

**ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ
(ВНИИЯГ)**

**РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ
И БИОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОСАДКОВ И ПОРОД**



Москва — 1975

Министерство геологии СССР

НПО «Союзгеофизика»

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ
(ВНИИЯГТ)

РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ
И БИОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОСАДКОВ И ПОРОД
(Сборник статей)

1827



Отдел научно-технической информации

Москва

1975

В сборнике "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород" приводятся новейшие результаты изучения геохимических особенностей распределения газов донных осадков Черного, Каспийского, Азовского и других морей в связи с условиями их образования, при этом значительное внимание уделяется биохимическим процессам в морских осадках, роли сульфатредуцирующих и других газообразующих бактерий.

Большой материал посвящен закономерностям распределения рассеянных и свободных углеводородных и других газов в осадках на примере Североустюртского, Прикаспийского бассейнов, Днепровско-Донецкой и других впадин в связи с литологическими, тектоническими и гидрогеологическими условиями.

Сборник представляет большой интерес для работников научных учреждений и инженеров, занимающихся вопросами геохимии углеводородов.

Редакционная коллегия: Л.М.Зорькин (отв. редактор),
М.Т.Гурия (отв. секретарь),
А.В.Архангельский, Н.В.Допатин,
И.С.Старобинец, Б.В.Стадник,
Н.И.Корецкая.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	7
<u>РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ ОСАДКОВ</u>	
И.С.Старобинец, Л.В.Черткова. Особенности распределения газов в водах и донных отложениях Черного, Каспийского и Азовского морей	9
В.И.Багиров, Л.М.Зорькин. О возможности использования прямых геохимических методов при поисках морских месторождений нефти и газа.	21
В.И.Багиров, В.Л.Бондарев, С.Л.Зубайраев, И.С.Саркисян. Распределение газообразных углеводородов в донных отложениях западного шельфа Среднего Каспия.	35
Г.Г.Ткаченко. Изменение газового состава осадков в зависимости от структурно-тектонических факторов.	43
Ф.А.Алексеев, В.С.Лебедев. Изотопный состав углерода углекислого газа и метана донных осадков Черного моря.	49
<u>РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ ПОРОД</u>	
И.С.Старобинец, А.В.Архангельский, Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, Н.Г.Циклаури. Закономерности распространения газов закрытых пор пород	54

И.С. Старобинец, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, А.В. Архангельский. Геохимическая зональность природных газов Северного Устьурта	61
И.С. Старобинец, А.В. Архангельский, Т.П. Емец, Т.Л. Жуйкова, М.Н. Забродина, В.И. Ручнов, И.А. Тарасов, Е.С. Тихомирова. Закономерности распространения рассеянных газов и органического вещества в осадочных породах Североустюртского бассейна	75
И.С. Старобинец, А.В. Архангельский, Е.С. Тихомирова. Влияние литологического состава пород и их физических свойств на качественные и количественные показатели рассеянных углеводородных газов.	85
А.И. Анцыфоров, В.П. Огородникова, Р.Н. Муругова. Распределение рассеянных газов в районах развития угленосных толщ (на примере Курнолиповского поднятия).	92
В.А. Зорькина, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник. Геохимия свободных и попутных газов Прикаспийской впадины.	99
С.П. Левшунова. Адсорбированные газы как показатель диагенетических преобразований органического вещества и баланс образования газов разных генетических категорий.	110
С.П. Левшунова, В.Ф. Волюнец. О механизме выделения азота из связанного состояния в породах и органическом веществе	115
Е.В. Стадник, Г.А. Юрин, В.К. Сошников. Ресурсы газов, растворенных в водонапорной системе Североустюртского бассейна.	119
И.С. Старобинец, Е.С. Тихомирова, А.В. Архангельский, Г.С. Стативко, Л.И. Жильцова. О некоторых особенностях распределения углеводородных газов в отложениях, содержащих интрузивные траппы	123
Н.М. Галактионова, В.В. Ильинская, М.Л. Сазонов, Ф.Е. Окунькова, С.Н. Морозова. Геолого-геохимические условия газообразования в каменноугольных отложениях юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины.	131
А.А. Оборин, Г.А. Могилевский, Б.А. Бачурин, В.И. Галкин, Г.А. Федоров. К методике обработки и интерпретации данных грунтовой газовой съемки по Арзгиро-Мирненскому району	138
В.И. Галкин. Характер распределения сорбированных углеводородных газов в нижнепермских отложениях Уфимского плато.	144

БИОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В МОРСКИХ ОСАДКАХ

Г.А.Могилевский, В.М.Богданова, З.П.Телегина. Особенности распространения в донных осадках и водах западной части Черного моря некоторых физиологических групп микроорганизмов I49

В.Л.Мехтиева. Изотопный состав форм серы в морских осадках - показатель геохимической деятельности сульфатредуцирующих бактерий I55

С.С.Беляев. Газообразующие бактерии в донных осадках Тихого океана I62

Р е ф е р а т ы I69

ПРЕДИСЛОВИЕ

В связи с разработкой геохимических методов поисков залежей нефти и газа на суше и в акваториях необходимо более углубленно обосновать закономерности распределения углеводородных и неуглеводородных газов в придонных водах, донных осадках и породах, а также влияние геолого-геохимических условий. В соответствии с этим предлагаемый сборник статей посвящен рассмотрению преимущественно теоретических вопросов образования и распространения рассеянных углеводородных газов в осадках и породах. Сборник состоит из трех разделов.

В первом разделе ("Рассеянные газы осадков") рассматриваются особенности распределения газов в водах и донных отложениях, газогеохимическая зональность, влияние структурно-тектонических факторов на распределение низкокипящих углеводородов. Специальная статья посвящена рассмотрению изотопного состава метана и двуокиси углерода газов донных осадков.

Во втором разделе ("Рассеянные га-

зы пород") соответствующие вопросы изучены для пород. При этом особое внимание уделено закономерностям распространения газов закрытых пор, связи рассеянных газов с природными газами залежей и органическим веществом. Представляют определенный интерес статьи, посвященные оценкам ресурсов газов, растворенных в водонапорных системах, и газов, содержащихся в интрузивных траппах.

Третий раздел ("Биохимические процессы в морских осадках") посвящен влиянию газообразующих бактерий на формирование газового фона морских осадков.

Цель сборника состоит в том, чтобы дать представление о современном состоянии некоторых важных вопросов проблемы образования и распределения рассеянных и других газов в осадках и породах. В сборнике рассмотрен широкий круг вопросов, представляющих теоретический и практический интерес для геологов и геохимиков, занимающихся проблемами генезиса и поиска нефти и газа.

В сборник включены статьи сотрудников ВНИИЯГТ и других научно-исследовательских и производственных организаций.

И.С.Старобинец, Л.В.Черткова

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ
В ВОДАХ И ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЧЕРНОГО,
КАСПИЙСКОГО И АЗОВСКОГО МОРЕЙ

Для решения поисковых задач в шельфовых зонах морей и океанов, а также для изучения генезиса нефти и газа [1,5], необходимо знать картину вертикального и горизонтального распределения газов вод и донных отложений изучаемых водных бассейнов. Наличие таких материалов позволяет перейти к следующему этапу исследований: выделению и изучению генетических критериев газов изучаемых объектов, что необходимо для создания методики поисков нефти и газа в шельфовых зонах морей и океанов.

Для изучения вертикального распределения углеводородных и неуглеводородных газов вод и донных отложений в 1971 г. на борту научно-исследовательского судна "Московский университет" были обработаны результаты по двум экспериментальным станциям в глубоководной северо-западной части Черного моря (станции 108 и 116 глубина моря 1110 м и 1950 м). Был

проведен одновременный отбор проб воды батометрами Нанеена со стандартных океанологических горизонтов, природной воды и донных отложений прямоточными трубами. Вакуумную дегазацию образцов производили непосредственно на борту корабля в течение 1-2 суток после отбора; анализ H_2S ; O_2 - на борту корабля, а остальных газов - в стационарной лаборатории РОМЭ ВНИИЯГТ.

На рис. 1 и 2 представлено вертикальное распределение газов и геохимических показателей обстановки как в воде, так и в илах на примере вышеуказанных станций. Углеводородные газы морской воды представлены метаном, этаном, этиленом, пропаном и пропиленом. В верхней зоне относительно активного водообмена выделяется узкий прослой вертикального перемешивания, прослеживаемый на обеих станциях до глубины 50 м. Ему соответствует интервал самых высоких температур ($12,5-11,7^{\circ}C$), самая низкая соленость (18,0-18,5%), самая высокая концентрация кислорода (до $6,3 \text{ см}^3/\text{л}$) и самое низкое содержание CH_4 (до $8,17 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$) и углеводородов тяжелее метана (на пределе чувствительности используемых хроматографов). Далее следует интервал до глубины моря 400-500 м, в котором температура изменяется до $8,2^{\circ}C$ у отметки термоклина и до $8,7^{\circ}C$ на глубине 150 м. Соленость в этом интервале возрастает от 18,5% в термоклин и до 21,7% на глубине 200 м, концентрация кислорода резко падает до $0,4 \text{ см}^3/\text{л}$, а углеводородов (УВ) возрастает: CH_4 - до $0,10 \text{ см}^3/\text{л}$, а более тяжелых УВ (ТУ) - до $0,0012 \text{ см}^3/\text{л}$ (ст. II6, гл. 100 м). Возрастание более, чем на два порядка метана, появление в измеримых количествах этана и этилена, по-видимому, отличают резко затрудненный водообмен, сопоставимый по масштабам с молекулярным обменом.

В нижней зоне от 400 до 1950 м при постоянных показателях солености и температуры наблюдается повышение концентраций метана и остальных УВ. Такое поведение газов в водной толще показывает, что в верхней зоне определяющим фактором является конвективный перенос и активное взаимодействие верхней пленки воды с атмосферой. Расчеты показали, что интервал дальнего действия УВ не превышает 40 м. Это позволяет считать, что с одной стороны придонные воды отра-

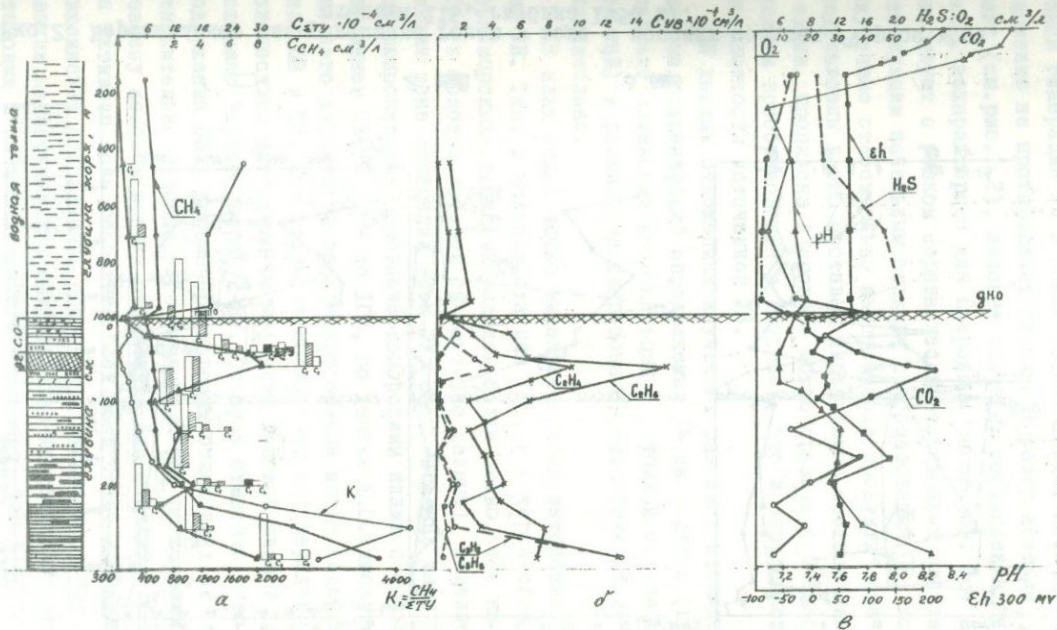


Рис.1. Вертикальное распределение газов в воде и морских осадках /Черное море, станция 108, глубина 1110 м/.

I - предельные углеводороды; 2 - непредельные углеводороды; 3-изомеры.

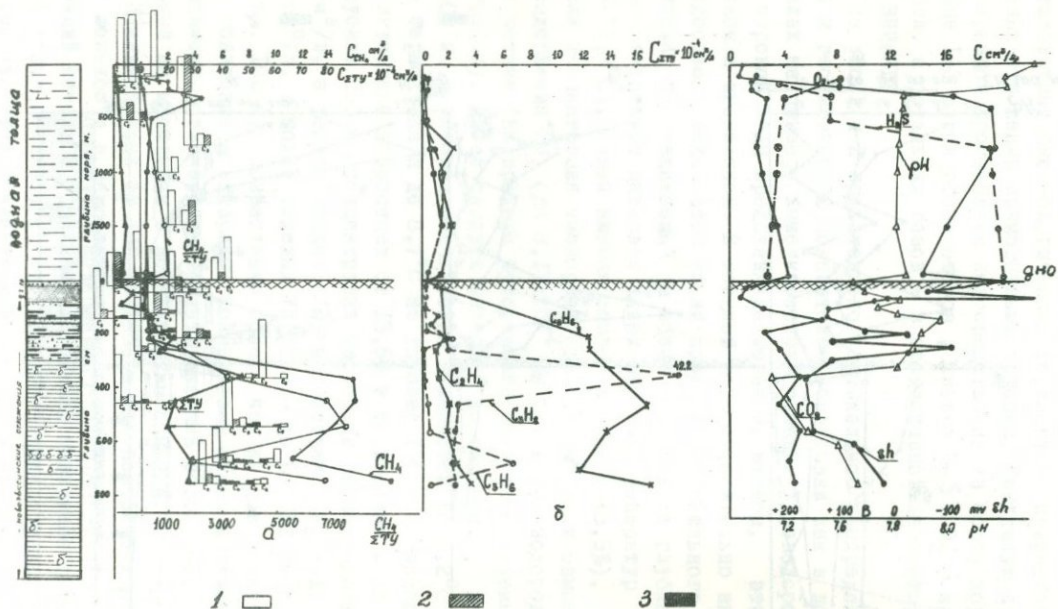


Рис.2. Вертикальное распределение газов в воде и морских осадках /Черное море, станция 116, глубина 1950 м/.

Обозначения те же, что и на рис. 1.

жарт газовый фон донных отложений, а с другой стороны - можно относить зоны повышенных содержаний УВ в воде к зонам активной генерации УВ в самой водной толще. Последнему предположению не противоречит глубинное распределение этилена, этана (см. рис. I, 2), высокие значения соотношения этилена к этану, нехарактерные для природных растворов. Все это свидетельствует о резком неравновесии реакционных систем, соответствующем начальным стадиям преобразования ОВ, когда промежуточные относительно неустойчивые продукты еще широко представлены в его составе. Наблюдаемые соотношения этилена и этана, пропилена и пропана можно связать с возрастанием полноты преобразования с глубиной, что и определяет увеличенные плотности источников УВ.

В донных отложениях изучаемых разрезов наблюдается повышение концентраций определяемых УВ на порядок (при этом градиент изменения концентраций с глубиной осадка положительный) и расширение диапазона определяемых УВ до гексана включительно.

В илах более четко выделяются зоны интенсивной генерации УВ. Так, в колонке станции IOB, в которой слой древнечерноморских отложений выделен более четко, чем на станции II6 (в колонке которой он частично размывает), выделяется активная зона генерации всех ТУ. Этот интервал илов представлен сапропелевыми древнечерноморскими илами с большим содержанием ОВ ($C_{\text{орг}}$ - до 10%, по данным Е.П. Шимениной) и для него характерна прямая корреляция между содержанием в илах ОВ и ТУ. Эта закономерность была подтверждена большим количеством материала по изучению газовой фазы в донных отложениях Черного моря [2-3]. Следует отметить, что большие содержания ОВ в древнечерноморских отложениях не нарушают относительно равномерного изменения CH_4 по вертикальному разрезу колонок донных отложений. Для станции II6 выделяется активная зона генерации всех УВ в более древних новоэвксинских отложениях, обедненных ОВ, тесно связанная с резким изменением как окислительно-восстановительной обстановки в илах выделенного интервала, так и водородного потенциала. Такое распределение УВ газов в донных отложениях свидетельствует о возможности генерации УВ в самой

толще илов, а положительный градиент концентраций УВ подтверждает возможность миграции изучаемых газов из нижележащих слоев.

Как показали наши исследования и работы других авторов [5] суммарный газовый фон морских вод и донных отложений является результирующей трех основных процессов: биохимического новообразования, биохимического окисления части образованных УВ, а также перераспределения и миграции газов из нижележащих слоев. Для создания методики газогеохимической съемки в шельфовых зонах морей и океанов основной задачей является определение критериев, характеризующих и разделяющих газы биохимического происхождения и миграционные в исследуемом интервале.

С этой целью были проведены методические исследования в двух направлениях:

а) возможность образования газов биохимическим путем при хранении донных отложений;

б) изучение миграционных газов на естественных морских объектах - свободных газов, собранных над подводными вулканами, и газов, извлеченных из илов, залегающих над подводными вулканами.

Результаты таких исследований сведены в таблицу. Для изучения газов биохимического происхождения объектами исследования служили однородные свежесобранные и современные илы, обогащенные ОВ ($C_{орг} - 3,44\%$) - станция ПЗ, глубина моря 8 м. Пробы герметизировали сразу после отбора в атмосфере воздуха (с воздушным зазором) и в атмосфере насыщенного солевого раствора. Анализ газа, извлеченного из свежесобранного ила показал обилие непредельных углеводородов, в результате чего соотношение непредельных УВ к предельным велико $= 1,39$ (см. таблицу). Эти илы залегали в условиях, благоприятных для интенсивного разложения свежего, неметамофизованного ОВ, при хорошем доступе кислорода (зона интенсивного перемешивания вод и соответствующей аэрации), с сильно развитой деятельностью большого количества самых различных физиологических групп микроорганизмов. Газы таких процессов с полной уверенностью можно отнести к б и о - х и м и ч е с к и м и определить для них основные харак-

Основные характеристики газов донных осадков различного генезиса

Объект исследования	Место отбора	CH ₄	Σ(C ₂ -C ₄) (непре- дельные УВ)	Σ(C ₂ -C ₄) (предель- ные УВ)	Σ(C ₅ -C ₆)	Σ TV	H ₂	CO ₂	C _n H _{2m}		CH ₄ пре- дель- ные
									C _n H _{2m}	C ₂ H ₆	
в проце гах											
Свободный газ	Азовское море Темряжская банка, гл. 2, 5 м	96,25	9,2x10 ⁻³	4,9x10 ⁻²	1,0x10 ⁻⁴	5,8x10 ⁻²	2,17	0,94	0,18		1964
Ил											
свежеот- бренный	Черное море ст. 113; гл. 8 м	0,13	1,8x10 ⁻⁴	1,3x10 ⁻⁴	0	3,2x10 ⁻⁴	5,0x10 ⁻³	1,47	1,39		10000
после хране- ния 77 сут.	То же	24,5	2,3x10 ⁻⁵	4,3x10 ⁻⁴	3,9x10 ⁻⁴	8,6x10 ⁻⁴	7,0x10 ⁻⁴	13,0	0,069		56900
после хране- ния в соле- вом растворе 77 сут.	" — "	12,2	0,9x10 ⁻⁵	5,3x10 ⁻⁴	6,5x10 ⁻⁵	6,3x10 ⁻⁴	1,6x10 ⁻²	5,00	0,016		23000
глубоко- водный	Черное море ст. 76; гл. 2040 м	2,15	4,0x10 ⁻⁴	4,0x10 ⁻⁴	0	8,0x10 ⁻⁴	1,1x10 ⁻²	1,35	1,0		5370
над грязе- вым вулка- ном	Азовское море Темряжская банка, гл. 2, 5 м	5,14	1,0x10 ⁻⁴	1,3x10 ⁻²	8,3x10 ⁻³	2,7x10 ⁻²	1,64	-	0,08		395
То же	Каспийское мо- ре банка Кор- нилова-Павлова ст. 4 гл. 465 м	6,98	2,0x10 ⁻⁴	2,1x10 ⁻²	4,0x10 ⁻⁴	2,3x10 ⁻²	2,0x10 ⁻³	2,0	0,00013		332
глубоко- водный	Каспийское море ст. III, гл. 336 м	1,24	4,0x10 ⁻⁴	1,8x10 ⁻⁴	0	6,2x10 ⁻⁴	5,5x10 ⁻³	11,0	1,95		6880

теристики: высокое содержание метана относительно остальных газообразных УВ, соответственно высокое значение отношения метана к предельным УВ, большие содержания непредельных углеводородов, высокие соотношения непредельных УВ к предельным, отсутствие или незначительные содержания газообразных УВ от C_5-C_6 . Ранее мы на большом количестве данных установили прямую связь большого содержания ОВ в илах с повышенными концентрациями газообразных ТУ [5].

При нарушении установившегося равновесия газовой фазы в илах изменяется и картина распределения углеводородных компонентов. Из-за недостатка кислорода воздуха (в случае хранения образцов ила в герметичном состоянии с воздушным зазором) происходит следующее перераспределение: более интенсивно образуются метан, углекислый газ, на порядок уменьшается количество непредельных УВ, появляются углеводороды тяжелее бутана (см.таблицу). При хранении образцов донных отложений в атмосфере насыщенного солевого раствора снижается интенсивность образования метана и углекислого газа, еще меньше образуется непредельных углеводородов, уменьшается количество C_5-C_6 . В таких условиях интенсивней образуется водород (следует учесть очень низкую растворимость водорода в насыщенном солевом растворе). Эти опыты - приближенная модель биохимического образования газов в условиях средней аэрируемости осадков в анаэробной среде (в обоих случаях условия более жесткие, чем в природе). Вышесказанное подтверждается составом газовой фазы, извлеченной из мелководных и глубоководных отложений Черного моря (см.таблицу).

Эти данные согласуются с предположениями о направленности образования газовой фазы в условиях резко окислительной и восстановительной обстановки [I].

Для изучения критериев м и г р а ц и о н н ы х газов сыли взяты следующие объекты (см.таблицу): свободный газ подводного грязевого вулкана Темрюкская банка в Азовском море; газ извлеченный из илов, отобранных над подводными грязевыми вулканами Темрюкская банка и Банка Корнилова-Павлова (Южный Каспий). Миграционные газы характеризуются: I) высокими содержаниями всех УВ, поэтому и соотношение метана к остальным УВ для них ниже, чем для биохими-

ческих и колеблется в среднем от 10 до 100; 2) повышенными содержаниями УВ от C_5 до C_6 ; 3) высокими содержаниями водорода; 4) низкими значениями соотношения непредельных УВ к предельным^I. Газы, мигрировавшие из жерла подводного грязевого вулкана, проходя толщу отложений, испытывают хроматографическое перераспределение: во влажных илах накапливается достаточно много ТУ. Среди них преобладают C_5-C_6 , что приводит к уменьшению соотношения метана к ТУ. Во всех исследуемых донных отложениях, отобранных над грязевыми вулканами, обнаружено относительно мало ОВ ($C_{орг}$ не более 0,2%) при достаточно высоких содержаниях газообразных ТУ. Это указывает на отсутствие связи между содержанием ОВ и ТУ, в отличие от газов биохимического происхождения.

Суммарный газовый фон донных отложений включает биохимические и миграционные газы. Для определения миграционных газов необходимы критерии их диагностики.

Проведенные методические исследования газов биохимического и миграционного происхождения позволили более полно обосновать зональное распределение газов в донных отложениях Черного и Каспийского морей.

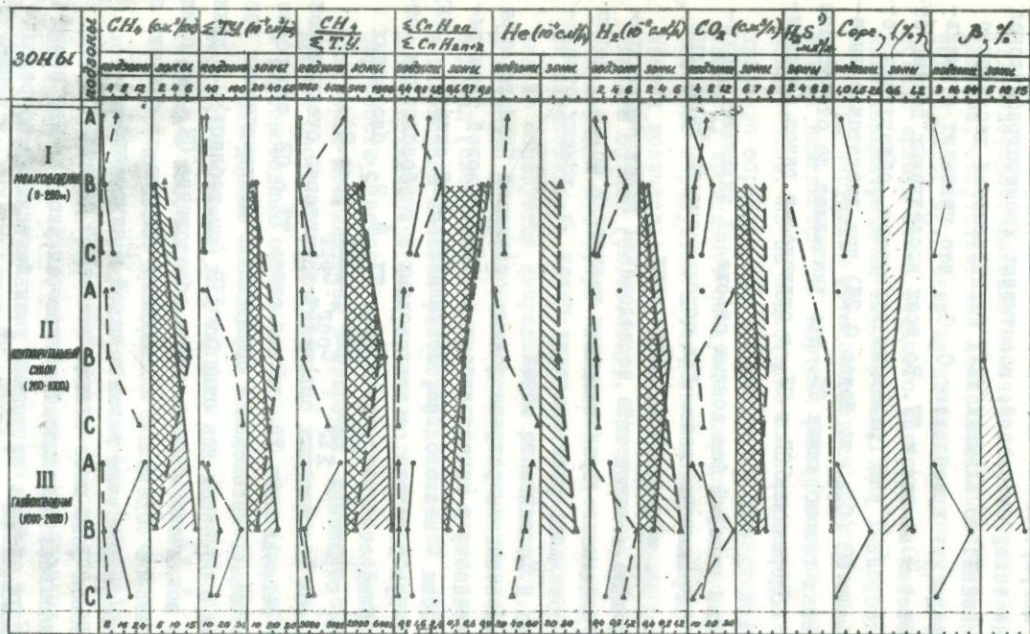
В горизонтальном разрезе донных отложений Черного моря по количественному и качественному составу газовой фазы выделены три зоны - мелководная, континентальный склон, глубоководная. При переходе от мелководных к глубоководным отложениям наблюдается увеличение CH_4 , $ТУ$, H_2 , биогенных компонентов, отношений $\frac{CH_4}{\sum TУ}$, $\frac{CH_4}{C_{орг}}$, $\frac{ТУ}{C_{орг}}$ (рис.3).

Для газов мелководных отложений характерно очень высокое содержание непредельных УВ, тесная связь ТУ с ОВ, что позволяет предположить интенсивное образование биохимических газов по аналогии с образцом ила станции ИЗ (см.таблицу). В данной области не исключено и интенсивное образование CH_4 , но среднестатистическое содержание последнего мало из-за больших потерь при взаимодействии газов с водой и атмосферой.

В газовом фоне илов континентального склона большее влияние оказывают миграционные газы (см.рис.3), что сказывается в первую очередь на резком уменьшении доли непредель-

^IСоотношение непредельных УВ к предельным в качестве показателя наличия миграционных газов в породе предложено И.С.Старобинцем [4].





1 —

2 —

3 —

Рис.3. Газовая зональность илов Черного моря.

I - Босфорский профиль; 2 - Днепровский профиль; 3 - среднее по Черному морю (по И.И.Волкову).

ных УВ, на возрастании ТУ (при средних низких значениях $C_{орг}$) и на увеличении УВ от C_5 до C_6 .

В вертикальном разрезе донных отложений Черного моря выделены подзоны современных, древнечерноморских и новоэвксинских отложений. Наблюдается тенденция к увеличению метана, его гомологов и углеводородных компонентов от современных к новоэвксинским отложениям. Отклонение (скачок в распределении $ТУ, CO_2, H_2, C_{орг}, \beta$) отмечается в древнечерноморских илах, что в значительной мере можно объяснить интенсификацией биохимического образования газов за счет разложения сапропелевого вещества.

Аналогичная картина зонального распределения газов сохраняется и для донных отложений Каспийского моря с учетом спецификации его геоморфологических и литологических характеристик [57].

Проведенные исследования позволили аргументировать следующие критерии диагностики генетических типов газов. Для сингенетичных газов характерны повышенные содержания непредельных относительно предельных УВ, CO_2, H_2 , связанные с высокой концентрацией ОВ, интенсивным развитием бактериального населения и большими содержаниями биогенных компонентов в донных отложениях, наличие корреляционной связи между ТУ и ОВ.

Для миграционных (эпигенетичных) газов характерны: увеличение с глубиной концентрации ГУВ, Не, отношений $\frac{CH_4}{\sum TU}$, отсутствие или низкое содержание непредельных УВ, отсутствие корреляционной зависимости между ТУ и ОВ.

Л и т е р а т у р а

1. Вебер В.В. Нефтеносные свиты и их современные аналоги. М., "Недра", Тр.ВНИГНИ, вып.128, 1973, 278 с.

2. Черткова Л.В., Зорькин Л.М., Гурский Ю.М. Новые данные о газах осадков Черного и Каспийского морей. III Всесоюзный семинар. "Органическое вещество современных и ископаемых осадков". Тезисы докладов, М., МГУ, 1972, с.11-12.

3. Черткова Л.В., Гурский Ю.Н. Состав углеводородных газов в донных отложениях Черного моря. "Литология и полезные ископаемые", 1974, № 5. с.51-61.

4. Старобинец И.С. О критериях диагностики генетических типов углеводородных газов в породах. Сб. "Обмен опытом в области геохимических и геофизических поисков залежей нефти и газа". М., ВИЭМС, 1975, с.87-89.

5. Iunge C., Seiler W., Schmidt U. Kohlenmonoxid und wasserstoffproduktion mariner mikroorganismen in nährmedium mit synthetischem seawasser. - "Naturwissenschaften", v. 59, N II, 1972, s.514-517.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКАХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Проблема освоения минеральных ресурсов Мирового Океана привлекает всеобщее внимание. В шельфовых и более глубоко-водных зонах морских бассейнов выявлено большое количество месторождений нефти и газа, в том числе и уникальных по запасам. Если в 1960 г. нефть и газ на шельфах морей и океанов добывали всего 7 стран, то сейчас более, чем 30.

В настоящее время морские месторождения составляют около 20 % мировой добычи нефти, т.е. вдвое больше, чем 5 лет назад. В будущем добыча нефти в море увеличится.

Эта проблема имеет важное значение и для Советского Союза, обладающего крупнейшим в мире континентальным шельфом, обширными внутренними и окраинными морями, весьма перспективными для выявления месторождений углеводородов.

Успешное освоение морских месторождений зависит от эффективности поисково-разведочных работ. При поисках нефтяных месторождений применяют различные методы, каждый из которых в отдельности не дает однозначного ответа о наличии или отсутствии в том или ином месте скоплений углеводородов. С большой уверенностью можно прогнозировать, лишь используя комплекс поисковых методов. В то же время эффективность поисковых работ складывается из эффективности каждого используемого метода. Следовательно, необходимо усовершенствование существующих методов, а также разработка и внедрение в практику поисково-разведочных работ новых методов, основанных на достижениях современной геохимии и геофизики.

Одним из путей значительного повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ является разработка и внедрение в практику прямых геохимических методов. Опыт геохимических поисковых работ, проводимых на суше как в СССР, так и за рубежом, показывает, что геохимические

методы, несмотря на неполную разработанность, таят в себе большие возможности. На международных симпозиумах в США в 1966 г. и в Амстердаме в 1968 г. было признано необходимым проводить широкие исследования в этом направлении. Эти же вопросы рассматривались на XX, XXI и XXIII сессиях Международного геологического конгресса.

Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа впервые были предложены профессором В.А.Соколовым еще в 1929-1930 гг. Теория методов основана на предположении о миграции легких углеводородов из залежей. Возможность такой миграции показана в работах В.И.Вернадского [4], В.А.Соколова [9], П.Л.Антонова [2], Б.П.Ясенева [10] и многих других исследователей.

Вначале развития нефтяной геологии поиски залежей нефти и газа основывались исключительно на прямых признаках: скважины закладывали в местах выхода на дневную поверхность нефти и газа. И сейчас при прогнозировании нефтегазоносности территорий поверхностные нефтегазопроявления имеют важное значение [6, 8]. В дальнейшем, когда возникла антиклинальная теория, при поисковых работах использовали преимущественно геофизические методы; поисковые скважины стали располагать в сводах антиклиналей. Однако эти методы, хотя и весьма эффективны, но не всесильны. В настоящее время возлагаются большие надежды на прямые признаки, но не на макро-, а микропроявления. Такой подход к геохимическим поискам стал возможен благодаря оснащению поисково-разведочных работ современной техникой, в частности, высокочувствительной газоаналитической аппаратурой.

Для суши геохимическая съемка по ее информативности подразделяется на рекогносцировочную и детальную. Рекогносцировочную съемку проводят в зоне активного водогазообмена, характеризующейся интенсивностью течения преимущественно окислительных процессов и непосредственной связью с атмосферой. Нижняя граница зоны определяется региональным базисом денудации, которая совпадает с уровнем Мирового Океана. Детальные съемки с использованием структурного бурения проводят ниже регионального базиса денудации. Для этой зоны характерно резкое замедление водогазообмена, изолированность

от непосредственного воздействия атмосферных агентов, более медленное течение окислительно-восстановительных процессов.

Согласно такому делению геохимическая съемка по донным отложениям, в отличие от поверхностной сухопутной съемки, расположена в нижней геохимической зоне. Поэтому ее информативность должна быть значительно выше поверхностных съемок на суше. К этому имеется ряд благоприятных условий: донные отложения от непосредственного проникновения в них кислорода воздуха изолированы той или иной толщей воды; большая однородность донных осадков по сравнению с поверхностными отложениями суши. Это весьма важно для понимания отличий поверхностных съемок на суше и в акваториях.

Нефтяной институт (Франция) разрабатывает метод геохимической съемки по донным отложениям, состоящий в измерении содержаний легких нормальных парафинов. В результате составлены карты и выделены аномалии, которые трактуют как возможные месторождения. Методика опробована на шельфах Анголы и Габона [II]. Далее институт проводил морские геохимические поиски в Нигерийском заливе. С этой целью отбирали современные донные отложения на антиклинальных поднятиях через 500 м с глубины 4-6 м ниже поверхности дна. В результате выделен ряд возможно перспективных на нефть и газ площадей. Буровые работы, проводимые по программе *Glomar Challenger* в Атлантическом океане, также включали нефтегазопроисковые исследования.

Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа в акваториях включают изучение углеводородных и неуглеводородных газов придонных вод и донных осадков, рассеянного органического вещества, литологии донных осадков и геологического строения рассматриваемых участков морских бассейнов. Однако многие из перечисленных параметров недостаточно исследованы; не решены также и некоторые вопросы методики отбора донных отложений.

В акваториях поверхностные (подводные) макронеттегазопоявления не менее редкое явление, чем на суше, особенно для геосинклинальных областей. Для таких районов будет эффективна съемка по придонным водам. Техника проведения таких съемок не сложна. Посколь-

ку в настоящее время нет специальных водогазоотборников, то можно воспользоваться скважинными проботборниками (ПД-3, ПД-3м, Приз и др.).

Исследования, проведенные в Мексиканском заливе, показали, что фоновые концентрации метана в придонных водах достигают 3×10^{-4} об.%, а более 5×10^{-4} об.% указывают на наличие подводных газопроявлений и заслуживают детального изучения. Газовыделение по придонным водам фиксируется на значительном расстоянии от источника. Так, газовыделение с дебитом 15 л/ч может быть выделено из фоновых концентраций на расстоянии 700-800 м от источника, а газовыделение с дебитом 500 л/ч на этом расстоянии будет давать ореол концентраций, превышающий 100×10^{-4} об.%. Рекомендуется при проведении придонной съемки отбирать пробы воды с одинакового расстояния от дна и по траверсам с интервалом от 500 до 4500 м между ними; необходима точная привязка мест отбора и знание рельефа дна. Дж. Франк [12] в качестве диагностических признаков предлагает использовать отношение метана к сумме этан-пропан. По его мнению коэффициент для газов, мигрирующих из залежей нефти или газа, должен изменяться в пределах 0-20, а для газов микробиального генезиса - достигать нескольких тысяч. Наличие неопредельных углеводов в газах водной толщи объясняется образованием их под воздействием солнечного света.

По-видимому, для условий СССР уже сейчас целесообразно начать опробование съемок по придонным водам на шельфе Каспийского моря и в акваториях Дальневосточных морей.

С 1970 г. ВНИИЯГТ приступил к разработке съемок по донным осадкам.

Практика показала, что отбор донных отложений целесообразно проводить по сетке. Выбор густоты точек опробования зависит от вида съемки, размера выбранного полигона, типов донных осадков и геологического строения дна. Оптимальные расстояния между станциями в Каспийском и Черноморском шельфах составили 4-5 км - при рекогносцировочной съемке и 0,5-1 км - при детальной. Для получения общей картины газонасыщенности и природы газов донных отложений в глубоковод-

ной части Черного моря донные отложения отбирали через сотни километров.

Донные отложения отбирают гравитационными и вибропоршневыми грунтовыми трубками. С помощью первых извлекают мягкие грунты, а с помощью вторых - грубозернистые осадки. Длина колонок донных отложений в различных частях морей была разной, но не превышала 6 м. Для изучения глубоких горизонтов (до 150 м) образцы отложений отбирали буровыми установками.

Лучшими интервалами отбора проб грунта при геохимических поисках следует считать те, в которых затруднены процессы, ведущие к образованию углеводородных газов. Для Каспийского моря к оптимальному интервалу следует отнести диапазон глубин отложений 1,0-1,5 м. На тех участках дна, где коренные породы скрыты лишь четвертичными осадками мощностью до нескольких метров, отбор донных осадков можно ограничить глубинами 0,2-0,5 м, так как в этом случае небольшое количество сингенетичных газов мало скажется на общей газонасыщенности осадков. В шельфовых зонах Черного моря пробы необходимо отбирать из новоэвксинских отложений; там, где древнечерноморские отложения, обогащенные до 15% органическим веществом, выклиниваются, пробы можно отбирать из современного горизонта.

На каждой станции необходимо поднимать две колонки донных отложений. Из первой отбирают образцы грунта на литолого-минералогический анализ и для изучения органического вещества; по пробам второй колонки изучают газы. Образцы донных отложений для термовакuumной дегазации помещают в герметизированные сосуды. Пробы необходимо отдегазировать в течение первых 12-15 ч после их подъема со дна моря. Извлеченный газ для последующего анализа может храниться в специальных пробоотборниках до 1,5 месяцев, при этом лучшей затворяющей жидкостью является насыщенный и подкисленный солевой раствор.

В Каспийском море донные отложения изучены в пределах

нефтяного месторождения Нефтяные Камни, неперспективного участка сумгаитского шельфа и на площадях "Имени 40 лет Азербайджана" и Погорелая плита.

Месторождение Нефтяные Камни приурочено к антиклинальному поднятию, отраженному в рельефе в виде банки. Коренные породы продуктивной толщи в сводовой части покрыты лишь осадками современного (новокаспийского) яруса, представленными песками и ракушей. К крыльям складки появляются тонкозернистые илы. Мощность новокаспийского яруса в сводовой части составляет 0,5-4 м. Поднятие осложнено серией поперечных нарушений и зоной дробления. Глубина моря в возвышенной части банки 5 м. Пески и ракуша содержат незначительное количество органического вещества ($C_{орг}$ около 0,3%) и микроорганизмов, они подвержены сильной аэрации и "промываются" течением вод. Все это затрудняет биогенное образование в осадках газообразных углеводородов. Пески и ракуша по сравнению с тонкозернистыми осадками обладают минимальной сорбционной способностью. Тем не менее, аномально высокие содержания метана отмечаются в грубозернистых осадках, покрывающих сводовую часть месторождений (рис. I). В отличие от метана, повышенные содержания его гомологов тяготеют к осадкам, залегающим на крыльях складки.

В районе неперспективного участка в пределах сумгаитского шельфа высокие значения как метана, так и его гомологов, в отличие от месторождений Нефтяные Камни характерны для области преимущественного накопления глинистых и алевроитово-глинистых осадков, которые характеризуются относительно большим содержанием органического углерода (около 2%). На сумгаитском шельфе наблюдается тесная связь между содержанием газообразных углеводородов, органическим веществом и дисперсностью осадков, что является признаком биогенного образования этих газов. Содержание метана над месторождением Нефтяные Камни изменяется от 200 до $18773 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, в среднем составляя $1450 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, в пределах сумгаитского шельфа - от 50 до $5000 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ осадка, в среднем составляя $1050 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. Таким образом, среднее содержание метана в осадках над месторождением на $400 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ больше, чем в осадках рассмотренного участка

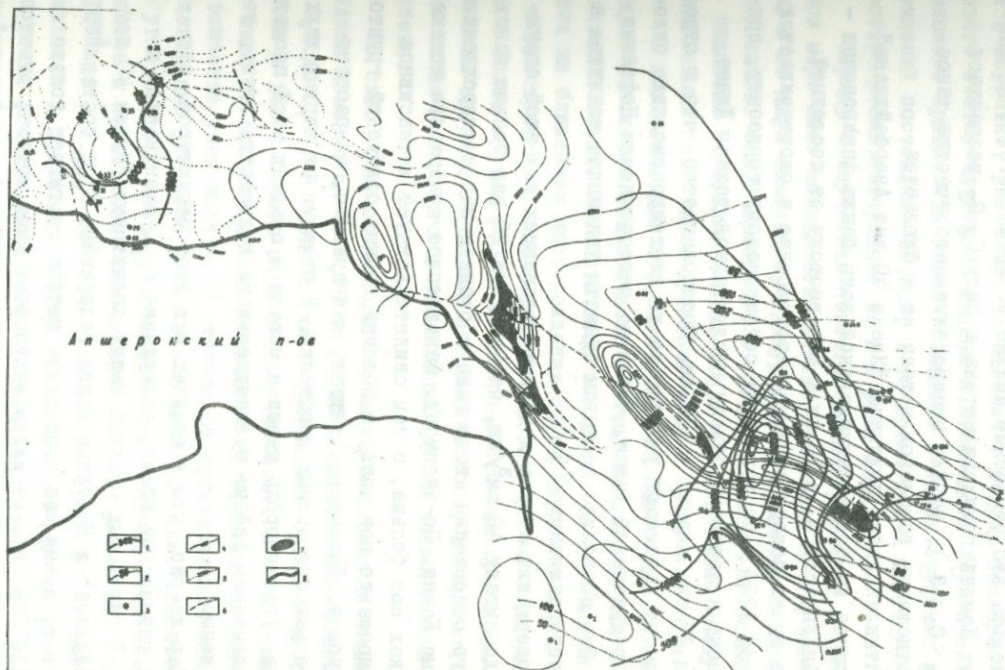


Рис. I. Схематическая карта распределения углеводородных газов в донных отложениях Апшеронского шельфа Каспийского моря.

1 - изолинии содержания CH_4 ; 2 - изолинии содержания суммы гомологов метана; 3 - станция отбора донных отложений; 4 - изогипсы по кровле ПК свиты; 5 - изогипсы по кровле Pq - отложений; 6 - разрывные нарушения; 7 - нефтяные месторождения; 8 - береговая линия.

сумгаитского шельфа, а гомологов метана содержится в 3 раза больше. В составе гомологов метана над месторождением почти всегда отношение пропана к этану больше 1. В районе сумгаитского шельфа это отношение меньше 1. Кроме того, если для Нефтяных Камней гомологи метана в ряду C_2-C_3 возрастают ($C_2 < C_3 < C_4 < C_5$), то для неперспективного участка такое взаимоотношение гомологов метана не наблюдается.

Антиклинальное поднятие "Имени 40 лет Азербайджана" расположено на оси антиклинальной зоны банка Апшеронская - банка Андриевского, в 40 км к юго-востоку от последней. Складка имеет северо-западное простирание и оконтуривается изолинией 2200 м по условному сейсмическому горизонту, приуроченному к верхнему отделу продуктивной толщи. Длина складки 27 км, ширина - 4,5 км. Предполагается, что в строении складки принимают участие те же нефтепроизводящие отложения продуктивной толщи, что и на месторождении Нефтяные Камни. Это позволило геологам отнести указанное поднятие к числу перспективных [5].

Содержание метана в донных отложениях над этой структурой достигает $40 \text{ см}^3/\text{кг}$, что почти в 20 раз больше максимального содержания этого газа в осадках над месторождением Нефтяные Камни. По-видимому, фактическое содержание метана в осадках еще больше, о чем свидетельствует интенсивное разгазирование при подъеме колонки донных отложений грунтовой трубкой. Количество метана, как правило, возрастает вниз по разрезу донных отложений. В отличие от первых двух районов, углеводороды тяжелее метана в осадках этой площади, за исключением весьма незначительного количества этана, не обнаружены.

Характерно, что в осадках над этой структурой, сложенных глинистыми илами, содержание $C_{\text{орг}}$ оценивается в 1,15%. В глинистых осадках между поднятиями "Имени 40 лет Азербайджана" и Нефтяные Камни содержание $C_{\text{орг}}$ составляет 2-3%, в то время как содержание метана достигает только $14000 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. Очевидно макропроявления метана, отмеченные в осадках над структурой "Имени 40 лет Азербайджана" связаны не с преобразованием рассеянного в осадках органического вещества, а, главным образом, с поступлением их из

нижележащих отложений продуктивной толщи. Присутствие гомологов метана в осадках над нефтяным месторождением Нефтяные Камни и отсутствие их на структуре "Имени 40 лет Азербайджана", вероятно, указывает на наличие в недрах последнего газового месторождения. По данным А.М. Мамедова [8] в пределах Бакинского архипелага гомологи метана в газах нефтяных месторождений составляют 10,02%, в то время как в газах газовых месторождений содержание их в 4 раза меньше.

Наряду с изучением поверхностных горизонтов, в Каспийском море нами исследованы донные отложения на глубине 130 м по двум скважинам, пробуренным в пределах Бакинского архипелага. Скважина 9 пробурена в сводовой части антиклинального поднятия Погорелая плита; скважина 7 - в седловине между антиклинальными поднятиями Дуваный-море и Сангачалы-море.

В геологическом строении поднятия Погорелая плита участвуют отложения апшеронского и ачкагыльского ярусов и продуктивной толщи. Литологически они почти не отличаются от таких на ближайшем месторождении нефти Бяндован-море. Складка асимметрична: с относительно пологим ($35-40^{\circ}$) юго-западным и более крутым ($60-65^{\circ}$) северо-восточным крыльями. Обе скважины вскрыли отложения новокаспийского, хвалынского и частично хазарского и бакинского ярусов четвертичной системы.

По скважине 7 содержание органического вещества в глинистых осадках изменяется от 0,75 до 1,25%, в алевроитово-глинистых - от 0,4 до 0,9%. В осадках скважины 9 содержание органического вещества в два с лишним раза меньше (табл. I). В этих скважинах вниз по разрезу донных отложений содержание органического вещества уменьшается. В отличие от органического вещества концентрации углеводородных газов иные. По скважине 7 газообразные углеводороды представлены метаном, этаном, этиленом, пропаном и пропиленом. Содержание метана изменяется от $10 \cdot 10^{-4}$ до $921 \cdot 10^{-4}$ см³/кг; доля метана среди углеводородов изменяется в пределах 50-100%, снижаясь вниз по разрезу. Абсолютные концентрации гомологов метана снижаются с увеличением молекулярного веса. Характер распределения углеводородных газов и связь их концентраций с обогащением рассеян-

ным органическим веществом указывает на их сингенетичность вмещающим осадкам.

По скв.9 минимальное содержание метана ($559 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$) отмечается в кровле новокаспийского яруса в интервале глубин 0,4–0,5 м. С глубины 3,6 м и до забоя скважины концентрация метана увеличивается на 2–3 порядка и изменяется от $40684 \cdot 10^{-4}$ до $352980 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ и более (см.табл.1). Содержание гомологов метана также более высокое, для них характерно превышение пропана над этаном. Сравнительный анализ содержания углеводородных газов в отложениях скв.7 и 9 позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности антиклинального поднятия Погорелая плита.

В Черном море геохимические исследования проведены в западной глубоководной части и в пределах юго-восточного шельфа.

В пределах глубоководной части Черного моря происходит интенсивное биогенное образование углеводородных газов. Для этого имеются все условия: повышенное содержание органического вещества в осадках (иногда до 15%), представленных в основном глинистыми илами, сероводородное заражение вод и осадков, застойный режим вод. В резко восстановительной среде органическое вещество разрушается с образованием легких углеводородов [1]. Углеводородные газы в осадках этой части Черного моря содержатся в значительном количестве, причем их концентрации достаточно четко коррелируются с содержанием органического вещества (табл.2). Признаком сингенетичности этих углеводородов, кроме тесной связи их содержания с количеством органического вещества, является почти повсеместное преобладание в них этана над пропаном.

В сторону шельфовых зон восстановительные условия сероводородного заражения сменяются окислительными. Эта смена происходит примерно на изобате 200 м. Юго-восточный шельф, прилегающий к Колхидской низменности, в тектоническом отношении характеризуется наличием антиклинальных поднятий, из которых более явные (отражающиеся в верхней части осадочной толщи) – Очамчирское и Кулевское. Донные отложения в районе обоих поднятий представлены, в основном, осадками современного горизонта. Древнечерноморские и ново-

Содержание органического вещества, углеводородных газов и гелия в донных отложениях Каспийского моря

Таблица I

№ скв	Возраст отложений, ярус	Интервал отбора образцов, м	Тип осадков (пород)	C _{орг} %	P · 10 ⁻⁴ см ³ /кг										C ₂ H ₈	CH ₄	Доля CH ₄ среди углеводородов	He 10 ⁻⁵ см ³ /кг
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₀	C ₆ H ₁₄				
7	Q _{IV} nk	0,8-0,9	Глинистый осадок, серый, карбонатный	I, I2	70,9	Сл.	Сл.	Сл.	Сл.	Сл.	0	0	0	0	-	-	100	160
-	"	3,2-3,3	Глинистый осадок, светло-серый карбонатный	I, I2	55I,0	4,0	3,9	I,9	2,4	0	0	0	0	0	0,47	44	98,4	260
-	"	6,5-6,6	Глина светлосерая, карбонатная	I, I2	59I,3	6,7	10,3	3,2	2,4	Сл.	Сл.	0	0	0	0,49	23	95,7	110
-	"	9,2-9,3	Глинистый осадок, светло-серый карбонатный	I, I2	92I,1	5,3	7,3	3,0	2,5	0	0	0	0	0	0,57	5I	98,1	380
-	"	12,9-13,0	Глина светлосерая, карбонатная	I, I2	443,1	2,9	2,6	Сл.	0	0	0	0	0	0	-	80	98,8	190
-	"	18,9-19,0	Глина светлосерая, карбонатная	0,75	428,0	4,6	2,9	Сл.	I, I	0	0	0	0	0	-	49	98,1	160
-	"	28,9-29,0	Алевритово-глинистая порода коричневого цвета, слабо карбонатная	0,40	122,3	II,0	II,6	5,6	0	0	0	0	0	0	0,5I	4	8I,3	200
-	"	37,8-37,9	Алевритово-глинистая порода серая с коричневым оттенком, карбонатная	0,75	73,5	4,3	4,1	Сл.	3,8	0	0	0	0	0	-	6	85,8	250
-	"	48,6-48,7	Алеврит серый, карбонатный, глинистый	0,60	10,3	3,2	2,5	Сл.	0	0	0	0	0	0	-	2	50,0	210
-	"	60,4-60,5	Алевритово-глинистая порода серая, карбонатная	0,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Q _{IV} nk	0,4-0,5	Глинистый осадок, светло-серый, карбонатный	0,50	559,5	3,9	3,3	5,4	4,6	0	0	0	0	0	I,4	32	97,0	360
-	"	3,6-3,7	Алевритово-глинистый осадок светлосерый, карбонатный	0,40	277693,0	6,0	6,9	17,0	8,9	0	0	0	0	0	2,8	7I20	99,8	200
-	"	7,8-7,9	Глина светлосерая, карбонатная	0,50	29980,0	6,3	3,6	0	0,5	Сл.	Сл.	Сл.	0	0	-	2990	99,9	400
-	"	14,5-14,6	Алеврит глинистый, серый слабо карбонатный	0,42	352980	3,2	3,7	6,9	3,9	Сл.	0	0	0	0	2,1	19610	99,9	300
-	"	18,3-18,5	Глина светлосерая, карбонатная	0,44	64206,0	4,5	1,7	13,0	7,2	Сл.	Сл.	0	0	0	2,9	2469	99,9	580
-	"	30,1-30,2	Алеврит серый, карбонатный	0,31	40684,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	860
-	"	40,4-40,5	Глина коричневатая, слабо карбонатная	0,82	78712,0	3,3	7,0	8,6	5,9	0	0	0	0	0	2,6	3510	99,8	300
-	"	59,9-60,0	Глина коричневатая, слабо карбонатная	0,30	81458,0	4,3	3,5	18,1	2,4	Сл.	Сл.	0	0	0	4,2	2909	99,8	200
-	"	78,2-78,3	Глина коричневатато-серая, карбонатная	0,42	57450,0	Сл.	8,7	Сл.	0	0	0	0	0	0	-	6883	99,8	630
-	"	98,4-98,5	Глина серая, карбонатная	0,30	307904,0	27,4	9,3	25,2	5,9	Сл.	0	0	0	0	0,92	4462	99,6	530
-	"	125,0-125,1	Глина серая, карбонатная с коричневым оттенком	0,80	352980,0	35,1	24,0	47,4	7,5	Сл.	Сл.	0	0	0	I,3	5602	99,8	660

Q_{IV} nk - новокаспийский ярус.
 Q_{III} hv - хвалынский ярус.
 Q_{II} hz - хазарский ярус.
 Q_I bk - бакинский ярус.

Таблица 2

Содержание углеводородных газов в донных отложениях глубоководной части Черного моря

Горизонт	Число образцов	$n \cdot 10^{-4}$ см ³ на I кг осадка					C _{орг} , %
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	
Современный	4I	44I89	7,2	5,2	6,1	4,9	2,82
Древнечерноморский	13	93I24	17,0	9,5	16,0	9,0	6,00
Новоэвксинский	7	3II65	16,0	6,1	14,8	6,1	0,74

эвксинские отложения в этом районе сходят на нет.

В изученных отложениях современного горизонта количество органического вещества в среднем не превышает 0,96%. Небольшая глубина моря (15-31 м) способствует сильной аэрации дна и обогащению донных осадков кислородом. Однако, несмотря на окислительные условия, концентрация метана в донных осадках шельфа почти в три раза выше, чем в пелагической зоне. Аномально высокие содержания метана и суммы его гомологов тяготеют к Очамчирскому и Западно-Кулевскому антиклинальным поднятиям (рис.2). Характерно, что количество метана в этих районах не уменьшается с глубиной отложений, как это наблюдается в глубоководной части моря, а, наоборот, несколько повышается. На миграционную природу углеводородных газов в донных отложениях Очамчирского и Западно-Кулевского поднятий указывает и возрастание абсолютных концентраций гомологов метана с увеличением молекулярного веса, а также увеличение гелия вниз по разрезу.

Среднее содержание ($n \cdot 10^{-4}$ см³/кг) газообразных углеводородов и гелия ($n \cdot 10^{-5}$ см³/кг) в донных осадках шельфа Черного моря (38 образцов) приведено ниже:

CH ₄	II6338
C ₂ H ₄	3,3
C ₂ H ₆	3,7
C ₃ H ₈	6,14

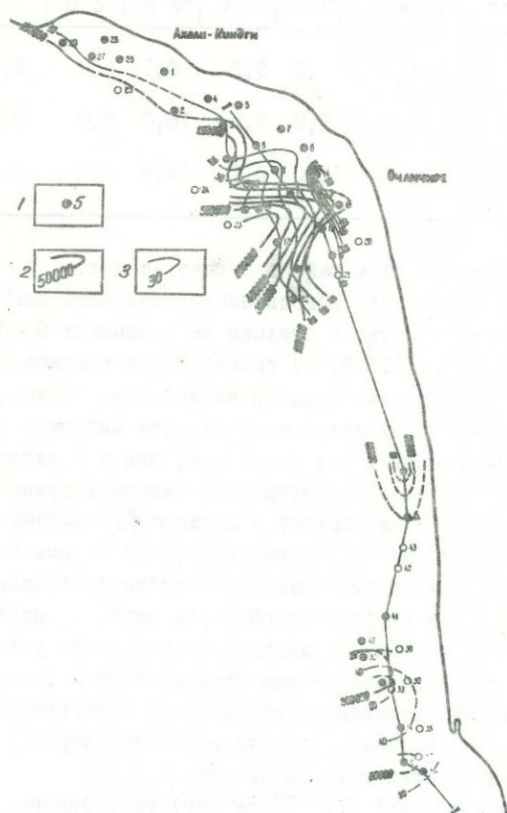


Рис.2. Схематическая карта распределения углеводородных газов ($\text{л} \cdot 10^{-4} \text{см}^3/\text{кг}$) в донных отложениях юго-восточного шельфа Черного моря.

1 - станции отбора проб; 2 - изолиния содержания CH_4 ;
3 - изолиния содержания суммы гомологов метана.

C_4H_6	0,37
C_4H_{10}	8,5
C_4H_8	1,9
He	455

Таким образом, первые работы, проведенные в морях СССР, подтвердили широкие возможности применения геохимического нефтегазопроискового метода. Однако его внедрение сдерживается слабой изученностью геохимических поисковых показателей в донных отложениях, малыми объемами выполненных методических работ и незавершенностью разработок аппаратуры для отбора и анализа донных отложений. Решение этих вопросов позволит геологам-нефтяникам значительно повысить эффективность поисково-разведочных работ в акваториях и, в конечном итоге, снизить затраты на поиски нефти в море.

Л и т е р а т у р а

1. Андреев П.Ф. О конечных продуктах превращения нефти в обстановке отсутствия окислителей. "Геология нефти и газа", 1963, № 4, с.21-26.
2. Антонос П.А. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород. Доклады III международной научной конференции по вопросам геохимии, микробиологии и прикладной химии. Будапешт, 1963, с.120-126.
3. Багиров В.И., Зорькин Л.М., Кругляков В.В. Углеводородные газы донных отложений юго-восточного шельфа Черного моря. "Геохимия", 1974, № 4, с.651-655.
4. Вернадский В.И. о газовом обмене земной коры. Избранные соч., т.У, М., Изд-во АН СССР, 1960.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. М., "Недра", 1966, с.87-102.
Авт.: А.А.Али-Заде, Г.А.Ахмедов, А.М.Ахмедов и др.
6. Леворсен А. Геология нефти и газа. М., "Мир", 1970, 27 с.
7. Мамедов А.М. Соотношение углеводородных газов нефтяных, газоконденсатных, газовых месторождений и грязевых вулканов Бакинского архипелага и прилегающих районов. Изв. АН АзССР, 1968, № 5, с.31-34.
8. Рассел У.Д. Основы нефтяной геологии. Л., Гостоптехиздат, 1958, 110 с.
9. Соколов В.А. Новый метод поисков нефтяных и газовых месторождений. Бюлл. НИРИ, 1933, № I, с.9-17.

10. Ясенов Б.П. Прямые геохимические методы поисков нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1962, с.10-30.

11. Gerard E. and Feugere G. Results of an experimental prospecting study. "Pergamon Press. Amsterdam", 1969, pp.355-371.

12. Methane, Ethane concentrations in Gulf. of Mexica. "The AAPG", v.54, N 10, 1970, pp. 1933-1938.
Auth.: D. Frank, W. Sakett, R. Hall, A. Fredericks.

В.И.Багиров, В.Л.Бондарев,
С.Л.Зубайраев, И.С.Саркисян

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА
СРЕДНЕГО КАСПИЯ

Изучение газообразных углеводородов донных отложений современных морей важно для познания диагенеза рассеянного органического вещества и решения ряда прикладных вопросов. Принимая во внимание актуальность подобных работ нами изучены легкие углеводороды донных отложений Чеченьского и Набран-Мухтадирского участков шельфа Каспийского моря. В 40 станциях отобрано 120 образцов донных осадков.

Осадки Чеченьского участка представлены алевритово-песчаными разностями, обогащенными ракушей. Содержание пелитовой фракции не превышает 20%. Особенности легких углеводородов этого района является широкое изменение CH_4 (от 0,0012 до 2,5 $см^3/кг$) и значительная степень их "сухости", превышающая 650.

Среднее содержание легких углеводородов в донных отложениях Среднего Каспия (82 образца) следующее, $см^3/кг$.

CH_4	<u>0,0012-245,0</u> 0,13
C_2H_6	<u>следы-0,0028</u> 0,0001
C_2H_4	<u>0,0001-0,0007</u>
Сумма	0,0001
гомологов CH_4 (ТУ)	0,0002
$CH_4 / ТУ$	650

В распределении CH_4 четко выражена региональная зональность, отражающая возрастание его концентраций от 0,3 до 2,5 $см^3/кг$ по направлению к северо-востоку, по мере сокращения мощности илов, вплоть до выхода на поверхность неогеновых известняков (рис.1). Максимальные значения CH_4 (2,5 $см^3/кг$) совпадают с "неогеновым полем" и непосред-

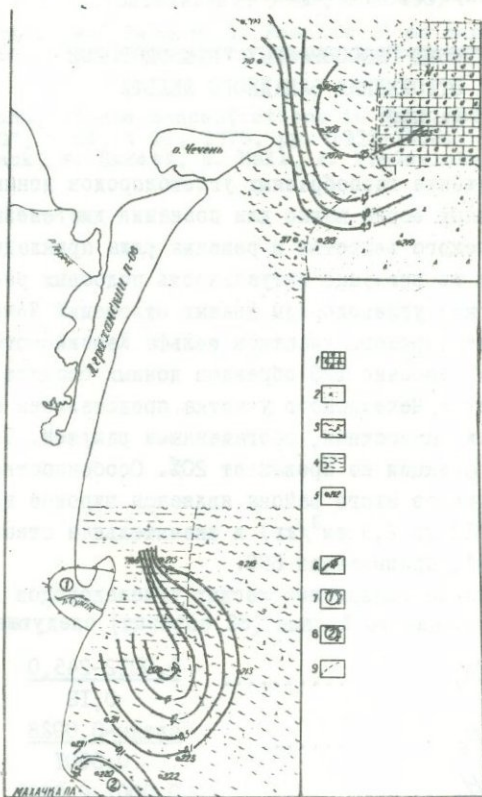


Рис. I. Схематическая карта распределения метана в новокаспийских отложениях Терско-Сулакской впадины Среднего Каспия

1 - известняки неогенового возраста; 2 - песчаные осадки с примесью ракушки; 3 - алевроито-песчаные осадки с примесью ракушки; 4 - алевроито-глинистые осадки с примесью ракушки; 5 - станции отбора проб; 6 - изолинии равных содержаний метана, $\text{см}^3/\text{кг}$; 7 - контуры Махачкалинской антиклинальной структуры; 8 - контуры Сулакского поднятия; 9 - границы литофациальных зон.

венно окружающими его участками. В западном и юго-восточном направлениях наблюдается постепенное падение его концентраций. Гомологи метана (C_2H_6 и C_2H_4) характеризуются незначительным содержанием (от 0,0001 до 0,0004 $см^3/кг$). Поскольку новокаспийские осадки в целом отличаются слабыми сорбционными свойствами (глинистость менее 20%), а газонасыщенность их весьма велика, можно предполагать, что рассеяние газа в водную среду в значительной степени компенсируется постоянным и достаточно интенсивным его поступлением. Это подтверждает повышение метана по вертикальному разрезу донных отложений. Примером может служить распределение метана в новокаспийских отложениях станции 206, расположенной вблизи "неогенового поля" (табл. I).

Таблица I

Распределение метана в вертикальном разрезе новокаспийских отложений станции 206

Интервал, см	Тип осадков	Концентрации CH_4 , $см^3/кг$
0- 20	Песок с ракушей	2,5
20- 40		1,9
50- 70		1,7
70- 90		2,1
100-120	Алеврит с песком и ракушей	2,4
120-140		2,8
150-170		2,7
170-180		2,6
180-200		2,8

На юге изученного полигона новокаспийские осадки представлены алевритово-глинистыми илами, постепенно обогащающимися по направлению к изобате 20 м песчаным материалом и ракушей. В распределении CH_4 установлена региональная зональность, обусловленная закономерным возрастанием его концентраций в сторону береговой линии. Причем, максимальные значения CH_4 в Махачкалинском районе (0,5 $см^3/кг$) в 4 раза

ниже, чем в Сулакском ($2,0 \text{ см}^3/\text{кг}$). Распределение абсолютных концентраций CH_4 имеет достаточно четкую приуроченность к морским продолжениям Махачкалинского и Сулакского поднятий (см. рис. 1). В этих аномальных зонах интенсивность потока метана с глубиной отложений возрастает. Примером может служить разрез отложений станции 220, расположенной в приподнятой части Махачкалинского поднятия (табл. 2). Характерно, что в этих зонах в более древних слоях донных отложений отмечаются гомологи метана, отсутствующие в верхних частях разреза.

Результаты наших исследований показали, что распределение CH_4 , главным образом, подчиняется геолого-структурному фактору. Контролирующими факторами являются выходы коренных пород (северо-восточный участок Чеченского морского района), либо геоморфологическая выраженность антиклинальных поднятий (Сулакское, Махачкалинское). Обращает на себя внимание явное ослабление зависимости абсолютных содержаний миграционного CH_4 от дисперсности новокаспийских осадков и их мощности, что может происходить лишь при "установившейся" [2] миграции. Однако дисперсность илов (сорбционные свойства) безусловно сказывается на относительных концентрациях CH_4 в поверхностных условиях: лучшая сохранность в глинистых осадках и значительное рассеяние - в грубозернистых. Именно поэтому в ряде случаев абсолютная газонасыщенность недостаточно контрастно отражает интенсивность вертикальных перетоков CH_4 .

В распределении легких УВ полигона Набран-Мухтадир намечаются две основные тенденции, обусловленные литофациальными особенностями осадков и тектоническим строением дна. Первая из них характерна для сингенетичного CH_4 и выражается в увеличении его абсолютных значений по мере возрастания $S_{\text{орг}}$ и дисперсности осадков. Поскольку в прибрежной области моря до изобаты 50-100 м осадки представлены грубозернистыми разностями (пески, ракушняки, алевроиты), глинистость которых не превышает 40%, а $S_{\text{орг}}$ - 0,3%, концентрации CH_4 весьма незначительны (не более $0,0007 \text{ см}^3/\text{кг}$). С изобаты 200-300 м наблюдается возрастание пелитовой фракции до 70-80% (рис. 2) и $S_{\text{орг}}$ до 2-3%, что отражается в соответ-

Распределение легких углеводородов в вертикальном разрезе новокаспийских отложений (станция 220)

Интервал, см	Тип осадков	Концентрация углеводородов, см ³ /кг						CH ₄	C ₂ H ₆
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	ТУ	ТУ	C ₃ H ₈
0-20	Песок алевритовой с ракушей	0,04	-	-	-	-	-	-	-
130-150	Алевритово-глинистый, обогащенный песком	0,25	-	-	-	-	-	-	-
180-200	То же	2,0	-	-	-	-	-	-	-
230-250	Алевритово-глинистый	2,5	0,0056	0,0045	0,00006	0,00004	0,0102	24,5	93

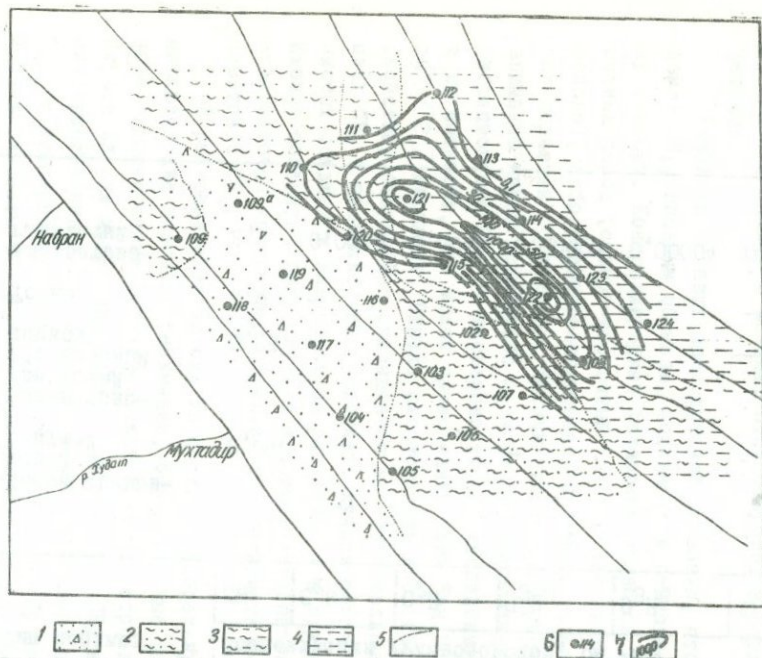


Рис. 2. Схематическая карта распределения метана в новонасипийских отложениях Северо-Апшеронской впадины Среднего Каспия.

1 - песчаные осадки с примесью ракуши; 2 - алевроито-песчаные осадки; 3 - алевроито-глинистые осадки; 4 - глинистые осадки; 5 - границы литофациальных зон; 6 - станции отбора проб; 7 - изолинии равных содержаний метана, см³/кг.

ственном увеличении CH_4 до $5,0 \text{ см}^3/\text{кг}$. Дальнейшее повышение концентраций CH_4 не проявляет зависимости ни от литологического фактора, ни от количества органического вещества, что весьма типично для эпигенетичных скоплений. Зона повышенных значений CH_4 (от $1,0$ до $249,0 \text{ см}^3/\text{кг}$) представляет собой вытянутое узкое поле (см.рис.2), ориентированное с северо-запада на юго-восток с двумя локальными максимумами: Набранский - $83,0 \text{ см}^3/\text{кг}$ и Мухтадирский - $100,0-249,0 \text{ см}^3/\text{кг}$. В первом из них CH_4 возрастает значительно резче, чем во втором.

Таблица 3

Распределение метана по разрезу донных отложений Набран-Мухтадирского шельфа (алеuritово-глинистый тип осадков)

Район	№ станций	Интервал, см	CH_4 ($\text{см}^3/\text{кг}$)
Набранский	I21	0- 20	83,0
		120-140	128,0
		200-220	170,0
Мухтадирский	I22	0- 20	249
		200-220	более 249

В составе газообразных углеводородов в пределах этих зон присутствует этан, этилен, пропан, которые не обнаруживаются в областях с низкими содержаниями метана. Наличие высоких содержаний метана по всему разрезу отложений (табл.3) Набран-Мухтадирского шельфа свидетельствует о локальном макропроявлении этого газа. Выходы газов, в том числе и углеводородных, до настоящего времени были обнаружены главным образом в нефтегазоносных районах Апшеронского и Бакинского архипелагов, а также в пределах Астраханского шельфа. Указанные газопроявления, как правило, связаны с грязевыми вулканами, которые в большом количестве встречаются в Каспийском море на сводах антиклинальных поднятий. Вполне вероятно, что Набран-Мухтадирская метановая

аномалия отражает один из таких грязевых вулканов. По геоморфологическим исследованиям, проведенным О.К.Леонтьевым и В.П.Мякокиным [I], в пределах выявленной нами метановой аномалии предполагается наличие антиклинальных поднятий, ось которых параллельна береговой линии.

Результаты исследований показали, что на обоих полигонах наблюдается ряд четко выраженных локальных максимумов CH_4 , преимущественно эпигенетического генезиса. Расположение их в региональном плане совпадает с антиклинальными структурами, либо их продолжениями в море.

Л и т е р а т у р а

1. Леонтьев О.К., Мякокин В.С. Предполагаемые соотношения тектонических структур Северо-Азербайджанского и Дагестанского побережий Каспия по данным структурно-геоморфологического анализа. В кн. "Комплексные исследования Каспийского моря". Вып. I, М., МГУ, 1970, с.5-12.

2. Соколов В.А. Генезис нефти и газа. М., "Наука", 1968г., 150 с.

Г. Г. Ткаченко

ИЗМЕНЕНИЕ ГАЗОВОГО СОСТАВА ОСАДКОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Перспективы нефтегазоносности на северо-западном шельфе Черного моря связываются с двумя седиментационными бассейнами. С востока в пределы шельфа протягивается Каркинитско-Сивашский палеоген-верхнемеловой грабен (по М. В. Муратову) с нефтяными, газовыми и газоконденсатными месторождениями в Крыму, а с запада - Придобруджинский палеозойский прогиб с нефтепроявлениями в Днестровско-Прутском междуречье.

Сейсморазведкой МОВ на шельфе выявлено более 10 локальных поднятий. На одном из них - Голицынском, на котором бурили первую глубокую параметрическую скважину, была впервые проведена в опытно-методическом порядке морская газовая съемка обширной площади 1300 кв. км. по позднечетвертичным донным отложениям. В центре ее располагалось названное выше поднятие. Образцы на газовый анализ отбирали из колонок донных отложений, полученных с помощью вибропоршневой трубки конструкции Е. И. Кудинова. Глубина вибробурения от поверхности дна изменялась от 1,5 до 4,0 м, что обуславливалось наличием в разрезе донных отложений плотных глин и суглинков. Средняя плотность точек вибробурения не превышает одной скважины на 2 кв. км. Привязка скважин радиогеодезическая. Всего было пробурено около 450 скважин и из каждой полученной колонки было отобрано по 3-6 образцов. Их подбор, герметизацию, дегазацию и т. д. проводили по известным схемам [2,4].

В изученном районе развиты осадки голоцена и верхнего плейстоцена.

Образования голоцена представлены сравнительно однородными по составу мидиевыми илами и, в меньшей мере, песками, имеющими в целом весьма незначительную мощность, которая изменяется от 0 до 20-30, редко 50-70 см. Илы характеризуются повышенными (1-2%) концентрациями бескарбонатного органического углерода ($C_{орг}$) и высокой газонасыщенностью

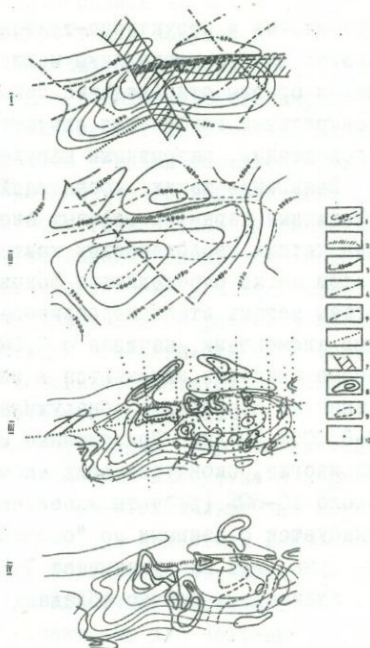
углеродами (до $1-5 \text{ см}^3/\text{кг}$ осадка). Количество метана всегда на 3-4 порядка и более превышает сумму тяжелых углеводородов (ТУ). Эти отложения, широко известные под названием древнечерноморских и современных слоев, мы исключали из массового опробования при газовой съемке как источник сингенетичных газообразных углеводородов (ГУВ).

Отложения верхнего плейстоцена, так называемые новоэвксинские слои, представлены сравнительно пестрыми по составу и типам образованиями. Это алевроитовые, алевроитоглинистые и глинистые илы, мелкозернистые пески, а также субаквальные и субаэральные глины и суглинки. Они образуют единую абразионную поверхность, которая трансгрессивно перекрывается вышеописанными осадками голоцена. Новоэвксинские слои бедны $C_{\text{орг}}$ (десятые и сотые доли процента) и характеризуются низкими концентрациями ГУВ, не зависящими от литологии. Концентрации ГУВ изменяются от 0,001 до 0,02 по метану и 0,0001-0,003 $\text{см}^3/\text{кг}$ по сумме ТУ. Количество метана, таким образом, лишь на порядок выше суммы ТУ и, в единичных случаях, на два порядка.

Такие данные, полученные на опытно-рекогносцировочных этапах исследований поднятия Голицына [1,2], позволили установить возможность использования новоэвксинских слоев в качестве "опорного геохимического горизонта" как наиболее информативного по газопоказаниям при морской газовой съемке.

Вибробурением в каждой точке обычно вскрывали 2-3 литологические разности, принадлежащие новоэвксинским слоям, и из каждой из них отбирали образцы на газовый анализ. Затем рассчитывали средние концентрации ГУВ по всей колонке.

Карты изогаз составляли с минимально возможным сечением, начиная с самых минимальных значений углеводородных компонентов. В качестве геологической основы для интерпретации карт изогаз использовали структурную карту по опорному отражающему сейсмическому горизонту МОВ, отождествляемому с кровлей олигоценовых отложений майкопской серии, и карту разрывной тектоники, проявленной в фундаменте, осадочном чехле и рельефе дна (рисунок). Последняя была составлена на основе многосторонней комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.



Карты структурно-тектонические и аномальных концентраций газобразных углеводородов

I - карта разрывной тектоники, проявленной в фундаменте, осадочном чехле и рельефе дна (составил Г.Г.Ткаченко);
 II - структурная карта поверхности домеловых отложений по данным гравиразведки (составил В.С.Попович, З); III - карта аномальных концентраций метана (составил Г.Г.Ткаченко);
 IV - карта аномальных концентраций суммы ТУ (составил Г.Г.Ткаченко)

I - изогипсы опорного сейсмического горизонта в майкопских отложениях (по Б.Д.Безверхову и Г.П.Коханчику); 2 - зона потери корреляции сейсмической записи; 3 - изогипсы поверхности домеловых отложений; 4 - разрывные нарушения, проявленные в фундаменте, по данным магниторазведки и гравиразведки (В.Н.Самсонов, А.Я.Краснощек, Г.Г.Ткаченко); 5 - то же в осадочном чехле (Ф.Л.Грезер, Т.А.Гончарова и др.); 6 - то же в литофациальных особенностях строения и мощностях голоценовых отложений (Г.Г.Ткаченко); 7 - то же в виде широких малосамплитудных уступов рельефа дна (Г.Г.Ткаченко); 8 - изогасы аномальных концентраций, внешний контур: для метана - $0,004 \text{ см}^3/\text{кг}$, для суммы ТУ $0,0003 \text{ см}^3/\text{кг}$, для суммы ТУ - $0,001 \text{ см}^3/\text{кг}$; 9 - изогасы наиболее низких значений суммы ТУ; 10 - скважины вибробурения.

Совмещение карт изогаз и структурно-тектонических сразу же позволило выявить четкую корреляцию между замкнутыми изогазами, создающими ореолы относительно повышенных концентраций ГУВ, с конкретными глубинными структурными элементами — локальными поднятиями, разрывными нарушениями и узлами их пересечения. Выявление таких корреляций позволяет предполагать эпигенетичный характер газовых аномалий и говорить о существовании четких геологических критериев их эпигенетичности. При этом легко определяются фоновые концентрации. Например, изогазы метана стали коррелироваться с глубинными структурными элементами, начиная с $0,004-0,005 \text{ см}^3/\text{кг}$. Следовательно, фоновые значения изменяются в меньших пределах. По сумме ТУ такая же корреляция обнаружилась, начиная со значений $0,0002-0,0004 \text{ см}^3/\text{кг}$. Приведенные минимально-аномальные значения изогаз, околнуривающих аномалии, отвечают вероятности около 50-60% (расчеты выполнены Е.П. Ларченковым). Это согласуется с данными по "опорным геохимическим горизонтам" на суше, где, как указывает Х.Н. Азизханов и др. [3], фоновыми значениями обычно обладают 50-75% отобранных проб.

Результаты газовой съемки, проведенной в районе поднятия Голицына, показывают, что ореолы аномальных концентраций метана создают два четких кольцевых рисунка (см. рисунок, III). Один из них обрамляет восточную сводовую часть структуры по кровле олигоцена, другой как бы приключается к поднятию Голицына с севера, полностью соответствуя морфологии другого поднятия, выявленного В.С. Поповичем [5] по поверхности домеловых образований по результатам гравиразведки и названного им поднятием Ломоносова (см. рисунок II). По сумме ТУ кольцевой рисунок наблюдается только над восточной частью поднятия Голицына. Следовательно, миграционные потоки ГУВ могут приходиться к поверхности дна из различных структурных этажей. Кольцевой рисунок по метану над поднятием Ломоносова соответствует газам "сухого" типа, а над восточной частью поднятия Голицына — "жирного". Последнее подтверждается результатами анализов газа, полученных из коллекторов палеоцен-датских отложений в первой глубокой параметрической скважине.

Наиболее интенсивная аномалия по сумме ТУ имеет вытянутую форму и приурочена к секущей поднятие Голицына северо-западной зоне разлома, проявленного в фундаменте и отраженного в рельефе дна в виде пологого широкого малоамплитудного уступа (см. рисунок I). Максимальные концентрации внутри аномалий приурочены к узлам сопряжения указанной зоны с разломами северо-восточного направления, где наблюдаются отчетливые признаки горизонтальных смещений. Описываемая аномалия почти не выходит за пределы поднятия Голицына, что свидетельствует о скоплении углеводородов в структуре. Иногда над некоторыми зонами разломов наблюдаются линейные аномалии пониженных значений суммы ТУ (см. рисунок IV). По-видимому, это свидетельствует об условиях сжатия, препятствующих процессам миграции.

Интересную информацию несут данные распределения в донных осадках отношения изобутана к нормальному бутану. Оба компонента встречаются только над восточной частью поднятия Голицына и над поднятием Ломоносова, располагаясь внутри кольцевых обрамлений по метану. Отношение изменяется от 0,1 до 0,6, в единичных случаях до 1,2. Такие показатели, как известно, характерны для нефтяных и газоконденсатных месторождений. Это не согласуется с данными по первой глубокой параметрической скважине, вскрывшей только верхи верхнего мела и давшей проявления "сухих" газов в майкопских отложениях и "жирных" - в палеоцен-датских. Нельзя, таким образом, думать, что создающие кольцевой рисунок аномалии приходят только из непромышленных коллекторов указанных толщ. В более глубоких горизонтах поднятия Голицына - в верхнемеловых и нижнемеловых, а, возможно, и в домеловых отложениях, еще не изученных бурением, можно ожидать скопления нефти и газоконденсата. Такие месторождения в первых двух подразделениях известны на сопредельной части Крыма.

По результатам морской газовой съемки пока уверенно можно говорить только о наличии нефте- или газопроявлений, оставляя вопрос промышленной оценки структуры открытым. Материалы по газометрии помогают корректировать места заложения поисковых скважин.

Особенно эффективной морская газовая съемка будет при поисках ловушек в глубоководных структурных этажах, недоступных пока для изучения сейсморазведкой.

Регионально-рекогносцировочные газометрические исследования, проведенные нами в 1973г. на всей площади северо-западного шельфа, показали, что кроме газовых аномалий, отчетливо тяготеющих к известным локальным поднятиям (Голицына, Гамбурцева, Сельского, Очаковское, Шмидта и др.), существуют и четкие аномалии, наблюдаемые на фоне моноклинального строения осадочного чехла и в зонах выклинивания опорных сейсмических горизонтов, что открывает широкие перспективы поиска ловушек "неантиклинального" типа.

Методики морской газовой съемки и комплексной интерпретации результатов для условий северо-западного шельфа Черного моря разработаны и внедряются в производство.

Л и т е р а т у р а

1. Газообразные углеводороды донных отложений западной части поднятия Голицына и признаки их эпигенетичности (Черное море). "Геология побережья и дна Черного и Азовского морей в пределах СССР", вып.7, изд.КГУ, 1974, с.105-107. Авт.: Г.Г.Ткаченко, Ю.И.Деркач, М.М.Ейфа и др.

2. Некоторые данные об углеводородных газах донных отложений северо-западной части Черного моря в связи с нефтегазоносностью. "Геология побережья и дна Черного и Азовского морей в пределах СССР", вып.5, изд.КГУ, 1971, с.80-81. Авт.: Г.Г.Ткаченко, Н.В.Поршнева, А.И.Самсонов и др.

3. О выборе опорных геохимических горизонтов и оценка аномалийных эффектов. Тр.ВНИИГТ, вып.10. "Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа", М., "Недра", 1971, с.33-36. Авт.: Х.Н.Азизханов, Л.С.Кондратов, М.Г.Петренко и др.

4. Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений, М., ВНИИГТ, 1967, с.325.

5. Попович В.С. О методике поисков и разведки нефти и газа в северном Причерноморье. "Геология нефти и газа", 1974, № II, с.30-33.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И МЕТАНА ДОННЫХ ОСАДКОВ ЧЕРНОГО МОРЯ

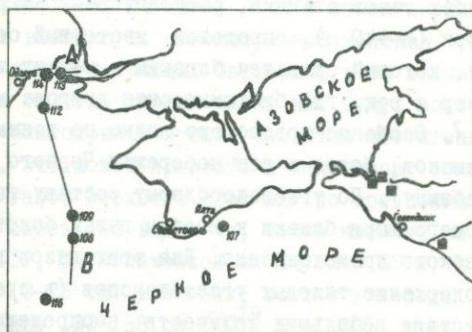
В донных осадках морей и океанов часто встречаются повышенные количества газа, содержащего CH_4 и CO_2 , природа которых недостаточно ясна. Выяснение генезиса CO_2 и CH_4 в донных осадках морей и океанов приобретает большое практическое значение в связи с поисками месторождений нефти и газа в зоне шельфа. Изучение химического состава газов не всегда позволяет определенно говорить об их генезисе. На примере газов осадков Черного моря рассмотрим возможности использования изотопии углерода для решения вопросов генезиса газов донных осадков.

Пробы газов донных осадков Черного моря были отобраны во время рейса судна "Московский университет" в 1971 г. и представлены нам группой морской геохимии ВНИИГТ с соответствующей документацией и химическими анализами. Изотопный состав углерода определяли на масс-спектрометре МИ-1305 относительным компенсационным методом. Результаты изотопного анализа представлены в виде величины δC^{13} , выраженной в процентах, относительно Чикагского стандарта PDB. Расположение станций показано на рисунке, результаты химического и изотопного анализа представлены в таблице.

При интерпретации данных химического состава и изотопного состава углерода CO_2 и CH_4 донных газов следует иметь в виду важную особенность Черного моря — сероводородное заражение на глубине более 200–250 м вследствие бактериального восстановления сульфатов. Это явление детально разобрано на основе изучения изотопного состава серы в классической работе А.П.Виноградова, В.А.Гриненко и В.И.Устинова [2]. В донных илах зоны сероводородного заражения активно идут процессы бактериального восстановления сульфатов, следовательно, в донных осадках преобладают восстановительные условия, благоприятные для развития метаногенирующей микрофлоры. По-видимому, основные количества углекислого газа на глубинах моря более 200 м в зоне сероводородного заражения будут

Характеристика газов донных осадков Черного моря

Месторождение, номер станции	Глубина моря (вода- ема), м	Интервал колонки, см	Состав газа, об. %								δC^{13} , %		
			N ₂	O ₂	CO ₂	CH ₄	n · 10 ⁻⁴				CO ₂	CH ₄	
							C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆			C ₄ H ₁₀
Черное море													
II3б	8	II5-162	85	7	5,0	3,4	-	0,6	0,25	0,16	-	-1,65	-6,37
I44а	15	I44-209; 290-323	-	-	-	2,4	-	-	-	-	-	-1,23	-6,00
II2а	30	0-75	84	12	2,1	0,0043	0,13	0,6	0,14	0,04	-	-2,50	-
II2	30	I80-I88	84	9	3,5	0,003	0,30	0,8	0,3	0,16	-	-1,63	-
I09а	440	0-I05	88	11	2,5	0,35	2,3	0,8	0,4	0,12	0,06	-2,53	-
I09	440	I60-200	79	10	2,0	9,0	4,7	0,9	0,5	0,16	сл.	-	-6,24
I07	III0	0-90	78	20	2,0	0,0011	0,1	0,1	-	-	сл.	-2,41	-
I08б	III0	I0-31; 49-131	78	19	1,5	0,0037	0,4	0,3	0,1	0,04	сл.	-1,91	-
II6б	I950	0-30; 53-68	78	20	0,5	0,003	0,2	0,2	-	-	-	-2,02	-
Побережье Черного моря													
Курчанский лиман пр.	I,0	-	-	-	1,0	34,5	16,4	-	27,5	-	70	-	-5,60
Курчанский лиман пр.	I,2	-	-	-	5,0	57,3	8,0	-	4,1	-	33	-	-6,30
Устье реки, пр.	0,8	-	-	-	9,4	65,2	1,0	-	5,5	-	12	-	-5,80
Болото вблизи Курчанского лимана, пр.	0,8	-	-	-	13,2	79,3	0,9	-	0,6	-	11	-	-6,50



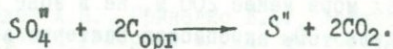
- номера и положение станций
- номера и положение проб иловых газов
- $\delta^{13}C$ углекислоты
- $\delta^{13}C$ метана
- ▨ зона сероводородного заражения



Изоотопный состав углерода углекислого газа и метана донных осадков Черного моря.

1 - номера и положения станций; 2 - номера и положения проб иловых газов; 3 - $\delta^{13}C$ углекислого газа; 4 - $\delta^{13}C$ метана; 5 - зона сероводородного заражения

образовываться при бактериальном восстановлении сульфатов по реакции:



Как показали многочисленные исследования [3, 4, 5], при этом процессе будет образовываться CO₂ с изотопным составом углерода, близким к органическому веществу, т.е. $\delta^{13}C$ около -2,0 + -2,5%. На меньших глубинах моря, не в зоне сероводородного заражения, доля CO₂ редукции сульфатов уменьшается и при наличии метангенерирующих процессов будет возрастать доля CO₂, образующейся при бактериальной генерации метана, что, вероятно, будет приводить к утяжелению углерода CO₂ по сравнению с углеродом CO₂ зоны сероводородного заражения.

В трех пробах газов станций, расположенных на различных глубинах моря (8-440 м), определен изотопный состав углерода метана, который оказался близким к метану иловых газов болот, озер и рек, где биохимическая природа метана несомненна [I]. Особенно хорошо это видно по данным для иловых газов лиманов, болот и рек побережья Черного моря (см. рисунок, таблицу). По углеводородному составу газы донных осадков Черного моря близки к иловым газам болот, озер и рек биохимического происхождения. Для этих газов характерно низкое содержание тяжелых углеводородов (в среднем $10^{-4}\%$) и присутствие небольших количеств неопределенных углеводородов. Данные химического и изотопного состава углерода позволяют говорить о биохимической природе метана изученных газов донных осадков Черного моря и сходстве процессов биохимического образования метана в болотах, озерах, реках и морях.

Данные по изотопному составу углерода CO_2 также подтверждают биохимическую природу газов и позволяют говорить о характере процессов биохимического газообразования. Углерод CO_2 газов осадков глубин моря более 200 м в зоне сероводородного заражения "легкий" и изменяется в пределах δC^{13} от -1,9 до -2,5%. Это подтверждает предположение об образовании основного количества CO_2 при бактериальной редукции сульфатов, вследствие которой образуется CO_2 с изотопным составом углерода, близким к углероду органического вещества.

На глубинах моря менее 200 м, не в зоне сероводородного заражения, доля CO_2 процессов бактериальной редукции сульфатов падает и возрастает доля CO_2 процессов бактериальной генерации метана. Наличие процессов бактериальной генерации метана подтверждает повышенное содержание метана и изотопный состав углерода метана газов станций II3 и II4 (глубины моря 8 и 15 м). Это, по-видимому, должно привести к некоторому утяжелению углерода CO_2 по сравнению с CO_2 зоны сероводородного заражения. Действительно, на глубинах моря менее 200 м наблюдается утяжеление углерода CO_2 (8 м - $\delta C^{13} = -1,6\%$; 15 м - $\delta C^{13} = -1,2\%$; 30 м - $\delta C^{13} = -1,6\%$).

На небольших глубинах моря в самом верхнем слое осадков могут возникнуть окислительные условия, способствующие развитию метаноокисляющих бактерий, в то время как в более удаленных от поверхности слоях ила будут восстановительные условия, благоприятствующие развитию метангенерирующих бактерий. Это может привести к некоторому облегчению углерода CO_2 газов верхнего слоя ила по сравнению с CO_2 более глубоких слоев. По-видимому, такое явление мы наблюдали на станции П2, расположенной на глубине 30 м. В самом верхнем слое ила (0-75 см) изотопный состав углерода $\delta \text{C}^{13}_{\text{CO}_2} = -2,5\%$, а на глубине 130-188 см $\delta \text{C}^{13} = -1,63\%$, т.е. наблюдается некоторое утяжеление углерода CO_2 с удалением от поверхности ила.

Приведенные изотопные данные указывают на биохимическую природу газов донных осадков Черного моря (см. таблицу). Следует отметить, что и в донных осадках морей на значительных глубинах в результате биохимических процессов генерируется метан с изотопным составом углерода, близким к биохимическому метану болот, озер и рек.

Л и т е р а т у р а

1. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. М., "Недра", 1978, с.87.

2. Виноградов А.П., Гриненко В.А., Устинов В.И. Изотопный состав соединений серы в Черном море. "Геохимия", 1962, № 10, с.851-878.

3. Виноградов А.П., Гриненко В.А., Устинов В.И. Изотопный состав серы и углерода в руде месторождения Шор-Су. "Геохимия", 1964, № 1, с.5-10.

4. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. М., "Недра", 1968, с.228.

5. Иванов М.В. Роль микробиологических процессов в генезисе месторождений самородной серы. М., "Наука", 1964, с.368.

РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ ПОРОД

И. С. Старобинец, А. В. Архангельский,
Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник,
Н. Г. Циклаури

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАЗОВ ЗАКРЫТЫХ ПОР ПОРОД

Среди рассеянных газов осадочных пород можно условно выделить три основные категории газов, которые поддаются изучению современными способами дегазации: 1 - сорбированные веществом породы, 2 - закрытых (замкнутых) поровых пространств и 3 - связанные с породой на молекулярном уровне. В зависимости от способа дегазации исследуют разные категории газов, содержащиеся в породах. Термовакuumным способом извлекают, главным образом, газ, сорбированный веществом породы. Газы закрытых пор извлекают методами механического и химического разрушения породы. И, наконец, газы, связанные с породами на молекулярном уровне, могут быть выделены только химическими методами путем разрушения породы кислотами.

В статье мы остановимся лишь на общих закономерностях распространения газов закрытых пор некоторых бассейнов. Несмотря на условность этой категории газов, закономерность их выделения подтверждается закономерностью, согласно которой при увеличении коэффициента закрытой пористости, выход газов указанной группы значительно увеличивается.

Для изучения газов закрытых пор была использована вибрационная дробилка П.П.Алферова и А.А.Печкова. В применяемой дробилке керн предварительно заливают водой и герметизируют в металлической ступке. Перед дроблением из породы удаляют воздух и газы из открытых пор и трещин образца. Породу разрушают в цилиндре с помощью резцов из сверхтвердых сплавов, затем подвергают термовакuumной дегазации при 55-60°C.

В составе извлеченных газов определены углеводородные компоненты - метан и его гомологи до гексана включительно, непредельные углеводороды, кислород, азот, углекислый газ, водород и гелий.

Во всех проанализированных пробах присутствовала смесь газов атмосферного происхождения - кислород и азот. Для их удаления была разработана и применена вычислительная программа "Газы закрытых пор" применительно к ЭВМ "Наири-2". Эта программа, кроме исключения воздушного азота и кислорода, предусматривает вычисление газонасыщенности пород, состава газов и их классификацию по преобладающим компонентам к той или иной группе. В соответствии с классификацией выделены следующие группы газов: азотный, углекисло-азотный, азотно-углекислый, углекислый и азотно-углеводородный.

Материалом для изучения газов закрытых пор послужили образцы различного литологического состава, отобранные по скважинам различных регионов - Северного Устьрта, восточной части Прикаспийской впадины, Московской синеклизы и Мезенской впадины, Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна. Образцы керна отбирали как в скважинах непродуктивных площадей, так и в пределах месторождений, а также в законтурных скважинах. Исследованные образцы пород относятся по возрасту к кайнозойским, мезозойским, палеозойским и протерозойским.

зойским отложениям, залегающим на глубинах от 20-30 до 4000 м и более. В общей сложности было изучено более 800 образцов пород.

С о с т а в г а з о в з а к р ы т ы х пор изменяется от углекислого и азотно-углекислого к углекисло-азотному и азотному. Намечается определенная закономерность в распределении состава газов как по разрезу, так и простираию в пределах отдельных бассейнов. Обычно газы углекислого и азотно-углекислого составов преобладают в верхних частях разреза и окраинных зонах бассейнов. Вниз по разрезу и в направлении погруженных областей газы приобретают углекисло-азотный и азотный составы. Эта закономерность четко прослеживается в разрезе Чикудукской и Аккулковской площадей Северного Устарта, где в верхних частях разреза - газах миоцена - концентрация углекислоты достигает 99%; вниз по разрезу в олигоцене она снижается до 56%. Дальнейшее снижение углекислоты наблюдается в газах эоценовых пород. Аналогичная направленность в изменении состава газов в разрезе отдельных площадей наблюдается и по другим бассейнам. Так, в пределах восточной части Прикаспийской впадины в газах закрытых пор пород мелового возраста отмечаются газы азотно-углекислого состава, которые вниз по разрезу в отложениях подсолоевого палеозоя изменяются на углекисло-азотные и азотные.

Закономерность в изменении состава газов по площади прослеживается по скважинам Московской синеклизы, где состав изменяется от преимущественно углекислого и азотно-углекислого в окраинных зонах - по разрезам Московской и Нейской площадей - до преимущественно азотного в погруженных зонах - разрез Дьяконовской площади. В ряде случаев повышение в составе газов углекислоты прослеживается в карбонатных толщах, например, верхнедевонско-нижнекаменноугольной в пределах Московской синеклизы.

О б щ а я г а з о н а с ы щ е н н о с т ь п о р о д изменяется от первых десятков до 10-150 см³/кг породы и более. Причем, если азот и, в редких случаях, углекислый газ исчисляются десятками, а иногда и сотнями кубических сантиметров на килограмм породы, а водород достигает 1-2 см³/кг,

то углеводороды содержатся от следов до десятых долей и редко $1 \text{ см}^3/\text{кг}$ породы. Общая газонасыщенность пород обычно возрастает со стратиграфической глубиной.

В том же направлении практически повсеместно нарастает содержание азота. Так, например, если средние величины азота в газах кайнозойских отложений Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна составляют $3,4 \text{ см}^3/\text{кг}$, в мезозое эта величина возрастает до $32-44 \text{ см}^3/\text{кг}$, и наконец, максимальные значения отмечаются в палеозойских породах. Аналогичная закономерность отмечается и для других бассейнов.

Практически для всех бассейнов отмечается равномерное увеличение в породах углекислого газа со стратиграфической глубиной. В качестве примера можно привести разрез восточной части Прикаспийской впадины.

В распределении водорода намечается некоторое его увеличение вниз по разрезу. Однако эта закономерность нечеткая и она в ряде случаев нарушается.

Содержание метана и его гомологов в газах являются резко различными в разрезах продуктивных и "пустых" площадей. На фоновых участках наблюдается повсеместно равномерное возрастание метана и его гомологов по мере возрастания глубины залегания пород и от окраинных частей бассейна к погруженным зонам. Причем резкое их увеличение, особенно C_4 , наблюдается на глубинах более 3 км в газах аргиллитов юрского возраста на Северном Устье, подсолевого палеозоя на площадях восточной части Прикаспийской впадины, девонских отложений Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна и вендского комплекса на площадях центральных районов Московской синеклизы. Именно в указанных частях разреза распределены "жирные" газы. Часто эти газы, например вендских отложений центральных районов Московской синеклизы, по данным изучения газов Дьяконовской площади, по соотношению углеводородных компонентов близки к попутным газам нефтяных месторождений. Сухие газы обычно характерны для верхних частей разреза, а также в окраинных частях бассейна. Вниз по разрезу, а также к закрытым внутренним зонам повсеместно наблюдается утяжеление газов. Так, в Московской синеклизе эта закономерность прослеживается от Нейской и Молоковской площадей

(окаинных ее частей) к Дьяконовской - наиболее погруженной.

В разрезах фоновых скважин, при условии идентичности залегания пород, газонасыщенность углеводородными газами снижается в ряду аргиллиты (глины)-алевролиты-песчаники. Кроме этого, отмечается зависимость количества углеводородов от содержания в породах органического вещества, как следствие зависимости содержания последнего от типа пород. Коэффициент корреляции между углеводородами и содержанием $C_{орг}$ обычно высок и колеблется в пределах 0,7-0,9. Наиболее четко эта зависимость прослеживается для вендских и ордовикских отложений Московской синеклизы и для девонских - в Припятско-Днепровско-Донецком бассейне.

В разрезах, изученных над месторождениями, а также в скважинах, расположенных вблизи их контура, содержание метана и его гомологов в газах закрытых пор резко возрастает иногда на 2-3 порядка. С приближением к залежи нефти и газа содержание CH_4 и TU закономерно возрастает, достигая максимума вблизи залежи. Указанные закономерности установлены в разрезах Гнединцевского, Вишанского месторождений в Припятско-Днепровско-Донецком бассейне и Кенкиякском и Кара-Тубинском на территории восточной части Прикаспийской впадины. В зоне влияния залежей связь углеводородов с органическим веществом пород и их литологическими особенностями нарушается.

Практически во всех пробах обнаружены непредельные углеводороды - этилен и пропилен, а в целом ряде проб и бутулен. Намечается взаимосвязь между предельными и соответствующими непредельными углеводородами, а также между углеводородами и органическим углеродом в породах.

Содержание г е л и я в газах закрытых пор пород повсеместно возрастает со стратиграфической глубиной. Для разновозрастных пород намечается зависимость его от литологических особенностей пород - его больше в глинах и аргиллитах и меньше - в песчаниках и известняках.

Интересные данные получены при изучении изотопов аргона в газах закрытых пор, которые были проанализированы в лаборатории Н.И. Мусиченко. Анализ данных показывает, что вниз по разрезу намечается закономерное возрастание радио-

генной составляющей. Так, например, избыточное содержание радиогенного аргона в нижнемеловых отложениях составляет 20%, вниз по разрезу в отложениях перми его количество увеличивается до 30% и наконец на больших глубинах достигает 35-40%.

Следует также отметить, что характер и тенденции в изменении газов закрытых пор пород согласуются с особенностями газовой составляющей подземных вод.

Полученные материалы позволяют считать, что газы закрытых пор пород в комплексе с другими геохимическими данными свидетельствуют о важности их изучения при решении различных генетических и нефтегазописковых вопросов. Состав газов закрытых пор, очевидно определяется процессами преобразования рассеянного органического вещества. Об этом свидетельствуют данные Е.А.Рогозиной¹, отражающие определенные закономерные связи между составом газов закрытых пор и генетическим типом органического вещества пород.

Имеющиеся данные позволяют также считать в качестве возможно нефтематеринских пород вендские отложения Московской синеклизы, погруженные на глубину более 3 км, отложения подсолевого палеозоя восточной части Прикаспийской впадины и девонские отложения Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна, в которых отмечены повышенные содержания ТУ и по соотношению углеводородных компонентов, приближающихся к составу попутных газов нефтяных месторождений. Эоценовую толщу Северного Устурта, где газы закрытых пор пород — сухие метановые, следует относить в разряд газоматеринских.

Характер распределения газовых компонентов закрытых пор по разрезу и площади бассейнов, связь их с органическим веществом пород позволяет предположить преимущественную их сингенетичность по отношению к вмещающим породам.

Возможность использования газов закрытых пор пород в качестве показателей для поисковых целей подтверждается

¹Е.А.Рогозина. "Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества (на примере мезозойских аргиллитов)". Сб. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967, с. 82-86.

также лабораторными исследованиями. Так, экспериментальные работы по моделированию проникновения газов в породу, проведенные под руководством И.С. Старобинца, показали, что вторичные газы способны проникать в систему закрытых пор и микротрещин породы и длительное время сохраняться в них.

Появление в разновозрастных литологически однородных породах углеводородных газов в количествах, превышающих фоновое, будет прямым признаком нефтегазоносности недр. Об использовании углеводородов в газах закрытых пор в качестве поискового критерия свидетельствуют закономерности, выявленные в исследованных районах.

И.С. Старобинец, Л.М. Зорькин,
Е.В. Стадник, А.В. Архангельский

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

Происхождение нефти и газа, формирование и закономерности распределения в недрах их залежей можно объяснить, зная особенности природных газов осадочных пород крупных территорий. Такие исследования очень важны в новых слабо изученных районах. Полученные данные позволят выделить в разрезе нефтегазоносные толщи, оценить возможные ресурсы нефти и газа и перспективность территории, наметить первоочередные направления и районы для проведения нефтегазопроисловых работ. Многие из перечисленных вопросов необходимо решить для Северного Устюрта. В статье рассматриваются основные закономерности в изменении природных газов осадочных пород этой территории.

Территория Северного Устюрта является составной частью Североустюртского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Бассейн занимает огромную территорию, расположенную между горным Мангышлаком, Уралом и его продолжением, акваториями Каспия и Арала. Площадь его составляет около 200 000 км². Границы бассейна достаточно обоснованно проводятся по геологическим и гидрогеологическим данным. [6, II]. Основным структурным элементом Североустюртского бассейна является крупная Челкарско-Североустюртская зона прогибов, разделенная поперечными перемычками на отдельные мульды различной величины. В пределах Челкарского прогиба выделяется глубокая Кашкаратинская мульда, к югу от нее в Североустюртском прогибе прослеживается Косбулакская мульда и Барсакельмесская впадина, между которыми располагается Актумсукское поднятие. Вдоль бортовых частей прогибов выделяются группы поднятий, вали и локальные структуры.

Платформенный чехол представлен разновозрастными образованиями (начиная со среднего палеозоя до верхнего триаса - лейаса в основании). Мощность осадочного покрова растет (до 8-10 км и более) к осевым зонам впадин при одно-

временном увеличении полноты разреза. В разрезе осадочного чехла выделяется ряд относительно обособленных водоносных комплексов: покровный, олигоцен-миоценовый, палеогеновый (эоценовый), меловой, юрский и палеозойско-триасовый. Региональными водоупорами являются глинистые карбонаты верхнего мела и верхней юры. Водовмещающими породами служат преимущественно пески, алевроиты и песчаники, редко трещиноватые известняки.

Промышленная газоносность выявлена в отложениях эоцена на Чумышты-Чагырлинской, Базайской, Кылойской и Чикудукской площадях. Многопластовое нефтяное месторождение открыто в юрских коллекторах на Арстановском поднятии, а на Куанышской и Каракудукской площадях в этих же отложениях известно газоконденсатное месторождение.

Основные области современной инфильтрации подземных вод пластовой системы бассейна расположены в пределах южного окончания складчатого Урала и Примугоджарско-Чушкакульской зоны поднятий. Разгрузка подземных вод бассейна происходит в пределах Аральского моря и Арало-Куландинской зоны дислокаций. В наиболее глубоких частях бассейна - в недрах Барсакельмесской, Самской, Косбулакской и, возможно, Кашкартинской депрессий - водоносные комплексы юрских и нижележащих отложений образуют пластовые системы эллизионного типа.

Гидрогеологические условия Североустюртского НГБ рассмотрены наиболее детально ранее [5,9-II,13]. Среди газов осадочных пород изучены газы, рассеянные в породах, растворенные в подземных водах, газы нефтяных и газовых месторождений. Следует обратить внимание на отсутствие комплексных исследований геохимических особенностей газов всей пластовой системы Североустюртского бассейна. К настоящему времени выполнены отдельные работы, в которых освещаются лишь некоторые вопросы геохимии природных газов региона [1,9-II].

Рассеянные газы осадочных пород

Газы пород изучали в разрезе глубоких скважин, пробуренных в различных частях Челкарского прогиба и Косбулакской мульды. Рассеянные газы осадочных пород бассейна изу-

чали в комплексе геохимических исследований, проводимых при поисках залежей нефти и газа в различных геолого-гидрогеологических условиях. Анализ материалов по распространению рассеянных в породах углеводородных газов (УВГ) и неуглеводородных газов (НГ) в составе так называемых газов закрытых пор (ГЗП) показывает, что геолого-гидрогеологические факторы во многом определяют особенности регионального газонасыщения пород.

В пределах Североустуртского бассейна наиболее полно изучены газы отложений средней юры, нижнего мела и палеогена. В среднеюрских породах газы относятся к азотному типу, в качестве примесей они содержат углекислый газ, водород и УВГ (табл. I). Глинистые разности пород в большей мере обогащены УВГ ($0,002-0,06 \text{ см}^3/\text{кг}$) по сравнению с песчано-алевритовыми породами ($0,005-0,008 \text{ см}^3/\text{кг}$). Состав углеводородных газов в значительной степени утяжелен; концентрации метана изменяются от 60 до 85%. Содержание непредельных углеводородов составляет 0,8 - 3,3%. Из гомологов метана C_3H_8 и C_4H_{10} содержатся в наибольших количествах. На некоторых площадях велика роль пропан-тексановой фракции. При этом, концентрации гомологов метана возрастают от относительно приподнятых участков бассейна (Базайско-Аккулковская зона поднятий), к ее внутренним, погруженным частям (Коскатын, Чикудук). На этом фоне выделяются Базайская, Чикудукская и Кылойская площади, среднеюрские отложения которых содержат повышенные концентрации гомологов метана и, особенно, фракции C_2-C_4 (Кылойская и Чикудукская площади) и C_5-C_6 (Базайская площадь). Коэффициенты разбавления УВГ, (отношение НГ/УВГ) возрастают от погруженных участков бассейна к его бортовым и относительно приподнятым зонам. Так, если в центральных, погруженных участках впадины НГ/УВГ колеблется от 10 до 50 тыс., то на Аккулковском поднятии они достигают 200 тыс. При этом, на Базайской, Кылойской и Чикудукской площадях коэффициенты разбавления уменьшаются по сравнению с регионально-фоновыми до 2,7-13 тыс.

Для терригенных песчано-глинистых отложений нижнего мела наблюдается тенденция увеличения общей газонасыщенности пород от внутренних погруженных частей Челкарского

прогиба к его относительно приподнятым бортовым зонам и опущенных участков Базайско-Аккулковских поднятий к их сводам. По составу газы относятся к азотному типу. Повсеместно в ГЗП присутствует CO_2 , концентрации которого увеличиваются в относительно приподнятых и прибортовых зонах Челкарского и Североустуртского прогибов (см. табл. I). Так, в пределах Базайско-Аккулковской зоны концентрации углекислого газа возрастают до 8-13%, а в бортовых участках Челкарского прогиба до 2,5-5,4%. Водород обнаружен в газах химической дегазации в концентрации 0,4-4,9 см³/кг.

Для распространения рассеянных газов в породах нижнего мела Североустуртского бассейна характерно низкое содержание УВГ и, особенно, гомологов метана. Концентрации CH_4 в составе ГЗП изменяются от 0,0002-0,001 до 0,002-0,003%, а его гомологов от 0,0002 до 0,0017%. Тем не менее, содержание УВГ увеличивается в относительно погруженных зонах развития нижнемеловых отложений, где возрастает роль тяжелых УВГ (Базайская, Кылойская, Аккулковская площади).

Концентрации непредельных соединений невелики (0,8-5%). Коэффициенты разбавления УВГ изменяются от 30-40 тыс. в погруженных зонах Челкарского прогиба и до 120-130 тыс. на его бортах и в пределах Базайско-Аккулковской зоны поднятий. Кылойская площадь выделяется снижением величины HГ/УВГ до 5,8 тыс.

В песчано-глинистых отложениях эоцена характер распространения УВГ резко отличается от нижележащих горизонтов повышенным выходом метана и облегченным составом газа. Концентрации CH_4 возрастают до 0,001-0,01% от ГЗП, а его доля среди УВГ достигает 94-100%. В более погруженных депрессионных зонах бассейна (Аккулковская флексура) доля гомологов метана и непредельных соединений $\text{C}_2\text{-C}_4$ относительно увеличивается.

Коэффициенты разбавления УВГ в депрессионных зонах прогиба составляют 36-80 тыс., уменьшаясь в приподнятых и прибортовых зонах до 20-60 тыс. (Аякумская и Жумагульская площади) Чикудукское газовое месторождение выделяется на этом фоне резким уменьшением HГ/УВГ по сравнению с расположенными вблизи депрессионными зонами. Если в отложениях эоцена

Содержание и состав рассеянных газов
мезокайнозойских отложений Североуральской впадины

Таблица I

Площадь	Глубина залегания пород, м	Общая газо-насыщенность, см ³ /кг	Объемная доля газов закрытых пор, % (механическая дегазация)						Содержание по данным химической дегазации, см ³ /кг				Содержание УВГ по данным механической дегазации, см ³ /кг	Объемная доля компонентов УВГ, % (механическая дегазация)						непре-дельные C ₂ -C ₄	коэф-фици-ент разбав-ления, тыс.	
			N ₂	CO ₂	H ₂	He	CH ₄	C ₂ H ₆ и выше	N ₂	H ₂	He	УВГ		C ₂	гомологи метана				C ₆			
															C ₃	C ₄	C ₅	C ₆				
Песчано-алевритовые и глинистые отложения средней юры																						
Базайская	2500-2600	I35	93,4	6,5	0	0	0,0069	0,0052	0,0003	144	2,3	0	0,31	0,021	61,6	2,59	1,42	8,20	8,50	15,22	2,51	18
Кзылойская	2390-2783	50	99,9	0	0	0	0,034	0,0058	0,0003	93	3	0	0,078	0,023	85,3	2,40	2,12	4,47	2,85	1,65	0,87	2,7
Чикудукская	3586-3867	I36	99,9	0	0	0	0,0012	0,0011	0,0002	104	2,6	0	0,57	0,005	61,0	13,4	8,16	6,25	0	4,25	6,92	55
Аккулковская	2504-2616	I70	92,0	8,0	0	0	0,0004	0,0001	0,00002	97	0	0	0,34	0,002	85,5	2,42	0,32	0	1,95	7,32	2,49	206
Коскатынская	3315-3449	94	98	1,06	0,94	0	0,030	0,008	0,0002	-	-	-	-	0,026	64,5	2,80	8,90	16,32	2,96	1,22	3,32	12
Песчано-алевритовые и глинистые отложения нижнего мела																						
Базайская	I274-2025	93	91,9	8,08	0	0	0,029	0,0005	0,0002	-	-	-	-	0,0043	89,6	2,41	0,32	0	3,73	1,42	2,02	86
Кзылойская	I517-2277	44	99,9	0	0	0	0,020	0,0020	0,0005	78	1,0	0	0,36	0,0120	88,9	2,35	1,72	0,69	0,83	3,11	2,40	5,8
Аккулковская	I042-I271	73	86,2	13,8	0	0	0,0006	0,0002	0	93	4,9	0	0,033	0,0014	85,8	3,19	1,26	0,17	3,58	5,81	0,19	131
Жумагул	I248-I689	97	94,5	5,4	0	0	0,0013	0,0017	0,0003	68	0,4	0	0,36	0,0061	64,4	7,12	5,35	17,3	0	0	5,84	30
Карамола	I441-I600	I46	99,9	0	0	0	0,0019	0,0002	0,0001	-	4,3	0	0,2	0,0045	88,6	0,16	3,30	4,95	0	0	2,97	46
Сорбулак	I036-I063	I49	97,5	2,5	0	0	0,0079	0,006	0,0001	-	-	-	-	0,0140	92,1	3,48	1,21	2,35	0	0	0,79	120
Палеоген - неоген																						
Песчано-алевритовые отложения эоцена																						
Чикудукская	733-735	57	84,6	15,4	0	0	0,0004	0,0013	0,0002	73	1,8	0	4,0	0,0025	62,1	5,41	3,22	2,39	9,39	12,3	5,18	28
Аккулковская	830-893	96	94,4	5,6	0	0	0,0003	0,0003	0,0001	93	0,4	0	0,15	0,0016	72,0	3,26	1,82	0	3,98	14,5	4,40	82
Жумагул	315-420	I33	95,4	4,6	0	0	0,0016	0	0	40	2,1	0	0,27	0,0029	100	0	0	0	0	0	0	61
Глинистые отложения олигоцена (солонцовая и ащайрымская свиты)																						
Чикудукская	250-365	58	81,2	18,4	0,33	0,0024	0,023	0,0008	0,0003	44	1,56	0,0025	0,058	0,013	85,4	3,17	1,59	0	0	0	9,88	8,1
Кендыкчи	205-298	70	78,0	21,9	0,09	0	0,0017	0,0002	0,00015	-	-	-	-	0,0019	87,7	2,10	2,14	0,56	1,30	0,04	6,19	80,6
Аккулковская	244-354	58	95,8	3,6	0,6	0,102	0,0050	0,0008	0,0004	70	1,7	0,03	0,031	0,0041	90,5	2,06	1,37	3,09	0	0	2,99	21,1

Североустуртского бассейна развиты газы азотного состава с обязательным присутствием CO_2 до 4-5%, то в олигоценовых глинисто-алевритовых отложениях состав газов сменяется на углекисло-азотный и азотно-углекислый. Общая газонасыщенность пород имеет тенденцию к возрастанию в южном направлении от Аккулковской флексурной зоны к Косбулакской мульде. Состав УВГ отложений олигоцена еще более облегчен по сравнению с нижележащими породами эоцена. Резко возрастают концентрации непредельных соединений (до 4-9%).

В глинистых и глинисто-алевритовых породах нижнего и среднего миоцена встречаются азотно-углекислые газы в пределах относительно-приподнятых участков Челкарского прогиба и углекисло-азотные газы в депрессионных участках Косбулакской мульды. Концентрации УВГ в составе ГЗП снижаются при одновременном росте гомологов метана и резком увеличении непредельных соединений $\text{C}_2\text{-C}_4$ до 8-10%. Коэффициенты разбавления УВГ в верхнепалеогеновых и нижнеогеновых отложениях составляют 30-50 тыс. На Чикудукском газовом месторождении в составе газов увеличивается доля метана и его гомологов и уменьшается коэффициент разбавления УВГ.

Таким образом, данные о распространении рассеянных газов в мезокайнозойских отложениях Североустуртского бассейна свидетельствуют о существовании определенной зональности в их развитии в вертикальном разрезе и в региональном плане.

Бортовые части Челкарского прогиба и Косбулакской мульды, а также приподнятые зоны валов характеризуются относительно пониженной общей газонасыщенностью юрских и палеогеновых пород, пониженным содержанием УВГ в составе рассеянных газов и уменьшенными коэффициентами разбавления УВГ. Увеличение газонасыщенности пород и содержаний УВГ прослеживается в сторону депрессионных, погруженных зон, вместе с увеличением степени гидрогеологической закрытости недр, мощности водоупорных толщ верхней юры и миоцена и усилением интенсивности процессов генерации УВГ.

Рассеянные газы меловых отложений подчиняются несколько иным закономерностям: общая газонасыщенность пород и содержание в составе газов углекислоты имеют тенденцию к увеличению в направлении воздымания слоев, что приводит к ре-

гиональному увеличению в том же направлении коэффициентов разбавления УВГ. Эти факторы можно объяснить при сопоставлении с гидрогеологической раскрытостью отложений нижнего мела. Они также коррелируются с развитием в этих отложениях вод сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого и хлормagneиевого типа, насыщенных сульфатами, а также уменьшением содержания брома, йода и аммония. Концентрация углеводородных компонентов в составе рассеянных газов нижнемеловых пород резко увеличивается по сравнению с ниже- и вышележащими отложениями. Коэффициенты разбавления углеводородных газов достигают здесь максимальных величин. В составе УВГ преобладающее положение занимает метан. Тем не менее, и для меловых горизонтов наблюдается тенденция относительного увеличения концентраций УВГ, особенно гомологов метана и непредельных соединений, в погруженных, депрессионных зонах.

Газы, растворенные в подземных водах

Данные по газовой составляющей подземных вод [2,10,11] свидетельствуют о широко развитой геохимической зональности, наблюдаемой на территории Североустюртского бассейна как в вертикальном разрезе, так и по площади развития водоносных комплексов. В водах верхних водоносных комплексов, начиная от олигоценового, почти на всей территории бассейна растворены газы исключительно азотного состава с низкими концентрациями углеводородов, содержащие кислород. Газонасыщенность вод чрезвычайно низкая, не превышающая единиц кубических сантиметров на метр. Исключение составляют водоносные горизонты нижних частей олигодена в погруженных зонах территории, где в составе газов преобладает метан. Так, при изучении водоносного горизонта олигоденовых отложений в скв. I-П (интервал I60-I62 м) на Аккулковском поднятии в состав газов входит 83,27% азота, 15,03% метана и 1,88% углекислого газа. Газовый фактор составляет 55 см³/л, а упругость газов не превышала 3 кг/см².

Вниз по разрезу в водах эоценовых отложений практически повсеместно растворены "сухие" метановые газы с концентрацией метана более 94-96% и небольшим количеством ТУ

(обычно менее 0,2-0,4%). Газонасыщенность пластовых вод эоцена, за исключением окраинных частей бассейна (северные районы Челкарского прогиба, где газовый фактор не превышает 60-80 см³/л), довольно высокая и составляет в среднем 500-700 см³/л. Однако воды в погруженных частях несколько недонасыщены, отношение P_T/P_B составляет 0,7-0,8. В пределах гипсометрически приподнятых зон юго-восточного борта Челкарского прогиба воды эоценовых отложений характеризуются предельной газонасыщенностью.

Воды меловых водоносных горизонтов в пределах всей территории Челкарского прогиба, содержащие газы азотного состава, отличаются низкой газонасыщенностью (не более 40-60 см³/л) и упругостью газов (не более 2-4 кг/см²). Намечается уменьшение содержания азота при одновременном возрастании метана от Примугоджарско-Чушкакульской полосы в направлении Североустуртской впадины и полуострова Куланды.

Воды юрских и нижележащих отложений резко отличаются от вод нижнемеловых горизонтов. Они повсюду в пределах бассейна насыщены метановыми газами с повышенными концентрациями ТУ. Концентрация последних резко возрастает (до 8-10% и более) на территории Южно-Эмбенского поднятия и в погруженных частях Североустуртской впадины. К этим же районам приурочены максимальные величины газонасыщенности вод (часто более 1000 см³/л) и упругости газов (более 200 кг/см²).

По площади развития водоносных комплексов газы азотного состава распространены в зонах, приближенных к областям современной инфильтрации, по мере удаления от которых состав газа пластовых изменяется на метаново-азотный и азотно-метановый и далее к погруженным частям бассейна - на метановый. В этом же направлении в составе газа увеличивается содержание гелия и углеводородов при одновременном уменьшении азота. Параллельно с этим возрастает газонасыщенность пластовых вод, упругость газов и коэффициенты насыщения вод газами. Однако градиенты усиления отдельных газовых показателей в направлении от Примугоджарско-Чушкакульской зоны к наиболее погруженным частям бассейна для разных водоносных комплексов различны и коррелируются с

характером изменения гидрохимических показателей в вертикальном разрезе и в региональном плане.

Так, в вертикальном разрезе большей части площади Северного Устюрта отмечена гидрогеохимическая азональность [II]. Она прослеживается как в солевом, так и газовом составе подземных вод. С увеличением стратиграфической глубины от покровных отложений к миоценовому водоносному комплексу и далее к эоценовому закономерно увеличивается минерализация, степень метаморфизма вод, а также изменение типа вод от сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого через хлормагниевый к хлоркальциевому в водах эоценовых отложений. В этом же направлении возрастает концентрация брома, йода и аммония, увеличивается газонасыщенность вод, упругость газов. Воды меловых отложений резко отличаются от вышележащих горизонтов эоцена. Это сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевые и хлормагниевые воды, которые имеют разную минерализацию и насыщены сульфатами. В водах меловых горизонтов наблюдается также уменьшение содержания брома, йода и аммония. Газонасыщенность вод резко снижается, состав газов становится азотным. Воды нижележащих юрских отложений отличаются высокой минерализацией, бессульфатностью и в значительной степени обогащены микрокомпонентами. Газы исключительно углеводородного состава.

Таким образом, общие закономерности в изменении газов подземных вод в определенной мере согласуются с особенностями распределения рассеянных газов осадочных пород. Основное различие между ними заключается в том, что преобладающим компонентом в составе газов пород является, как правило, азот, а в верхних горизонтах разреза газом-разбавителем иногда является углекислый газ. Концентрация УВГ в составе рассеянных газов пород не превышает 0,01-0,05%. При сопоставлении состава углеводородной составляющей рассеянных газов пород и вод наблюдается следующий параллелизм, отрезающий их общность. В водах верхних водоносных комплексов эоцена и олигоцена распространены "сухие" метановые газы с концентрациями метана до 90% и выше, однако, содержат повышенные по сравнению с растворенными газами концентрации непредельных соединений C_2-C_4 . Воды и породы нижнемелового водоносно-

го комплекса отличаются низкими содержаниями растворенных и рассеянных УВГ. Метановым газам с повышенными концентрациями тяжелых углеводородов в юрских водоносных горизонтах соответствуют тяжелые УВГ пород с концентрациями гомологов метана до 35-39%.

Газы газовых и нефтяных месторождений

Наиболее полно исследованы газы эоценовых и юрских залежей /II/. Химический состав газов эоценовых отложений изучен на Базайском, Кылойском и Чагырлы-Чумыштинском месторождениях (табл.2).

Таблица 2

Характеристика газов эоценовых залежей Северного Устьята

Место- рождение	Удельный вес по воздуху	Теплотвор- ная спо- собность, ккал/м ³	Состав газа, %			
			CH ₄	C ₂ H ₆ + выс- шие	N ₂	CO ₂
Базай- ское	0,58-0,587	7700	93-97,4 (I пачка) 91,1-95,5 (II пачка)	0,21	3,4-4,75	I-I,2
Кылой- ское	0,623	7000-7500	91,3	0,22	8,3	I,5
Чагырлы- Чумыш- тинское	0,563-0,573	-	95-95,6	1,6	2,6-2,8	0,12- 0,26

Эоценовые газы характеризуются исключительно метановым составом. Среднее содержание метана 95%; TV составляют сотые и, редко, десятые доли процента и представлены в основном, этаном. В региональном плане отмечается возрастание гомологов метана от Базайского месторождения к Кылою и далее к Чумышты-Чагырлам. В этом же направлении несколько уменьшаются концентрации метана. Концентрации азота обычно не превышают 3-4%. Несколько повышенное его содержание до 8-9% отмечено в газах Чумышты-Чагырлинского месторождения.

Азот повсеместно на 80-90% относится к биогенному.

Концентрация углекислоты, как правило, не превышает I-I,5%. Наибольшие ее количества отмечены в газах залежей Базайского месторождения. Сероводород отсутствует. Концентрация гелия и аргона незначительна. Содержание гелия изменяется в пределах 0,009-0,071%, в основном 0,08%. Концентрация аргона изменяется в диапазоне 0,01-0,1%.

Возраст газов продуктивных горизонтов верхнего эоцена, рассчитанный по гелий-аргоновому отношению так же, как и газов вод эоцена, в пределах 12-26 млн. лет, что по геохронологической шкале соответствует миоценовому времени. Абсолютный возраст газов несколько "моложе" возраста вмещающих отложений.

Химический состав юрских газов, изученный на Куанышском месторождении, резко отличается от газов эоцена. В состав юрских газов включаются метан, его тяжелые гомологи до гептана включительно, азот, углекислый газ и в незначительных количествах сероводород. Концентрации метана изменяются в пределах 69-70%, 19-20% C_2H_6 , 0,98% сероводорода, 7,51% азота, 0,15% гелия и 0,0231% аргона.

Газ месторождения Буранкуль по составу метановый, т.е. 83,43% метана. C_2H_6 присутствуют до пропана включительно и достигают 7,17%. Концентрация азота изменяется от 1 до 17% и углекислого газа - от 0 до 0,8%.

Газ Провинского месторождения содержит от 65 до 82% C_2H_6 . C_2H_6 в составе газа присутствуют до пентана включительно от 0,88 до 15%. Концентрация азота изменяется от 0,64 до 1,3% и углекислого газа - от 0,18 до 0,18%.

Таким образом, по составу свободных газов в разрезе осадочного чехла Североуртского бассейна выделяется два этапа: эоценовый, в залежах которого встречены сухие метановые газы, и юрский - с газами, обогащенными гомологами метана.

Зональность в изменении газов подтверждают также данные изотопных исследований. Так, определения изотопного состава углерода свободных и воднорастворенных эоценовых газов показали обогащение углеводородов легким изотопом углерода, что резко отличает их от газов водоносных отложе-

ний юрского возраста. Средняя величина тяжелого изотопа углерода C^{13} в газах эоценовых горизонтов составляет - 6,72%. В газах юрских отложений - 3,83%.

Ранее [2,9] на основе изучения гидрогеологических особенностей пластовой системы бассейна, характера органического вещества и микробиологического состава пород и вод установлено, что газовые залежи эоцена являются сингенетическими по отношению к вмещающим отложениям. В их формировании и размещении доминирующая роль принадлежит гидрогеологическому фактору. Газовые залежи эоценовых отложений являются молодыми, формирующимися и в настоящее время.

Полученные данные позволяют считать эоценовый комплекс исключительно газоносным, а юрский - нефтегазоносным.

Облегчение состава газов верхнепалеозойских отложений на значительных глубинах (более 3000 м) в пределах Барсакельмесской впадины дает возможность в нижних частях разреза наметить вторую нижнюю газоносную зону.

О существовании зональности нефтегазообразования в земной коре неоднократно указывалось. В.А.Соколов [8] выделил несколько зон: биохимическую, переходную, термokatалитическую, газовую и зону на глубинах 12-15 км и более. В биохимической и газовой зонах генерируется преимущественно метан, а основная масса жидких углеводородов образуется в зоне катагенеза в результате термokatалитических процессов преобразования органического вещества пород. По мнению В.А.Соколова в верхней зоне газа образуется мало и он быстро рассеивается. По Н.Б.Вассоевичу газообразование предшествует нефтеобразованию, сопутствует ему и продолжается после его завершения. Основная масса нефти генерируется в главную фазу нефтеобразования в интервале глубин 1800-3500 м [3]. Как и В.А.Соколов, Н.Б.Вассоевич не связывал с верхней геохимической зоной (от 0 до 1800 м) промышленных запасов углеводородов.

Исходя из особенностей газонасыщения пластовых вод, эта зональность была уточнена Л.М.Зорькиным [4]. Так, он указывает, что "... в вертикальном разрезе осадочной покрывки можно выделить три крупные зоны нефтегазообразования: до глубин I-I,5 км - газообразования, с глубины I,5-2

до 6 км — нефтегазообразования и ниже 6 км — газообразования. Этим зонам будут соответствовать верхняя и нижняя зоны газонакопления и средняя зона нефтенакопления".

Выделение верхней зоны газообразования и газонакопления имеет принципиальное значение, так как более правильно ориентирует поисково-разведочные работы.

По мнению В.П.Савченко [7] весьма важным доказательством наличия процессов газообразования и газонакопления на небольших глубинах является региональная газонасыщенность пластовых вод, заключенных в породах на этих глубинах. Во многих случаях (отложения плиоцена Прикаспийской впадины, сеномана Западной Сибири, хадума Ставрополя и др.) исключительно большие объемы растворенного в пластовых водах газа можно объяснить, если признать его образование на глубинах пластовых вод.

Важным фактором, доказывающим наличие интенсивного газообразования является предельная газонасыщенность пластовых вод. Весьма любопытно, что предельная газонасыщенность пластовых вод характерна либо для молодых водоносных комплексов, залегающих на относительно небольших глубинах (хадум Ставрополя, плиоцен Прикаспийской впадины и др.), либо для древних палеозойских толщ с глубинами залегания 3,5-4,0 км и более (подсолевой палеозой прибортовых районов Прикаспийской впадины, юго-восточная погруженная часть Днепровско-Донецкой впадины). Промежуточная зона в интервале глубин 1,5-3,5 км практически повсеместно характеризуется недонасыщенностью пластовых вод.

В вертикальном разрезе Североурартского бассейна можно наметить три зоны, отличающиеся по различным газовым показателям, на основе анализа материалов комплексного изучения природных газов и с учетом существующих представлений о зональности нефтегазообразования.

Верхняя газовая зона охватывает разрез примерно до глубины 800-1000 м. В основном это палеогеновые (эоценовые) и перекрывающие их неогеновые отложения. Воды эоценовых отложений в пределах большей территории бассейна предельно насыщены сухими метановыми газами. Тяжелые гомологи метана в рассеянных газах пород, в воднорастворенных и свободных

газах практически отсутствуют. Специальными исследованиями ВНИИЯГТ [2] установлено, что наибольшая интенсивность развития бактерий, продуцирующих метан, прослеживается до глубин 600–800 м; вниз по разрезу активность биохимических процессов затухает. В пределах верхней зоны практически все морфологически выраженные ловушки заполнены газом. Состав газов залежей идентичен с составом воднорастворенных газов. Газы в значительной мере обогащены легким изотопом углерода; содержание изотопа C^{18} колеблется, как правило, от -7 до -9%. Это позволяет считать палеогеновые газы биохимическими. Температура недр не превышает 30–40°C в разрезе.

Средняя нефтегазовая зона распространяется примерно на глубину до 4 км и включает отложения мезозойского возраста вплоть до юрских включительно. Воды этой зоны обычно недонасыщены газом. В составе газов пород, вод и залежей, кроме нижнемеловых толщ Челкарского и окраинных частей Североустуртского прогиба, наблюдается резкое нарастание тяжелых углеводородов при одновременном уменьшении концентрации метана. Увеличивается также концентрация азота, газы часто приобретают азотно-углеводородный состав. Изотопный состав углерода метана изменяется от 3,5 до 4%. Обстановка и условия генерации углеводородов в средней зоне соответствуют главной зоне нефтеобразования [3]. Температура недр в пределах зоны колеблется в диапазоне 40–100°C.

Нижняя газовая зона намечается на глубинах более 4 км, пока она предполагается только в недрах Барсакельмесской впадины. Эта зона включает нижние части мезозойских отложений, а также малоизученные к настоящему времени породы верхнего палеозоя. Воды в указанных частях разреза (глубины 3,5–4 км) предельно насыщены метановыми газами, о чем свидетельствуют результаты глубинного гидрогеологического опробования скважин Барсакельмесской впадины [11]. В пределах этой зоны в результате термokatалитических и термических процессов (температура недр более 100°C) происходит интенсивное разложение сложных углеводородов до метана [8], что приводит к относительному обогащению метаном газов этой зоны.

Таким образом, в вертикальном разрезе Северного Устур-

та намечаются следующие зоны генерации: верхняя и нижняя зоны газообразования и средняя — преимущественно нефтеобразования. Указанным зонам соответствуют зоны газонакопления и нефтенакпления.

Л и т е р а т у р а

1. Акрамходжаев А.М. Главная фаза газообразования, "Узбекский геологический журнал", 1973, № 6, с.3-9.
2. Гидрогазобиохимические критерии нефтегазоносности Североустуртского бассейна. Изв.высш.учебн.завед. Сер. Геология и разведка, 1974, № 10, с.70-80. Авт.: Е.В.Стадник, Г.А.Могилевский, В.К.Сомников и др.
3. Главная фаза нефтеобразования. "Вестник МГУ", 1969, № 6, с.3-37. Авт.: Н.Б.Вассоевич, Ю.И.Корчагина, Н.В.Лопатин и др.
4. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., "Недра", 1973, 224 с.
5. Корценштейн В.Н. Гидрогеология нефтегазовых месторождений и разведочных площадей Южного Мангышлака и сопредельных районов Устурта. М., "Недра", 1972, 352 с.
6. Нефтегазоносные бассейны земного шара, М., "Недра", 1965, с.598. Авт.: И.О.Брод, В.Г.Васильев, И.В.Высоцкий и др.
7. Савченко В.П. Методика направленных поисков газовых месторождений. Труды ВНИИГАЗ, вып.42/50, М., "Недра", 1968, с.5-55.
8. Соколов В.А. Очерки генезиса нефти, М., "Гостоптехиздат", 1948, 460 с.
9. Стадник Е.В. Гидрогеологические предпосылки газо-нефтеносности Северо-Западного Приаралья. "Геология нефти и газа", 1969, № 4, с.40-43.
10. Стадник Е.В. Геохимическая зональность газов водонапорной системы Северного Устурта. "Геология нефти и газа", 1970, № 12, с.28-32.
11. Стадник Е.В. Особенности гидрогеологии Северо-Устуртского бассейна в связи с нефтеносностью. "Геология нефти и газа", 1972, № 3, с.63-70.
12. Сыдыков Ж.С. Подземные воды Мугоджар и Примугоджарских равнин. Алма-Ата, "Наука", 1969, 416 с.

И.С. Старобинец, А.В. Архангельский, Т.П. Емец,
Т.Л. Дуйкова, М.Н. Забродина, В.И. Ручнов,
И.А. Тарасов, Е.С. Тихомирова

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ РАССЕЯННЫХ ГАЗОВ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ СЕВЕРОУСТУРТСКОГО БАССЕЙНА

Одним из наиболее сложных и важных вопросов нефтегазопысковой геохимии является выявление связей и зависимостей между газовыми компонентами и рассеянным органическим веществом пород (РОВ). Исследованиями Э.И. Несмеловой, Е.А. Роговиной, Н.Я. Соколовой было установлено, что углеводородные компоненты газов пород зависят от фациально-генетического типа рассеянного органического вещества и степени его катагенетической измененности [3]. В битуминозных аргиллитах нижнего мела, верхней и средней яры Западно-Сибирской низменности основным компонентом газовой фазы органического вещества является метан. Его количество и наличие тяжелых газообразных гомологов зависят от типа РОВ: гумусовое ОВ генерирует сухой газ, состоящий из метана с примесью этана; ОВ сапропелевого типа является источником генерации заметных количеств пропана, бутана и пентана [4, 5]. С.П. Левшунова и Т.А. Ботнева по материалам изучения аргиллитов и песчаников средней яры Дагестана показали, что степень газонасыщенности пород сорбированными газами находится в прямой зависимости от заключенного в породе органического вещества и битумов [2]. И.С. Старобинец обратил внимание на наличие прямой корреляционной зависимости между содержанием органического вещества и рассеянных углеводородных газов в донных осадках Черного и Каспийского морей и в осадочных отложениях палеогена на Южном Мангышлаке и Северном Устурте [1, 6]. Исследования, проведенные во ВНИИГТ, показали, что рассеянные газы осадочных пород представлены, главным образом, азотом и углекислым газом; в качестве примесей в них содержатся водород, гелий, метан, гомологи метана и непредельные соединения C_2-C_4 . При этом региональное фоновое газонасыщение пород определяется целым рядом факторов - геолого-тектониче-

ским, гидрогеологическим и литологическим, что в немалой степени маскирует связи и зависимости рассеянных углеводородных газов (УВГ) с ОВ пород [I].

Зависимость между газовыми компонентами пород и РОВ изучена по тем образцам, по которым были сделаны параллельные определения $C_{орг}$, люминесцентный анализ и извлечены газы термовакuumным, механическим и химическим способами дегазации. Для выявления связи рассеянных в породах УВГ с детритным органическим веществом был проведен комплекс оптических (микроскопических) исследований ОВ, включающий определение петрографического состава ОВ и степени его преобразования. Изучены препараты ОВ — прозрачные двусторонне-полированные шлифы на нелюминесцирующей основе с помощью установки, обеспечивающей комплексное исследование мацерального состава ОВ и их оптических свойств.

В терригенных ааленско-байосско-батских отложениях средней юры площадей Чукудук и Коскатын углефицированное ОВ распределено неравномерно по разрезу и чаще всего согласно слоистости пород. Наиболее часто встречаемая форма их распространения — линзочки, прослоечки и мелкие обрывки различной формы. В осадках батского яруса кроме рассеянного в породах детритного ОВ встречаются прослои углистой породы и тонкие прослои угля.

Мацеральный состав ОВ среднеюрских отложений разнообразен и представлен микрокомпонентами групп витринита, семинита, фюзинита (преимущественно их бесструктурными разновидностями) и лейптинита, причем количество последнего в отдельных образцах достигает 10–15%. Уголь гелитового типа состоит на 95%^х из компонентов группы витринита и 5% — группы лейптинита. Количество детритного ОВ на площади Чукудук изменяется от 5 до 35%, а на площади Коскатын — от 10 до 25%, в углистых породах — до 45–50%. Преобразование исходного ОВ произошло в окислительно-восстановительной обстановке.

Наиболее высокая степень катагенетического преобразо-

^хЗдесь и далее указано процентное содержание групп мацералов, подсчитанное в шлифах.

вания детритного ОВ среднеюрских отложений зафиксирована на площади Чикудук и изменяется от длиннопламенного (Д) этапа до газожирного (Г-Ж); а на площади Коскатын от длиннопламенного до начального газового (Г₁).

Сведения о детритном ОВ верхней юры получены при изучении образцов пород из скважин Г-1 (Чикудук), Г-1 (Коскатын), Г-1 (Кызылдойская), Г-2 (Аккулковская), Г-1 и Г-16 (Базайская). Распределение ОВ по разрезу, его мацеральный состав аналогичны указанному для детритного ОВ отложений средней юры. Максимальное количество ОВ зафиксировано в шлифах из скважины Г-16 (Базайская) - 15-20%, а на других площадях встречаются лишь единичные прослойки, линзочки и фрагменты углистого вещества.

Степень преобразования детритного ОВ среднеюрских отложений на площади Чикудук соответствует длиннопламенному этапу катагенеза, на площади Коскатын и в Аккулковско-Базайской зоне - конечному буроугольному (Б₃) и начальному длиннопламенному этапу (Д₁).

Для терригенных песчано-глинистых отложений нижнего мела Северного Устюрта характерно почти полное отсутствие детритных форм ОВ. Только в единичных образцах встречаются мелкие обрывки сильно окисленных растительных тканей и единичные зерна споринита и обрывки кутинита. Условия преобразования растительного материала были сильно окислительные, что возможно и способствовало плохой сохранности ОВ в осадках.

Отмечается следующая зональность в преобразовании ОВ меловых отложений: длиннопламенный этап катагенеза - площадь Чикудук, позднебуроугольный и начало длиннопламенного этапа катагенеза - площадь Коскатын и в Аккулковско-Базайской зоне.

Рассеянное в породах ОВ палеогеновых и неогеновых отложений изучено наиболее подробно по большому числу образцов из скважин Чикудукской и Восточной площадей.

Детритное ОВ палеогеновых отложений представлено мелкими обрывками гелифицированных и фюзинизированных тканей и единичными включениями мацералов группы лейптинита. В алевролитно-глинистых осадках верхнего олигоцена имеются

также прослой угля гелитового типа. В углях преобладает (85-90%) гелифицированное ОВ (телинит, коллинит, аттринит) и до 10-15% мацералы группы лейптинита (резинит, суберинит). Отражательная способность (ОС) коллинита углей изменяется от 5,9 (завершение раннебуроугольного этапа Б₁) до 6,3% (среднебуроугольный этап).

В карбонатно-алевритисто-глинистой толще миоцена Северного Устьрта встречены прослой и линзы углистых растительных остатков. Микрокомпонентный состав гумусового вещества более разнообразен в сравнении с палеогеновым. В нем широко представлены мацералы всех основных групп: витринитовой - коллинит, телинит; семянитовой - коллосемянит, телосемянит, аттросемянит; фюзинитовой - коллофузинит, телофузинит и лейптинитовой - кутинит, споринит.

Небольшие по мощности прослой бурых углей миоценовых отложений по мацеральному составу, структурным особенностям компонентов близки к олигоценовым углям. Как и в олигоценовых углях в них отмечается резкое преобладание мацералов витринитовой группы, однако, большее значение приобретают компоненты группы лейптинита, количество которых в отдельных шлифах достигает 30%. Олигоценовые и миоценовые угли относятся к классу гелитов. Комплекс неогеновых отложений Северного Устьрта по данным измерения ОС коллинита следует отнести к ранее- и средне-буроугольному этапу катагенеза.

Комплексное исследование ископаемого ОВ Северного Устьрта юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложений показало, что ОВ этого района представлено продуктами преобразования гумусового материала. Градиент нарастания катагенеза с глубиной на изученных площадях различен и в значительной степени затянут для меловых отложений. Границы зон катагенеза с достаточной достоверностью проведены для площадей Чикудук и Восточная на глубинах: Б₁-Б₂ - 200-300 м; Б₂-Б₃ - 1500-1700 м; Б₃-Д - 2100-2200 м; Д-Г - 3700-3800 м и Г-Ж - 4400-4500 м. Для площадей Коскатинской и Аккулковско-Базайской зон на основании имеющихся замеров ОСВ с учетом температурного режима отдельных частей региона можно наметить следующую глубинную зональность катагенеза ОВ:

Б₁-Б₂ - 300-400 м, Б₂-Б₃ - 1700-1800 м, Б₃-Д - 2600-2800 м,
Д-Г - 4000-4100 м.

Итак, для Северного Устьурта характерно нарастание катагенеза с севера на юг к центральной части прогиба и неравномерное изменение его с глубиной для различных площадей. Рост катагенеза меловых отложений для всего Северного Устьурта несколько затянут. Следует отметить, что изменение величины геотермических ступеней для площадей Североустюртской впадины также неравномерно. Им отмечено повышение температур с севера на юг к центральной части впадины и замедленное нарастание температур в миоцен-меловых отложениях.

Полученные сведения о типе и степени катагенеза ОВ, а также составе и концентрациях рассеянных в породах УВГ отражают геохимическую зональность, обусловленную как процессами преобразования ОВ, так и количественными соотношениями его компонентов в породах. В среднеюрских отложениях Северного Устьурта распространены газы азотного типа со значительной долей УВГ и повышенными концентрациями метана и тяжелых углеводородов. В этих же отложениях отмечается и высокое содержание гумусового ОВ с некоторой долей лейптинитового материала. Возможно, что увеличение в составе УВГ тяжелых углеводородов обусловлено присутствием лейптинитового материала, а повышенное количество метана - гелифицированным гумусовым ОВ, способным генерировать на этапе углефикации Д, Г-Ж значительные его количества.

Следует отметить, что в юрских отложениях наибольшие количества как рассеянного ОВ, так и УВГ приурочены к глинистым породам. Меловые отложения, обедненные детритным ОВ, также содержат азотный газ, но количество УВГ, особенно доля тяжелых углеводородов, в нем низкие. В верхних частях разреза, соответствующих биохимической зоне по А.А.Соколову и Н.Б.Вассоевичу, распространены газы с преобладанием метана в УВГ. К этой зоне относятся отложения эоцена, олигоцена и миоцена, в которых количество детритного и концентрированного ОВ значительно, а степень преобразования их невелика. Здесь идет активная генерация CO₂ и H₂O, а затем и CH₄. С ростом катагенетической преобразованности углистого вещества мезокайнозойских отложений Североустюртской впадины в

составе УВГ снижается доля метана и непредельных соединений C_2-C_4 и возрастают концентрации гомологов метана. В зоне активной газогенерации (Д-Г) роль метана вновь возрастает, что связано и с преобладанием в осадках гумусового ОВ.

Углеводородные газы открытых пор отложений миоцена и олигоцена Североустуртской впадины имеют отрицательную корреляционную связь с содержанием в породах $C_{орг}$ и битуминозного вещества. Коэффициенты корреляции между содержанием метана и его гомологов и выходом ХБА и СБА изменяются от $-0,44$ до $-0,57$, а между газами и $C_{орг}$ — от $0,26$ до $-0,33$. Эти данные свидетельствуют о том, что процессы деструкции РОВ не затронули основной массы захороненного вещества, находящегося на ранних этапах протокатагенеза, а также указывают на зависимость выхода газов термовакuumной дегазации от сорбционных свойств пород, которые увеличиваются при возрастании в породе содержания ОВ.

Углеводородные газы закрытых пор, особенно непредельные соединения C_2-C_4 , как правило, всегда характеризуются положительной корреляционной связью с компонентами органического вещества пород. Коэффициенты корреляции для отложений, ОВ которых находится на низких стадиях протокатагенеза (олигоцен-миоценовые отложения), изменяются от $0,3$ до $0,4$, а для непредельных соединений C_2-C_4 и ХБА и СБА коэффициенты корреляции достигают $0,7-0,8$. На средних и высоких стадиях катагенеза коэффициенты корреляции между газами и битуминозным веществом достигают $0,6-0,8$.

Положительная корреляционная связь между УВГ закрытых пор и органической составляющей указывает на генетическое единство этих компонентов в случае преобладания сингенетических газов в породах. Если преобладают эпигенетические газы, поступившие от источников миграции УВГ, то сила корреляционной связи между газами и органическими компонентами пород уменьшается.

Из неуглеводородных компонентов газов закрытых пор высокая положительная корреляция отмечается для N_2 и ХБА. Коэффициенты корреляции между указанными компонентами достигают $0,6-0,7$. Углекислый газ и водород характеризуются слабой корреляционной связью с битуминозными компонентами,

при которой коэффициенты корреляции не превышают 0,4.

В отложениях миоцена и олигоцена Североустуртской впадины РОВ находится на самых ранних стадиях преобразования, соответствующих стадии B_1-B_2 протокатагенеза. ОВ в олигоценых отложениях представлено липидами, восками, стеринами и высокомолекулярными кислотами [7]. Коэффициент $R = C_2H_6 / TV - C_2H_6$ изменяется от 0,01 до 3,0 и составляет в среднем 0,75. Коэффициент R в отложениях среднего олигоцена возрастает до 1,1 и в отложениях верхнего олигоцена до 1,25. В отложениях миоцена величина R уменьшается до 0,4-0,8, что связано с более полным извлечением тяжелых гомологов метана из отложений с повышенной карбонатностью.

Для отложений низких степеней преобразованности ХБА характерно преобладание метана, этана и пропана, т.е. относительно низкомолекулярных компонентов УВГ по сравнению с высокомолекулярными соединениями C_5-C_6 , при этом концентрации непредельных соединений C_2-C_4 достигают максимальных величин (4-10%). По мере возрастания степени преобразованности ХБА вниз по разрезу от верхнего миоцена к нижнему олигоцену в составе УВГ газов закрытых пор возрастают концентрации метана (табл. I).

Таблица I

Состав газов закрытых пор отложений миоцена и олигоцена некоторых площадей Североустуртской впадины (в объемных процентах)

Горизонт	Метан			Гомологи метана			Непредельные		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Верхний миоцен	70,8	80,4	80,8	24,8	14,2	16,2	4,4	5,4	3,0
Средне-нижний миоцен	91,9	81,7	79,5	11,1	13,3	12,6	7,0	5,0	7,8
Средний олигоцен	84,3	96,6	91,5	10,8	2,5	5,9	4,9	0,9	2,6
Нижний олигоцен	-	93,3	91,9	-	7,2	6,1	-	1,5	2,0

Примечание. 1 - Аккулковская площадь; 2 - Чикудукская площадь; 3 - Восточная площадь.

Как было указано выше степень преобразования органического вещества отложений нижнего олигоцена соответствует этапу углефикации B_1-B_2 . В этих отложениях О.В.Барташевич на основании изучения нормальных алканов выделены группы пород, битуминозное вещество которых отличается по своему составу [7]. Из приподнятых участков Чикудукской и Восточной структур извлечены битумоиды, коэффициент нечетности которых колеблется от 2,7 до 3,6; в ряду нормальных алканов имеется два максимума (C_{18} и C_{27}), содержание жидких нормальных алканов составляет 1,8-4,3%. На погружении Чикудукской структуры максимумы в ряду нормальных алканов перемещаются на $C_{17}-C_{18}$ и $C_{21}-C_{28}$, коэффициент нечетности уменьшается до 1,3-2,2, а содержание жидких алканов уменьшается до 0,5-2,8%.

В соответствии с этими изменениями в составе нормальных алканов увеличивается количество низкомолекулярных газообразных продуктов термokatалитического разложения структур ХБА, т.е. метана и этана. Одновременно доля относительно высокомолекулярных углеводородных газов, начиная с пропана, и парообразных углеводородов, уменьшается при увеличении их абсолютных содержаний в породе (табл.2).

Таблица 2

Состав газов закрытых пор отложений нижнего олигоцена некоторых площадей Северного Устья, степень преобразования B_1-B_2

Площадь	№ скважины	Среднее содержание УВГ: $\frac{мл}{дл}$, $\frac{см^3}{кг}$	Состав УВГ, об.%						
			CH_4	гомологи метана					Непре- дельные C_2-C_4
				C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	
Чикудук	27	0,003	70,1	3,1	6,3	12,5	1,5	1,5	4,9
		0,069	85,1	3,1	1,4	1,2	2,0	0	7,1
Восточная	29	0,004	77,6	4,2	2,1	4,0	3,0	3,4	5,6
		0,039	86,4	3,0	0,9	1,0	1,0	0,1	7,5
Восточная	30	0,003	84,8	4,0	1,9	2,3	1,1	1,1	4,6
		0,060	90,1	2,9	0,9	0,4	0,8	0,2	8,1

Отсюда следует, что на ранних стадиях протокатагенеза более интенсивно протекают термокаталитические процессы образования метана и этана, по сравнению с относительно более крупными осколками разложения структур ХБА. Общее содержание УВГ в породах на ранних стадиях катагенеза ОБ в значительной степени определяется исходным содержанием ХБА и литологическими и физическими особенностями вмещающих пород, что находится в соответствии с ранее сделанными выводами о силе корреляционной связи между газообразными и битуминозными компонентами породы.

Анализ полученных материалов показывает, что на низких стадиях катагенеза ОБ рассеянные газы отличаются высокими концентрациями непредельных соединений C_2-C_4 , низкими концентрациями относительно высокомолекулярных УВГ и высокими концентрациями метана. С ростом степени преобразования ХБА (в пределах стадии B_1-B_2) увеличивается концентрация метана и этана и уменьшается относительная концентрация тяжелых гомологов метана при повышении их абсолютного содержания в породах. Таким образом, состав рассеянных газов пород отражает геохимическую зональность, обусловленную процессами преобразования рассеянного ОБ.

В верхних частях разреза распространены азотно-углекислые и углекисло-азотные газы с преобладанием метана в составе УВГ и повышенными концентрациями непредельных соединений C_2-C_4 . К этой зоне относятся отложения миоцена, олигоцена и в приподнятых участках Североустуртской впадины — эоцена. По мере возрастания степени преобразования ОБ в зоне мезокатагенеза в составе рассеянных УВГ снижается доля метана и непредельных соединений и возрастает концентрации гомологов метана, в том числе разветвленных соединений бутана и пентана. Рассеянные газы такого типа повсеместно распространены в юрских отложениях Североустуртской впадины. С дальнейшим ростом степени катагенеза ОБ в отложениях палеозоя вновь возрастает роль метана и снижаются концентрации непредельных соединений. Приведенные данные свидетельствуют о несомненном преобладании в юрских и палеогеновых отложениях рассеянных газов сингенетического происхождения. Для нижнемеловых отложений в целом характер-

но присутствие небольших количеств эпигенетических газов, развитых в чуждой геохимической обстановке и отличающихся по составу от газов вышележащих и подстилающих горизонтов.

Л и т е р а т у р а

1. Изучение зависимости качественного и количественного состава углеводородных газов от физико-химических и литологических характеристик вмещающих пород на площадях Московской синеклизы и Устюрта. Отчет ВНИИ ядерной геофизики и геохимии, М., Фонды ВНИИЯГТ, 1973, с.445.
Авт.: И.С.Старобинец, А.В.Архангельский, Е.С.Тихомирова, Н.Н.Ломейко, Г.С.Стативко, В.Н.Литвинова.

2. Левшунова С.П., Ботнева Т.А. К вопросу о сопоставлении газов, десорбированных из пород с составом органического вещества. "Тр.ВНИГНИ", вып.98, 1971, с.152-155.

3. Несмелова З.Н., Рогозина Е.А., Соколова Н.Я. Газовая фаза органического вещества битуминозных аргиллитов Западно-Сибирской низменности. "Тр.ВНИГНИ", вып.227, 1964, с.95-100.

4. Рогозина Е.А. Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества (на примере западно-сибирских мезозойских аргиллитов). Сб. "Генезис нефти и газа", М., "Недра", 1967, с.82-86.

5. Рогозина Е.А., Шапиро А.И. Газовые и низкокипящие компоненты рассеянного органического вещества пород и их генерация. "Тр. ВНИГРИ", вып.310, 1972, с.66-85.

6. Старобинец И.С. О геохимических доказательствах эпигенетичности основной части углеводородных газов пород опорных горизонтов. Тр.ВНИИЯГТ, вып.16, "Газометрия опорных горизонтов", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1973, с.23-32.

7. Установление геохимических закономерностей и нефтегазопоисковых показателей в Прикаспийской впадине, Устюрте и Центральных районах по результатам физико-химических исследований органического вещества, битумов и нефтей. Отчет ВНИИ ядерной геофизики и геохимии, М., Фонды ВНИИЯГТ, 1973, с.289.

Авт.: О.В.Барташевич, И.Н.Антошина, В.И.Ермакова, В.С.Меламедова, С.Е.Чуткерашвили.

И.С. Старобинец, А.В. Архангельский,
Е.С. Тихомирова

ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД И ИХ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА КАЧЕСТВЕННЫЕ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАССЕЯННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Необходимо знать закономерности распределения рассеянных содержаний углеводородных газов и их соотношения с промышленными концентрациями, чтобы научно обосновать нефтегазопромысловые работы.

Образование и миграция углеводородных газов, основные процессы определяющие их распределение, происходят в среде представленной, в основном, осадочными породами. Следовательно необходимо изучать влияние осадочных пород — их вещественный состав, структуру, текстуру и физические свойства на качественные и количественные показатели углеводородных газов.

Для детального изучения указанных вопросов было проведено комплексное исследование литологического состава, физических свойств пород и распределения газообразных углеводородов в отложениях двух регионов, резко отличающихся по геологическому строению, возрасту и литологическому составу слагающих их пород. В качестве таких объектов были выбраны протерозойские и палеозойские отложения Московской синеклизы древней Восточно-Европейской плиты и палеоген-неогеновые породы Северного Устьята молодой эпигерцинской туранской платформы.

Содержание УВ газов определяли термовакуумным, химическим и механическим методами дегазации. Общее содержание рассеянных углеводородов рассчитывали по сумме результатов всех видов дегазации.

Литологический состав пород, в которых анализировали углеводородные газы изучали с применением комплекса различных методов исследования в том числе электронно-микроскопического, дифрактометрического и других методов анализа.

Кроме того определили содержание карбонатов, а также количество и качественный состав органического вещества.

На территории Московской синеклизы изучены отложения, вскрытые скважинами Молоковской, Даниловской, Дьяконовской и Нейской площадей.

Рифейский комплекс мощностью до 3500 м сложен в изученных скважинах, в основном, континентальными и мелководно-морскими полимиктовыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов гидрослюдистого состава. Рифейские породы сильно катагенетически изменены, о чем свидетельствует наличие аутигенного эпидота, микростилолитизация, инкорпорационные структуры, катаклаз.

Вендско-нижнекембрийский структурный этаж (мощностью до 1000 м) в нижней части (редкинская свита) представлен преимущественно морскими аргиллитами гидрослюдистого состава с примесью каолинита (10-20%) и хлорита. Выше (любимская и рещинская свиты верхнего протерозоя и балтийская свита нижнего кембрия) наблюдается чередование песчано-алевролитовых и глинистых отложений.

Среднекембрийско-ордовикский структурный этаж в нижней части (160 м) представлен песчано-алевролитовыми породами с прослоями гидрослюдистых аргиллитов с каолинитом (30%) и набухающими компонентами (10%). Залегаящая выше карбонатная толща (500 м) образовалась вначале так же, как и терригенные породы, в открытом морском бассейне, а затем в лагунных условиях (мергели, песчанистые доломиты).

Отложения девонской системы подразделяются на нижний терригенный комплекс, накапливавшийся в слабовосстановительных и нейтральных условиях и верхний - терригенно-карбонатно-сульфатный, образовавшийся в более восстановительных условиях.

На Северном Устье изучали породы олигоценового и миоценового возраста поднятий Чикудук, Восточное и Аккулковской флексурной зоны.

Олигоценовые отложения представлены преимущественно глинами с прослоями глауконитово-кварцевых алевролитов. В составе глинистого вещества преобладает гидрослюда, в меньшем количестве монтмориллонит, хлорит,

смешаннослойные компоненты и каолинит. Содержание монтмориллонита увеличивается сверху вниз по разрезу.

Миоценовые отложения в нижней части (нижний и средний миоцен) слагаются глинами с подчиненными прослоями алевролитов (150 м) и в верхней органогенно-детритусовыми, оолитовыми-пористыми и трещиноватыми известняками.

Таким образом был исследован достаточно большой и разнообразный комплекс отложений, образованных в различных структурно-фациальных обстановках осадконакопления.

Изучение распределения газообразных углеводородов по типам пород позволило установить, что во всех литолого-стратиграфических комплексах Московской синеклизы — в рифее, венде, ордовике, девоне и в олигоценых и миоценовых породах Северного Устарта среднее содержание метана, его гомологов и непредельных углеводородов в терригенных отложениях увеличивается от песчаников к алевролитам и глинам. Отклонение отмечается лишь в девонских отложениях Московской синеклизы, где содержание углеводородных газов понижено в аргиллитах по сравнению с алевролитами. Это явление может быть объяснено как фациальными условиями осадконакопления — повышенным скрежанием песчано-алевритового материала в аргиллитах, так и вторичным ожелезнением.

Для карбонатных пород наблюдается несколько иная картина. Если рассматривать только термовакуумный газ, то в пределах данного стратиграфического комплекса карбонаты содержат, как правило, меньше газообразных углеводородов, чем алевролиты и аргиллиты. Однако при учете всего газа, извлекаемого из пород, концентрация углеводородных газов в карбонатах заметно выше, чем в терригенных породах. Следовательно, основная доля газа в карбонатах сконцентрирована в глубоких трещинах-субкапиллярах.

Отмечается также связь между качеством углеводородной части газа и литологическим составом пород. Так, отношение изобутана к нормальному бутану имеет тенденцию к возрастанию в аргиллитах по сравнению с песчаниками и понижению в карбонатных породах. Полученные данные соответствуют результатам опытов по моделированию сингенетического газообразования, проведенных в лаборатории углеводородных газов ВНИИГТ.

Представляет интерес изменение соотношения между не-пределными и предельными углеводородами в зависимости от литологического состава.

Так, для девонских отложений отношение $\frac{\sum \text{непред}}{\sum \text{пред}}(C_2-C_4)$ повышается от песчаников к алевролитам и глинам и уменьшается в карбонатных породах, что согласуется с опытами по моделированию образования сингенетических углеводородов. По данным этих опытов, проведенных И.С. Старобинцем и Н.Н. Ломейко в лаборатории углеводородных газов ВНИИЯГТ (1972), глины по сравнению с другими породами, особенно карбонатными, в наибольшей степени способствуют новообразованию непредельных и разветвленных (изо) газообразных углеводородов.

В вендских отложениях Московской синеклизы и верхнем олигоцене поднятий Чикудук, Восточное отмечается обратная тенденция, что косвенно свидетельствует о нарушении первоначальных соотношений эпигенетическими (миграционными) газами.

Наличие эпигенетического газа подтверждается и другими геолого-геохимическими данными. Например, в венде на Даниловской площади Московской синеклизы отмечена высокая газонасыщенность керна и нефтегазопроявления, а на поднятии Чикудук повышенное содержание углеводородных газов в породах (до $50 \text{ см}^3/\text{кг}$) может быть объяснено наличием в подстилающих эоценовых отложениях газосодержащего пласта.

Таким образом, изменение качественных параметров газообразных углеводородов в различных типах пород в комплексе с геолого-геохимическими данными может служить критерием для установления генетической природы углеводородных газов.

Следует отметить повышение газонасыщенности с возрастанием глинистости, карбонатности и набухающих компонентов среди глинистых минералов в зависимости от минерального состава и структурно-текстурных особенностей. В распределении рассеянных углеводородных газов большую роль играет микротрещиноватость. Однако изучение микротрещиноватости при помощи обычного микроскопа не дает исчерпывающей информации. В породах существуют ультрамикротрещины, которые могут быть диагностируемы только при помощи сканирующего

микроскопа при больших увеличениях (3000 и 30000 раз, при увеличении с 300 и 900 раз они не видны).

Оценивая влияние литологического состава на качественные и количественные показатели углеводородных газов, необходимо рассмотреть соотношение последних с содержанием рассеянного органического вещества.

Как показали наши исследования, оно не одинаково в различных литолого-стратиграфических комплексах. Так, в отложениях Московской синеклизы характер связи между $C_{орг}$ и углеводородными газами изменяется от рифейских пород к ордовикским. В последних наблюдается наиболее четкая прямая связь между этими величинами как по общей газонасыщенности, так и для газов закрытых пор.

Отложения нижнего и среднего олигоцена Северного Устья отличаются от пород Московской синеклизы тем, что отсутствует зависимость между $C_{орг}$ и рассеянными углеводородными газами. Это может быть объяснено обилием эпигенетических газов. Наоборот, в отложениях верхнего олигоцена и миоцена наблюдается тенденция к возрастанию содержания метана и его гомологов по мере увеличения $C_{орг}$, что подтверждает преобладание сингенетических газов.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что различие в соотношении между $C_{орг}$ и углеводородными газами связано как с фациально-геохимическими условиями накопления и вторичными преобразованиями отложений и органического вещества, так и с соотношением сингенетических и эпигенетических газообразных углеводородов.

Сопоставление коллекторских свойств и содержания рассеянных углеводородных газов по типам пород Московской синеклизы и Северного Устья показало, что существенное влияние на выход газов оказывают параметры открытой и закрытой пористости и проницаемости пород.

Повышенные содержания свободного метана связаны с песчано-алевроитовыми породами. Относительно высокими концентрациями метана характеризуются низкопористые песчаники и алевролиты, общая пористость которых составляет 10-14 и 6-8% соответственно. В карбонатных породах максимум выделения метана приурочен к среднепористым разностям.

Свободно выделяющиеся гомологи метана связаны с низкопористыми разностями аргиллитов и песчаников Московской синеклизы. В карбонатных отложениях с увеличением общей пористости концентрации гомологов метана повышаются и достигают максимального значения в образцах с пористостью 10-14%.

Связанные рассеянные углеводородные газы (УВГ) (механическая и химическая дегазации) по отношению к общей пористости подразделяются на две группы. Среднее содержание относительно легких газов от метана до изобутана повышается по мере увеличения параметров общей пористости терригенных пород.

Среднее содержание относительно высокомолекулярных гомологов метана (от бутана до гексана) снижается по мере увеличения общей пористости карбонатных и глинистых пород, поскольку высокопористые разности пород отдадут в виде потерь бóльшие количества УВГ, чем низко и среднепористые.

Для всех типов изученных пород Московской синеклизы и Устюрта содержание углеводородных компонентов уменьшается по мере увеличения параметра открытой пористости и проницаемости образцов.

Увеличение параметра закрытой пористости пород способствует сохранности сингенетичных газовых компонентов. Поступление в пласт эпигенетических газов зависит от открытой пористости и микротрещиноватости пород. Поэтому следует ожидать, что преобладание в породе газов сингенетического или эпигенетического происхождения будет определять зависимость между составом и выходом газов и коллекторскими свойствами пород.

Данные по Московской синеклизе и ниже-среднемиоценовым породам Чикудукской площади Северного Устюрта (с преобладанием сингенетичных углеводородных газов) показывают, что для газов этих отложений характерно увеличение связанных углеводородных газов в ряду песчаники - алевролиты - аргиллиты - карбонаты в соответствии с общим увеличением закрытой пористости пород.

Для горизонтов с преобладанием эпигенетических газов, как например, в верхнем и среднем олигоцене площади Чикудук,

характерны иные зависимости. Выход метана и его гомологов по данным термовакуумной дегазации значительно выше выхода углеводородов по данным механической и химической дегазации.

Содержание углеводородных газов в случае преобладания в породе эпигенетических газообразных компонентов с ростом закрытой пористости возрастает в газах термовакуумного извлечения и, как правило, снижается в газах механического и химического методов извлечения. Эти данные позволяют отметить генетические различия газов, содержащихся в открытых и замкнутых порах, микротрещинах и капиллярах.

Таким образом, количественные и качественные показатели рассеянных углеводородных газов в значительной мере контролируются литологическим составом отложений и их физическими свойствами.

Появление эпигенетических газообразных углеводородов нарушает соотношение между ними и литолого-физическими характеристиками пород. Степень нарушения зависит от количества углеводородных газов эпигенетического происхождения. Следовательно, отсутствие корреляционной зависимости между литологическими особенностями пород и их физическими свойствами, с одной стороны, качественными и количественными показателями углеводородных газов, с другой стороны, может быть использовано в комплексе с другими признаками как один из критериев для определения генетической природы газообразных углеводородов.

А. И. Анцыфоров, В. П. Огородникова,
Р. Н. Муругова

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАССЕЯННЫХ ГАЗОВ
В РАЙОНАХ РАЗВИТИЯ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ
(НА ПРИМЕРЕ КУРНОЛИПОВСКОГО ПОДНЯТИЯ)

Геологическая партия ВНИИЯГТ в 1974г. проводила промышленное опробование прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений в пределах Курнолиповского поднятия, южный склон Воронежской антеклизы (рис. I). Результаты изучения распределения рассеянных газов подтвердили перспективность месторождения на нефть и газ.

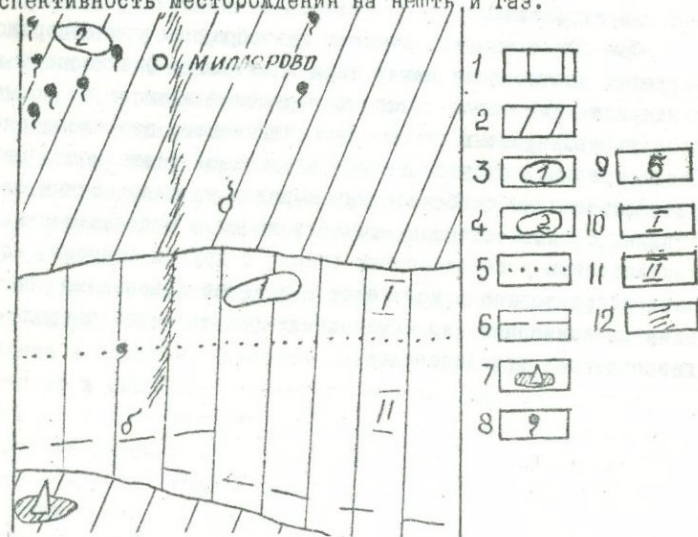


Рис. I. Тектоническая схема района работ (участок южного склона Воронежской антеклизы).

I - зона перспективная в отношении нефтегазоносности; 2 - зона малоперспективная в отношении нефтегазоносности; 3 - Курнолиповское поднятие; 4 - Терновское поднятие; 5 - северная граница передовых складок (переходной зоны) Донбасса; 6 - линия Донбасских надвигов; 7 - месторождение газа; 8 - нефтепроявления; 9 - газопроявления; 10 - склон Воронежской антеклизы; II - полоса передовых складок Донбасса; 12 - флексуобразные перегибы в отложениях карбона.

Изучены отложения средне- и верхнекаменноугольного возраста (башкирский, московский, гжельский ярусы), представленные аргиллитами с прослоями песчаника, алевролита и известняка.

Характерной особенностью разреза является наличие прослоев угля мощностью до 0,5 м.

Вышележащие породы (нижний триас, верхний мел и четвертично-палеогеновые отложения) сложены в основном белым псаммитом и мергелем.

Газонасыщенность вскрытых скважинами отложений изучали по глинистому раствору (входящему и выходящему), который отбирали через 10 м проходки. Кроме углеводородных газов, в пробах промывочной жидкости определяли концентрации неуглеводородных газов: азота, водорода, кислорода, гелия и углекислого газа.

Наиболее полно представлена газонасыщенность разреза по скв. 92, которая вскрыла комплекс пород от четвертично-палеогеновых отложений до башкирского яруса (верхняя часть черемшанского горизонта) включительно (рис. 2).

Основным газовым компонентом в разрезе скв. 92 является азот, объемная доля которого составляет 60 - 90% (азот избыточный). Вниз по разрезу отмечаются закономерные изменения состава газа по соотношению азота и углеводородных составляющих. В самой верхней части разреза скважины (верх гжельского яруса) содержание углеводородных компонентов в извлекаемом газе не превышает 0,37% и в среднем составляет 0,16%. Вниз по разрезу доля углеводородных газов возрастает и достигает максимума в отложениях башкирского яруса, где углеводородные газы в среднем составляют 19%, а на отдельных участках 20-26%.

Отчетливо проявляется тенденция увеличения вниз по разрезу концентрации тяжелых углеводородных газов в буровой жидкости от 0,001-0,005 см³/л в мезозойских и верхней части палеозойских (гжельский ярус, мячковский горизонт) отложений до 0,02-0,23 см³/л в породах нижней части московского и башкирского яруса, средний карбон (см. рис. 2).

Состав углеводородного газа изменяется следующим образом. Начиная с пород гжельского яруса, преобладает метан

(97-99%). В нижней части подольского яруса содержание тяжелых углеводородных газов увеличивается и в породах верейского, каширского горизонтов и башкирского яруса составляет 10-12%. В составе тяжелых углеводородных газов выделяется вся гамма предельных гомологов метана, количество каждого из них уменьшается с увеличением их молекулярного веса. С увеличением содержания тяжелых углеводородных газов повышается и содержание каждого отдельного компонента (этан, пропан, бутан, пентан). Увеличение "жирности" газа с глубиной соответствует повышению доли углеводородной составляющей извлекаемого газа.

Представляет интерес изменение по разрезу скважины отношения суммы предельных гомологов метана к сумме соответствующих непредельных (коэффициент К). По данным И.С. Старобинца и Н.Н. Ломейко¹ осадочные породы, содержащие рассеянно органическое вещество, способны генерировать углеводородные газы, в состав которых входят как предельные, так и непредельные гомологи метана. Причем, увеличение глинистости пород приводит к относительно повышенному каталитическому новообразованию непредельных углеводородов (по сравнению с соответствующими предельными).

Таким образом, газы, сингенетичные вмещающим породам, имеют более тесную связь с литологическими особенностями пород. В частности, обогащение пород пелитовой фракцией увеличивает содержание предельных и соответствующих им непредельных углеводородных газов, т.е. для сингенетичных углеводородных газов, содержащихся в определенных типах пород, должна быть характерна положительная корреляционная связь между предельными и непредельными углеводородными газами.

Увеличение коэффициента К, характеризующего отношения содержаний предельных и непредельных углеводородных газов, и отсутствие положительной корреляционной связи между

¹ Старобинец И.С., Архангельский А.В., Тихомирова Е.С., Ломейко Н.Н. и др. "Изучение зависимости качественного и количественного состава углеводородных газов от физико-химических и литологических характеристик вмещающих пород на площадях Московской синеклизы и Устьурта". Отчет. М., фонды ВНИИГГ, 1973, 445 с.

величиной их концентрации может служить доказательством эпигенетической природы основной части углеводородных газов пород¹. Увеличение K до 32 в разрезе скв. 92 отмечается уже в породах мячковского горизонта с глубины, где фиксируется и увеличение доли углеводородных газов в газовой смеси. А наибольшие значения K — 126—203 — в той части разреза, в которой увеличивается общее содержание углеводородного газа и гомологов метана.

Проведенный подсчет показал относительно низкий коэффициент корреляции между предельными и непредельными гомологами метана в интервале повышенных значений K . На выделенных участках (590—930 и 930—1340 м) этого интервала коэффициент корреляции рангов (Спирмэна) меняется от 0,17 до 0,43, что значительно ниже его критических значений при уровне значимости 0,05.

Таким образом, увеличение K и отсутствие положительной корреляционной связи между предельными и непредельными гомологами метана может свидетельствовать о наличии в породах эпигенетичного углеводородного газа, начиная с мячковского горизонта. Это же косвенно подтверждает уменьшение содержания тяжелых углеводородных газов вверх по разрезу скважины с последовательным уменьшением концентраций каждого компонента. Последнее может быть отражением эффекта хроматографического разделения углеводородной части газовой смеси по пути миграции газа.

Важны параллельные по разрезу скважины изменения содержания гелия и гомологов метана. Так, концентрация гелия меняется в пределах от 0,0006—0,004 см³/л (гжельский ярус) до 0,01—0,02 см³/л в породах среднего карбона (башкирский ярус). Существует тесная связь между содержанием гелия и гомологов метана. Коэффициент корреляции рангов (Спирмэна) на участках разреза скважины в интервалах глубин 590—930 и 930—1340 м соответственно составляет 0,75 и 0,53, что выше его критических значений при уровне значимости 0,01.

Распределение углеводородных газов по площади (рис. 3) изучено для пород верейского и каширского горизонтов, в ос-

¹См. сноску на предыдущей странице.

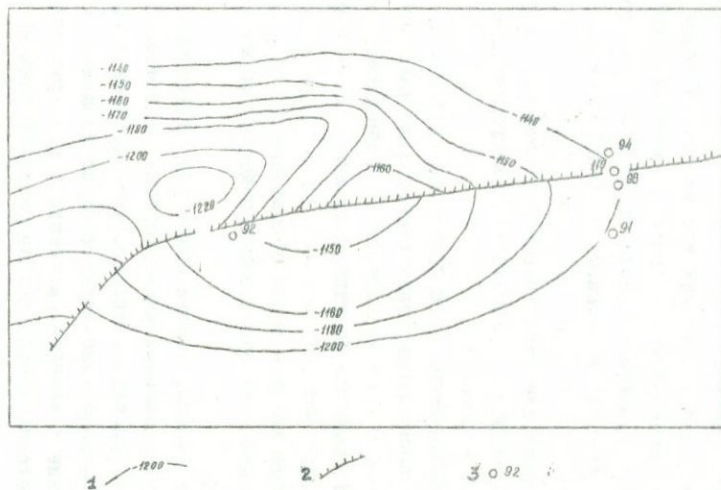


Рис.3. Схематическая структурная карта Курнолиповского поднятия.

- 1 - изогипсы по кровле известняка мелекесского горизонта ($C_2^b mR$) (по данным бурения);
- 2 - Курнолиповский сброс (по данным бурения); 3 - скважины, в которых проведена газометрия.

новном по гомологам метана, учитывая, что генезис метана в исследуемом районе в значительной мере связан с угленосными отложениями. Концентраций гомологов метана в глинистом растворе в пределах верейского и каширского горизонтов (по средним данным) изменяются по различным сторонам регионального нарушения (см. рис. 3). Так в скв. 94 к северу от нарушения оно равно $0,06 \text{ см}^3/\text{л}$, а в скв. 91; 92 к югу от нарушения в 2-2,5 раза больше.

Характерно, что в пределах верейских отложений Терновского поднятия, расположенного северо-восточнее Курнолиповского поднятия, содержание гомологов метана резко снижается (от $0,002-0,005 \text{ см}^3/\text{л}$ в скв. 71 и 72 до $0,01-0,02 \text{ см}^3/\text{л}$, в скв. 55 и 56).

Следовательно для Курнолиповского поднятия имеются косвенные доказательства вертикальной миграции углеводородов из глубоких горизонтов:

- а) увеличение суммарного содержания углеводородных компонентов в извлекаемых газах сверху вниз по разрезу;
- б) увеличение в этом направлении концентрации гомологов метана (от этана до пентана включительно) и общей "жирности" газа;
- в) закономерное повышение содержания гелия и наличие высокой корреляционной связи между содержанием гелия и гомологами метана.

Эти данные, вместе с высоким значением отношения предельных к непредельным углеводородам (при низкой корреляции между ними), свидетельствуют о преобладании эпигенетических газов в среднекаменноугольных отложениях данного района.

Присутствие в разрезе пропластков угля различной мощности при комплексном использовании разнообразных критериев наличия миграционных газов не препятствует проведению геохимических поисков на нефть и газ.

Полученные геохимические данные указывают на перспективность рассматриваемого района (в частности Курнолиповской площади) на нефть и газ.

Авторы выражают признательность профессору И.С. Старобинцу за консультации и содействие при выполнении настоящей работы.

В.А. Зорькина, Л.М. Зорькин,
Е.В. Стадник

ГЕОХИМИЯ СВОБОДНЫХ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В осадочном чехле Прикаспийской впадины выделяются три нефтегазоносных этажа: покровный, надсолевой палеозой-мезозойский и подсолевой палеозойский [5]. Покровный этаж на всей территории впадины газонасен. Надсолевой палеозой-мезозойский этаж нефтегазоносный. По площади и разрезу месторождения нефти и газа распределены неравномерно. Нефтяные месторождения сосредоточены в юго-восточных и восточных частях территории; некоторые залежи (Сагиз, Магат, Кульсары и др.) имеют небольшие газовые шапки. В западных районах впадины, в междуречье Волги и Урала, в юрских и меловых отложениях выявлены газовые залежи; в породах средней юры и триаса установлены признаки нефтеносности на склонах соляных куполов; в верхнепермских отложениях установлены признаки газонасности.

Нефтегазопроявления различной интенсивности отмечены в кунгурской соленосной толще на большей части Прикаспийской впадины. Интенсивные выбросы газа из кунгурских отложений известны в пределах соляных массивов Индера, Челкара и др.

Промышленная нефтегазоносность подсолевых отложений на западе и севере впадины установлена лишь в прибортовых районах. В восточной ее части известны обильные нефтегазопроявления: практически во всех скважинах, вскрывших отложения подсолевого палеозоя, отмечены признаки газа или нефти. На площади Кенкиняк из подсолевых отложений получен промышленный приток нефти; на площадях Кумсай, Жанажол, Подгорненская — промышленные притоки газа.

В настоящее время не опубликованы обобщающие работы по геохимии свободных и попутных газов всей территории Прикаспийской впадины, особенно по палеозойским и мезозойским отложениям. В большей степени изучены газы покровной толщи [7,9,10].

Газы покровного этажа

В пределах всей Прикаспийской впадины свободные газы преимущественно метанового состава (табл. I). Содержание метана обычно превышает 90%, но чаще 94–96%. Тяжелые углеводороды составляют десятые доли процента. Повышенные их количества (до 1,7%) прослеживаются в газах эоценовых залежей края Карпинского. Концентрация углекислого газа в большинстве случаев невелика – от десятых долей процента до 2,7%. Количество азота варьирует в значительном диапазоне – от 0,5 до 41,4%, среднее содержание его 6,5%. Состав газа изменяется от окраинных к погруженным районам впадины, что отмечается по отдельным профилям (табл. 2). Так, в окраинных частях палеоген–неогенового бассейна тяжелые углеводороды в залежах обычно отсутствуют и газы обогащены азотом. В направлении центральных погруженных областей междуречья Волги и Урала состав газов становится метановым, появляются примеси гомологов метана при одновременном уменьшении концентраций азота.

Проведенными ранее исследованиями [4, 10] установлено, что газы покровного этажа сингенетичны. Кроме того, определения изотопного состава углерода свободных газов показали обогащение углеродной части углеводородов легким изотопом [1]. Содержание тяжелого изотопа $\delta^{13}C$ в газах изменяется от -8,3 до -8,9%. Эти данные подтверждают, что органическое вещество в отложениях покровного этажа преобразуется при активном участии биохимических процессов. В результате образуются сухие метановые газы. На формирование газовых залежей этажа значительное влияние оказывают подземные воды [8].

Надсолевой палеозой – мезозойский этаж

Свободные газы. В пределах всей территории состав газов газовых и газоконденсатных месторождений, а также газовых выбросов в единичных скважинах преимущественно метановый (см. табл. I). В пределах западных и центральных (к запа-

Состав свободных газов Прикаспийской впадины (усредненные по местностям)

Район (месторождение, податные)	Возраст	Изменение глубины залегания залежей, м	Состав газа, %					Число скважин
			CO ₂	CH ₄	TU	N ₂	$\frac{CH_4}{TU}$	
Центральные и западные части Прикаспийской впадины (Азед, Аукетай-Чарга, Ваксучай, Баксий, Дьямбай, Екелеян, Карельян, Порт-Артур, Фокосово, Разночатовка, Ильянково, Тяпки и др.)	N ₂	24-446	<u>0-2,78</u> 1,12	<u>55,6-99,6</u> 91,45	<u>0-5,96</u> 0,28	<u>0,5-41,45</u> 6,58	<u>13-9220</u> 1354	35
Крик Каринского (Ики-Бурул)	P _q	180-220	<u>0-1,41</u> 0,57	<u>86,7-91,8</u> 89,25	<u>0-1,7</u> 1,02	<u>6,6-11,08</u> 9,1	<u>15,1-80,6</u> 74,6	9
Центральные и западные районы Прикаспийской впадины (Телсу, Карагай, Бурбата, Азау)	K _I	223-732	<u>0-0,43</u> 0,11	<u>89,3-96,3</u> 92,08	<u>0-0,5</u> 0,21	<u>0,02-10,17</u> 4,92	<u>186-321</u> 258	4
Крик Каринского (Мешевое, Подднерское, Слейниковское, Каспийское, Тенгутианское, Ики-Бурул, Промысловское, Цубукское)	K _I	570-1873	<u>0-3,1</u> 1,47	<u>74,4-96</u> 90,28	<u>0,02-12,87</u> 3,08	<u>0-12,4</u> 4,87	<u>6-72</u> 53	11
Центральные и западные районы Прикаспийской впадины (Таловское, Стариновское, Спортивное)	J ₃	880-950	<u>0,2-0,4</u> 0,22	<u>94-96,5</u> 95,7	<u>0,2-0,3</u> 0,21	<u>2,5-2,9</u> 2,52	<u>392-508</u> 482	8
Центральные и западные районы Прикаспийской впадины (Телсу, Коробки, Аукетайчигил)	J ₂	202-922	<u>0,07-0,5</u> 0,27	<u>91,9-96,5</u> 95,4	<u>0,08-4,01</u> 0,7	<u>1,6-6,3</u> 3,1	<u>28-1206</u> 425	8
Центральные и западные районы Прикаспийской впадины (Шербакоское, Вениковское, Индер)	P ₂	90-775	<u>0,54-1,57</u> 0,87	<u>91,7-95,07</u> 98,5	<u>0,85-3,58</u> 1,75	<u>3,1-4,7</u> 3,5	<u>26-111</u> 48,75	6
Прикаспийская впадина (Бивтамакское, Дворнянское, Индер, Злыто)	P ₁ ^{K_q}	98-1436	<u>0-0,59</u> 0,36	<u>88-98,4</u> 93,67	<u>0,01-5,9</u> 2,59	<u>0-6</u> 3,09	<u>1-51</u> 22,8	7
Прикаспийская впадина (Ильянское, Петропавловское, Бивтамакское, Георгиевское, Дворнянское, Рахмановское, Рукнопольское, Кумсайское)	C ₃ -P ₁ (посолевые)	326-3984	<u>0-4,2</u> 0,79	<u>77,1-96</u> 90,5	<u>0-9,8</u> 4,42	<u>0-28</u> 5	<u>1-476</u> 43,4	29

Примечание. В числителе - изменение показателей, в знаменателе - их средние значения.

Таблица 2

Изменение состава свободных газов по отдельным профилям в Прикаспийском бассейне

Направление профиля	Площадь	Продуктивный комплекс	№ скв.	Интервал перфорации, м	Состав газа, %			
					CO ₂	CH ₄	TU	N ₂
С севера на юг	Порт-Артур	N ₂ ар-ак	Г-I	212-219	0,8	89,9	0	9,3
	Саралжин	-"-	III	150	0,2	95	0	4,8
	Екпенды	-"-	107	233	0,5	96,7	0,03	2,77
	Кок-Домбай	-"-	I	-	2,52	96,11	0	1,87
С северо-востока на юго-запад	Кызылджар	N ₂ ар-ак	172	114	2,78	82,22	0	15
	Аукетайчагыл	-"-	Г-12	105	0	95,5	0	4,5
	Кали	-"-	2	-	1,1	97,5	0	1,4

ду от р. Урал) частей Прикаспийской впадины в разрезе отложений встречены наиболее сухие газы. Среднее содержание метана изменяется от 92,1 до 95,4% и его гомологов - от 0,2% в залежах нижнего мела до 1,7% в верхней перми. Более жирные газы с концентрацией тяжелых углеводородов до 8-10% и более встречены в газоконденсатных месторождениях края Карпинского (Каспийское, Промысловское, Тенгутинское и др.). Количество гомологов метана увеличивается с возрастом отложений и глубиной залегания залежей.

Концентрация азота в свободных газах изменяется от следов до 10% и более. Его максимальное содержание отмечено в газах нижнемеловых залежей окраинных частей Прикаспийской впадины (Телсу, Карагай, Азау). К погруженным зонам впадины концентрация азота в газах уменьшается. Концентрация углекислого газа обычно низкая, не более 0,6-0,8% (см. табл. I).

Попутные газы. Состав попутных газов Прикаспийского бассейна изменяется от азотного через метаново-азотный и азотно-метановый до метанового (углеводородного). Азотные и метаново-азотные газы развиты в пределах Южно-Эмбенского поднятия (Кумтубе, Буранкуль, Тугаракчан), где высокие концентрации азота встречены в газах нефтей всего мезозойского разреза. Повышенные концентрации азота, вплоть до газов азотного состава, отмечаются в попутных газах верхних частей разреза Южно-Эмбенской нефтеносной области (табл. 3).

Вниз по разрезу со стратиграфической глубиной состав газов изменяется на метановый (углеводородный). В пределах остальной территории Прикаспийского бассейна повсеместно нефтям сопутствуют газы углеводородного состава.

Газы с концентрацией тяжелых углеводородов менее 5% (I группы) встречаются в нефтях всего изученного разреза Южно-Эмбенского поднятия и нефтях меловых отложений Южно-Эмбенской нефтеносной области. В составе газов этой группы преобладает азот, среднее содержание его изменяется от 20,4-85,4 до 81,6%. Среднее содержание метана изменяется от 17,8 до 57-71,6% и углекислого газа - 1,5-1,9 до 3,8%. Тяжелые углеводороды состоят преимущественно (на 90-95% и более) из этана и, лишь в незначительной степени, из про-

Таблица 8

Состав подумных газов Прикаспийской
впадины (усредненные величины)

Район (месторождение, поднятия)	Возраст	Именованно глубины залегания залежей, м	Состав газа, %					Чис- лен- но- зна- че- ние
			CO ₂	CH ₄	TU	N ₂	$\frac{CH_4}{TU}$	
Ежно-Зименская нефтенос- ная обл. (Техингала, Толкс, Терень-узлик)	K ₂	257-391	<u>0,7-7,2</u> 3,8	<u>19,14-85,5</u> 59,54	<u>0-0,4</u> 0,13	<u>4,1-80,14</u> 85,45	185	3
Ежно-Зименская нефтенос- ная область (Терень-узлик, Толкс, Батин, Косчугали, Каратон, Кожкар, Корсай, Сев.Манат, Кашкибет и др.)	K ₁	250-1030	<u>0,1-10,1</u> 4,85	<u>62-97</u> 79,68	<u>0-35</u> 4,24	<u>0,03-22,1</u> 4,24	<u>3,1-434</u> 130,6	46
Ежно-Зименское поднятие и прилегающие площади (Кум- тыбе, Икравран, В.Сарго- мис, Азингуга, Корчугула)	"	85-897	<u>0,2-4,7</u> 1,9	<u>0-64,4</u> 17,8	<u>0-0,5</u> 0,28	<u>35,1-99</u> 81,6	<u>25,5-262,8</u> 105,4	6
Край Кариянского (Тенгу- тисское, Олейниковское и др.)	"	973-1128	<u>0,2-0,8</u> 0,53	<u>53,7-63</u> 58,1	<u>23,1-41</u> 32	<u>0,4-3,6</u> 2,1	<u>1-2</u> 1,5	11
Ежно-Зименская нефтеносная область (Косчугали, Толкс, Мунайли, Каратон, Терень- узлик, Доссор, С.Манат, Са- гиз, Д.Искино, Кожкар)	J	217-1182	<u>0,2-7,8</u> 2,1	<u>59-7,8</u> 2,1	<u>0-37</u> 8,5	<u>0,5-23</u> 4,2	<u>1,1-2403</u> 99	46
Ежно-Зименское поднятие и прилегающие площади (Буранкуль, Тугаракчан)	"	1055-2117	<u>0,15-7</u> 2,3	<u>32-83</u> 71,6	<u>1-13</u> 4,8	<u>8-65</u> 20,4	<u>5-82,7</u> 14,3	5
Восточная часть Прикаспий- ской впадины - Актебинское Приуралье и Западное При- муроджарье (Кенкик, Кок-Киде, Кара-Тобе, Анкар, Кона)	"	258-903	<u>0,28-3</u> 1,1	<u>77-92,06</u> 85,77	<u>5,7-9,02</u> 7,66	<u>0-10,4</u> 4,1	<u>8,6-16,5</u> 11,7	15
Ежно-Зименская нефтенос- ная область (Сев.Манат, В.Манат, Кульсары и др.)	P-T	1203-1276	<u>0-2,1</u> 0,5	<u>74,1-96,27</u> 91,8	<u>0-20,4</u> 5,2	<u>1,3-13,9</u> 5,8	<u>3,6-221,3</u> 93	13
Ежно-Зименское поднятие и прилегающие площади (Буранкуль)	"	2715-2734	1,5	57	2,4	39,1	23,7	1
Восточная часть Прикаспий- ской впадины-Актебинское Приуралье и Западное При- муроджарье (Джамсмай, Шубар-Кудук, Кенкик, Кара- Тобе, Кок-Киде, Базенколь и др.)	"	644-1802	<u>0,3-18,7</u> 2,89	<u>59,8-90,6</u> 72,55	<u>1,9-58,6</u> 19,6	<u>0,54-15,4</u> 3,4	<u>1-19,3</u> 7,5	12

Примечание: в числителе - изменение показателей,
в знаменателе - их средние значения.

'пана. Среднее содержание гомологов метана колеблется от 0,13-0,23 до 2,4-4,8%.

В пределах остальной территории Прикаспийской впадины, за исключением нефтей кряжа Карпинского, встречаются попутные газы с содержанием гомологов метана, как правило, ниже 20% (газы II группы). При этом, если газы нефтей Южно-Эмбенской нефтеносной области сравнительно "сухие" с концентрацией тяжелых гомологов, не превышающей 5,2-8,5%, то нефти Актюбинского Приуралья и Западного Примугоджарья содержат газы с концентрацией тяжелых углеводородов, достигающей в верхнепермских отложениях 19,6% (средняя величина). Соответствующим образом изменяется и состав тяжелой фракции гомологов метана: в нефтях Южной Эмбы состав тяжелых углеводородов на 80-90% и более состоит из этана, а в нефтях северных районов на долю этана обычно приходится лишь 40-60%, равномерно уменьшаясь по мере утяжеления газа вплоть до гексана. Концентрации азота и углекислоты в газах II группы обычно низкие (среднее содержание в пределах 3,4-4,2 и 0,5-4,8% (табл.3)). Среднее содержание метана изменяется от 2,5-79,6 до 85,7-91,8%, уменьшаясь по мере утяжеления газов и возрастания в их составе тяжелых углеводородов.

Газы с концентрацией гомологов метана более 20% (газы III группы) выявлены в нефтях нижнемеловых отложений кряжа Карпинского (см.табл.3). Тяжелые гомологи метана представлены следующим образом: 40% этан, 30% пропан, 20% бутан и 10% ТУ. Средняя концентрация метана в этих газах составляет 58,1%, 2,1% азота и 0,5% углекислого газа.

Таким образом, в распределении попутных газов с различным содержанием тяжелых углеводородов в пределах Прикаспийской впадины отмечается определенная зональность. Газы нефтей Южно-Эмбенского поднятия, в которых концентрация тяжелых углеводородов не превышает 5%, являются преимущественно азотного и метаново-азотного составов. Попутные газы Южно-Эмбенской нефтеносной области, в основном, сухие метановые. Концентрация тяжелых углеводородов обычно меняется в пределах 6-8%. Исключение составляют азотные и метаново-азотные газы нефтей верхнего мела. Попутные газы Актюбинско-

го Приуралья и Западного Примугодзарья характеризуются повышенным (до 10-20%) содержанием гомологов метана. И, наконец, в нефтях края Карпинского газы отличаются наиболее высокими концентрациями тяжелых углеводородов, превышающими 30-35%. Причем относительные концентрации гомологов метана увеличиваются в основном за счет уменьшения азота.

По площади развития водоносных комплексов в региональном плане в сторону их погружения наблюдается закономерность возрастания тяжелых углеводородов в составе попутных газов. В этом же направлении уменьшаются концентрации азота и, реже, метана. Например, характер изменения газов нефтей средне-урского комплекса в пределах юго-восточной части Прикаспийского бассейна. В окраинных зонах бассейна в нефтях Южно-Эмбенского поднятия растворены газы преимущественно азотно-метанового состава, в которых средняя концентрация метана составляет 71,6%, тяжелых углеводородов - 4,8% и азота - 20,4%. В более погруженных зонах Прикаспийской впадины на территории Южно-Эмбенской нефтеносной области в попутных газах того же комплекса среднее содержание гомологов метана возрастает до 8,5% и метана - до 83,7%, а азот уменьшается до 4,2%. Аналогичные закономерности в изменении состава газов прослеживаются и по другим продуктивным комплексам (см. табл.3). В Западном Примугодзарье нарастание углеводородов в составе попутных газов при одновременном уменьшении азота прослеживается от восточных площадей - Кок-Жиде, Каратюбе, Кенкияк к западным - Шубар-Кудук, Джаксымай, Копа. В этом же направлении по мере увеличения глубины залегания продуктивных комплексов уменьшается удельный вес нефтей, содержание в них серы, смол и увеличивается количество парафина.

В изменении состава попутных газов зональность прослеживается также в вертикальном разрезе. Так, в пределах отдельных тектонических зон Прикаспийской впадины вниз по разрезу наблюдается определенная закономерность возрастания тяжелых углеводородов и метана при одновременном уменьшении концентраций азота. Наиболее четко это можно проследить на примере месторождений Южно-Эмбенской нефтеносной области (см.табл.3). Так, если в попутных газах меловых отложений

средние концентрации тяжелых углеводородов не превышают 0,13% и метана — 59,54%, то в нижних мезозойских частях разреза возрастают соответственно до 5,2–8,5% и 83,7–91,8%. Средний коэффициент метанизации уменьшается от 130–185 в попутных газах меловых залежей до 93–99% в газах юрских и пермотриасовых отложений. Среднее содержание азота при этом уменьшается от 35,4 до 4,2–5,8%, а углекислого газа — от 3,8 до 0,5–2,1%. Характерные изменения происходят и в самой тяжелой фракции метана. Если в газах меловых отложений основную роль играет этан (на 90% и более), то в попутных газах юрских и пермотриасовых залежей заметно возрастает роль и высших углеводородов.

Отмеченная зональность в изменении попутных газов Южно-Эмбенской нефтеносной области согласуется с характером изменения нефтей. Так, для территории всей Эмбы ранее установлена [3] закономерность, согласно которой со стратиграфической глубиной залегания нефтяных залежей уменьшается удельный вес нефти, количество смол и возрастает содержание легких фракций в составе нефтей.

Для газов нефтей Южно-Эмбенской области характерно присутствие сероводорода, концентрация которого уменьшается со стратиграфической глубиной. Так, среднее его содержание в попутных газах залежей меловых отложений составляет 1,45%, в юрских залежах снижается до 0,95%, и, наконец, в газах залежей пермотриаса не превышает 0,4% [2].

Подсолевой палеозойский этаж

Состав свободных газов подсолевого палеозоя, включая и газы соленосной кунгурской толщи, повсеместно метановый (см. табл. I). Среднее содержание метана изменяется от 90,5 до 93,6%, тяжелых углеводородов — от 2,5 до 4,4% и азота — от 3,1 до 5%. Содержание углекислого газа составляет обычно десятые доли процента. Нарастание углеводородов при одновременном уменьшении азота и углекислого газа прослеживается в сторону погружения нефтегазоносных комплексов и со стратиграфической глубиной. Эта закономерность ранее была установлена для районов западного обрамления Прикаспийской впа-

дины [6]. На это же указывают усредненные данные состава сакмаро-артинских залежей в Актыбинском Приуралье (табл.4). В сторону наиболее погруженных частей Прикаспийской впадины в составе свободных газов закономерно возрастает концентрации тяжелых углеводородов и метана при одновременном уменьшении азота и углекислого газа.

Таблица 4

Усредненный состав свободных газов сакмаро-артинских отложений в Актыбинском Приуралье (по профилю с востока на запад)

Площадь	Состав газа, %				Число скважин
	CO ₂	CH ₄	ТУ	N ₂	
Петропавловская	1,01	85,47	2,99	12,92	9
Жилинская	0,16	94,4	3,1	2,28	7
Актыбинско-Битамакская	1,33	81,56	3,55	3,54	4
Георгиевская	0,98	92,31	6,77	1,92	4

Состав попутных газов подсолевого палеозоя, изученный в сакмаро-артинской нефтяной залежи Кенкиякского месторождения, углеводородный. Состав газа следующий: 64,4% CH₄, 26,4% ТУ, 9,1% N₂. Концентрация углекислого газа составляет десятые доли процента.

Таким образом, рассмотренные материалы указывают на зональный характер в изменении состава свободных и попутных газов в разрезе и региональном плане всей территории Прикаспийской впадины. Выявленные закономерности могут быть использованы при поисках залежей нефти и газа, а также при прогнозе их состава.

Л и т е р а т у р а

1. Алексеев Ф.А. О дональности нефтегазообразования в земной коре по данным изотопных исследований. Сб. "Ядерная геология", ОНТИ ВНИИГТ, 1974, с.11-25.

2. Ботнева Т.А., Панкина Р.Г., Соколов В.А. Геохимия нефтяных попутных газов, М., "Недра", 1966, с.202.

3. Днепров В.С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтегазоносной области. Л., Гостоптехиздат, 1959, с.275.

4. Зорькин Л.М., Кричевский Г.Н. О перспективах газоносности и условиях формирования залежей газа неогеновых отложений Прикаспийской впадины. Тр. ВНИИГаз, вып.25(33), М., "Недра", 1965, с.41-44.

5. Зорькин Л.М., Стадник Е.В. Газовый и солевой состав и возраст подземных вод Прикаспийской впадины. ДАН СССР, т.195, № 5, 1970, с.1187-1189.

6. Зорькина В.А. Некоторые закономерности изменения состава природных и попутных газов на территории Нижнего Поволжья. Тр.ВНИГНИ, вып. LXXXIV, М., "Недра", 1971, с.82-86.

7. Киселев С.И. Нижнее Заволжье. Сб. "Природные газы СССР", М., ОНТИ, 1935, с.72-77.

8. Козлов В.Г., Стадник Е.В. О газоносности плиоценовых отложений Прикаспийской впадины. Сер. "Нефтегаз.геология и геофиз". Сб. "Некоторые вопросы геолого-геофизических исследований на нефть и газ", М., ВНИИЭНГ, 1969, с.132-141.

9. Кудрявцева Е.И. О газовых выходах в междуречье Волги и Урала. Геол.сб. № 7, Тр.ВНИГРИ, вып.190, М., Гостоптехиздат, 1962, с.152-156.

10. Соколов В.Л., Чайковская Э.В. Распространение и характеристика нефтегазопроявлений на территории западной части Прикаспийской впадины. В сб. "Материалы по геологии газоносных районов Советского Союза". Тр.ВНИИГаз, вып. 25(33), М., "Недра", 1965, с.3-14.

**АДСОРБИРОВАННЫЕ ГАЗЫ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ
ДИАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА И БАЛАНС ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВ РАЗНЫХ
ГЕНЕТИЧЕСКИХ КАТЕГОРИЙ**

Газы в породе находятся в различных условиях. По классификации В.А.Соколова, разделяют газ свободный (в сообщающихся порах и трещинах), адсорбированный породой и содержащийся в ней органическим веществом и т.д. Газы, удерживаемые породой, разделяются на адсорбированные (тесно связанные с кристаллической решеткой породы) и абсорбированные (заключенные в микропорах породы, но молекулярно свободные).

Г.Хедберг приводит следующие стадии уплотнения породы: 1) механическое перераспределение; 2) обезвоживание; 3) механической деформации.

Первая стадия (5-10 см ниже поверхности осадков) отражает около 10 лет образования. Пористость изменяется от 90 до 75%. Много свободной поровой воды.

Вторая стадия - обезвоживание (с уменьшением пористости от 7 до 35%) происходит в результате погребения до 250-270 м. Свободная и основная часть адсорбированной воды вытесняются.

При захоронении органического вещества начинается образование газовой атмосферы осадка. Однако по данным Дж.Филиппи [5] количество образующихся флюидов на ранних стадиях диagenеза гораздо ниже адсорбционной способности органического вещества. Образующиеся углеводороды частично растворяются в водах и выжимаются из осадка, частично адсорбируются органическим веществом и минеральными компонентами осадка. Это подтверждают результаты анализа образцов современных осадков Гвинейского залива и Черного моря, представленных карбонатно-глинистыми илами. Во всех образцах установлено наличие адсорбированных газообразных углеводородов от 0,0n до 0, n см³/кг. Для образцов с содержанием органического вещества от 2 до 3% характерно значительное влияние исходного органического вещества на количество образу-

щихся газообразных углеводородов и опосредованно-окислительно-восстановительные условия в диагенезе.

В Гвинейском заливе в районе дельты р. Конго в субокислительных условиях (Fe пирит. от суммы форм Fe 0,41-1,21%) образуются незначительные количества (0,0 н см³/кг) метана (68,75%) и этилена (31,25%) при преобразовании органического вещества, значительную долю которого составляет растительный материал, переносимый р. Конго и частично окисленный в процессе транспортировки. Смена условий в пределах того же залива на слабовосстановительные (Fe пирит. от суммы форм Fe 21,63-32,47%), в которых идет преобразование, в основном, планктонного материала, ведет к интенсивному новообразованию углеводородных газов (0,13 см³/кг), среди которых встречаются все гомологи метана вплоть до изопентана и соответствующие непредельные углеводороды 64,36-80,95% CH₄, 2,75% бутанов, 1,62% iC₅, следы nC₅. Отношение iC₄/nC₄ = 0,75.

Увеличение степени восстановленности в раннем диагенезе в пределах Черного моря ведет к возрастанию в 2-3 раза образующихся углеводородных газов (0,2-0,3 см³/кг). В их составе найдены все гомологи метана вплоть до пентана: 80,88-84,01% CH₄, 6,22-6,32% C₂H₆, 3,76-4,18% C₃H₈, 2,18-2,78% C₄H₁₀, 1,31-1,61% C₅H₁₂. Отмечено наличие всех непредельных углеводородов - этилена, пропилена и бутилена, но в уменьшенных количествах (3,44-4,69%) по сравнению с ранее рассмотренными. Сохранение исследованных газов, адсорбированных породами и органическим веществом, и входящими в кристаллическую решетку карбонатных минералов, самым тесным образом связано с последующей цементацией и литификацией породы.

На третьей стадии при погружении породы от 250-270 м до 2000 м пористость уменьшается от 35 до 10%. На этой стадии начинается действительная цементация, литификация и консервация образовавшихся к этому моменту газов. Вероятно, часть пор закрывается и состав открытых и закрытых пор пород к этому моменту будет одинаков. Продолжающееся погружение приводит к дальнейшему уменьшению пористости, и, как следствие, к вероятному вытеснению газов закрытых пор.

Как установлено экспериментами, в закрытых порах могут накапливаться следы мигрирующих флюидов. В твердой литифицированной породе может начаться образование вторичной пористости. Постседиментационными факторами, влияющими на ее образование, являются температура, давление, состав поровых растворов, подземных вод. По данным Е.А.Рогозиной, с глубиной общая и открытая пористость уменьшается [2]. При этом возрастание $C_{орг}$ отрицательно сказывается на содержании общей и открытой пористости и положительно — на закрытой. Закрытая пористость зависит от содержания $C_{орг}$, а не от глубины. Это подтверждают и наши данные.

В пределах Прикумско-Тьленевского вала грубозернистые разности пород характеризуются минимальными содержаниями углеводородных газов, вероятно, с минимальными значениями закрытой пористости (песчаники и конгломераты). В глинистых алевролитах и аргиллитах содержание углеводородных газов повышается в 10 раз, что можно связать не только с интенсификацией процесса газообразования в глинах, но и с предполагаемым увеличением количества закрытых пор, в которых могли сохраниться газы.

Продолжающаяся литификация и изменения органического вещества в сторону газо- или нефтеобразования приводят к дальнейшей адсорбции породой газов, в том числе углеводородных. Так, в пределах юго-восточного погружения Русской платформы несколько севернее Оренбурга (скв. Ново-Васильевская, Шуваловская, Воробьевская, Бобровская и др.) в образованиях палеокайнозойского возраста количество адсорбированных углеводородных газов возрастает в десятки и сотни раз по сравнению с наблюдаемыми до литификации, т.е. в образцах современных осадков, и составляет $5-6 \text{ см}^3/\text{кг}$ в известняках и $0,4-4,0 \text{ см}^3/\text{кг}$ в алевролитах и глинах. Групповой состав их отличен от наблюдаемого в современных осадках: доля непредельных углеводородов снижена до $1,0-1,5\%$.

Приведенные данные свидетельствуют, вероятно, об определенной направленности в изменении органического вещества в диagenезе: уменьшении количества непредельных соединений. Среди гомологов метана в ощутимых количествах зарегистрирован гексан, пока не отмеченный нами в современных осадках.

На примере района Прикумско-Тюленевского сложного вала для среднеюрских и нижнемеловых отложений мы подсчитали количество образовавшихся к данному моменту газообразных углеводородов. Для среднеюрских отложений оно составляет 2 трил. 170 млрд. м³. В закрытых порах в среднеюрских отложениях находится 13 млрд. 900 млн. м³, газообразных углеводородов, т.е. 0,64% от образовавшихся.

В нижнемеловых отложениях, учитывая их повсеместную распространенность в пределах Прикумско-Тюленевского сложного вала, образовалось 5 трил. 200 млрд. м³ углеводородных газов. В закрытых порах содержится 1 млрд. 1300 млн. м³ газообразных углеводородов, или 0,6% от образовавшихся. По данным А.Э.Конторовича [1], коэффициент эмиграции для газоматеринских отложений составляет 99%, а по данным Е.А.Рогозиной - 95-98%, что вполне согласуется с проведенными расчетами.

Плотность образовавшихся в среднеюрских отложениях газов составляет 211 млн. м³/км², а в нижнемеловых - 263 млн. м³/км², что указывает на их более высокий газоматеринский потенциал. Масштабы эмиграции газообразных углеводородов из рассматриваемых отложений при коэффициенте 95-99%, примерно, такие же. По данным А.Э.Конторовича в изученных районах Западной Сибири аккумуляция газообразных углеводородов в промышленные залежи происходит при масштабах миграции не менее 300 млн. м³/км². Вероятно, в районах с более жестким термодинамическим режимом, в которых распространены отложения, не столь богатые органическим веществом (обладающим высокими сорбционными свойствами), как в Западной Сибири, пороговые значения для аккумуляции углеводородов будут несколько меньше.

Итак, на примере современных осадков и древних пород показано, как с развитием диагенетических преобразований меняется содержание адсорбированных газообразных углеводородов, а в их составе уменьшается количество непредельных углеводородов. В отдельных районах Восточного Предкавказья сделана попытка оценить балансовую сторону образования газов различных генетических категорий.

Л и т е р а т у р а

1. Конторович А.Э., Рогозина Е.А., Фомичев А.С. Перспективы нефтегазосности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты (опыт объемно-генетической оценки). "Материалы по геохимии нефтегазосных бассейнов Сибири", вып.95, Новосибирск, 1970, 142 с.

2. Махмудов А.Х., Рогозина Е.А. Определение фазового состояния и давления в газах закрытых пор глинистых пород. "Геология нефти и газа", 1978, № I, с.43-45.

3. Филиппи Дж. О глубине, времени и механизме образования нефти. "Органическая геохимия", вып.2, М., "Недра", 1970, 216 с.

О МЕХАНИЗМЕ ВЫДЕЛЕНИЯ АЗОТА ИЗ СВЯЗАННОГО СОСТОЯНИЯ В ПОРОДАХ И ОРГАНИЧЕСКОМ ВЕЩЕСТВЕ

Генезис азота в газах рассматривается как воздушный или биогенный. Обычно остается неясной кинетика высвобождения азота из связанного состояния в породах и органическом веществе. В статье мы попытались на основании литературных источников и наших наблюдений в районах Средней Азии и Восточного Предкавказья рассмотреть этот вопрос.

По данным Н.Т.Шабаровой [6] соединения азота сапропеля образуются из белковых веществ остатков водных организмов (растительных и животных). Органические остатки в водной толще и в илах разлагаются под действием бактерий. Азотсодержащая фракция сапропеля представляет собой сложную смесь, состоящую из измененного белка отмерших водных организмов и бактериальной клетки азотистых соединений небелкового характера (типа хитина, хлорофилла, гуминовых веществ). Содержание разных форм азота в сапропелевых веществах [6] следующее, в %:

негидролизуемый (гуминовый)	42,45
амидный и аммиачный	3,55
органических оснований	8,16
моноаминокислот	43,78

По данным Т.Д.Пентиной [4] в сапропелевых кислотах современных осадков отмечены полосы поглощения амид-I и амид-II ν - NH при 1650 и 1540 cm^{-1} , в древних породах даже при большом содержании азота в сапропелевых кислотах эти полосы отсутствуют. То же явление наблюдалось и в гуминовых кислотах. Следовательно, с повышением степени метаморфической превращенности рассеянного органического вещества в молекуле сапропелевых и гуминовых кислот понижается содержание азотсодержащих боковых групп.

При экспериментальных исследованиях В.Л.Соколова и В.Ф.Симоенко [5] по термобарическому воздействию на рассеянное органическое вещество при 150-250°C и давлении до 1000 $\text{кгс}/\text{см}^2$, что соответствовало глубине залегания 4-8 тыс.м, было выявлено разнонаправленное течение процесса газообразо-

вания. При преобразовании преобладающего гумусового органического вещества выделение азота очень незначительно (в среднем, 6%). При превращении органического вещества сапропелевого типа в тех же условиях, которые можно отождествить с явлениями, проходящими при метаморфизме, количество выделяющегося азота повышается в 10 раз и составляет 64,9%. Вероятно метаморфизм органического вещества сапропелевого типа сопровождается расщеплением гетероциклических азотсодержащих соединений [5].

При повышении степени метаморфизма в породах до стадии гнейсов [2] азот органического вещества может переходить в форму, в которой он обычно встречается в породах ($N-NH_2$).

В районе отдельных межгорных впадин Средней Азии, где азот в составе свободных газов составляет 20-80%, мы подсчитали, что достаточно высвободиться 1% азота из органического вещества, чтобы образовать весь находящийся в газах азот [3].

В слабометаморфизованных осадочных породах [1] содержание химически связанного азота в форме $N-NH_2$, т.е. азота, выделяющегося при кислотном разложении силикатов в форме аммиака, не менее $n \cdot 10^{-2}\%$. Нитратный азот не рассматривали, так как ион NO_3^- не устойчив в восстановительных условиях, и с чувствительностью 10^{-5} вес.% он был обнаружен только в самой верхней части литосферы.

В процессе прогрессивного метаморфизма до гранито-гнейсов подавляющая часть этого азота (до 90%) высвобождается из породы, причем основным процессом [2] является не перераспределение группировки $N-NH_2$, а разрушение связанного азота до молекулярного с выделением последнего в газовую фазу. Для объяснения присутствия всего азота, находящегося в газах некоторых районов Средней Азии, достаточно высвободить 0,1% химически связанного в породах азота [1].

Итак, накопление больших количеств молекулярного азота определяется не источником, а кинетикой выделения. Поэтому важно изучить радиоактивность, так как именно она может способствовать переводу связанного азота в молекулярный [3].

В исследованном районе высокие концентрации азота приурочены к зонам распространения уранового тела. К тому же,

весь комплекс отложений, слагающих район, обладает повышенной рассеянной радиоактивностью. Урановая минерализация связана с сингенетично-осадочным накоплением и локализуется:

- а) в песчаниках с растительными остатками;
- б) в фосфоритоносных известняках;
- в) в горизонтах переслаивания углистых аргиллитов и доломитов.

Радиоактивность способствует высвобождению азота из связанного состояния в породах в органическом веществе и накоплению его в больших количествах вплоть до образования азотных провинций [3]. Возможно и противоположное рассуждение: обнаружив высокие концентрации азота (свыше 10-20%) в свободных и попутных газах и значимую положительную корреляционную связь с гелием, следует искать источники радиоактивного излучения.

При обычных содержаниях азота в газах (менее 10%) следует обращать внимание на изменение его концентраций с увеличением глубины и на наличие корреляционных связей с аргоном. В районе Прикумско-Тыленевского сложного вала на I44 пробах свободного и попутного газа был прослежен генезис азота в газах VI-VII пластов среднеюрских отложений и VIII и IX-нижнемеловых. При обработке данных по составу газов методами математической статистики были выявлены значимые корреляционные связи (отрицательные между содержанием азота и глубиной и положительные между содержанием азота и аргона). Следовательно, это является признаком воздушного происхождения азота. Однако в газах IX горизонта нижнемелового возраста, которые по генезису сингенетичны, установлена значимая положительная корреляционная связь между азотом и гелием. На ряде площадей (Приграничная) отмечено увеличение содержания азота до 13,8%, сопровождаемое повышением концентраций CO₂ до 16,6-20,0%, что вызвано, вероятно, подтоком газов ювенильного происхождения по межблоковым разломам.

Таким образом, приведенный материал свидетельствует о высвобождении молекулярного азота из связанного состояния в породах и органическом веществе при их метаморфизме. Рассматриваемый процесс усиливается в районах с повышенной ра-

диоактивностью. Для выявления генезиса и, отчасти, механизмы высвобождения азота из связанного состояния в породах и органическом веществе следует устанавливать характер корреляционных связей между гелием, аргоном, глубиной и азотом.

Л и т е р а т у р а

1. Задорожный И.К., Волинец В.Ф. К вопросу о применении азота-15 в твердой фазе для определения радиогенного аргона. "Геохимия", 1967, № 6, с.715-720.

2. Миловский А.В., Волинец В.Ф. Азот в метаморфических породах "Геохимия", 1966, № 8, с.936-942.

3. О происхождении азота в газах некоторых южных районов СССР. "Геология нефти и газа", 1972, № 7, с.64-68.
Автор.: Н.А.Еременко, С.П.Левинуова, В.Ф.Волинец и др.

4. Пентина Т.Ю. Гуминовые кислоты осадочных пород (в связи с вопросами нефтегазообразования). Диссертация на соискание уч.степ.канд.геол.-минерал.наук. М., Фонды ВНИГНИ, 1973, 150 с.

5. Симоненко В.Ф. Экспериментальное изучение роли поровых растворов и газов при первичной миграции углеводородов. Диссертация на соиск.уч.степ.канд.геол.-минерал.наук. М., 1974, с.150.

6. Шабарова Н.Т. Определение общего азота и его форм в сапропелях. "Методика изучения сапропелевых отложений", вып. I, Изд-во АН СССР, М., 1958, с.60-71.

РЕСУРСЫ ГАЗОВ, РАСТВОРЕННЫХ В ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЕ СЕВЕРОУСТЮРТСКОГО БАССЕЙНА

Сведения о ресурсах газов, растворенных в пластовых водах бассейнов, представляют большой интерес в связи с проблемой оценки прогнозных запасов нефти и газа [1]. Она определяется закономерностью, согласно которой прогнозные запасы углеводородов составляют лишь малую долю растворенных углеводородов пластовых вод и в общем случае прямо пропорциональны их суммарным ресурсам. Это положение было проверено ранее на примере хорошо изученных районов Среднекаспийского бассейна [2] и Нижнего Поволжья [3].

Прогнозные запасы углеводородов изучаемой водонапорной системы соответствуют общим запасам нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей, газовых шапок, растворенных газов нефтей, которые водонапорная система в состоянии трансформировать за счет собственных ресурсов, растворенных в пластовых водах [1]. Сюда не входят остаточные запасы растворенных углеводородов, не имеющих промышленной ценности.

Для подсчета запасов углеводородов, образующих промышленные месторождения [1], предложена формула:

$$Q = K \cdot S \cdot h \cdot nq,$$

где Q - прогнозные запасы углеводородов, млд.м³
или нефти, млн. т.;

S - площадь области водонапорной системы, км²;

h - эффективная мощность пород-коллекторов, км;

n - пористость водовмещающих пород, доли единицы;

q - средняя газонасыщенность водоносных комплексов, км³/км³;

K - коэффициент газонефтеотдачи водонапорной системы, изменяющийся от 0,01 до 0,1 доли единицы.

Величина этого коэффициента зависит от минерализации вод, температурных условий недр, интенсивности генерации углеводородов, емкости ловушек и др.

Ресурсы газов рассчитаны для водонапорной системы огромной территории Североурьтского бассейна, заключенной между Горным Мангышлаком, Уралом и его продолжением, акваториями Каспия и Арала. Расчеты произведены для достаточно изученных здесь эоценового, мелового и юрского водоносных комплексов.

Область стока водонапорной системы для различных геохимических зон области развития газов азотного и метанового (углеводородного) составов рассчитывали по схемам геохимической зональности, построенных ранее для отдельных водоносных комплексов [4]. Средневзвешенные мощности подсчитывали по соответствующим картам мощностей. Условно принято, что эффективная мощность, определяющая динамические ресурсы пластовых вод, включая и их объем за счет уплотнения глинистых пород, составляет в среднем 70% от общей мощности. Величину средней пористости пород определяли, исходя из имеющихся данных их коллекторских свойств. Для подсчета газонасыщенности пластовых вод принимали их средние величины, подсчитанные для отдельных водоносных комплексов (таблица).

Согласно расчетам общая сумма растворенных газов превышает 20,0 трлн.м³, из которых на долю углеводородных газов приходится 19,4 трлн.м³. На долю азота и углекислого газа падает соответственно 2,2 и 0,4 трлн.м³. Характерно, что воднорастворенные газы юрского водоносного комплекса содержат около 2/3 углеводородных газов от общих их запасов. Далее, основные запасы тяжелых углеводородов приурочены к водам юрских горизонтов. Эти факты позволяют высоко оценить перспективы нефтегазосности юрских отложений.

Результаты глубинного гидрогеологического зондирования пластовой системы Североурьтского бассейна позволяют в целом отнести водонапорную систему эоценовых и мезозойских отложений территории бассейна в разряд газофобных [1]. Принимая за коэффициент газонефтеотдачи водонапорной системы величину 0,1, прогнозные запасы газа могут быть оценены более, чем в 2 трлн.м³ или более чем в 2 млрд.т. нефти. Эти данные явно занижены, так как параметры для расчета обычно выбирали минимальные. В подсчитанные запасы не вошли ресурсы га-

Ресурсы газа, растворенного в подземных водах Североуральского бассейна

Водоносный комплекс	Тип газа	Площадь, км ²	Мощность, км	Объем породы, км ³	Пористость, доли ед.	Объем воды, км ³	Газонасыщенность, км ³ /км ³	Объем газа, км ³				
								CH ₄	ТУ	N ₂	CO ₂	Общий объем
Эоценовый	Азотный	27700	0,20	5540	0,35	1939	0,070	7	I	6	I	15
	Метановый	137000	0,30	411	0,20	8220	0,440	396	I	28	5	360
Меловой	Азотный	38600	0,18	6948	0,14	1080	0,030	I	I	2	I	5
	Метановый	134700	1,20	161640		12639	0,300	3179	38	607	18	3842
Юрский	Азотный	17500	0,10	1750	0,22	385	0,140	12	I	40	2	55
	Метановый	133500	0,60	80100	0,22	17622	0,90	12274	16	1217	318	13835
	-"	13700 ^X	0,70	9590		2109	1,00	1686	105	276	42	2109

Итого: 17565 163 2176 387 20231

^XБарсакельмесская впадина.

зов, растворенных в пластовых водах доюрских отложений, а они представляют дополнительный резерв дальнейшего прироста запасов углеводородов для территории Североустуртского бассейна.

Л и т е р а т у р а

1. Корценштейн В.Н. К методике прогноза нефтегазоносности и оценки прогнозных запасов газа и нефти по глубинным исследованиям подземных вод. Тр. ВНИИ природных газов, вып. 42/50, М., 1968, с. 258-274.

2. Новые данные по гидрогеологии мезозойских водоносных комплексов Восточного Предкавказья, Тр. ВНИИ природных газов, вып. 33, М., 1970, с. 317-506.
Авт.: В.Н. Корценштейн, В.М. Кирьяшкин, А.С. Филин и др.

3. Стадник Е.В. Гидрогеология палеозойской водонапорной системы северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с вопросами формирования залежей нефти и газа и оценкой перспектив газонефтеносности. Диссертация на соиск. уч. степени канд. геол.-минералог. наук, М., Фонды ВНИИГаз, 1967, 365 с.

4. Стадник Е.В. Геохимическая зональность газов водонапорной системы Северного Устурта, "Геология нефти и газа", 1970, № 12, с. 28-32.

И.С. Старобинец, Е.С. Тихомирова,
А.В. Архангельский, Г.С. Стативко,
Л.И. Жильцова

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ, СОДЕРЖАЩИХ ИНТРУЗИВНЫЕ ТРАПЫ

В связи с развертыванием нефтегазописковых работ в районах Восточной Сибири, характеризующихся широким развитием интрузивных траптов, весьма важно изучение влияния контактового метаморфизма и гидротермально-метасоматических процессов на распределение углеводородных газов, присутствующих в осадочных породах.

Авторы изучили палеозойские отложения Сигово-Подкаменной структуры Восточной Сибири, чтобы выявить характер и степень изменения качественных и количественных параметров газообразных углеводородов в осадочных породах под влиянием термального воздействия долеритовых интрузий.

Сигово-Подкаменная площадь находится в северо-западной части Сибирской платформы. В структурном отношении она приурочена к южной периклинали Курейско-Летнинского мегавала. Размеры структуры по подошве лудловского яруса силура составляют 30 на 10 км. Керн из шести скважин, расположенных по двум профилям — по простиранию и вкрест простирания структуры исследовали комплексно (литолого-петрографический и геохимический анализ).

Были изучены мелководно-морские терригенно-карбонатные отложения верхнего кембрия (вскрытая мощность 210 м), преимущественно карбонатные морские породы ландоверийского (100 м) и венлокского (80 м) ярусов, а также лагунные отложения (180 м) лудловского яруса силурийской системы. Кроме того исследованы терригенные с прослоями карбонатных образований породы девона (450 м), накапливавшиеся в условиях осолоненной лагуны и континентальные угленосные отложения тунгусской серии (С₂₋₃ - Р₁₋₂) мощностью 680 м.

Долеритовые интрузии присутствуют во всех отложениях от верхнего кембрия до пермских пород включительно. Они со-

ставляют около 15% от мощности всех пород, вскрытых структурными скважинами на Сигово-Подкаменной площади. Наибольшая мощность их достигает 235 м. Долериты имеют гранулит-офитовую структуру. Они состоят из идиоморфных зерен полевых шпатов основного состава и ксеиноморфных выделений пироксенов, представленных авгит-диопсидом и возможно пикрозитом. Кроме того, присутствует оливин, роговая обманка, биотит и минералы группы палагонита. Рудные минералы представлены пиритом, магнетитом, титаномагнетитом и др.

На контакте с долеритами осадочные породы сильно изменены. Наиболее полно эти изменения изучены в скв.3, где в области экзоконтакта могут быть выделены две зоны: нижняя зона узловатых сланцев роговообманково-роговиковой фации (15-20 м) и верхняя - альбит-эпидот-роговиковой фации (10-15 м).

Гидротермально-метасоматические процессы выражаются в окремнении, кальцитизации и пренитизации пород по трещинам.

В табл. I приведены данные по содержанию углеводородных газов (по сумме термовакуумной и химической дегазации после механической) в осадочных породах, метаморфических образованиях и долеритах различных стратиграфических горизонтов. Содержание углеводородных газов в траппах связано с количеством газообразных углеводородов во вмещающих породах. В отложениях тунгусской серии долериты содержат повышенные по сравнению с нижележащими породами (кроме кембрия) количества метана, что обусловлено высоким содержанием метана во вмещающих породах, достигающим в аргиллитах $66 \text{ см}^3/\text{кг}$. Проникновению метана в долериты способствовала их высокая трещиноватость (скв. I6). Обращает на себя внимание более высокое, чем во вмещающих породах содержание непредельных углеводородов, что возможно объясняется их селективной сорбцией хлоритоподобным веществом, образующимся в результате вторичных изменений долеритов.

В девонских и нижнекаменноугольных отложениях в соответствии с уменьшением общей газонасыщенности вмещающих пород снижается и содержание углеводородных газов в долеритах.

Низкое содержание газообразных углеводородов в долеритах силурийских отложений, характеризующихся повышенными ко-

Таблица I

Среднее содержание углеводородных газов в долеритах и вмещающих породах Сигово-Подкаменной площади в кубических сантиметрах на килограмм:

Возраст	Порода	CH ₄	Σ пред	Σ неперед
C _{I-3} -P _{I-2}	Долериты	4,48	0,17	0,09
	Песчаники	39,0	0,52	0,015
	Глины, аргиллиты	66,0	0,69	0,02
D _{I-3} -C _I	Долериты	1,62	0,05	0,03
	Метаморфизованные породы	6,03	0,33	0,01
	Аргиллиты, глины	9,4	0,45	0,02
S _{I-2}	Долериты	0,77	0,2	0,009
	Аргиллиты	33,8	5,9	0,02
	Известняки и доломиты	34,4	12,5	0,15
O ₂	Долериты	1,49	0,2	0,03
	Метаморфизованные породы	2,26	1,62	0,06
C _{тз}	Долериты	5,25	1,89	0,04
	Метаморфизованные породы	15,01	8,4	0,08
	Аргиллиты	30,3	9,62	0,06
	Известняки	49,3	19,6	0,09
P	Долериты	0,002	0,00004	-

Тунгусская
субпровинция;
летнийский
комплекс¹

¹Г.И.Войтов, И.Я.Широкова, Б.П.Золотарев. О химическом составе газов, содержащихся в породах толент-базальтовой формации. ДАН СССР, т.200, № 6, 1971, с.1433-1436.

личествами углеводородных газов, связано с тем, что они отличаются низкой трещиноватостью и, следовательно, проницаемостью.

В наиболее отчетливой форме зависимость газосодержания долеритов от вмещающих пород может быть продемонстрирована на примере верхнекембрийских отложений. В скв.24, вскрывшей эти породы, долериты сильно трещиноваты, так как находятся в зоне тектонических нарушений. Верхнекембрийские отложения обогащены углеводородными газами, в том числе гомологами метана. В соответствии с этим и долериты содержат максимальные количества метана и его гомологов по сравнению с долеритами, залегающими в более высоких стратиграфических горизонтах.

Возможность миграции углеводородных газов через долериты подтверждает исследование распределения газообразных углеводородов по разрезу скв.24, в которой наблюдается четкий хроматографический эффект — опережение метаном его гомологов и легкими углеводородами более тяжелых в долеритах и вышележащих отложениях.

Об этом свидетельствует также изучение содержания углеводородных газов в интрузиях и материале, заполняющем трещины. Так, в скв.26 на северо-западной периклинали структуры, долериты характеризуются сильной трещиноватостью. Трещины заполнены пиритом, органоминеральными соединениями и кальцитом. Сравнение содержания углеводородных газов в долерите и кальците из трещины показало (табл.2, проба II4^а, II4^б), что в кальците количество газа значительно выше (от 2 до 4 раз), а состав разнообразнее. Таким образом имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что одной из форм миграции углеводородных газов после внедрения долеритов был перенос их в составе гидрокарбонатно-кальциевых растворов. Наличие органоминеральных трещин показывает, что мигрировали не только углеводородные газы, но и органическое вещество.

Наличие зависимости между газонасыщенностью вмещающих пород и долеритов позволяет использовать этот признак в комплексе с другими показателями для определения наличия миграционных газов.

Сравнение содержания углеводородных газов в долеритах

Таблица 2

Содержание углеводородных газов в долеритах, ксенолите и кальците из трещины (скв.26 Сигово-Подкаменная площадь)

№ пробы	Интервал отбора	Порода	Выход углеводородных газов, см ³ /кг						
			СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₂ Н ₄	С ₃ Н ₈	С ₃ Н ₆	С ₄ Н ₁₀	С ₄ Н ₁₀
84	345-349,3	Долерит	0,930	0,230	0,047	0,246	0,016	0,050	0,088
		Из ксенолита:							
84б		хлорит	0,389	0,033	0,028	0,016	0,006	0,005	0,012
84в		ангидрит	0,963	0,060	0,022	0,033	0,012	0,012	0,020
84д		хлорит и ангидрит	0,173	0,011	0,014	0,007	0,007	0,004	0,007
II4а	446, I-449, 5	Кальцит из трещины	0,583	0,055	0,040	0,055	0,016	0,009	0,028
II4б		Долерит	0,104	0,008	0,011	0,007	0,002	0,002	0,005

Продолжение табл. 2

№ пробы	Интервал отбора	Порода	Выход углеводородных газов, см ³ /кг				Неуглеводородные газы, см ³ /кг	
			С ₄ Н ₈	С ₅ Н ₁₂	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	Н ₂	N ₂
84	345-349,3	Долерит	0,008	0,049	0,051	0,150	50,86	876,6
		Из ксенолита:						
84б		хлорит	0,0	0,009	0,010	0,021	55,1	251,5
84в		ангидрит	0,0	0,017	0,015	0,0	100,25	842,9
84д		хлорит и ангидрит	0,0	0,008	0,010	0,0	21,21	138,0
II4а	446, I-449, 5	Кальцит из трещины	0,006	0,015	0,017	0,036	97,97	1236,7
II4б		Долерит	0,0	0,008	0,003	0,0	48,21	1118,66

Сигово-Подкаменной площади с долеритами различных комплексов Тунгусской субпровинции показало (см. табл. I), что первые отличаются значительно более высокими содержаниями газообразных углеводородов. Это подтверждает сделанный выше вывод.

Для выяснения влияния долеритовых тел на содержание углеводородных газов были исследованы качественные и количественные параметры газообразных углеводородов в скв. I6, где в отложениях тунгусской серии присутствуют интрузивные траппы, а в аналогичных породах в скв. I4 они отсутствуют. В скв. I6 содержание метана, его гомологов и непредельных углеводородов резко превышает их количество в скв. I4 (табл. 3). Это обусловлено генерацией углеводородных газов вследствие термального воздействия долеритов на рассеянное органическое вещество, что подтверждается большой степенью преобразованности пород в скв. I6 под влиянием контактового метаморфизма по сравнению с отложениями, пройденными в скв. I4.

Таблица 3

Содержание углеводородных газов в породах тунгусской серии Сигово-Подкаменной площади в кубических сантиметрах на килограмм

№ скв.	Число образцов	Закрытые поры			Открытые поры		
		СН ₄	∑ пред	∑ непред	СН ₄	∑ пред	∑ непред
I6	20	5,3	0,4	0,04	80,0	0,4	Сл.
I4	10	0,5	0,09	0,02	0,0016	0,0005	—

Как показали исследования, измененные породы в зоне экзоконтакта составляют около 1/3 от мощности долеритовых интрузий. Учитывая сравнительно небольшую мощность интрузивных тел, контактовые зоны обычно не превышают по имеющимся данным 30-40 м. Однако термальное воздействие интрузий на рассеянное органическое вещество, очевидно, может проследиваться на большие расстояния.

В зоне контакта значительно изменяются физические свойства пород и минимальный состав отложений. Породы становятся более пористыми иногда кавернозными. Однако проницаемость их снижается вследствие выполения поровых каналов новообразованными минералами.

Исследования, выполненные в лаб.19 ВНИИГТ, показали, что минимальная диффузионная проницаемость, составляющая $n \cdot 10^{-7}$ м наблюдается в зоне узловатых сланцев. Выше по разрезу, в зоне пятнистых сланцев проницаемость повышается до $n \cdot 10^{-5}$ мД. В соответствии с изменением физических свойств и литологического состава, изменяется также и содержание углеводородных газов. Наиболее низкие содержания метана и его гомологов отмечены на контакте с долеритами. Вверх по разрезу содержание углеводородных газов интенсивно возрастает. Одновременно увеличивается коэффициент извлечения (отношение суммы легкого и полусвязанного газа к прочносвязанному), достигающий в трещиноватых зонах для предельных углеводородов 400 и для метана 1800 (скв.3).

Содержание углеводородных газов в метаморфизованных породах выше, чем в долеритах, но ниже чем во вмещающих осадочных породах (см.табл.1). Таким образом контактовые процессы приводят к выносу углеводородных газов из осадочных пород. Уменьшение содержания последних зависит от интенсивности термального воздействия интрузии, что подтверждается изучением ксенолита, извлеченного из долеритовой интрузии (скв.26).

Количество углеводородных газов во всех разностях пород, за исключением метана в ангидридах, значительно ниже не только вмещающих пород (см.табл.1,2; обр.84-84^{б-д}), но даже по сравнению с долеритами.

Проведенные исследования показали, что по степени уменьшения газонасыщенности изученные пород образуют следующий ряд: осадочные породы - метаморфизованные породы - долериты. По имеющимся данным долериты не являются однородными. Наряду с трещиноватыми проницаемыми разностями встречаются плотные слабопроницаемые. Поэтому содержание углеводородов в долеритах зависит от их физических свойств и количества углеводородных газов во вмещающих породах. Влияние долеритовых ин-

трузий на степень газонасыщенности осадочных пород сказывается, с одной стороны, в выносе углеводородных газов из зоны контакта, а с другой стороны в термальном воздействии на рассеянное органическое вещество, что приводит к генерации сингенетических газообразных углеводородов.

Полученные данные указывают на то, что доперитовые тела не являются существенным препятствием на пути движения миграционных газов вследствие своего ограниченного распространения, сравнительно небольшой мощности и возможности миграции через них углеводородов в зонах повышенной трещиноватости.

Н.М.Галактионова, В.В.Ильинская,
М.Л.Савоков, Ф.Е.Окунькова,
С.Н.Морозова

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

До настоящего времени вопросы о фациально-генетическом типе органического вещества (ОВ), генерирующем газообразные углеводороды остаются дискуссионными. Более изучены геолого-геохимические условия, способствующие формированию определенных фаций осадков и накоплению соответствующего в них типа ОВ.

Следовательно, важно правильно установить как геолого-геохимические условия формирования пород, фациально-генетический тип ОВ, так и степень его превращенности.

Авторы предлагаемой статьи пытаются установить характерные геолого-геохимические условия и источник образования газообразных углеводородов на конкретном объекте, используя различные современные методы исследования.

Были изучены породы каменноугольного возраста юго-восточной части ДДВ, залегающие в диапазоне глубин 500-4200 м.

Породы каменноугольного возраста исследуемой территории заслуженно привлекают внимание исследователей, так как породы приурочены к месторождениям газа и газоконденсата (Шебелинское, Ефремовское, Западно-Крестиченское, Левенцовское и др.) и нет четкого представления об источнике газообразных углеводородов и формированиях их залежей.

Было проведено комплексное геолого-геохимическое исследование минеральной (глинистой) части пород, органического вещества, битуминозных и газообразных его составляющих.

Одновременно изучены ранее опубликованные работы по геологической истории развития и газоносности палеозойских отложений [1-7] и результаты детальных геохимических исследований, что способствовало выявлению и обоснованию источника образования жидких и газообразных углеводородов в юго-восточ-

ной части ДДВ. Так, исследования показали, что основными и необходимыми условиями процесса газообразования и дальнейшей аккумуляции углеводородов в залежи являются: литолого-фациальная изменчивость, выраженная чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, свидетельствующих о смене осадков прибрежно-морских, мелководных континентальными и заливно-лагунными фациями с периодической заболочиваемостью.

Терригенные породы формировались преимущественно в обстановке слабо восстановительной геохимической фации с развитием минералов сидеритовой, реже лептохлоритовой групп. Состав глинистых минералов выражен каолинитово-гидрослюдистой ассоциацией. Монтмориллонит отсутствует, содержание смешаннослойных минералов не превышает 20%. Глубины трансформации последних в гидрослуду находятся в диапазоне 500-2800 м для бортовых частей (залежь сухого газа в верхнем газовом этаже отмечена на глубине 1400-1412 м и 1471-1486 м на Левенцовском месторождении). Содержание гидрослуды увеличивается вниз по разрезу от 50 до 85%, а каолинита - уменьшается (рис.1). Глубины трансформации смешаннослойных минералов в гидрослуду в центральной, более погруженной, части впадины снижаются до 3400 м, к которым приурочена мощная залежь газа на Ефремовской площади в интервале глубин 2900-3340 м и 3410-3430 м (нижний газовый этаж).

Основные химико-битуминологические показатели, полученные при исследованиях каменноугольных отложений верхнего газового этажа юго-восточной части ДДВ, следующие. Содержание ОВ, как правило, превышает кларковые значения (рис.2), составляя 0,7-3,0%, в отдельных углистых разностях достигает 5,0-8,0%. Основная масса в балансе ОВ представлена небитуминозными компонентами. Битумный коэффициент ($\beta_{\text{хл}}$) невысокий, составляет 1,3-2,1% для аргиллитов и увеличивается до 1,8-4,3% для алевролитов. Повышенное значение $\beta_{\text{хл}}$ для отдельных песчаников (13,8-20%) указывает на примесь в них эмиграционного битума и является, видимо, результатом перераспределения битуминозных веществ в рассматриваемом терригенном комплексе. Это согласуется со степенью превращенности органического вещества, которая достигла поздне-буро-

Южная прибортовая зона

Центральная часть

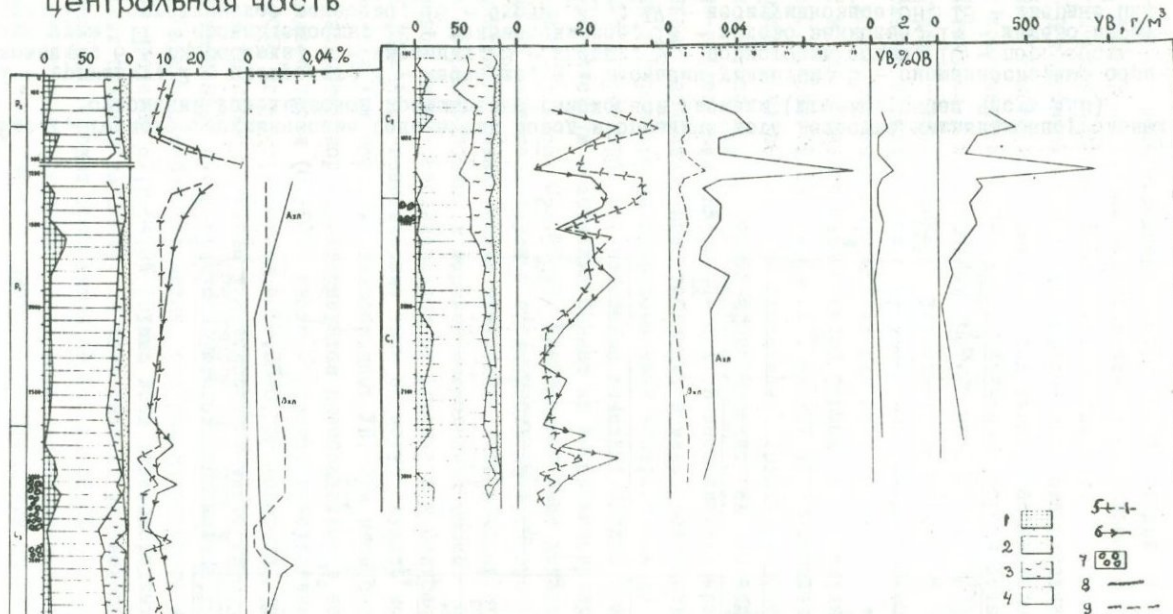


Рис.1. Взаимосвязь минерального состава глин верхнепалеозойских отложений с битумом А_{кл}, углеводородами и расположением залежей газа в юго-восточной части ДДВ.

1 - смешаннослойные образования; 2 - гидрослюда; 3 - каолинит; 4 - хлорит; 5 - степень окристаллизованности каолинита; 6 - степень окристаллизованности гидрослюда; 7 - залежь газа; 8 - битум А_{кл}; 9 - β_{кл}.

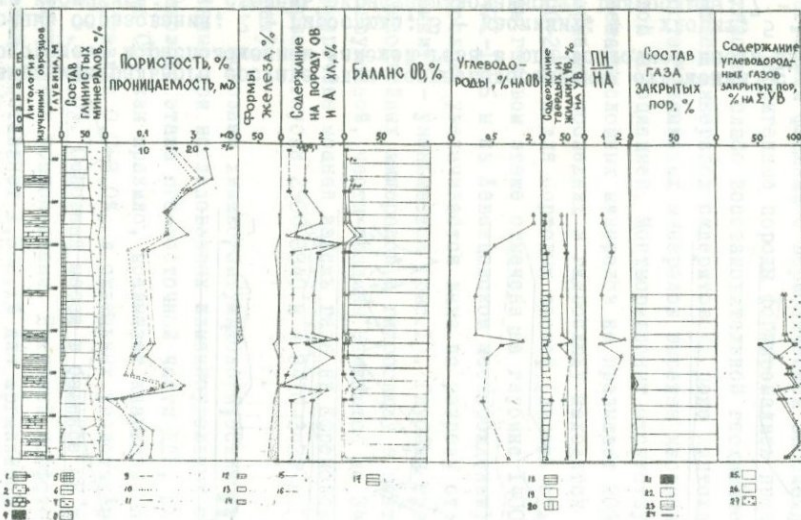


Рис.2. Геолого-геохимические показатели пород и органического вещества нижнекаменноугольных отложений Лезенцовской промышленно-газоносной площади (юго-восточная часть ДДВ).

1 - аргиллит; 2 - алевролит; 3 - песчаник; 4 - песчаник углистый; 5 - смешаннослойные образования; 6 - гидрослюда; 7 - каолинит; 8 - хлорит; 9 - пористость общая; 10 - пористость открытая; 11 - пористость; 12 - железо окисное; 13 - железо закисное; 14 - железо пиритное; 15 - органическое вещество; 16 - битум Ахл; 17 - небитуминозное ОВ; 18 - твердые ПН; 19 - жидкие ПН; 20 - жидкие НА; 21 - H_2S ; 22 - CO_2 ; 23 - N_2 ; 24 - УВ; 25 - CH_4 ; 26 - C_2H_6 ; 27 - $\Sigma УВ (C_2H_4 - C_6H_{14})$.

угольной, ранне-среднекаменноугольной стадий углефикации (Б₃-Д-Г-Ж), по данным исследований отражательной способности витринитов ($R = 71-83$ условных единиц).

В групповом составе хлороформенного сингенетического битума А отмечается повышенное содержание асфальтово-смолистых компонентов (70-80%). Изученные породы бедны сингенетичными углеводородами (от 25 до 100-150 г/м³). Исключение - обогащенные ОВ углистые разности, в которых содержание углеводородов (УВ) увеличивается до 500-900 г/м³, но углеводородный коэффициент для этих образцов так же, как и для образцов с рассеянной формой ОВ, составляет лишь 0,4-0,7, реже 1,2% (см. рис. 1). Низкий углеводородный коэффициент сочетается с преобладанием в групповом углеводородном составе А_{ХЛ} нафтеново-ароматических (НА) УВ над парафиново-нафтеновыми (ПН) $\frac{ПН}{НА} < 1$. В высокомолекулярных нормальных парафинах, присутствующих в малых количествах (до 1-4% в пересчете на хлороформенный экстракт или до 5-10% на сумму углеводородов), отношение нечетный/четный выше единицы, а максимум содержания падает на высокомолекулярную часть (C₂₇, C₂₈, C₂₉, C₃₁). Приведенный выше детальный состав ОВ свидетельствует о преимущественном распространении в континентальных фациях гумусового типа исходного ОВ, а для озерно-болотных и морских мелководных фаций - о сапропелевом типе, унаследованном от углеводов и белков. Указанные фациально-генетические типы ОВ могут служить источником, главным образом, газообразных УВ. При этом состав газов закрытых пор характеризуется преобладанием в углеводородной части (87-97%) азота и редких, присутствием (2-10%) углекислого газа и (0,05-0,5%) водорода.

В групповом составе углеводородной части газов закрытых пор изученных пород присутствуют гомологи метана, включая C₆. Однако преобладает метан, содержание которого изменяется в пределах 67,9-94,0% (сумма всех углеводородных составляющих принята за 100%). На долю тяжелых углеводородов в изученных породах приходится от 6,0 до 32,0%.

Интересно проследить в разрезе нижнекаменноугольных отложений Левенцовского газового месторождения за распределением суммы ТУ в зависимости от литологического состава по-

род. Подсчитано, что эта сумма в песчаниках составляет от 6,6 до 9,4%, в алевролитах от 16,0 до 32,1%, а в аргиллитах она максимальная и изменяется от 25,7 до 50,0%. В аргиллитах также фиксируется максимальное количество остаточного ОВ. В то же время в аргиллитах отмечено (в сравнении с песчаниками) наименьшее количество подвижных компонентов газа, таких как метан. Это, вероятно, однозначно может свидетельствовать о широкой возможности образования в данной толще пород газообразных углеводородов и их эмиграции в породы-коллекторы.

Одно из конкретных показателей этого распределения — отношение суммы тяжелых газообразных углеводородов к метану (коэффициент жирности). Так, для аргиллитов он максимальный (1,0–0,2), для песчаников — не превышает 0,1–0,006. Расчетные данные показывают, что содержание метана в аргиллитах составляет 0,09–0,04 г/т, для отдельных песчаников количество метана в 3–6 раз больше (0,24 г/т). Своеобразное распространение углеводородных газов закрытых пор по разрезу еще раз подтверждает наличие процессов перераспределения газообразных компонентов в отложениях каменноугольного возраста.

По литературным источникам состав свободного газа залежи на Левенцовской площади в отложениях нижнего карбона в интервале глубин 1400–1412 м/скв.606, керн которой детально изучен нами в свите C_{II}^3 /углеводородный, 94% метана, 98,05% сумма предельных углеводородов. Из неуглеводородных компонентов в свободном газе месторождения обнаружено 0,1–0,4% углекислого газа, 1,87–7,08% — азот и редкие. Сероводород и водород не обнаружены.

Сравнение состава сингенетичных углеводородных газов закрытых пор пород с составом свободных газов, образующих газовую залежь Левенцовского месторождения, и выявление особенностей их распределения по разрезу каменноугольных отложений показали их полную сопоставимость, а следовательно и их родство.

Таким образом соответствующая геолого-геохимическая обстановка и условия формирования пород обусловили накопление достаточного количества преимущественно гумусового и сапропелевого (унаследованного от углеводородов и белков) типов

органического вещества в каменноугольных отложениях части ДДВ.

Породы, содержащие ОВ указанного выше состава, генерируют преимущественно газообразные компоненты. В углеводородной части газов закрытых пор преобладают азот, углекислый газ и водород, а в углеводородной части - метан.

Минеральная (глинистая) часть пород, представленная в основном каолинитово-гидрослюдистой ассоциацией, создает благоприятные условия для интенсивного перераспределения углеводородов внутри самой толщи, что согласуется с выявленными эпигенетическими как жидкими, так и газообразными углеводородами в породах-коллекторах рассматриваемых отложений.

Л и т е р а т у р а

1. Галактионова Н.М., Проскуракова Е.Б. Геохимические особенности органического вещества нижекаменноугольных отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. "Геология нефти и газа", 1973, № II, с.30-36.

2. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. Тр.ВНИГНИ, вып.98, Геохим.сб.4, М., "Недра", 1971, с.169-183.
Авт.: К.Ф.Родионова, В.В.Ильинская, П.С.Хохлов и др.

3. Зеленская П.И., Зеленский В.И., Тхоржевский С.А. Некоторые данные о строении южной прибортовой части ДДВ. Тр.УкрНИГРИ, вып.ХХI, М., "Недра", 1968, с.151-162.

4. Ильинская В.В. Распределение и химический состав рассеянного органического вещества каменноугольных отложений Большого Донбасса. Диссертация на соиск.уч.степени канд.хим.наук. М., Фонды ВНИГНИ, 1963, с.309.

5. Ильинская В.В. Исследование углеводородов масляной фракции каменноугольных отложений Большого Донбасса. "Проблемы нефтяной геологии и методика лабораторных исследований". т.41, вып.11, М., "Недра", 1964, с.102-118.

6. Ильинская В.В., Родионова К.Ф. Палеозойские отложения Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих районов. Тр. ВНИГНИ, вып.85, М., "Недра", 1972, с.8-13.

7. К вопросу о формировании залежей газа Левенцовского месторождения. "Полезные ископаемые Украины". Киев, "Наукова думка", 1966, 307-308 с.
Авт.: И.В.Высочанский, П.И.Зеленская, В.Д.Коровушкин и др.

А.А.Оборин, Г.А.Могилевский,
Б.А.Бачурин, В.И.Галкин,
Г.А.Федоров

К МЕТОДИКЕ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГРУНТОВОЙ ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ ПО АРЗГИРО-МИРНЕНСКОМУ РАЙОНУ

В 1973 г. Камское отделение ВНИГНИ и РОМЭ ВНИИЯГТ проводили опытно-методические газобиохимические исследования грунтов в Арзгиро-Мирненском районе Ставропольского края. Пробурено 50 шнековых скважин (средняя глубина 25-30 м) и отобрано 2688 образцов. Пробы грунта отбирали и обрабатывали в соответствии с методикой, разработанной во ВНИИЯГТ [3]. Цель исследований - поиски залежей газа в нижнемеловых отложениях по составу рассеянных газов четвертичных отложений.

В основу прямых методов поисков залежей газа положено представление о проникновении рассеянных газов в толщу осадочного чехла в основном вследствие вертикального диффузионного газового потока от залежей. При этом следует учитывать возможность примешивания в состав рассеянных газов отдельных компонентов, образующихся в результате жизнедеятельности микроорганизмов, продуцирующих углеводороды, а также влияние на концентрацию газов жизнедеятельности углеводородокисляющих микроорганизмов [2]. В пробах грунта определяли наличие углеводородредуцирующих и углеводородокисляющих микроорганизмов. Данные результаты исследований учитывали при интерпретации.

Район грунтовой газовой съемки включает территорию, на которой сейсмическими исследованиями было намечено несколько поднятий: Крутойрское, Южно-Серафимовское и Ново-Александровское. В 1972 г. на Крутойрской структуре поисково-разведочными скважинами была вскрыта залежь газа в нижнемеловых отложениях. Остальная территория к моменту проведения геохимических исследований не была изучена глубоким разведочным бурением. Обработку и интерпретацию результатов газовой съемки проводили в двух вариантах.

Первый вариант. При интерпретации учитывали количественные содержания метана и суммы тяжелых углеводородов в образцах грунта. При сопоставлении результатов обработки по контрастности четко выделяется аномалийный участок, приуроченный к Крутоярскому газовому месторождению. Остальная территория характеризуется низкими (фоновыми) значениями (рис.1).

Второй вариант. Для интерпретации результатов газовой съемки применяли методику вероятностно-статистического прогноза.

Ранее [1] установлено, что в зависимости от типа скопления флюидов (газовая залежь, нефтяная, газонефтяная, водорастворенный газ) различные концентрации компонентов встречаются с неодинаковой частотой. Как показали результаты обработки анализов, этот признак сохраняется и для рассеянных газов верхних горизонтов осадочного чехла, т.е. кривые распределения частоты встречаемости различных концентраций компонентов в рассеянных газах над контуром газоносности отличаются от кривых аналогичного типа над водонасыщенной частью пласта (рис.2). В качестве эталона взят район Крутоярского месторождения, в пределах которого пробурены шнековые скважины: скв.2-4,6, характеризующие территорию над газовой залежью, и скв.1,5,9,10,11-13,16 - над водонасыщенной частью пласта.

В основу расчета вероятностно-статистической оценки геохимических показателей для прогнозирования газоносности продуктивных горизонтов по составу рассеянных газов четвертичных отложений положена совокупность (произведение) статистически определенных вероятностей содержания газа в различных скоплениях (газовая залежь и водорастворенный газ) по формуле Байеса. Допускаем, что отдельные концентрации компонентов газа представляют собой независимые величины ввиду сложности процессов формирования природных газов и случайности причин, вызывающих изменения концентраций каждого из компонентов газа, так как формула Байеса справедлива для системы независимых событий и дискретных величин.

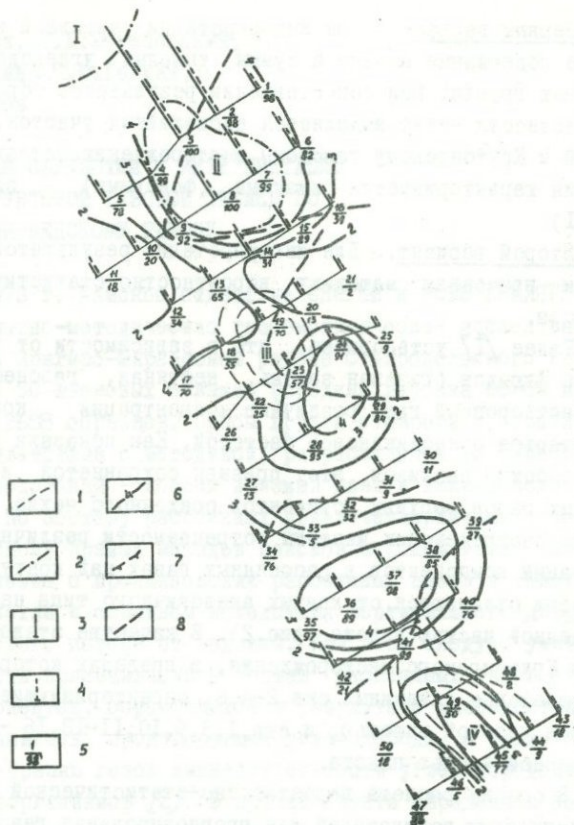
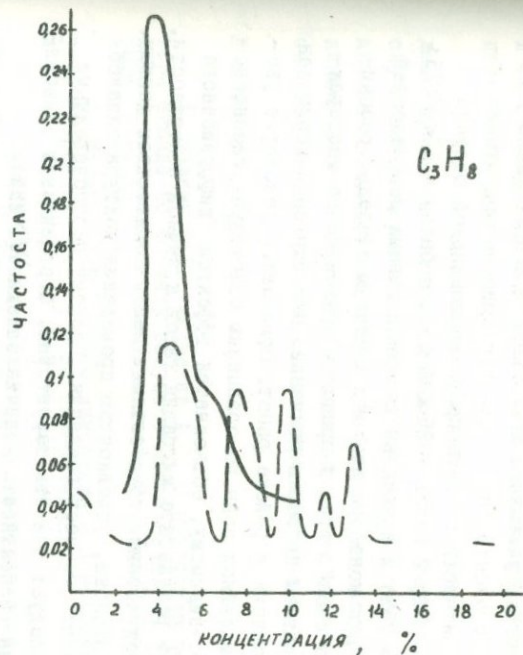
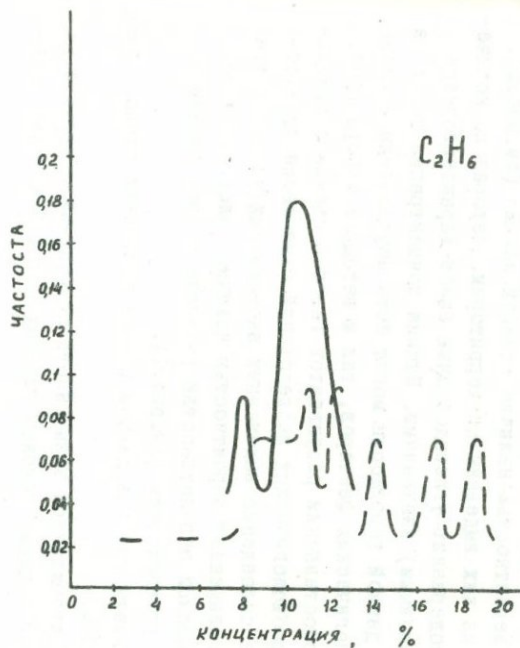


Рис. I. Результаты грунтовой съемки в Арзгиро-Мирненской зоне

I - Мирненское месторождение; II - Крутойарское месторождение; III - Южно-Серафимовская структура; IV - Ново-Александровская структура.

I - изогипсы кровли нижнемелового пласта; 2 - контуры газоносности (для Крутойарского месторождения - предполагаемый); 3 - содержание метана в образцах грунта (1 см $0,001 \text{ см}^3/\text{кг}$ породы); 4 - содержание суммы тяжелых углеводородов (1 см = $0,0005 \text{ см}^3/\text{кг}$ породы); 5 - номер шнековой скважины (в числителе); вероятность наличия газовой залежи (в знаменателе); 6 - изолинии равных вероятностей наличия залежи (1 балл - $W < 25\%$; 2 балла - $25 < W < 50$; 3 балла - $50 < W < 75$, 4 балла - $W > 75\%$); 7 - зона максимального распространения метанооксиляющих бактерий; 8 - зоны повышенной интенсивности развития углеводородоксиляющих бактерий.



— 1 - - - 2

Рис.2. Частота распределения различных концентраций этана и пропана в грунтах.
 I - над газовой залежью; 2 - над водонасыщенной частью пласта.

При расчетах учитывали предельные и непредельные углеводородные компоненты газов. Для удобства интерпретации полученные вероятности разбиты по четырехбалльной системе (1 балл $W < 25\%$; 2 балла - $25 < W < 50$; 3 балла - $50 < W < 75$; 4 балла $W > 75\%$) и проведены изолинии равных вероятностей (см.рис.1). Для контроля эталон, в первую очередь, рассчитали "сам на себя", т.е. в пределах Крутойярского месторождения. Результаты проверки показали, что эталон пригоден для использования в районе работ. Отмечается некоторое увеличение аномалийной зоны по сравнению с контуром газоносности, что, по-видимому, объясняется эффектом "диффузионного рассеяния" в результате миграции газов к земной поверхности, а также методическими трудностями: малым количеством данных, взятых для эталона, условностью проведения контура газоносности Крутойярского месторождения. Поэтому первоочередными объектами следует считать территорию, ограниченную изолинией 4 балла (вероятность наличия залежи $W > 75\%$).

В результате интерпретации выделены четыре участка с повышенной вероятностью наличия газовой залежи (см.рис.1), причем три из них выделены на территории, которая по количественному содержанию углеводородных газов характеризуется низкими (фоновыми) значениями. Низкие концентрации газов в грунтах на данной территории могут быть обусловлены влиянием как геологических факторов, так и методики отбора проб.

При сопоставлении результатов газовой съемки с результатами микробиологических исследований отмечается удовлетворительное совпадение выделенных аномалийных участков, т.е. участки с повышенной вероятностью наличия залежи характеризуются высокой интенсивностью развития микроорганизмов, окисляющих углеводороды (см.рис.1).

Результаты работ в данном районе позволяют сделать следующие выводы.

1. Подтверждается возможность применения грунтовой газовой съемки с целью поисков газовых залежей в Ставропольском крае.

2. При проведении подобного вида работ необходимо использовать данные микробиологических исследований, контролирующих современное образование углеводородных компонентов

и фиксирующих наличие углеводородокисляющей микрофлоры как поискового показателя.

3. При интерпретации результатов газовой съемки необходимо применять методы комплексного определения значимости случайных величин с вероятностной оценкой степени их влияния на геохимические параметры (методы множественной корреляции, вероятностно-статистической оценки многокомпонентных систем, методы "распознавания образцов" и т.п.).

Л и т е р а т у р а

1. Заикин Н.Г., Медведев А.С. О прогнозировании характера флюида по составу сопутствующего газа. Сб. "Геохимические исследования на нефть и газ", М., ЦНИИТЭ нефтегаз, 1968, с.18-38.

2. Могилевский Г.А. Об изменении и новообразовании углеводородных газов в зоне гипергенеза. Сб. "Генезис нефти и газа", М., "Недра", 1967, с.217-224.

3. Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. (Временное методическое руководство). М., ОНТИ ВНИИГТ, 1967, с.299-405.

ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СОРБИРОВАННЫХ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ
ОТЛОЖЕНИЯХ УФИМСКОГО ПЛАТО

В комплексе генерируемых органическим веществом пород и вод углеводородов нефтяного ряда газовая фаза является наиболее подвижной и по своим физическим свойствам может мигрировать через осадочную толщу пород [1,2,6].

Несмотря на значительные расхождения характера распределения по отдельным разрезам, которые объясняются различными сорбционными свойствами пород и другими пока не поддающимися контролю фактами, в целом сорбированные углеводородные газы метанового ряда (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12}) распределяются по разрезу довольно закономерно.

Изменение концентрации метана в отложениях кунгурского, артинского, сакмарского ярусов показано на рисунке. Повышенные концентрации метана в породах филипповского горизонта кунгурского яруса объясняются наличием сульфатно-карбонатной толщи иренского возраста (миграция затруднительна), а также и биогеохимическими процессами генерации метана в данном интервале — метаноредуцирующими бактериями за счет органического вещества [5].

Присутствие последних фиксируется в большинстве проб воды из этой зоны. Ниже по разрезу на границе кунгурского и артинского ярусов снижение концентраций связано с процессами окисления метана в основном, очевидно, диффузионного генезиса преобладающего над процессами его генерации (зона развития метанокисляющих бактерий).

Ниже по разрезу идет относительно плавное нарастание концентраций за счет диффузионного потока (см. рисунок, таблицу). Такая зависимость была получена в результате обработки данных по 112 структурным скважинам (1121 проба). Частота такого распределения метана по разрезу 0,92.

Распределение этана характеризуется такой же зависимостью, но концентрации его в целом несколько ниже. Частота распределения 0,89.

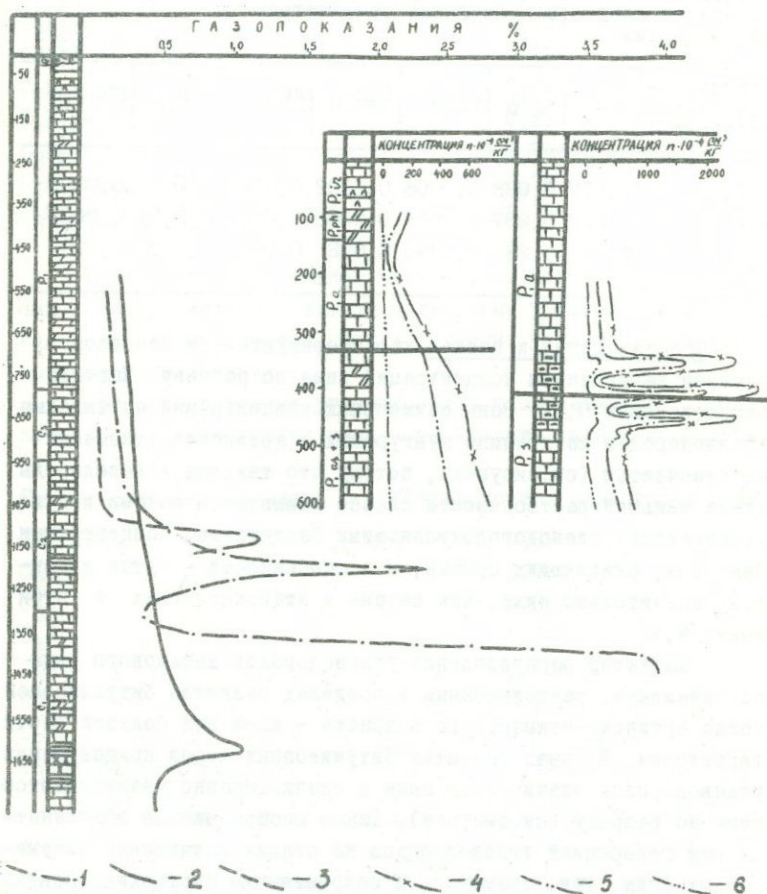


Схема распределения рассеянных углеводородных газов в палеозойских отложениях Уфимского плато.

1, 2, 3 - диаграммы газового каротажа скв. 95 Кокуйской площади; скв. 103 Ординской площади; скв. 77 Шуртанской площади;
 4, 5, 6 - изменения концентраций по разрезу тяжелых УВ, этана, метана.

Среднее содержание углеводородных газов, сорбированных в нижнепермских отложениях Уфимского плато (в кубических сантиметрах на килограмм)

Стратиграфический горизонт	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
P _I кд	0,017	0,003	0,0006	0,0002	0,0001	0	0,0002
P _I а	0,022	0,007	0,0008	0,0003	0,0002	0,0001	0,0002
P _I	0,38	0,38	0,0096	0,003	0,009	0,0005	0,002

Пропан, бутан и пентан характеризуются, в основном, плавным нарастанием концентраций вниз по разрезу. Частота распределения 0,91. Зоны наименьших концентраций по тяжелым углеводородам на границе кунгурских и артинских отложений не отмечается (см. рисунок), потому что тяжелые углеводороды из-за меньшей растворимости слабее вымываются водами и хуже усваиваются углеводородокисляющими бактериями. Концентрации бактерий, окисляющих пропан, и в особенности - бутан и пентан, значительно ниже, чем метан- и этанокисляющих в этой зоне [4,5].

Характер распределения углеводородов метанового ряда по скважинам, расположенным в пределах развития битуминозной толщи артинско-сакмарского возраста - иной для большей части территории. В зонах развития битуминозных пород концентрации углеводородов значительно выше и скачкообразно увеличиваются вниз по разрезу (см. рисунок). Такое распределение объясняется как генерацией углеводородов на стадии катагенеза битуминозных толщ, так, возможно, и современными биогеохимическими процессами.

При сопоставлении концентрации углеводородных газов получены следующие коэффициенты парной корреляции τ .

Сопоставляемые величины	Коэффициент парной корреляции
CH ₄ -C ₂ H ₆	0,87
CH ₄ -C ₃ H ₈	0,208
CH ₄ -C ₄ H ₁₀ +C ₅ H ₁₂	0,0798

$C_2H_6-C_3H_8$	0,303
$C_2H_6-C_4H_{10}+C_5H_{12}$	0,322
$C_2H_6-C_4H_{10}$	0,205
$C_2H_6-C_5H_{12}$	0,289
$CH_4+C_2H_6-C_3H_8+C_4H_{10}+C_5H_{12}$	0,137
$C_3H_8-C_4H_{10}$	0,71
$C_4H_{10}-C_5H_{12}$	0,82
$C_3H_8-C_5H_{12}$	0,79
$C_4H_{10}+C_5H_{12}-C_3H_8$	0,70
$C_3H_8-C_4H_{10}-C_5H_{12}$	0,79

Между метаном и этаном установлена корреляционная связь. Между метаном, этаном и тяжелыми углеводородами такая связь не отмечается. Между тяжелыми углеводородами установлены тесные связи.

При сопоставлении углеводородов с органическим веществом пород получены следующие коэффициенты парной корреляции.

Сопоставляемые величины	Коэффициент парной корреляции
CH_4-OB	0,87
C_2H_6	0,79
C_3H_8	0,012
C_4H_{10}	0,21
C_5H_{12}	-0,105
$CH_4 - XBA$	0,67
C_2H_6	0,50
$C_3H_8+C_4H_{10}+C_5H_{12}$	-0,1330

Эти данные свидетельствуют, с одной стороны, о возможной генетической связи легких углеводородных газов нижнепермских отложений между собой и органическим веществом пород, с другой - о миграционном характере по отношению к органическому веществу - тяжелым углеводородным газам и их взаимосвязи в процессе миграции.

В зоне развития битуминозных пород артинско-сакарского возраста отмечаются высокие корреляционные связи для легких $\gamma = 0,86$ и тяжелых углеводородных $\gamma = 0,18$ газов с органическим веществом пород. Следовательно, в зоне разви-

тия битуминозных пород легкие и тяжелые углеводороды метанового ряда, в основном генерировались в самой толще битуминозных пород, но нельзя исключить и того, что часть углеводородов мигрировала из нижележащих горизонтов, хотя роль последних пока определить практически невозможно.

Распределение сорбированных углеводородных газов с нарастанием концентраций вниз по разрезу хорошо согласуется с данными газового каротажа (см. рисунок). Как видно из усредненных, в результате интерпретации диаграмм газового каротажа по ряду скважин Уфимского плато концентрации увеличиваются, в основном, сверху вниз, причем в нефтяных скважинах градиент нарастания концентраций больше, чем в "пустых". Следовательно, зная пределы изменения концентраций миграционного потока по разрезу (для определенной зоны), можно судить о наличии залежи нефти и газа ниже по разрезу.

Таким образом метан-этан и пропан-бутан-пентан являются различными геохимическими группами как по генезису, так и по миграционным свойствам. При интерпретации геохимических материалов следует учитывать данные по тяжелым углеводородным газам (C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12}), так как именно они отражают нефтегазоносность локальных участков.

Этот вывод подтвержден результатами глубокого разведочного бурения на всех исследованных участках Уфимского плато [3].

Л и т е р а т у р а

1. Антонов П.Д. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород. Сб. "Прямые методы поисков нефти и газа" (нефтепоисковая геохимия), М., "Недра", 1964, с.5-18.

2. Антонов П.Д. О масштабах диффузии газов из залежей при одновременном протекании осадконакопления. Тр. ВНИИГП, вып.12, "Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений", М., "Недра", 1972, с.4-12.

3. К методике интерпретации геохимических данных. Сб. "Геология и нефтегазоносность севера Урало-Поволжья", Тр. ВНИИГП, вып.123, Пермь, 1973, с.471-480.
Авт.: А.А.Оборин, А.В.Благиных, И.Г.Калачникова и др.

4. Могилевский Г.А. Совместная интерпретация данных газовых и микробиологических исследований. Сб. "Прямые методы поисков нефти и газа", М., "Недра", 1964, с.38-55.

5. Оборин А.А., Благиных А.В., Катаева Т.А. Газобioхимические исследования и их место в комплексе поисково-разведочных работ. Сб. "Геология и разведка нефти и газа Пермского Приуралья", 1971, Пермь, с.105-110.

6. Соколов В.А. Теоретические основы образования и миграции нефти и газа. Сб. "Генезис нефти и газа", М., "Недра", 1968, с.4-23.

Г.А.Могилевский, В.М.Богданова,
З.П.Телегина

**ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ В ДОННЫХ
ОСАДКАХ И ВОДАХ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО
МОРЯ НЕКОТОРЫХ ФИЗИОЛОГИЧЕСКИХ ГРУПП
МИКРООРГАНИЗМОВ**

При поисках нефти и газа на акваториях морей и океанов изучение роли бактериального фактора в разрушении и преобразовании органического вещества, захороненного в донных отложениях, имеет важное значение. Известно, что в итоге деструктивной деятельности микроорганизмов образуются газы, которые могут составить немалую долю в общем газовом балансе придонных осадков современных морей, находящихся на ранней стадии диагенеза.

Статья посвящена изучению закономерностей распространения в морской воде и толще донных отложений Черного моря некоторых физиологических групп микроорганизмов, способных генерировать и окислять углеводородные и другие газы.

Были исследованы образцы вод и придонных отложений, отобранные в зоне шельфа и континентального склона в Западной части Черного моря на профиле устье Днестра - глубоководное ложе.

Глубина морского дна в местах отбора проб изменялась от 8 до 2150 м. Длина изучаемых колонок донных отложений - от 0 до 300 см. Образцы донных отложений отбирали асептически прямооточной трубкой (диаметр 6 см). Для микробиологического анализа использовали лишь внутреннюю часть образца, которую после удаления поверхностного слоя переносили в стерильную склянку. Морскую воду брали в стерильные бутылки с помощью пробостборника. Определяли следующие группы микроорганизмов: бактерии, разлагающие уксусную кислоту, этиловый спирт и сахара (глюкозу) с образованием газообразных продуктов (метана, водорода, углекислого газа, азота и др.) и бактерии, восстанавливающие сульфаты окислением органического вещества и углеводов C_6-C_7 . Среди бактерий, использующих горючие газы, определяли бактерии, окисляющие водород, газообразные (C_1-C_3) и жидкие (C_5-C_6) углеводороды. При выделении той или иной физиологической группы микроорганизмов использовали питательные среды, рекомендованные в практических руководствах по микробиологическому изучению водоемов [3,6], а также применяемые в гидрогазобихимической лаборатории ВНИИЯГГ [2].

При микробиологическом анализе отобранных образцов вод и донных отложений интенсивность развития микроорганизмов учитывали в условных единицах по шкале, принятой в практике газонефтепоисковых работ [2]. Газовые фазы вод и донных отложений определяли по методике, применяемой в лабораториях ВНИИЯГГ [4].

Результаты микробиологических и газовых исследований морских вод и донных отложений представлены в табл. I - 2.

Полученные данные подтверждают, что среди углеводород-окисляющих микроорганизмов весьма широко распространены бактерии, окисляющие пентан и гексан. Они обнаружены в поверхностных и придонных водах, а также в толще донных отложений от 0 до 300 см по всему исследованному профилю от мелководной до глубоководной его части, хотя по данным хроматогра-

Распределение газов и бактерий в воде западной части Черного моря
(на профиле устье Днепра - глубоководное ложе)

Таблица I

№ стаций	Глубина моря, м	Вода	Данные газового анализа													Данные микробиологического определения											
			н. 10 ⁻⁴ мл/л									мл/л				Бактерии, окисляющие (Усл. ед.)				Бактерии, образующие (баллы)							
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆ -C ₃ H ₈	C ₅ H ₁₂ -C ₆ H ₁₄	H ₂	метан на ста-но-ле	заде-та-те	во-до-род	сульфатре-дуцирующие на	лак-тате	угле-водо-роде
II8	8	Придонная	1,79	0,0148	0	0,0172	0	0	0	0	0	0,000246	5,65	18,2	0,246	0	0	II0	0	0	0	8	0	0			
II4	15	"	19,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00087	6,7	30,7	2,8	8	0	I65	0	0	0	12	0	0			
II2	30	"	4,72	0	0,0078	0,096	0	0,026	0,089	0	0	0,00026	4,1	21,6	0,18	0	0	75	0	0	0	12	0	0			
III	45	"	1,74	0,022	0,013	0,009	0,011	0	0	0	0	-	-	-	-	0	0	II0	0	0	0	2	0	0			
II0	55	"	0,78	0,021	сл.	0,075	0,0078	0,0052	0,026	0,065	0	0	0,00018	2,7	28,1	-	0	0	70	0	0	7	0	0			
II0	55	Поверх-ностная	2,94	0	0,028	0,004	0,019	0	0	0	0	0,00014	1,76	11,92	-	0	0	I6	0	0	0	0	0	0			
II8	68	Придонная	40,6	0,029	0,008	0,01	0	0,075	0	0	0	0,00052	4,98	20,48	0,21	2	0	I5	0	0	0	0	0	0			
IO9a	440	"	6,45	0,046	0,082	0,018	0,091	0	0	0	0	0	6,07	26,9	0,652	0	0	80	0	0	0	4	0	0			
IO7a	III0	Поверх-ностная	8,02	0,088	0	0	0	0	0	0	0	0	3,94	28,07	-	0	0	20	0	0	0	0	0	0			
IO7	III0	Придонная	28,89	0,079	сл.	1,18	0,10	0,16	0,57	0,36	0	0	0,0007	14,38	55,70	0	0	80	0	0	0	7	0	0			
IO8a	III0	"	8,99	сл.	0,019	сл.	0	0	0	0	0	0,00057	8,75	15,58	-	0	0	60	0	0	0	7	0	0			
IO8b	III0	"	10,4	0	0,0187	0,107	0	0	0	0	0	0,0004	4,85	32,1	0,59	0	0	85	0	0	0	9	0	0			
IO8	III0	Поверх-ностная	8,0	0	сл.	0	0	0	0	0	0	0,00081	6,17	21,65	-	0	0	50	0	0	0	9	0	0			
II7a	I480	Придонная	18,9	0,077	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	2	0	40	0	0	0	4	I2	I2			
II6	I950	"	64,7	0,0132	0,0089	0,027	0	0	0	0	0	-	-	-	-	6	0	0	0	0	0	I2	0	6			
II5	I950	Поверх-ностная	8,17	0	0	0,11	0	0	0	0	0	0,0006	8,75	16,66	1,7	0	0	25	0	0	0	0	0	0			
II5	I950	Придонная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	25	0	0	0	0	0	0			

Физического анализа алканы C_5-C_6 в составе газовой фазы отсутствуют.

Такое повсеместное распространение бактерий, развивающихся на среде с жидкими углеводородами, объясняется, по-видимому, тем, что эти микроорганизмы в качестве источника углерода могут использовать и другие углеводороды, а также вещества неуглеводородного класса.

В донных отложениях и в морской воде из группы бактерий, окисляющих газообразные углеводороды, были обнаружены лишь бактерии, использующие метан. Более высокой интенсивностью развития этих микроорганизмов характеризуются современные донные отложения до глубины 200 см в пределах мелководных станций II3 и II4, расположенных в устье Днепра. Характерная особенность отложений на участках этих станций определяется высокой скоростью осадконакопления в результате переноса водами Днепра большого количества минеральных и органических веществ, а также малой глубиной и достаточно хорошей аэрируемостью осадков этой зоны.

В газовой фазе этих илов отмечается высокое содержание углекислого газа, метана и других углеводородов.

При переходе к глубоководной зоне Черного моря, а также при погружении в толщу осадков, наблюдается снижение интенсивности развития метанооксиляющих бактерий или их полное отсутствие. Отмечено незначительное развитие метанооксиляющих бактерий в большинстве проб придонной воды. Их встречаемость приурочена к участкам повышенного содержания растворенного метана (см. табл. I). Из аэробных микроорганизмов, окисляющих газы, в пробах иловых отложений на глубине до 200 см от поверхности ила были обнаружены водородоксиляющие бактерии. В толще донных осадков станции II3, расположенной на глубине 8 м, эти бактерии развивались достаточно интенсивно. Возможно, этим объясняется отсутствие водорода, который содержится в илах других станций в тысячных и сотых долях процента на килограмм породы.

В иловых отложениях и морских водах среди анаэробных групп микроорганизмов наиболее распространены бактерии, образующие водород и восстанавливающие сульфаты. Водородобразующие бактерии, встречающиеся почти во всех пробах по-

верхностной и придонной воды, обнаружены также в иловых отложениях по всему изучаемому профилю. При этом не отмечено снижение интенсивности роста этих микроорганизмов ни по разрезу колонок, ни в зависимости от глубины моря. Это свидетельствует о потенциальной возможности развития бактериальных процессов образования водорода и при наличии углекислоты последний может быть субстратом для бактериального синтеза метана на различных уровнях глубины. Незначительное же содержание водорода в составе газовой фазы донных отложений и водной толщи можно объяснить его высокой химической активностью, а также деятельностью водородокисляющих бактерий.

Группа бактерий, образующих газ при разложении ацетата и этанола, была обнаружена лишь в толще донных отложений шельфовой зоны и континентального склона. В илах станций, расположенных на этом участке профиля, газообразующие бактерии встречаются по всему разрезу колонки от 0 до 300 см. Однако наблюдается некоторая тенденция к снижению интенсивности их роста в толще осадка на глубине больше 2 м. По литературным данным бактериальное разложение солей низкомолекулярных жирных кислот (муравьиной, уксусной и др.) и спиртов (метилового, этилового, бутилового) сопровождается образованием газа, в составе которого преобладает метан [7,8].

Однако многочисленные анализы газа, образовавшегося при сбраживании кислот и спиртов, проведенные в нашей и других лабораториях [1], показали, что в ряде случаев метан в составе газа отсутствовал, особенно это относилось к такому субстрату, как муравьиная кислота. В качестве примера можно привести наши данные о составе газа, полученного при бактериальном разложении солей жирных кислот (табл.3).

По данным С.С.Беляева и З.И.Финкельштейна [1], в газе, образующемся на средах с ацетатом, метанолом или этанолом, почти всегда присутствует метан (в среднем в 90 случаях из 100). Учитывая это, газообразование, наблюдаемое при посеве образцов донных отложений на среды с уксуснокислым кальцием и этиловым спиртом, можно отнести, преимущественно, за счет деятельности метанообразующих бактерий.

Следует отметить, что донные осадки, по сравнению с водами, характеризуются большим разнообразием аэробной и ана-

Таблица 3

Содержание метана и водорода в газе, образовавшемся в результате разложения солей муравьиной и уксусной кислот микроорганизмами, присутствующими в кернах Волгоградского Заволжья

Глубина отбора проб, м	Объемная доля водорода и метана на среде, %			
	с формиатом Na		с ацетатом Ca	
	H ₂	CH ₄	H ₂	CH ₄
13 - 14	57,89	0,91	-	-
49,6 - 56,6	66,5	0,004	10,45	0,0168
101,6 - 107,5	0,0115	77,21	0	90,58
132,8 - 138,8	64,35	0	0,1	76,0
138,8 - 143,2	72,02	6,75	-	-
238,4 - 248,8	85,0	0,01	22,8	0,1
326,8 - 367,2	50,66	0	-	-
379,6 - 388,0	0,895	0	-	-

эробной микрофлоры, особенно в районе мелководных станций, (см. табл. I и 2).

Совместное распространение аэробных и анаэробных микроорганизмов в природе наблюдается весьма часто, что объясняется микроразнообразием развитием различных представителей, входящих в биоценозы [5], а также их различными метабиотическими взаимоотношениями.

Процессы разложения органического вещества и генерации углеводородных и неуглеводородных газов протекают, главным образом, в толще осадков, где, по всей вероятности, газообразные продукты распадаются. Это предположение подтверждается резким снижением содержания газов при переходе в водную среду.

Некоторые микробиологические процессы (окисление метана, водорода, образование метана) затухают по мере углубления в толщу донных отложений, другие же (сульфатредукция, образование водорода) не ослабевают и фиксируются во всей

исследованной толще осадка как в мелководной, так и в глубоководной части обследованного района Черного моря.

Л и т е р а т у р а

1. Беляев С.С., Финкельштейн З.И. О методе учета метан-образующих бактерий на средах с органическими субстратами. "Микробиология", т.17, вып.6, 1973, с.1102-1105.

2. Инструктивные указания по проведению газобиохимических поисковых работ на нефть и газ. М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1974, 116 с.
Авт.: Г.А.Могилевский, В.М.Богданова, Н.Г.Заикин, Г.Г.Сапунова, З.П.Телегина, Б.С.Черкинская.

3. Кузнецов С.И., Романенко В.И. Микробиологическое изучение внутренних водоемов. "Лабораторное руководство". М.-Л., Изд-во АН СССР, 1963, с.1-129.

4. Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1967, с.1-526.

5. Розанова Е.П., Кузнецов С.И. Микрофлора нефтяных месторождений. М., "Наука", 1974, с.1-198.

6. Родина А.Г. Методы водной микробиологии. М.-Л., "Наука", 1965, с.3-358.

7. Barker H.A. On the biochemistry of the methane fermentation. "Archiv f. mikrobiologie, v.7,4, 1936, pp. 404-410.

8. Barker H.A. Biological Formation of methane. "Industr. and Eng. Chemistry", Part I, v.38, N 9, 1956, pp. 1438-1450.

В.Д. Мехтиева

**ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ФОРМ СЕРЫ В МОРСКИХ
ОСАДКАХ - ПОКАЗАТЕЛЬ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СУЛЬФАТРЕДУЦИРУЮЩИХ
БАКТЕРИЙ**

Геохимическая роль сульфатредуцирующих бактерий чрезвычайно велика. С их жизнедеятельностью связано образование месторождений самородной серы, сульфидных минералов и нефти, происхождение серы в нефтях и разрушение нефтяных скоплений.

Бактериальная редукция сульфатов - основной фактор изотопного фракционирования серы в лито- и гидросфере, широко развитый в донных осадках пресных и соленоводных водоемов, а также в подземных водах.

Распространение сульфатредуцирующих бактерий в илах и интенсивность их жизнедеятельности определяются, в основном, присутствием легкоусвояемого органического вещества, свободной влаги и величиной ОКВ потенциала. В приповерхностных слоях морских илов для них складываются наиболее благоприятные условия. По мере углубления в толщу осадков количество сульфатредуцирующих бактерий резко падает.

Глубины распространения этих микроорганизмов в илах изменяются от десятков сантиметров до 10-12 м для различных водоемов, что связано с конкретными условиями осадконакопления [2, 4].

Сульфатредукция, в основном, наиболее интенсивна в прибрежных участках морей и океанов, в районах шельфа и материкового склона. Илы пелагиали лишены заметных следов редукционного процесса, что свидетельствует об отсутствии массового развития в них сульфатредуцирующих бактерий.

Бактериальная редукция сульфатов сопровождается фракционированием стабильных изотопов серы. Легкий изотоп S^{32} концентрируется преимущественно в H_2S , тяжелый - в остаточном сульфате иловых вод. Образующийся H_2S частично связывается с катионами, давая начало всей гамме осадочных аутигенных сульфидов, частично вступает в реакцию с насыщенными органическими соединениями. Значительная его до-

ля окисляется под воздействием биогенных и абиогенных агентов, в результате чего осадки обогащаются свободной серой. Убыль сульфата в осадке, происходящая вследствие его восстановления микроорганизмами, компенсируется за счет солевого обмена с придонной водой, в которую поступает изотопически утяжеленный остаточный сульфат иловых вод.

Литературные данные, хотя и немногочисленные, свидетельствуют, что изотопный состав форм серы в морских осадках зависит от конкретных условий осадконакопления и является своеобразной летописью геохимической деятельности сульфатредуцирующих бактерий в процессе седиментогенеза [3, 5-7].

В лаборатории стабильных изотопов ВНИГНИ были изучены изотопный состав и количественные соотношения различных форм серы в осадках Среднего Каспия. Образцы были отобраны автором во время рейса э/с "Бакуви" в 1967 г. В качестве сравнительного материала были исследованы образцы из Сакского озера и Азовского моря. Результаты исследования приведены на рис. 1-3. Количество элементарной, битумной и сульфидной серы по разрезу осадков Среднего Каспия от поверхности слоев до горизонта 168 см изменялось мало. В распределении пиритной серы, доминирующей над остальными формами почти по всему разрезу, отмечены резкие колебания. Количество ее возросло вдвое в интервале от 0 до 90 см. Общее содержание изменялось аналогично содержанию пирита.

По изотопному составу все соединения серы отчетливо разделяются на три группы. Пиритная, свободная и битумная серы сильно обогащены S^{32} и близки между собой (δS^{34} от -34 до -48‰). Значения δS^{34} для сульфатной серы лежат в узких пределах (от +6,4 до +7,8‰) и близки к воднорастворенному сульфату придонной воды в районе отбора проб (+9,6‰). Исключение составляет образец 3, в котором сульфатная сера облегчена до +0,9‰. Сера H_2S и гидротроилита по изотопному составу занимает промежуточное положение между пиритной и сульфатной.

Из анализа количественных и изотопных данных можно сделать вывод: в осадках, начиная с момента их накопления, проходила замедленная бактериальная редукция сульфа-

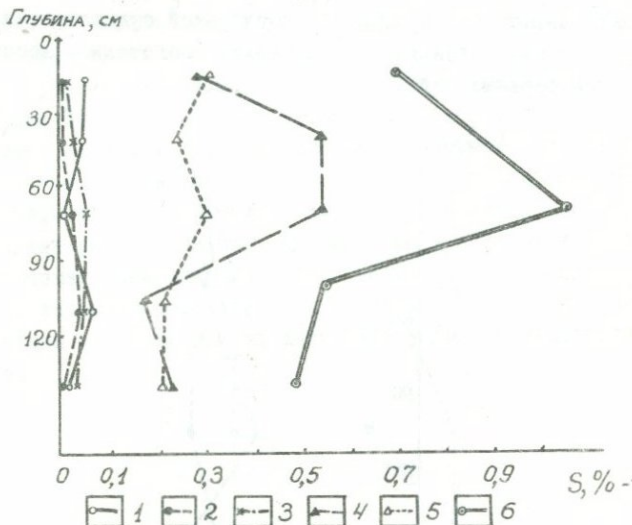


Рис. I. Распределение форм серы по разрезу современных осадков Каспийского моря.

Серя: I - битумная; 2 - H_2S и сульфидов; 3 - свободная; 4 - пиритная; 5 - сульфатная; 6 - общая.

тов^I, с образованием H_2S , сильно обогащенного S^{32} . Часть образовавшегося H_2S подвергалась вторичному бактериальному и химическому окислению до SO_4 за счет кислорода, диффундирующего в осадок из придонной воды. Примесь вторичного сульфата снизила изотопный состав сульфата осадка на 2-3%. Основное количество H_2S пошло на образование пирита; незначительная его доля осталась в осадке в составе гидротроилита и сераорганических соединений. Осадки в интервале 30-90 см по многим показателям отличаются от выше- и ниже лежащих. Количество пирита и общей серы в них возрастает вдвое, увеличивается содержание свободной серы, облегчается сульфат. Видимо, эти слои изначально были обогащены органи-

^I В осадках Среднего Каспия жизнедеятельность сульфат-редуцирующих бактерий прослеживается до горизонта 1,5 м [1].

ческим веществом, процесс бактериальной сульфатредукции прошел в них более глубоко и осадки обогатились восстановленными формами серы.

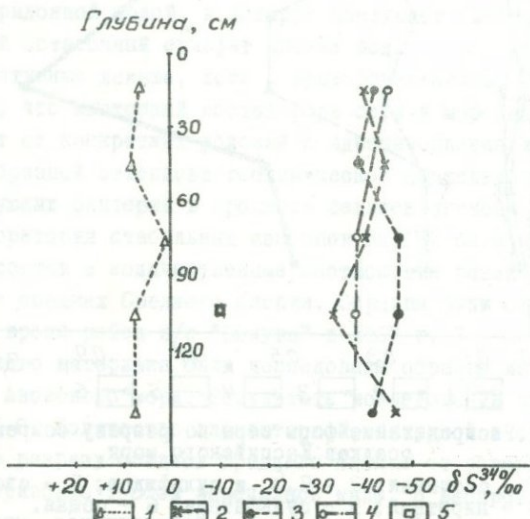


Рис.2. Изотопный состав соединений серы в современных осадках Каспийского моря.

Серя: I - сульфатная; 2 - свободная; 3 - пиритная; 4 - битумная; 5 - H_2S и сульфидов.

Судя по конфигурации кривых (см.рис.1), миграции восстановленных форм серы в осадке не было. Обращает на себя внимание очень большое (до 55,8%) облегчение пирита и ассоциированных с ним форм серы по сравнению с сульфатом, хорошо выдерживающееся по всему разрезу (см.рис.2). Из полученных данных очевидно, что процесс формирования (количественного и изотопного) форм серы в изученной колонке проходил на самых ранних стадиях накопления осадка и в дальнейшем существенных изменений не происходило. Предположительно он мог завершиться на втором этапе стадии диагенеза, который на Среднем Каспии приурочен к горизонтам ила ниже 9 см и по времени относится ко второму столетию с момента отложения осадка. Этот этап наступает, когда разрывается непосредственное взаимодействие осадков с придонны-

ми слоями воды. Роль "покрышки" выполняет верхняя окислительная пленка, которая создает внутри нижележащих отложений более или менее замкнутую систему, затрудняющую перемещение веществ из осадков в морскую воду и обратно.

Отобранный из поверхностных осадков Каспийского моря на глубине 340 м обр.1 в общих чертах сходен с обр.2, хотя и имеет некоторые отличия. Общее содержание серы в нем невелико - 0,48% на сухой вес осадка. Содержание пиритной серы ниже, сульфатной - выше чем в обр.2. Пирит, сульфат и свободная сера несколько тяжелее, чем в остальных каспийских образцах. Подобные локальные вариации в осадках одних и тех же водоемов отмечались и другими исследователями. Они связаны с небольшими различиями в условиях накопления осадков.

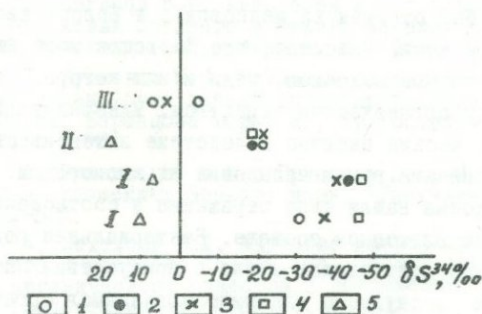


Рис.3. Изотопный состав соединений серы в поверхностных слоях морских осадков.

Серa: I - H_2S и сульфидов; 2 - пиритная; 3 - свободная; 4 - сульфатная; I - Каспийское море (пелагическая); II - Сакское озеро (мелководье); III - Азовское море (мелководье).

Ил Сакского озера^I (обр.7) резко отличается как по внешнему виду, так и по химическому и изотопному составу серы от каспийских осадков. Это черный маслянистый, бархатистый на ощупь ил с сильным запахом сероводорода. Он характеризуется высоким содержанием общей серы (1,51% на сухой вес осадка), H_2S и сульфидов (48,45% от общего содержания серы), сравнительно небольшим количеством сульфата и пирита (23,01 и 23,2% от общей серы). Сульфат ила в значительной степени остаточный и не содержит вторичного сульфата. Он утяжелен по отношению к сульфату воды на 2,1%. Для ила Сакского озера характерно почти абсолютное совпадение изотопного состава всех восстановленных форм серы. Их облегчение по сравнению с сульфатом не слишком значительно — до 37,7%. Подобное же однообразие изотопного состава восстановленных форм серы отмечалось А.П.Виноградовым [3] для поверхностного слоя илов сероводородной области Черного моря.

Образец 8 был отобран на мелководье в Белосарайском заливе Азовского моря. Известно, что Азовское море является высокопродуктивным водоемом, воды и илы которого постоянно обогащаются органическим веществом. Минерализация его также протекает весьма активно вследствие интенсивного ветрового перемешивания вод и насыщения их кислородом. Эти особенности водоема нашли свое отражение в соотношении форм серы в илах и их изотопном составе. Бактериальная редукция сульфата, активно протекающая в иле в присутствии большого количества легко доступного для микроорганизмов органического вещества, привела к почти полному исчезновению сульфата. Вследствие чего образующийся при этом H_2S и все остальные восстановленные формы серы обогащены S^{34} . Облегчение их по сравнению с сульфатом воды составляет всего 8,3 — 20,8%. Разброс значений δS^{34} восстановленных форм

^IСакское соленое грязевое озеро находится на западном побережье Крымского полуострова. Оно представляет собой затопленную морем балку, расширенную в период ее существования абразионной деятельностью Черного моря и впоследствии отделившуюся от него пересыпью.

серы достигает 12,5% . Подобные же результаты были получены Тодом [5] при исследовании морских осадков близ северо-восточного побережья Венесуэлы.

Таким образом изотопный состав и соотношение различных форм серы в донных осадках зависят от интенсивности и глубины развития в них бактериальной сульфатредукции.

Характерные черты изотопного состава форм серы морских осадков и их количественных соотношений зависят от конкретной обстановки осадконакопления и закладываются на ранних этапах седиментогенеза в зоне наибольшей активности сульфатредуцирующих бактерий, т.е. в пределах первых дециметров погружения осадка.

Восстановленные формы серы во всех случаях обогащены легким изотопом S^{32} и близки по своему изотопному составу.

Л и т е р а т у р а

1. Багиров В.И. Литология и органическое вещество донных отложений Среднего и Южного Каспия. Диссерт. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. н. М., Фонды МГУ, 1968, 200 с.

2. Буткавич В.С. Методика бактериологического исследования и некоторые данные по распределению бактерий в воде и грунтах Баренцева моря. М., Тр. Гос. океанограф. ин-та, т.2, 1982, с.5-40.

3. Виноградов А.П., Гриненко В.А. Изотопный состав серы в отложениях Черного моря. "Геохимия", 1962, № 10, с.851-873.

4. Мехтиева В.Д. Изучение микрофлоры отложений современного и древнего Каспия. Сб. "Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках". М., Гостоптехиздат, 1956, с.218-222.

5. Thode H.G., Harrison A.G. and Monster I. Sulfur isotope fractionation in early diagenesis of recent sediments of northeast Venezuela. "Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.", v. 44, N II, 1960, pp.1809-1817.

6. Kaplan I.R., Emery K.O. and Ritterberg S.C. The distribution and isotopic abundance of sulphur in recent marine sediments of Southern California. "Geochimica cosmochimica Acta", v.27, N 4, 1969, pp.297-331.

7. Hartmann M., Wielsen H. S^{34} Werte in rezenten Meeresedimenten und ihre Deutung am Beispiel einiger Sedimentprofile aus der Westlichen Ostsee. "Geol. Rundschau", N 58, 1969, S.621-655.

ГАЗООБРАЗУЮЩИЕ БАКТЕРИИ В ДОННЫХ ОСАДКАХ ТИХОГО ОКЕАНА

Процессы микробиологического метанообразования при участии специфичной группы строго анаэробных бактерий весьма широко распространены в природе и являются завершающей стадией анаэробного разрушения органических веществ [6,10]. К настоящему времени наиболее изучены процессы анаэробного разложения органических соединений с образованием газа, происходящие в метантенках [8].

Анаэробное газобразование в иловых отложениях пресных водоемов [5] и, особенно, в морских и океанических осадках изучено довольно слабо. Имеются указания К.Е.Зобелла [12], что в пробах океанических осадков, отобранных в бухте Сан Диего (США) и близ побережья Кубы, обнаружены анаэробные бактерии, образующие CH_4 и H_2 на средах с целлюлозой, пептоном и глицеролом. Другие исследователи сообщают о присутствии метана в осадках фиорда на острове Ванкувер [9] и в осадках Черного и Каспийского морей [7].

Автором статьи изучено распространение анаэробных газобразующих бактерий в донных осадках Тихого океана по маршруту: атолл Уэйк - Гавайские острова - Мексика и сделана попытка получить количественные характеристики скорости процесса бактериального метанообразования в осадках Примексиканского района Тихого океана и Калифорнийского залива.

Численность жизнеспособных клеток анаэробных газобразующих бактерий учитывали методом предельных разведений на средах с органическими источниками энергии в виде ацетата или лактата и на минеральной среде с H_2 в качестве энергетического субстрата [3,4]. Газы, образуемые микроорганизмами на питательных средах, анализировали методом газовой хроматографии на Цвет-4-67 с использованием детектора по теплопроводности и Пай-104 с пламенно-ионизационным детектором.

Интенсивность бактериального метанообразования в океанических осадках определяли радиоизотопным методом [3]. Радиоактивный углерод использовали в форме бикарбоната и ацетата,

меченого по метильной группе. Пробы выдерживали в холодильнике: 30 суток при 2°C, после чего фиксировали 2%-ным раствором Ba(OH)₂. Радиоактивность новообразованного метана фиксировали счетчиком внутреннего наполнения марки СЕМ-8.

Концентрацию уксусной кислоты в иловых пробах определяли методом микротонкослойной хроматографии на окиси алюминия [1].

Содержание углерода бикарбонатов в илах рассчитывали, исходя из данных по общей щелочности иловых вод, определявшейся сотрудниками отряда химии иловых вод 9-го рейса НИС "Дм. Менделеев" под руководством Г.А. Павловой.

Зная радиоактивность исходного субстрата ($\text{NaH}^{14}\text{CO}_3$ или $^{14}\text{CH}_3\text{COO Na}$), количество меченого углерода, перешедшего в $^{14}\text{CH}_4$, и содержание ацетата и бикарбоната в иловых пробах, можно рассчитать интенсивность процесса бактериального метанобразования по формулам, приведенным в работе [3]. Контролем служили пробы, в которые наряду с изотопом вводили по 0,5 мл 40%-ного раствора формалина.

Результаты измерения окислительно-восстановительного потенциала океанических осадков получены от А.Г. Розанова.

В период работы в открытой части Тихого океана были выполнены микробиологические анализы глубоководных осадков со станций 611 (17°29', 1 с.ш. и 171°20', 5 в.д.), 612 (17°57', 0 с.ш. и 177°38', 4 в.д.), 615 (20°06', 7 с.ш. и 165°45', 2 з.д.), 643 (18°32', 9 с.ш. и 146°59', 0 з.д.), представленных красными глинами с окислительно-восстановительным потенциалом около 500 мВ. Исследования показали, что анаэробные газообразующие бактерии в указанных осадках не обнаруживаются.

Жизнеспособные клетки анаэробных газообразователей выявлены в ряде проб восстановленных осадков, отобранных на материковом склоне, прилегающем к побережью Мексики в районе Масатлана. Результаты анализов, частично представленные в табл. I, показывают, что численность исследуемых бактерий в поверхностных горизонтах осадков составляет десятки и сотни клеток в 1 г сырого ила (станции 669, 670 и 657).

В поверхностных горизонтах иловых отложений Калифорнийского залива (станции 663, 664, 665 и 667) численность

Таблица I

Количество анаэробных газообразующих бактерий (клеток) в 1 г сырого ила в осадках Примексиканского района Тихого океана и Калифорнийского залива

№ стан-ции	Глубина, м	Координаты	Горизон-ты ила, см	Ен мВ	Среда с		
					аце-татом	лак-татом	водо-родом
657	3150	19°40',1 с.ш. 108°00',8 з.д.	0-5	+480	0	0	25
			10-20	+380	0	0	60
			105-110	+100	0	0	0
670	1450	22°37',8 с.ш. 107°24',5 з.д.	0-8	+30	25	600	-
			40-45	-205	0	0	0
			140-145	-350	2	0	-
669	1000	28°13',9 с.ш. 107°07',0 з.д.	0-5	+10	25	250	-
			10-18	-200	2	100	60
			90-92	-265	2	0	-
664	1170	25°31',9 с.ш. 110°32',7 з.д.	0-5	-100	10	250	250
			60-70	-205	2	25	250
			150-155	-240	2	0	60
			335-340	-250	10	0	-
668	1760	27°09',1 с.ш. 111°08',0 з.д.	10-15	-200	250	250	250
			50-55	-210	2	250	250
			220-225	-230	2	2	60
667	2860	28°46',9 с.ш. 108°40',4 з.д.	0-8	-80	250	250	-
			10-18	-250	250	250	-
			95-97	-240	60	2	60
			200-205	-280	2	0	-
665	3260	25°20',8 с.ш. 109°55',8 з.д.	0-8	+50	250	250	60
			40-45	-180	25	250	130
			95-100	-220	2	1300	60
			320-325	-270	2	2	60

газообразующих бактерий характеризуется более стабильными показателями на всех испытанных средах (около 250 кл/г). Вниз по профилю колонок содержание бактерий, как правило, уменьшалось, тем не менее, жизнеспособные клетки в ряде случаев встречались до глубины 200-340 см. Учитывая благоприятные физико-химические условия (низкие значения E_h , pH около 7,5), присутствие значительного количества органического вещества [17], можно полагать, что анаэробные микробиологические процессы разрушения органического вещества с образованием газа в осадках залива протекают и на глубине более 3 м.

Анализы газа, образующегося при развитии анаэробных бактерий на агаризованных питательных средах с ацетатом и лактатом, показывают, что во всех 80 проанализированных пробах обнаружены CO_2 и N_2 . В 68 пробах определен H_2 и только в 12 случаях - CH_4 . Таким образом, среди газообразующих бактерий, выявленных на средах с органическими субстратами, бактерии, образующие метан, составляют лишь небольшую часть.

Более высокая численность метанобразующих бактерий, сопоставимая с количеством всех газообразующих бактерий, учитываемых на средах с ацетатом или лактатом, получена на среде с молекулярным водородом в качестве энергетического субстрата (см. табл. I).

Для количественной оценки биогеохимической активности метанобразующих бактерий в океанических илах были поставлены эксперименты с радиоактивным углеродом. Для экспериментов использовали иловые отложения, физико-химические характеристики которых допускали возможность развития анаэробных микроорганизмов. Данные, представленные в табл. 2, позволяют утверждать, что почти во всех исследованных образцах идет процесс бактериального метанобразования, интенсивность которого невелика и сопоставима с интенсивностью метанобразования, характерного для бескислородных вод пресных водоемов.

Следует отметить, что интенсивность метанобразования, путем восстановления углекислоты водородом, как правило, на один - два порядка выше интенсивности образования

Таблица 2

Интенсивность бактериального
метанобразования в илах
Примексиканского района
и Калифорнийского залива

№ стан- ций	Горизонты ила, см	Содержание мг/кг		Интенсивность образования CH ₄ , мг/кг сырого ила в сутки	
		угле- рода HCO ₃ ^{-I}	CH ₃ COOH	восстанов- ление CO ₂	брожение CH ₃ COOH
657	45-50	28,5	3,2	2,82x10 ⁻⁶	1,51x10 ⁻⁸
	105-110	29,8	1,0	0	1,65x10 ⁻⁸
670	70-75	16,5	2,4	0,96x10 ⁻⁶	2,41x10 ⁻⁸
664	150-155	52,3	2,0	1,66x10 ⁻⁶	4,80x10 ⁻⁸
663	50-55	26,2	14,0	1,66x10 ⁻⁶	26,7x10 ⁻⁸
	165-170	20,8	5,2	1,75x10 ⁻⁶	7,70x10 ⁻⁸
662	35-38	20,0	10,0	1,93x10 ⁻⁶	28,2x10 ⁻⁸
	80-85	19,4	Не опр.	1,87x10 ⁻⁶	-
667	35-40	31,7	2,0	1,87x10 ⁻⁶	4,00x10 ⁻⁸
	95-97	51,1	4,7	3,89x10 ⁻⁶	8,30x10 ⁻⁸
665	40-45	59,7	13,0	3,31x10 ⁻⁶	32,3x10 ⁻⁸
	95-100	87,4	2,4	2,82x10 ⁻⁶	5,40x10 ⁻⁸

метана из готовых метильных групп ацетата. Таким образом в восстановленных осадках Калифорнийского залива, шельфа и материкового склона Тихого океана анаэробная газообразующая микрофлора обнаружена до глубины 340 см от поверхности осадка.

В исследованных илах найдены многочисленные бактерии, образующие на средах с ацетатом и лактатом CO_2 , N_2 , H_2 и CH_4 .

Результаты посевов на питательные среды, газовые анализы и эксперименты с меченым бикарбонатом и ацетатом позволяют утверждать, что в восстановленных осадках окраинных частей Тихого океана идут современные процессы бактериального метанобразования, причем основная часть метана образуется микробиологическим восстановлением углекислоты.

В заключение автор считает своим долгом выразить глубокую благодарность доктору биологических наук М.В.Иванову за руководство работой и помощь в ее проведении.

Л и т е р а т у р а

1. Андреев Л.В., Финкельштейн З.И., Беляев С.С. Определение низших жирных кислот в природных объектах методом микротонкослойной хроматографии. "Прикладная биохимия и микробиология", т.10, вып.2, 1974, с.308-312.

2. Беляев С.С. К учету численности метанообразующих бактерий на среде с молекулярным водородом. "Микробиология", т.43, вып.2, 1974, с.349-352.

3. Беляев С.С., Иванов М.В. Радиоизотопный метод определения интенсивности бактериального метанообразования. "Микробиология", т.44, вып.1, 1975, с.166-168.

4. Беляев С.С., Финкельштейн З.И. О методе учета метанообразующих бактерий на средах с органическими субстратами. "Микробиология", т.42, вып.6, 1973, с.1102-1107.

5. Кузнецов С.И. Микрофлора озер и ее геохимическая деятельность. Л., Изд-во АН СССР, 1970, 340 с.

6. Омелянский В.Л. Избранные труды. Т.1, М., Изд-во АН СССР, 1958, 450 с.

7. Черткова Л.В. Геохимические исследования газов донных отложений Черного и Каспийского морей. Диссерт. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук, М., Фонды ВНИИГГ, 1973, 150 с.

8. McCarty P.L. Kinetics of waste assimilation in anaerobic treatment. "Devel. Industr. microbiology", v.7, 1966, pp.144-155.

9. Nissenbaum A., Presley B.J., Kaplan I.R. Early diagenesis in a reducing fjord, Saanich Inlet, British Columbia. I. Chemical and isotopic changes in major components of interstitial water. "Geochim. et Cosmochim. Acta", v.36, 1972, pp.1007-1027.

10. Toerien D.F., Hattingh W.H.J. Anaerobic digestion. I. The microbiology of anaerobic digestion. "Water Research", v.3, 1969, pp.385-416.

11. Van Andel T.H. Symposium Marine Geology of the Gulf of California. Tulsa. Oklahoma. 1964, 120 p.

12. Zobell C.E. Microbial transformation of molecular hydrogen in marine sediments, with particular reference to petroleum. "Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists", v.31, 1947, pp.1709-1751.

Особенности распределения газов в водах и донных отложениях Черного, Каспийского и Азовского морей. Старобинец И.С., Черткова Л.В. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Рассмотрено вертикальное распределение углеводородных и неуглеводородных газов как в водной толще, так и в донных отложениях на одних и тех же станциях в глубоководной части Черного моря. Изучены газовая фаза донных отложений Каспийского моря, свободные газы и газы донных отложений над грязевыми вулканами Каспийского и Азовского морей. Исследования показали, что суммарный газовый фон морских вод и донных отложений является результирующей трех процессов: биохимического новообразования, биохимического окисления образованных УВ, а также перераспределение и миграции газов из нижележащих слоев.

Таблица 1; иллюстраций 3; библиографических названий 5.

О возможности использования прямых геохимических методов при поисках морских месторождений нефти и газа. Багиров В.И., Зорькин Л.М. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В статье приведены результаты геохимических исследований шельфов Каспийского, Черного, Баренцева и Норвежского морей. Рассмотрены вопросы выбора оптимальных расстояний между станциями отбора донных (четвертичных) отложений, оптимальных глубин отбора проб грунта для различных участков шельфа. Установлены допустимые сроки хранения проб донных отложений (до их дегазации) и извлеченных газов (до их анализа). Геохимические методы поисков основаны на изучении геологического строения выбранного полигона, литологии, газов, рассеянного органического вещества и микрофлоры донных отложений. Выявлен ряд геохимических нефтепоисковых критериев, использование которых позволило выделить перспективные в нефтегазоносном отношении площади.

Таблиц 2; иллюстраций 3; библиографических названий 14.

Распределение газообразных углеводородов в донных отложениях западного шельфа Среднего Каспия. Багиров В.И., Бондарев В.Л., Зубайраев С.Л., Саркисян И.С. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Исследован состав и распределение газообразных углеводородов донных отложений западной половины Среднего Каспия. В составе углеводородов обнаружены преимущественно метан, этан и этилен. По характеру взаимосвязи газов с количеством рассеянного органического вещества и типами осадков, а также геологического строения региона выявлены показатели для эпигенетических и сингенетических газов.

Показано, что зоны аномально повышенных содержаний метана (0.25 до 250 см³/кг) совпадают с контурами ряда антиклинальных структур, благоприятных для формирования в них залежей нефти и (или) газа. В этих зонах с определенного горизонта, названного представительным, вниз по разрезу донных отложений наблюдается возрастание количества легких углеводородов.

Результаты геохимических исследований в совокупности с данными геологического строения позволили отнести ряд антиклинальных поднятий в число перспективных.

Таблиц 3, иллюстраций 2, библиографических названий 2.

Изменение газового состава осадков в зависимости от структурно-тектонических факторов. Ткаченко Г.Г. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В статье приведены результаты рекогносцировочной газовой съемки в пределах Голицинского поднятия. Показано совпадение ореолов повышенных концентраций газообразных углеводородов в донных осадках со структурными элементами — локальными поднятиями и разрывными нарушениями. Повышенные концентрации газообразных УВ в донных отложениях не зависят от характера литологического состава и коррелируются со структурными элементами. Даны критерии эпигенетичности газов в донных осадках.

Иллюстрация I, библиографических названий 5.

Изотопный состав углерода углекислого газа и метана донных осадков Черного моря. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Изучен изотопный состав углерода метана и углекислого газа осадков Черного моря, отобранных во время рейса судна "Московский университет". Изотопный состав углерода метана изменялся δC^{13} от -6,00 до -6,37‰ относительно стандарта РДВ (глубина 8-440 м); углекислого газа δC^{13} от -1,23 до

-2,58% (глубина 8-1950 м). Изотопный состав углерода метана осадков Черного моря оказался близким к метану иловых газов болот, рек и лиманов биохимического генезиса Черноморского побережья Кавказа. Сделано заключение о биохимической природе газов донных осадков изученных станций Черного моря.

Таблица 1; иллюстрация 1; библиографических названий 5.

Закономерности распространения газов закрытых пор пород. Старобинец И.С., Архангельский А.В., Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Циклаури Н.Г. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975.

Рассмотрены общие закономерности распространения газов закрытых пор на непродуктивных площадях и в пределах месторождений на Северном Устурте, в Прикаспийской впадине, Московской синеклизе, Мезенской впадине и Припятско-Днепровско-Донецком бассейне. Состав газов закрытых пор изменяется от углекислого и азотно-углекислого до азотного. Азотные газы развиты в погруженных зонах изученных регионов. Содержание углеводородных компонентов газов закрытых пор зависит от литологических особенностей пород, содержания органических веществ, гидрогеологических особенностей. В разрезе продуктивных площадей содержание метана и его гомологов возрастает по сравнению с непродуктивными структурами. В зоне влияния залежей, где преобладают эпигенетические газы, корреляционные связи углеводородов с Сорп и литологическими особенностями пород нарушаются. Концентрации гелия и аргона в составе газов закрытых пор увеличиваются со стратиграфической глубиной. Выделены возможно нефтегазоматеринские породы вендского комплекса (Московская синеклиза), подсолевого палеозоя (восточная часть Прикаспийской впадины) и девонские отложения (Припятско-Днепровско-Донецкий бассейн) и газогенерирующие толщи эоцена-миоцена (Северный Устурт).

Геохимическая зональность природных газов Северного Устурта. Старобинец И.С., Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Архангельский А.В. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975.

На основе комплексного изучения рассеянных, растворенных и свободных газов, развитых в мезокайнозойских отложениях региона, выделены три зоны: 1) верхняя газовая зона, охватывающая отложения палеогена и неогена, глубина до 800-1000 м; 2) средняя нефтегазовая зона, включающая отложения мезозойского возраста, вплоть до юрских, глубина до 4 км; 3) нижняя газовая зона (для Барсакельмесской впадины), представленная нижнемезозойскими-верхнепалеозойскими отложениями; глубина свыше 4 км. Дана характеристика природных газов каждой из выделенных зон. Указано наличие интенсивно-

го газообразования, обуславливающего предельную газонасыщенность пластовых вод молодых водоносных комплексов. Указанным зонам нефтегазообразования соответствуют зоны газонакопления и нефтенакопления.

Таблица 1; библиографических названий 13.

Закономерности распространения рассеянных газов и органического вещества в осадочных породах Североуральского бассейна. Старобинец И.С., Архангельский А.В., Емец Т.П., Хуйкова Т.Л., Забродина М.Н., Ручнов В.И., Тарасов И.А., Тихомирова Е.С. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Рассеянные газы осадочных пород представлены, главным образом, азотом и углекислым газом; в качестве примесей в них содержатся водород, гелий, гомологи метана и непредельные соединения C_2-C_4 . Региональное фоновое газонасыщение пород определяется геолого-тектоническими и гидрогеологическими факторами. Содержание углеводородных и неуглеводородных компонентов в рассеянных газах зависит от литологических особенностей вмещающих пород. На основе изучения петрографического состава ОВ и степени его преобразования выделены зоны катагенеза органического вещества: 1) Б1-Б2; 2) Б2-Б3; 3) Б3-Д; 4) Д-Г; 5) Г-Ж, и обоснованы границы между ними. Детально рассмотрены связи УВГ с органическим веществом и его составом. Сделан вывод о преобладании в юрских и палеогеновых отложениях газов сингенетического происхождения.

Таблиц 2; библиографических названий 7.

Влияние литологического состава пород и их физических свойств на качественные и количественные показатели рассеянных углеводородных газов. Старобинец И.С., Архангельский А.В., Тихомирова Е.С. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Проведено комплексное исследование литологического состава, физических свойств и полного газосодержания пород Московской синеклизы и Североуральской впадины. Газы извлечены методами термовакuumной, химической и механической дегазации. Показано наличие тесной связи между газонасыщением пород и их плотностными, коллекторскими и литологическими свойствами. Содержание метана и его гомологов в терригенных отложениях увеличивается от песчаников к алевролитам и глинам. Состав углеводородных компонентов при сингенетическом газообразовании контролируется глинистостью, карбонатностью, содержанием набухающих компонентов и органического вещества. Сделан вывод о важной роли фациально-геохимических условий накопления и вторичного преобразова-

ния пород и ОВ. Обоснованы литолого-физические критерии определения генетической природы газообразных углеводородов.

Распределение рассеянных газов в районах развития угленосных толщ (на примере Курнолиповского поднятия). Аницфоров А.И., Огородникова В.П., Мурогова Р.Н. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В статье на основе изучения рассеянных углеводородных и некоторых неуглеводородных газов, извлеченных из глинистого раствора, по разрезу скважин Курнолиповского поднятия приведены следующие косвенные доказательства наличия миграционных газов в породах и перспективности рассматриваемого района: а) увеличение содержания гомологов метана и гелия с глубиной; б) увеличение в общем направлении содержания гомологов метана.

Показано, что наличие пропластков угля не является препятствием при геохимических поисковых работах на нефть и газ, если применять комплекс геохимических показателей.

Иллюстраций 3; библиографических названий 1.

Геохимия свободных и попутных газов Прикаспийской впадины. Зорькина В.А., Зорькин Л.М., Стадник Е.В. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Рассматриваются геохимические особенности газов газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений всей территории Прикаспийской впадины. Анализ материалов проведен отдельно для каждого нефтегазоносного этажа: покровного, надсолевого палеозойско-мезозойского и подсолевого палеозойского. В результате комплексного обобщения обширного аналитического материала выявлена их определенная геохимическая зональность в региональном плане по площади развития нефтегазоносных комплексов и в вертикальном разрезе. Выявленные закономерности могут быть использованы при поисках залежей нефти и газа, а также при прогнозе их состава.

Таблиц 4; библиографических названий 10.

Адсорбированные газы как показатель диагенетических преобразований органического вещества и баланс образования газов разных генетических категорий. Левшунова С.П. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Дана характеристика адсорбированных газов по разрезу от современных осадков до палеозойских отложений, в которых различна степень метаморфизма органического вещества. Указано, что с возрастом отложений меняется содержание адсорбированных газообразных углеводородов, а в их составе уменьшается количество непредельных газообразных углеводородов. Для отдельных районов Восточного Предкавказья сделана попытка оценить балансовую сторону образования газов различных генетических категорий.

Библиографических названий 3.

О механизме выделения азота из связанного состояния в породах и органическом веществе. Левшунова С.П., Волюнец В.Ф. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ; 1975.

В статье рассмотрен механизм выделения азота из пород, в которых он находится в связанном состоянии в виде иона NH_4^+ , и из органического вещества на стадии современных осадков и пород при их метаморфизме. Процесс усиливается в районах с повышенной радиоактивностью. Для выявления генезиса и, отчасти, механизма выделения азота из связанного состояния следует устанавливать характер корреляционных связей между гелием, аргоном, глубиной и азотом.

Библиографических названий 6.

Ресурсы газов, растворенных в водонапорной системе Североустуртского бассейна. Стадник Е.В., Юрин Г.А., Сошников В.К. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

По данным глубинного гидрогеологического опробования пластовой системы Североустуртского бассейна рассчитаны ресурсы газов, растворенных в водах эоценовых, меловых и юрских отложений. Суммарные запасы воднорастворенных газов составили более 20 трлн.м³. Рассчитаны прогнозные запасы свободных углеводородов в недрах бассейна.

Таблица I; библиографических названий 4.

О некоторых особенностях распределения углеводородных газов в отложениях, содержащих интрузивные траппы. Старобинец И.С., Тихомирова Е.С., Архангельский А.В., Стативко Г.С., Жильцова Л.И. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В статье рассмотрено влияние контактово-метасоматических процессов на распределение углеводородных газов в палеозойских отложениях Сивого-Подкаменной площади Восточной Сибири.

Установлено, что содержание газообразных углеводородов уменьшается в ряду: осадочные породы - метаморфические породы - долериты. Выявлено двойственное влияние последних на степень газонасыщенности осадочных пород, выражающееся в выносе углеводородных газов из зоны контакта и термальном воздействии на РОВ, приводящем к генерации газообразных углеводородов.

Следовательно, интрузивные траппы на Сивого-Подкаменной площади не оказывают существенного влияния на проникновение эпигенетических газов из-за ограниченного распространения, сравнительно небольшой мощности, а также возможности миграции газообразных углеводородов в зонах повышенной трещиноватости.

Таблиц 3; библиографическое название 1.

Геолого-геохимические условия газообразования в каменноугольных отложениях юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Галактионова Н.М., Ильинская В.В., Сазонов М.Л., Окунькова Ф.Е., Морозова С.Н. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В статье приводятся результаты комплексных геолого-геохимических исследований каменноугольных отложений юго-восточной части ДДВ.

Показано, что терригенные породы формировались преимущественно в континентальных, реже в озерно-болотных и морских мелководных палеогеографических условиях в обстановке слабо восстановительной геохимической фации с развитием минералов сидеритовой и лептохлоритовой групп.

По данным детальных исследований органического вещества (ОВ) для континентальных фаций установлен гумусовый фациально-генетический тип исходного ОВ, для озерно-болотных и морских мелководных - и примесь ОВ сапропелевого типа.

Полученные результаты свидетельствуют, что породы, содержащие ОВ указанных типов, в соответствующих геолого-геохимических условиях генерируют преимущественно газообразные углеводороды.

Иллюстрации 2; библиографических названий 7.

К методике обработки и интерпретации данных грунтовой газовой съемки по Арагиро-Мирненскому району. Оборин А.А., Могилевский Г.А., Бачурин Б.А., Галкин В.И., Федоров Г.А. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М, ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

При интерпретации результатов грунтовой газовой съемки необходимо учитывать не только количественное содержание углеводородных газов в грунтах, но и соотношение отдельных компонентов между собой, которое зависит от типа исходного газа (газовая залежь, водорастворенный газ). С этой целью использована методика вероятностно статистической обработки данных с применением формулы Бейеса. При интерпретации необходимо учитывать и данные микробиологического изучения грунтов.

Анализ результатов грунтовой газовой съемки подтверждает возможность применения этого вида работ для поисков залежей газа в Ставропольском крае.

Иллюстраций 2; библиографических названий 3.

Характер распределения сорбированных углеводородных газов в нижнепермских отложениях Уфимского плато. Галкин В.И. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Обобщен аналитический материал по химизму сорбированных углеводородных газов в нижнепермских отложениях Уфимского плато. Рассмотрено влияние генерации УВ на стадии катагенеза оитуминозных толщ и влияние современных биогеохимических процессов. Сделан вывод о том, что при интерпретации геохимических материалов следует учитывать данные по тяжелым УВ газам.

Таблица 1; иллюстрация 1; библиографических названий 6.

Особенности распространения в донных осадках и водах Западной части Черного моря некоторых физиологических групп микроорганизмов. Могилевский Г.А., Богданова В.М., Телегина З.П. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

В западной части Черного моря, в донных отложениях и водной толще, на профиле Устье Днепра-глубоководное ложе установлено присутствие различных физиологических групп микроорганизмов, принимающих участие в деструкции органического вещества с образованием газообразных продуктов. Донные осадки характеризуются большим разнообразием микрофлоры.

В статье показано, что некоторые микробиологические процессы затухают по мере углубления в толщу осадка, а другие продолжают по всему исследованному разрезу донных отложений.

Таблиц 3; библиографических названий 8.

Изотопный состав форм серы в морских осадках - показатель геохимической деятельности сульфатредуцирующих бактерий. Мехтиева В.Л. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Изучен изотопный состав и количественные соотношения различных форм серы в осадках Среднего Каспия, Сакского озера и Азовского моря. Показано, что эти параметры в донных осадках зависят от интенсивности развития в них бактериальной редукции сульфатов.

Характерные черты изотопного состава форм серы морских осадков и их количественные соотношения зависят от конкретной обстановки осадконакопления и закладываются на ранних этапах седиментогенеза в зоне наибольшей активности сульфатредуцирующих бактерий, т.е. в пределах первых дециметров погружения осадка. Восстановленные формы серы во всех случаях обогащены легким изотопом и близки по своему изотопному составу.

Иллюстраций 3; библиографических названий 7.

Газообразующие бактерии в донных осадках Тихого океана.

Беляев С.С. Сб. "Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород", М., ОНТИ ВНИИЯГТ, 1975.

Приведены результаты изучения анаэробных газообразующих бактерий в осадках Тихого океана по маршруту атолл Уэйк-Гавайские острова - Мексика. Сделана попытка получить количественные характеристики скорости процесса бактериального метанообразования в осадках. Обнаружено, что в восстановленных осадках Калифорнийского залива, шельфа и материкового склона Тихого океана анаэробная газообразующая микрофлора распространена до глубины 3,40 м от поверхности осадка. Интенсивность процесса образования CH_4 невелика и сопоставима с интенсивностью метанообразования в бескислородных водах пресных водоемов.

Таблиц 2; библиографических названий 12.

РАССЕЯННЫЕ ГАЗЫ
И БИОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСАДКОВ И ПОРОД

Ответственный за выпуск М.Р.ГУРМАН

Редактор И.И. КОРЕЦКАЯ

Корректоры: В.И. БЕСФАМИЛЬНЫЙ, Г.М. РУДЧЕНКО, Л.А. ТИУНОВА

Л.27588 от 8/XI-75г.
Заказ 17448

Формат 80x84 1/16 л.
Цена 70 коп.

Объем 11,125 л.
Тираж 500

Изготовление ф/форм фабрика КМП

Отпечатано на ротаприте ВНИИЯГ

Цена 70 коп.

1827