

**ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
БИРОФЕЛЬДСКОГО ГРАБЕНА СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА  
(ДАЛЬНИЙ ВОСТОК РОССИИ)**

***А.И. Гресов<sup>1</sup>, А.В. Яцук<sup>1</sup>, А.И. Обжиров<sup>1</sup>, Е.П. Развозжаева<sup>2</sup>, Г.Л. Кириллова<sup>2</sup>***

<sup>1</sup>*Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, ул. Балтийская 43, г. Владивосток, 690041; e-mail: gresov@poi.dvo.ru*

<sup>2</sup>*Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, Ким Ю Чена 65, г. Хабаровск. 680000; e-mail: rep@itig.as.khb.ru*

Поступила в редакцию 20 апреля 2011 г.

Обобщены результаты газогеохимических исследований, проведенных в разные годы в Бирофельдском грабене (Среднеамурский осадочный бассейн) в комплексе с углеразведочными и геолого-геофизическими данными. Приводятся данные о составе газа подпочвенного слоя и снежного покрова, подземных и поверхностных вод. На основе полученных газогеохимических и генетических показателей выявлены углеводородные газы различного происхождения и установлены основные закономерности их размещения, позволяющие предварительно оценить перспективы нефтегазоносности грабена.

**Ключевые слова:** природные газы, углеводородная фракция, газогеохимические показатели, генезис, нефтегазоносность, прогноз, перспективы, Восток России.

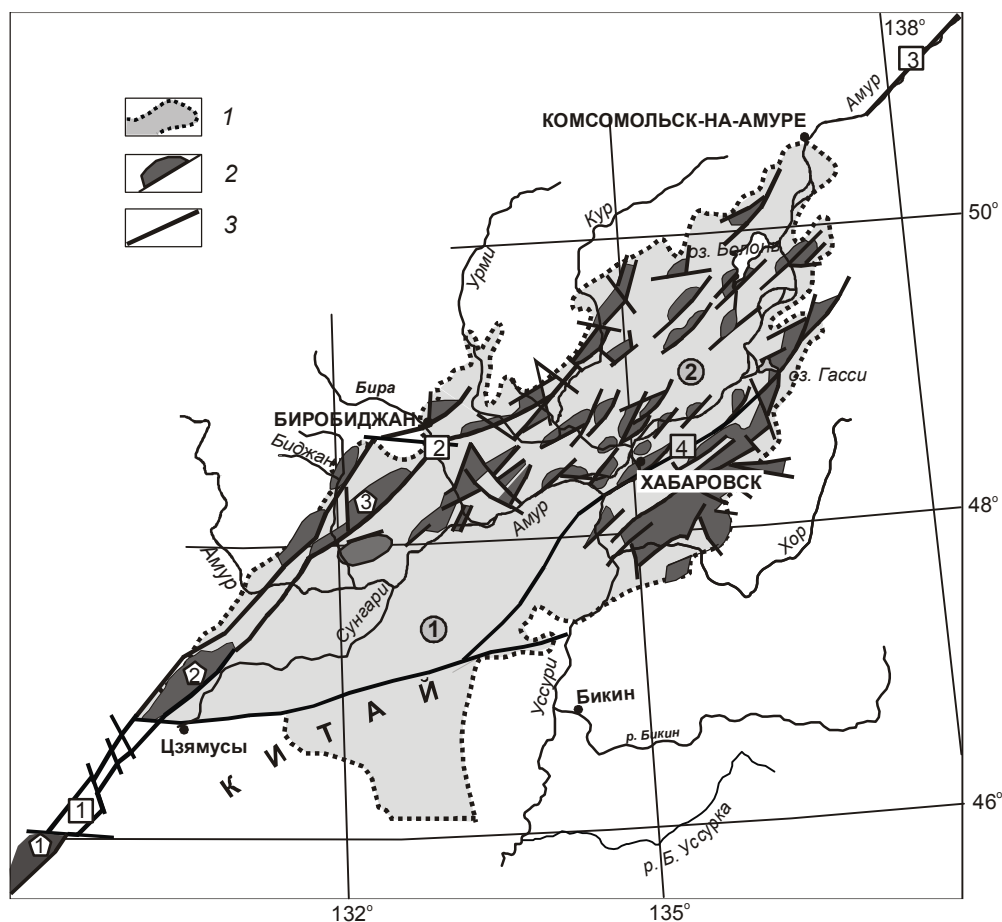
**ВВЕДЕНИЕ**

Небольшие по площади грабены в юго-западной части Среднеамурского осадочного бассейна считались малоперспективными на обнаружение месторождений углеводородного сырья. Однако в последние десятилетия на территории Северо-Восточного Китая в грабенах (Танюань, Фанчжен и др.) Итун-Иланской ветви системы сдвигов Тан-Лу (рис. 1), которая продолжается на российскую территорию, были открыты газовые месторождения и установлены нефтепроявления [2, 3, 24, 29, 30]. В связи с этим на территории Среднеамурского осадочного бассейна возобновились исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности грабеновых структур. На территории Бирофельдского грабена (БГ) первым шагом стало проведение комплекса геофизических полевых работ, включающих высокоточную аэромагниторазведку, сейсморазведку МОВ ОГТ и электроразведку дифференциально-нормированным методом (ДНМЭ) [12, 25]. В результате этих работ были построены схемы строения БГ, получены глубинные разрезы, детализирована разломная тектоника. Методом ДНМЭ выявлена аномалия проводимос-

ти, связанная, по мнению авторов, с углеводородной залежью.

Появились научно-исследовательские работы, в которых различными методами и подходами анализировались, сравнивались с аналогичными структурами Китая (прежде всего с ближайшим и хорошо изученным грабеном Танюань), изучались имеющиеся и вновь полученные материалы [2, 3, 15, 20].

В 60-х годах прошлого столетия было установлено, что в подпочвенном газе, приземной атмосфере и снежном покрове над залежами нефти и газа формируются аномальные концентрации углеводородных газов (УВГ) за счет субвертикальной газовой миграции, а в подземных водах наблюдаются аномальные содержания водорастворенных и свободных газов. К началу 80-х годов сформировался комплекс газогеохимических исследований для изучения природных газов (ПГ), включающий, в том числе, подпочвенную газовую съемку (ПГС) и газогеохимические исследования снежного покрова, широко применяемые в Сибири и на Дальнем Востоке для прямых поисков нефти и газа [1, 6, 9, 11, 14, 17–19, 22, 24, 26].



**Рис. 1.** Упрощенная структурная схема Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна (по Кузнецову, Уралову, 1997, с изменениями и дополнениями).

1 – границы бассейнов (цифры в кружках): 1 – Саньцзян, 2 – Среднеамурского; 2 – полуграбены и их названия, упоминаемые в тексте (цифры в пятиугольнике): 1 – Фанчжен, 2 – Танюань, 3 – Бирофельдский; 3 – основные зоны разломов системы Тан-Лу (цифры в квадратах): 1 – Итун-Иланский, 2 – Харпийский, 3 – Киселевский, 4 – Маноминский.

Впервые метод ПГС на территории БГ был применен на Ушумунском угольном месторождении в 1996 г. (Приморская ГРП ФГУГП “Дальвостокуглеразведка”) с целью определения природных газоделиний в атмосферу до начала строительства угольного карьера. Позже в процессе углеразведочных работ были изучены состав ПГ угольных пластов и пород, газовая зональность, газоносность углей и пород. В 2004–2005 гг. силами ИТиГ ДВО РАН в БГ были проведены опытно-методические газогеохимические исследования снежного покрова с целью выяснения возможности применения их для проверки выявленной аномалии. По результатам работ было доказано присутствие в газовых пробах тяжелых углеводородов (ТУВ), выявлены их аномальные и фоновые концентрации [19, 24].

В 2010 г. авторами были проведены комплексные газогеохимические исследования в северо-вос-

точной части БГ для подтверждения и интерпретации установленных газовых аномалий, их генезиса, выявления основных закономерностей распределения УВГ по площади и разрезу и оценки перспектив нефтегазоносности. В настоящей статье рассмотрены полученные результаты с привлечением данных газогеохимических исследований, проведенных в БГ в предыдущие годы.

#### ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектами газогеохимических исследований 2010 г. являлись Ушумунский прогиб и Димитровское поднятие, расположенные в северо-восточной части БГ (рис. 1, 2). В Ушумунском прогибе расположено одноименное бурогольное месторождение. На Димитровском поднятии были выявлены аномалии проводимости и УВГ. БГ входит в цепочку полуграбенов, протягивающихся вдоль западной окраины

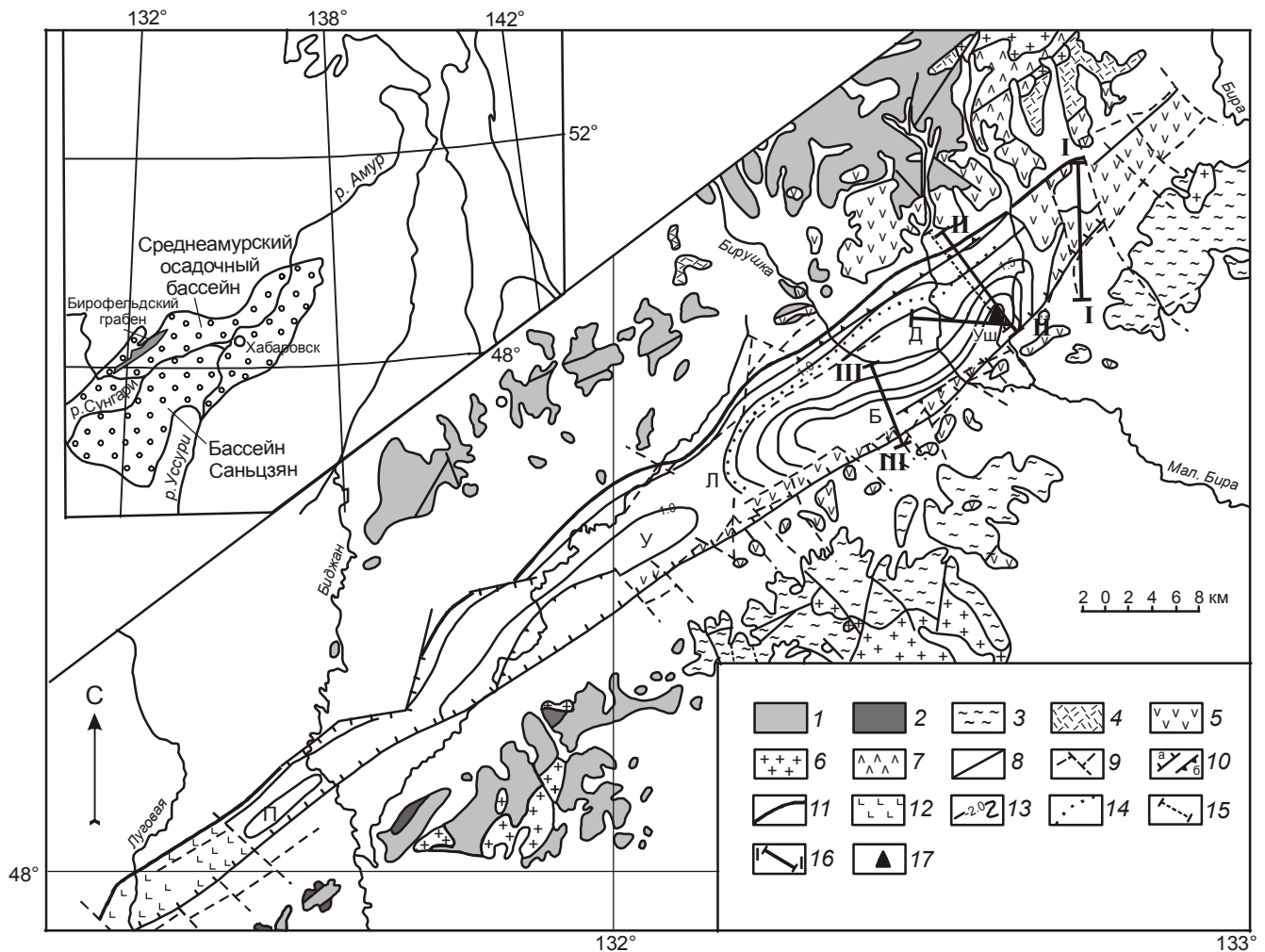


Рис. 2. Схема строения Бирофельдского грабена (по Л.С. Маргулис, 2000, из [3])

1–7 – выходы на дневную поверхность: 1 – метаморфических докембрийских, нижнепалеозойских осадочных пород и палеозойских гранитоидов, 2 – девонских отложений, 3 – пермских и триасовых отложений, 4 – раннемеловых эффузивов кислого состава, 5 – позднемеловых (?) эффузивов основного состава, 6 – позднемеловых гранитов, 7 – позднемеловых габбро; 8 – разломы по данным геологической съемки; 9 – разломы по данным аэромагнитной съемки; 10 – разломы по данным сейсморазведки и гравиметрии (а – сбросы, б – взбросы и надвиги); 11 – северо-западная граница грабена; 12 – области предполагаемого развития миоценовых эффузивов основного состава; 13 – изогипсы подошвы осадочного чехла (км); 14 – граница области распространения мелового (?) сейсмокомплекса; 15 – сейсмический профиль 075898; 16 – газогеохимические профили; 17 – скважина 1/3-ОК. Структуры Бирофельдского грабена: прогибы Бирский (Б), Унгунский (У), Ушумунский (УШ); поднятия: Лазаревское (Л), Дмитриевское (Д). Преображенковский грабен (П).

Среднеамурского осадочного бассейна и приуроченных к Итун-Иланской ветви системы разломов Тан-Лу (рис. 1). Для всех полуграбенов характерны пологие северо-западные и крутые разломные юго-восточные борта. Максимальная глубина их (по геофизическим данным) достигает 2000–4000 м [24].

#### МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ РАБОТ

В процессе работ применялась методика газогеохимических исследований, включающая в себя ПГС, отбор породных и водных проб для опре-

деления качественного состава газа и газонасыщенности подземных и поверхностных вод, с привлечением материалов снежно-покровных газовых съемок и углеразведочных работ. Лабораторный комплекс исследований заключался в проведении дегазационных и хроматографических полевых (хроматограф АХТИ-ТИ) и стационарных (хроматограф Кристал-Люкс-4000м) работ. Весь комплекс исследований выполнен в соответствии с действующими в настоящее время нормативными инструкциями и методическими руководствами [11, 16, 21]. Основой камеральной

обработки полученных результатов служил статистический анализ газогеохимических показателей более 400 газовых проб, позволивший проведение генетического классифицирования и площадного районирования разных по происхождению углеводородных газов с целью оценки перспектив нефтегазоносности.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСХОДНЫХ ПОНЯТИЙ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОГО И ГЕНЕТИЧЕСКОГО КЛАССИФИЦИРОВАНИЯ

Существующие в настоящее время классификации ПГ, наиболее популярная из которых разработана В.А. Соколовым в 1965–1971 гг., не сопровождаются количественными показателями [22]. Аналогичные классификации [5, 10, 17, 21] основаны на объемных показателях (% , р.р.м и др.), отображающих больше качественную характеристику газов. Результаты исследований и анализ фактических материалов состава ПГ показали, что газогеохимическое и генетическое классифицирование УВГ на основе количественных показателей (молекулярной массы УВ фракции, весовой доли каждого компонента УВ фракции и их соотношений – этановых и бутановых коэффициентов) является более достоверным и представительным для углеводородных бассейнов Востока России (табл. 1) [9].

**Молекулярная масса углеводородной фракции природных газов** –  $M_{ув}$  (средневзвешенная величина по молекулярной массе индивидуальных членов ряда  $C_1-C_5$ ) – является газогеохимическим показателем суммирующего типа, и поэтому случайные отклонения в концентрациях любого из членов фракции слабо сказываются на его значении. Положительное качество  $M_{ув}$  состоит в том, что он позволяет сопостав-

лять разнотипные ПГ (например, свободные и водорастворенные газы) при статистической обработке значительных по объему выборок. Установлено, что ПГ разных генетических типов обладают более или менее специфическим распределением величины  $M_{ув}$  (табл. 1) [4, 9].

**Весовая концентрация углеводородной фракции** также является достоверным газогеохимическим показателем разных по происхождению ПГ. Для ПГ угольных месторождений, газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей характерно круто нисходящее распределение весовых долей индивидуальных УВ в сторону высокомолекулярных компонентов (табл. 1). Закономерность  $C_n > C_{n+1}$  практически не нарушается. Данная закономерная изменчивость характеризуется В.Ф. Никоновым как признак генетической связи между членами УВ фракции указанных типов ПГ [18]. С учетом правомерности этого допущения, можно, по-видимому, рассматривать УВГ угленосных формаций, газовых залежей и магматических образований Среднеамурского осадочного бассейна в качестве членов определенной газогеохимической системы, т.е. как совокупность взаимосвязанных и расположенных в определенном порядке элементов целостного структурного газополигенетического образования (табл. 1). Специфической особенностью ПГ газонефтяных и нефтяных залежей является незакономерное распределение весовых долей УВ в виде  $C_n = C_{n+1}$ ,  $C_n > C_{n+1}$  и  $C_n < C_{n+1}$ . Различия в соотношениях между соседними УВ и значительные вариации в весовых концентрациях не позволяют рассматривать их в качестве единой системы. УВГ являются газовой смесью различного генезиса, компоненты которой генерируются при наложении и со-

Таблица 1. Средние газогеохимические показатели углеводородной фракции  $C_1-C_5$  природных газов разных генетических типов осадочных бассейнов Востока России [9].

Тип природных газов, группа и подгруппа	Компоненты, весовые доли на 1000					$M_{ув}$	Газогеохимические коэффициенты			
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$		1К $C_2$	2К $C_2$	3К $C_2$	Кпр.
ПГ современных осадков	999	1	сл.	сл.	0	16.05	-	-	-	-
Газовых залежей*	983	9	4	3	1	16.19	1.1	2.2	3.0	7
Угольных месторождений**	974	18	4	3	1	16.26	2.2	4.5	5.2	13
Магматических пород	939	40	16	4	1	16.57	1.9	2.5	2.8	10
Конденсатно-газовых залежей	875	69	32	16	8	17.25	1.2	2.2	2.7	35
Газоконденсатных залежей	801	90	51	34	24	18.19	0.8	1.8	2.4	60
Нефтегазовых залежей	740	139	71	33	17	18.82	1.0	2.0	2.4	65
Газонефтяных залежей	505	151	158	125	61	23.20	0.4	1.0	1.7	116
Нефтяных залежей	377	176	202	166	79	26.38	0.4	0.9	1.7	145

Примечание. \* – областей кайнозойской складчатости, \*\* – с развитием регионально метаморфизованных углей.



вместном протекании как минимум двух автономных процессов: собственно газообразования и нефти (газо)образования.

**Газогеохимические коэффициенты** позволяют различать формы нахождения скоплений газа и косвенно характеризуют его происхождение.

**Этановые коэффициенты.** Математическое выражение *первого коэффициента*:

$$1KC_2 = qC_2 : \sum q TУВ - qC_2,$$

*второго этанового коэффициента*:

$$2KC_2 = qC_2 : qC_3$$

и *третьего коэффициента*:

$$3KC_2 = q(C_2 + C_4) : qC_3,$$

где  $qC_2$ ,  $C_3$  и  $C_4$  – весовые концентрации этана, пропана и бутана, соответственно, в долях целого на 1000,  $\sum q TУВ$  – весовая суммарная концентрация тяжелых гомологов метана [4, 9]. По значениям  $KC_2$  в регионе по фазовому состоянию и косвенной генетической принадлежности выделяются 4 типа ПГ: **сухие (метановые)** – угольных месторождений, **сухие** – минеральных источников и магматических образований, газогидратных и газовых залежей; **жирно-сухие** – грязевых вулканов и термальных источников, конденсатно-газовых залежей; **жирные** – газоконденсатных и конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей [9].

**Коэффициент превращенности УВ фракции.** Оценка превращенности УВ фракции по соотношению в нем гомологов метана, как правило, осложняется как поступлением в скопления газа новых УВ, так и выносом водами и диффузией имеющих компонентов. С увеличением температуры происходит перераспределение гомологов метана – превращение пропана в этан и бутан, а также пропана и бутана в этан и пентан. В связи с этим А.Н. Резниковым [5, стр. 314] в 1965 г. был предложен коэффициент превращенности  $K_{пр} = (C_2 \times C_4) : C_3$  (в объемных %), в интерпретации [9]  $K_{пр} = q(C_2 \times C_4) : qC_3$ . ПГ региона можно разделить по  $K_{пр}$  на 4 основные группы: (1–20) низкой, (21–60) – средней, (61–100) – повышенной и более 100 – высокой степени превращенности (табл. 1).

**Бутановый коэффициент** ( $KC_4 = iC_4H_{10} / nC_4H_{10}$ ), как установлено газогеохимическими работами [5, 10, 13, 17, 18], имеет корреляционно-генетическое значение. Для нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых месторождений он изменяется от 0.3 до 1,1.

Необходимо подчеркнуть, что выбор и применение достаточно информативных признаков для разнотипных ПГ наталкивается на значительные трудности. Часть из них связана с самой сущностью процесса газообразования, более универсального и масштабного по сравнению с нефтеобразованием, другая – с про-

цессами миграции. Повышенная миграционная способность газов, разнообразие форм газопереноса в природной среде и широкая распространенность газообразовательного процесса приводят к формированию полигенных УВ скоплений. Показатели последних подчиняются правилам аддитивности, т.е. образования путем последовательного накопления УВ разного состава и фазового состояния при пересечении ловушки разных генетических зон, что наглядно отмечается в углефтегазоносных бассейнах Востока России, где продукты генерации разных газоматеринских толщ вследствие вышеуказанных процессов суммируются, а генетические особенности газовой фазы как бы сглаживаются. Чем масштабнее фаза газообразования, тем труднее выделить в разрезе материнские породы и наоборот, характер мелких, непромышленных УВ скоплений обычно отражает особенности исходного ОВ материнских пород [4, 5, 9, 10].

Классификация УВ скоплений проводилась на основе трех групп показателей: в первую очередь –  $M_{УВ}$ , во вторую – весовых коэффициентов-соотношений, в третью – распределения весовых долей УВ.

#### ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ВЫПОЛНЕННЫХ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

При проведении в 1996 г. предварительной разведки на Ушумунском месторождении были определены компонентный состав ПГ, газовая зональность и газоносность углей и вмещающих пород. По преобладанию того или иного газового компонента в ПГ установлены 3 газовые подзоны: углекисло-азотных (в интервале глубин 0.5–50 м), метано-азотных (30–300 м), азотно-метановых (300–450 м) газов и зона метановых газов ( $CH_4$  более 80 %, глубина 350–500 м). Три первые подзоны составляют зону газового выветривания (ЗГВ). По результатам работ метаноносность угольных пластов в ЗГВ не превышала 2–3, а в зоне метановых газов (ЗМГ) – 5–6 м<sup>3</sup>/т с.б.м. (тонна сухой беззольной массы).

В результате проведения эколого-газовой съемки в подпочвенном газе были установлены линейные аномалии углекислого газа (до 1 % и более) в зонах предполагаемых выходов угольных пластов под наносы и “мозаичные” локальные аномалии УВГ до 0.02 % [9]. Результаты бурения и вскрышных работ подтвердили местоположение выходов рабочих пластов угля в зонах максимальных концентраций  $CO_2$  и  $CH_4$ .

Снежно-покровной газовой съемкой 2004 г. в северо-восточной части БГ были установлены аномалии УВГ (рис. 3) – до 0.00106 %, в том числе по  $CH_4$  – до 0.0008;  $C_2H_6$  – до 0.0003;  $C_3H_8$  – до 0.000002;  $i-C_4H_{10}$  – до 0.00014 и  $n-C_4H_{10}$  – до

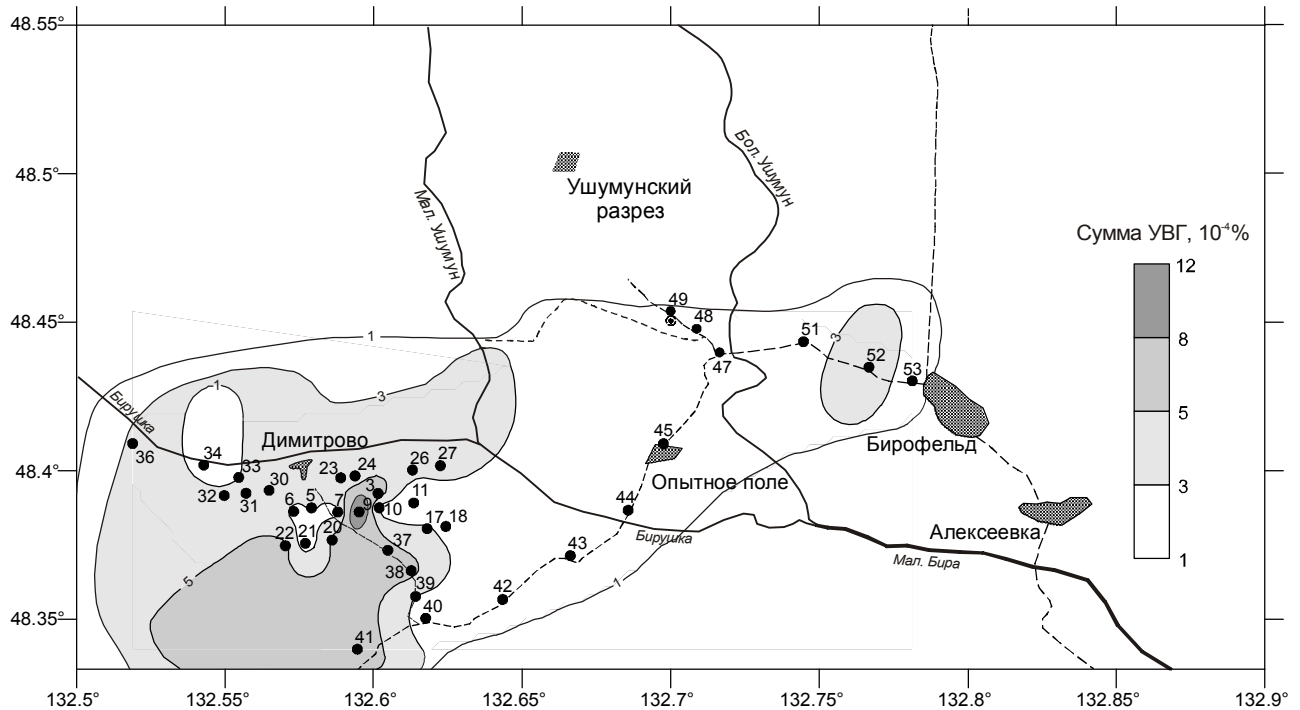


Рис. 3. Схема распределения углеводородных аномалий в северо-восточной части Бирюфельдского грабена по данным снежно-покровной газовой съемки 2004 г.

0.00015 % [19, 24]. Анализ полученных газогеохимических данных 2004–2005 гг. указывает на присутствие в снежном покрове жирно-сухих и жирных газов нефтегазового и газонефтяного ряда с примесью углеметаморфогенных газов (табл. 2).

Геолого-оценочные исследования и подсчет нефтегазового потенциала БГ делались неоднократно в период 1990–2009 гг. [2, 3, 24]. В.Г. Варнавский в работе [3, стр.117] пришел к заключению, что в нефтеносном отношении кайнозойский комплекс интереса не представляет, но газоносность его несомненна. Однако в грабенах Итун-Иланской ветви Тан-Лу доказана не только газоносность, но и нефтеносность кайнозойского комплекса и угленосность нижнемеловых толщ, прослеживающихся от китайской границы на российскую территорию [28–30]. Количественные оценки газоресурсной базы газоносных толщ БГ варьируют от 4.5 до 7.7 млн т у. т. (тонн условного топлива) (в среднем 13.5 млрд м<sup>3</sup>) при плотности 5–8.6 тыс. т/км<sup>2</sup> (до 15 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>).

#### ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

В результате проведенных исследований в составе ПГ установлены следующие основные (более 1%) газовые компоненты: азот, углекислый газ, кислород и метан. В составе газовой смеси ПГ установ-

лены микропримеси (менее 0.1 %) водорода (H<sub>2</sub>) – до 0.00067, гелия (He) – до 0.000024, этана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) – до 0.013, этилена (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) – до 0.00001, пропана (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) – до 0.0006, бутана (i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) – 0.0002, в единичных пробах пропилена (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>) – до 0.000004, пентана (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) – 0.0000006 и сероводорода (H<sub>2</sub>S) – 0.00028 % (табл. 3–5).

**Углекислый газ.** Концентрации CO<sub>2</sub> в подпочвенном газе варьируют от 0.1 до 2.3 %, в среднем составляя по исследованной площади 0.38 %. Максимальные его содержания установлены в северо-западной части Ушумунского прогиба в зоне выходов угольных пластов – до 2.3 % и в юго-восточной, приуроченной к основному грабенообразующему разлому (т. 34, рис. 4) – 2.2 %. В этих же зонах в водорастворенных газах подземных вод в скважинах зафиксированы максимальные концентрации 44 % (рис. 4, т. 37 – 8.2 см<sup>3</sup>/л) и 37 % (т. 35, до 13 см<sup>3</sup>/л), причем за пределами грабена в водозаборной скважине п. Бирюфельд (т. 41) его содержание в подземных водах на порядок ниже и не превышает 3 % (0.6 см<sup>3</sup>/л).

Основное количество CO<sub>2</sub> образуется в зоне активного газовообмена угленосных отложений в результате окислительных реакций угольного и органического вещества. Углекислотонасыщенность подземных вод достигает максимальных

**Таблица 2. Средний состав УВ фракции и газогеохимические показатели газов снежного покрова по данным работ в Бирофельдском грабене [9, 19, 24].**

Местоположение в структуре	Компоненты УВ, объемные %				Газогеохимические показатели				
	Компоненты УВ, весовые доли на 1000				M <sub>ув</sub>	коэффициенты			
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>		1KC <sub>2</sub>	2KC <sub>2</sub>	3KC <sub>2</sub>	K <sub>пр</sub>
Северо-восточная часть, 2004 г. (38)	$\frac{62}{398}$	$\frac{25}{300}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{13}{302}$	25.0	1.0	-	-	-
Центральная часть, 2005 г. (47)	$\frac{75}{525}$	$\frac{11}{144}$	$\frac{4}{76}$	$\frac{10}{254}$	22.9	0.4	2.0	5.2	481

Примечание. В скобках указано количество проб.

**Таблица 3. Средний компонентный состав почвенного газа.**

№/№ точек	Состав газа, объемные %										
	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
<i>Димитровское поднятие</i> (подпочвенно-газовый разрез III – III)											
1–11	21.65	77.99	0.37	0.000214	0.0000058	0.00135	0.0000013	0.000121	0.000051	0.0000011	0.0000013
<i>Ушумунский прогиб</i> (II – III)											
20–34	21.66	77.91	0.43	н.о	н.о	0.00035	0	0.000059	0.0000017	0.0000005	0.0000006
<i>Ушумунский прогиб</i> (II – II)											
14–19, 36	21.85	77.79	0.36	0.000042	0.0000019	0.00069	0	0.000012	0.0000056	0.0000004	0.0000010
<i>Ушумунский прогиб</i> (I – I)											
42–47	21.74	77.86	0.41	н.о	н.о	0.00019	0	0.0000023	0.0000014	0.0000007	0.0000003

**Таблица 4. Средние концентрации водорастворенных газов в подземных и поверхностных водах.**

Место отбора	Компонентный состав, объемные %										
	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
реки	18.04	16.42	0	0.07064	0.000002	0.000080	сл.	0.000011	0	0.0000011	
колодцы	28.06	14.87	сл.	0.00320	0.000005	0.000109	0.000001	0.000044	0.0000011	0.0000013	
скважины	29.84	6.09	0.00001	4.66867	0.000001	0.019802	0.000001	0.008984	0.0013514	0.0014067	

**Таблица 5. Средняя газонасыщенность подземных вод и поверхностных водотоков.**

Место отбора	Газонасыщенность газовыми компонентами, см <sup>3</sup> /л							Общая газонасыщенность, см <sup>3</sup> /л
	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
реки	1.71	1.70	6.04	0.00574	0.000006	сл.	0.000002	9.45
колодцы	4.96	2.81	10.38	0.00058	0.000032	0.000010	0.000004	18.15
скважины	7.12	1.04	12.04	1.69166	0.001124	0.000051	0.000018	21.82

значений в скважинах – 12.9, в колодцах – 6.2 и в речных водотоках – 2.4 см<sup>3</sup>/л, причем в Ушумунском прогибе ее значения в 1.5–2 раза выше, чем на Димитровском поднятии. Углекислотоносность угольных пластов составляет 5 м<sup>3</sup>/т с.б.м, вмещающих пород – 1.2 м<sup>3</sup>/т.

**Сероводород** установлен в составе свободного и водорастворенного газа гидрогеологической скважи-

ны (т. 37) в пределах горного отвода угольного разреза Ушумунский в концентрациях до 0.000284 %.

**Водород и гелий** фиксировались в почвенных и водорастворенных газах в зоне глубинного разлома и его апофизов юго-восточного борта грабена на Димитровском поднятии в концентрациях до 0.00067 и 0.00002 % и в аналогичных зонах Ушумунского прогиба – 0.00023 и 0.000009, соответственно.

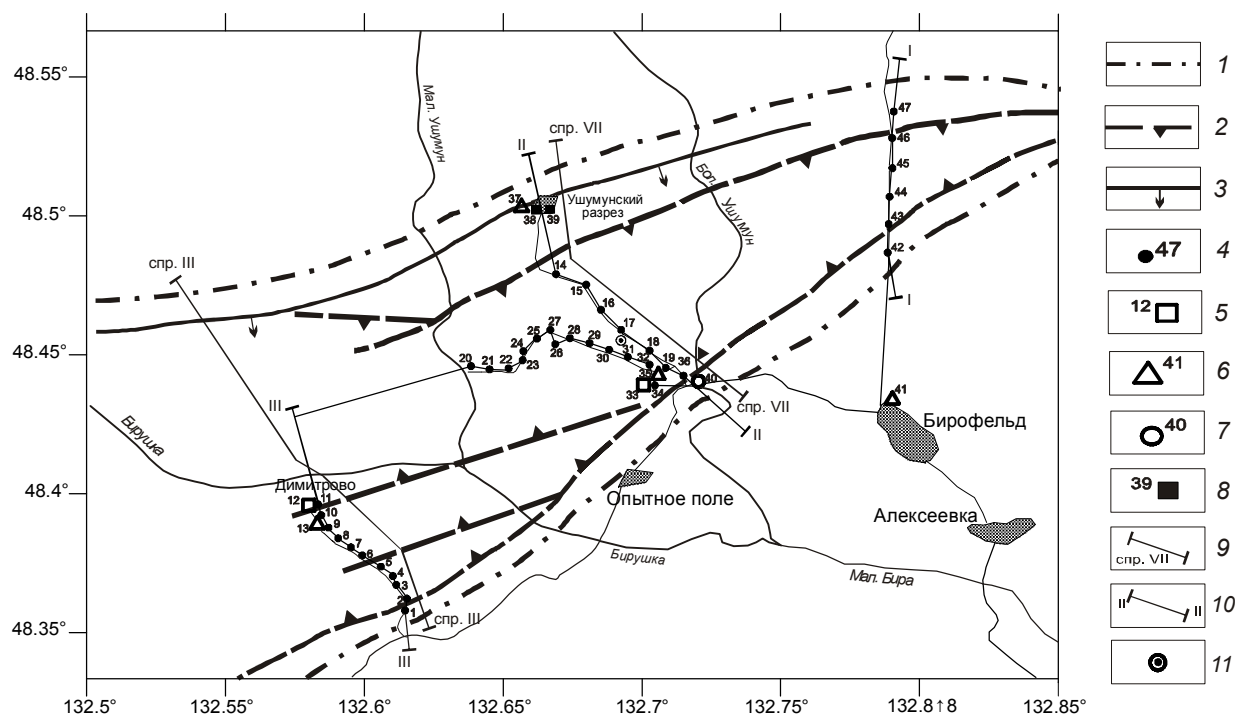


Рис. 4. Схема расположения точек газогеохимических исследований 2010 г. в Бирофельдском грабене.

1 – границы Бирофельдского грабена; 2 – тектонические нарушения; 3 – выходы угольных пластов под четвертичные отложения; 4–7 – точки газогеохимического опробования: подпочвенной съемки (4), в колодцах (5), в скважинах (6), поверхностного водного источника (7); 8 – точка отбора образцов угля в герметические сосуды; 9 – номер сейсмического профиля; 10 – номер газогеохимического профиля; 11 – скважина опорно-параметрического бурения 1/3-ОК (1962 г.).

Приуроченность аномалий водорода и гелия к зонам тектонических нарушений говорит о миграционной природе этих газов (рис. 5, 6). Кроме того, отсутствие в кайнозойских отложениях радиоактивных минералов, генерирующих гелий, также указывает на то, что его источник находится в подстилающих отложениях и, по-видимому, подтверждает глубокий генезис He [7, 8, 14].

**Метан** установлен во всех пробах подпочвенного газа в концентрациях от 0,00009 до 0,00643 %, водорастворенного газа – от 0,00021 до 18,40 % (6,4 см<sup>3</sup>/л). Как уже указывалось ранее, концентрации метана в угольных пластах закономерно возрастают с увеличением глубины их залегания и достигают 80 % в зоне метановых газов на глубинах 350–400 м. Максимальные концентрации СН<sub>4</sub> установлены на тектонически нарушенных участках юго-восточного и северо-западного бортов грабена (рис. 5–7) в зонах активной разгрузки газонасыщенных мезозойско-кайнозойских отложений. Обращают на себя внимание высокие значения метанонасыщенности поверхностных вод (табл. 5), обусловленные, вероятно, процессами размыва реками выходов угольных пластов.

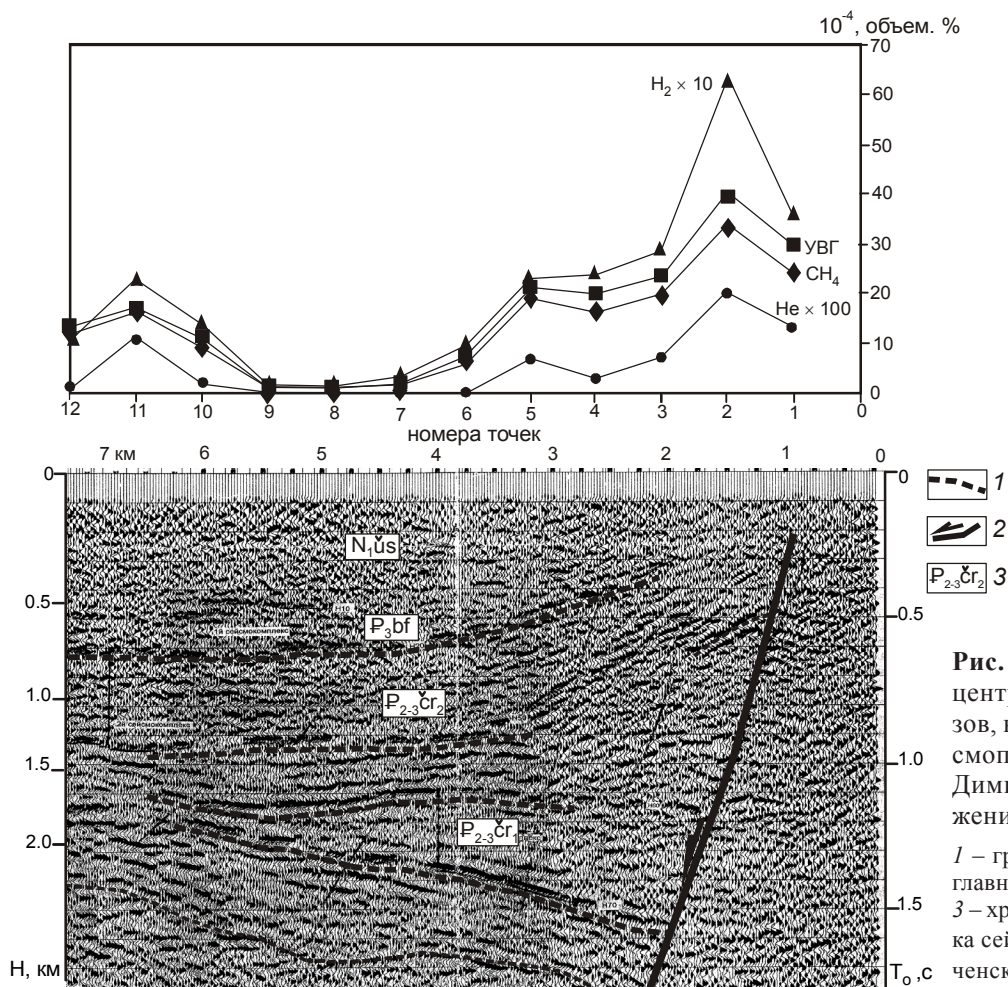
**Тяжелые углеводороды** представлены в подпочвенном газе гомологическим рядом этан–бутан и их изоморфами (этиленом и изобутаном, табл. 3, 4, 5).

В водорастворенных газах, отобранных из скважины (т. 35, рис.4), зафиксирован пропилен и пентан в концентрациях 0,000004 и 0,0000006 %. Наблюдается приуроченность зон аномальных концентраций ТУВ к тектонической системе юго-восточного борта грабена, в меньшей степени – к северо-западной (рис. 5–7).

#### ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОЕ И ГЕНЕТИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БИРОФЕЛЬДСКОГО ГРАБЕНА

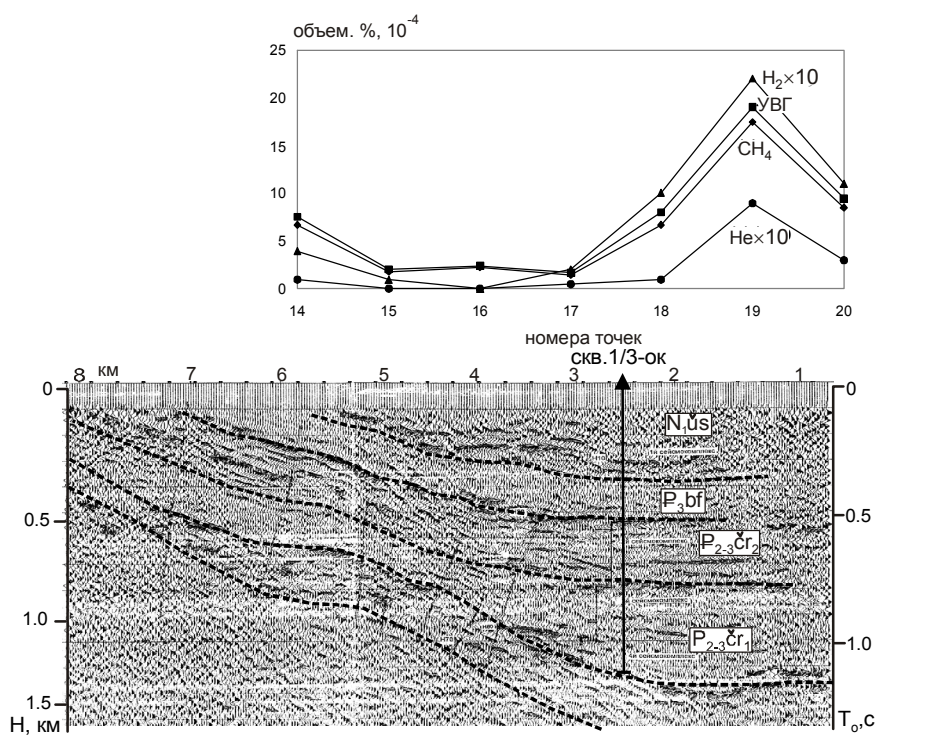
По результатам расчета и анализа газогеохимических показателей  $M_{ув}$ , генетических коэффициентов-соотношений и распределения весовых долей УВ проведено газогеохимическое районирование исследованной площади и оконтуривание предполагаемых газогенетических зон с доминирующим распределением разных по происхождению ПГ: современных осадков, угленосных отложений, магматических





**Рис. 5.** Графики изменения концентраций углеводородных газов, водорода и гелия вдоль сейсмопрофиля III, пересекающего Димитровское поднятие (положение профилей см. на рис. 4).

1 – границы сейсмокомплексов; 2 – главный грабенообразующий сброс; 3 – хроностратиграфическая привязка сейсмокомплексов (сг – чернореченская, bf – бирофельдская, иш – ушумунская свиты).



**Рис. 6.** Графики изменения концентраций углеводородных газов, водорода и гелия вдоль сейсмопрофиля VII, расположенного в Ушумунском прогибе (положение профилей см. на рис. 4, условные обозначения рис. 5).

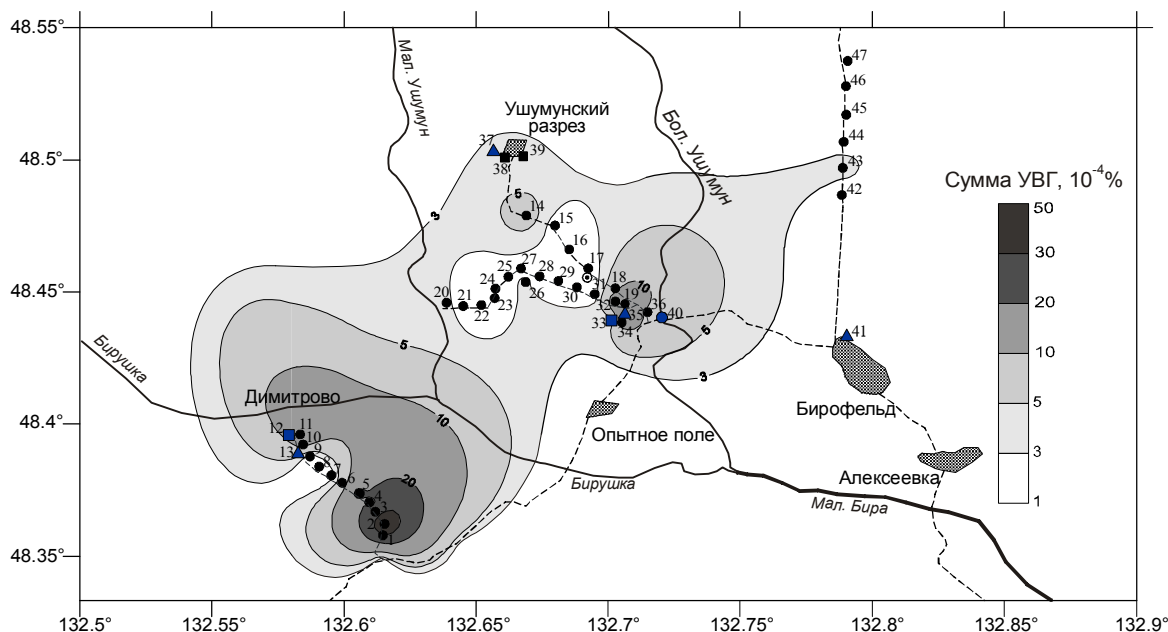


Рис. 7. Схема распределения углеводородных аномалий в северо-восточной части Бирофельдского грабена, по данным подпочвенной газовой съемки 2010 г.

образований, газовых, конденсатно-газовых, газо-конденсатных и нефтегазовых скоплений.

Северо-восточная часть Ушумунского прогиба (газогеохимический профиль ГПП I–I, рис. 2, 4) характеризуется смешанным (полигенетическим) составом ПГ (табл. 6, рис. 8, 9). Здесь присутствуют газы современных осадков с  $M_{ув} = 16.07–16.08$ , угле-метаморфогенные газы (16.26–16.27) и газы магматических образований (предположительно эффузивов основного состава – т. 42,  $M_{ув} = 16.58$ ), в меньшей мере миграционные жирно-сухие газы подстилающих конденсатно-газовых скоплений (т. 43,  $M_{ув} = 17.31$ ) со значением бутанового коэффициента  $КС_4 = 0.5$ , при этом в целом для всей площади его показатели изменяются от 2 до 4.4, в среднем составляя 2.3.

Центральная и юго-западная части Ушумунского прогиба (ГПП II–II, II–III) характеризуются доминирующим развитием сингенетичных сухих ПГ угленосных отложений, газовых скоплений кайнозойского комплекса и современных осадков (табл. 6–8, рис. 8, 9) с примесью миграционных жирно-сухих и жирных газов конденсатно-газовых, газоконденсатных скоплений (т.т. 19, 32, 33). Значения бутанового коэффициента изменяются от 0.75 до 1, в среднем составляя 0.92.

Димитровское поднятие (т.т. 1–13, рис. 8, 9) характеризуется доминирующим развитием жирных миграционных газов газоконденсатных и нефтегазовых скоплений (табл. 6) со средними показателями  $M_{ув} = 18.4$  и  $КС_4 = 0.85$ , повышенной и высокой сте-

пенью превращенности УВ фракции (средн.  $K_{пр} = 65$ ) и органического вещества, преобразованного до уровня градаций катагенеза  $МК_3–МК_4$  [24]. Здесь же установлена локальная зона с газогеохимическими показателями, характерными для ПГ магматических образований (т.т. 11, 12,  $M_{ув} = 16.57–16.58$ ).

#### ГЕНЕТИЧЕСКИЕ И ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ИССЛЕДОВАННОЙ ПЛОЩАДИ

Газы современных осадков имеют повсеместное распространение, характеризуются весовыми концентрациями метана 996–998 (в составе подпочвенного газа 0.00009–0.0002, водорастворенного – до 0.0029 объем. %) и значениями  $M_{ув}$  в пределах 16.04–16.07, т. е. они относятся к сухим (метановым) биохемогенным газам с примесью миграционных УВ в зонах тектонической нарушенности из подстилающих газонасыщенных отложений с очень низкими значениями  $K_{пр}$  (1 и менее).

Газы угленосных отложений по показателям  $M_{ув}$  очень близки к ПГ газовых скоплений и, хотя характеризуются практически двукратным превышением этановых коэффициентов и коэффициента превращенности УВ фракции (табл. 1, 7), трудно отличаются от последних. В целом, по-видимому, эти две зоны кайнозойских отложений ушумунской, бирофельдской и чернореченской свит целесообразно рассматривать как единую газогенетическую систему ( $M_{ув} = 16.10–16.30$ ,  $K_{пр} = 2–12$ ), связанную с катагене-

Таблица 6. Средний состав УВ фракции и газогеохимических показателей подпочвенного газа

Состав УВГ, объемные %				Весовые концентрации, в долях на 1000				M <sub>ув</sub>	Газогеохимические коэффициенты			
C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4		1КC2	2КC2	3КC2	K <sub>пр</sub>
Ушумунский прогиб (ГТП I-I)												
98.41	0.84	0.46	0.29	963	15	13	9	16.40	1.1	1.5	2	11
Ушумунский прогиб (ГТП II-II. II - III)												
98.58	0.96	0.32	0.14	968	18	9	5	16.33	1.7	2.6	3.2	11
Димитровское поднятие (ПГР III - III)												
89.11	8.65	2.92	1.33	778	109	71	42	18.40	1.0	1.5	2.1	65

Таблица 7. Газогеохимические показатели газов угольных пластов Ушумунского бурогоугольного месторождения.

№/№ точек	Глубина отбора, м	Состав УВГ, объемные %				Весовые концентрации, в долях на 1000				M <sub>ув</sub>	Газогеохимические коэффициенты			
		C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4		1КC2	2КC2	3КC2	K <sub>пр</sub>
38	42	98.8	0.97	0.19	0.03	975	18	5	2	16.26	2.6	3.6	4.0	7
39	45	98.8	1.04	0.12	0.04	977	18	3	2	16.24	3.6	6.0	6.7	12
сред.						976	18	4	2	16.25	3	4.5	5	9

Таблица 8. Состав УВ фракции и молекулярной массы водорастворенных газов.

№/№ точек	Состав УВГ, объемные %				Весовые концентрации в долях на 1000				M <sub>ув</sub>
	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	
40p*	99.83	0.12	0.02	0.08	994	2	1	3	16.10
48p**	99.88	0.11	0.01	0	997	2	1	сл.	16.06
12к	97.58	1.42	0.94	0.06	947	26	25	4	16.51
33к	92.51	5.51	1.60	0.38	851	95	40	14	17.43
13скв.	99.83	0.16	0.01	0	993	3	3	1	16.11
35скв.	99.90	0.08	0.01	0.01	995	3	1	1	16.11
37 скв.	99.93	0.04	0.03	0	998	1	1	сл.	16.06
41 скв.	99.86	0.11	0.01	0.02	996	2	1	1	16.07

Примечание. \* – р. Большой Ушумун, \*\* – р. Щукинка

тическими процессами преобразования органического (угольного) гумусово-сапропелевого и сапропелево-гумусового вещества подстадий катагенеза ПК<sub>2</sub>–МК<sub>1</sub> (по угольной шкале – 2Б–3Б–Д) (рис. 8, 9).

Природные газы газовых скоплений имеют широкое распространение в пределах северо-восточной части Бирофельдского грабена (рис. 9). Показатели M<sub>ув</sub>, газогеохимических коэффициентов и данные по [24] указывают на то, что процессы газообразования в кайнозойских отложениях связаны с катагенетическим преобразованием несформировавшихся асфальтоподобных продуктов незрелого органического вещества, что подтверждается низкими значениями показателя превращенности УВ фракции (K<sub>пр</sub> в пределах 2–5, рис. 8) на стадиях катагенеза ОВ ПК<sub>2</sub>–ПК<sub>3</sub> (2Б–3Б).

Газы магматических образований, установленные как в водорастворенных, так и подпочвенных газах (рис. 8), характеризуются показателями M<sub>ув</sub> (16.57–16.58) и низкими значениями K<sub>пр</sub> (до 15). Они генетически связаны, по всей вероятности, с подстилающими меловыми эффузивными комплексами кислого и основного состава, которыми в ряде случаев обусловлено формирование в подпочвенном слое и подземных водах вблизи разломов зон с аномальными концентрациями водорода.

В пределах исследованной площади грабена установлены зоны доминирующего развития жирносухих и жирных ПГ, с газогеохимическими показателями, характерными для конденсатно-газовых и газоконденсатных скоплений, имеющие в плане в Ушумунском прогибе и Димитровском поднятии линей-

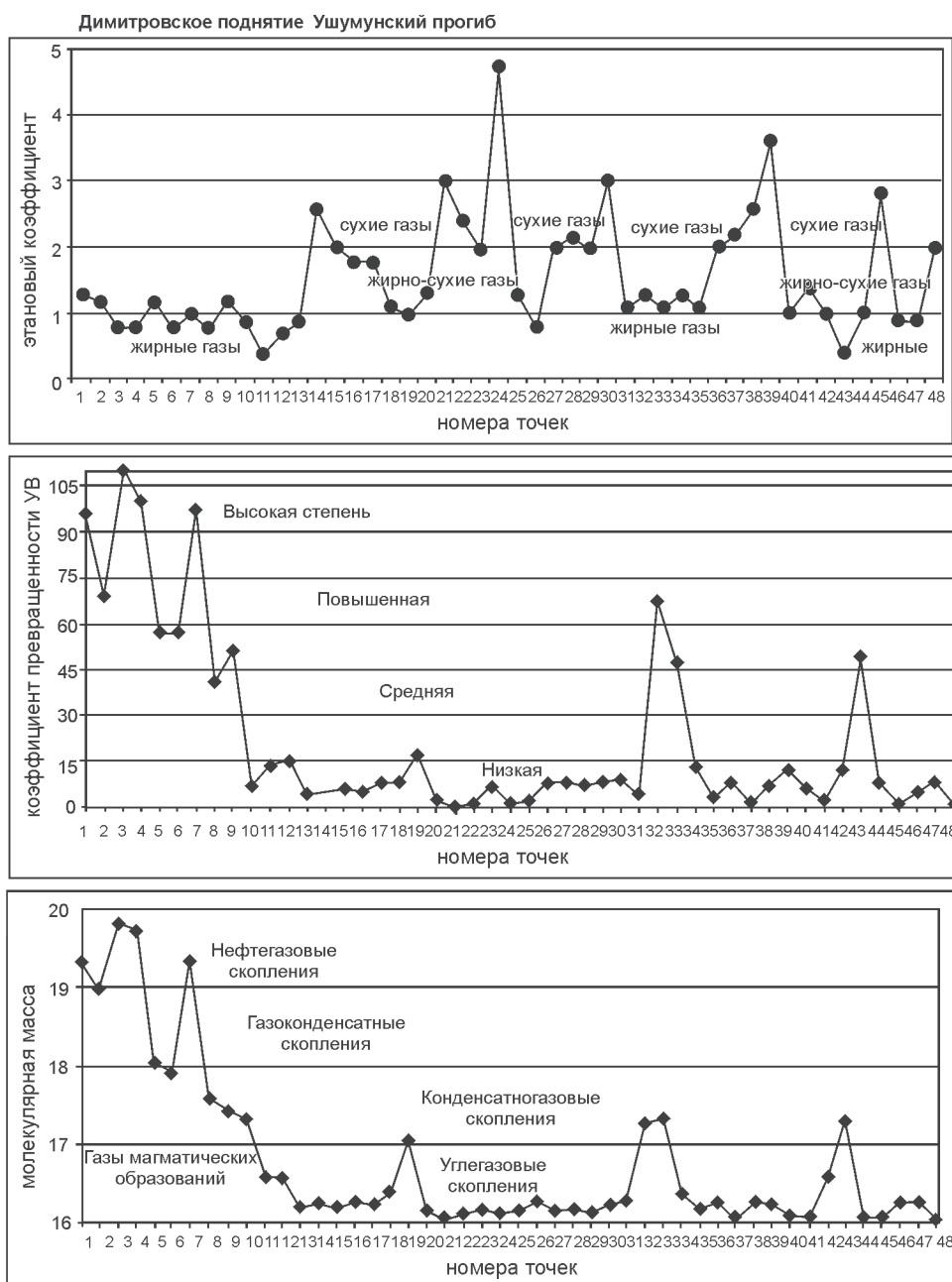


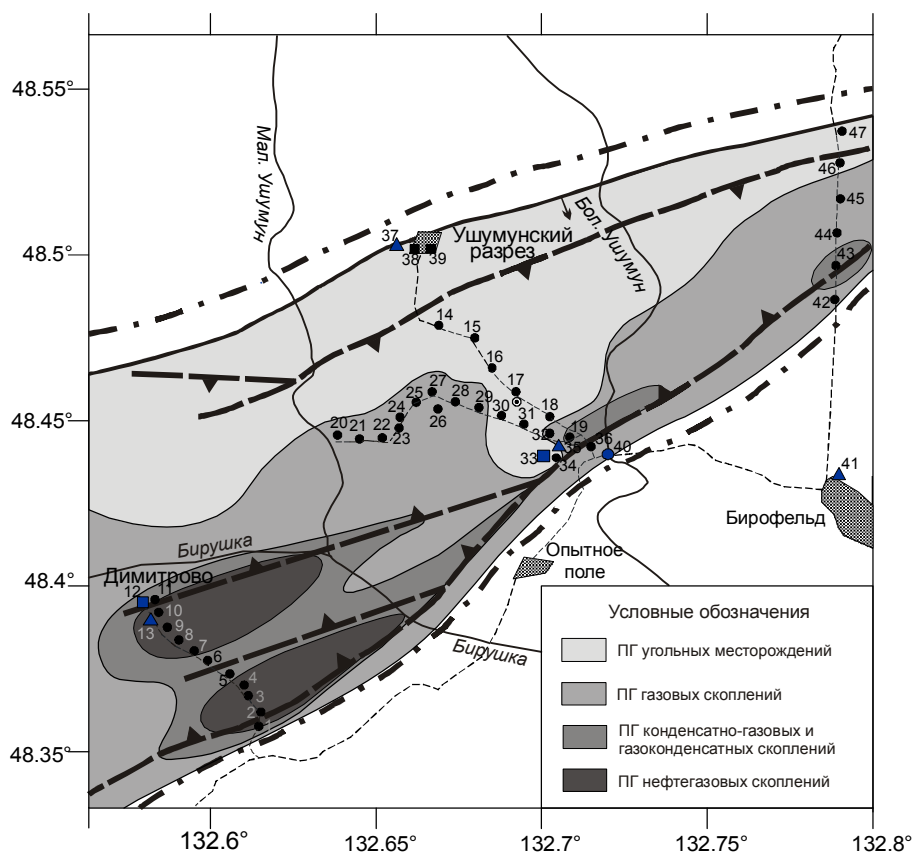
Рис. 8. Графики распределения показателей  $1K_{C_2}$ ,  $K_{пр}$  и  $M_{ув}$  в точках газогеохимических работ.

ный характер распределения и приуроченные к юго-восточному грабенообразующему разлому (рис. 8, 9). Показатели  $M_{ув}$  данных скоплений, варьирующие от 17 до 18,6, значения  $K_{пр}$  от 30 до 65, специфическое распределение этановых коэффициентов и весовых долей индивидуальных УВ позволяют достаточно уверенно идентифицировать данный генетический тип УВГ.

Углеводородные газы нефтегазовых скоплений, установленные газогеохимическими исследованиями на площади Димитровского поднятия, приурочены к

клиновидной, тектонически нарушенной системе юго-восточного борта грабена (рис. 5–9). Эта приуроченность, вероятно, обусловлена миграцией УВ этого генетического типа из меловых толщ в кайнозойские отложения, что находит свое подтверждение в исследованиях В.А. Маркова и Т.А. Рязановой [14, 24]. Следует отметить, что органическое вещество мелового угленосного комплекса, по данным исследований [24], преобразованное на уровне градаций катагенеза от  $МК_1$  до  $МК_3$ – $МК_4$ , вступило в главную фазу нефтеобразования (слабо проявившуюся) и





**Рис. 9.** Схематическая карта газогеохимического районирования разных по происхождению природных газов северо-восточной части Бирофельдского грабена.

нижнюю – газообразования. Миграция УВГ осуществляется по зоне разлома и оперяющих его тектонических нарушений (рис. 5, 9), сопровождается процессами их смешивания и образования полигенезисных УВ смесей с показателями  $M_{ув}$  от 18.6 до 20,  $K_{пр}$  от 65 до 110, этановых коэффициентов (0.8–1.6–2.4) и бутанового коэффициента (0.7–1.1), характерных в газогеохимическом отношении для газоконденсатных и нефтегазовых скоплений (табл. 1).

#### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ДАННЫМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе работ установлено, что основная масса УВГ образовалась в процессе катагенеза органического вещества (ОВ). Это положение признается большинством исследователей углеводородных бассейнов и не вызывает сомнений. Дискуссии ведутся, в основном, по поводу масштабов газообразования при переходе ОВ (углей) от одной стадии катагенеза к другой. Экспериментальными исследованиями [23] установлено, что в процессе преобразования 1 т гумусовых углей на стадиях метаморфизма  $ПК_1$ – $ПК_3$  генерируется  $69,7 \text{ м}^3$  УВГ до

$C_5$  включительно. Исходя из этих расчетов (с учетом коэффициента сохранности УВГ, равного для бурого углейных месторождений в среднем 7–10 % [8]) и данных о запасах и ресурсах углейных пластов [24], минимальные прогнозные ресурсы УВГ углейных пластов в северо-восточной и центральной площади грабена составят 5.4, газонасыщенных углевещающих пород – 1.1, в сумме –  $6.5 \text{ млрд м}^3$ . По геологическим критериям и промышленной значимости [8, 26], это соответствует мелкому газовому месторождению (1–10 млрд  $\text{м}^3$ ) с перспективами извлечения УВГ для обеспечения местного газоснабжения.

Природные нефте- и газопрооявления на поверхности в пределах БГ не зафиксированы, что свидетельствует о высокой степени закрытости недр и является положительным фактором. Данное положение находит свое отражение и подтверждение в результатах снежно-покровных и подпочвенных газовых съемок: большинство выявленных УВ аномалий, как правило, не превышают пятикратных значений фоновых показателей (0.0010 %) и лишь в единичных случаях достигают 0.002–0.004 % (20–40 р.р.м).



Исследованиями установлена вертикальная миграция УВГ магматических образований, конденсатно-газовых, газоконденсатных и нефтегазовых скоплений по зонам разломов из меловых отложений, являющихся не только нефте- и газоматеринскими формациями, но и нефте- и газогенерирующим комплексом, способствующим аккумуляции и формированию УВ скоплений в кайнозойских отложениях в тектонически закрытых приразломных структурах юго-восточного борта грабена и куполовидных поднятиях (рис. 5). Открытие крупных промышленных газовых залежей на исследованной площади грабена в кайнозойском породном комплексе представляется проблематичным, хотя установленные газогеохимические особенности исходного ОБ и ПГ газоматеринских кайнозойских и меловых пород указывают на наличие мелких и возможность формирования средних по масштабам газовых, конденсатно-газовых, газоконденсатных и нефтегазовых скоплений.

Выявленные в результате предварительных газогеохимических исследований аномальные зоны разных по происхождению и фазовому состоянию скоплений УВГ являются перспективными прогнозными площадями для постановки детальных нефтепоисковых работ на исследованной площади грабена в районе ст. Бирофельд (водозаборная скважина) и южной части Димитровского поднятия (рис. 9). Тем более, что в соседнем Китае месторождения нефти и газа в подавляющем большинстве формируются в зоне главного разлома грабенов на краю внутреннего поднятия [27, 29].

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газогеохимическими исследованиями в северо-восточной части Бирофельдского грабена установлены в подпочвенном слое аномальные поля и зоны углеводородных газов, приуроченные в большей степени к юго-восточному разлому и его апофизам.

Установлено, что молекулярная масса и весовая форма выражения состава УВ фракции  $C_1-C_4$  являются достаточно характерными показателями разнотипных по генезису УВГ Бирофельдского грабена. Применение газогеохимических коэффициентов (количественных показателей) позволяет проведение представительного анализа по распознаванию основных генетических групп ПГ.

По результатам газогеохимических исследований можно дать высокую оценку перспектив открытия в районе проведенных работ газовых и, возможно, газоконденсатных залежей. Полученные газогеохимические показатели в комплексе с сейсморазведочными работами являются базовой основой выяв-

ления и оконтуривания перспективных прогнозных площадей грабена и постановки на них буровых нефтегазопроисловых работ.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ванисов А.М., Клопов А.Л. Особенности газогеохимических съемок в Западной Сибири // Вестн. недропользователя ХМАО. 2008. № 19. С. 34–35.
2. Варнавский В.Г., Крапивенцева В.В., Кириллова Г.Л., Кузнецов В.Е. Перспективы нефтегазоносности рифтогенных структур Лобей-Бирофельдского звена системы разломов Тан-Лу (Приамурье) // Тихоокеан. геология. 1997. № 2. С. 93–102.
3. Варнавский В.Г. Седиментогенный аспект эволюции кайнозойских структур юго-западной части Среднеамурского осадочного бассейна и перспектив их нефтегазоносности (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. 2008. Т. 27, № 2. С. 107–118.
4. Велев В.Х. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов  $C_1-C_5$  в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. М.: Наука, 1981. С. 22–28.
5. Высоцкий И.В. Геология природного газа. М.: Недра, 1979. 392 с.
6. Вышемирский В.С., Конторович А.Е., Пастух П.И. Эффективность газовой съемки по снегу в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. № 1. С. 31–33.
7. Гресов А.И. Воздействие глубинной дегазации на формирование углегазоносных бассейнов юга Дальнего Востока // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы: Материалы Всерос. конф. М.: ГЕОС, 2008. С. 122–125.
8. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. I. Углеметановые бассейны Приморья, Сахалина и Хабаровского края. Владивосток: Дальнаука, 2009. 247 с.
9. Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов углегазоносных бассейнов Востока России // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 2. С. 105–121.
10. Ермаков В.И. Исследования углеводородных газов Предкавказья. М.: Недра, 1965. 140 с.
11. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М.: Недра, 1977. 56 с.
12. Калашникова А.С., Лазарев А.П., Трондин В.И. Сейсморазведочные работы МОГТ на территории Еврейской автономной области // Геофизика. Спец. вып. к 50-летию "Иркутскгеофизики". 1999. С. 29–32.
13. Карпов А.К., Раабен В.Н. Природные газы месторождений Советского Союза. (Справ. кн.) М.: Недра, 1978. 319 с.
14. Марков В.А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности впадин Советского Приамурья: Автореф. дис. ...канд. геол.-минер. наук. М.: МГУ, 1966. 18 с.
15. Меркулова Т.В., Кириллова Г.Л. Строение и перспективы нефтегазоносности северных звеньев Итун-Иланьской ветви системы разломов Тан-Лу // Тихоокеан. геология. 2004. Т. 23, № 6. С. 55–75.

16. Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого. М.: МинГео СССР, 1988. 68 с.
17. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 334 с.
18. Никонов В.Н. Тяжелые углеводороды и их соотношения в газах нефтяных и газовых залежей // Геология нефти и газа. 1961. № 8. С. 44–47.
19. Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л., Рапопорт В.П. О газоносности кайнозойских грабенов Среднеамурского осадочного бассейна по результатам газогеохимической съемки снежного покрова // Наука Северо-Востока России – начало века: Материалы Всерос. конф., посвящ. памяти акад. К.В. Симакова в честь его 70-летия. Магадан, 2005. С. 201–205.
20. Развозжаева Е.П., Меркулова Т.В. Строение Бирофельдского и Дитурского рифтогенных грабенов (Среднеамурский осадочный бассейн) по электро- и сейсморазведочным данным // Тектоника, глубинное строение и минерагения Востока Азии: V Косыгинские чтения: Материалы конф. 24–27 января 2006 г. г. Хабаровск / Ред. С.М. Родионов. Хабаровск: ИТиГ им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, 2006. С. 251–255.
21. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. Ростов-на-Дону: ВНИГРИуголь, 1985. 148 с.
22. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 334 с.
23. Соколов В.Л., Симоненко В.Ф., Гуляева Н.Ф. Экспериментальное изучение газообразования при углефикации // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества. М.: Наука, 1981. С. 72–83.
24. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. (Серия “Осадочные бассейны Востока России” / Гл. ред. А.И. Ханчук. Владивосток: ДВО РАН, 2009. 424 с.
25. Структуры и нефтегазоносность западной части Среднеамурской впадины / А.А. Врублевский, В.А. Ахмадулин, В.А. Буряк, В.Н. Воропаев, В.Н. Гуров и др. г. Владивосток: ДВО РАН ИКАРП, 1999. 86 с.
26. Угольная база России. Т. VI / Под ред. В.Ф. Череповского. М.: Геоинформмарк, 2004. С. 419–453.
27. Liu Zhao-jun, He Zhong-hua, Chen Yong-cheng et al. The Early Cretaceous prototype basin paleoreconstruction in eastern Heilongjiang Province // Workshop on petroleum geology and mineral resources in Northeastern Asia. Abstr. Vol. Changchun, China, 2008. P. 65.
28. Luo Qun, Bai Xinhua, Liu Xiaodong. Fill sequences in secondary sags and its petroleum geology significance in Tangyuan fault-depression // Xinjland Petrol. Geol. 1998. V. 19, N 2. P. 145–148.
29. Luo Qun. Fault characteristic and reservoir formation in Tangyuan fault-depression // Xinjiang Petrol. Geol. 1999. V. 2, N 2. P. 90–96.

*Рекомендована к печати А.Н. Диденко*

*A.I. Gresov, A.V. Yatsuk, A.I. Obzhirov, E.P. Razvozjaeva, G.L. Kirillova*

### **Gasogeochemical evaluation of prospects for oil-and-gas content in the Birofeld graben, Middle Amur sedimentary basin (Far East Russia)**

Results of gasogeochemical researches performed in different years in the Birofeld graben of the Middle Amur basin in combination with coal prospecting and geological-geophysical information are generalized. Data on the gas composition of a subsoil bed and snow cover, along with ground and surface waters, are given. Based on gasogeochemical and genetic indicators, hydrocarbon gases of different origin have been revealed, and basic laws governing their distribution have been established allowing preliminary evaluation of perspectives for coal, oil and gas content of the Birofeld graben.

**Key words:** natural gases, hydrocarbon fraction, gasogeochemical indicators, genesis, coal, oil and gas content, prognosis, perspectives, East Russia.