

**ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД  
БИРОФЕЛЬДСКОГО ГРАБЕНА СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА  
(ДАЛЬНИЙ ВОСТОК РОССИИ)**

**А.И. Гресов<sup>1</sup>, А.В. Яцук<sup>1,3</sup>, А.И. Обжиров<sup>1</sup>, Е.П. Развозжаева<sup>2</sup>**

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

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

<sup>3</sup>Дальневосточный федеральный университет, ул. Суханова, 8, г. Владивосток, 690091

Поступила в редакцию 13 мая 2017 г.

В процессе исследований в поверхностных и подземных водах Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна установлены аномальные концентрации растворенных газов, превышающие на порядок и более их фоновые значения. Определены основные геологические факторы, влияющие на формирование газового состава и газонасыщенности вод. Установлены газогеохимические показатели растворенных углеводородных газов, позволяющие оценить их генезис и перспективы нефтегазоносности Бирофельдского грабена.

**Ключевые слова:** подземные и поверхностные воды, растворенные газы, газонасыщенность, углеводороды, аномалии, генезис, прогноз нефтегазоносности, Бирофельдский грабен, Среднеамурский осадочный бассейн, Дальний Восток России.

#### **ВВЕДЕНИЕ**

Бирофельдский грабен (БГ) расположен в западной части Среднеамурского осадочного бассейна в пределах Биробиджанского района Еврейской автономной области. Рельеф района представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками 60–90 м, ограниченную на северо-западе и юго-востоке возвышенностями с относительными превышениями над равниной 60–200 м. Равнина заболочена. Климат района муссонный с суровой малоснежной зимой и жарким, дождливым летом. Среднегодовое количество осадков достигает 758 мм. Главными водотоками грабена являются реки Унгун, Малая Бира и ее притоки: реки Малый и Большой Ушумун, Бобриха, Грязнушка и Бирушка (рис. 1). Основное питание рек дождевое, на его долю приходится 50–70 % общегодового стока, снеговое – 10–20 % и подземное – 10–30 %. Поверхностные и подземные воды БГ приурочены к водоносным комплексам четвертичных, палеоген-неогеновых отложений и пород фундамента [19, 20].

Первые сведения о составе газа и газонасыщенности поверхностных и подземных вод получены сотрудниками геолого-газовой группы треста «Дальвостуглеразведка» в процессе геологоразведочных и экологических работ в период 1994–1998 гг. Полевые и лабораторные исследования, выполненные сотрудниками совместного коллектива ТОИ ДВО РАН и ИТиГ ДВО РАН в период 2010–2014 гг., позволили установить газогеохимические аномалии в поверхностных и подземных водах, генетически связанных с поступлением в поверхностные и подземные воды газов различного происхождения. Обобщение и сравнительный научный анализ имеющихся материалов, определение факторов, влияющих на формирование газового состава и газонасыщенности вод, позволяют приблизиться к пониманию природы распределения аномалий растворенных газов в водных источниках не только грабена, но и Среднеамурского бассейна в целом. Не менее важной задачей настоящей работы является подтверждение информативности газогеохимических исследований при оценке перспектив нефтегазоносности Бирофельдского грабена.

## МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе исследований было отобрано 140 проб поверхностных и подземных вод в пределах площади БГ, а также 24 пробы вне его границ с целью определения фоновых показателей. Техногенные воды опробовались из водосборников и скважин эксплуатационной зоны разреза «Ушумунский». Всего в процессе работ отобрано 156 проб в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51592-2000 и методических указаний [11, 12]. К категории гидрогазогеохимических аномалий относились пробы с углеводородонасыщенностью вод, на порядок и более превышающей фоновые значения. Стационарные гидрохимические, дегазационные и газоаналитические работы первого периода работ выполнялись в газовой лаборатории ФГГУП «Дальвостуглеразведка», второго – в сертифицированной лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН. Хроматографические анализы выполнены на хроматографах ЛХМ-8МД, Газохром 3101 и Кристалл Люкс 4000М в соответствии с ГОСТ 23781-87 и ГОСТ 31371.3-2008. Изучение изотопного состава ( $\delta^{13}\text{C VPDB}$ )  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  осуществлялось в лабораториях Московского геологоразведочного института и Дальневосточного геологического института ДВО РАН. Методы исследований и методика аналитических работ соответствовали действующей инструкции [11], а также нормативным документам паспортов вышеуказанных сертифицированных лабораторий, аттестованных Росстандартом.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**Геологическая обстановка.** Бирофельдский грабен, расположенный в западной части Среднеамурского осадочного бассейна (СОБ), имеет рифтогенное происхождение, являясь частью Усури-Охотской зоны Восточно-Азиатского рифтогенного пояса [17, 19]. Рифтогенным палеоген-среднемиоценовым угленосным комплексом выполнены многочисленные полуграбены, имеющие преимущественно крутой юго-восточный борт и пологий северо-западный. Ограничениями СОБ служат относимые к системе Тан-Лу сложные по строению зоны краевых разломов: Ишу-Харпийская (продолжение Итун-Иланской ветви) и Наолихэ-Маноминская. СОБ условно разделен на три структурно-тектонические зоны: Западную, Восточную и Центральную, которые в свою очередь разделяются на подзоны, объединяющие несколько грабенов [19]. БГ относится к Южной (Лобэй-Бирофельдской) подзоне Западной структурно-тектонической зоны СОБ.

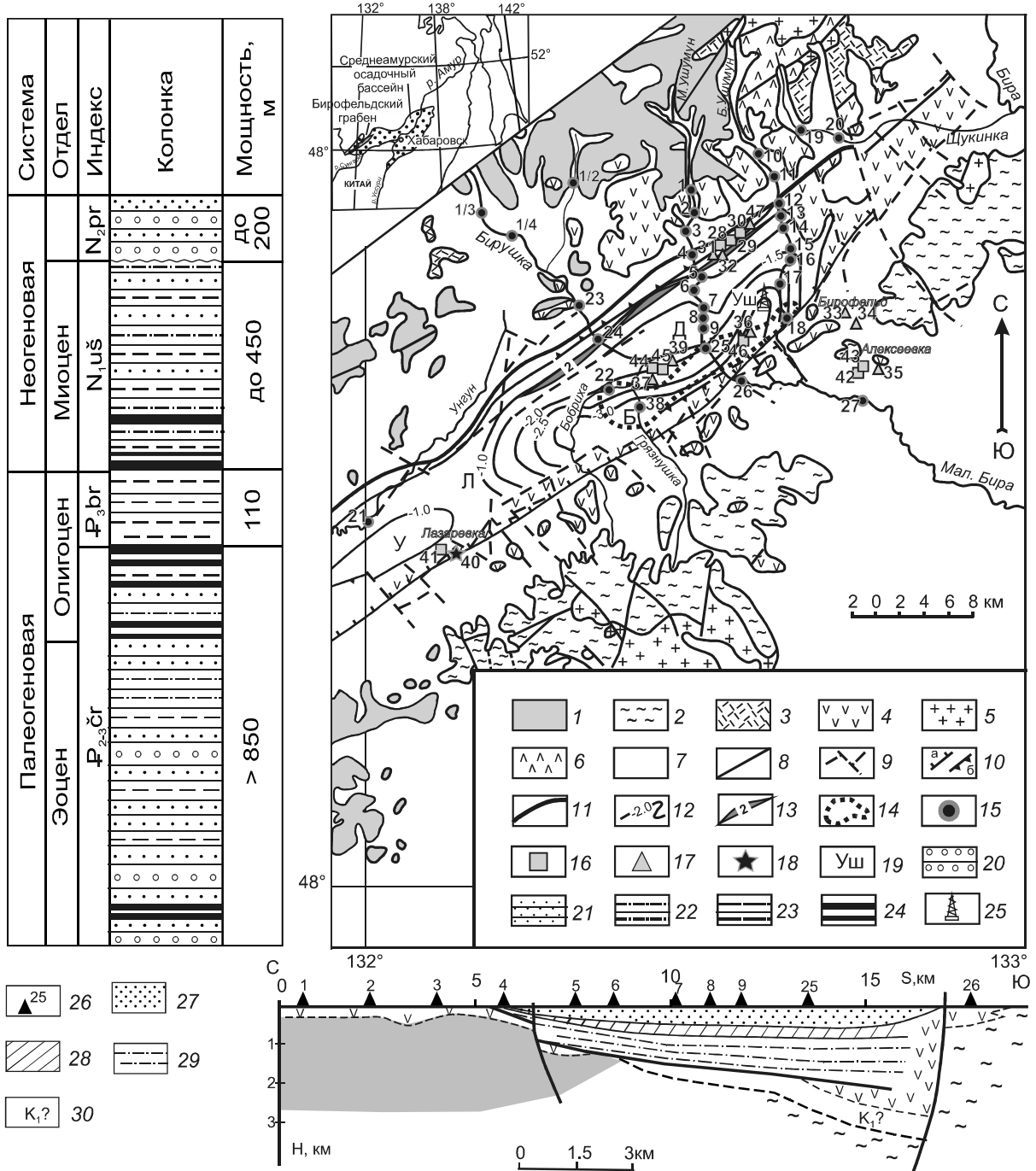
СОБ сформировался на стыке Цзямусы-Ханкайско-Буреинского массива и Сихотэ-Алинского ороген-

ного пояса [19]. Зона сочленения этих двух крупных геологических объектов представляет собой широкую полосу, включающую краевой шов, палеозойские и мезозойские краевые прогибы и поднятия [10]. Лобэй-Бирофельдская подзона находится в зоне сочленения этих двух крупных структур.

**Стратиграфия и литология.** Фундамент грабена сложен докембрийскими метаморфическими и магматическими образованиями, палеозойскими и мезозойскими гранитами, андезитами, андезидацитами, туффитами (рис.1). Глубоких скважин, вскрывших основание кайнозойского разреза, в БГ нет. С юго-востока он ограничен Большечуркинским палеозойско-мезозойским палеопрогибом, поэтому можно ожидать в основании БГ продолжение этого прогиба. Вполне возможно наличие в основании БГ нижнемеловых континентальных отложений, широко распространенных в бассейне Саньцзян (юго-западном продолжении СОБ) [18, 21], грабенах Итун-Иланской ветви Тан-Лу [14] (рис.1, разрез). Широко распространены в обрамлении БГ верхнемеловые эффузивные образования.

Осадочное выполнение БГ изучено по многочисленным углеразведочным и углепоисковым скважинам, вскрывающим, как правило, только верхнюю часть разреза. Единственной опорно-картировочной скважиной 1/3-ОК вскрыто 1400 м осадочного разреза из предполагаемых по геофизике 2.5–3 км.

*Палеоген-неогеновые отложения* подразделены (снизу вверх) на: чернореченскую ( $P_{2-3}\text{чг}$ ), бирофельдскую ( $P_3\text{bf}$ ), ушумунскую ( $N_1\text{уш}$ ) и приамурскую ( $N_2\text{пр}$ ) свиты (рис. 1), сложенные конгломератами, песчаниками различной зернистости, алевролитами, аргиллитами и пластами бурых углей. Угленосными в грабене являются отложения чернореченской и ушумунской свит. Угленосность первой установлена практически на всей площади грабена. Благоприятные фациальные условия для углеобразования в ушумунской свите имели место только в начальный период ее формирования. Количество угольных пластов и пропластков в первой изменяется от 12 до 17 (шестая–третья группа пластов), второй – от 8 до 13 (вторая–первая группа). Мощность угольных пластов варьирует от 0.5 до 14.8 м; суммарная мощность – от 37 до 72 м. Разрез угленосной формации формировался в условиях развития руслово-пойменного заболоченного ландшафта. Литолого-фациальный анализ вмещающих пород указывает на распространение фаций русел рек и пойм, стариц, застойных и зарастающих озер, в меньшей степени – болот средней проточности. Бирофельдская свита представлена монотонной толщей аргиллитов



**Рис. 1.** Схематическая геолого-структурная карта Бирофельдского грабена [2, 19] и схема газогеохимического опробования поверхностных и подземных вод. Стратиграфическая колонка кайнозойских отложений района исследований [20] и геологический разрез по р. Малый Ушумун.

1 – метаморфические докембрийские, нижнепалеозойские породы и палеозойские граниты, 2 – пермские и триасовые отложения, 3 – раннемеловые эффузивы кислого состава, 4 – поздне меловые эффузивы основного состава, 5 – поздне меловые граниты, 6 – поздне меловые габбро, 7 – угленосные палеоген-неогеновые и четвертичные отложения, 8 – разломы по данным геологической съемки, 9 – разломы по данным аэромагнитной съемки, 10 – разломы (сбросы) по данным сейсморазведки (а) и гравиметрии (б). 11 – северо-западная граница грабена, 12 – изогипсы подошвы осадочного чехла, км; 13 – выход угольных пластов второй группы под наносы, 14 – контуры прогнозной нефтегазонасыщенной площади. Точки опробования: 15 – водотоков рек, 16 – колодцев и водосборников разреза, 17 – скважин, 18 – родников. 19 – структуры грабена: прогибы – Ушумунский (Уш), Бирский (Б), Унгунский (У); поднятия – Димитровское (Д), Лазаревское (Л). К стратиграфической колонке: 20 – конгломерат, 21 – песчаник; 22 – алевролит, 23 – аргиллит, 24 – уголь, 25 – скважина 1/3ОК; К разрезу: 26 – проекция точек опробования по течению р. Малый Ушумун. Свиты: 27 – ушумунская; 28 – бирофельдская; 29 – чернореченская. 30 – меловые отложения, не вскрытые скважинами. На врезке – расположение Среднеамурского бассейна и Бирофельдского грабена.

с прослоями алевролитов и туффитов. Для свиты характерно преобладание фаций озер различной проточности. На отложениях указанных свит с размывом залегают толща слабосцементированных разнородных песчаников, с гравием и галечниками, выделенная в приамурскую свиту [5, 19, 20].

*Четвертичные отложения* сложены глинами, суглинками, песчано-гравийной смесью, реже – галечниками. Мощность отложений изменяется от 0.5 м в северо-западной прибортовой части грабена до 50 м – в центральной. Отложения представлены практически всеми фаціальными типами осадков с преобладанием русло-пойменных и озерных фаций. Почвенный покров прибортовой части БГ представлен бурыми лесными суглинисто-щебневыми почвами гор, переходящими в подзолисто-буроземные (в т. ч. лесные подбелы) глинистые и суглинистые почвы предгорья и равнин. В пределах основной площади грабена почвенный покров характеризуется развитием луговых глинистых и лугово-болотных почв [19, 20].

**Тектоника.** В структурно-тектоническом отношении грабен представлен серией чередующихся прогибов (Ушумунский, Бирский, Унгунский) и поднятий (Димитровское, Лазаревское), сформированных в зоне структурообразующего Ишу-Харпийского разлома северо-восточного простирания. Ограничивающие БГ разломы осложнены оперяющимися нарушениями диагонального и поперечного структуре грабена простирания (рис. 1). Ширина отдельных зон дробления нарушений, проходящих в кайнозойский чехол из фундамента, достигает 50–100 м. Кинематика разломов сбросо-сдвиговая, сдвиги правосторонние [17]. Разломы являются конседиментационными. В позднем неогене произошла инверсия, в результате которой вблизи основных структурообразующих разломов образовались антиклинальные структуры, перспективные для локализации УВ [17, 19]. Для БГ некоторыми исследователями реконструируются надрывы [19].

**Магматизм.** В окружении грабена интрузивные и эффузивные породы представлены андезитами, андезибазальтами, лавобрекчиями и туффитами набатовской толщи ( $K_2nb$ ), которая несогласно залегают на риолитах, дацитах шуки-поктойской толщи и палеозойских гранитах и прорвана позднемеловыми интрузиями основного состава. Петрохимической особенностью набатовских андезитов является их повышенная (до 7 %) щелочность при содержании кремнезема 60–62.5 % [19].

**Метаморфизм.** В результате катагенетических процессов преобразования органического (угольного) вещества в кайнозойских отложениях БГ формировались угольные пласты подстадий катагенеза  $PK_2-$

$PK_3$  (по угольной шкале 2Б–3Б). По вещественному составу угли относятся к группе гумолитов, петрографическому типу – липоидо-гелиту с содержанием органического водорода до 6.5 %. Следует отметить, что органическое вещество мелового угленосного комплекса, преобразованное на уровне градаций катагенеза  $MK_1-MK_3$ , вступило в главную стадию нефтеобразования [2, 9, 19].

**Перспективы нефтегазоносности.** Грабены Итун-Иланской ветви системы Тан-Лу, к которой относится БГ, являются нефтегазоносными. Это ближайший к границе с Россией грабены Танюань и Фанжен, где известны газовые месторождения. В грабенах Чалухэ и Моличин известны нефтяные месторождения. Материнскими породами в них считаются отложения глубоких озер, коллекторами – речные и дельтовые отложения, а флюидоупорами – озерные отложения [14]. Для подобных рифтогенных структур характерна цикличность, и поэтому соотношение материнские породы – коллекторы – покрышки могут повторяться. Не исключается приток УВ из меловых отложений, подстилающих КЗ рифтогенный разрез. Все эти закономерности распространяются и на БГ. Песчаники чернореченской свиты могут служить коллекторами, а глинисто-аргиллитовая бирофельдская свита – флюидоупором. В нескрытой части осадочного разреза по аналогии можно ожидать отложения глубоких озер и продуктивные меловые отложения. Кроме того, все чаще обращается внимание на формирование аномальной газоносности в зонах глубинных разломов, каким является Итун-Иланский разлом. Выводы о подтоке глубинных газов по зонам тектонических нарушений получены при исследовании растворенных газов подземных вод Амуро-Тунгусского междуречья [13]. В пределах БГ на Димитровском поднятии известна аномалия проводимости, которую связывают с ловушкой УВ. Район этой аномалии был опробован при газогеохимической съемке, в результате которой выявлена газогеохимическая аномалия, совпадающая с аномалией проводимости (рис.1) [8].

**Гидрогеологические условия.** В пределах грабена выделяются водоносные комплексы четвертичных, палеоген-неогеновых отложений и пород фундамента.

Формирование комплекса подземных вод пород фундамента на исследованной площади грабена связано преимущественно с эффузивными и осадочными породами мезозойского возраста. В бортовых и центральной частях грабена они перекрыты мощной толщей угленосных образований, в прибортовых – четвертичными осадками. Водоносными являются верхняя зона физического выветривания и зоны дробления тектонических нарушений. Дебиты родников (точка

40, рис. 1), колодцев и скважин (т. 35, 41, 42), пройденных в породах комплекса, изменяются от 0.11 до 0.34 л/с. Питание комплекса осуществляется за счет атмосферных осадков, разгрузка – в поверхностные водоотводы и по бортам грабена в вышележащие водоносные комплексы. Воды пресные, по водородному показателю – нейтральные и слабощелочные.

К слаболитифицированным песчаникам, алевролитам и пластикам угля приурочен *водоносный комплекс подземных вод палеоген-неогеновых отложений*. Водоносными являются песчаники, залегающие в виде линз в углевмещающей толще, реже – в виде прослоев внутри пластов угля. Питание водоносного комплекса инфильтрационное за счет атмосферных осадков на выходах и перетока вод четвертичных отложений. Воды пресные, слабоминерализованные (0.18–0.30 г/л), рН – в среднем 6.91 [20].

*Водоносный горизонт четвертичных отложений* приурочен к песчаным и песчано-галечниковым отложениям аллювиального и элювиально-делювиального генезиса и конусам выноса. Мощность горизонта в среднем составляет 20–25 м. Питание водоносного комплекса инфильтрационное за счет атмосферных осадков. Сезонные колебания уровня имеют один минимум в зимний период и два максимума, связанные с таянием снега и летне-осенними атмосферными осадками. Воды пресные, минерализация – 0.04–0.05 г/л, рН – 6.8–7.4 [20]. Установленный в колодцах и скважинах грабена удельный дебит вод горизонта варьирует в пределах 0.32–1.55 л/с.

*Воды техногенного комплекса* существенно отличаются от природных по ионному типу и химическому составу. В условиях нарушенного горного массива минерализация поверхностных и подземных вод эксплуатационной зоны разреза «Ушумунский» возрастает до 1.24 г/л, при показателях рН в пределах 6.6–8.0.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ РАНЕЕ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе геологоразведочных и газогеохимических работ в составе газа мезозойских магматических пород фундамента северо-западного борта БГ установлены:  $\text{CO}_2$  до 20.4 % (142 см<sup>3</sup>/кг),  $\text{CH}_4$  до 0.4 % (2.9 см<sup>3</sup>/кг), углеводородные газы ( $\text{C}_2$ – $\text{C}_3$ , в сумме до 0.006 % – 0.03 см<sup>3</sup>/кг),  $\text{H}_2$  до 0.24 % (1.5 см<sup>3</sup>/кг), а также СО (до 0.00007 %),  $\text{N}_2$  и Ar (в сумме до 89 %).

Концентрации метана в алевролитах, песчаниках и аргиллитах кайнозойских отложений до глубины 160 м не превышают 9.6 % (69 см<sup>3</sup>/кг), в углистых аргиллитах – 24.8 % (210 см<sup>3</sup>/кг); углекислого газа во вмещающих породах – 36.4% (324 см<sup>3</sup>/кг). Содержа-

ание метана и метаноносность угольных пластов с увеличением глубины их залегания закономерно возрастают от 0.05–0.85 % (2–24 см<sup>3</sup>/кг) на глубинах 3–30 м до 18.4–78.8 % (422–1984 см<sup>3</sup>/кг) – в интервале 150–300 м. Концентрации  $\text{CO}_2$  в углях в интервалах указанных глубин закономерно снижаются от 10.2–64.8 % (212–2024 см<sup>3</sup>/кг) до 1.2–9.4 (21–202). По преобладанию того или иного газового компонента в угленосной толще выделяются зоны газового выветривания и метановых газов. Зона газового выветривания подразделяется на три подзоны: углекисло-азотных газов ( $12 < \text{CO}_2 < 65$ ;  $35 < \text{N}_2 < 87$ ;  $\text{CH}_4 < 1$  %) в интервале глубин 0.5–30 м, метано-азотных ( $9 < \text{CO}_2 < 35$ ,  $25 < \text{N}_2 < 70$ ,  $1 < \text{CH}_4 < 50$  %) – 30–250 м и азотно-метановых ( $50 < \text{CH}_4 < 80$  %) – 250–400 м. Зона метановых газов ( $\text{CH}_4$  более 80 %) фиксируется на глубинах 300–500 м в пределах центральной части и юго-восточного крыла Бирофельдского грабена [7, 8, 20].

По данным подпочвенно-газовых съемок в почво-грунтах грабена установлены  $\text{CO}_2$  до 2.32 % и УВГ ( $\sum \text{C}_1$ – $\text{C}_4$ ) до 0.0054 %,  $\text{H}_2$  и He – до 0.0067 и 0.00024 %. По результатам снежно-покровной газовой съемки в нижнем снеговом слое установлены  $\text{CH}_4$  и его гомологи (до бутана включительно) в концентрациях до 0.0018 и 0.0013 %, соответственно [7, 8, 19].

Прогнозный газоресурсный углеводородный потенциал кайнозойских отложений БГ составляет 13.5–15.0 млрд м<sup>3</sup> при плотности ресурсов 15–17 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> [2, 19].

#### СОСТАВ РАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ ВОД

**Поверхностные воды.** Как уже отмечалось ранее, основное питание рек БГ – дождевое и снеговое, на долю которых приходится до 70–90 % их общего стока. Первая стадия формирования газового состава водоотводов осуществляется за счет атмосферных осадков. В составе растворенного газа дождевых осадков в районе углеразреза «Ушумунский» установлены  $\text{N}_2$  и Ar (суммарно в среднем 78.12 %),  $\text{O}_2$  (21.80),  $\text{CO}_2$  (0.07) и  $\text{CH}_4$  (0.00022 %). Суммарное содержание  $\text{CH}_4$  и его гомологов в снежном покрове достигает 0.0018 и 0.0013 %.

В растворенном газе поверхностных вод установлены:  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и его гомологи ( $\text{C}_2$ – $\text{C}_4$ ),  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$  и Ar. Максимальными концентрациями кислорода (более 20 %) характеризуются водоотводы ручьев и рек горных и предгорных районов исследованной площади, минимальными (7.8–14.5 %) – водоотводы рек в заболоченной равнинной центральной и юго-восточной части БГ. Промежуточное положение по содержанию  $\text{O}_2$  (15–20 %) занимают водоотводы рек северо-западного крыла БГ. Концентрации водорода в водоотводах рек Би-

рушка, Малый и Большой Ушумун в пределах зоны Итун-Иланского разлома и тектонических нарушений Димитровского поднятия достигают 0.0002–0.0003 %. Приуроченность повышенных содержаний  $H_2$  к зонам разломам указывает на миграционную природу его поступления в поверхностные воды. Содержания растворенного азота и аргона варьируют в пределах 43–67 %. Общая газонасыщенность поверхностных вод варьирует в пределах 9.3–12.1  $см^3/л$ .

**Углекислый газ.** В процессе просачивания дождевой и талой воды через почву и четвертичные осадки происходит окисление кислородом органического вещества и изменение состава подпочвенных и растворенных газов в зоне аэрации. Содержание растворенного  $O_2$  заметно уменьшается, а  $CO_2$  и  $CH_4$  увеличивается. Это наглядно просматривается в верхнем течении рек Малый и Большой Ушумун, где концентрации  $CO_2$ , составляющие 0.06–0.2  $см^3/л$  [7], возрастают до 0.4–0.7  $см^3/л$  в предгорной площади района исследований (т. 1, 10, рис. 1, 2).

В пределах северо-западной прибортовой площади БГ углекислотонасыщенность водотоков рек достигает 3.8  $см^3/л$  (точки 2, 3, 11, 23). Формирование anomalно высоких концентраций  $CO_2$  связано с размывом и растворимостью газов четвертичных осадков и позднемеловых магматических пород (рис.1), углекислотоносность которых в этом районе достигает 142  $см^3/кг$ . Косвенным подтверждением смешанного характера распределения  $CO_2$  в водотоках рек являются показатели изотопного состава углерода  $CO_2$ , изменяющиеся от -12.4 до -19.8 ‰, указывающие на присутствие в водах газов магматических образований.

В пределах северо-западной и центральной площади БГ в водотоках рек (т. 4–9, 12–17, 21, 22, 24, рис. 1) также выявлены anomalно высокие концентрации  $CO_2$ , достигающие 4.2  $см^3/л$ , формирование которых связано с процессами размывания угольных пластов и растворения содержащегося в них  $CO_2$ . Углекислотоносность угольных пластов в этом районе составляет 212–684  $см^3/кг$ . Косвенным подтверждением «углегазоносной» природы растворенного  $CO_2$  являются показатели  $\delta^{13}C$   $CO_2$ , изменяющиеся от -20.2 до -21.0 ‰.

В водосборниках углеразреза «Ушумунский» (т. 28–30, рис. 1) углекислотонасыщенность карьерных вод изменяется от 1.7 до 2.4  $см^3/л$ , показатели  $\delta^{13}C$   $CO_2$  – от -21.2 до -21.8 ‰, что указывает на аналогичную природу образования углекислого газа.

В водах рек на юго-востоке БГ (т. 25, 26, 38) установлены высокие концентрации  $CO_2$  (до 3.2  $см^3/л$ ), совпадающие с аномалиями растворен-

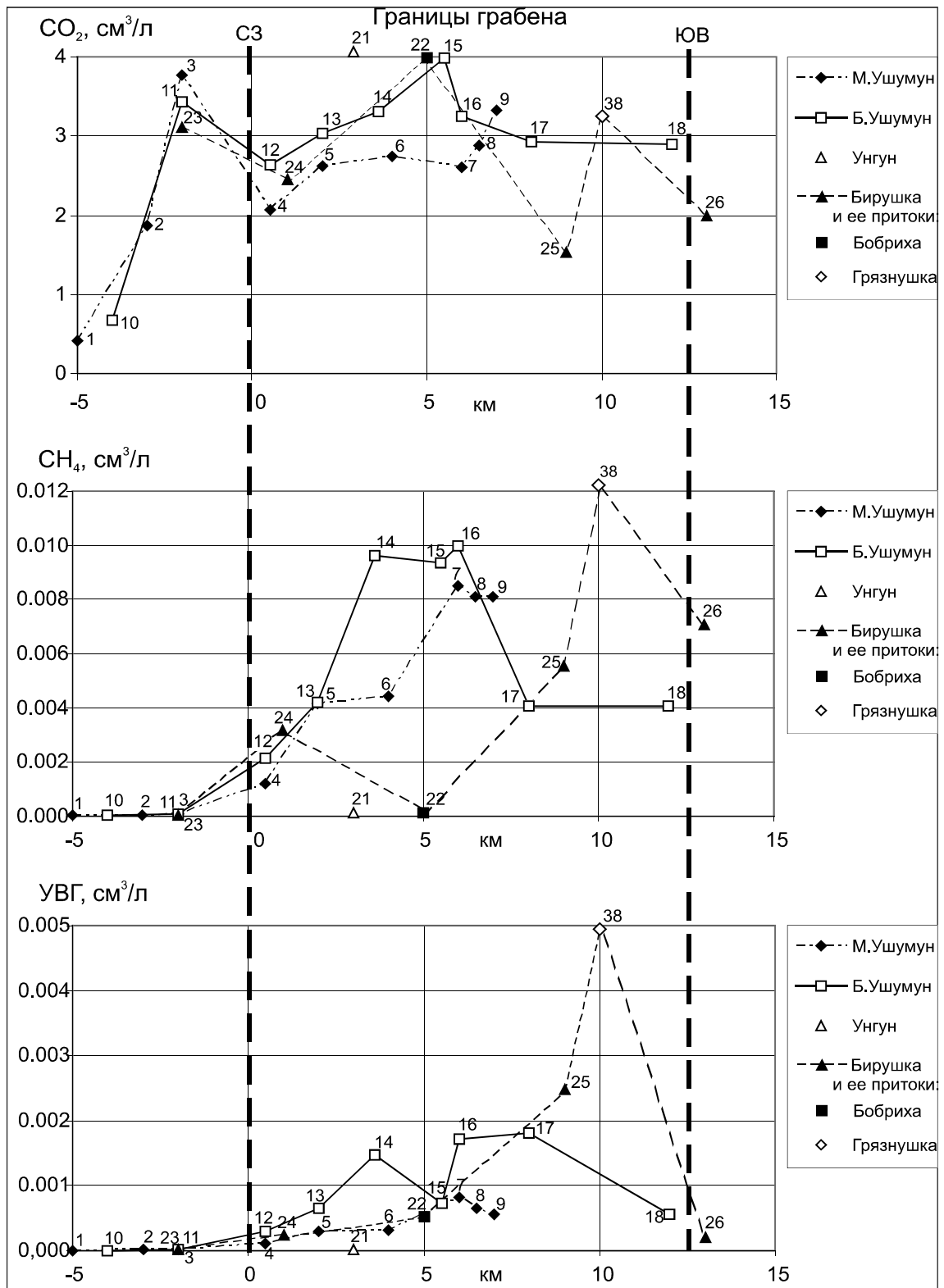
ных УВГ (рис. 2). Данный факт указывает, вероятно, на общий газоматеринский источник их образования.

**Углеводородные газы.** Растворимость УВГ в поверхностных водах в основном зависит от температуры и давления, а также свойств растворителя. Минерализация поверхностных вод БГ (0.04–0.05 г/л) не оказывает существенного влияния на растворимость УВГ. Коэффициент растворимости метана при температуре 20°C и давлении 0.1 МПа составляет 33  $см^3/л$  воды, этана – 47, пропана – 37 и бутана – 20 [4, С. 22]. Исходя из этого, растворенные УВГ должны отличаться по газогеохимическим показателям от свободных газов. В таблице 1 приводится сопоставление газогеохимических показателей свободного и растворенного газа. Расчет показателей растворенных УВГ выполнен по значениям их растворимости при температуре 20°C и давлении 0.1 МПа (термобарические условия периода отбора проб поверхностных вод).

Используемые в настоящей работе значения молекулярной массы углеводородной фракции (Мув) являются показателями суммирующего типа, поэтому случайные отклонения в концентрациях любого из членов фракции слабо сказываются на ее значении. Максимальными значениями Мув в БГ характеризуются УВГ залежей конденсатногазо-нефтегазового ряда, минимальными – газы современных осадков. Промежуточное положение занимают УВГ газовых, угольных залежей кайнозойского возраста и магматических пород. Значения весовых концентраций индивидуальных углеводородов ряда  $C_1$ – $C_5$  различных газогенетических типов характеризуются присущими только им показателями.

Применяемый в работе коэффициент преобразованности (Кпр) указывает на процессы поступления в залежи новых УВГ или на их вынос водами или диффузии имеющихся газов. Максимальной степенью преобразованности характеризуются УВГ залежей и скоплений конденсатногазового-нефтяного ряда (Кпр более 30), минимальной (менее 3) – современных осадков, газовых залежей кайнозойского возраста. Промежуточное положение занимают УВГ угольных залежей и магматических пород (6–20).

Коэффициент разновременности образования (Кро) указывает на различия начальных глубин образования УВГ или на продолжительность их нахождения в залежи. Максимальными значениями Кро (более 5) характеризуются УВГ современных осадков, минимальными – залежи конденсатногазо-нефтегазового типа (0.7–0.9 для свободных газов и 0.9–1.3 – для растворенных). Промежуточное положение по показателям Кро (1.4–2.1) занимают УВГ угольных



**Рис. 2.** Изменение концентраций растворенного углекислого газа, метана и его гомологов (УВГ, сумма C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>) в реках Бирофельдского грабена: цифры – номера точек опробования (рис. 1), жирной штриховой линией выделены северо-западная граница грабена (0 км) и местоположение Игун-Иланского разлома.

**Таблица 1.** Средние значения геогеохимических показателей свободных и растворенных углеводородных газов Бирюфельдского грабена разных генетических типов.

Тип природных газов, (генетическая группа)	Компоненты, весовые доли на 1000					M <sub>ув</sub> , г/моль	Коэффициенты соотношений		
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>		K <sub>пр</sub>	K <sub>ро</sub>	K <sub>об</sub>
Современных осадков (74/24)*	999	1	сл	0	0	16.05	<1	6.2	0.001
	997	3	сл	0	0	16.07	<1	7.9	0.003
Газовых залежей (12/6)**	994	3	2	сл	сл	16.11	2	1.5	0.006
	993	4	2	1	0	16.12	2	1.3	0.006
Угольных залежей (75/45)**	983	10	4	3	0	16.20	8	1.4	0.017
	979	14	5	2	0	16.40	6	2.0	0.021
Магматических пород (18/15)***	946	31	14	9	0	16.54	19	1.9	0.068
	935	44	16	5	0	17.32	14	2.1	0.069
Конденсатногазовых залежей (11/6) <sup>1</sup>	888	38	33	34	7	17.21	41	0.7	0.126
	887	54	38	21	сл	18.69	32	0.9	0.126
Газоконденсатных залежей (10/3) <sup>1</sup>	792	92	66	48	2	18.25	67	0.8	0.263
	772	128	72	28	сл	21.03	50	1.3	0.280
Нефтегазовых залежей (11/3) <sup>1</sup>	725	113	71	78	14	19.20	124	0.8	0.379
	716	158	78	47	1	25.48	95	1.3	0.397

*Примечание.* (74/20)\* – количество проб свободного/растворенного газа. \*\* – кайнозойского, \*\*\* – мезозойского возраста. Предполагаемые залежи – выделены по аналогичным показателям углеводородных бассейнов региона [6, 9]. M<sub>ув</sub> – молекулярная масса углеводородной фракции, C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub> – весовые доли углеводородов в долях на 1000 [3], K<sub>пр</sub> и K<sub>ро</sub> – коэффициенты преобразования и одновременности образования углеводородной фракции: K<sub>пр</sub> = (C<sub>2</sub> · C<sub>4</sub>) / C<sub>3</sub> (по А.Н. Резникову) [4, с. 314], K<sub>ро</sub> = (C<sub>2</sub> + C<sub>5</sub>) / (C<sub>3</sub> + C<sub>4</sub>) (по И.И. Нестерову) [15]. K<sub>об</sub> – коэффициент УВ обогащенности –  $\sum C_2-C_5 / C_1$  [4, 12, 15].

залежей и магматических пород. Обособленное положение по значениям K<sub>ро</sub> (1.3–1.5) занимают УВГ газовых залежей кайнозойского возраста.

Коэффициент углеводородной обогащенности (K<sub>об</sub>) указывает на степень насыщенности углеводородных газов тяжелыми углеводородами. Максимальными значениями K<sub>об</sub> (более 0.1) характеризуются УВГ залежей и скоплений конденсатногазо–нефтегазового типа, минимальными – газы четвертичных осадков (0.001–0.003), газовых (0.005–0.009) и угольных (0.017–0.021) залежей кайнозойского возраста. Промежуточными значениями K<sub>об</sub> характеризуются УВГ магматических пород (0.065–0.070).

Исходя из того, что показатели M<sub>ув</sub>, весовых концентраций являются количественными величинами, а рассчитанные K<sub>пр</sub>, K<sub>ро</sub> и K<sub>об</sub> их производными, классифицирование УВГ различных газогенетических типов является более достоверным по сравнению с определением их генезиса по качественным показателям (объемные %, коэффициенты соотношений УВ и др.). Данное заключение подтверждено результатами, изложенными в работах [1, 6–9] и материалами настоящих исследований.

Так, показатели M<sub>ув</sub>, весовых концентраций, K<sub>ро</sub> и K<sub>об</sub> растворенных УВГ в верховьях рек Малый и Большой Ушумун (точки 1, 10, рис. 1, 2), составля-

ющие 16.05–16.07 г/моль и 997–2–сл–0–0, 997–3–сл–0–0, 6–8 и 0.002–0.003, однозначно указывают на их принадлежность к газам современных осадков. Концентрации CH<sub>4</sub> и его гомологов в водах не превышают 0.00004 и 0.000001 см<sup>3</sup>/л.

В водотоках рек Бирушка, Малый и Большой Ушумун северо-западной прибортовой площади грабена (т. 2, 3, 11, 23) показатели M<sub>ув</sub> растворенных УВГ – 16.5–16.8 г/моль, K<sub>ро</sub> – 1.7–1.9, K<sub>пр</sub> – 16.7–16.8, K<sub>об</sub> – 0.055–0.068 и средних весовых концентраций (941–34–17–8–0) указывают на их генетическую связь с магматическими породами. В точках 2, 3 установлена окись углерода в концентрациях 0.000016 см<sup>3</sup>/л. Газонасыщенность вод по метану и его гомологам не превышает 0.00008 и 0.000002 см<sup>3</sup>/л (приняты за фоновые показатели для водотоков на площади БГ). В целом, углеводородонасыщенность поверхностных вод определяется процессами размывания и растворения УВГ позднемиоценовых андезитов (рис. 1), метанонность которых в этом районе составляет 2.9 см<sup>3</sup>/кг.

Аналогичная ситуация наблюдается и в верхнем течении р. Щукинка (т. 19, 20), где концентрации CH<sub>4</sub> и его гомологов варьируют в пределах 0.00006–0.00008 и 0.000001–0.000004 см<sup>3</sup>/л. Углеводородонасыщенность поверхностных вод связана с процессами размывания и растворения УВГ меловых магма-



тических пород кислого и основного состава, а также позднемеловых габбро на этой площади (рис. 1). Средние показатели Мув растворенных УВГ, составляющие 16.7 г/моль, Кро – 1.9, Кпр – 16.7, Коб – 0.067, указывают на доминирование в их составе газов магматических пород. Поступление УВГ в реки в этом районе связано не только с указанными процессами, но и, по-видимому, с миграцией глубинных УВГ по зонам поперечных и диагональных структуре грабена разломов, выявленных аэромагнитными съемками [19]. Косвенным подтверждением этому также является изотопный состав углерода растворенного углекислого газа, равный -10.8 ‰.

Газонасыщенность по метану и его гомологам вод р. Унгун составляет 0.00012 и 0.0000024 см<sup>3</sup>/л. Показатели Мув составляют 16.43 г/моль. Кпр – 10, Кро – 1.7 и Коб – 0.044. Исходя из этих значений, можно предположить, что растворенные УВГ представлены полигенезисным составом газов, сформированным в результате смешивания газов современных осадков, магматических пород и угольных залежей, размываемых рекой от истока до места опробования (т. 21, рис. 1, 2).

Первая углеводородная аномалия в пределах северо-западного борта БГ установлена в водах р. Бирушка (т. 24), газонасыщенность которых по метану и его гомологам составляет 0.00287 и 0.000022 см<sup>3</sup>/л, а превышение над фоновыми значениями в 36 и 11 раз. Формирование аномалии связано с процессами размывания и растворимости газов угольных пластов, метаносность которых в приповерхностных условиях этого района составляет 2–14 см<sup>3</sup>/кг. Растворенные УВГ характеризуются значениями Мув – 16.29 г/моль, Кпр – 7.4, Кро – 1.6, Коб – 0.024, что указывает на углегазосную природу растворенных газов. Данный вывод косвенно подтверждается изотопным составом углерода CO<sub>2</sub>, равным -20.8 ‰.

Вторая углеводородная аномалия в водах р. Малый Ушумун (точки 4–9, разрез рис. 1) характеризуется газонасыщенностью метана и его гомологов до 0.00823 и 0.000089 см<sup>3</sup>/л (рис. 2) и превышает фоновые показатели в 103 и 45 раз. Формирование углеводородной аномалии связано с процессами размывания угольных пластов, метаносность которых в этом районе составляет 24 см<sup>3</sup>/кг. Средние значения Мув – 16.24 г/моль, Кпр – 9, Кро – 1.7, Коб – 0.019 и изотопного состава углерода CO<sub>2</sub> от -20.0 до -20.7 ‰ указывают на углегазосную природу растворенных газов.

Третья углеводородная аномалия, выявленная в водотоке р. Большой Ушумун (т. 12–17), характеризуется значениями Мув в пределах 16.20–16.45 г/моль, Кпр – 7–18, Кро – 1.5–2.9 и Коб – 0.019–0.048. Газо-

насыщенность вод по CH<sub>4</sub> и его гомологам достигает 0.00944 и 0.001704 см<sup>3</sup>/л и превышает фоновые показатели в 118 и 852 раза. Формирование аномалии связано не только с процессами размывания и растворимости газов магматических пород и угольных пластов, но и со структурно-тектоническими особенностями БГ – водоток реки пересекает зону газовой разгрузки (дегазации), сформированную крутым северо-восточным крылом Ушумунского прогиба и поперечным структуре грабена разломом, выявленным аэромагнитными съемками [19].

В р. Бирушки и ее притоках в центральной и юго-восточной части БГ (т. 22, 25, 38) установлена четвертая углеводородная аномалия, характеризующаяся максимальной для БГ газонасыщенностью по метану и его гомологам 0.01248 и 0.00484 см<sup>3</sup>/л и превышением над фоновыми значениями в 156 и 2420 раз. Растворенные УВГ по показателям весовых концентраций от 904–30–28–37–1 до 707–121–102–44–27, Мув – до 22.6 г/моль, Кпр – до 84, Кро 0.4–0.6 и Коб – 0.106–0.414 близки к газам конденсатногазовых и газонефтяных залежей. Изменение весовых концентраций углеводородной фракции в виде C<sub>n</sub> < C<sub>n+1</sub>, по данным [16], является прямым признаком поступления в водотоки рек УВГ данных газоматеринских источников. Отсутствие техногенных источников загрязнения в данном районе указывает на природный характер аномалии.

В нижнем течении рек Большой Ушумун и Бирушка в пределах зоны Итун-Иланского разлома (т.18, 26, рис. 1, 2) газонасыщенность вод по метану и его гомологам уменьшается до 0.00682 и 0.00056 см<sup>3</sup>/л. Растворенные газы пятой углеводородной аномалии характеризуются превышением над фоновыми значениями в 85 и 280 раз и изменчивыми весовыми концентрациями ряда C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub> – 991–4–1–4–0 и 993–3–0–4–0. Показатели Мув, составляющие 16.11–16.15 г/моль, и Коб – 0.007–0.009 характерны для газовых залежей кайнозойского возраста; Кпр – 25–26 и Кро – 0.6–0.9 близки к таковым УВГ конденсатногазовых залежей. Исходя из значений данных показателей, однозначное классифицирование генезиса УВГ выполнить затруднительно. В авторском варианте можно предположить, что УВГ представлены полигенезисным составом газов, сформированным в результате смешивания в различных пропорциях газов современных осадков, угольных, газовых, конденсатногазовых и газонефтяных залежей, установленных выше по течению рек.

В составе растворенных газов шестой углеводородной аномалии р. Малая Бира (т. 27, рис.1) концентрации CH<sub>4</sub> и его гомологов составляют 0.004988 и 0.000020 см<sup>3</sup>/л, что превышает фоновые значения

в 65 и 10 раз. Показатели весовых концентраций УВ фракций 995–3–1–сл–0, Мув – 16.08 г/моль, Кпр – 1.0, Кро – 2.1 и Коб – 0.005 указывают на доминирующее распределение в водах реки газов современных осадков, обогащенных примесью газов газоматеринских источников, установленных в ее притоках – реках Бирушка и Большой Ушумун.

Исходя из вышеизложенного, определение генезиса растворенных газов в верховьях рек и водотоках северо-западного борта БГ особых сложностей не вызывает, в центральной, юго-восточной площади БГ и в больших реках это сделать затруднительно. Данное положение связано с процессами смешивания в водотоках различных по происхождению газов и формированием газовой фазы речных вод полигенезисного состава, подчиняющегося правилам *аддитивности*, то есть образования путем последовательного растворения и накопления УВ разного состава при пересечении водотоками рек разных газогенетических зон. Это наглядно отмечается в центральной, а особенно в юго-восточной площади БГ, где продукты генерации разных газоматеринских источников, вследствие вышеуказанных процессов, суммируются, а генетические особенности газовой фазы поверхностных вод сглаживаются. Выделяются пять доминирующих газогенетических зон (с северо-запада на юго-восток): первая – в пределах верховьев рек, представленная растворенными газами современных осадков, вторая – магматических образований, третья – углегазоносных и газовых залежей, четвертая – предполагаемых *конденсатногазовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей* и пятая зона – смешанного (полигенезисного) состава.

**Поверхностные воды разреза «Ушумунский»** представлены водами старого и рабочего водосборников (т. 28, 29, 30, рис. 1). Газонасыщенность вод рабочего водосборника (седьмой углеводородной аномалии) по  $\text{CH}_4$  и его гомологам составляет 0.0024 и 0.000022  $\text{см}^3/\text{л}$ , превышение над фоновыми значениями – 30 и 11. Аналогично для водосборника отработанного разреза – 0.0012 и 0.000011  $\text{см}^3/\text{л}$  (15 и 6 раз). Растворенные УВГ по показателям средних весовых концентраций 980–12–5–3–0, Мув – 16.22 г/моль, Кпр – 7.7, Кро – 2.1 и Коб – 0.020 близки к газам угольных залежей.

**Газонасыщенность подземных вод БГ** изучалась в скважинах, родниках и колодцах. Газогеохимические исследования *колодезных вод* проведены в колодцах станции Бирофельд, сел Димитрово, Алексеевка и Лазаревка.

Колодезные воды в центральной части села Алексеевка (т. 43, рис.1) обогащены  $\text{CH}_4$  (в 1,5 раза

превышают фоновые значения) и  $\text{CO}_2$  (превышение в 5 раз) и характеризуются фоновыми показателями по УВГ. По показателям весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  (994–5–0–0–0), Мув, Кпр и Кро соответствуют газам современных осадков (I генотип, табл. 2).

Газонасыщенность колодезных вод расположенного в юго-восточной части с. Алексеевка колодца (т. 42) превышает фоновые показатели по  $\text{CO}_2$  в 8 раз,  $\text{H}_2$  – 24,  $\text{CH}_4$  – 237 и УВГ – в 375 раз. Показатели Мув, Кпр, Кро, Коб и весовых концентраций 992–4–2–2–0 первой водородно-углеводородной аномалии подземных вод указывают, что растворенные газы близки к УВГ газовых залежей кайнозойского возраста (II генотип растворенных газов подземных вод).

Воды колодцев села Димитрово характеризуются фоновой углекислотно- и водородонасыщенностью и повышенной метанонасыщенностью – от фоновых значений до двукратного их превышения. Углеводородонасыщенность вод превышает фоновые показатели в 2–6 раз. По показателям весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  (982–12–4–2–0), Мув, Кпр и Кро (табл. 2) газовая фаза колодезных вод представлена газами угольных залежей (III генотип).

Наибольший интерес представляют данные опробования колодца станции Бирофельд (т. 46, рис. 1), расположенного в пределах оконтуренной прогнозной газонефтяной площади, где весовые концентрации ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$ , представленные в виде 787–101–69–44–сл, Мув – 18.28 г/моль, Кпр – 64.5, Кро – 0.7 и Коб – 0.278, указывают на наличие в колодезных водах УВГ *конденсатногазовых залежей* (V генотип, табл. 2). При этом, превышение газонасыщенности колодезных вод второй водородно-углеводородной аномалии подземных вод над фоновыми значениями по  $\text{CO}_2$  составляет 8 раз,  $\text{H}_2$  – 12,  $\text{CH}_4$  и его гомологов – 19 и 32 раза.

Газонасыщенность вод колодца села Лазаревка (т. 41) по  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и его гомологам превышает фоновые показатели в 5 и 1.5 раза. Высокие показатели Кро (5.2) и показатели весовых концентраций 936–54–8–2–0 указывают на значительные различия начальных глубин и времени образования индивидуальных УВ, а также на возможный подток глубинных УВГ по зоне Итун-Иланского разлома (рис.1). Исходя из значений Мув (16.7), Кпр (15.2) и Коб (0.069), растворенные газы относятся к газам магматических пород (IV генотип).

Аналогичная ситуация установлена здесь же в процессе исследований *родниковых вод* (т. 40, рис. 1), самоизлив которых генетически связан с трещиноватыми андезитами зоны Итун-Иланского разлома. Родниковые воды третьей углекисло-водородной ано-

Таблица 2. Газонасыщенность и газохимические показатели колодезных вод Бирофельдского грабена.

Компонент, показатель	Газонасыщенность (см <sup>3</sup> /л), газогеохимические показатели по точкам опробования					
	с. Лазаревка	с. Алексеевка		с. Димитрово		ст. Бирофельд
	т. 41	т. 42	т. 43	т. 44	т. 45	т. 46
СО <sub>2</sub>	20.9	35.0	20.9	5.6	4.7*	6.2
H <sub>2</sub>	н. о	0.0047	н. о	0.0002*	н. о**	0.0024
СН <sub>4</sub>	0.0004	0.05220	0.00035	0.00022*	0.00051	0.0041
С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	0.000001	0.00002	0.0000007	0.000002	0.0000021	0.0000040
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0.00000006	0.00021	0.0000003	0	0.0000023	0.0000116
С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	0.00000011	0.00002	0	0.000006	0	0.0000072
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0	0.00006	0	0	0.0000007	0.0000046
С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0.00000004	0.00006	0	0.0000002	0.0000002	0.0000072
С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0	0.000005	0	0	0	0.0000004
∑ С <sub>2</sub> -С <sub>5</sub>	0.0000013	0.000375	0.000001*	0.0000028	0.0000053	0.000032
Мув., г/моль	16.70	16.12	16.07	16.24	16.20	18.28
Кпр	15.2	4.2	0	6.9	6.2	64.5
Кро	5.2	1.1	-	1.5	2.6	0.7
Коб	0.069	0.007	0.004	0.020	0.018	0.278
Генотип	IV***	II	I	III	III	V

Примечание. \* – фоновые показатели, н.о\*\* – не определялся, \*\*\* – генетический тип газов: I – растворенные газы современных осадков, II – газовых залежей, III – угольных залежей, IV – магматических пород, V – предполагаемых конденсатногазовых залежей, по аналогии с Буреинским бассейном и исходя из практики газогеохимических работ в регионе.

малии характеризуются газонасыщенностью, превышающей фоновые значения по СО<sub>2</sub> в 11 раз, Н<sub>2</sub> – в 19, СН<sub>4</sub> и его гомологов – в 2 и 5 раз. Резко изменчивое распределение весовых концентраций 933–62–3–1–0 и аномально высокие показатели Кро (14.6) указывают на значительные различия начальных глубин и времени образования этана, пропана и бутана, а также на подток глубинных УВГ, мигрирующих к поверхности по зоне Игун-Иланского разлома. Значения Кпр и Коб составляют 15.9 и 0.072. По газогеохимическим показателям растворенные газы родниковых вод соответствуют газам магматических пород (IV генотип растворенных газов).

**Газонасыщенность подземных вод скважинного опробования** изучалась в скважинах питьевого и технического водоснабжения в пос. Бирофельд (точки 33, 34, рис.1), станции Бирофельд (т. 36), сел Димитрово (т. 37, 39) и Алексеевка (т. 35), а также гидрогеологических и геологоразведочных скважинах горного отвода разреза «Ушумунский» (т. 31, 32, 47, 48, 49). Обобщение и анализ результатов газогеохимических исследований в скважинах БГ позволили выделить пять генетических типов растворенных газов подземных вод, характеризующихся различными значениями газонасыщенности вод и газогеохимических показателей.

Газонасыщенность подземных вод гидрогеологических скважин в зоне эксплуатируемого угле-разреза (точки 31, 32, рис. 1), вскрывших угольные пласты ушумунской свиты и водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений, характеризуется 12–75-кратным превышением метано- и углеводородонасыщенности подземных вод над фоновыми значениями, 7–10-кратным – углекислотонасыщенности и 6–8-кратным – водородонасыщенности. Показатели Кпр, Кро, Коб, Мув (табл. 3) и весовых концентраций ряда С<sub>1</sub>–С<sub>5</sub> (977–14–5–4–0) четвертой углеводородной аномалии указывают на генетическую близость газовой фазы подземных вод к газам угольных залежей (III генотип).

Аналогичная ситуация наблюдается и в геологоразведочных скважинах горного отвода угле-разреза (т. 47, 48, 49), вскрывших угольные пласты ушумунской и чернореченской свиты, где превышение газонасыщенности по метану и его гомологам составляет 142–263 и 140–224 раза, по углекислому газу и водороду – в 14–15 и 40–56 раз, соответственно. Столь значимые превышения над фоновыми показателями свидетельствуют о наличии в этом районе газовой ловушки в угольных пластах. Средние показатели весовых концентраций ряда С<sub>1</sub>–С<sub>5</sub> (981–12–4–3–0), Кпр, Кро, Коб и Мув пятой газовой аномалии также ука-

зывают на «углегазонасную» природу растворенных УВГ (III генотип растворенных газов подземных вод, табл. 3).

Растворенные газы скважин подземного питьевого и технического водоснабжения пос. Бирофельд (т. 33, 34) характеризуются газонасыщенностью вод по  $\text{CO}_2$  от фоновых значений до семикратного превышения. Метанонасыщенность подземных вод превышает фоновые значения в 8–9 раз, углеводородонасыщенность – в 6 раз. Значения Кпр, Кро, Коб, Мув (табл. 3) и весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  (999–1–0–0–0) указывают на соответствие растворенных УВГ газам современных осадков (I генотип растворенных газов подземных вод).

Газонасыщенность подземных вод глубокой скважины фермерского хозяйства в с. Алексеевка (т. 35) по  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\sum (\text{C}_2\text{--C}_5)$  составляет 13.6  $\text{см}^3/\text{л}$ , 0.0156, 0.2755 и 0.0126  $\text{см}^3/\text{л}$ , что превышает фоновые значения по этим компонентам в 11, 98, 63 и 2400 раз, соответственно. Показатели весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  – 935–54–8–2–1, Кпр, Кро, Коб, Мув (табл. 3) шестой газовой аномалии указывают на относительную близость растворенных УВГ к газам магматических пород, однако установленные аномально высокие превышения тяжелых углеводородов над фоновыми показателями указывают на наличие в недрах, возможно, другого газоматеринского источника. Подтверждением этому является значения газогеохимических показателей колодезных вод расположенного рядом колодца (т. 42) – первой водородно-углеводородной аномалии подземных вод, харак-

теризующейся составом газа, близким к УВГ газовых залежей кайнозойского возраста. Единичное скважинное опробование подземных вод не позволяет сделать однозначный вывод о генезисе УВГ на этой площади. По данным ВЭЗ в районе с. Алексеевка предполагается наличие грабена [14].

Газонасыщенность подземных вод мелкой скважины частного сектора в с. Димитрово (т. 37), вскрывшей водоносный горизонт четвертичных отложений, характеризуется 4-х кратным превышением углекислотонасыщенности и фоновыми концентрациями по метану и его гомологам. Значения Кпр, Кро, Коб, Мув и весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  (999–2–1–0–0) указывают на близость растворенных УВГ газам современных осадков (I генотип растворенных газов подземных вод) с примесью газов других газоматеринских источников. Несколько иная ситуация наблюдается в расположенной неподалеку глубокой скважине технического водоснабжения (т. 39), вскрывшей водоносный комплекс подземных вод палеоген-неогеновых отложений. При пятикратном превышении газонасыщенности подземных вод по  $\text{CO}_2$ , аналогичные значения по  $\text{CH}_4$  и его гомологам превышают фоновые показатели в 11 и 8 раз. При этом значения Кпр, Кро, Коб, Мув и весовых концентраций ряда  $\text{C}_1\text{--C}_5$  (986–10–2–2–0) седьмой метановой аномалии подземных вод указывают на соответствие растворенных УВГ газам угольных залежей (III генотип растворенных газов подземных вод).

Газонасыщенность подземных вод восьмой углеводородной аномалии, установленной в подземных

**Таблица 3. Результаты определения газонасыщенности и газохимических показателей подземных вод скважинного опробования.**

№/№ точек (рис. 1)	Газонасыщенность ( $\text{см}^3/\text{л}$ ), газогеохимические показатели по точкам опробования								
	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2$	$\text{CH}_4$	$\sum (\text{C}_2\text{--C}_5)$	Кпр	Кро	Коб	Мув, г/моль	Генотип
31	12.5	0.0016	0.2837	0.003004	9.4	1.5	0.024	16.24	III**
32	8.2	0.0012	0.0542	0.000550	9.6	1.3	0.022	16.24	III**
33	<b>1.2*</b>	<b>0.0002*</b>	0.0363	0.000024	0.9	3.0	0.001	16.05	I***
34	8.2	н. о	0.0407	0.000023	0.7	2.1	0.001	16.05	I
35	13.6	0.0196	0.2755	0.008800	16.4	5.2	0.070	16.57	IV
36	12.9	н. о	6.3835	0.019274	25.4	0.9	0.006	16.11	II+V
37	6.7	н. о	<b>0.0044*</b>	<b>0.000004*</b>	0.0	5.9	0.002	16.06	I
39	8.3	н. о	0.0464	0.000032	9.3	2.9	0.014	16.17	III
47	17.3	0.0101	0.7507	0.007720	7.7	2.7	0.021	16.21	III
48	17.7	0.0080	0.6227	0.005603	7.8	1.2	0.019	16.22	III
49	17.6	0.0112	1.1554	0.008960	7.7	1.5	0.018	16.19	III

*Примечание.* н. о – не определялся, 1.6\* – фоновые значения, \*\* – в зоне рабочего углеразреза, I\*\*\* – генетические типы растворенных газов подземных вод, см. табл. 2. За фоновые показатели приняты достоверные значения минимальной газонасыщенности подземных вод по отдельным газовым компонентам. В точках 31, 32 установлен  $\text{H}_2\text{S}$  в концентрациях до 0.00003  $\text{см}^3/\text{л}$ , в точках 35, 36 – He – до 0.000001  $\text{см}^3/\text{л}$ .

водах гарнизонной скважины питьевого водоснабжения (т. 36), характеризуется показателями газонасыщенности по  $\text{CH}_4$  и УВГ, превышающими фоновые значения в 1450 и 4818 раз. Превышение по  $\text{CO}_2$  составляет 11 раз. Весовые концентрации 989–3–4–3–1, Мув – 16.11 г/моль и Коб – 0.007 указывают на близость растворенных УВГ к газам газовых залежей, показатели Кпр – 29.4 и Кро – 0.9 – на подток газов конденсатногазовых залежей по зоне апофизов Итун-Иланского разлома. Формирование на данной площади растворенных газов полигенезисного состава рассматривалось ранее при описании пятой газогеохимической аномалии поверхностных вод, расположенной в непосредственной близости от скважины. Аналогичные аномалии, приуроченные к приразломным зонам, обнаружены в подземных водах Амуро-Тунгуского междуречья Среднеамурского артезианского бассейна [13].

Таким образом, в пределах БГ установлено восемь газогеохимических аномалий подземных вод, характеризующихся разнотипным генетическим составом растворенного газа. Газоматеринскими источниками формирования аномалий являются газовые и угольные залежи кайнозойского возраста, меловые магматические образования, а также предполагаемые конденсатногазовые и нефтегазовые залежи. Повышенная миграционная способность и комплексное влияние геологических факторов на процессы миграции свободных газов и растворимости их в подземных водах приводят к формированию полигенезисного состава растворенных природных газов в водоносных комплексах пород фундамента, палеоген-неогеновых отложений и четвертичных осадков Бирофельдского грабена.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пределах водотоков рек БГ выделяются пять доминирующих газогенетических зон (с северо-запада на юго-восток): первая – в пределах верховьев рек, представленная растворенными газами современных осадков, вторая – магматических образований, третья – углегазоносных и газовых залежей, четвертая – предполагаемых конденсатногазовых и газонефтяных залежей и пятая зона – смешанного состава.

Формирование газогеохимических аномалий поверхностных вод в большинстве случаев связано с процессами смешивания в водотоках различных по происхождению газов и получением газовой фазы речных вод полигенезисного состава, подчиняющегося правилам аддитивности, то есть образования путем последовательного растворения и накопления УВ разного состава при пересечении водотоками рек разных газогенетических зон. Это наглядно отме-

чается в центральной, а особенно в юго-восточной площади БГ, где продукты генерации разных газоматеринских источников, вследствие вышеуказанных процессов, суммируются, а генетические особенности газовой фазы поверхностных вод как бы сглаживаются.

Аналогичная ситуация наблюдается и в подземных водах, где формирование полигенезисных скоплений растворенных УВГ также подчиняется правилам аддитивности.

В целом, в поверхностных и подземных водах Бирофельдского грабена установлено пятнадцать газогеохимических аномалий, метано-углеводородонасыщенность которых превышает фоновые значения в 156 и 2420 и 1450 и 4818 раз, соответственно. Формирование подобных углеводородных аномалий указывает на значительный газоресурсный потенциал и достаточно высокую перспективность нефтегазоносности в юго-восточной части грабена, где в результате газогеохимических исследований и ранее выполненных работ выделена и околонуена прогнозная перспективная нефтегазоносная площадь.

Формирование газогеохимических аномалий генетически связано с газоносностью газоматеринских источников и влиянием геологических факторов, к которым в первую очередь относятся тектоника, магматизм, метаморфизм, углефтегазоносность и сейсмоактивность.

Установлено, что молекулярная масса и весовая форма выражения углеводородной фракции  $\text{C}_1$ – $\text{C}_5$  являются достаточно характерными показателями разнотипных по генезису растворенных УВГ. Применение коэффициентов преобразованности, разновременности образования углеводородной фракции и углеводородной обогащенности (в форме весовых соотношений индивидуальных УВ), а также данных изотопного анализа позволяет проводить представительный анализ по распознаванию генетических групп растворенных газов и оконтуривание прогнозных перспективных нефтегазоносных площадей. Процессы смешивания разных по происхождению газов и формирования полигенезисных скоплений растворенных УВГ значительно затрудняют их классифицирование. Данное положение относится к смешанному составу растворенных газов больших рек.

Результаты выполненных исследований могут быть использованы при проведении дальнейших нефтегазопоисковых работ в Бирофельском грабене.

Настоящая работа выполнена при поддержке Программы Дальний Восток 15-1-1-017 и гранта РФФИ № 16-05-00571.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буреинский осадочный бассейн: геолого-географическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы: монография / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: Дальнаука, 2012. 360 с. (Серия «Осадочные бассейны Востока России» / Гл. ред. А.И. Ханчук; т. 4). 360 с.
2. Варнавский В.Г. Седиментогенный аспект эволюции кайнозойских структур юго-западной части Среднеамурского осадочного бассейна и перспектив их нефтегазоносности (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. 2008. № 2. С. 107–118.
3. 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.
4. Высоцкий И.В. Геология природного газа. М.: Недра, 1979. 392 с.
5. Государственная геологическая карта РФ. 1:1000000. Лист М-53 / Минприроды РФ. ФГУП ВСЕГЕИ. ФГУП «Дальгеофизика». 2008.
6. Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов угольных бассейнов Востока России // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 2. С. 85–101.
7. Гресов А.И., Яцук А.В., Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л. Влияние геологических факторов на распределение природных газов Бирофельдского грабена Среднеамурского бассейна // Вестн. ДВО РАН. 2011. № 3. С. 65–72.
8. Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И., Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л. Газогеохимическая оценка перспектив нефтегазоносности Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна // Тихоокеан. геология. 2012. Т. 31, № 2. С. 106–117.
9. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т.П. Владивосток: Дальнаука, 2012. 468 с.
10. Забродин В.Ю. Зона сочленения Буреинского массива с Сихотэ-Алинской складчатой системой // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2010. № 1. С. 1–22.
11. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М.: Недра, 1977.
12. Крайча Я. Газы в подземных водах / Пер. с чешск. М.: Недра, 1980. 343 с. Пер. изд.: ЧССР, 1977.
13. Кулаков В.В., Андреева Д.В. Растворенные газы подземных вод Амуро-Тунгусского междуречья // Тихоокеан. геология. 2016. № 2. С. 83–93.
14. 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.
15. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 334 с.
16. Никонов В.Н. Тяжелые углеводороды и их соотношения в газах нефтяных и газовых залежей // Геология нефти и газа. 1961. № 8. С. 12–21.
17. Пересторонин А.Н., Развозжаева Е.П. Система кайнозойских депрессий Приамурья и Приморья: строение, тектоническая позиция и геодинамическая интерпретация // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 2. С. 58–74.
18. Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н., Кириллова Г.Л. Сравнительный анализ фрагментов мезозойской континентальной окраины Востока Азии: прогибы Кындальского (Буреинский бассейн, Россия) и Суйбин (бассейн Саньцзян, Китай) // Тихоокеан. геология. 2014. Т. 33, № 6. С. 16–33.
19. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: ДВО РАН, 2009. 424 с.
20. Угольная база России. Кн. 1. Т. V. М.: Геоинформмарк, 1997. 386 с.
21. Zhang Feng-Qi, Chen Han-Lin, Yang Shu-Feng et al. Late Mesozoic–Cenozoic evolution of the Sanjiang Basin in NE China and its tectonic implications for the West Pacific continental margin // J. Asian Earth Sci. 2012. V. 49. P. 287–299.

*Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой*

*A.I. Gresov, A.V. Yatsuk, A.I. Obzhirov, E.P. Razvozhayeva*

### **Gasogeochemical anomalies of surface and underground waters of the Birofeld graben, Middle Amur sedimentary basin, Far East of Russia**

Anomalous concentrations of dissolved gases, which exceed by an order and more their background values in the surface and groundwaters of the Birofeld graben, the Middle Amur sedimentary basin, were established. The basic geological factors, which influence on the formation of gas composition and gas saturation of the waters, have been determined. The gasogeochemical criteria for the dissolved hydrocarbon gases, which make it possible to estimate their genesis and prospects for the oil-and-gas content of the Birofeld graben were specified.

**Key words:** ground and surface waters, dissolved gases, gas saturation, hydrocarbon, anomalies, genesis, oil and gas prediction, Birofeld graben, Middle Amur sedimentary basin, Far East of Russia.