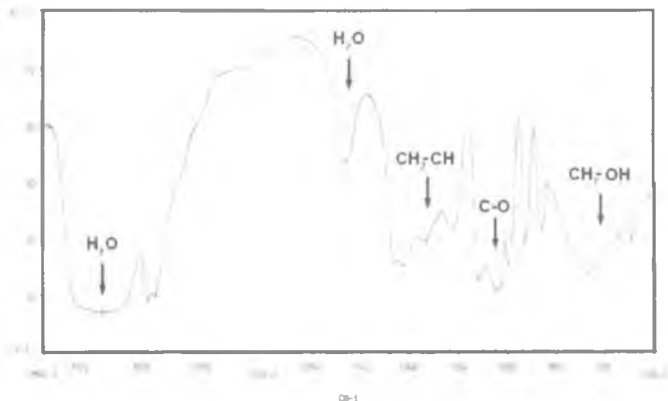


Рис. 5.4.3. ИК-спектр исходного глицерина в нормальных условиях ($P = 760$ мм р.т., $T = 20$ °C)

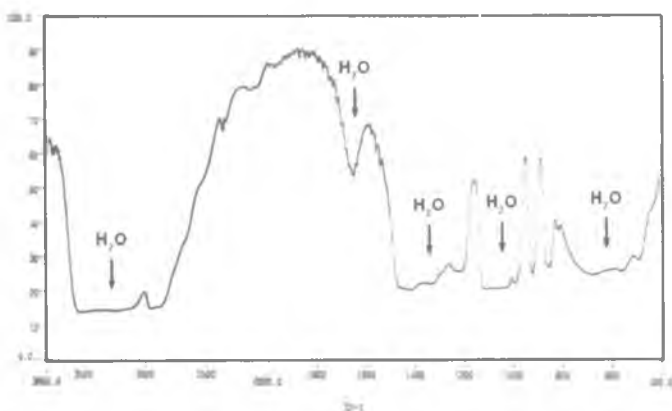


Рис. 5.4.4. ИК-спектр термообработанного в автоклаве глицерина ($P = 0,5$ Кбар, $T = 140$ °C)

рина количество енольных групп в нем уменьшается.

В ИК-спектре термообработанного глицерина при температуре $300+^{\circ}\text{C}$ (рис. 5.4.5) вышеуказанные полосы поглощения от колебаний енольных групп сильно уменьшились. Вместе с тем, появилась сильная полоса поглощения при частоте 1700cm^{-1} , которая происходит от колебаний карбонильных групп $\text{C}=\text{O}$.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что в исходном глицерине некоторая часть молекул глицерина (судя по величинам полос поглощения при 940 cm^{-1} и 810 cm^{-1} , это примерно

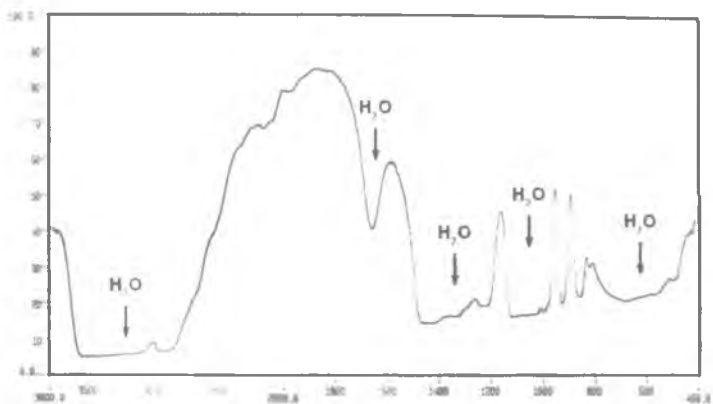


Рис. 5.4.5. ИК-спектр термообработанного в автоклаве глицерина ($P = 0,5$ Кбар, $T = 300$ °C)

Таблица 5.4.1

**Характеристики ИК-спектров эталонного
и термообработанного глицерина**

Частота полосы поглощения, см ⁻¹ Отношение полосы поглощения		Температура термообработки			
		комнатная	+140 °C	+240 °C	+300 °C
3150	$\nu(\text{OH})$ ассоциатов молекул глицерина		Появилась	Усилилась	То же
1700	$\nu(\text{C}=\text{O})$			Появилась	Сильно увеличилась
1410	$\zeta(\text{C}=\text{CH}_2)$	Наличие	Слабо уменьшилась	То же	Сильно уменьшилась
1050	Первичный спирт	Наличие	Уменьшилась	То же	Уменьшилась
1000	$\text{C}=\text{C}-\text{CHON}$	Наличие	Слабо уменьшилась	То же	Сильно уменьшилась
940	$\phi(\text{C}=\text{CH}_2)$	Наличие	Слабо уменьшилась	То же	Сильно уменьшилась
810	$\phi(\text{C}=\text{CH}-)$	Наличие	Слабо уменьшилась	То же	

30) распадается на енол и воду (табл. 5.4.1).

При температурах +140, +240 °С термообработки молекулы глицерина и их енолы вступают в реакцию поликонденсации и образуют полимерные углерод-углеродные цепи.

В продуктах пиролиза глицерина не обнаружено парафиновых нафтеновых и ароматических УВ. По-видимому, облегчение ухода воды в опытах и применение восстановителей (CH_4 , H_2 , CO и др.) приведет к полному уходу кислорода из продукта и превращение его в предельные углеводороды.

Лабораторными данными по термодеструкции органических кислот и результатами проведенных опытов по термодеструкции глицерина в реальных термобарических условиях земной коры было установлено, что указанные мономолекулярные соединения самостоятельно не генерируют УВ нефтяного ряда.

Данное обстоятельство объясняется достаточно сильными углерод-углеродными связями при наличии водородного дефицита в исходных реагентах. Проведение термодеструкции в более жестких условиях повышенного давления и температуры приводит к обугливанию исходного вещества с выделением воды и углекислого газа.

Таким образом, на основе результатов расшифровки спектральных кривых по термодеструкции глицерина можно сделать главный вывод, который заключается в том, что для генерации углеводородов нефтяного ряда необходимо усложнение начальной схемы экспериментов до имитации в ней активного участия глубинных флюидов, поднимающихся по каналам глубинного тепло-массопереноса.

Расшифровка спектральных кривых, полученных на лабораторной установке

Цель данной операции заключается в определении состава синтезированных углеводородов. При этом были исследованы ИК-спектры начального и конечного продуктов (рис. 5.4.6). Так, в ИК-спектре начального продукта без продувки газами наблюдается полоса поглощения при частоте 3250 см^{-1} гидроксильных групп ν (ОН), а полосы поглощения при частотах 1040 и 1100 см^{-1} происходят от плоскостных деформационных колебаний гидроксильных групп β (ОН), соответственно вторичных и первичных гидроксильных групп.

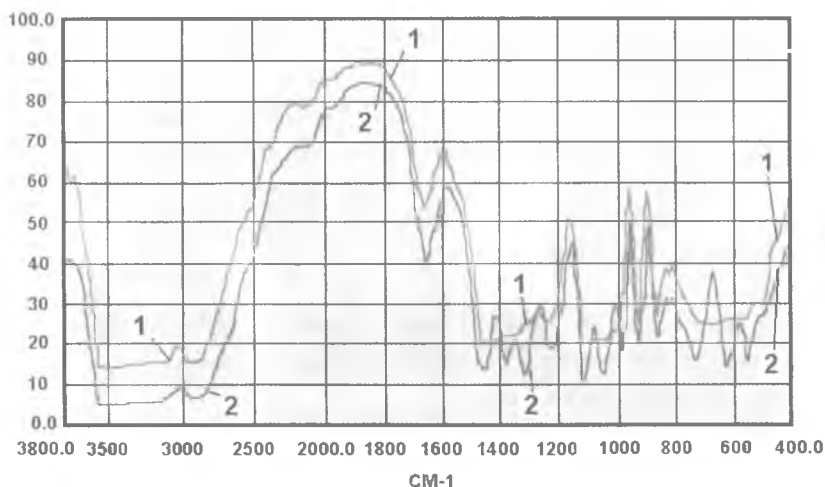


Рис. 5.4.6. ИК-спектры начального и конечного продуктов реакций в ходе лабораторных экспериментов по моделированию взаимодействия РОВ с глубинными ювенильными газами в верхней части земной коры:

- 1 – ИК спектр начального продукта без присутствия УВ;
 2 – ИК-спектр конечного продукта с присутствием смеси предельных и непредельных УВ

В сравнение с этим спектром в ИК-спектре конечного продукта после продувки газами полоса поглощения при частоте 3250 см^{-1} сдвинута в высокочастотную область на 40 см^{-1} , а полоса поглощения при частоте 1040 см^{-1} уменьшилась по величине. Всё это говорит, что уменьшилось количество вторичных гидроксильных групп по сравнению с первичными гидроксильными группами. Происходит это, по-видимому, из-за разрыва углеродуглеродной связи в молекулах олеиновой кислоты, глицерина и глюкозы.

5.5. Дальнейшие исследования в области разработки микстгенетической теории природного синтеза УВ

Дальнейшие исследования в области разработки микстгенетической теории природного синтеза УВ необходимо сосредоточить по следующим направлениям:

1. Углубленное изучение активных каналов ГТМП в пределах различных геодинамических обстановок.
2. Определение диагностических признаков палеоканалов ГТМП.

3. Продолжить начатое экспериментальное моделирование микстгенетического синтеза УВ на более совершенных лабораторных термобарических установках и в более благоприятных условиях.

В практическом плане это ведет к переоценке прогнозных ресурсов УВ разнотипных нефтегазоносных провинций, отраженных в сводной классификации (см. приложение), и к определению новых стратегических направлений геологоразведочных работ по поиску углеводородного сырья.

5.6. Прикладное значение микстгенетической концепции образования нефти и газа – локальный прогноз нефтегазоносности недр

В Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан зарегистрировано изобретение № IAP 2007 0210 авторского коллектива (А.А. Абидов, Т.Л. Бабаджанов, А.Б. Бигараев, И.И. Дивеев, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, И.Х. Халисмаев, У.Н. Рахматов) «Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов». В основу данного изобретения положен новый метод локального прогноза нефтегазоносности недр, выполняемый путем проведения комплекса недогостоящих и оперативных полевых исследований по изучению теплового потока и геохимических особенностей недр по эманациям ювенильных газов. Комплексование этих двух известных методов производится впервые и оно направлено на решение принципиально новой единой задачи – картирования каналов ГТП, занимающих ключевую позицию в микстгенетической концепции образования нефти и газа.

Следовательно, прикладное значение микстгенетической концепции природного синтеза углеводородов, которая основана на результатах теоретических, полевых и лабораторно-экспериментальных исследований, заключается в разработке методики локального прогноза нефтегазоносности недр на поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

Данный метод локального прогноза нефтегазоносности авторами вышеупомянутого изобретения названа термогеохимическим методом поисков скоплений нефти и газа.

Термогеохимический метод разработан на основе лабораторных исследований и полевых работ, проведенных в пределах конкретных нефтегазоносных областей платформенных и склад-

чатых территорий Центральной Азии и направленных на установление диагностических критериев картирования каналов ГТМП, обуславливающих формирование крупных концентраций запасов нефти и газа. *Доказано, что известные крупные месторождения нефти и газа расположены именно над каналами ГТМП* (см. рис. 4.4.1 и 4.2.2).

Следовательно, по результатам термогеохимического метода установлена прямая причинно-следственная связь: *каналы ГТМП – месторождения нефти и газа*.

Результаты полевой термогеохимической съемки после проведения геохимических, термодинамических, гидрогеологических, петролого-минералогических лабораторных исследований в комплексе с компьютерным численным моделированием позволяют выделить наиболее нефтегазоперспективные локальные участки для концентрации сейморазведочных работ, в том числе в современной модификации 3-D, или же бурения глубоких скважин на нефть и газ.

Термогеохимический метод поисков нефти и газа уже внедрен в производство и по результатам проведенных работ выявлены нефтегазоперспективные объекты для постановки дальнейших геологоразведочных работ.

Внедрение в производство термогеохимического метода поисков нефти и газа в современных условиях рыночной экономики особо актуально для нефтяных компаний-инвесторов, получивших лицензионные блоки для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, так как они часто сталкиваются с проблемой по выбору конкретных локальных нефтегазоперспективных объектов для постановки поисковых работ с целью открытия в кратчайшие сроки и с наименьшими затратами новых месторождений углеводородов.

Этот ресурсосберегающий термогеохимический метод даст возможность нефтяным компаниям-инвесторам сократить сроки открытия новых скоплений УВ в пределах выбранных инвестиционных блоков путем определения конкретных локальных нефтегазоперспективных участков для обнаружения залежей нефти и газа, что в конечном итоге значительно сэкономит средства, направляемые на геологоразведочные работы, повышая их результативность.

Таким образом, суть этой новой методики заключается в мобилизации геологоразведочных работ на отдельных высоко-

перспективных участках, расположенных в зонах активного воздействия каналов глубинного тепломассопереноса, с последующим научно обоснованным размещением там объемов поисково-детализационных сейсморазведочных работ, в том числе в модификации 3-D.

В следующей главе подробно рассмотрен новый, термогеохимический метод картирования локальных нефтегазоперспективных объектов с конкретным изложением видов и задач выполняемых полевых работ.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ ЛОКАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА: СТАДИИ И ВИДЫ ПОЛЕВЫХ ТЕРМОГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ

В настоящее время многие НГП Мира (Мидконтинентская в США, Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская в России, Туранская в Средней Азии, Восточно-Аравийская в Персидском заливе и др.), которые являются основными центрами нефтегазодобычи, сталкиваются с кризисом прироста запасов углеводородного сырья. Это связано с тем, что в пределах длительно осваиваемых нефтегазоносных регионов, характеризующихся высокой степенью геолого-геофизической изученности, наблюдается естественное рассредоточение остающихся там неизученных локальных объектов на значительных территориях и в различных литолого-стратиграфических комплексах.

Естественно, что при такой стадии изученности нефтегазоносных провинций и областей актуальной задачей является научно обоснованное размещение объемов поисково-разведочных работ. Это, в свою очередь, требует совершенствования методов локального прогноза нефтегазоносности недр с учетом современных достижений нефтегазогеологической науки, с одной стороны, и с другой – осуществления локальных прогнозов нефтегазоносности конкретных зон нефтегазонакоплений на базе уже имеющихся геолого-геофизических данных с учетом мирового опыта нефтегазопроисковых работ, включая нетрадиционные объекты с целью вовлечения их в геологоразведочный процесс. Научно обоснованное решение этих проблем должно в принципе обеспечить повышение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

В этой главе рассмотрен новый, термогеохимический метод картирования локальных нефтегазоперспективных объектов.

6.1. Термогеохимический метод картирования нефтегазоперспективных локальных площадей и его задачи

Термогеохимический метод локального прогноза нефтегазоносности недр, положенный в основу нового изобретения, зарегистрированного в Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан (№ IAP 2007 0210) под названием «Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов» (авторский коллектив: А.А. Абидов, Т.Л. Бабаджанов, А.Б. Бигараев, И.И. Дивеев, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, И.Х. Халисмаев, У.Н. Рахматов), включает решение следующих задач с установлением поисковых признаков локального прогноза скоплений нефти и газа:

1. Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах конкретной зоны нефтегазонакопления.

2. Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманаций (CO_2 , N_2 , H_2 , CO , CH_4 , He , Ar и др.), связанных с каналами ГТМП.

3. Ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам, полученным на основе термодинамических моделей каналов ГТМП.

4. Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве высокоэнергетических аномальных термобарогеохимических зон на основе комплексной переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных.

5. Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ, в том числе в модификации 3-D на наиболее перспективных локальных структурах.

6. Заложение поисковых скважин на вновь подготовленных локальных объектах.

6.2. Стадии и виды выполнения полевой съемки по термогеохимическому методу

В рамках термогеохимического метода разработаны соответствующие стадии и виды проведения геологоразведочных работ с конкретизацией задач, объектов исследования, методов изучения и ожидаемых результатов (табл. 6.2.1). Эти стадии и виды будут выполняться в рамках поискового этапа, следующего за региональным

этапом геологоразведочного процесса и возможно с переходом на начальную фазу разведочного этапа.

Ниже, на примере Бухарской и Чарджоуской НГО Туранской НГП, излагается ход реализации вышеизложенной методики локального прогноза нефтегазоносности с применением термогеохимического метода, основанного на главных положениях микстгенетической теории природного синтеза углеводородов, с целью постановки детальных сейсморазведочных работ.

6.2.1. Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах зоны нефтегазонакопления

Решение данной задачи включает составление уточненной региональной карты плотности теплового потока в масштабе 1 : 500000 и проведение детализационной ПГС в масштабе 1:50 000 в пределах отдельной нефтегазоперспективной зоны.

Региональная карта плотности теплового потока была разработана в ходе многолетних геотермических исследований на территориях Бухарской и Чарджоуской НГО с целью картирования интенсивных изометричных аномалий, связанных с каналами ГТМП (см. рис. 30.2.1). При ее составлении использовались данные измерения температур в стволах глубоких скважин и результаты пересчета 98 значений пластовых температур залежей нефти и газа, замеренных на 40 местоскоплениях.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65 мВт/м². В результате было выделено около 10 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам. Применительно к закартированным объектам была выполнена пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими, геохимическими аномалиями и крупными скоплениями УВ.

Полученные результаты позволили выделить в качестве новой нефтегазоперспективной зоны северо-западную часть Чарджоуской нефтегазоносной области. Указанная территория характеризуется некоторым количеством неопределенных объектов в мезозойско-кайнозойском чехле. Под осадочным чехлом здесь обнаружен центральный грабен погребенной палеорифтовой системы позднепалеозойского возраста. В 2001 г. в пределах рассматриваемой территории были начаты целенаправленные геолого-

Стадии и виды работ по выявлению локальных нефтегазоперспективных объектов для постановки детализационных поисковых и разведочных работ на основе термогеохимической съёмки

Стадии и виды работ	Задачи	Объекты исследования	Методы исследования	Ожидаемые результаты
1	2	3	4	5
Первая стадия термогеохимической съёмки	Крупномасштабное картирование каналов ГТМП в пределах отдельной зоны нефтегазонакопления	Каналы ГТМП и окружающее их пространство	Региональные геотермические исследования в масштабе 1:500 000. Полевая геохимическая съёмка в масштабе 1:50 000	Параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
Вторая стадия термогеохимической съёмки	Крупномасштабное картирование ареалов, глубинных эманацій, связанных с каналами ГТМП	Интенсивные изометрические аномалии плотности теплового потока, связанные с каналами ГТМП	Полевая газовая съёмка в масштабе 1:50 000 Химико-аналитические определения продуктов глубинных эманацій	Геохимические параметры интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с каналами ГТМП
Комплексирование результатов первой и второй стадий термогеохимической съёмки	Ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам	Аномальные термобарогеохимические зоны, связанные с каналами ГТМП	Разработка термодинамических моделей каналов ГТМП	Выделения и рейтинг аномальных термобарогеохимических зон на основе их энергетических характеристик

Продолжение табл. 6.2.1

1	2	3	4	5
Комплексирование результатов термогеохимической съёмки и имеющихся геологических геофизических данных	Выделение и ранжирование перспективных структур в пространстве аномальных термобарогеохимических зон	Локальные объекты в пределах термобарогеохимических зон каналов ГТПП	Комплексная переинтерпретация имеющихся геологических геофизических данных Выделение объектов типа «АТЗ»	Выделение и рейтинг локальных перспективных объектов
Подготовка конкретной рекомбинации по сосредоточению сейсморазведочных работ, в т. ч. 3D	Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ	Локальные объекты с высоким рейтингом в пределах аномальных термобарогеохимических зон	Полевые работы Обработка данных полевых наблюдений Геологическая интерпретация полученных данных	Подготовка локальных перспективных структур
Комплексирование результатов термогеохимической съёмки и сейсморазведочных работ	Заложение поисковой скважины	Подготовленные локальные структуры	Анализ данных трёхмерной сейсморазведки и др. геологических геофизических материалов, в т.ч. термогеохимической съёмки	Заложение поисковой скважины для оценки нефтегазоносности локальных объектов

геофизические исследования вдоль трех эталонных геотраверсов. Они включали полевые электроразведочные наблюдения методом МТЗ с аппаратурой «V5 System 2000» канадской компании «Phoenix Geophysics Limited» (Abidov A.A., Fox L., Ingerov A.I. and other, Canada, Toronto, 2002), высокоточную гравиметрию, магнитометрию и ПГС.

Детализационная ПГС представляет собой высокотехнологичный метод определения плотности теплового потока на основе измерения температур в неглубоких (2,0 м) многочисленных скважинах. Использование специальных приемов позволяет исключить влияние сезонных вариаций температуры и других приповерхностных факторов.

В результате проведения ПГС были подтверждены ранее известные аномалии плотности теплового потока (Тегермен и Гужайли) и выявлен ряд новых тепловых аномалий (Западный Бештепе, Атбакар, Западный Кокчи, Кувачи и Ташкудук), связанные с каналами ГТМП (см. рис. 5.3.1). Они расположены в центральной, северной, юго-восточной и северо-западной частях исследуемого района, имеют интенсивность на 50-75 мВт/м² выше регионального фона и характеризуются латеральными размерами порядка 10-20 км.

6.2.2. Крупномасштабное картирование ареалов глубинных эманаций, связанных с каналами ГТМП

В подобной постановке данная задача на нефтегазоносных территориях еще не решалась, хотя некоторый опыт проведения газовых съемок имеется. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманационную съемку, проводились силами Кызылкумской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов ГТМП в районе золоторудного месторождения Мурунтау (Центральные Кызылкумы). В результате там были экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана на площади 16 км². Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составили соответственно 10,0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0,005 мл/кг.

В настоящее время установлено повышенное содержание гелия в пробах газа с месторождений Гаджак и Кагнысай (Афгано-Таджикская НГО), где по данным региональных геотермических исследований также фиксируется активно действующий канал ГТМП (табл. 6.2.2, см. рис. 5.2.3).

Таблица 6.2.2

**Результаты газохроматографического анализа газов
месторождения Гаджак**

Инт. пер. мо- бъект	Воз- раст го- ри- зонт	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_3H_8	nC_4H_{10}	iC_4H_{10}	C_6H_{14}	C_6H_{14}	H_2	He	O_2	N_2	CO_2	$\sum$ УВ	$\sum$ ТУВ	Н.О.
3290- 3282 VI	-	79.8	0.34	0.05	-	0.077	0.084	0.08	0.01	-	0.185	0.5	7.7	4.3	79.8	0.64	6.874
	-	78.0	Не определено								0.183	0.3	7.3	5.5	78.0		8.723
3364- 3354	-	76.4	Не определено								0.183	0.16	6.2	12.2	76.4		4.857
	-	76.0									0.185	0.14	5.7	11.8	76.0		6.175

Повышенное содержание гелия также установлено на ряде площадей Чарджоуской НГО (Аузкент, Айзоват, Аманата и др.).

В Устюртской НГП (площади Жалгызтай и Самская) и Арало-морской НГО (Муйнак, Восточный Бердах, Учсай) в составе керна пород нижней части мезозой-кайнозойского осадочного чехла обнаружены акцессорные минералы, связанные с контактовым метаморфизмом, гидротермальными процессами и метасоматозом, обусловленными воздействием каналов ГТМП.

Задача крупномасштабного картирования ареалов глубинных эманаций, сосредоточенных вокруг каналов ГТМП, отличается от предыдущих работ как в плане охвата более значительных территорий, так и в количестве анализируемых компонент. Вместе с тем аппаратура и методика отбора проб газов из неглубоких скважин (2,0 м) остается стандартной, а полные анализы всех компонентов глубинных эманаций проводятся современными газожидкостными анализаторами.

Очевидно, что для эффективного картирования геохимических аномалий система полевых наблюдений должна состоять из региональной сети профилей и отдельных участков с повышенной плотностью наблюдений в пределах установленных каналов ГТМП. Поэтому в настоящее время не существует каких-либо препятствий технического или методического характера для успешного решения этой задачи.

6.2.3. Ранжирование закартированных аномальных термобарогеохимических зон по энергетическим характеристикам

Выбор перспективных участков из числа закартированных, аномальных термобарогеохимических зон на основе их ранжирования по энергетическим параметрам в данной постановке также не решалась. Вместе с тем имеется некоторый положительный опыт расчета термодинамических моделей на некоторых эталонных объектах (А.А. Абидов, А.А. Поликарпов, 2000). В результате этих исследований было установлено, что амплитуда и размеры геотермических аномалий зависят от размеров проницаемой зоны, вида теплоносителя и скорости движения флюидов, т. е. главных энергетических параметров каналов ГТМП. Ожидается, что результаты крупномасштабной геохимической съемки позволят уточнить исходные параметры термодинамических моделей исследуемых объ-

ектов для сравнения их энергетических характеристик.

6.2.4. Выделение и ранжирование перспективных локальных структур в пространстве аномальных термогеохимических зон

Согласно проведенным термодинамическим расчетам, пространство аномальных термогеохимических зон в целом представляет собой сужающуюся вниз воронкообразную фигуру, окружающую канал ГТМП. Такая картина наглядно иллюстрируется в трехмерной модели каналов ГТМП (см. гл. 4.2). Задача ставится таким образом, чтобы в пределах верхней части такой фигуры, включающей фрагменты мезозой-кайнозойского осадочного чехла и подчехольного палеозойского комплекса, на основе комплексной интерпретации имеющихся геолого-геофизических данных выделить и ранжировать новые локальные структуры. По эффективности решения ей больше всего соответствует успешно применяемый на практике синтетический метод картирования АТЗ.

В качестве подготовительных действий необходимо ранжировать все имеющиеся на исследуемой территории сейсмические профили по степени их информативности на различных глубинах, и на основе геодинамических построений разработать новую геологическую карту поверхности погребенного палеозойского комплекса на молодых платформах, протерозойского комплекса на древних платформах.

Проведение в полном объеме комплексной интерпретации геолого-геофизических данных в пределах аномальных термогеохимических зон позволит определить первоочередные участки для постановки полевых сейсморазведочных работ.

6.2.5. Проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ

По результатам обработки данных термогеохимической съемки и ранжирования по энергетическому полю каналов ГТМП выбираются первоочередные перспективные локальные участки для размещения сейсморазведочных работ, в том числе в модификации 3-D. Задачей этой работы является детализация новых локальных объектов, расположенных в пределах аномальных термогеохимических зон, связанных с каналами ГТМП, которые могут быть там

выделены по результатам комплексной переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных (сейсморазведка, электро-разведка, высокоточная, грави- и магниторазведка, метод АТЗ, ГИС и др.), либо рекогносцировка с разреженной сетью наблюдений, в случае преобладания слабоизученных площадей, характеризующихся большой долей некондиционных материалов.

Поэтому, по мере выделения новых перспективных участков, данный метод может быть без каких-либо ограничений применен для подготовки новых локальных объектов.

Дальнейшие работы по выявлению из числа известных и по поискам новых перспективных структур с позиций микстгенетической схемы природного синтеза УВ целесообразно развивать по двум направлениям.

Первое это — геолого-геофизическое доизучение закартированных по геофизическим данным структур, расположенных вокруг выявленных каналов ГТМП. В комплекс методов доизучения должны входить переинтерпретация имеющихся материалов сейсморазведки в модификации 2D, электроразведки методом МТЗ и точной гравиразведки, направленные на определение наличия продукта в структуре. Если данные по двум последним методам отсутствуют, рекомендуется выполнение специализированных полевых исследований.

Второе направление — крупномасштабное (в масштабе 1 : 50 000) картирование каналов ГТМП в пределах конкретной зоны нефтегазоаккумуляции методом полевой термогеохимической съемки в пределах новых, неизученных площадей.

В частности, применительно для Чарджоуской НГО по первому направлению рекомендуется геолого-геофизическое доизучение юго-восточной и северо-восточной окраин Тегерменского участка.

Так, в пределах данного участка по результатам термогеохимической съемки были получены значения концентраций углеводородных и неуглеводородных газов и температуры. Анализ полученных данных позволил выявить пространственную связь между местоположением известных месторождений, повышенными концентрациями метана и температурными аномалиями. Высокие концентрации метана локализуются вокруг наиболее значимой положительной температурной аномалии, обусловленной миграцией ювенильных флюидов по Тегерменскому каналу ГТМП. Высокие концентрации метана также выявлены над месторождениями Тегермен, Западный Тегермен и площадями Шаркий Тегермен, Кол-

дик, Карачуль (рис. 6.2.1).

По результатам термогеохимической съемки нами были выделены два перспективных участка для постановки поисковых работ на площадях Чукуркуль и Колдик. Ранее здесь по данным сейсморазведки МОГТ-2D выделены две небольшие одноименные положительные структуры по кровле юрской карбонатной формации. Повторный анализ временных разрезов на площади Чукуркуль по профилям МОГТ-2D № 25920592N/24P и № 30920592P показал, что здесь действительно фиксируется небольшая малоамплитудная структура, которая по своим параметрам не представляет практического интереса для постановки поискового бурения. Иная ситуация наблюдается на площади Колдик. Детальное рассмотрение временных разрезов по профилям МОГТ-2D № 69050304P, № 70050304N(69P), № 71050304P, № 72050304N(71), № 24880688a, № 23880688a, № 4200042000 и № 4100042000 показало, что существующая здесь система наблюдений полностью не освещает данный объект по причине наличия культурной зоны. Поэтому вопрос о наличии структуры продолжает оставаться открытым. На данном участке может быть расположено либо отдельное локальное поднятие, либо структурный нос расположенной рядом структуры Шады. Однако на основании временных отметок отражающего горизонта Т6 по профилям МОГТ-2D № 69050304P, № 70050304N(69P), № 71050304P, № 72050304N(71) здесь намечается несколько иное положение свода предполагаемой локальной структуры (рис. 6.2.2).

Поэтому, учитывая имеющуюся систему наблюдений и сложные приповерхностные условия, нами рекомендуется проведение поисковых геофизических работ (сейсморазведка МОГТ-2D, электроразведка МТЗ, высокоточная гравиразведка) по единственному профилю 1-1, результаты которых позволят сделать однозначный вывод о наличии структуры Колдик.

При получении положительного результата здесь может быть поставлен вопрос о заложении первой поисковой скважины.

Бештепинский участок геохимической и полевой геотермической съемок целиком расположен в зоне активного воздействия Бештепинского и Западно-Бештепинского каналов ГТМП. Сейсморазведкой здесь выявлены структуры Базарбай, Бештепе, Зап. Бештепе и Зап. Чукуркуль, которые также могут быть рекомендованы к геолого-геофизическому доизучению (см. рис. 6.2.1).

В целом, разработанный на основе микстгенетической схемы нефтегазообразования в земной коре способ локального прогноза

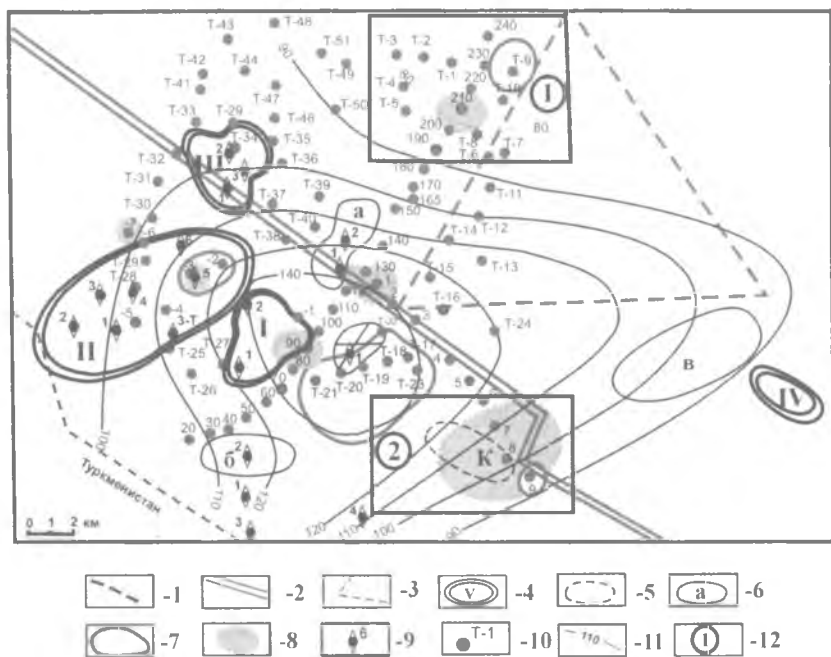


Рис. 6.2.1. Результаты термогеохимической съемки в пределах Тегерменского канала глубинного тепломассопереноса (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, У.Н. Рахматов; 2006 г.):

1 – государственная граница; 2 – граница центрального грабена Бухаро-Хивинского палеорифта; 3 – разломы в палеозойском комплексе; 4 – газоконденсатные месторождения: I) Тегермен, II) Зап. Тегермен, III) Шим. Тегермен, IV) Сев. Шады; 5 – выделенная структура Колдик; 6 – структуры, подготовленные к бурению: а) Шарк. Тегермен, б) Жан. Тегермен, в) Зап. Киштуван, г) Сев. Шады; 7 – положительные температурные аномалии; 8 – участки с высоким содержанием метана; 9 – глубокие скважины; 10 – пункты наблюдений термобарогеохимической съемки; 11 – изолинии плотности теплового потока (мВт/м^2); 12 – нефтегазоперспективные площади: 1) Чукуркуль, 2) Колдик

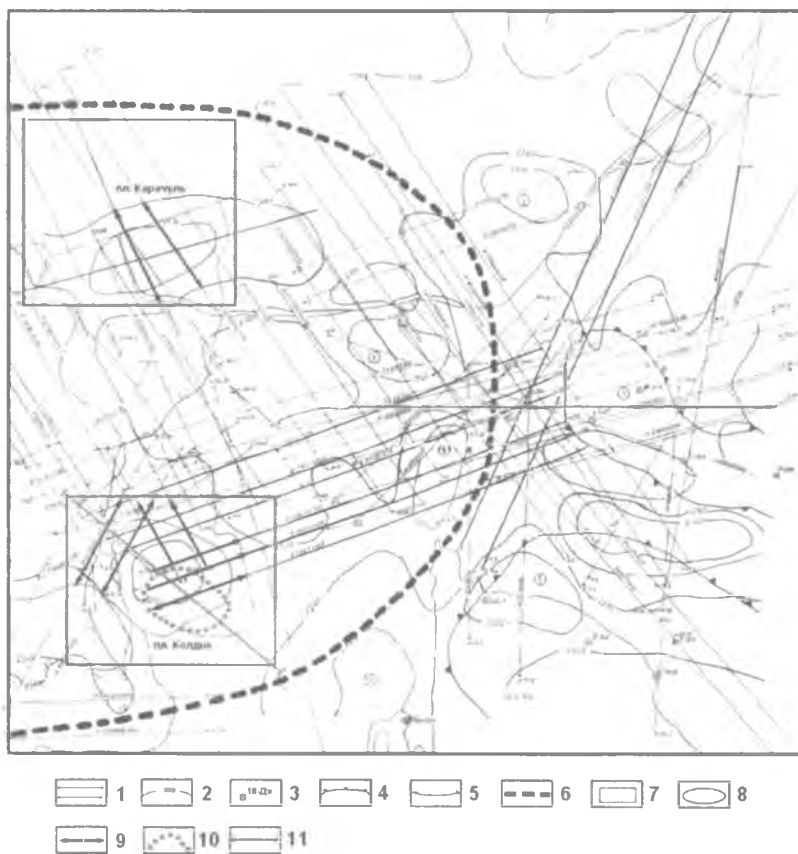


Рис. 6.2.2. Схема размещения сейсморазведочных профилей МОГТ-2D в пределах перспективных участков Чукуркуль и Колдик, выделенных по данным термогеохимической съемки (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, У.Н. Рахматов, Ан.Т. Бабаджанов, 2007 г.):

1 – имеющиеся сейсморазведочные профили МОГТ-2D; 2 – изохроны отражающего горизонта Т6; 3 – глубокие скважины; 4 – контуры месторождений; 5 – границы культурной зоны; 6 – контуры аномальной термогеохимической зоны; 7 – перспективные участки, выделенные по данным термобарогеохимической съемки; 8 – анализируемые нефтегазоперспективные структуры; 9 – направление погружения отражающего горизонта Т6; 10 – предполагаемая сводовая часть структуры Колдик; 11 – рекомендуемый сейсморазведочный профиль МОГТ-2D, профиль МТЗ, профиль высокоточной гравиразведки

нефтегазоносности, базирующийся на имеющемся фактическом материале по выше рассмотренным нефтегазоносным областям, может быть без каких-либо ограничений использован применительно к другим нефтегазоносным провинциям и областям.

Таким образом, проведение термогеохимической съемки в «старых» нефтегазоносных областях и провинциях с применением установленных диагностических критериев картирования ареалов ювенильных флюидов каналов ГТМП позволяет повысить эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.

При этом рекомендации могут быть связаны:

- с изучением закартированных по переинтерпретации геофизических данных структур, расположенных вокруг выявленных каналов ГТМП;
- крупномасштабным картированием каналов ГТМП в пределах конкретных зон нефтегазонакопления методом полевой термогеохимической съемки на новых, неизученных площадях.

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что на основе микстгенетической схемы природного синтеза УВ разработана новая комплексная программа по ремобилизации поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах «старых» нефтегазоносных территорий путем постановки термогеохимической полевой съемки. Ее успешная реализация послужит важным стимулом для обретения «второго дыхания» многим нефтегазоносным провинциям мира.

Оперативные малозатратные термогеохимические полевые работы по определению локальных нефтегазоперспективных площадей в пределах лицензионных блоков могут быть выполнены на стадии обобщения ранее проведенных геолого-геофизических исследований для разработки инвесторами бизнес-планов по постановке поисково-разведочных работ на открытие новых месторождений нефти и газа.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕКОТОРЫХ ТЕРРИТОРИЙ УЗБЕКИСТАНА В СВЕТЕ СОВРЕМЕННЫХ ДОСТИЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ

В соответствии с нефтегазogeологическим районированием литосферных плит, выполненным автором данной монографии, на территории Узбекистана прослеживаются генетически разнородные литосферные плиты: на западе - Евразийская и на востоке - Пояс рассеянной сейсмичности Азии. В пределах Евразийской литосферной плиты выделяемые нефтегазogeологические элементы Узбекистана входят в состав ассоциации нефтегазoносных провинций Центрально-Евразийской гетерогенной платформы. В ней на территории Узбекистана прослеживаются Устюртская и Туранская нефтегазoносные провинции. В Поясе рассеянной сейсмичности Азии расположены нефтегазogeологические элементы Тянь-Шань-Кунлунской НГП, прослеживаемой также в пределах Узбекистана.

Известно, что в генетическом отношении геоструктурные элементы, контролирующие нефтегазoнакопления, согласно таблице А.А. Абидова (1990-2009) по нефтегазoносным провинциям Земли, были сформированы в семи видах геодинамической обстановки: рифтовой долины, протоокеанический, пассивно-окраинный, эпирифтогенный, островодужный, активно-окраинный и коллизионный. Эти генетически разнovidные нефтегазoносные провинции характеризуются также стратиграфической разнодиапазонностью их продуктивности (Приложение). В целях понимания места НГП и НГО Узбекистана в данной сводной классификации ниже проводятся выделенные в ней геодинамические виды НГП и их типы по стратиграфическому диапазону продуктивности.

Вид рифтовой долины - здесь геоструктурные элементы НГП формируются до протоокеанического вида рифтогенной подстадии. К данному виду относятся НГП Рукво-Ньяс и Таньганьика, приуроченные к Восточно-Африканской системе рифтов. Из них

первая по стратиграфическому диапазону потенциальной нефтегазоносности относится к мезозой-кайнозойскому, а вторая - к кайнозойскому типу.

Протоокеанический вид - геоструктурные элементы НГП этого вида, пройдя в своем развитии предыдущий вид, продолжают формироваться в рифтовой подстадии. К нему относятся НГП Калифорнийского залива и Красного моря. Из них первая относится к мезозой-кайнозойскому, а вторая - к палеозой-мезозой-кайнозойскому типу.

Пассивно-окраинный вид НГП - приурочен к шельфам Атлантики САЛП и ЕАЛП, ЮАЛП и АФЛП, к шельфам Северного Ледовитого океана САЛП и ЕАЛП, к шельфам Индийского океана в пределах ИАЛП. В основном НГП этого вида характеризуются мезозой-кайнозойским стратиграфическим диапазоном продуктивности.

Эпирифтогенный вид НГП охватывает геоструктурные элементы, сформированные как в авлакогенном, так и в инверсионном режимах геодинамической обстановки. Эти режимы контролировали формирование геоструктурных элементов нефтегазоносных областей, входящих в состав той или иной НГП. К эпирифтогенному виду относятся в САЛП Мидконтинетская, Пермско-Бендская, Канадско-Гренландская, Примексиканская НГП, в пределах АРЛП - Восточно-Аравийская, в АФЛП - Сахара-Восточно-Средиземноморская, в ИАЛП - Центрально-Австралийская, Восточно-Австралийская, Тар-Хайдарабадская, Камбей-Деканская и т. д. Они характеризуются верхнепротерозой-палеозойским (Мидконтинент, Центрально-Австралийская), палеозойским (Великобританская, Мараньяо, Амазонская, Паранская), палеозой-мезозойским (Канадско-Гренландская, Западно-Канадская Восточно-Австралийская и т. д.), мезозой-кайнозойским (Балконес-Монро, Мексиканского залива, Парижско-Германская), кайнозойским (Камбейско-Деканская), палеозой-мезозой-кайнозойским (Североморская, Восточно-Аравийская) стратиграфическими диапазонами.

Островодужный вид НГП связан с прогибами островных дуг, сформировавшихся в начальной стадии субдукционной геодинамической обстановки. Эти НГП выделены в пределах Больших и Малых Антилл Карибской литосферной плиты. Из них связанная с Большими Антиллами характеризуется мезозойским, а Малых Антилл - кайнозойским диапазоном продуктивности.

Этот вид НГП возможно будет выделен также в пределах Марианских, Курильских, Командорских и Алеутских островных дуг.

Активно-окраинный вид НГП также, как вышерассмотренный вид, связан с субдукционным геодинамическим режимом. К нему относятся НГП: в пределах САЛП - Предкордильерская (Канады, США и Мексики), Кордильерская и Скалистых гор, в ЮАЛП - связанные с геоструктурными элементами Анд, в ИАЛП - связанные с островами Суматра, Саравак, Сахалин, Калимантан, Новая Зеландия. Они по стратиграфическому диапазону продуктивности относятся к палеозойскому (Северо-Центрально-Кордильерская), палеозой-мезозойскому (Предкордильерская-Канадская, Предкордильерская-США), мезозойскому (Иберия-Пиренейская), мезозой-кайнозойскому (Северо-Предандская, Южно-Предандская, Центрально-Андская), кайнозойскому (Исикара-Сахалинская, Предкарибская, Суматра-Саравакская, Калимантан-Сулавейская и т. д.) и палеозой-мезозой-кайнозойскому (Верхнеамазонско-Центрально-Предандийская).

Коллизионный вид НГП связан с геоструктурными элементами каледонской, герцинской, киммерийской и альпийской складчатостей. Например, к НГП каледонской складчатости относятся: Тянь-Шаньская, Кузнецко-Северо-Монгольская, Юго-Восточно-Канадская, герцинской складчатости - Уочито-Уошито, Преаппалачская, альпийской складчатости - Альпийско-Гималайская и т. д. Они по стратиграфическому диапазону продуктивности являются палеозойским (Кузнецко-Северо-Монгольская, Южно-Трансантарктическая, Юго-Восточно-Канадская, Уочито-Уошито), палеозой-мезозойским (Восточно-Беринговоморская), мезозойским (Монгольско-Амурская), мезозой-кайнозойским (Большой Кавказ-Копетдагская, Предпиренейская), кайнозойским (Загрос-Макранская) и палеозой-мезозой-кайнозойским (Северо-Предкарпатская, Месопотамская).

Вышеизложенная сводная классификация НГП мира позволяет решить две основные задачи (см. Приложение):

а) с современных позиций проанализировать закономерности размещения НГП в литосферных плитах, в т. ч. с наибольшими концентрациями ресурсов УВ;

б) получить широкий набор нефтегазогеологически подобных объектов и на этой основе использовать метод геологических аналогий для соответствующих территорий и акваторий (преимущественно недостаточно изученных) с целью более обоснованного

прогноза их нефтегазоносности.

Нефтегазоносные провинции и области Узбекистана в сводной классификации характеризуются следующим образом:

1. Из семи геодинамических видов, отраженных в сводной классификации (см. Приложение), здесь прослеживаются два: эпирифтогенный и коллизионный. К эпирифтогенному виду относятся Туранская и Устюртская НГП, а к коллизионному - Тянь-Шань-Кунылунская НГП.

2. Из семи типов по стратиграфическому диапазону продуктивности НГП в пределах Узбекистана выделены три типа: они - преимущественно мезозойский (Туранская НГП), палеозой-мезозойский (Устюртская НГП) и преимущественно мезозойско-кайнозойский (Тянь-Шань-Кунылунская НГП).

В предыдущих исследованиях автор, исходя из глобального анализа и базируясь на данной сводной классификации методом аналогии, осуществил региональный прогноз нефтегазоносных провинций и областей Узбекистана, главным образом с целью ориентира геологоразведочных работ на нетрадиционные объекты поисков новых скоплений УВ.

В целях локального прогноза на основе термогеохимических исследований, изложенных в данной монографии, для концентрации поисковых работ на УВ сырье автором ниже рассмотрены Ферганская НГО Тянь-Шань-Кунылунской провинции, Устюртская нефтегазоносная провинция и прилегающие к ней территории, а также Чарджоуская и Араломорская нефтегазоносные области Туранской провинции. При этом освещаются итоги изучения теплового поля и частично геохимических особенностей состава природных газов, а также минерального состава кернов некоторых скважин по этим территориям в целях прогноза открытия в их пределах локальных скоплений УВ.

7.1. Ферганская нефтегазоносная область Тянь-Шань-Кунылунской провинции

Провинция является преимущественно мезозой-кайнозойским типом и включает три нефтегазоносных и две потенциально нефтегазоносные области, приуроченные к межгорным впадинам герцинской складчатости (рис. 7.1.1).

Ферганская нефтегазоносная область связана с одноименной межгорной впадиной, ограниченной на севере Чаткальским и Ку-

раминским, на востоке Ферганским, на юге Алайским и Туркестанским хребтами. Длина впадины 350 км при максимальной ширине 175 км. Окружающие впадину хребты сложены палеозойскими, а Ферганский хребет также и юрскими отложениями.

Фундамент впадины представлен осадочными, метаморфическими и вулканогенными породами палеозойского возраста, переработанными герцинской складчатостью в конце каменноугольного периода.

Осадочное выполнение впадины сложено толщей мезозой-кайнозойских образований, мощность которых в центральных частях впадины достигает 10-11 км.

Между фундаментом и чехлом в нескольких пунктах Южной Ферганы залегает пачка (до 130 м) терригенных пород, относимая к пермо-триасу.

Триасовые образования в Ферганской НГО крайне ограничены и представлены континентальными терригенными образованиями мощностью более 100 м.

Юрские отложения развиты повсеместно и выражены континентальными кластическими породами с угольными прослоями. Вверх по разрезу отмечается преобладание глин. Мощность юры составляет 120-600 м с тенденцией её увеличения в направлении к центру впадины.

Меловые образования подразделяются на свиты, отличающиеся по своему литолого-фациальному составу.

Муянская свита (неоком-апт) сложена преимущественно красноцветными континентальными песчано-глинистыми отложениями с базальными конгломератами в основании. Мощность 30-300 м.

Ляканская свита (альб) состоит из белых озерных известняков, фациально замещающимися на востоке песчаниками. Толщина 25-175 м. Кызылциляльская свита (альб) характеризуется переслаиванием континентальных красноцветных глин и песчаников мощностью 50-100 м.

Калачинская свита (сеноман) сложена красноцветными континентальными конгломератами с прослоями глин толщиной 35-130 м.

Устричная свита (нижний турон) представлена морскими зелеными глинами с прослоями известняков мощностью 17-120 м.

Яловачская свита состоит из красноцветных континентальных песков и песчаников с прослоями глин толщиной 19-184 м.

Пестроцветная толща (сенон-даний) сложена глинисто-песча-

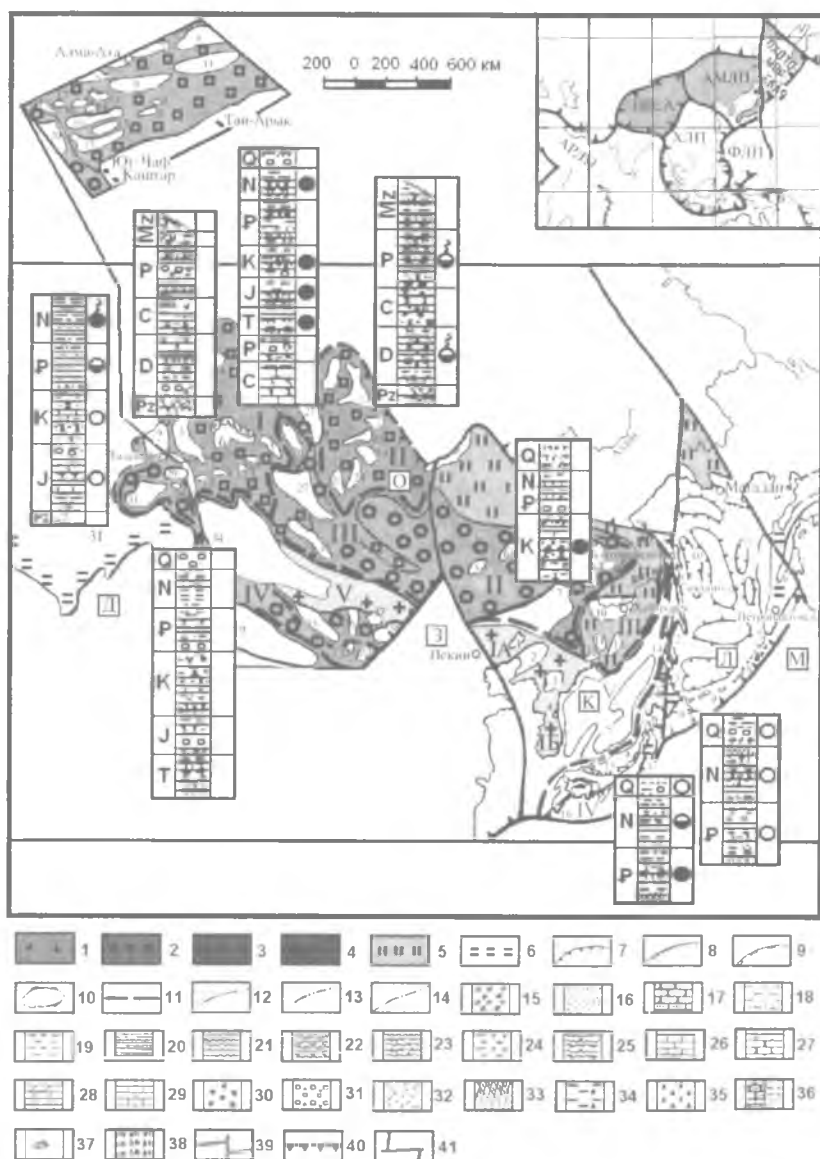


Рис. 7.1.1. Пояс рассеянной сейсмичности Азии и Амурская, Охотоморская литосферные плиты. Схема размещения нефтегазогеологических элементов

Составил А.А. Абилов (с использованием данных А.А. Бакирова, М.И. Варенцова, И.В. Высоцкого, Г.Х. Дикенштейна, Л.П. Зоненшайна, К.Н. Кравченко, Л.Э. Левина, Г.Е. Рябухина, Л.А. Савостина, М.Н. Саидова, В.В. Семеновича, Н.П. Туаева, Юан-Фу-Ли и др.), 1987 - 2006 гг.:

Региональные поднятия: 1 - докембрийские щиты, 2 - каледонской складчатости, 3 - герцинской складчатости, 4 - каледонско-герцинской складчатости, 5 - киммерийской складчатости, 6 - альпийской складчатости; границы: 7 - межгорных впадин, 8 - предгорных прогибов, 9 - внутриплатформенных впадин и синеклиз, 10 - внутриплатформенных сводовых поднятий и антеклиз, 11 - нефтегазоносных провинций; распространение комплексов осадочного слоя в океанах: 12 - юрского, 13 - мелового, 14 - палеогенового; слагающие разрез горные породы: 15 - конгломераты, 16 - пески, 17 - песчаники, 18 - алевриты, 19 - глины, 20 - аргиллиты, 21 - сланцы, 22 - глинистые сланцы, 23 - трещиноватые сланцы, 24 - известковые глины, 25 - кремнистые сланцы, 26 - известняки, 27 - доломиты, 28 - мергели, 29 - рифогенные известняки, 30 - оолиты, 31 - эвапориты, 32 - вулканогенные образования, 33 - кристаллические породы фундамента, 34 - прослой углей и битуминозные угли, 35 - битуминозность, 36 - переслаивание песчаников и глин, 37 - песчаные линзы; 38 - скопления: а) газа, б) нефти, в) нефти и газа, г) конденсата; проявления: д) газа, е) нефти; границы литосферных плит: 39 - дивергентные, 40 - конвергентные, 41 - трансформные

На рисунке в квадратах буквами обозначены литосферные плиты: Д - Индо-Австралийская, З - Китайская, К - Амурская, Л - Охотоморская, М - Тихоокеанская, О - Пояс Рассеянной сейсмичности Азии.

О - Пояс рассеянной сейсмичности Азии: I - Тяньшаньская преимущественно палеозойская нефтегазоносная провинция каледонской складчатости: НГО: 1 - Южно-Иссык-кульская, 2 - Восточно-Нарынская, 3 - Алакольская, 4 - Тенгизская, 5 - Чу-Сарысульская (Д, С, Р), 6 - Балхашская, 7 - Западно-Илийская, 8 - Восточно-Илийская, 9 - Иссык-Кульская, 10 - Нарынская, 11 - Текесская, 12 - Атбашинская, 13 - Чатыркульская, 14 - Сонкульская, 15 - Кочкарская, 16 - Джумгольская, 17 - Сусамырская, 18 - Токтогульская; II - Кузнецко-Северо-Монгольская преимущественно палеозойская потенциальная нефтегазоносная провинция каледонской складчатости: НГО: 19 - Кузнецкая, 20 - Минусинская, 21 - Таджикская, 22 - Тувинская, 23 - Убсунурская, 24 - Орокнурская, 25 - Западно-Орокская; III - Джунгарская преимущественно мезозойско-кайнозойская нефтегазоносная провинция каледонско-герцинской складчатости: НГО: 26 - Зайсанская, 27 - Джунгарская (Т, J, K, Pg, N), 28 - Турфанская (J); IV - Тяньшань-Кунылунская преимущественно мезозойско-кайнозойская нефтегазоносная провинция герцинской складчатости: НГО: 29 - Ферганская (Р, Т, J, K, Pg, N), 30 - Алайская, 31 - Афгано-Таджикская (J,K,Pg), 32 - Кукунор, 33 - Миньхэ (J, Рg?); V - Тарим-Цайдамская палеозойско-мезозойско-кайнозойская нефтегазоносная провинция разновозрастных складчатостей: НГО: 34 - Таримская (Pz, J, N), 35 - Цайдамская (K, Pg, N), 36 - Преднан-Шаньская (С, Р, K, Pg, N), 37 - Чжаошуйская (J), 38 - Алашаньская;

К - Амурская литосферная плита: I - Ассоциация нефтегазоносных провинций Китайско-Корейской докембрийской складчатости: IА - Фусинская (Шаньсийская) мезозойско-кайнозойская нефтегазоносная провинция докембрийской складчатости: НГО: 1 - Фусинская (J, Pg), 2 - Ляохе (Pg, N); IБ - Сино-Корейская палеозойско-мезозойская нефтегазоносная провинция внутрищитных впадин: НГО: 3 - Пхеннамская, 4 - Окчихонская; II - Монголо-Амурская преимущественно мезозойская нефтегазоносная провинция герцинской складчатости: НГО: 5 - Дзунбаинская (K), 6 - Хайларская (K), 7 - Сунляо (J, K), 8 - Зей-Буреинская, 9 - Верхне-Буреинская; III - Байкало-Амурская мезозойско-кайнозойская потенциально нефтегазоносная провинция киммерийской складчатости: НГО: 10 - Средне-амурская, 11 - Ханкайская, 12 - Арсеньевская, 13 - Уссурийская; IV - Исикари-Сахалинская (Японская) преимущественно кайнозойская НГП альпийской складчатости: НГО: 14 - Исикари-Сахалинская (Pg, N, Q), 15 - Акита (N, Q), 16 - Канто-Симанто (N, Q), 17 - Сендай (Pg, N, Q)(см. рис. 37.3.1); V - Татарско-Японская НГП разновозрастной складчатости(?);

Л - Охотоморская литосферная плита: I - Охота-Сахалинская преимущественно кайнозойская нефтегазоносная провинция альпийской складчатости: НГО: 1 - Охотско-Сахалинская (N), 2 - Юго-Восточно-Сахалинская, 3 - Сусунайская, 4 - Восточно-Хоккайдо (Курильская) (N,Q), 5 - Ичинско-Охотская (K?), 6 - Центрально-Камчатская, 7 - Восточно-Камчатская, 8 - Курило-Камчатская, 9 - Южно-Курильская, 10 - Западно-Охотская, 11 - Тинро

нистыми морскими образованиями с прослоями доломитов, известняков и лагунных гипсов мощностью до 220 м.

Палеогеновые отложения подразделяются на ряд литолого-стратиграфических комплексов, именуемых слоями. Бухарские слои (палеоцен) в основании представлены белыми гипсами (свита гознау) мощностью до 90 м. Выше залегают серые и зеленовато-серые глины, перекрываемые известняками. Общая мощность бухарских слоев - до 220 м. Сузакские слои (нижний эоцен) характеризуются переслаиванием зеленовато-серых глин с гипсами и мергелями толщиной 15-65 м.

Алайские слои (средний эоцен) представлены в нижней части зелеными и красными глинами и мергелями, в кровле - пластом известняка. Мощность алайских слоев - 20-70 м.

Туркестанские слои (верхний эоцен) сложены зелеными глинами с пластом известняка в средней части. Мощность слоев - 25-90 м.

Риштанские слои (верхний эоцен) представлены буровато-зелеными глинами с пластом песчаника в основании. Толщина слоев - 10-40 м.

Исфаринские слои (верхний эоцен) образованы светло-бурыми кремнистыми глинами мощностью 10-40 м.

Ханабадские слои (верхний эоцен) сложены зелеными, зеленовато-серыми глинами толщиной 7-43 м.

Сумсарские слои (олигоцен) представлены малиновыми глинами с пластом песчаника в верхней части мощностью 7-75 м.

Неогеновые отложения подразделяются на две серии: массагетскую (миоцен) и бактрийскую (плиоцен). Массагетская серия включает кирпично-красную и перекрывающую её бледно-розовую свиты.

Кирпично-красная свита сложена кирпично-красными глинами и алевролитами с прослоями песчаников, реже гравелитов. Мощность свиты - 120-240 м.

Бледно-розовая свита представлена бледно-розовыми глинами с прослоями песчаников и гравелитов толщиной 70-800 м.

Бактрийская серия в прибортовых зонах впадины выражена грубообломочными породами - гравелитами и конгломератами с глинисто-песчаными прослоями. В центральной части впадины сложена переслаиванием песчаников и глин речного и озерного генезиса. Мощность бактрийской серии - от первых сотен до 3600 м.

Четвертичные отложения состоят из современных галечников,

лёсса, песков и супесей.

Согласно схеме геотектонического районирования, разработанной А.А. Абидовым и др. (1992) с учетом геодинамической обстановки региона, в современной структуре мезозойско-кайнозойского комплекса выделяется восемь структурно-тектонических элементов: Южная ступень, Южный переходной пояс, Западно-Окраинная ступень, Центральнo-Ферганская мегасинклиналь, Ходжентская ступень, Северный надвиговой пояс, Майлису-Карагундайское поднятие и Алдыяр-Сугандинское поднятие, каждый из которых соответствует одноименным нефтегазоносным районам (рис. 7.1.2).

Это объясняется тем, что каждый из выделенных элементов характеризуется своими специфическими особенностями геологического строения, историей геологического развития, морфологией локальных поднятий и закономерностями размещения залежей нефти и газа.

В пределах Ферганской НГО открыто более 50 местоскоплений нефти и газа. Промышленная нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от палеозойских до плиоценовых пород. Выявлено более 30 нефтегазоносных горизонтов: ХХХ - в палеозое; ХХІІІ - в юре; ХХІІ-ХІІ - в мелу; ІХ-ІІІ (ІІ) - в палеогене,

ККС₁ - ККС₆ - в кирпично-красной свите; БРС-8-БРС-6 - в бледно-розовой свите и І, Іа и Іб - в бактрийской серии.

Общей закономерностью распределения залежей УВ по разрезу является преимущественно газоносность континентальных мезозойских образований, преимущественно нефтеносность морских палеогеновых отложений и нефтеносность континентальных неогеновых накоплений. Залежи нефти в неогене большинством исследователей считаются вторичными, однако в центральных частях впадины допускается наличие сингенетичных скоплений нефти.

Подавляющее большинство залежей УВ связано с локальными структурами и являются пластовыми структурными. В то же время многие из этих залежей экранируются плоскостями разрывных нарушений, осложняющих крылья структур. Поэтому залежи являются пластовыми, структурными, тектонически экранированными. Кроме структурных залежей известна литологически экранированная нефтяная залежь в ІV горизонте палеогена месторождения Чонгора-Гальча, находящаяся на моноклинали и приуроченная



1 - выходы пород складчатого основания на дневную поверхность; 2 - границы впадины; 3 - границы крупных тектонических элементов; 4 - основные нарушения; 5 - государственная граница; 6 - площади, находящиеся в глубоком бурении: а - поисковом, б - разведочном, в - параметрическом; месторождения: 7 - нефтяные, 8 - нефтегазовые; локальные структуры: 9 - выявленные, 10 - подготовленные; 11 - зоны локальных поднятий; 12 - крупные тектонические элементы: I - Южная ступень, II - Южный переходной пояс, III - Центрально-Ферганская мегасинклиналь, IV - Западно-окраинная ступень, V - Ходжентская ступень, VI - Северный надвиговой (поддвиговой) пояс, VII - Майлису-Карагундайское поднятие, VIII - Алдыяр-Сунгандайское поднятие, IX - Караван-Кокджарский прогиб, X - Бакум-Хайдарканский прогиб, XI - Исфара-Ляканский прогиб, XII - Ляйлякский прогиб; 13 - Зоны локальных поднятий: 1 - Сарвакская, 2 - Резакская, 3 - Наманган-Шорбулакская, 4 - Касансайская, 5 - Пишкаранская, 6 - Гумханинская, 7 - Сарикурганская, 8 - Каракикум-Махрамская, 9 - Каламуш-Кокандская, 10 - Каражидинская, 11 - Мингбулакская, 12 - Чустпапская, 13 - Варыкская, 14 - Алтыарыкская, 15 - Хартумская, 16 - Хаджиабд-Аламышикская, 17 - Палванташ-Ханкизская, 18 - Чимион-Аввальская, 19 - Сох-Риштанская, 20 - Шорсу-Айританская, 21 - Ачису-Раватская; 14 - месторождения и локальные структуры: Северно-надвигового пояса: 1 - Сарвак, 2 - Чадак; Майлису-Карагундайского поднятия: 3 - Южный Испаран, 3а - Новый Исковат, 4 - Пишкаран, 5 - Южный Пишкаран, 6 - Северный Тагиржар, 7 - Тагиржар, 8 - Западный Янгикурган, 9 - Тергачи, 10 - Чек, 11 - Касан, 12 - Кенгул, 13 - Резак, 13а - Шахидан, 14 - Туракурган, 15 - Кучумбай, 16 - Западный Шорбулак, 17 - Шорбулак, 18 - Наманган, 19 - Восточный Учкурган, 20 - Южный Учкурган, 21 - Чустпап, 22 - Восточный Чустпап, 23 - Каламуш, 24 - Кум, 25 - Коканд, 26 - Каракалпак, 27 - Мингбулак, 28 - Восточный Мингбулак, 29 - Баликчи, 30 - Западный Янгиабад, 31 - Янгиабад, 32 - Западный Серов, 33 - Каражида, 34 - Восточная Каражида, 35 - Северная Гумхана, 36 - Восточная Найнова, 37 - Таштепа, 38 - Атамтай, 39 - Сарикурган, 40 - Актепа, 41 - Южная Гумхана, 42 - Гумхана, 43 - Найнова; Южного переходного пояса: 44 - Варик-II, 45- Алтыарык, 46 - Восточный Капчагай, 47 - Акбарабад, 48 - Южный Акбарабад, 49 - Восточный Гумхана; Южной ступени: 50 - Варик-I, 50а - Галаба, 51 - Ачису, 52 - Каримдевана, 53 - Курганча, 54 - Центральная Курганча, 55 - Шорсу-IV, 56 - Северный Зархак, 57 - Рапкан-Джаманжар, 58 - Северный Сох, 59 - Восточный Айритан, 60 - Чонгара-Галча, 61 - Капчагай-I, 61а - Южный Капчагай, 62- Северный Ханкиз, 62а - Кураш, 63 - Ханкиз, 64 - Чимион, 65 - Кизиларча, 66 - Ауваль, 67 - Восточный Ауваль, 68 - Восточный Муян, 69 - Южный Лянгар, 70 - Восточный Чукурлянгар, 71 - Западный Палванташ, 72 - Палванташ, 72а - Северный Палванташ, 73 - Ходжаасман, 74 - Бешкарам, 74а - Ахтачи, 75 - Андижан, 76 - Шарихан-Ходжаабад, 77 - Бостон, 77а - Западный Бостон, 78 - Хартум, 79 - Восточный Хартум, 80 - Северный Аламышик, 81 - Западный Аламышик, 82 - Южный Аламышик, 83 - Туячи, 84 - Бузарык, 85 - Янгисарай

к зоне глинизации пласта-коллектора. К литологически экранированным могут быть отнесены также залежи Ia и Ib горизонтов плиоцена месторождения Андижан-Бостон.

Стратиграфически экранированные залежи нефти, связанные с предбактрийским размывом Юго-Восточной Ферганы, выявлены в палеогеновых и нижнемиоценовых отложениях месторождений Южный Аламышик, Ходжабад и Бостон. Вместе с тем, здесь имеются значительные резервы для выявления залежей в подобных типах ловушек.

На месторождении Узунохор, расположенном в Кулябском НГР Афгано-Таджикской НГО, впервые была установлена промышленная продуктивность песчаников олигоцена, венчающих разрез палеогена в восточных частях впадины.

Установление промышленного скопления нефти в разрезе олигоцена ориентирует на повторное изучение промыслово-геофизического материала ранее пробуренных скважин не только Афгано-Таджикской НГО, но также других, в частности Ферганской НГО Тянь-Шань-Куньлунской НГП. Например, в результате анализа и пересмотра промыслово-геофизических материалов разрезов скважин по некоторым площадям Ферганской впадины (Талмазар, Западный Палванташ и др.) наряду с традиционными проницаемыми горизонтами, характеризующимися региональным распространением, установлены новые, которые ранее были пропущены из-за зонального или локального их распространения.

Анализ палеогеологической обстановки предбактрийского времени (рис. 7.1.3), структурного плана подошвы бактрийских отложений (рис. 7.1.4), литологического состава их разреза позволил выявить на юго-востоке южной ступени Ферганской впадины ряд неантиклинальных ловушек УВ с возможной нефтеносностью.

Для выявления скоплений УВ в юго-восточной части южной ступени Ферганской впадины рекомендуется следующее:

а) в зоне срезания палеогеновых отложений бактрийскими для выявления конкретных стратиграфически экранированных ловушек заложить сеть профилей структурных скважин глубиной до 1200 м;

б) включить в фонд подготовленных структур с целью ввода их в поисковое бурение локальные поднятия, установленные по подошве бактрийских отложений и достаточно хорошо охарактеризованные структурным бурением (Северный и Восточный Ходжаосман, Шуркакыр, Булак-Баши и др.);

в) на локальных поднятиях Акшар, Южный Андижан, Южные Курутки, Западный Аим, Западный Булак-Баши, Восточный Айлачи осуществить дополнительный объем структурного бурения для подготовки их под поисковое бурение.

Наряду с изложенным дальнейшее освоение ресурсов УВ в рассматриваемых регионах связано также с изучением поднадвиговых объектов. Это доказано широким развитием поднадвиговых объектов и их нефтегазоносности в аналогичных орогенных впадинах мира (например, Скалистые горы), картированием надвиговых объектов горно-складчатых обрамлений Ферганской впадины. Так, например, согласно новой схеме тектонического районирования Ферганской впадины, выделен ранее неизвестный региональный объект, представляющий интерес для поисков здесь скоплений УВ. Этот объект выделен в пределах северного обрамления впадины и назван Северным надвиговым поясом (см. рис. 7.1.2). Здесь Курамино-Чаткальские хребты палеозойских горных сооружений Тянь-Шаня в новейшее время были надвинуты на осадочный чехол Ферганской впадины. Горизонтальная амплитуда надвига (возможно подвиг впадины под горные сооружения в результате продвижения Индостана) оценивается не менее 10 км. Региональные геофизические работы, а при необходимости также бурение ряда параметрических скважин позволяют установить масштабы развития надвиговых зон горно-складчатых обрамлений Ферганской НГО.

Наличие подобных зон обуславливает перспективы нефтегазоносности последних, что является основанием для проведения детализационных работ по подготовке локальных объектов в горноскладчатых надвиговых зонах регионов, прежде всего на участках, в пределах которых наблюдается наибольшая горизонтальная амплитуда надвига (см. дальше).

В изучаемых регионах определенные резервы нефти и газа связаны с изучением палеозойских отложений, которые характеризуются прямыми признаками нефтегазоносности. Кроме того, их потенциальная нефтегазоносность доказана как с теоретической, так и практической позиций (И.М. Губкин, 1934; М.А. Ахмеджанов и др., 1973; О.А. Рыжков и др. 1964; Р.Н. Хаимов, 1970, 1985; А.А. Абидов, 1987, 1992 и др.). Несмотря на это палеозойские отложения Ферганской впадины (как впрочем всей Средней Азии) специально не исследуются путем бурения параметрических скважин, что на долгие годы затягивает решение проблемы палеозойской неф-

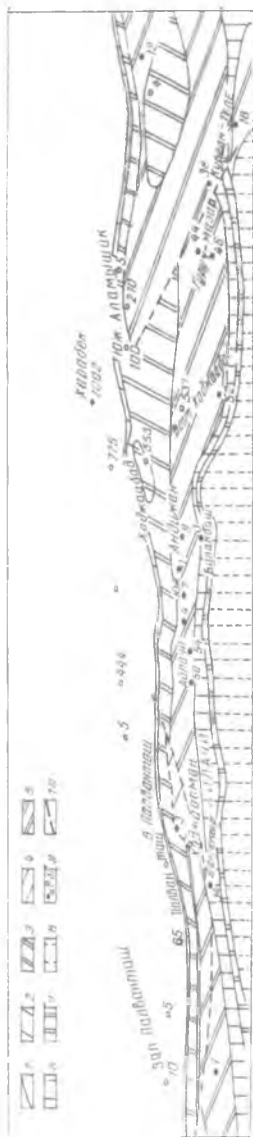


Рис. 7.1.3. Палеогеологическая карта предбактрийского времени неогена восточной части южной ступени Ферганской межгорной впадины (составил А.А. Абилов, 1984):

1 - границы распространения разновозрастных отложений; 2 - олигоцен; 3 - эоцен; 4 - палеоген; 5 - позднего мела; 6 - раннего мела; 7 - юры; 8 - палеозой; 9 - пробуренные скважины; а - структурные; б - поисково-разведочные; 10 - разломы

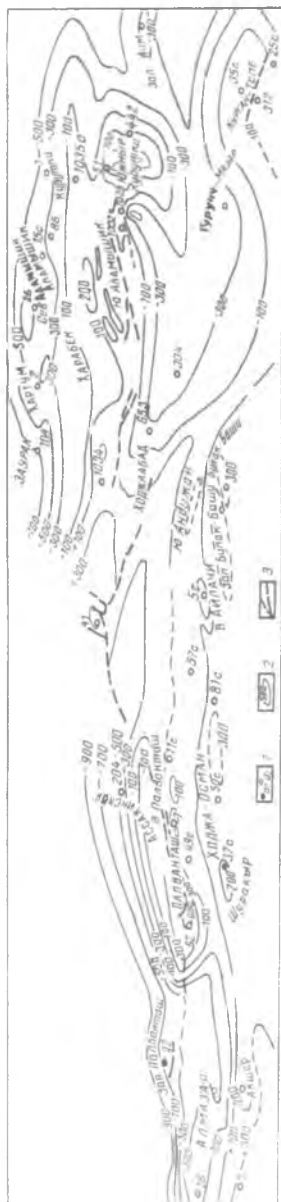


Рис. 7.1.4. Структурная карта по подошве бактрийских отложений неогена восточной части южной ступени Ферганской межгорной впадины (составил А.А. Абилов, 1984):

1 - скважины; а - структурные; б - поисково-разведочные; 2 - изогипсы по подошве бактрийских отложений неогена, 3 - разломы

ти. Учитывая такое положение, в 1987 г. разработана «Программа проведения геолого-поисковых работ на палеозой...» (Авт.: А.Х. Ходжиматов, М.Р. Нурматов, А.А. Абидов), где была обоснована необходимость бурения параметрических скважин в комплексе с сейсморазведкой на площадях Северный Риштан, Южный Аламышик, Ходжаабад, Восточный Аваль, Шор-Какыр с целью изучения строения палеозойского разреза, а на площади Грунч-Мазар - выступов карбонатного палеозоя и возможной рифогенной ловушки. Проектные глубины параметрических скважин – 4000-5000 м. Из 7 рекомендованных скважин было пробурено три: на площадях Ханкыз, Ходжаабад и Южный Аламышик. Предварительный анализ полученных результатов показывает, что разрез палеозоя местами представлен осадочными, слабометаморфизованными породами, в которых наблюдаются проницаемые интервалы (3756-3784 м в скв. ИП Ходжаабад).

Анализ нефтегазоносности пород «фундамента» в геологически подобных (имеется в виду приуроченность к межгорным впадинам не зависимо от возраста складчатости и эпиплатформенного или геосинклинального развития) НГО складчатых территорий мира (Таримская - Китай, Паннонская, Венская - Западная Европа, Лос-Анджелес - США, Предрифская - Африка и др.) показывает, что большинство обнаруженных в подчехольных образованиях скоплений УВ приурочено к более приподнятым частям: горстам или локальным поднятиям, фиксируемым по поверхности фундамента. В Ферганской впадине из подобных объектов в отдельных скважинах получены притоки УВ. Следовательно, картирование таких участков имеет важное практическое значение для Ферганской впадины.

В связи с этим информация, полученная при бурении поисково-разведочных скважин на мезозойско-кайнозойские отложения, но вскрывших верхнюю часть палеозойского разреза, имеет очень важное значение. В Ферганской впадине эти образования вскрыты более чем 300 скважинами на 105 площадях (от 1 до 16 на каждой).

Схема сопоставления разрезов скважин показывает, что верхняя часть палеозоя характеризуется резким повышением кажущихся сопротивлений и отрицательной кривой ПС. Строение нижележащих толщ не поддается расшифровке в связи с отсутствием маркирующих горизонтов внутри палеозойского разреза (по вскрытой его части).

Изучались площади, на которых палеозойские отложения вскрыты не менее чем пятью скважинами. В этом случае возможно построение структурной карты с той или иной достоверностью по поверхности палеозойских отложений. Число площадей, где можно закартировать структуру по поверхности палеозойских отложений (без затрат на бурение новых скважин и геофизических исследований), составляет более 20. Таким методом детально была изучена площадь Южный Аламышик, и автором монографии рекомендовано произвести здесь испытание интервалов ловушек, приуроченных к поверхностной части палеозоя в параметрической скважине 1П. В ходе реализации этой рекомендации были открыты новые нефтяные залежи, приуроченные к поверхностной части палеозоя (рис. 7.1.5). В последующем эти залежи были оконтурены бурением разведочных скважин и организована добыча нефти из них. В аналогичной ловушке местоскопления Западный Палванташ, в результате реализации рекомендации автора (при участии Ю.Г. Педдера), была выявлена новая газоконденсатная залежь.

Структурные построения показали, что на площадях Южный Аламышик, Бостон, Ходжаабад, Майлису-III и др. по эрозионной поверхности палеозоя вырисовываются локальные поднятия, которым соответствуют антиклинальные складки в вышележащих юрских образованиях, являющихся конседиментационными (например, Южно-Аламышикская), или - постседиментационными (Ходжаабадская), т. е. юрские антиклинали независимо от характера и времени их формирования имеют «корень» по поверхности палеозоя.

Такое соответствие структур по поверхности палеозоя и юрским породам позволяет прогнозировать наличие палеозойских поднятий на тех площадях, где бурение большинства скважин было приостановлено в юрских образованиях (палеозойский разрез должен быть вскрыт не менее чем двумя скважинами, расположенными в различных частях площади).

Таким образом, структурный план той или иной площади по поверхности палеозоя исходя из степени ее изученности, можно определить прямым или косвенным методом. Всего этими методами может быть подготовлено к проведению бурения на нефть и газ не менее 40 палеозойских объектов.

Анализируя перспективы нефтегазоносности рассмотренной части Тянь-Шань-Куьнлунской НГП герцинской складчатости, можно отметить, что здесь резервными объектами поисков УВ,

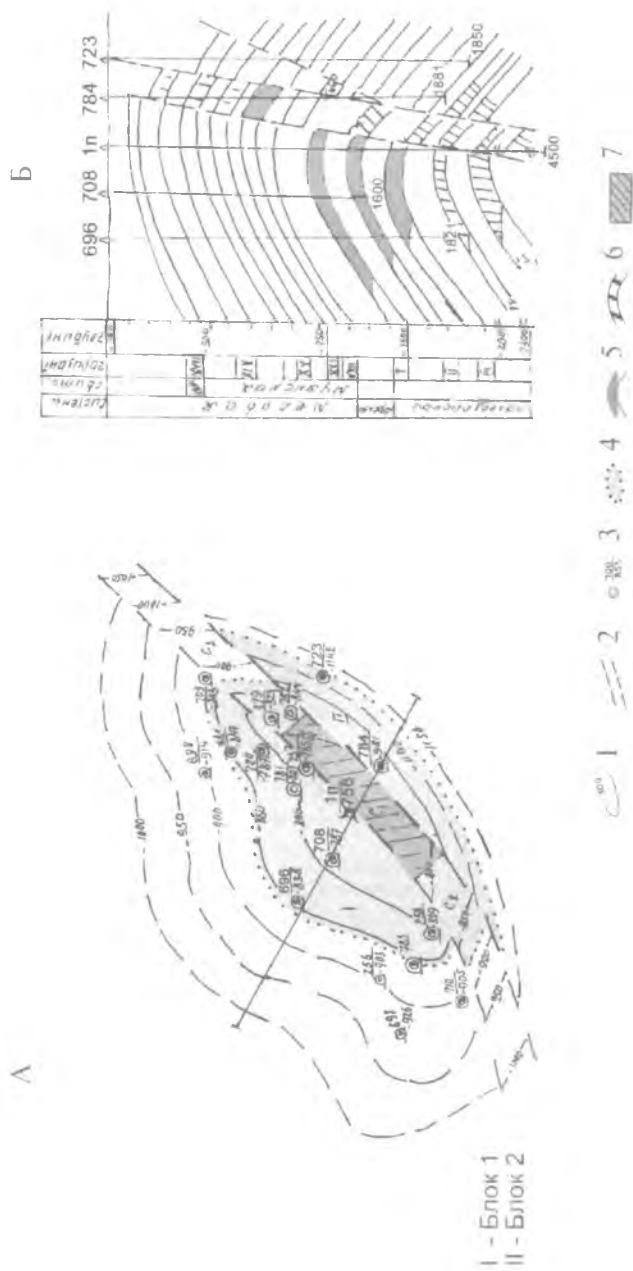


Рис. 7.1.5. Месторождение Южный Аламыш. Структурная карта по поверхности палеозойских отложений (А) и геологический профиль (Б):

- 1 - изогинсы по поверхности палеозойских отложений, м; 2 - разрывные нарушения; 3 - пробуренные глубокие скважины (в числе - номер скважины, в знаменателе - абсолютная отметка поверхности палеозоя, м); 4 - контур нефтеносности; залежи нефти; 5 - выявленные, 6 - прогнозируемые; 7 - подсчетное поле запасов по категории С1

способными обеспечить прирост запасов в ближайшие годы, могут быть:

нетрадиционные проницаемые горизонты в разрезах осадочной толщи, в первую очередь палеогена (эоценовые, олигоценые слои), а также, вероятно, и неогена;

неантиклинальные ловушки, приуроченные к крыльевым частям крупных поднятий и содержащие возможные залежи нефти, запечатанные асфальтовой пробкой;

поднадвиговые объекты горноскладчатых зон и *структурные выступы* эрозионной поверхности палеозоя.

Наряду с вышеприведенными направлениями, в целях локализации поисковых работ для выявления скоплений с относительно большими запасами УВ, нами были выполнены предварительные термогеохимические исследования по Ферганской впадине. По их результатам следует концентрировать на соответствующих участках проведение полевых термогеохимических съемок для определения конкретных участков по постановке детализационных геофизических, в частности сейсморазведочных работ, возможно методом ЗД.

Так, в настоящее время тепловой поток Ферганской впадины изучен с детальностью, позволяющей выделять региональный фон и отдельные крупные аномалии. Разработкой таких мелкомасштабных карт плотности теплового потока занимались Б.Б. Таль-Вирский, Ю.Н.Зуев, В.В. Гордиенко и др. Последняя наиболее детальная карта плотности теплового потока в масштабе 1:500000 составлена А.А. Абидовым, Ф.Г. Долгополовым, А.А. Поликарповым и У.А. Камалходжаевым в 2002 г. (рис. 7.1.6).

При ее составлении были использованы данные Каталога плотности теплового потока Средней Азии, замеры пластовых температур в буровых скважинах и результаты определения коэффициента теплопроводности мезозой-кайнозойских отложений. Всего при построении карты плотности теплового потока исследуемой территории были использованы 65 пунктов определений.

Анализ карты плотности теплового потока Ферганской впадины показывает резко дифференцированное распределение поля с очень широкими пределами изменения этой величины от 207 мВт/м² (площадь Джаркамар, скв.№ 2-0) до 23 мВт/м² (площадь Шорсу, скв.№ 16, скв.№ 18). При среднем значении плотности теплового потока порядка 65-70 мВт/м² здесь выделяются ряд положительных и отрицательных аномалий. При этом средняя величина

на в целом соответствует нормальному геотермическому режиму орогенной области с континентальной земной корой толщиной 45-50 км.

Наиболее значительная в пределах региона Адрасман-Чустская термоаномалия с амплитудой 120 мВт/м^2 пространственно и генетически связана с Северо-Ферганским разломом, имеющим надвиговый характер и отделяющим Центрально-Ферганскую мегасинклиналь от Северного надвигового пояса. Данная аномалия имеет размеры $45 \times 50 \text{ км}$ с северо-восточным азимутом простираения.

Вдоль Южно-Ферганского глубинного разлома, ограничивающего Южный переходный пояс от Южной ступени, также прослеживается ряд локальных аномалий плотности теплового потока. Две из них положительные, а три - отрицательные. К юго-востоку от площади Джаркамар выделяется локальный максимум плот-

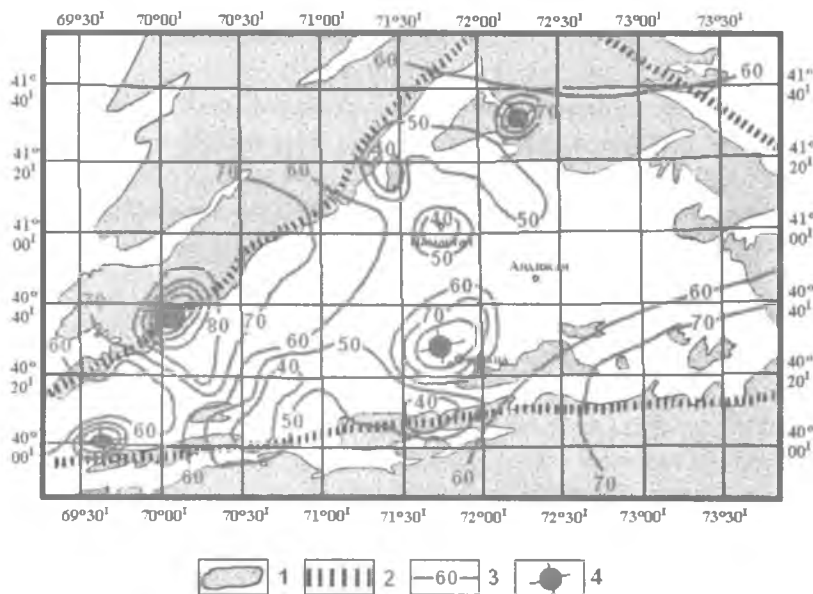


Рис. 7.1.6. Карта плотности теплового потока Ферганской межгорной впадины (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2002 г.):

1 - выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 - границы литосферных блоков; 3 - изолинии плотности теплового потока в мВт/м^2 ; 4 - интенсивные изометричные аномалии над каналами глубинного тепломассопереноса

ности теплового потока с интенсивностью до 96 мВт/м^2 , зафиксированный в скважине Махрам №1. Этот пункт расположен на расстоянии 10 км от Южно-Ферганского глубинного разлома. Его латеральные размеры по изолинии 90 мВт/м^2 около 10 км и избыточная плотность теплового потока превышает 30 мВт/м^2 .

В субширотном направлении вдоль Южно-Ферганского разлома выделяется ряд отрицательных аномалий плотности теплового потока на площадях Тамчи (скв. №28), Кадамджай, Шорсу и Бурдали (скв. №1). Плотность теплового потока в пределах этих аномалий составляет от 23 до 48 мВт/м^2 , что на $17\text{--}42 \text{ мВт/м}^2$ ниже нормального фона. Латеральные размеры аномалий составляют 15-20 км.

В юго-западной оконечности Ферганской впадины на площади Андарсай (скв. № 9) установлено значение плотности теплового потока 82 мВт/м^2 . Здесь также наблюдается его избыточная плотность 16 мВт/м^2 . Латеральные размеры аномалии не превышают 6-8 км.

В целом тепловой режим Ферганской межгорной впадины соответствует орогенному типу с амплитудой $65\text{--}70 \text{ мВт/м}^2$ при толщине континентальной земной коры 45-50 км. Все положительные аномалии плотности теплового потока интерпретируются как каналы глубинного тепломассопереноса, связанные с наклонными разрывными нарушениями в земной коре. Отрицательные аномалии плотности теплового потока могут быть обусловлены процессом интенсивной инфильтрации подземных вод.

Таким образом, по результатам анализа геотермического режима в Ферганской впадине выделены 4 положительные и 4 отрицательные аномалии по плотности теплового потока. Ниже приводятся результаты анализов, проведенных на предмет возможности приуроченности их к каналам ГТМП. Для этого разработаны геотермические профили вдоль двух субмеридиональных профилей МОВЗ-ГСЗ: Нанай-Мингбулак-Вуадиль и Адрасман-Джаркамар-Ниязбек (рис. 7.1.7 и 7.1.8).

При построении температурных разрезов по указанным профилям была принята следующая методика. Поскольку расчеты глубинных температур в земной коре опираются на величину плотности теплового потока, было проведено разделение наблюдаемых кривых распределения плотности теплового потока по профилям на стационарную и аномальную составляющие. Для этого согласно радиотермическим моделям теплогенерации вычислено распределение стационарного теплового потока как суммы потоков теп-

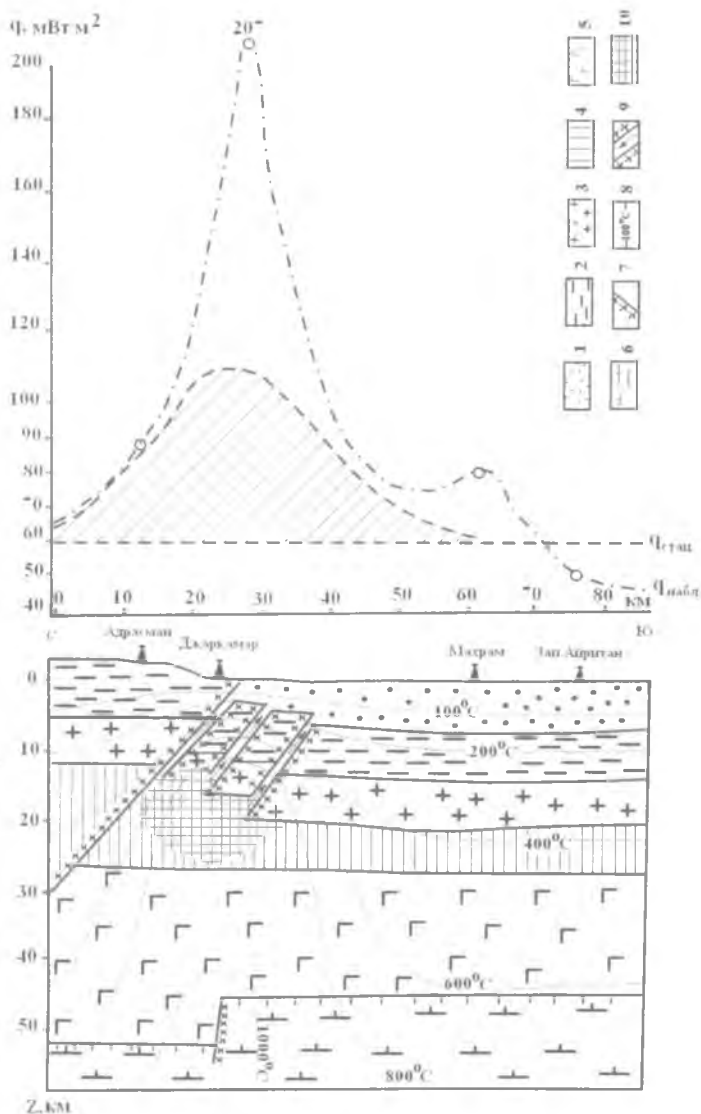


Рис. 7.1.7. Термодинамическая модель каналов глубинного тепло-массопереноса по профилю МОВЗ Адрасман-Джаркамар-Зап.Айритан (составил А.А. Поликарпов, 2002 г.):

1 - мезозой-кайнозойский чехол; 2 - палеозойский комплекс; 3 - кристаллический фундамент; 4 - слой дилатансии; 5 - нижняя кора; 6 - верхняя мантия; 7 - наклонные разрывные нарушения; 8 - изотермы; 9 - каналы глубинного тепло-массопереноса; 10 - зона частичного плавления

ла, формирующегося в земной коре за счет распада естественных радиоактивных элементов (U, Th и K) и поступающего из верхней мантии. Полученные распределения стационарного теплового потока легли в основу для расчета стационарного распределения температуры в земной коре.

Геотермический профиль Нанай-Мингбулак-Вуадиль пересекает Ферганскую межгорную впадину в меридиональном направлении (см. рис. 7.1.8).

Распределение плотности теплового потока вдоль профиля осложнено одной положительной (скв.1, Гуртепе, $q = 96 \text{ мВт/м}^2$) и двумя отрицательными (до $30\text{--}40 \text{ мВт/м}^2$) аномалиями. Поскольку в осадочном чехле выделены множество разрывных нарушений (И.Г. Кремнев, Р.З. Ахмеров и др., 2000) как положительные, так и отрицательные аномалии плотности теплового потока можно связать с перемещением подземных флюидов в восходящем и нис-

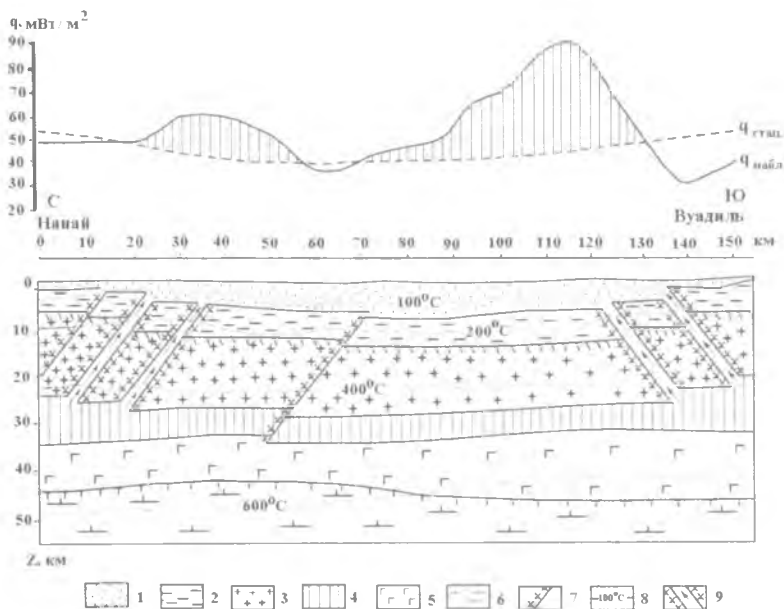


Рис. 7.1.8. Термодинамическая модель каналов глубинного тепломасопереноса по профилю МОВЗ Нанай-Вуадиль (составил А.А. Поликарпов, 2002 г.):

1 - мезозой-кайнозойский чехол; 2 - палеозойский комплекс; 3 - кристаллический фундамент; 4 - слой дилатансии; 5 - нижняя кора, 6 - верхняя мантия; 7 - наклонные разрывные нарушения; 8 - изотеры; 9 - каналы глубинного тепломасопереноса

ходящем направлениях соответственно. Нарушение целостности с вертикальным смещением границы «М» на этом профиле наблюдается под месторождением Мингбулак, характеризующимся, однако, пониженной относительно фона плотностью теплового потока (54 мВт/м^2). Геотермический профиль Адрасман-Джаркамар-Ниязбек пересекает максимум Адрасман-Чустской термоаномальной зоны (см. рис. 7.1.7). Эта зона является наиболее значительной в Тянь-Шане как по интенсивности, так и по размерам. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных показала, что возмущающий объект имеет характер квазистационарного источника тепла, или области частичного плавления в земной коре (Ю.Н. Зуев, А.А. Поликарпов, 1982). Эта область характеризуется сферoidalной формой с температурой горных пород от 800 до 1000°C и залегает в интервале глубин 10 - 30 км в зоне Северо-Ферганского разлома.

Следует отметить, что при моделировании возмущающего объекта Адрасман-Чустской термоаномалии не принимался в расчет Джаркамарский максимум плотности теплового потока. Здесь в скважине № 2-0 зафиксирована плотность теплового потока равная 207 мВт/м^2 . Поскольку при решении обратной задачи распределения температуры в земной коре в этом пункте интерполяцией была принята плотность теплового потока равная 110 мВт/м^2 , то остается избыточная аномалия плотности теплового потока около 100 мВт/м^2 , имеющая горизонтальные размеры не более 20 км. Учитывая это, а также то, что этот пункт расположен в зоне Северо-Ферганского разлома, есть основание предполагать, что здесь присутствует восходящий тепломассоперенос, начинающийся с глубины 10 км с начальной температурой продуктов дегазации кристаллизующегося при остывании массива горных пород 800°C .

Согласно полученным данным, механизм передачи тепла от источника к поверхности в пределах Адрасман-Чустской термоаномалии имеет сложный (смешанный) характер. Протяженная аномалия плотности теплового потока с максимумом 110 мВт/м^2 обусловлена кондуктивной передачей тепла от зоны частичного плавления к поверхности Земли. На этом фоне в районе Джаркамарского максимума плотности наблюдается тепломассоперенос продуктами, выделяющимися при остывании и кристаллизации зоны частичного плавления по проницаемым каналам Северо-Ферганского разлома.

Таким образом, по результатам картирования плотности теплового потока в Ферганской впадине выделены интенсивные изометричные аномалии, связанные с каналами ГТМП. Плотность теплового потока в них выше регионального фона на 26-65%, или даже более чем вдвое превышают его (Джаркамарский максимум). Две из этих аномалий положительные - Адрасман-Чустская и Маргиланская и четыре - отрицательные: Шорсуйская, Чимионская, Наманганская и Испаранская.

Геотермические профили пересекают как положительные, так и отрицательные аномалии плотности теплового потока конвективного характера. Причем, Адрасман-Чустская термоаномалия обусловлена зоной частичного плавления в пределах верхней коры (10-30 км от поверхности), которая создает аномалию порядка 110 мВт/м².

В настоящее время в пределах Ферганской впадины установлено два активно действующих канала ГТМП. Их реальное количество может быть большим, но возможности выделения каналов ГТМП ограничены из-за недостаточной плотности системы геотермических наблюдений.

Первый канал ГТМП расположен в районе площади Бенамоз. Он выделяется по изометричной аномалии плотности теплового потока интенсивностью свыше 110 мВт/м². Аномалия имеет размеры 45×50 км с северо-восточным азимутом простирания и смещенным максимумом, что свидетельствует о наклонном положении канала в северо-западном направлении. В тектоническом плане канал приурочен к Северо-Ферганскому поддвиговому (надвиговому) поясу. Существование подобного надвига палеозойских сооружений на осадочный чехол мезозой-кайнозоя впервые было подтверждено на площади Беномоз бурением глубоких скважин. Данный канал ГТМП берет начало на глубине слоя дилатансии (20 км) и заканчивается в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. Его ширина в разрезе составляет 3-5 км. Источником тепломассопереноса является слой дилатансии на границе верхней и нижней коры. В результате движения ювенильных флюидов вокруг канала формируется аномальная термогеохимическая зона в виде сужающегося вниз воронкообразного тела. Его верхняя часть, включающая фрагменты отложений мезозой-кайнозойского осадочного чехла, обладает повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляет практический интерес для поисков новых скоплений нефти и газа.

Второй канал ГТМП расположен в районе площади Караджиды. Он выделяется по изометричной аномалии плотности теплового потока интенсивностью свыше 80 мВт/м². Аномалия имеет размеры 35×45 км с северо-восточным азимутом простираения и смещенным максимумом, что свидетельствует о наклонном положении канала в юго-восточном направлении.

В тектоническом плане канал приурочен к Центрально-Ферганской мегасинклинали, в зоне примыкания к Южному переходному поясу. В районе данного канала ГТМП по кайнозойским отложениям подготовлена к глубокому бурению одноименная структура, где в настоящее время ведется глубокое бурение.

Таким образом, в пределах Ферганской впадины установлены две нефтегазоперспективные зоны, связанные с каналами ГТМП в районах площадей Бенамоз и Караджиды. Количество подобных зон может достигать во впадине нескольких единиц. Особый интерес должны представлять каналы ГТМП, связанные с зонами наклонных разрывных нарушений.

7.2. Устюртская нефтегазоносная провинция и прилегающая территория

Она включает две нефтегазоносные области, приуроченные в геоструктурном отношении к крупной Северо-Устюртской синеклизе (впадине) и Бузачинскому сводовому поднятию. Эти геоструктурные элементы были сформированы главным образом в эпифтогенной геодинамической обстановке. Из них южная часть Северо-Устюртской НГО прослеживается на территории Узбекистана.

Северо-Устюртская нефтегазоносная область связана с крупной впадиной, расположенной севернее Мангышлакско-Центрально-Устюртской зоны поднятий (рис. 7.2.1). В структуре чехольных образований впадины выделяется ряд валообразных поднятий или выступов (Актумское, Яркинбайский, Кассарминский и др.) и разделяющих их прогибов или депрессий (Самский, Косбулакский, Барсакельмесский и др.). Кроме поднятий, имеющих овальную форму, в Северо-Устюртской впадине развиты узкие, валообразные поднятия широтного и меридионального простирааний.

Палеозойские отложения представлены осадочными, осадочно-метаморфическими и эффузивными породами. В западной части впадины широко развиты неметаморфизованные осадочные обра-

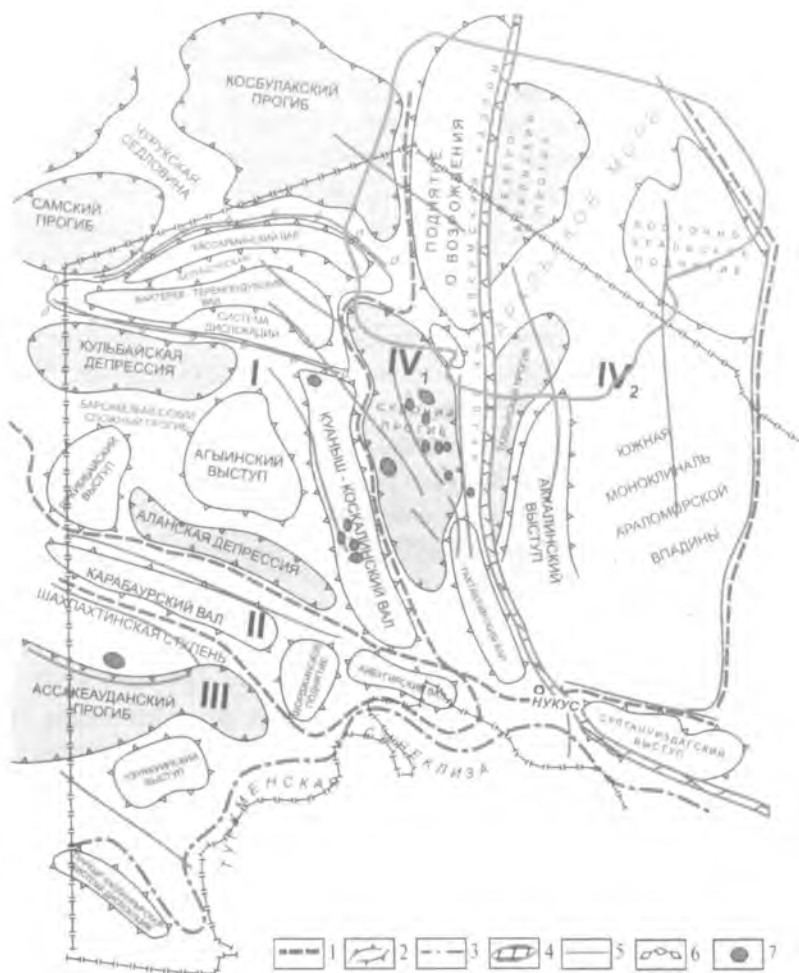


Рис. 7.2.1. Схема геотектонического районирования Устыртского региона (под редакцией А.А. Абидова и Т.Л. Бабаджанова, 2001):

1 - граница тектонических элементов II порядка; 2 - граница тектонических элементов III порядка; 3 - граница Туркменской синеклизы; 4 - Арало-Кызылкумский разлом; 5 - тектонические нарушения; 6 - граница Актумсукской системы дислокации; 7 - месторождения

Тектонические элементы II порядка: I - Северо-Устыртская синеклиза; II - Центрально-Устыртская система дислокаций; III - Южно-Устыртская впадина; IV - Араломорская впадина (IV1 - Западный сектор, IV2 - Восточный сектор). Месторождения: 1 - Шахпахты; 2 - Куаныш; 3 - Зап. Барсакельмес; 4 - Акчалак; 5 - Карачалак; 6 - Кокчалак; 7 - Урга; 8 - Учсай; 9 - Вост. Бердах; 9 - Шагырлык; 11 - Бердах; 12 - Сев. Арал; 13 - Сургиль; 14 - Сев. Бердах; 15 - Шега

зования.

Пермо-триасовые образования имеют значительное распространение, особенно в прогибах, где их мощность может превышать 2000 м. Представлены они красноцветной, местами пестроцветной толщей терригенных пород: глинами, песчаниками, с подчиненными прослоями гравелитов.

Юрские отложения имеют региональное распространение и представлены всеми тремя отделами. Нижнеюрские породы сложены грубозернистыми песчаниками, в нижней части переходящими в гравелиты, с прослоями глин и алевролитов общей мощностью до 200 м. Среднеюрские отложения представлены песчаниками и алевролитами с прослоями глин и маломощными прослоями угля и углистых глин. В верхней части разреза отмечаются редкие прослои известняков. Мощность средней юры – до 700-800 м. Верхнеюрские образования представлены мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами келловей-оксфордского возраста мощностью до 350 м и кимеридж-титонскими известняками с прослоями ангидритов и глин мощностью 100-120 м.

Меловая система представлена всеми ярусами. Неком подразделяется на две свиты: байтерекскую (валанжин) и барсакель-месскую (готерив-баррем). Байтерекская свита сложена сероцветными, преимущественно глинистыми образованиями мощностью 40-60 м.

Барсакельмесская свита выражена красноцветными глинами, алевролитами и песчаниками толщиной 120-400 м.

Апт по литологическому составу подразделяется на две части. Нижняя часть сложена зеленовато-серыми мелкозернистыми песчаниками с прослоями известковистых песчаников и реже - мелкогалечных конгломератов, верхняя часть - темно-серыми алевролитскими глинами. Мощность аптских отложений — до 260 м.

Альб представлен переслаиванием светло-серых, темно-серых песчаников мелко и среднезернистых и серых, плотных темно-серых глин, с обуглившимися растительными остатками. Мощность альбского яруса – до 325 м.

Сеноман выражен переслаиванием темно-серых глин и светло-зеленых песчаников мелко и среднезернистых. Мощность – до 225 м.

Турон сложен темно-серыми, темно-зелеными глинами с прослоями зеленовато-серых, светло-зеленых мелкозернистых песчаников мощностью до 145 м.

Сенон образован белыми, светло-серыми, зеленовато-серыми плотными мергелями с прослоями известняков и писчего мела мощностью до 250 м.

Палеогеновая система представлена тремя отделами. Палеоценовые отложения развиты в прогибах и отсутствуют на поднятиях. В основании палеоцена развиты светло-серые глинистые известняки, в верхней части - желтовато-серые, табачные мергели. Мощность палеоцена – до 35 м. Эоцен сложен бурыми, темно-серыми мергелями мощностью до 125 м. Олигоцен выражен серыми глинами мощностью до 190 м.

Неогеновая система представлена тортонским и сарматским ярусами. Тортонские отложения выражены белыми, светло-серыми мергелями и известняками с маломощными прослоями гипса и загипсованных глин общей мощностью до 70 м. Сарматские образования сложены светло-серыми плотными известняками мощностью до 70 м.

Четвертичные отложения представлены пролювиальными грубообломочными осадками, щебнями, суглинками мощностью до 10 м.

В Северо-Устьюртской НГО открыты 12 газоконденсатных месторождений на Куаныш-Коскалинском валу (см. рис 7.2.1). Месторождения связаны с антиклинальными складками. Промышленно газоносны терригенные коллектора средней и нижней юры и карбонатные коллектора палеозоя (на Кокчалаке и Карачалаке).

До настоящего времени геологическое строение Северо-Устьюртской синеклизы изучено слабо. В начале 2000 г. в пределах Самского прогиба на территории Узбекистана пробурена параметрическая скважина (1п Сам) с проектной глубиной 5300 м. Данная скважина, вскрыв пермские отложения, дала важную информацию, позволяющую положительно оценивать перспективы нефтегазоносности юрской толщи.

Перспективы поисков новых скоплений УВ также связаны с подчехольными образованиями, где закартированы региональные структуры - аккреционная палеопризма, палеожелоб, пассивная палеоокраина (рис. 7.2.2). Они, при прочих равных условиях, могут служить объектами для поисков скоплений УВ.

Наряду с вышеприведенными направлениями, в целях локализации поисковых работ для выявления скоплений с относительно большими запасами УВ, нами были выполнены предварительные термогеохимические исследования по Устьюртскому региону. По

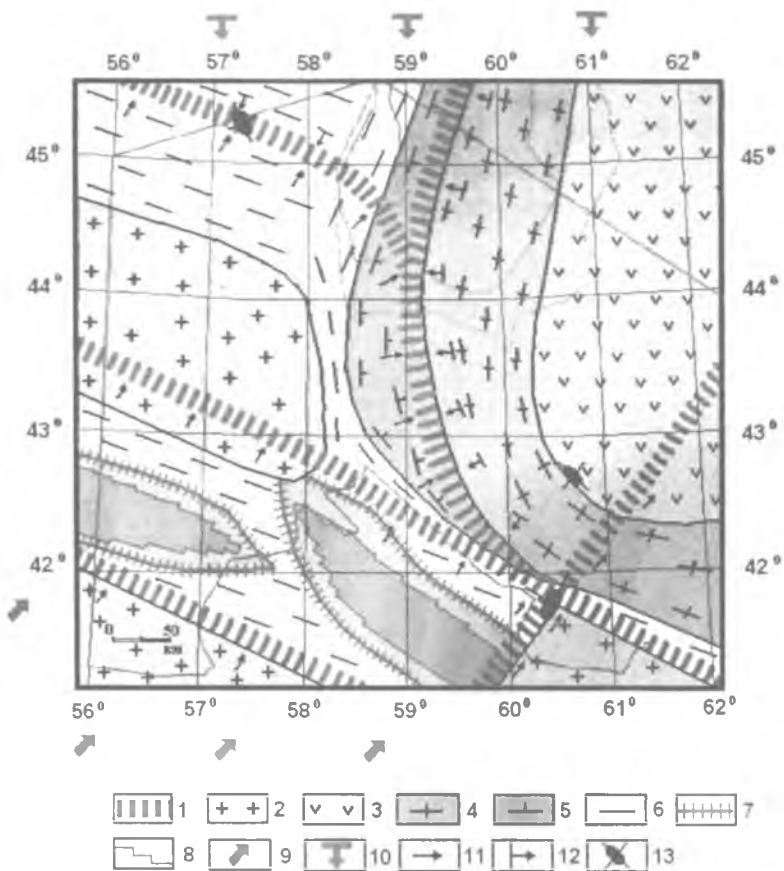


Рис. 7.2.2. Геодинамическая карта подчехольного палеозойского комплекса Устьуртского нефтегазоносного региона
(по А.А. Абидову, Ф.Г. Долгополову, 2002 г.):

1 - границы литосферных блоков; 2 - палеоконтиненты; 3 - вулканоплутонический палеопояс; 4 - аккреционная палеопризма; 5 - палеожелоб; 6 - пассивные палеоокраины; 7 - границы палеорифтов; 8 - границы центральных грабенов палеорифтов; 9 - внешние динамические силы; 10 - внешние статические силы; 11 - внутренние динамические напряжения; 12 - внутренние статические напряжения; 13 - каналы глубинного теплопереноса

результатам этих исследований следует концентрировать на соответствующих участках проведение полевых термогеохимических съемок для определения конкретных участков по постановке детализационных геофизических и, в частности, сейсморазведочных работ, возможно методом ЗД.

Следует отметить, что к настоящему времени геотермический режим Устьюртского региона изучен с детальностью, позволяющей выделять лишь региональный фон и относительно крупные возмущения.

Разработкой таких мелкомасштабных карт плотности теплового потока занимались Б.Б. Таль-Вирский, Ю.Н. Зуев, В.В. Гордиенко и др. (1982), которыми были охарактеризованы теплофизические свойства терригенно-осадочного комплекса меловых и юрских отложений и представлена первая схема распределения плотности теплового потока.

С. Рамазановым и С.А. Рубцовой в период 2002-2004 гг. выполнено обобщение данных замеров пластовых температур в 90 буровых скважинах на 46 площадях Устьюртского региона. Ими построены схематические карты распределения современных температур по кровле и подошве юрских отложений, а также на срезях -2500 и -3500 м в масштабе 1:500000 и проведены палеореконструкции температурных условий этого комплекса пород. Обзор этих схем показывает, что регион в геотермическом отношении изучен неравномерно. Наибольшая плотность наблюдений температуры, так же, как и теплового потока наблюдается в пределах Куаныш-Коскалинского вала, Актумсумской системы дислокаций и Шахпахтинской ступени.

По Самскому, Косбулакскому и Судочьему прогибам имеются лишь единичные измерения.

Анализ распределения температуры на срезях, в кровле и подошве юрских отложений показал, что в целом наблюдается неравномерное распределение температуры, выражающееся в ее увеличении от бортов к центральным частям впадин, а также в перепадах на локальных структурах.

В 2002 году был составлен новый вариант карты плотности теплового потока с отражением нестационарного теплового поля в масштабе 1:1000000 (А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов и др., 2002.). Картирование плотности теплового потока Устьюртского региона проведено в пределах 41° - 46° северной широты и 56° - 63° восточной долготы. При составлении этой карты (рис. 7.2.3) использо-

ваны данные каталога плотности теплового потока Средней Азии (Ю.Н. Зуев, А.А. Поликарпов, 1980-1984), а также при вычислении геотермического градиента - замеры пластовых температур в буровых скважинах и данные гидрогеологических исследований в семи скважинах (Л.А. Калабугин и др., 1993; Т.Б. Гребенщикова и др., 1970). Всего при построении карты плотности теплового потока в Устьюртском регионе использованы 55 пунктов определений этой величины.

Согласно полученным данным, диапазон фиксируемых значений плотности теплового потока составляет от 54 до 120 мВт/м². Средняя величина регионального фона на исследуемой территории соответствует 69 мВт/м² при стандартном отклонении 17 мВт/м². Полученная величина в целом соответствует нормальному геотермическому режиму молодой Туранской платформы с континентальной земной корой толщиной 40-42 км.

На этом региональном фоне теплового поля отчетливо выделяются три интенсивные изометричные аномалии плотности теплового потока: I - Самская; II - Ташкудукская; III - Ургенчская (см. рис. 7.2.3). Первая аномалия - Самская интенсивностью 85 мВт/м² расположена в пределах Самско-Косбулакского прогиба в районе площади Самская. Имеет размеры 40×110 км с северо-западным азимутом простираения. Вторая аномалия - Ташкудукская интенсивностью 95 мВт/м² расположена в пределах Южного Приаралья в районе площади Ташкудук. Имеет размеры 20×40 км с северо-западным азимутом простираения. Третья аномалия интенсивностью 120 мВт/м² расположена в пределах Султануиздагского выступа. Имеет размеры 50×120 км с северным азимутом простираения. Вторая и третья аномалии в совокупности образуют обширную зону повышенного теплового потока в пределах Южного Приаралья.

Таким образом, как указано выше, по результатам анализа геотермического режима в пределах Устьюртского региона выделены 3 аномальные зоны по плотности теплового потока.

Ниже приводятся результаты анализов, проведенных на предмет возможности приуроченности этих аномалий к каналам ГТМП. Как отмечалось, среднее значение плотности теплового потока в Южном Приаралье и на плато Устьюрт составляет 69 мВт/м² при стандартном отклонении 17 мВт/м². На этом фоне выделены Ургенч-Ташкудукская и Самская (Аламбекская) аномалии плотности теплового потока. Интенсивность аномалий до 50 мВт/м²

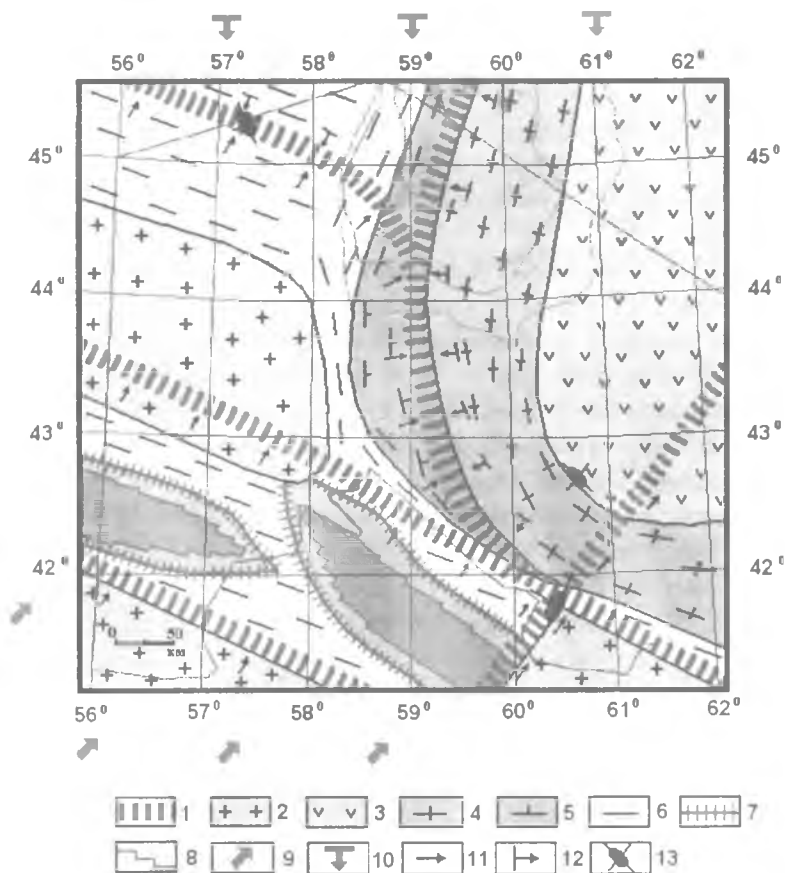


Рис. 7.2.3. Устьуртский регион. Карта плотности теплового потока (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов, 2002 г.):

1 - границы литосферных блоков; 2 - палеоконтиненты; 3 - вулканоплутонический палеопояс; 4 - аккреционная палеопризма, 5 - палеожелоб; 6 - пассивные палеоокраины; 7 - границы палеорифтов; 8 - границы центральных грабенов палеорифтов; 9 - внешние динамические силы; 10 - внешние статические силы; 11 - изолинии плотности теплового потока, мВт/м^2 ; 12 - аномальные зоны теплового поля: I - Самская, II - Ташкудукская, III - Ургенчская; 13 - линия профиля ГСЗ Копетдаг-Аральское море

выше фона, что в 3 раза превышает стандартное отклонение. Выявленные аномалии (за исключением Ташкудукской) приурочены к зонам тектонических нарушений.

Как видно из рис. 7.2.3, наиболее крупная и интенсивная Ургенчская термоаномалия расположена в узле пересечения протяженных зон глубинных разломов северо-западного, северного и юго-восточного простираний, ограничивающих литосферные плиты (А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, 1997). Ташкудукская аномалия с величиной плотности теплового потока 100 мВт/м^2 выделялась ранее Б.Б. Таль-Вирским под названием Южноприаральская. Она расположена вне зон глубинных разломов и, по всей вероятности, генетически не связана с Ургенчской. Таким образом, при более детальном картировании плотности теплового потока латеральные размеры Ургенчской аномалии вполне вероятно уменьшатся, локализуясь вокруг узла сочленения литосферных блоков.

По профилю ГСЗ Копетдаг-Аральское море построена модель распределения температуры в земной коре (А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов и др., 2002). Положение основных геолого-геофизических границ принято по интерпретации Ф.Х.Зуннунова (1985). Профиль пересекает узел сочленения границ литосферных блоков. Нарушения целостности границы «М» наблюдаются под Амударьинской впадиной. Здесь же вероятна локализация каналов ГТМП, приуроченных к границам литосферных блоков (рис. 7.2.4). Они расположены в зоне наиболее крупной в Западном Узбекистане по размерам и интенсивности Ургенчской аномалии, выделенной по гидрогеотермическим данным. Возможно, такая крупная по размерам (более 100 км в северо-западном направлении) аномалия плотности теплового потока обусловлена совместным (наложенным) влиянием нескольких проницаемых зон глубинного тепло-массопереноса.

Весьма показательна тепловая аномалия на площади Самская. Здесь характерны высокие значения температуры и, соответственно, геотермического градиента ($3,8 - 4,2 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$), что подтверждает полученную ранее высокую (более 80 мВт/м^2) плотность теплового потока (А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов и др., 2002), повышенную газонасыщенность ($1500 - 1700 \text{ см}^3/\text{л}$), минерализацию (до 150 г/л) и напор пластовых вод (В.А. Кудряков, 1989).

Повышение этих параметров связано с тепломассопереносом по каналу ГТМП, выделенному на карте плотности теплового потока. Наличие восходящего движения ювенильных флюидов по

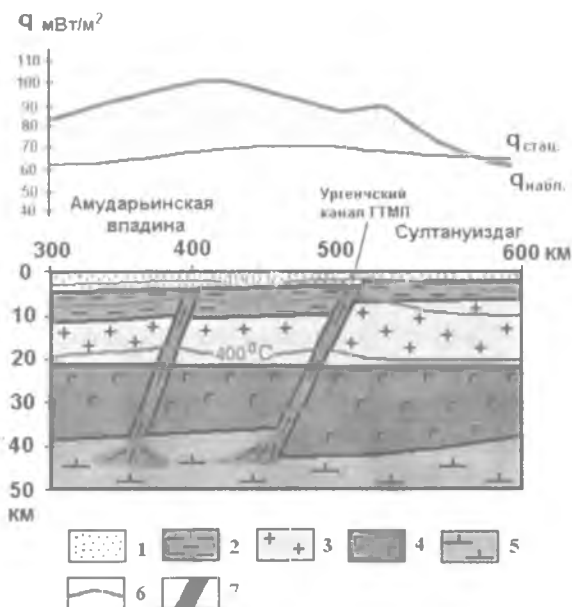


Рис. 7.2.4. Копетдаг-Аральское море. Термодинамическая модель каналов глубинного теплопереноса по профилю ГСЗ (составил А.А. Поликарпов, 2002 г.):

1 - мезозой-кайнозойский чехол; 2 - палеозойский комплекс; 3 - кристаллический фундамент; 4 - нижняя кора; 5 - верхняя мантия; 6 - изотермы; 7 - каналы глубинного теплопереноса

этому каналу подтверждается присутствием гелия (0,026 - 0,219 объемных %) в химическом составе растворенных газов из юрских отложений, вскрытых скважинами №№ 1, 2, 3 пл. Чурук на глубинах 2280-3230 м.

Водорастворенные газы с высоким содержанием гелия и аргона обнаружены также на площадях Коскала, Шахпахты и Зап.Шахпахты, что также может быть связано с теплопереносом и требует подтверждения в тепловом поле.

Таким образом, характеризуя в целом тепловое поле Устьюртского региона, можно констатировать, что на региональном фоне теплового потока в 69 мВт/м² к настоящему времени выделено несколько тепловых аномалий, интенсивность которых в 2-3 раза превышает стандартное отклонение. Они приурочены к зонам глубинных разломов, ограничивающих литосферные блоки, и связаны с теплопереносом по каналам ГТМП. Теплоперенос по Самскому каналу ГТМП подтверждается высокими значениями

газонасыщенности, минерализации и напора пластовых вод, а также присутствием гелия в химическом составе водорастворенных газов. На площадях Коскала, Шахпахты и Зап.Шахпахты также обнаружены водорастворенные гелий и аргон, что также может быть связано с глубинным тепломассопереносом.

Тепловое поле Устьюртского региона, как в отношении распределения температуры в пределах юрских отложений, так и в отношении распределения плотности теплового потока, изучено неравномерно, что связано с местоположением буровых скважин, являющихся источниками первичной информации. Для получения более полной картины о каналах глубинного тепломассопереноса необходимы дальнейшие работы по проведению полевой термогеохимической съемки, концентрацией её объемов в первую очередь в пределах вышесотмеченных нефтегазоперспективных региональных геодинамических структур.

Таким образом, в настоящее время в пределах Устьюртского региона установлены три активно действующих канала ГТМП, характеристика которых на основе анализа теплового потока дана выше. Их реальное количество может быть значительно большим, но возможности выделения каналов ГТМП ограничены из-за недостаточной плотности системы термогеохимических наблюдений.

Первый канал ГТМП, обусловивший Самскую аномалию теплового потока, расположен в пределах Самско-Косбулакского прогиба в районе площади Самская. Он выделяется по изометричной аномалии плотности теплового потока интенсивностью свыше 85 мВт/м^2 . Аномалия имеет размеры $40 \times 110 \text{ км}$ с северо-западным азимутом простираения и симметричным максимумом, что свидетельствует о субвертикальном положении канала. Геофизические данные о внутреннем строении канала отсутствуют. Согласно результатам рентгеноструктурного анализа керна скважины 1П Самская, в низах вскрытого нижнеюрского и палеозойского разрезов установлены минералы гидротермального происхождения, связанные с глубинным тепломассопереносом.

В современном геодинамическом плане канал ГТМП приурочен к границе Северо-Устьюртского и Мугоджарского литосферных блоков. В палеогеодинамическом плане он расположен в области Самско-Косбулакской пассивной палеоокраины.

Самско-Косбулакская пассивная палеоокраина перекрыта достаточно мощным осадочным чехлом, создающим благоприятные условия для формирования залежей углеводородов. Поэтому ано-

мальная термогеохимическая зона вокруг канала ГТМП в районе площади Самская может рассматриваться как область повышенной нефтегазогенерации, представляющая практический интерес для поисков новых скоплений углеводородов.

Второй канал ГТМП, обусловивший Ташкудукскую аномалию теплового потока, расположен в пределах Южного Приаралья в районе площади Ташкудук. Он выделяется по изометричной аномалии плотности теплового потока интенсивностью 95 мВт/м^2 . Аномалия имеет небольшие размеры - $20 \times 40 \text{ км}$ с северо-западным азимутом простираения и симметричным максимумом, что свидетельствует о субвертикальном положении канала. Аномальную зону канала пересекает профиль ГСЗ Копетдаг-Аральское море. Согласно этим данным источник глубинных флюидов расположен в пределах переходной зоны Мохо и представляет собой древний магматический очаг.

В современном геодинамическом плане данный канал ГТМП расположен в пределах южной части Приаральского литосферного блока, а в палеогеодинамическом плане - в Приаральской аккреционной палеопризме. Аномальная термогеохимическая зона вокруг канала ГТМП в районе площади Ташкудук характеризуется небольшими размерами. Мощность осадочного чехла составляет здесь всего $1,2 \text{ км}$. Пространственная близость к Султануиздагскому выступу позволяет предположить достаточно сильную деформированность палеозойского комплекса. Поэтому данная аномальная зона не может рассматриваться как нефтегазоперспективная территория ввиду отсутствия благоприятных условий для процессов нефтегазонакопления и сохранения скоплений УВ.

Третий канал ГТМП, обусловивший Ургенцкую аномалию теплового потока, расположен в пределах Султануиздагского выступа. Он отчетливо выделяется на поверхности по изометричной аномалии плотности теплового потока интенсивностью 120 мВт/м^2 . Аномалия имеет размеры $50 \times 120 \text{ км}$ с северным азимутом простираения, что свидетельствует о субвертикальном положении канала. Аномальную зону канала пересекает профиль ГСЗ Копетдаг-Аральское море. Согласно этим данным, источник глубинных флюидов расположен в пределах переходной зоны Мохо и представляет собой древний магматический очаг.

В современном геодинамическом плане канал ГТМП приурочен к сильно дислоцированной зоне сочленения Приаральского, Каракумского, Южно-Устюртского и Южно-Тянь-Шаньского ли-
200

госферных блоков. Он характеризуется наивысшими энергетическими показателями в регионе. В палеогеодинамическом плане Ургенчский канал ГТПП расположен в пределах сильно деформированной пассивной окраины Каракумского микроконтинента. Поэтому данная аномальная зона не может рассматриваться как нефтегазоперспективная территория по причине отсутствия благоприятных условий для формирования скоплений углеводородов.

Таким образом, в пределах Устюртского региона установлена пока единственная нефтегазоперспективная зона, связанная с каналом ГТПП в районе площади Самская. Количество подобных зон может быть значительно увеличено в результате проведения детальных термогеохимических съемок. Особый интерес здесь могут представлять каналы ГТПП, расположенные в пределах региональных геодинамических структур.

7.3. Чарджоуская нефтегазоносная область Туранской провинции

Туранская НГП занимает обширную равнинную территорию запада Центральной Азии, в тектоническом отношении представленную Туранской плитой эпигерцинской платформы. С юга Туранская плита ограничена Предкопетдагским предгорным прогибом, на юго-востоке и востоке - эпиплатформенным орогеном, на севере - Мангышлак-Центрально-Устюртской системой поднятий, на западе - акваторией Каспийского моря. На северо-востоке Туранская плита через Тургайский "пролив" соединяется с Западно-Сибирской плитой.

Нефтегазоносность провинции в геоструктурном отношении связана с внутриплатформенными впадинами, сводовыми поднятиями, мегавалами и т. д. Их формирование происходило в эпирифтогенной геодинамической обстановке.

Туранская провинция объединяет Мангышлакско-Южно-Устюртскую, Каракумскую, Мургабскую, Амударьинскую, Северо-Кызылкумскую нефтегазоносные субпровинции и несколько самостоятельных НГО.

Исследуемая нами Чарджоуская НГО расположена в пределах Амударьинской субпровинции. В состав этой провинции входит также Бухарская НГО Узбекистана. Кроме этих НГО, в пределах узбекской части Туранской НГП прослеживаются также Мангышлакско-Южно-Устюртская субпровинция и Араломорская

НГО Северо-Кызылкумской субпровинции.

Амударьинская нефтегазоносная субпровинция связана с одноименной впадиной (синеклизой), расположенной в основном в пределах Западного Узбекистана и Восточного Туркменистана. Восточный борт впадины характеризуется наличием разломов (флексурно-разрывных зон) северо-западного простирания, ограничивающих Бухарскую и Чарджоускую ступени, соответствующие одноименным нефтегазоносным областям.

Бухарская НГО протягивается с северо-запада на юго-восток на расстояние 500 км при ширине 50-80 км. В её пределах отчетливо выделяется ряд крупных блоковых поднятий или выступов фундамента - Мешеклинский, Янгиказганский, Газлинский, Каганский и разделяющие их прогибы - Яркендский, Тузкойский и Ромитанский. Каганское поднятие на юго-востоке Ямбашиным прогибом отделяется от сложно построенной Мубарек-Азляртепинской системы дислокаций, включающей ряд валов преимущественно северо-восточных простираний: Северо-Мубарекского, Южно-Мубарекского, Горданского, Азляртепинского и Майманак-Чимского. На юго-востоке Бухарская ступень через Кашкадарьинский предгорный прогиб сочленяется с Тянь-Шаньским орогеном.

Чарджоуская НГО ограничена тремя флексурно-разрывными зонами: Учбаш-Каршинской, Амударьинской и Караильско-Лянгарской. Её протяженность - 500 км, ширина в юго-восточной части - до 110 км, в северо-западной - 20 км. Узкая северо-западная часть области образована Учкыр-Питнякским валом и расположенным северо-восточнее от него Биргутлинским прогибом. В юго-восточной части ступени выделяются Кандымское, Денгизкульское и Испанлы-Чандырское поднятия и разделяющие их Каракульский и Куршабский прогибы.

На юго-востоке Чарджоуская ступень Бешкентским прогибом отделяется от Юго-Западных отрогов Гиссарского хребта. В пределах Бешкентского прогиба выделяются Айзаватский, Гирсанский, Нишанский и Аляутдинский валы и Шуртанское поднятие.

Платформенный чехол Амударьинской впадины сложен мезозойско-кайнозойскими отложениями. На Чарджоуской ступени и в прогибах Восточного Туркменистана между фундаментом и платформенным чехлом залегают образования промежуточного комплекса, сложенные слабометаморфизованными осадочными породами, заполняющими палеорифтовые системы (рис.7.3.1).

Нижне-среднеюрские терригенные образования, залегающие

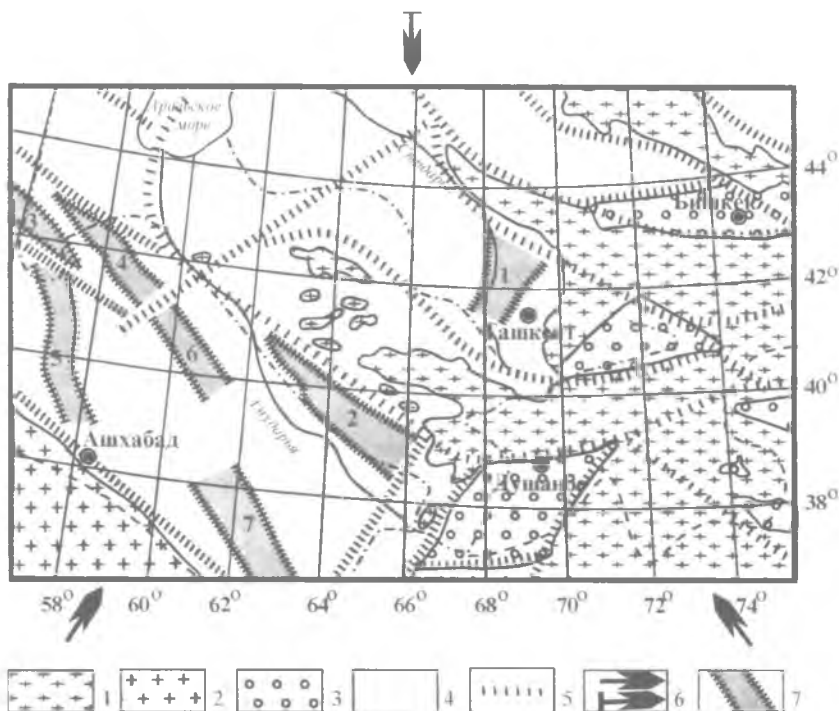


Рис. 7.3.1. Схема размещения палеорифтовых систем

Центральной Азии (по А.А. Абилову, Ф.Г. Долгополову, 2001 г.):

1 - выходы палеозойских образований; 2 - выходы дислоцированных мезозойских образований; 3 - межгорные впадины; 4 - платформенные области; 5 - границы литосферных блоков; 6 - геодинамические силы; 7 - погребенные палеорифтовые системы: 1 - Среднесырдарьинская, 2 - Бухаро-Хивинская, 3 - Ассакеуланская, 4 - Дарьялик-Дауданская, 5 - Узбойская, 6 - Хивинская, 7 - Мургабская

над рифтовой системой, представлены переслаиванием серых раз-
нозернистых песчаников, глин и алевролитов с прослоями мелко-
галечных конгломератов, углистых сланцев и углей. Общая мощ-
ность отложений нижней и средней юры, в прогибах достигает
900 м.

В основании верхней юры залегает пачка нижнекелловейских
глин темно-серых с прослоями мелкозернистых песчаников, реже -
известняков общей мощностью 50-80 км.

Верхний келловей-оксфорд-кимеридж представлен мощной (до
650 м) толщей светло-серых известняков, сложенных органоген-
ными, хемогенными и обломочными разностями. На Чарджоуской
ступени широко развиты рифогенные известняки.

Титон сложен соляно-ангидритовыми отложениями, которые в наиболее полных разрезах на Чарджоуской ступени подразделяются на нижние, средние и верхние ангидриты, разделенные толщами нижних и верхних солей. Общая мощность титона достигает 900 м.

Меловые отложения представлены всеми своими ярусами. Неоком выражен переслаиванием коричневых песчаников, алевролитов и глин с прослоями конгломератов мощностью до 450 м. Апт сложен песчаниками темно-коричневыми, алевролитами зеленовато-серыми с прослоями известняков и ангидритов толщиной до 260 м. Альб представлен переслаиванием зеленовато-серых глин и серых песчаников с прослоями алевролитов и известняков-ракушников мощностью до 350 м. Сеноман в верхней и нижней частях выражен переслаиванием зеленовато-серых, темно-серых песчаников и алевролитов, в средней части - слоистыми глинами с линзочками алевролита общей мощностью до 300 м. Турон подразделяется на две толщи: нижнюю глинистую и верхнюю - песчанистую общей мощностью до 280 м. Сенон сложен зеленовато-серыми глинами и алевролитами с прослоями серых песчаников и белых мелоподобных известняков толщиной до 600 м.

Палеогеновая система представлена тремя отделами. Палеоцен (бухарские слои) выражен серыми известняками, часто доломитизированными, с прослоями глин и ангидрита толщиной до 105 м. Нижний эоцен (сузакские слои) состоит из зеленовато-серых глин, иногда загипсованных, мощностью до 105 м. Средний эоцен (алайские слои) представлен зеленовато-серыми глинами с пачкой буроватых мергелей в подошве толщиной до 110 м. Верхний эоцен сложен зелеными глинами, иногда сильно загипсованными мощностью до 220 м. Оligоцен в нижней части образован песчано-алевролитовыми породами, в верхней части - преимущественно глинистыми отложениями мощностью до 90 м.

Неогеновая система сложена серовато-бурыми песчаниками, бурыми глинами и разнотекстурными косо-слоистыми песчаниками мощностью до 550 м. На нижележащих породах неогеновые отложения залегают с разрывом.

Четвертичные образования представлены супесями, суглинками, песками, глинами и песчаниками мощностью до 120 м.

В Амударьинской нефтегазоносной субпровинции открыто более 140 газовых и нефтяных месторождений. Промышленно нефтегазоносны терригенные образования нижней и средней юры,

карбонатные отложения верхней юры и терригенные коллектора в разрезе мела - от неокомского до сенонского ярусов. Месторождения приурочены к антиклинальным складкам платформенного типа как простого строения, так и осложненных разрывными нарушениями. На Чарджоуской ступени ряд крупных месторождений связан с рифовыми ловушками. Данная тектоническая ступень по карбонатной формации юры характеризуется высокой степенью освоенности прогнозных ресурсов УВ. В связи с этим в целях поиска резервов для концентрации детализационных поисковых геофизических работ нами в течение последних лет здесь проводятся полевые термогеохимические съемки, по результатам которых выявлен ряд нефтегазоперспективных участков.

Ниже излагаем результаты этих исследований.

В пределах Бештепе-Чукуркульского участка была проведена полевая термогеохимическая съемка в 2006 г. (сотрудниками Бухарской геофизической экспедиции ОАО «Узбекгеофизика» под руководством А.А. Поликарпова). Она осуществлялась в культурной зоне методом маршрутов по проселочным дорогам. Измерения температуры и отбор газовых проб были выполнены в 54 пунктах с контролем в 10 пунктах. При этом плотность пунктов наблюдений составила 1 пункт на 4 км², что соответствует плотности сети наблюдений масштаба 1:50000 (рис. 7.3.2).

Исследуемый участок характеризуется достаточной плотностью наблюдений и точностью определений температуры и аномальных концентраций ювенильных газов. В целом полученные материалы отражают достаточно сложную картину проявления целой группы различных аномалий, которые могут быть связаны с процессами глубинного тепломассопереноса. Поэтому их последующая интерпретация должна проводиться в направлении выделения аномальных термогеохимических зон (рис. 7.3.3).

7.3.1. Картирование геотермических и газохимических аномалий

В результате предыдущих геотермических исследований в пределах Бештепе-Чукуркульского участка были выделены Западно-Бештепинский и Бештепинский каналы глубинного тепломассопереноса (каналы ГТМП), для которых были построены соответствующие термодинамические модели. Согласно вновь полученным данным полевой термогеохимической съемки, с ними

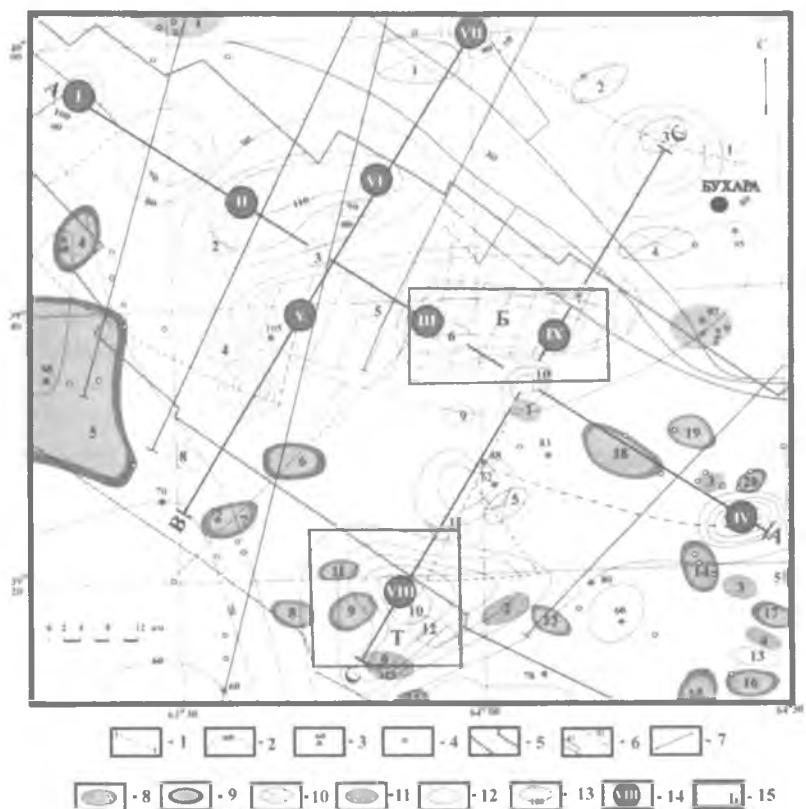


Рис. 7.3.2. Обзорная карта района работ методом полевой термогеохимической съемки (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2007 г.):

1 - профили региональной геотермической съемки; 2 - изолинии плотности теплового потока в $\text{мВт}/\text{м}^2$; 3 - пункты определения плотности теплового потока; 4 - параметрические скважины; 5 - границы Бухаро-Хивинского палеорифта; 6 - разломы в палеозойском комплексе; 7 - сейсмические профили ГСЗ и глубинного ОГТ; 8 - месторождения газа; 9 - газонефтяные месторождения; 10 - структуры с отрицательными результатами бурения; 11 - структуры, выделенные по геофизическим данным; 12 - структуры, подготовленные к бурению; 13 - области с аномально высокими (более $100 \text{ мВт}/\text{м}^2$) значениями ПТП; 14 - каналы глубинного теплопереноса: I - Ташкудукский, II - Гужайлийский, III - Зап. Бештепинский, IV - Зап. Кокчинский, V - Южн. Гужайлийский, VI - Мурадкудукский, VII - Атбакарский, VIII - Тегерменский, IX - Бештепинский; 15 - участки работ методом полевой термогеохимической съемки: Т - Тегерменский, Б - Бештепе-Чукуркульский

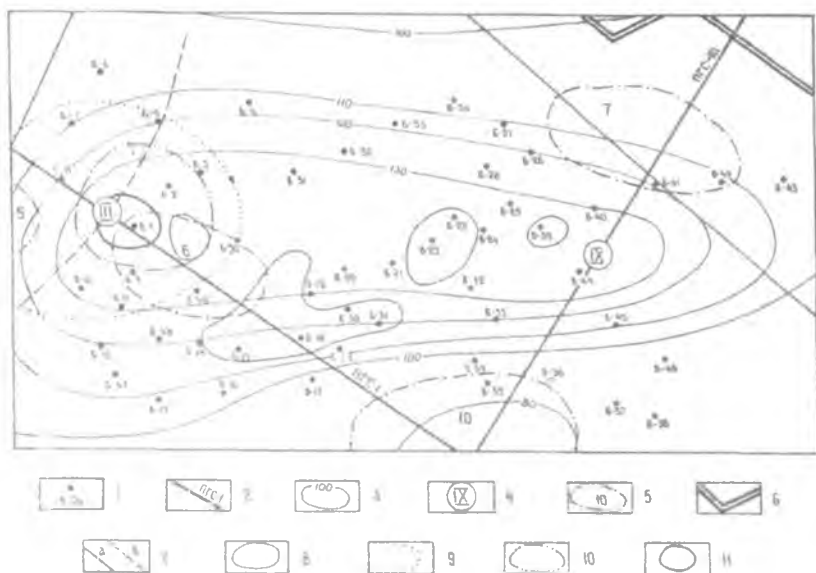


Рис. 7.3.3. Схема расположения пунктов измерения температуры и отбора газовых проб в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, У.А. Камалходжаев, 2007 г.):

1 - пункты отбора проб подпочвенного газа и измерения температуры на глубине 2 м от земной поверхности; 2 - отрезки региональных профилей полевой геотермической съемки; 3 - изолинии плотности теплового потока, мВт/м^2 ; 4 - каналы глубинного теплопереноса (ГТП): III - Западно-Бештепинский, IX - Бештепинский; 5 - структуры, выделенные по геофизическим данным: 5 - Базарбай, 6 - Зап. Бештепе, 7 - Зап. Чукуркуль, 10 - Бештепе; 6 - глубинный разлом, ограничивающий Бухаро-Хивинский палеорифт; 7 - разломы в палеозойском комплексе; 8 - положительные аномалии приповерхностной температуры; 9 - области аномально высокого содержания водорода; 10 - области аномально высокого содержания гелия; 11 - области высокого содержания метана

связаны температурные и геохимические аномалии. Картина их распределения носит достаточно сложный характер, что может быть обусловлено, как влиянием приповерхностных факторов, так и «мгновенными» значениями температурных и геохимических параметров. Поэтому методика картирования геотермических и геохимических аномалий должна основываться на фиксированном положении каналов ГТП и заключаться в пространственном анализе температурных и геохимических полей.

В физическом смысле температурные аномалии должны наи-

лучшим образом коррелироваться с активно действующими каналами ГТМП. В целом схема распределения аномальных температур на глубине 2 м в пределах Бештепе-Чукуркульского участка наглядно отображает подобную закономерность. Диапазон значений составляет 13-21 °С. На фоне нормальных значений порядка 17 °С здесь выделяется обширная аномальная зона субширотного простирания, приуроченная к Западно-Бештепинскому и Бештепинскому каналам ГТМП. В ее пределах выделяются несколько локальных аномалий с амплитудами температуры более 20 °С. В непосредственной близости от Западно-Бештепинского канала ГТМП на расстоянии 3 км в восточном направлении расположена температурная аномалия с амплитудой 21 °С и поперечными размерами 1,0-1,5 км. На расстоянии 1,5 км в северо-западном направлении от Бештепинского канала ГТМП расположена другая температурная аномалия с амплитудой 20 °С и поперечными размерами 1,0-1,5 км (рис. 7.3.4).

Пространственное распределение газохимических аномалий носит более сложный характер, чем приповерхностной температу-

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ГЛУБИНЕ 2 м ОТ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ (Т,°С)

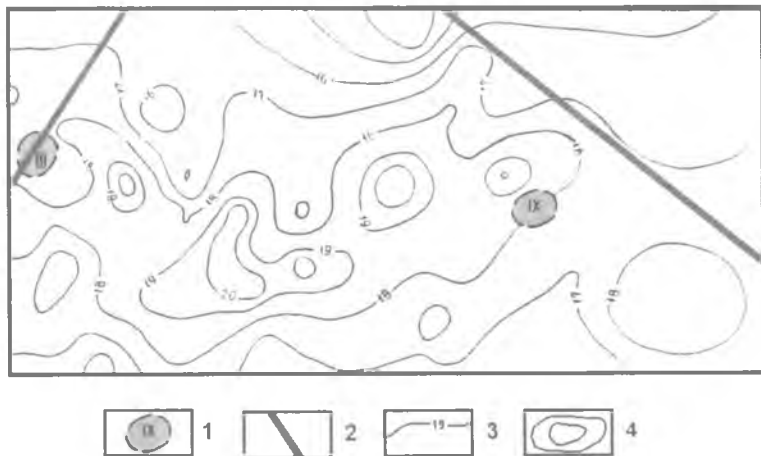


Рис. 7.3.4. Схема распределения аномальных температур на глубине 2 м в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А.Камалходжаев, 2006 г.):

1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии температуры; 4 - локальные аномалии температуры

ры. Он определяется как индивидуальными физико-химическими особенностями глубинных флюидов, так и общей гидродинамической обстановкой рассматриваемого участка.

Поэтому их целесообразно рассматривать по мере убывания глубины образования флюидов в следующей последовательности: водород, гелий, метан, пентан, гексан, азот, кислород, углекислый газ.

Единственная аномалия водорода (0,004-0,020 об. %) приурочена к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП (пункты Б-3, Б-7, Б-9 и Б-10). Она носит локальный характер и характеризуется изометричной конфигурацией. Ее горизонтальные размеры составляют 3,0-5,0 км. Интенсивность этой аномалии в 100-1000 раз превышает региональный фон (рис. 7.3.5).

Единственная аномалия гелия (0,001-0,007 об. %) также приурочена к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП (пункты Б-1, Б-2). Она тоже носит локальный характер и характеризуется изометричной конфигурацией. Ее горизонтальные размеры составляют 3,5 км (рис. 7.3.6). Максимум аномалии гелия несколько смещен от максимума аномалии водорода.

Распределение содержаний метана в пределах Бештеп-Чукуркульского участка значительно ровнее. Они составляют от 0,0001 до 0,0006 об. % со средним значением 0,0002 об. % и стандартным отклонением от среднего 0,0001 об. %.

В пунктах Б-1 и Б-53 получены максимальные концентрации со значениями 0,0006 и 0,0005 об. %.

Первый максимум (пункт Б-1) приурочен к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП.

Второй максимум (пункт Б-53) расположен на значительном удалении от обоих каналов (рис. 7.3.7).

В пределах рассматриваемого участка выделяются три неравноценных локальных аномалии изо-пентана и нормального пентана. Самая мелкая из них приурочена к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП. Она характеризуется изометричной формой, имеет поперечный размер порядка 2,0 км и расположена на расстоянии 1,0 км от устья канала ГТМП. Ее амплитуда не превышает 0,003 об. %.

Две другие более интенсивные аномалии с амплитудами более 0,008 об.% расположены на значительном удалении от каналов ГТМП (рис. 7.3.8).

Единственная аномалия изо-гексана и нормального гексана (0,005-0,030 об. %) также приурочена к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП (пункты Б-1, Б-2). Она тоже носит локальный ха-



Рис. 7.3.5. Схема распределения аномальных концентраций водорода в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания водорода; 4 - локальные аномалии водорода



Рис. 7.3.6. Схема распределения аномальных концентраций гелия в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания гелия; 4 - локальные аномалии гелия



Рис. 7.3.7. Схема распределения аномальных концентраций метана в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):

1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания метана; 4 - локальные аномалии метана



Рис. 7.3.8. Схема распределения аномальных концентраций изопентана и нормального пентана в пределах Бештепе-Чукуркульского участка

(составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):

1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания изо-пентана и нормального пентана; 4 - локальные аномалии изо-пентана и нормального пентана

ракти и характеризуется изометричной конфигурацией. Ее горизонтальные размеры составляют 4,0 км. Максимум аномалии изогекса и нормального гекаса хорошо совпадает с максимумом аномалии гелия (рис. 7.3.9)

Содержание азота изменяется в пределах 70,1- 81,9 об. % при среднем значении 77,2 об. %. В пределах рассматриваемого участка выделяются несколько локальных аномалий. Максимальная концентрация азота (81,9 об. %) зафиксирована в пункте Б-53 на значительном удалении от каналов ГТМП.

Однако одна небольшая аномалия расположена непосредственно над Бештепинским каналом ГТМП (рис. 7.3.10).

Содержание кислорода изменяется в пределах 5,0-21,0 об. % при среднем значении 21,0 об. %. Его распределение характеризуется наличием нескольких отрицательных аномалий. В пунктах Б-52 и Б-53 установлено его аномально низкое содержание (5,0 об.%). В пределах Бештепинского канала ГТМП расположена небольшая отрицательная аномалия, которая хорошо коррелируется с небольшой положительной аномалией азота (рис. 7.3.11).

В пунктах Б-52 и Б-53 установлено аномально высокое содержание углекислого газа, которое хорошо коррелируется с отрицательной аномалией кислорода и положительной аномалией азота (1,3 об. %). (рис. 7.3.12). В целом положительная корреляция температурных и газовых аномалий наблюдается для метана, гелия и водорода. При этом первая зона максимумов приурочена к Западно-Бештепинскому каналу ГТМП. В ее пределах также установлены проявления гомологов метана. Отрицательная корреляция температурных и газовых аномалий наблюдается для азота, кислорода и углекислого газа. Вторая зона максимумов расположена в зоне аномальных концентраций азота, кислорода и углекислого газа, которая пространственно тяготеет к Бештепинскому каналу ГТМП.

7.3.2. Выделение аномальных термогеохимических зон

В результате анализа пространственного расположения каналов ГТМП и геохимических аномалий в пределах Бештеп-Чукуркульского участка было установлено, что совпадение в плане аномалий температуры с аномально высоким содержанием ювенильных газов позволяет идентифицировать эти участки с проницаемыми зонами, по которым осуществляется глубинный теплоперенос потоком глубинных флюидов. Данный про-

212

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЙ ИЗО- И НОРМАЛЬНОГО ГЕКСАНА (08. %)

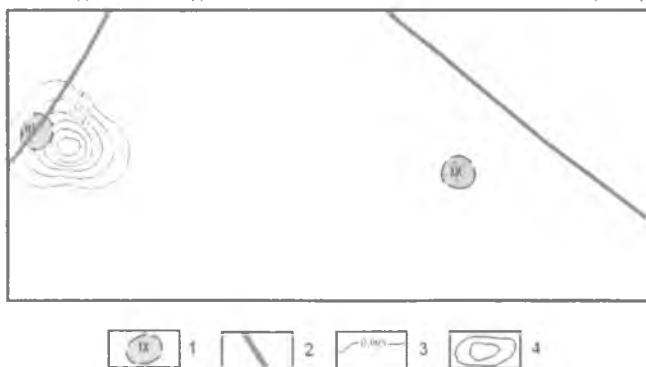


Рис. 7.3.9. Схема распределения аномальных концентраций изо-гексана и нормального гексана в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания изо-гексана и нормального гексана; 4 - локальные аномалии изо-гексана и нормального гексана

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЙ АЗОТА (08. %)



Рис. 7.3.10. Схема распределения аномальных концентраций азота в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного теплопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания азота; 4 - локальные аномалии азота

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЙ КИСЛОРОДА (об. %)

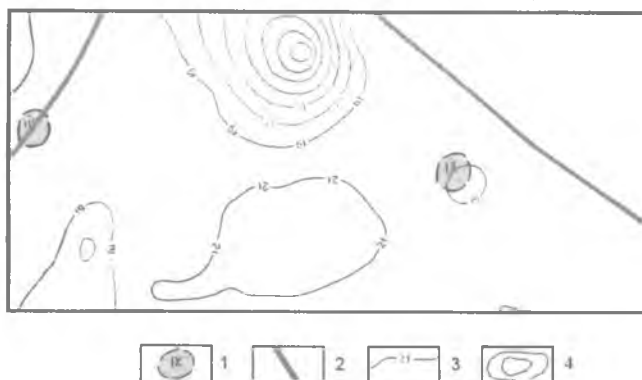


Рис. 7.3.11. Схема распределения аномальных концентраций кислорода в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного тепломассопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания кислорода; 4 - локальные аномалии кислорода

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЙ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА (об. %)

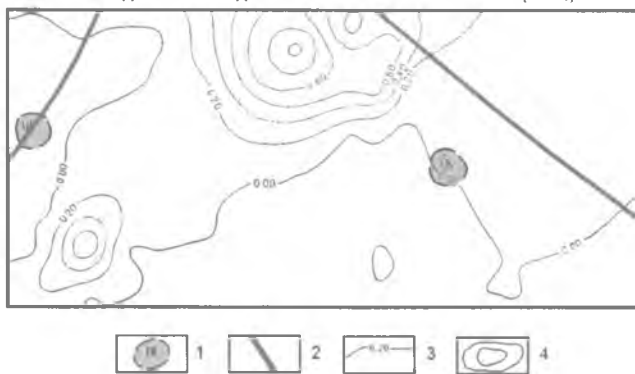


Рис. 7.3.12. Схема распределения аномальных концентраций углекислого газа в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Поликарпов, У.А. Камалходжаев, 2006 г.):
 1 - местоположение Бештепинского (IX) и Западно-Бештепинского (III) каналов глубинного тепломассопереноса; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии содержания кислорода; 4 - локальные аномалии углекислого газа

цесс происходит в течение длительного геологического времени и охватывает определенное конусообразное пространство в верхней части земной коры. Положение отдельных локальных аномалий со временем может меняться, но все они должны концентрироваться в пределах аномальной термогеохимической зоны, связанной с конкретным каналом ГТМП.

Методика выделения аномальных термогеохимических зон заключается в локализации некоторой области геологического пространства вокруг конкретного канала ГТМП, подверженной длительному воздействию глубинного тепломассопереноса в течение геологического времени.

Для этого имеются лишь «мгновенные» наблюдения температуры и концентраций отдельных химических элементов и соединений. Поэтому задача ставится таким образом, чтобы на основе имеющихся фактических данных, структурных факторов и термодинамических расчетов оконтурить аномальное термогеохимическое пространство.

В результате комплексной интерпретации имеющихся данных в пределах Бештепе-Чукуркульского участка нами были выделены Западно-Бештепинская и Бештепинская аномальные термогеохимические зоны (рис. 7.3.13).

Западно-Бештепинская аномальная термогеохимическая зона характеризуется значением плотности теплового потока на устье канала ГТМП порядка 130 мВт/м^2 . Ее горизонтальные размеры составляют 12 км. Локальная температурная аномалия ($20,0^\circ\text{C}$) установлена на расстоянии 3 км от центра термогеохимической зоны. Самая интенсивная локальная температурная аномалия ($20,5^\circ\text{C}$) расположена на удалении 7 км от центра.

В качестве проявлений ювенильных флюидов здесь установлены локальные геохимические аномалии гелия (0,0075 об. %), водорода (0,0200 об. %), метана (0,0004 об. %), изо- и нормального пентана (0,0020 об. %), изо- и нормального гексана (0,0300 об. %).

Максимальная локальная аномалия изо- и нормального пентана (0,0160 об. %) расположена на расстоянии 7 км от центра зоны. Максимальная локальная аномалия кислорода ($21,0$ об. %) расположена в 11 км от центра зоны. Максимальная локальная аномалия углекислого газа (1,2 об. %) расположена на расстоянии 11 км от центра зоны.

Бештепинская аномальная термогеохимическая зона характеризуется значением плотности теплового потока на устье канала

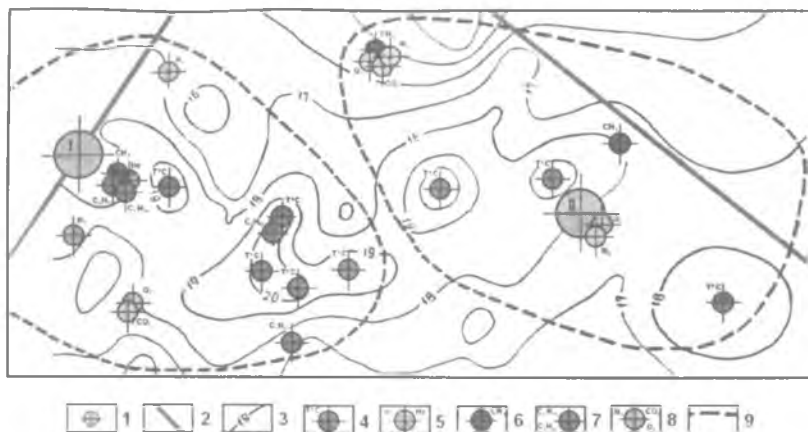


Рис. 7.3.13. Схема расположения аномальных термогеохимических зон в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2007 г.):

1 - каналы глубинного теплопереноса: I - Западно-Бештепинский, II - Бештепинский; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - изолинии температуры; локальные аномалии: 4 - температуры; 5 - водорода и гелия; 6 - метана; 7 - пентана и гексана; 8 - азота, кислорода и углекислого газа; 9 - аномальные термогеохимические зоны: I - Западно-Бештепинская, II - Бештепинская

ГТМП порядка 130 мВт/м^2 . Ее горизонтальные размеры составляют 8 км. Локальная температурная аномалия ($20,0^\circ\text{C}$) установлена на расстоянии 1,5 км от центра термобарогеохимической зоны. Самая интенсивная температурная аномалия ($20,5^\circ\text{C}$) расположена на удалении 10 км от центра. В качестве проявлений ювенильных флюидов здесь установлены локальные геохимические аномалии кислорода (19,0 об. %) и азота (79,0 об. %). Максимальная локальная аномалия изо- и нормального пентана (0,0160 об. %) расположена на расстоянии 9 км от центра зоны. Максимальная аномалия кислорода (21,0 об. %) расположена на расстоянии 6 км от центра. Максимальная локальная аномалия углекислого газа (1,2 об. %) расположена на расстоянии 7 км от центра зоны.

7.3.3. Разработка критериев ранжирования аномальных термогеохимических зон

В результате проведенных исследований было установлено, что

в пределах Бештепе-Чукуркульского участка существуют две аномальные термогеохимические зоны, которые связаны с Западно-Бештепинским и Бештепинским каналами ГТМП. При этом их выделение носит явно качественный характер. Это проявляется в том, что обе выделенные зоны характеризуются как общими диагностическими признаками, так и существенными различиями в проявлении отдельных локальных аномалий. Последнее связано с недостаточной изученностью самого процесса глубинного тепло-массопереноса в плане количества и соотношения поднимающихся глубинных флюидов.

Тем не менее, само наличие каналов глубинного тепло-массопереноса и окружающих их аномальных термогеохимических зон находит фактическое подтверждение в виде многочисленных локальных аномалий температуры и повышенных концентраций отдельных элементов и соединений. Поэтому в настоящее время для их сопоставления необходимо определить какой-то универсальный параметр, который теоретически объединял бы все рассматриваемые объекты. Очевидно, что таким параметром могут служить некоторые обобщенные энергетические характеристики процесса глубинного тепло-массопереноса.

Для ранжирования Западно-Бештепинской и Бештепинской аномальных термогеохимических зон по энергетическим характеристикам были разработаны специальные критерии:

1. Абсолютные значения плотности теплового потока над каналом ГТМП.
2. Горизонтальные размеры аномальной зоны.
3. Наличие локальных аномалий повышенной температуры.
4. Наличие локальных геохимических аномалий.
5. Корреляция температурных и геохимических аномалий.
6. Структурные факторы.

7.3.4. Составление схемы ранжирования аномальных термогеохимических зон

В результате предыдущих исследований были разработаны критерии ранжирования аномальных термогеохимических зон, которые включают абсолютные значения плотности теплового потока над каналом ГТМП, горизонтальные размеры аномальной зоны, наличие локальных аномалий повышенной температуры, наличие локальных геохимических аномалий, корреляцию температур-

ных и геохимических аномалий и другие структурные факторы. На повестку дня выдвигается задача непосредственного составления схемы ранжирования Западно-Бештепинской и Бештепинской аномальных термогеохимических зон в пределах Бештепе-Чукуркульского участка.

Для этого в качестве основы была использована схема расположения аномальных термогеохимических зон в пределах Бештепе-Чукуркульского участка. Ранее на ней по качественным признакам были выделены Западно-Бештепинская и Бештепинская аномальные термогеохимические зоны. Затем, на основе карты плотности теплового потока северо-западной части Бухаро-Хивинского региона в пределах указанных зон были нанесены изолинии плотности теплового потока в мВт/м^2 . На их основе были рассчитаны величины средней плотности тепловых потоков для каждой из аномальных зон. В порядке убывания они составили 125 мВт/м^2 для Западно-Бештепинской и 120 мВт/м^2 для Бештепинской аномальных термогеохимических зон.

Таким образом, для Западно-Бештепинской и Бештепинской аномальных термогеохимических зон были получены количественные энергетические характеристики, которые достаточно просто позволили составить схему их ранжирования по величинам средних плотностей тепловых потоков (рис. 7.3.14).

7.3.5. Картирование перспективных площадей в пределах аномальных термогеохимических зон

В рамках вышеизложенных исследований на территории Бештепе-Чукуркульского участка по сумме признаков были выделены две аномальные термогеохимические зоны, связанные с каналами глубинного тепломассопереноса. Обе эти зоны представляют собой достаточно обширные территории с неоднородным размещением локальных температурных и геохимических аномалий. Поэтому для проведения дальнейших поисковых геофизических работ необходимо выделить наиболее перспективные участки. С этой целью была предварительно разработана специальная методика.

На рассматриваемой территории наиболее энергетически активной является Западно-Бештепинская аномальная термогеохимическая зона. В ее пределах установлены самые разнообразные локальные температурные и геохимические аномалии. Все они

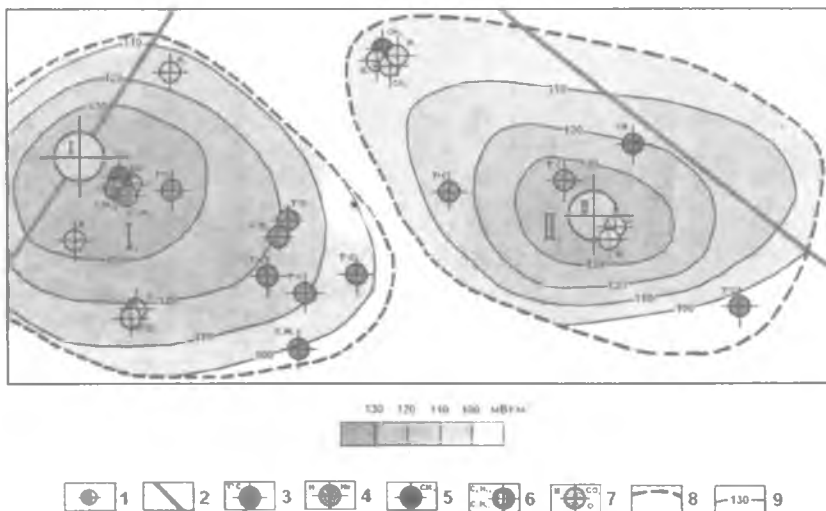


Рис. 7.3.14. Схема ранжирования аномальных термобарогеохимических зон в пределах Бештепе-Чукуркульского участка по энергетическим характеристикам (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2007 г.):

I - каналы глубинного теплопереноса: I - Западно-Бештепинский, II - Бештепинский; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - локальные аномалии температуры; 4 - локальные аномалии водорода и гелия; 5 - локальные аномалии метана; 6 - локальные аномалии пентана и гексана; 7 - локальные аномалии азота, кислорода и углекислого газа; 8 - аномальные термогеохимические зоны: I - Западно-Бештепинская, II - Бештепинская; 9 - изолинии плотности теплового потока мВт/м^2

характеризуются достаточно сложным пространственным распределением вокруг канала ГТМП.

Согласно разработанной методике, в пределах Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны нами выделяются три перспективные площади: Северо-Западная (1), Базарбайская (2) и Западно-Бештепинская (3) (рис. 7.3.15).

Бештепинская аномальная термогеохимическая зона является менее энергетически активной, чем Западно-Бештепинская.

Тем не менее, в ее пределах также установлены локальные температурные и геохимические аномалии со сложным пространственным распределением, но менее выраженным разнообразием поднимающихся глубинных флюидов. Согласно разработанной методике, здесь выделяются три перспективные площади: Тайкыр-I

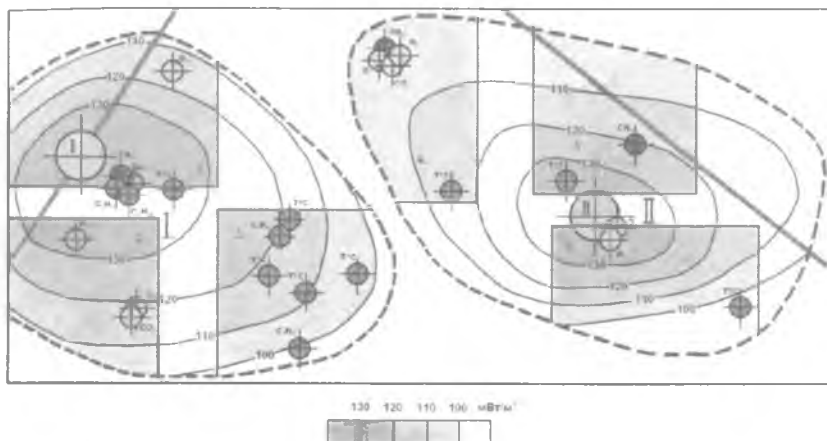


Рис. 7.3.15. Схема расположения перспективных площадей в пределах аномальных термогеохимических зон Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

1 - каналы глубинного теплопереноса: I - Западно-Бештепинский, II - Бештепинский; 2 - разломы в палеозойском комплексе; локальные аномалии: 3 - температуры; 4 - водорода и гелия; 5 - метана; 6 - пентана и гексана; 7 - азота, кислорода и углекислого газа; 8 - аномальные термогеохимические зоны: I - Западно-Бештепинская, II - Бештепинская; 9 - изолинии плотности теплового потока мВт/м²; 10 - нефтегазоперспективные площади: 1 - Северо-Западная, 2 - Базарбайская 3 - Западно-Бештепинская, 4 - Тайкыр-I, 5 - Тайкыр-III, 6 - Бештепинская (4), Тайкыр-III (5) и Бештепинская (6) (см. рис. 7.3.15).

Таким образом, в пределах Бештепе-Чукуркульского участка нами выделены шесть перспективных площадей, расположенных в пределах двух аномальных термогеохимических зон.

7.3.6. Краткая характеристика выделенных перспективных площадей

В результате проведенных исследований на территории Бештепе-Чукуркульского участка были выделены Западно-Бештепинская и Бештепинская аномальные термогеохимические зоны. В пределах Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны нами были закартированы Северо-Западная, Базарбайская

и Западно-Бештепинская перспективные площади. Аналогично в пределах Бештепинской аномальной термогеохимической зоны были закартированы перспективные площади Тайкыр-I, Тайкыр-III и Бештепинская.

Все указанные площади характеризуются различной перспективностью в плане воздействия глубинного тепломассопереноса. Поэтому для последующего проведения поисковых геофизических работ необходимо дать краткую характеристику выделенных перспективных площадей и наметить наиболее приоритетные объек-

ты.

Северо-Западная перспективная площадь расположена в северо-западной части Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксированы шесть локальных аномалий, включая приповерхностную температуру, гелий, метан, пентан, гексан и азот. При этом четыре локальные аномалии, включая гелий, метан, пентан и гексан, сосредоточены в одном месте в непосредственной близости от устья канала ГТМП и локальной температурной аномалии. Согласно структурным построениям по кровле юрских карбонатных отложений, здесь предполагается наличие небольшой локальной структуры в центральной части закартированной площади. На основе вышеизложенного Северо-западная перспективная площадь представляет собой самый приоритетный объект для постановки поисковых геофизических работ в составе Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

Базарбайская перспективная площадь расположена в юго-западной части Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксированы всего три локальные аномалии, включая водород, кислород и углекислый газ. Однако имеющаяся здесь единственная аномалия водорода свидетельствует о наиболее глубинном характере поднимающихся флюидов. В результате предыдущих геофизических работ в пределах рассматриваемой площади была выявлена одна небольшая локальная структура Базарбай по юрским карбонатным отложениям. По сумме признаков Базарбайская перспективная площадь является вторым приоритетным объектом для постановки поисковых геофизических работ в составе Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

Западно-Бештепинская перспективная площадь расположена в юго-восточной части Западно-Бештепинской аномальной

термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксированы шесть локальных аномалий, включая четыре аномалии приповерхностной температуры и две аномалии пентана. Согласно структурным построениям по кровле юрских карбонатных отложений, ранее здесь предполагалось наличие небольшой локальной структуры Зап. Бештепе в центральной части закартированной площади. По сумме признаков Западно-Бештепинская перспективная площадь является третьим приоритетным объектом для постановки поисковых геофизических работ в составе Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

Перспективная площадь Тайкыр-I расположена в северо-западной части Бештепинской аномальной термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксировано пять локальных аномалий, включая приповерхностную температуру, метан, азот, кислород и углекислый газ. При этом четыре локальные аномалии, включая метан, азот, кислород и углекислый газ, сосредоточены в одном месте, но на значительном удалении от аномалии приповерхностной температуры. В результате проведения полевых геофизических работ здесь была выявлена одна небольшая локальная структура Тайкыр-I по юрским карбонатным отложениям. По сумме признаков перспективная площадь Тайкыр-I является вторым приоритетным объектом для постановки поисковых геофизических работ в составе Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

Перспективная площадь Тайкыр-III расположена в северной части Бештепинской аномальной термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксированы одна локальная аномалия приповерхностной температуры и одна аномалия метана, которые сосредоточены в непосредственной близости от устья канала ГТМП. В результате проведения полевых геофизических работ здесь была выявлена одна локальная структура Тайкыр-III по юрским карбонатным отложениям. По сумме признаков перспективная площадь Тайкыр-III является первым приоритетным объектом для постановки поисковых геофизических работ в составе Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

Бештепинская перспективная площадь расположена в южной части Бештепинской аномальной термогеохимической зоны. В ее пределах зафиксированы три локальные аномалии, включая приповерхностную температуру, азот и кислород. При этом локальные аномалии азота и кислорода сосредоточены в одном месте и в непосредственной близости от устья канала ГТМП. Согласно

структурным построениям по кровле юрских карбонатных отложений, ранее здесь предполагалось наличие небольшой локальной структуры Бештепе в южной части закартированной площади. По сумме признаков Бештепинская перспективная площадь является третьим приоритетным объектом для постановки поисковых геофизических работ в составе Бештепинской аномальной термогеохимической зоны.

7.3.7. Переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических данных в пределах трех перспективных площадей Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны

В результате проведенных исследований в пределах Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны были закартированы и ранжированы Северо-Западная, Базарбайская и Западно-Бештепинская перспективные площади. Ранее там были выполнены некоторые объемы поисково-разведочных работ на нефть и газ. Некоторые фрагменты отработанных сейсмопрофилей МОГТ-2D пересекают в различных направлениях указанные перспективные площади. Поэтому представляется целесообразным провести переинтерпретацию имеющихся геолого-геофизических данных с учетом воздействия процесса глубинного тепломассопереноса (рис. 7.3.16).

Северо-Западная перспективная площадь занимает территорию 25,7 км². В ее пределах расположены фрагменты двух сейсмопрофилей МОГТ-2D № 07011699 и № 12001699. Они освещают геологический разрез преимущественно в северо-западной части рассматриваемой площади. Ее юго-восточная часть продолжает оставаться неисследованной. Данные бурения на рассматриваемой площади полностью отсутствуют.

Сейсмопрофиль № 07011699 протягивается в субширотном направлении на 6,0 км (ПК 160.00 - ПК 220.00). Полученное волновое поле характеризуется достаточно контрастным горизонтально-слоистым строением. В интервале времени 1,5-2,1 сек на нем хорошо выделяются отражающие горизонты T_2 , T_6 , T_7 и T_{10} , приуроченные к поверхностям нижнемеловых, средне-верхнеюрских карбонатных, нижне-среднеюрских терригенных отложений и палеозойского комплекса. Какие-либо локальные положительные структуры на сейсмогеологическом разрезе отсутствуют (рис. 7.3.17).

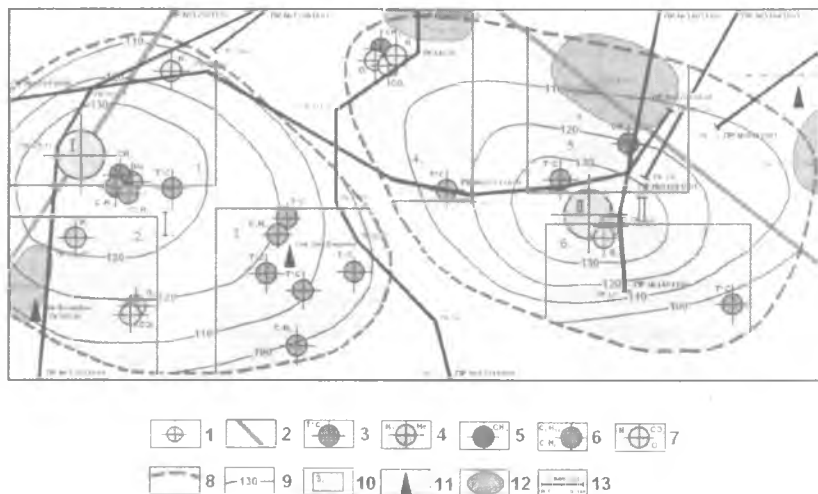


Рис. 7.3.16. Схема геолого-геофизической изученности Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

1 - каналы глубинного теплопереноса: I - Западно-Бештепинский, II - Бештепинский; 2 - разломы в палеозойском комплексе; локальные аномалии: 3 - температуры; 4 - водорода и гелия; 5 - метана; 6 - пентана и гексана; 7 - азота, кислорода и углекислого газа; 8 - аномальные термогеохимические зоны: I - Западно-Бештепинская, II - Бештепинская; 9 - изолинии плотности теплового потока мВт/м^2 , 10 - нефтегазоперспективные площади: 1 - Северо-Западная, 2 - Базарбайская, 3 - Западно-Бештепинская, 4 - Тайкыр-I, 5 - Тайкыр-III, 6 - Бештепинская; 11 - поисковые и разведочные скважины, 12 - выделенные локальные структуры; 13 - отработанные сейсмические профили МОГТ-2D

Сейсмопрофиль № 12001699 имеет ломаную траекторию протяженностью 7,0 км (ПК 560.00 - ПК 630.00). Он изменяет свое направление от меридионального до северо-восточного. Волновое поле всех трех его сегментов характеризуется сложным неоднородным строением. Максимальное количество отражающих площадок приурочено к сегменту с северо-западной ориентацией. В интервале времени 1,4-1,6 сек на нем выделяются отражающие горизонты T_2 и T_6 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых и средневерхнеюрских карбонатных отложений. Местоположение нижне-среднеюрских терригенных отложений и палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля.

Наблюдаемое на сейсмогеологическом разрезе воздымание от-

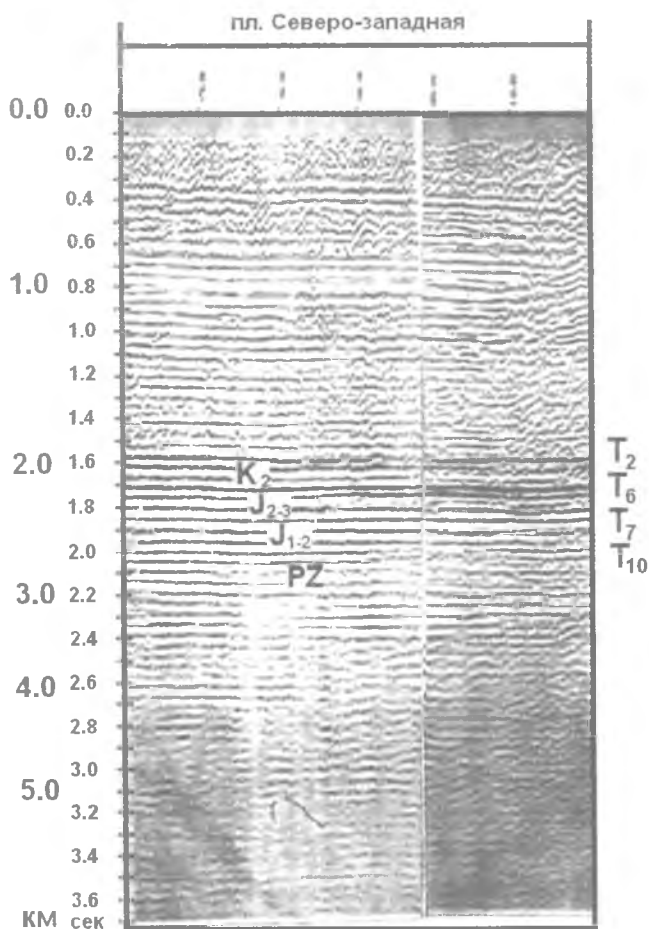


Рис. 7.3.17. Сейсмогеологический разрез по профилю № 07011699 (ПК 160.00 - ПК 220.00) (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгоиолов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_{1-2} - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

ражающих горизонтов в северо-восточном направлении может быть связано с эффектом состыковки трех различно ориентированных сегментов временного разреза (рис. 7.3.18).

Базарбайская перспективная площадь охватывает территорию 17,5 км². В ее пределах расположен фрагмент одного сейсмопрофиля МОГТ-2D № 12001699. Он освещает геологический разрез в западной части рассматриваемой территории.

Профиль протягивается в меридиональном направлении на 5,0 км (ПК 500.00 - ПК 550.00). В его створе на ПК 507.86 была пробурена поисковая скважина Базарбай-1, в которой получен отрицательный результат.

Волновое поле сейсмопрофиля характеризуется неоднородным строением с отдельными проявлениями горизонтально-слоистых отражений. В интервале времени 1,4-1,6 сек на нем выделяются отражающие горизонты T_2 и T_6 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых и средне-верхнеюрских карбонатных отложений. Местоположение ниже-среднеюрских терригенных отложений и палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. В южной части рассматриваемого сейсмогеологического разреза наблюдается небольшая антиклинальная структура, являющаяся удаленной частью более крупной структуры Базарбай (рис. 7.3.19).

Западно-Бештепинская перспективная площадь занимает территорию 22,5 км². В ее пределах расположен лишь небольшой фрагмент одного сейсмопрофиля МОГТ-2D № 13011699.

Он освещает геологический разрез в северо-восточной части рассматриваемой территории. Профиль протягивается в северо-западном направлении на 3 км (ПК 50.00 - ПК 80.00) и состоит из двух сегментов с разной ориентацией.

Волновое поле сейсмопрофиля характеризуется неоднородным строением с отдельными проявлениями горизонтально-слоистых отражений. В интервале времени 1,5-1,8 сек на нем выделяются отражающие горизонты T_2 и T_6 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых и средне-верхнеюрских карбонатных отложений. Местоположение ниже-среднеюрских терригенных отложений и

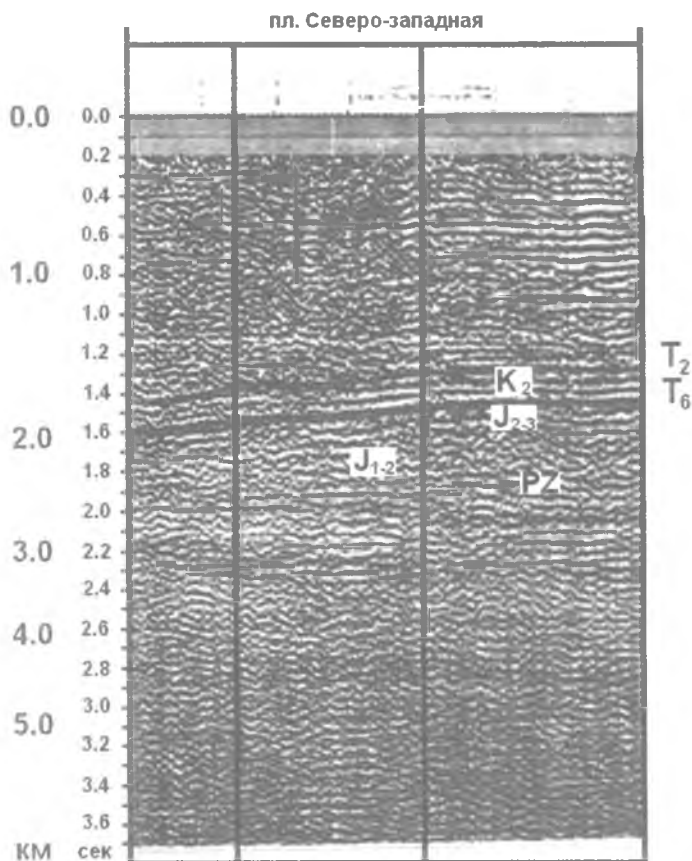


Рис. 7.3.18. Сейсмогеологический разрез по профилю № 12001699 (ПК 560.00 - ПК 630.00) (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности нижне-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; $J_{2.3}$ - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; $J_{1.2}$ - нижне-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

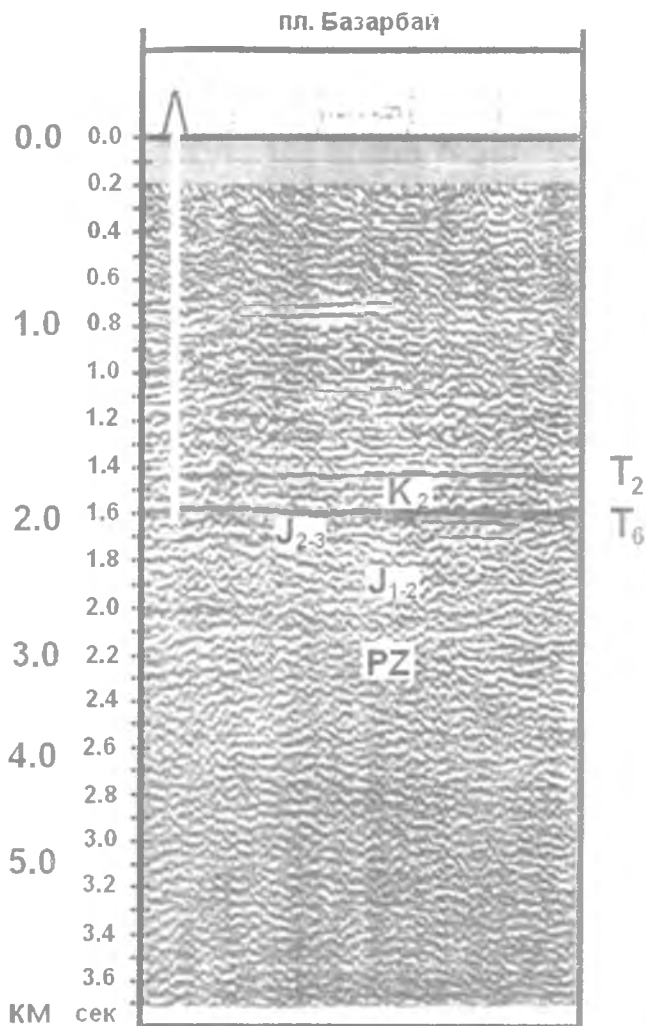


Рис. 7.3.19. Сейсмогеологический разрез по профилю № 12001699 (ПК 500.00 - ПК 550.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_{1-2} - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

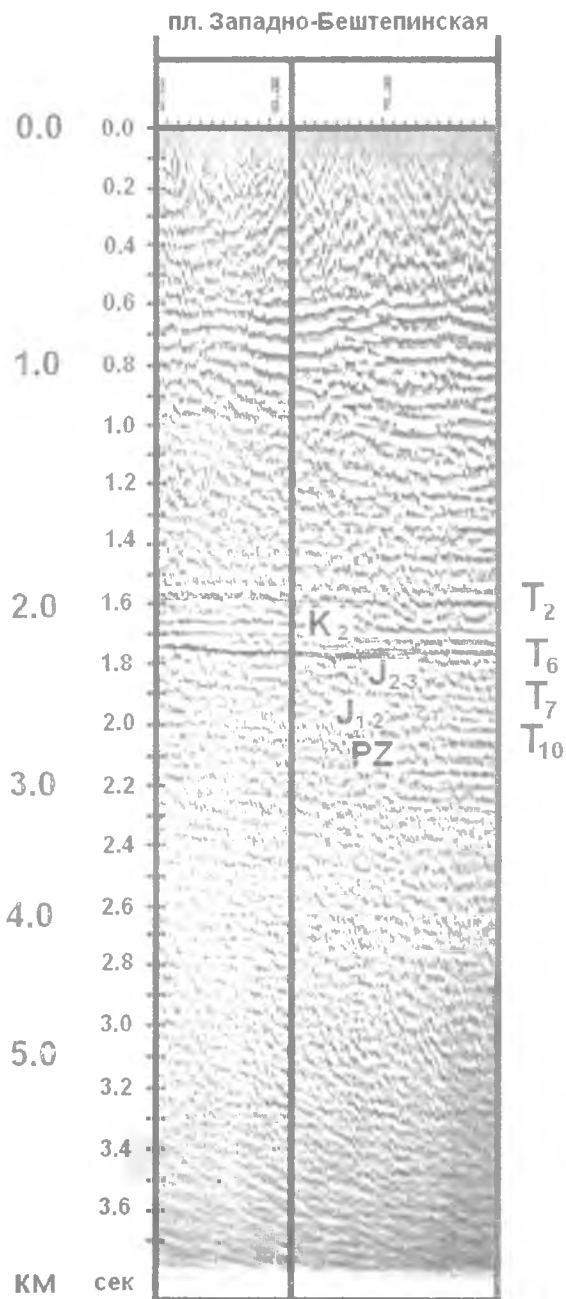


Рис. 7.3.20. Сейсмогеологический разрез по профилю № 13011699 (ПК 50.00 - ПК 80.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.)

T₂ - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T₆ - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T₇ - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K₂ - нижнемеловые терригенные отложения; T₁₀ - отражающий горизонт по поверхности карбонатные отложения; J₁₂ - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. Какие-либо локальные положительные структуры на сейсмо-геологическом разрезе отсутствуют (рис. 7.3.20).

7.3.8. Переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических данных в пределах трех перспективных площадей Бештепинской аномальной термогеохимической зоны

В результате проведенных исследований в пределах Бештепинской аномальной термогеохимической зоны были закартированы и ранжированы перспективные площади Тайкыр-3, Тайкыр-1 и Бештепинская. Ранее там также были выполнены некоторые объемы поисково-разведочных работ на нефть и газ. Поэтому представляется целесообразным провести переинтерпретацию имеющихся геолого-геофизических данных с учетом воздействия процесса глубинного тепломассопереноса.

Перспективная площадь Тайкыр-3 охватывает территорию 20,2 км². В ее пределах расположены фрагменты трех сейсмопрофилей МОГТ-2D № 14011099, № 07011699, № 59041801. Они освещают геологический разрез в восточной и южной частях рассматриваемой площади. Ее западная и центральная части продолжают оставаться неисследованными. Данные бурения здесь полностью отсутствуют.

Сейсмопрофиль № 14011099 протягивается в субмеридиональном направлении на 4,2 км (ПК 38.00 - ПК 80.00).

Его волновое поле характеризуется неоднородным строением с отдельными проявлениями горизонтально-слоистых отражений. В интервале времени 1,4-1,7 сек на нем выделяются отражающие горизонты T_2 , T_6 и T_7 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых, средне-верхнеюрских карбонатных и нижнесреднеюрских терригенных отложений. Местоположение палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. Его внутренняя структура расшифровке не поддается. На рассматриваемом сейсмо-геологическом разрезе наблюдается монотонное воздымание отражающих горизонтов T_2 , T_6 и T_7 , связанное с ранее установленной антиклинальной структурой Тайкыр-3 (рис. 7.3.21).

Сейсмопрофиль № 07011699 протягивается в субширотном и северо-восточном направлениях на 6,5 км (ПК 336.00 - ПК

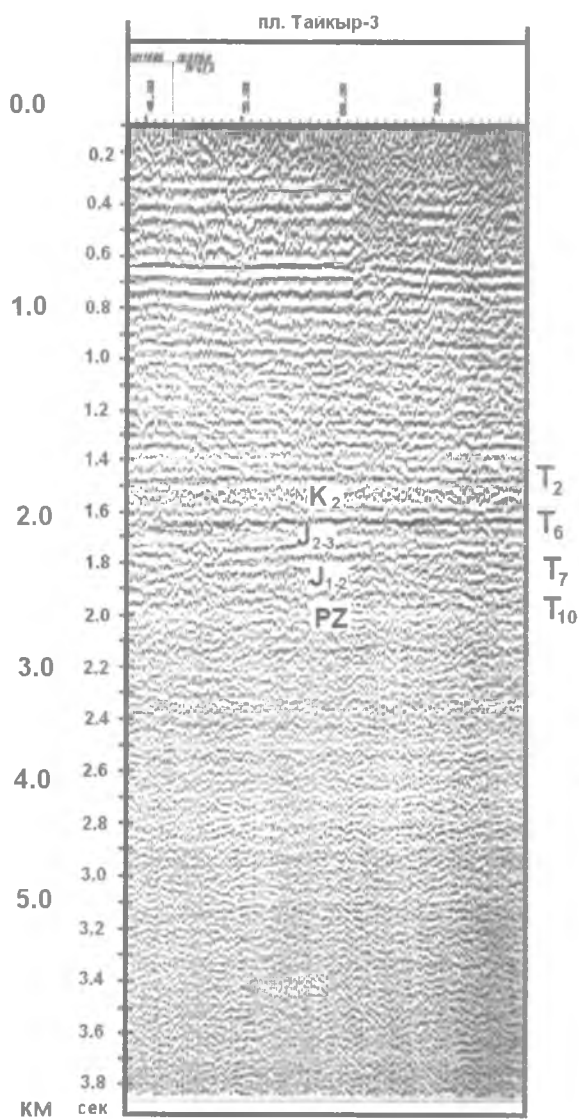


Рис. 7.3.21. Сейсмогеологический разрез по профилю № 1401199 (ПК 38.00 – ПК 80.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_2 - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

403.00). Полученное волновое поле на двух разноориентированных сегментах профиля характеризуется достаточно контрастным горизонтально-слоистым строением. В интервале времени 1,4-2,0 сек на нем хорошо выделяются отражающие горизонты T_2 , T_6 , T_7 и T_{10} , приуроченные к поверхностям нижнемеловых, средне-верхнеюрских карбонатных, ниже-среднеюрских терригенных отложений и палеозойского комплекса. В составе палеозойского комплекса также прослеживается целый ряд горизонтальных отражающих площадок.

На рассматриваемом сейсмогеологическом разрезе наблюдается устойчивое воздымание слева направо всех отражающих горизонтов T_2 , T_6 , T_7 и T_{10} . Однако эта картина может носить несколько утрированный характер в связи с эффектом состыковки двух различно ориентированных сегментов временного разреза (рис. 7.3.22).

Сейсмопрофиль № 59041801 протягивается в северо-восточном направлении на 2,7 км (ПК 03.00 - ПК 30.00). Его волновое поле характеризуется достаточно контрастным горизонтально-слоистым строением.

В интервале времени 1,4-2,0 сек на нем хорошо выделяются отражающие горизонты T_2 , T_6 и T_7 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых, средне-верхнеюрских карбонатных и ниже-среднеюрских терригенных отложений. Положение палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. На рассматриваемом сейсмогеологическом разрезе какие-либо локальные структуры не выделяются (рис. 7.3.23).

Перспективная площадь Тайкыр-1 занимает территорию 17,4 км². В ее пределах расположены фрагменты двух сейсмопрофилей МОГТ-2D № 13011699 и № 07011699. Они освещают геологический разрез в северной и южной частях рассматриваемой площади. Ее центральная часть продолжает оставаться неисследованной. Данные бурения здесь отсутствуют.

Сейсмопрофиль № 13011699 протягивается в северо-восточном и меридиональном направлениях на 4,6 км (ПК 114.00 - ПК 160.00). Наблюдаемое волновое поле на двух разноориентированных сегментах профиля характеризуется неоднородным строением. В интервале времени 1,4-1,8 сек на нем устойчиво выделяются лишь отражающие горизонты T_2 и T_6 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых и средне-верхнеюрских карбонатных отложений.

Ниже на временах 1,9-2,1 сек фрагментарно прослежи-

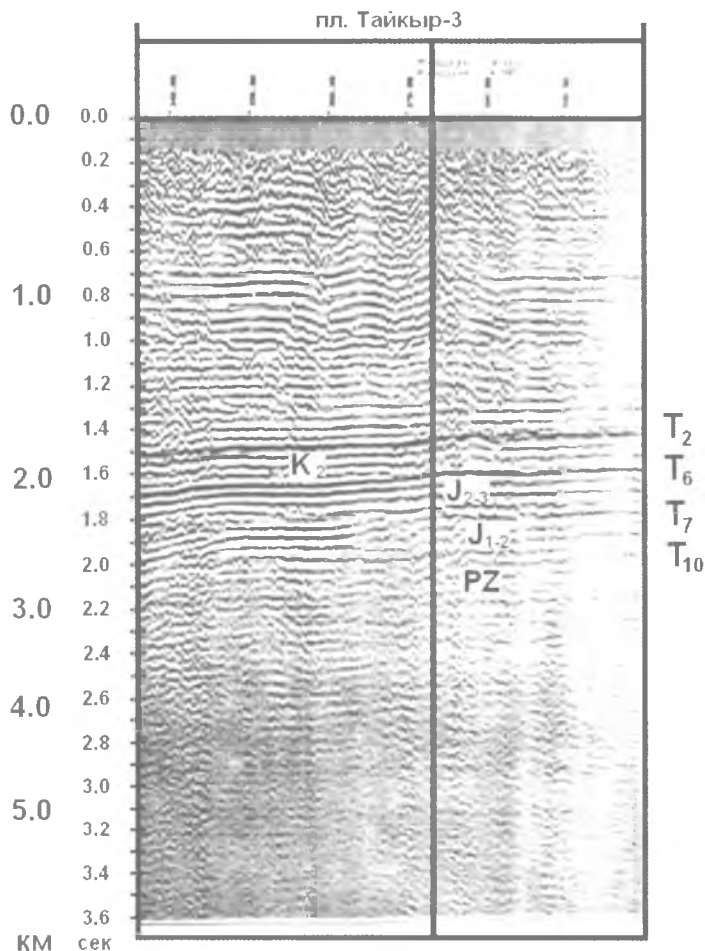


Рис. 7.3.22. Сейсмогеологический разрез по профилю № 07011699 (ПК 336.00 - ПК 403.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений, T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений, T_7 - отражающий горизонт по поверхности нижне-среднеюрских терригенных отложений, T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса, K_2 - нижнемеловые отложения, J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения, J_{1-2} - нижне-среднеюрские терригенные отложения, PZ - палеозойский комплекс

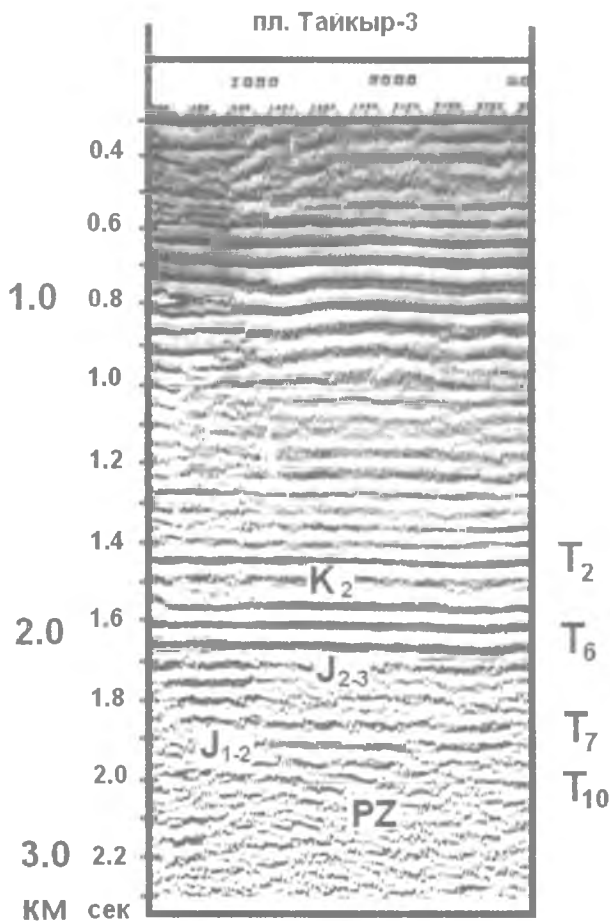


Рис. 7.3.23. Сейсмогеологический разрез по профилю № 59041801 (ПК 03.00 - ПК 30.00) (составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности нижне-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_{1-2} - нижне-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

вается отражающий горизонт T_7 , связанный с поверхностью ниже-среднеюрских терригенных отложений. Возможное положение T_{10} и всего палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. На рассматриваемом сейсмо-геологическом разрезе в пределах меридионально-ориентированного сегмента профиля выделяется фрагмент ранее выделенной высокоамплитудной складки Тайкыр-1 (рис. 7.3.24).

Сейсмопрофиль № 07011699 протягивается в субширотном направлении на 3,0 км (ПК 290.00 - ПК 320.00). Его волновое поле характеризуется контрастным горизонтально-слоистым строением. В интервале времени 1,5-2,2 сек на нем устойчиво прослеживаются отражающие горизонты T_{22} , T_{62} , T_7 и T_{102} , приуроченные к поверхностям нижнемеловых, средне-верхнеюрских карбонатных, ниже-среднеюрских терригенных отложений и палеозойского комплекса.

В составе палеозойского комплекса также прослеживается целый ряд горизонтальных отложений. Локальные положительные структуры здесь не выделяются (рис. 7.3.25).

Бештепинская перспективная площадь охватывает территорию 22,7 км². В ее пределах расположен самый южный фрагмент единственного сейсмопрофиля МОГТ-2D № 14011099, который имеет протяженность всего 2,7 км в меридиональном направлении (ПК 01.00 - ПК 28.00). Он освещает геологический разрез северо-западной части рассматриваемой площади. На остальной территории геологоразведочные работы здесь не проводились. Волновое поле этого сейсмопрофиля характеризуется неоднородным строением. В интервале времени 1,5-1,7 сек на нем устойчиво выделяются лишь отражающие горизонты T_2 и T_6 , приуроченные к поверхностям нижнемеловых и средне-верхнеюрских карбонатных отложений.

Ниже на временах 1,8-1,9 сек фрагментарно прослеживается отражающий горизонт T_7 , связанный с поверхностью ниже-среднеюрских терригенных отложений. Положение T_{10} и палеозойского комплекса определено условно по изменению рисунка волнового поля. На рассматриваемом сейсмогеологическом разрезе положительные локальные структуры не выделяются (рис. 7.3.26).

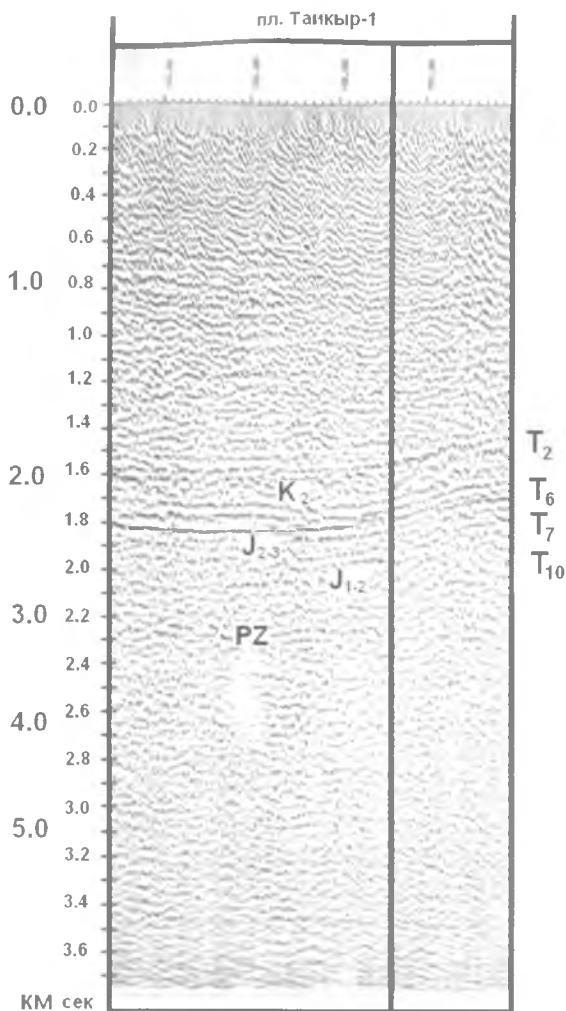


Рис. 7.3.24. Сейсмогеологический разрез по профилю № 13011699 (ПК 114.00 - ПК 180.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_{1-2} - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

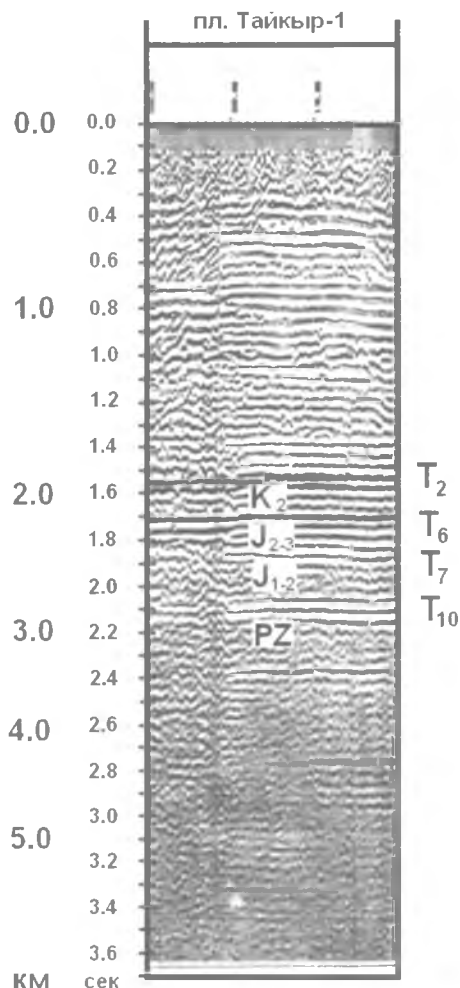


Рис. 7.3.25. Сейсмогеологический разрез по профилю № 07011699 (ПК 290.00 - ПК 320.00)
(составили А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности ниже-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения; J_{2-3} - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; J_{1-2} - ниже-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

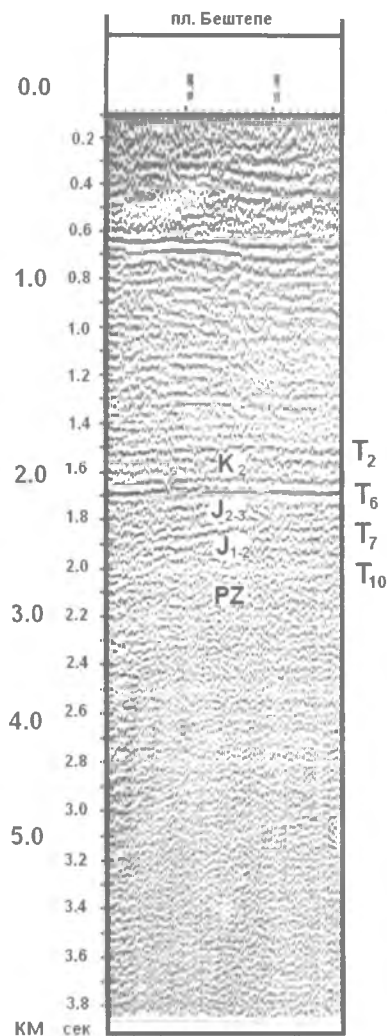


Рис. 7.3.26. Сейсмогеологический разрез по профилю № 1401199 (ПК 01.00 - ПК 28.00) (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):

T_2 - отражающий горизонт по поверхности нижнемеловых отложений; T_6 - отражающий горизонт по поверхности средне-верхнеюрских карбонатных отложений; T_7 - отражающий горизонт по поверхности нижне-среднеюрских терригенных отложений; T_{10} - отражающий горизонт по поверхности палеозойского комплекса; K_2 - нижнемеловые отложения, $J_{2,3}$ - средне-верхнеюрские карбонатные отложения; $J_{1,2}$ - нижне-среднеюрские терригенные отложения; PZ - палеозойский комплекс

7.3.9. Практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ в пределах трех перспективных площадей Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны

В результате проведенных исследований в составе Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоны были закартированы и ранжированы в порядке убывания следующие перспективные площади: Северо-Западная, Базарбайская и Западно-Бештепинская. С целью уточнения их геологического строения были переинтерпретированы имеющиеся временные разрезы МОГТ-2D.

Полученные данные позволяют разработать некоторые практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ. Учитывая, что рассматриваемая территория находится в пределах культурной зоны, для выделения новых нефтегазоперспективных объектов предлагается использовать комплекс геофизических методов, состоящий из сейсморазведки МОГТ-2D (по возможности), электроразведки МТЗ и высокоточной гравиразведки (рис. 7.3.27).

Северо-Западная перспективная площадь рассматривается как первоочередной объект рассматриваемой аномальной зоны и всего исследуемого Бештепе-Чукуркульского участка. Здесь по данным термогеохимической съемки закартирован самый энергетически активный канал ГТМП с зафиксированным проявлением глубинных флюидов. В результате предыдущих геолого-геофизических работ здесь не было выделено локальных нефтегазоперспективных структур. Однако в пределах центральной части данной площади прогнозируется наличие одной локальной структуры. Для ее выделения рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из одного продольного и двух поперечных геофизических профилей общей протяженностью 18,5 пог. км.

Базарбайская перспективная площадь рассматривается как второочередной объект рассматриваемой аномальной зоны. Здесь также зафиксированы температурные аномалии и проявления глубинных флюидов, связанные с наиболее энергетически активным каналом ГТМП.

Кроме того, в пределах рассматриваемой площади в результате проведенных геолого-геофизических работ была выделена локальная структура Базарбай. В целях уточнения ее геологического

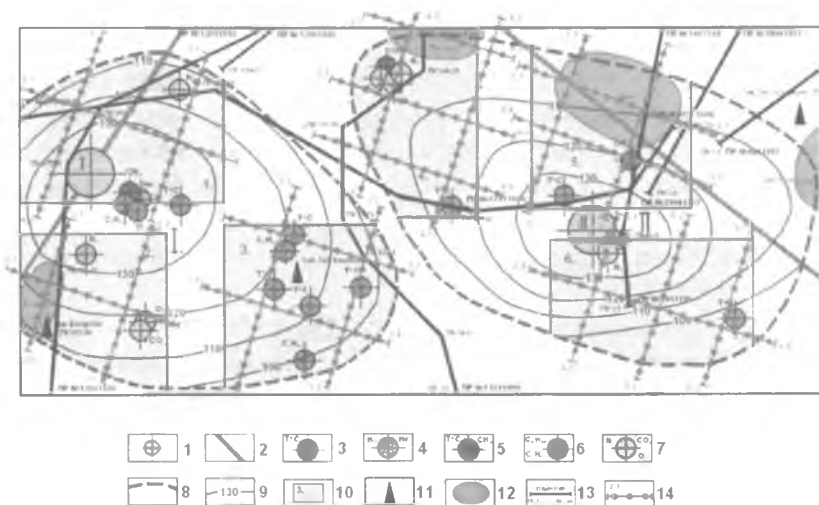


Рис. 7.3.27. Схема размещения рекомендуемых геофизических профилей в пределах Бештепе-Чукуркульского участка (составили А.А. Аби-дов, Ф.Г. Долгополов, Ан.Т. Бабаджанов, У.А. Камалходжаев, 2008 г.):
 I - каналы глубинного тепломассопереноса: I - Западно-Бештепинский, II - Бештепинский; 2 - разломы в палеозойском комплексе; 3 - локальные аномалии температуры; 4 - локальные аномалии водорода и гелия; 5 - локальные аномалии метана; 6 - локальные аномалии пентана и гексана; 7 - локальные аномалии азота, кислорода и углекислого газа; 8 - аномальные термогеохимические зоны: I - Западно-Бештепинская, II - Бештепинская; 9 - изолинии плотности теплового потока, мВт/м²; 10 - нефтегазоперспективные площади: 1 - Северо-Западная, 2 - Базарбайская, 3 - Западно-Бештепинская, 4 - Тайкыр-I, 5 - Тайкыр-III, 6 - Бештепинская; 11 - поисковые и разведочные скважины; 12 - выделенные локальные структуры; 13 - отработанные сейсмические профили МОГТ-2D; 14 - рекомендуемые геофизические профили

строения здесь рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из одного продольного и двух поперечных геофизических профилей общей протяженностью 15,0 пог. км.

Западно-Бештепинская перспективная площадь рассматривается как объект третьей очереди рассматриваемой аномальной зоны. В пределах данной площади установлена лишь группа температурных и углеводородных аномалий.

В результате предыдущих геолого-геофизических работ здесь не было выделено сколько-нибудь локальных нефтегазоперспективных структур. Однако недостаточная геолого-геофизическая изученность рассматриваемой площади позволяет предположить здесь наличие группы локальных объектов. Для их выделения рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из двух продольных и двух поперечных геофизических профилей общей протяженностью 24,5 пог. км.

7.3.10. Практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ в пределах трех перспективных площадей Бештепинской аномальной термогеохимической зоны

Аналогично Западно-Бештепинской аномальной термогеохимической зоне в составе Бештепинской зоны были также закартированы и ранжированы в порядке убывания следующие перспективные площади: Тайкыр-3, Тайкыр-1 и Бештепинская. Для уточнения их геологического строения провели переинтерпретацию имеющихся временных разрезов МОГТ-2D. Полученные данные позволили также разработать некоторые практические рекомендации по проведению поисковых геофизических работ. Учитывая, что рассматриваемая территория, как и предыдущая, находится в пределах культурной зоны, то для выделения новых нефтегазоперспективных объектов целесообразно использовать комплекс геофизических методов, состоящий из сейсморазведки МОГТ-2D (по возможности), электроразведки МТЗ и высокоточной гравиразведки (см. рис. 7.3.16).

Перспективная площадь Тайкыр-3 рассматривается как первоочередной объект исследуемой аномальной зоны. По данным термогеохимической съемки на ее южной границе расположен канал ГТМП с зафиксированным проявлением глубинных флюидов в виде аномалий температуры и метана. В результате предыдущих

геолого-геофизических работ здесь была выделена локальная нефтегазоперспективная структура Тайкыр-3. В целях уточнения ее геологического строения рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из двух продольных и двух поперечных геофизических профилей общей протяженностью 25,0 пог. км.

Перспективная площадь Тайкыр-1 рассматривается как второочередной объект исследуемой аномальной зоны. Фиксируется группа локальных аномалий. В результате предыдущих геолого-геофизических работ здесь была выделена небольшая локальная нефтегазоперспективная структура Тайкыр-1. В целях ее детализации и уточнения геологического строения прилегающей территории рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из трех продольных и двух поперечных геофизических профилей общей протяженностью 29,5 пог. км.

Бештепинская перспективная площадь рассматривается как объект третьей очереди исследуемой зоны. В пределах данной площади установлены лишь локальные аномалии температуры и азота. В результате предыдущих геолого-геофизических работ здесь не было выделено ни одной локальной нефтегазоперспективной структуры. Тем не менее, явно недостаточная геолого-геофизическая изученность рассматриваемой площади позволяет предположить здесь наличие одного или двух локальных объектов. Для их выделения рекомендуется система полевых геофизических наблюдений, состоящая из одного продольного и трех поперечных геофизических профилей общей протяженностью 22,5 пог. км.

7.3.11. Дальнейшая программа проведения термогеохимических съемок в Чарджоуской нефтегазоносной области

В настоящее время вышеизложенные рекомендации уже включены в планы геофизических работ на 2010 г. Наряду с этим разработана программа проведения термогеохимических съемок в пределах Гужайли-Мурадкудукского и Южно-Гужайлийского участков (см. рис. 7.3.2). Проведение термогеохимических съемок в пределах этих участков намечено на 2010-2011 гг. Методическое пособие по проведению полевой термогеохимической съемки в соответствии с изобретением способа выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов, зарегистрированного в Государственном патентном ведомстве Ре-

спублики Узбекистан, рассмотрено в соответствующих инстанциях и рекомендовано к использованию в промышленном масштабе.

7.4. Араломорская нефтегазоносная область Туранской провинции

Араломорская нефтегазоносная область выделяется в составе Северо-Кызылкумской синеклизы Туранской плиты и ограничена с запада тектоническими элементами Устюртской синеклизы (см. рис. 7.2.1). Здесь выделен ряд геоструктурных элементов (Судочий, Талдыкский, Северо-Аральский прогибы и Восточно-Аральское поднятие, Аккалинский выступ, Тахтакаирский вал и др.), соответствующих одноименным нефтегазоносным районам.

В 1998 г. по поручению Президента Республики Узбекистан И.А. Каримова разработана программа геологоразведочных работ по освоению нефтегазоносности Устюртского региона, и количество буровых станков здесь доведено до 12 (до этого было всего 2). Большинство из них было сконцентрировано в Судочьем прогибе.

Таким образом, Судочий прогиб, расположенный в Устюртском регионе, начиная с 1998 года, стал главной ареной поисково-разведочных работ, в результате которых было открыто около 10 месторождений УВ: Вост. Бердах, Учсай, Сев. Бердах, Сургиль, Шагырлык и др., в т. ч. с запасами природного газа более 100 млрд м³ (см. рис. 7.2.1). Проведенные здесь геологоразведочные работы за последние годы позволили также внести некоторые уточнения в существующие представления в тектоническом строении Устюртского региона и в частности Судочьего прогиба.

Судочий прогиб в тектонических схемах, разработанных до разворота здесь геологоразведочных работ, был отнесен в состав Северо-Устюртской синеклизы («Нефтяные и газовые...», 1987), а в последней уточненной схеме по результатам новых геолого-геофизических данных - в состав Араломорской впадины (см. рис. 7.2.1). Рассматриваемый тектонический элемент, согласно новой тектонической схеме А.А. Абидова, Т.Л. Бабаджанова (2005), граничит: на западе и северо-западе – с Куаныш-Коскалинским валом и Актумсукской системой дислокации, на северо-востоке – с Лазаревским поднятием, на востоке через Арало-Кызылкумский разлом – с Талдыкским прогибом, на юго-востоке – с Тахтакаирским валом.

Несмотря на открытие за последние годы в Судочьем проги-

бе ряда новых месторождений УВ, не разработанной оставалась детальная схема его нефтегазогеологического районирования. В связи с этим в 2008 г. Х.А. Абидовым была предложена нефтегазогеологическая схема Судочьего прогиба, разработанная на основе тектонических принципов (рис. 7.4.1). Согласно ей, в пределах внутрисинеклизной впадины, представляющей Араломорскую нефтегазоносную область, выделены следующие нефтегазоносные районы (НГР): Судочий, Тахтакаирский, Острова Возрождения, Северо-Аральский, Восточно-Аральский, Талдыкский, Аккалинский и Южно-Араломорский. Они контролируются как положительными, так и отрицательными тектоническими элементами. Из выделенных восьми нефтегазоносных районов четыре контролируются положительными тектоническими элементами (вал, поднятие, выступ), три - отрицательными (прогибы) и один - Южной моноклиной Араломорской впадины.

Из этих НГР на сегодняшний день промышленная продуктивность установлена в пределах Судочьего и Тахтакаирского, остальные НГР являются потенциальными и по мере роста степени их изученности будут открыты новые локальные скопления УВ.

Степень геолого-геофизической изученности и выявленность ряда скоплений УВ позволяют разработать детальную схему нефтегазогеологического районирования Судочьего НГР, что очень важно для дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности.

В Судочьем прогибе локальные поднятия, контролирующие продуктивность месторождений УВ, располагаются в пределах отдельных зон, имеющих субмеридиональное простирание, направленное с юго-востока на северо-запад. Таких зон локальных поднятий (ЗЛП) выделено четыре: Кунград-Ургинская, Раушан-Аральская, Шагарлык-Кабанбайская и Муйнак-Арманская, которые, согласно принципам нефтегазогеологического районирования, контролируют формирования соответствующих одноименных зон нефтегазонакоплений (ЗНГН) (рис. 7.4.2).

Из выделенных четырех зон газонефтенакпления две зоны - Кунград-Ургинская и Шагырлык-Кабанбайская относятся к категории с установленной промышленной газоконденсатностью, а остальные две зоны - к потенциально газонефтеносной категории (Х.А. Абидов, 2008).

Анализ временных сейсмических разрезов показал, что в основании юрской толщи прослеживаются рифтоподобные грабены, заполненные осадочными образованиями большой толщины

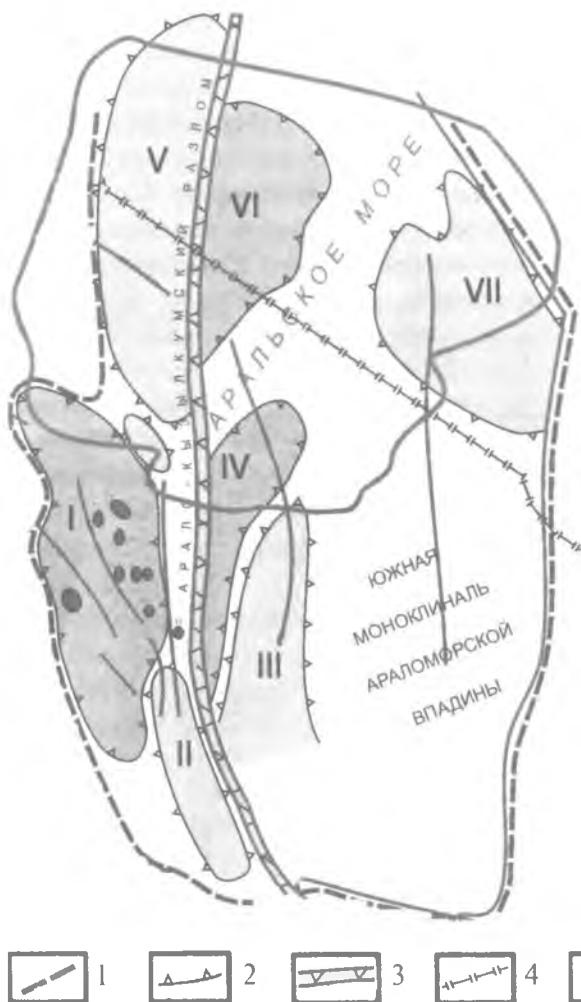


Рис. 7.4.1. Схема нефтегазогеологического районирования Араломорской нефтегазоносной области (составил Х.А. Абидов, 2008 г.):

Условные обозначения: Границы: 1 - нефтегазоносной области, 2 - нефтегазоносных районов: I - Судочий, II - Тахтакаирский, III - Аккалинский, IV - Талдыкский, V - о-ва Возрождения, VI - Северо-Аральский, VII - Восточно-Аральский; 3 - Арало-Кызылкумский разлом; 4 - государственная граница; 5 - газоконденсатные месторождения: 1 - Шахпахты, 2 - Куаныш, 3 - Зап.Барсакельмес, 4 - Акчалак, 5 - Карачалак, 6 - Кокчалак, 7 - Урга, 8 - Учсай, 9 - Вост.Бердах, 10 - Шагырлык, 11 - Бердах, 12 - Сев.Арал, 13 - Сургиль, 14 - Сев.Бердах, 15 - Шега

позднепалеозойского времени. Такие структуры были выявлены в пределах газоконденсатных месторождений Восточный Бердах и Сургиль. В связи с этим дальнейшие перспективы поисков новых скоплений УВ в Араломорской НГО могут быть связаны с еще неосвоенными потенциально нефтегазоносными районами и зонами нефтегазонакопления по традиционному осадочному чехлу, в частности с юрской толщей, а также с нижележащими верхнепалеозойскими образованиями в пределах уже выявленных локальных скоплений углеводородов.

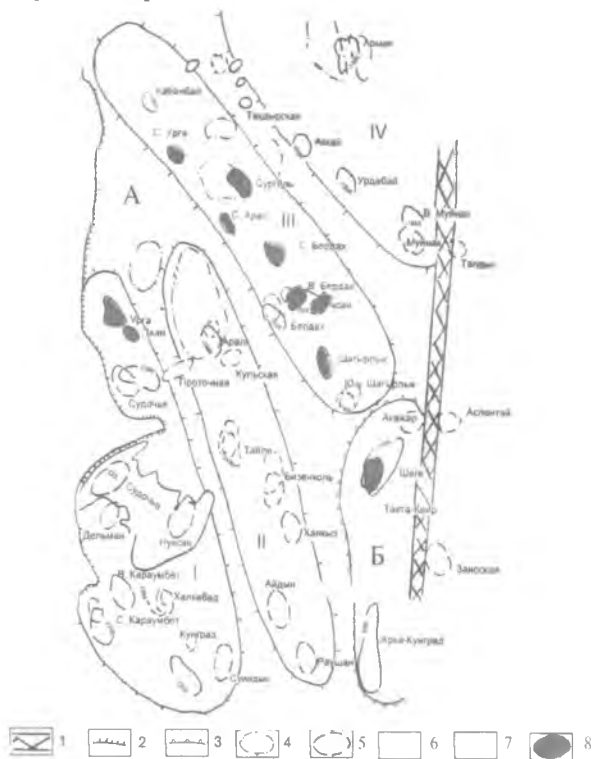


Рис. 7.4.2. Схема нефтегазогеологического районирования

Судочьего прогиба (составил Х.А. Абидов, 2008 г.):

I - Арало-Кызылкумский разлом; *2* - западная граница Судочьего нефтегазоносного района («чинка»); *3* - граница Судочьевого и Тахтакаирского НГР; локальные поднятия: *4* - в виде космофотоаномалий; *5* - по данным сейсморазведки; зоны нефтегазонакопления (*I* - Кунград-Ургинская, *II* - Раушан-Аральская, *III* - Шагырлык-Кабанбайская, *IV* - Муйнак-Арманская); *6* - с установленной продуктивностью; *7* - с потенциальной продуктивностью; *8* - газоконденсатные месторождения; нефтегазоносные районы: *A* - Судочий, *Б* - Тахтакаирский

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В монографии основные взгляды на генезис нефти и газа сведены в три направления - органическое, неорганическое и микстгенетическое. Коротко излагая эволюцию взглядов на формирование этих направлений, автором сделана попытка раскрыть прикладное значение каждого из направлений в решении вопросов поиска скоплений УВ и сделан вывод о том, что исходная позиция к микстгенетическому природному синтезу нефти и газа не подразумевает многовариантность или же сублимацию всех существующих гипотез и концепций образования нефти и газа, т.е. «полигенеза углеводородов», а носит стройную системную основу, изложенную в настоящей монографии.

В книге особый акцент сделан на *локальный прогноз нефтегазоносности недр на основе новой микстгенетической схемы образования нефти и газа*, разработка которой увенчалась с выдачей коллективу специалистов под руководством автора монографии патента на изобретение «Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов», зарегистрированного в Государственном патентном ведомстве Республики Узбекистан. В основу данного изобретения положен новый метод локального прогноза нефтегазоносности недр, выполняемый путем проведения комплекса недорогостоящих и оперативных полевых исследований по изучению теплового потока и геохимических особенностей недр по эманациям ювенильных газов. Комплексирование этих двух методов производится впервые. Оно направлено на решение принципиально новой единой задачи – картирования каналов ГТМП, занимающих ключевую позицию в микстгенетической теории образования нефти и газа.

Следовательно, *прикладное значение микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов*, которая основана на комплексных исследованиях, заключается в разработке методики локального прогноза нефтегазоносности недр на поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса. В монографии отражены результаты этих комплексных, т. е. теоретических, полевых и лабораторно-экспериментальных исследований, проведенных за

последние 10 лет по целенаправленному изучению вопросов микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов, которая от уровня схемы или концепции перешла в разряд теории. В связи с тем, что в микстгенетической концепции ключевая позиция принадлежит каналам ГТМП, то автором в специальной главе даются трехмерные физико-геологические их модели.

Предложенный на основе микстгенетической концепции образования нефти и газа способ локального прогноза нефтегазоносности назван авторами вышеупомянутого изобретения термогеохимическим методом поисков скоплений нефти и газа.

Термогеохимический метод поисков нефти и газа уже внедрен в производство, и по результатам проведенных работ выявлены нефтегазоперспективные объекты для постановки дальнейших геологоразведочных работ.

Внедрение в производство термогеохимического метода поисков нефти и газа в современных условиях рыночной экономики особо актуально для нефтяных компаний - инвесторов, получивших лицензионные блоки для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, так как они часто сталкиваются с проблемой выбора конкретных локальных нефтегазоперспективных объектов для постановки поисковых работ с целью открытия в кратчайшие сроки и с наименьшими затратами новых месторождений углеводородов.

В монографии в специальной главе изложены стадии и виды полевых работ, выполняемых в рамках термогеохимического метода поисков нефти и газа. Следует упомянуть, что эти стадии и виды термогеохимической съемки будут выполняться в рамках поискового этапа, следующего за региональным этапом геологоразведочного процесса, и возможно с переходом на начальную фазу разведочного этапа.

Таким образом, на поисковом и начальной стадии разведочного этапов, следующих за региональным этапом геологоразведочного процесса, осуществляется локальный прогноз нефтегазоносности недр слабоизученных зон нефтегазонакопления известных нефтегазоносных областей, и концентрация здесь полевой съемки в рамках термогеохимического метода. В таких зонах нефтегазонакопления, наряду с традиционными ловушками УВ, могут находиться также нетрадиционные локальные объекты, заслуживающие внимания на постановку поисковых видов работ, в том числе в различных модификациях полевой геофизики (сейсморазведка,

включая 3 D, электроразведка методом МТЗ с аппаратурой «V5 System 2000», высокоточная гравиразведка и т. д.), в отдельных случаях с постановкой параметрического бурения. Подобные нетрадиционные объекты выделяются на базе переинтерпретации промыслово-геофизических данных имеющихся поисковых и разведочных скважин.

Этот ресурсосберегающий термогеохимический метод даст возможность нефтяным компаниям-инвесторам сократить сроки открытия новых скоплений УВ в пределах выбранных инвестиционных блоков путем определения конкретных локальных нефтегазоперспективных участков для обнаружения залежей нефти и газа, что в конечном итоге значительно сэкономит средства, направляемые на геологоразведочные работы, и повысит их результативность.

Оперативные малозатратные термогеохимические полевые работы по определению локальных нефтегазоперспективных площадей в пределах лицензионных блоков могут быть выполнены на стадии обобщения ранее проведенных геолого-геофизических исследований для разработки инвесторами бизнес-планов по постановке поисково-разведочных работ на открытие новых месторождений нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит мира. Т: «Фан», 2009. - 628 с.

Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводов. // Доклады Российской Академии наук. 2004. Т.396. №3.

Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Поликарпов А.А., Рахматов У.Н. Поисковые критерии локальных скоплений нефти и газа с позиции микстгенетической схемы природного синтеза углеводов. // Узбекский журнал нефти и газа. 2004. № 3. С.6-9.

Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Тиялябаев З. Микстгенетическая модель образования нефти и газа в земной коре. // Материалы Второй международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов». М.: 2005. С. 36-42.

Абидов А.А., Поликарпов А.А. Численное термодинамическое моделирование процессов тепломассопереноса. // Узбекский журнал нефти и газа. 2002. №2. С.11-13.

Абидов А.А., Поликарпов А.А., Рахматов У.Н. Геотермические модели каналов глубинного тепломассопереноса в западной части Бухаро-Хивинского палеорифта по данным полевой геотермической съемки. // Узбекский журнал нефти и газа. 2005. № 2. С.12-16.

Абидов Х.А. О тектоническом положении и районировании Судочьего прогиба. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. 2007. № 3-4. С. 82-89.

Акрамова Н.М. Геохимические характеристики углеводов в зонах воздействия каналов глубинного тепломассопереноса. // Тез. докл. Международной научно-технической конференции «Геодинамика и углеводородный потенциал бассейнов Центральной и Восточной Азии». Лондон, 2005. С.125.

Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. М.: Недра, 1982.

Алиев А.И. Грязевые вулканы – очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающих осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин. // Геология нефти и газа. 2006. № 5.

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Мордвинцев О.П. и др. Высокоскоростные и высокоплотные объекты верхней части земной коры Западного Узбекистана и их связь с нефтегазообразованием. // Известия вузов. Геология и

разведка. 2004. №6. С.5.

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Рубо В.В. и др. Объекты верхней части земной коры с высокими сейсмоплотностными параметрами и их связь с нефтегазообразованием в Узбекистане. // Узбекский журнал нефти и газа. 2003. №3. С.27-31.

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Рубо В.В., Хасанов Р.Р., Сидорова И.П., Мордвинцев О.П. Аномальные геоблоки литосферы и их связь нефтегазо- и рудообразованием (на примере Центральных регионов Средней Азии). // Тезисы докладов Международной научной конференции. М. 2004. С.6-7.

Баженова О.К., Арефьев О.А., Пересыпкин В.И., Леин А.Ю. Новые доказательства биогенной природы углеводородов в гидротермальных сульфидных рудах Рейнбоу (Срединно-Атлантический хребет). // ДАН СССР. 2001. Т. 378. № 3. С. 379-382.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карньюшина Е.Е. Органическое вещество терригенно-туффито-кремнистых формаций северо-западной части Тихоокеанского пояса. // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1978. С. 151-154.

Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. 3-е изд. перераб. и доп. / Под ред. Бакирова. А.А. М.: Высшая школа. 1987. – 387 с.

Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мстиславская Л.П. и др. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции. // Под ред. Бакирова. А.А. М., 1982. –238 с.

Белоконь Т.В. Проблемы нефтегазоносности больших глубин. // Геология нефти и газа. 1998. №6. С.13-20.

Белонин М.Д., Буялов Н.И., Захаров Е.В. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности. // Под ред. Буялова Н.И. и Наливкина В.Д. М.: Недра, 1979. – 332.с.

Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли. // Геология нефти и газа. 2006. №2. С.2-8.

Бойко Г.Е. Зональность в нефтегазоаккумуляции. Киев: Наукова думка. 1976. – 128 с.

Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Облеков Г.И. и др. Нефтегазопоскоковые геохимические исследования на территории Западно-Юбилейной площади (Северо-Западной Сибири). // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №1. С.38-49.

Борукаев Ч.Б. Словарь-справочник по современной тектонической терминологии. Новосибирск: Изд-во СО РАН НИЦ ОИГГМ 1999–. 69 с.

Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов. // Геология нефти и газа. 2006. №2. С.55-61.

Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых

месторождений. // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С.30-37.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135-156.

Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Гусева А.Н. и др. Углеводороды в осадочной оболочке Земли. // Вест. МГУ. Сер. геол.. 1967. № 5. С. 36-38.

Вассоевич Н.Б., Корчагин Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. // Вест. МГУ. Сер. геол. 1969. № 6. С. 3-20.

Вебер В.В. Нефтеносные свиты и их современные аналоги. М.: Недра, 1973. – 279 с.

Высоцкий И.В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М.: Недра, 1971. – 390 с.

Гаврилов В.П. Происхождение нефти. М.: Наука, 1986. – 176 с.

Гаврилов В.П. Путешествие в прошлое Земли. 3-е изд., перераб. и доп. М.: ФГУП издательство “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005.

Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. // Геология нефти и газа. 2008. №1. С.56-64.

Галушкин Ю.И. Тепловой режим и условия генерации углеводородов на рифтовой стадии развития континентальных осадочных бассейнов. // Геология нефти и газа. 2005. №6. С.19-24.

Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. – 711 с.

Геодекян А.А. Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М.: Недра, 1968. – 150 с.

Геологический словарь. М.: Недра, 1978. 486 с.

Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии. // Ред. Бодунов Е.И. Новосибирск: Наука, 1984 – 113 с.

Губкин И.М. Учение о нефти. М.;Л.: ОНТИ, 1932. – 443 с.

Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Недра, 1975.– 354 с.

Дегазация Земли и геотектоника. // Тезисы докладов III Всесоюзного совещания. М.: Наука, 1991.– 261 с.

Джеймс Д.Лоуэлл, Джеральд Дж.Геник, Томас Х.Нельсон, Пауль М.Такер. Нефтегазоносность и тектоника плит Южной части Красного моря. // Нефтегазоносность и глобальная тектоника. // Пер. с англ. Под ред. Максимова С.П. М.: Недра, 1978. С.92-117.

Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа. // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 104-105.

Дмитриевский А.Н., И.Е.Баланюк, Л.Ш.Донгарян и др. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры. // Геология нефти и газа. 2003. №1. С.2-8.

Дмитриевский А.Н., Баланюк И.К., Каракин А.В. и др. Механизм образования залежей углеводородов. // Производственно-технический журнал «Газовая промышленность». 1999. Май. С.74-77.

Дмитриевский А.Н., Казьмин В.Г., Баланюк И.Е., Каракин А.В. Газовое дыхание Черноморской впадины. // Газовая промышленность. 2000. №4. С.62-66.

Дмитриевский А.Н., Сагалевиц А.М., Баланюк И.Е., Матвиенков В.В. Роль гидротермальной дегазации в процессах углеорообразования. // Геология нефти и газа. 1996. №8. С.4-13.

Еременко Н.А., Панкина Р.Г., Ботнева Т.А. и др. Стабильные изотопы в геохимии нефти. М.: Недра, 1974. – 199 с.

Ермолкин В.И. Генетические типы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре. // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. С. 77-99.

Жузе Т.П. Сжатые газы как растворители. М.: Наука, 1974. – 111с.

Калинко М.К. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. М.: Недра, 1968. С.336.

Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука, 1964. – 488 с.

Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1969. – 269 с.

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Шарипова Н.С., Смелков В.М. Выявление роли допалеозойских толщ в формировании нефтеносности Татарстана. // Геология нефти и газа. 2006. №2. С.47-54.

Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995. – 285 с.

Клещев К.А., Шеин В.С. Современное состояние геодинамических основ прогноза, поисков и разведки нефти и газа. // Геология нефти и газа. 2002. №4. С.2-9.

Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра. 1973. – 255 с.

Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. // Тр. СНИИГГИМС. Вып. 138. 1970.

Конторович А.А., Каширцев В.А., Филп Р.П. Биогопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы. // Докл. РАН, 1995 № 1. т. 345 С. 99-110.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасов О.Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. – 189 с.

Короновский Н.В., Хаин В.Е. и др. Основные проблемы и нерешенные вопросы динамической геологии. // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2005. №4. С. 8-16.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Результаты и перспективы исследований по проблеме «дегазация Земли и геотектоника». // Дегазация Земли и геотектоника: Тезисы докладов III Всесоюзного совещания. М.: Наука. 1991. – С.3-6.

Костовицкий С.И. Физические условия, гидравлика и кинематика заполнения кимберлитовых трубок. Новосибирск, 1976 – 95 с.

Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю., Жидкова Л.В. Опыт реконструкции времени начала генерации нефти в осадочных бассейнах (на примере восточной части Нюрольско-Колтогорского суббассейна, Западная Сибирь). // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №1. С.18-30.

Кунин Н.Я. Учение о нефти и новая глобальная тектоника. // Геология нефти и газа. 1979. № 1. С31-40.

Ларин В.И. Количественная оценка процессов газонакопления. М.: Недра, 1982. – 160 с.

Леворсен А. Геология нефти и газа. // Пер. с англ. Под ред. акад. Миронова С.И. М.: Гостоптехиздат, 1958. – 487 с.

Леин А.Ю., Глушенко Н.Н., Осипова Г.А., Ульянова Н.В., академик Иванов М.В. Биомаркеры сульфидных руд современных и древних «черных курильщиков». // ДАН. 1998. Т. 359. № 4. С. 525-528.

Летников Ф.А., Карпов И.К., Киселев А.И., Шкандрий Б.О. Флюидный режим земной коры и верхней мантии. М.: Наука. 1977 – 230 с.

Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. Киев: Наукова думка, 1974. – 135 с.

Лисицин А.И. Рудная лаборатория в океане. // Наука и жизнь. 1987. № 11. С.42-48.

Маракушев А.А. Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука, 1999. – 225 с.

Мехтиев Ш.Ф. Процессы формирования и преобразования нефти и газа в природе. Баку: Элм, 1985. – 142 с.

Моделевский М.Ш., Толстой Н.С. Геология и нефтегазоносность арктических и субарктических районов мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 116 с.

Научная библиотека Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина – www.gubkin.ru.

Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. – 334 с.

Нефтегазоносность и глобальная тектоника. // Пер. с англ. Под ред. Максимова. С.П. М.: Недра, 1978. – 237 с.

Органическая химия. М.: Недра, 1967. – 263 с.

Органическое вещество современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1971. – 241 с.

Павлюк М.И., Варичев С.А., Ризун Б.П. Новые представления о генезисе нефти и газа и формировании нефтегазоносных провинций Украины. // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. С. 441-442.

Петров А.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. – 263 с.

Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. Киев: Наукова думка, 1975. – 214 с.

Происхождение нефти и газа и формирование их месторождения. М.: Недра, 1972. – 631 с.

Пустильников С.Д., Абрютина Н.Н., Каюкова Г.П. Зубенко В.Г. // Геохимия. 1982. №1. С.144-149.

Пустильников С.Д., Цедилина А.Л., Кравченко М.И., Петров А.А. // Геология нефти и газа. 1973. №12. С. 56-59.

Родионова К.Ф. Органическое вещество и нефтегазоматеринские породы девона Волга-Уральской нефтегазоносной области. М.: Недра, 359 с.

Родкин М.В. Предпочтительные геодинамические обстановки формирования скоплений абиогенных УВ //Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 271-273.

Родкин М.В. Биогенная модель генезиса нефти в свете абиогенной критики – дивергенция концепций? //Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 273-275.

Российская Государственная библиотека. – www.rls.ru.

Российская национальная библиотека, г. Санкт-Петербург – www.nlr.ru.

Сафронов А.Ф., Зинчук Н.Н., Каширцев В.А. и др. Нафтидопроявления в кимберлитовых трубках и вмещающих породах Якутской алмазносной провинции. // Геология и геофизика. 2005.№2. Т. 46. № 2. С.151-159.

Сворень И.М., Наумко И.М. Основания к разработке новой теории синтеза и генезиса углеводородов в литосфере Земли. // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 293-294.

Серегин А.М., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. Основы региональной нефтегазоносности СССР. М.: Изд-во МГУ, 1977.

Словарь иностранных слов. М.: Государственное изд-во иностранных и национальных словарей, 1949. – 805 с.

Соборнов К.О., Якубчук А.С. Плитотектоническое развитие и формирование нефтегазоносных бассейнов Северной Евразии. // Геология нефти и газа. 2006. №2. С.10-18.

Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа. М.: МГУ, 2001 – 480 с.

Соколов В.А. Очерки генезиса нефти. М.: Гостоптехиздат, 1948. – 460 с.

Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихамолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М.: Недра, 1972. – 276 с.

Сорохтин О.Г., Ушаков С.А., Федынский В.В. Динамика литосферных плит и происхождение нефти. // ДАН СССР. 1974. Т.214. № 6. С.1407-1410.

Способ выявления площадей, перспективных для поиска и разведки месторождений углеводородов.// Авт.: Абидов А.А, Бабаджанов Т.Л., Бигараев А.Б., Дивеев И.И., Долгополов Ф.Г., Поликарпов А.А., Халисмаев И.Х, Рахматов У.Н.. Патент на изобретение № IAP 03894. Зарегистриро-

ван в государственном реестре изобретений Республики Узбекистан г. Ташкент 05.02.2009.

Таль-Вирский Б.Б. Геофизические поля и тектоника Средней Азии. М.: Недра. 1982. 271 с.

Теркет Д., Шуберт Дж. Геодинамика: геологические приложения физики сплошных сред: Перевод с англ.: В 2-х ч. М.: Мир, 1985. - Ч. 1. - 376 с.

Тиссо В., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. – 501 с.

Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. – 308 с.

Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа. // Под редакцией Каруса. Е.В. М.: Недра, 1986. - 336 с.

Хаин В.Е. Нефтегазоносность и тектоника. // Геология нефти и газа. 1998. №10. С.5-7.

Хаин В.Е., Короновский Н.В. Планета Земля. От ядра до ионосферы. М.: КПУ, 2007.

Хаин В.Е., Полякова И.Д. Геодинамические предпосылки нефтегазоносности континентального склона глубоководных впадин. //Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 367-369.

Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли. // Сов. геология. 1984. №7. С.49-60.

Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С., Евдошук Н.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений. // Геология нефти и газа. 2000. №5. С.50-52.

Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Ключко В.П. и др. Нефтегазоносность фундамента в Днепровско-Донецкой впадине. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. №1. С.9-16.

Чичибабин Л.Е. Основные начала органической химии. Т.1 М.: Изд-во химической литературы. 1963.Т.1. – 910 с.

Шахновский И.М. Поиски залежей нефти и газа в нетрадиционных ловушках и резервуарах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996. №7. С.2-6.

Шахновский И.М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1999. №7. С.17-22.

Шахновский И.М. Альтернативные концепции нефтегазообразования и современное состояние исследований по органической геохимии в нефтяной геологии. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2000. №7. С.9-17.

Шейн В.С. Геодинамические модели нефтегазоносных бассейнов Восточной Сибири и Средней Азии. // Тез. докл. Международной научно-технической конференции «Геодинамика и углеводородный потенциал бассейнов Центральной и Восточной Азии». Лондон, 2005. С.42-43.

Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2007. – 776 с.

Шейн В.С., Куницкая Т.Н., Кравченко К.Н. и др. Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий юга СССР. М.: Наука, 1986 – 232 с.

Шиманский В.К., Табер А.М. О химических аспектах неорганического синтеза нефти. // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений (Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа, 1968 г.). М.: Недра, 1972. – 632 с.

Шкодзинский В.С. Происхождение кимберлитов и алмаза. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1995. – 168 с.

Юрг И.У., Эйсама Образование углеводов из жирных кислот. Органическая химия. М.: Недра, 1967. – 141 с.

Юсупов Р.Г., Рафиков Я.М. Акцессорные минералы барофильно-тугоплавкого типа из пород магматических комплексов. Газовый состав флюидных включений (Срединный Тянь-Шань). // Доклады АН РУз. 2000. №2. С.37-41.

Abidov A.A., Fox L., Ingerov A.I., Dolgoplov F.G., Babadjanov T.L., Basov M.D. and other. Exploration for deep Paleozoic sediments in Uzbekistan using MT: Project «Paleorift». Published by the company «Phoenix Geophysics Limited» Canada. Toronto, 2002. P.1-4.

Al-Shahristani H., Al-Atyia M.J. Vertikal migration of oil in Irag oil fields: evidence based on vanadium and nickel concentrations. *Geochim. et cosmochim. acta*, 1972. Vol 36. N 9. P. 929-938.

Barcer C. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. // *AAPG Bull.* 1974. V.58. №11. P.2349-2361.

Hedberg H.D. Continental Margins from Viewpoint of the Petroleum Geologist. // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1970. Vol. 54. № 1.

In-Ven-hao, Chu Chao-ling, Cien Vi-yuan. Cambrian paleogeography and lithofacies of China. // *Acta geol. Sinica*. 1965. V.45, № 4. P.349-357.

Irving E., North F.K., Connilard R. Oil, Climate and Tectonics. // *Canad. J. Earth Sci.* 1974. Vol.11. № 1.

Kenney J.F., Karpov I.K., Shnyukov Aс.Ye.F., Krayushkin V.A., Chebanenko I.I., Klochko V.P. The Constraints of the Laws of Thermodynamics upon the Evolution of Hydrocarbons: The Prohibition of Hydrocarbon Genesis at Low Pressures. 2001, *Energia*, 22/3. P. 18-23.

Kenney J.F., Shnyukov Yu.F., Krayushkin V.A., Karpov I. K., Kutcherov V.G., Plotnikova I.N. Dismissal of the claims of a biological connection for natural petroleum. 2001, *Energia*, 22/3. P. 26-34.

Kenney J.F., Kutcherov V.G., Bendeliani N.A., Alekseev V.A. The Evolution of Multikomponent Systems at High Pressures: VI. The Thermodynamic Stability of the Hydrogen-Carbon System: The Genesis of Hydrocarbons and the Origin of Petroleum. *Proceedings of the National Academy of Sciences (U.S.A.)*, 2002. 99/17. P. 10976-10981.

Rubinstein J., Strausz. Geochemistry of thiourea adduct fraction from an Alberta petroleum. // *Geochem. Et cosmochem. acta*. 1979. V.43. P.1387-1392.

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are approximately 20 lines visible. The paper has a slightly aged or off-white appearance.

Научное издание

АСРОР АББАСОВИЧ АБИДОВ

ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА И МЕТОДИКА ПОИСКОВ ИХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ

*Утверждено к печати Ученым советом Ташкентского
государственного технического университета
им. Абу Райхана Беруни Министерства высшего и среднего
специального образования Республики Узбекистан*

Редактор А.С.Михерёва
Корректор К.Загряжская
Компьютерная верстка: Х.Батыралиев

Изд. № 3-56. Сдано в набор 23.04.2010. Подписано в печать 19.05.2010.
Формат 60х84 1/16. Усл.печ.л. 16,2. Уч.-изд.л. 15,3.
Тираж 300. Цена договорная.

Издательство “Фан” АН РУз: 100170,
Ташкент, ул. И.Муминова, 9.

Издание осуществлено в полном соответствии с предоставленным
оригинал-макетом Издательством «Фан» АН РУз в типографии
ООО «Ideas developing business». Заказ № 68.
Ташкент, ул. Наккошлик, 16 «А».