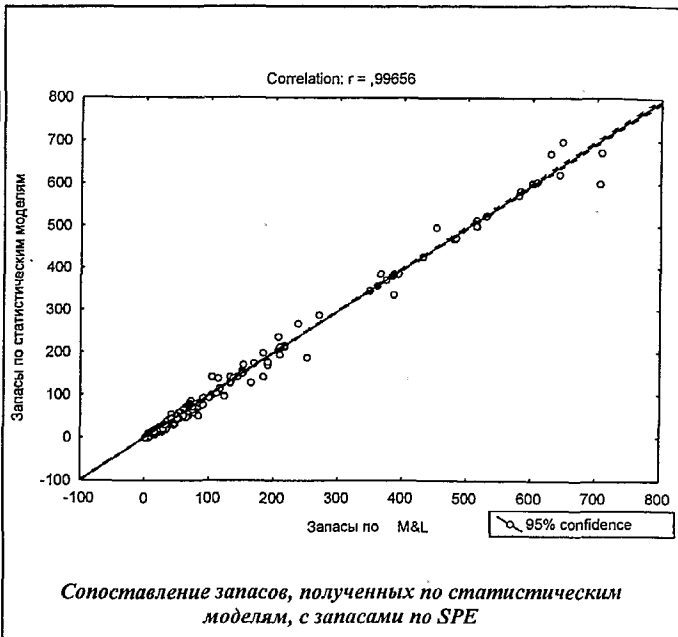


Таблица 4

Уравнения регрессии по категориям запасов

Наименование запасов по M&L	Уравнение регрессии	Кэф-фициент корреляции	Значи-мость коэффи-циента корреля-ции при $p=0,05$
Доказанные разраба-тываемые — $Z_R$	$Z_R^M=0,617+0,97 Z_R^M$	0,99	$t_p > t_t$
Доказанные неразраба-тываемые — $Z_{np}$	$Z_{np}^M=0,171+0,987 Z_{np}^M$	0,99	$t_p > t_t$
Доказанные неразбурен-ные — $Z_{nb}$	$Z_{nb}^M=0,010+1,000 Z_{nb}^M$	0,99	$t_p > t_t$
Сумма доказанных запасов — $Z_d$	$Z_d^M=-0,31+1,007 Z_d^M$	0,99	$t_p > t_t$
Вероятные запасы — $Z_p$	$Z_p^M=0,64+0,997 Z_p^M$	0,97	$t_p > t_t$
Возможные запасы — $Z_v$	$Z_v^M=1,23+0,980 Z_v^M$	0,97	$t_p > t_t$
Сумма всех категорий запасов — $Z_c$	$Z_c^M=0,45+0,99 Z_c^M$	0,99	$t_p > t_t$



ЛИТЕРАТУРА

1. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. — М.: Недр, 1993. — 334 с.  
 2. Халимов Э.М. Пока мы говорим на разных языках // Нефть России. — 1995. — № 7, 8. — С. 27—28.

3. Сафин Д.К., Азаматов В.И., Власенко В.В. Оценки идентичны, продукция штучная // Нефть России. — 1999. — № 4. — С. 42—45.  
 4. Мандрик И. Э., Сафин Д.К., Азаматов В.И., Власенко В.В. Лидерство нужно постоянно подтверждать. Основные результаты международного аудита запасов нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" в 1996—2000 гг. // Нефть России. — 2001. — № 1. — С. 10—13.

УДК 550.84:543.27

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ АЭРОКОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ВОДНОЙ ГАЗОВОЙ СЪЕМКИ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Ю. А. Яковлев, А. В. Коноплев, В.З. Хурсик  
 (ООО "ПермНИПИнефть")

Рассмотрена возможность применения прямых газогеохимических методов поиска залежей углеводородов на основе комплексирования результатов водной газовой съемки и дешифрирования аэрокосмоснимков. Предложено проводить трассировку объектов опробования с высокими содержаниями углеводородов на основе гидродинамической модели грунтового потока. В качестве примера рассмотрены работы, выполненные в северо-восточной части Соликамской депрессии.

Considered is the possibility of using direct gas-geochemical methods of searching deposits of hydrocarbons on the basis of complex analysis of the water-and-gas survey results and interpretation of air-and-space photography. It is offered to conduct tracking of the objects of testing with high content of hydrocarbons on the basis of hydrodynamic flow model. As an example taken are makes performed in north-eastern part of Solikamsk depression.

Восходящая вертикальная фильтрация и диффузия газов от глубинных залежей углеводородов обуславливают формирование специфических ореолов рассеивания углеводородных газов в подземных водах верхней гидродинамической зоны. Выявленные в процессе водной газовой съемки микроколичества водорастворенного углеводородного газа дают возможность обоснованно судить о нефтегазоносности нижележащего разреза. Следует отметить, что воз- рождается интерес к газогеохимическим методам поиска залежей углеводородов [1—3]. Наиболее эффективным применением "легких" нефтепоисковых методов является комплексное использование результатов водной газовой съемки, данных дешифрирования аэрокосмоснимков и построения на их основе трассировочных моделей.

В качестве примера такого комплексирования рассматриваются исследования, выполненные в северо-восточной части Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба. В основу работы положены материалы водной газовой съемки проведенной на этой территории, ООО "ПермНИПинефть" в 1975—1978 гг. под руководством Г. К. Михайлова, а также новые материалы аэрокосмогеологических исследований (АКГИ) на Емельяновской площади. Приуроченность выявленных (до начала активного освоения территории) газовых аномалий к нефтяным месторождениям, открытым в последующие годы, дает основание для комплексной переинтерпретации результатов водной газовой съемки на основе компьютерной обработки данных и моделирования.

При проведении исследований решали следующие задачи: выполняли построение экспертной геофильтрационной схемы грунтового массива на основе результатов крупномасштабных АКГИ и обоснование соответствующих граничных условий модели; проводили гидродинамическое моделирование и трассировку точек опробования с максимальной концентрацией углеводородов (т. е. в "глубину" массива по линиям тока в направлении водораздела) с целью "пеленгации" зон интенсивного диффузионного подтока углеводородов; выполняли картирование газовых аномалий и оценку их пространственного соответствия как месторождениям-аналогам, так и вероятным структурным поднятиям и ландшафтными аномалиям (ЛИА).

Геологический разрез площади изучен по материалам структурно-поискового и поисково-оценочного бурения. Вскрыты отложения четвертичной, пермской, каменноугольной и девонской систем, а также верхняя часть вендского комплекса. Промышленная нефтеносность территории связана со среднекаменноугольным карбонатным, ниже-средневизейским терригенным, верхнедевонско-турнейским карбонатным комплексами. В пределах опытного участка открыто 9 месторождений: Кисловское, Федорцевское, Цепельское, Гежское, Озерное, Гагаринское, Восточно-Гагаринское, Мысыинское и Маговское месторождения (рисунок). Для региона характерно многообразие тектонических структур, развитых в разных структурных этапах осадочного чехла. Большая часть из них находит отображение в строении земной поверхности в виде ландшафтных аномалий (рисунок), выраженных прямыми морфоструктурами — положительными деформациями.

При комплексном дешифрировании аэрокосмических выявлены прямолинейные линеаменты, предположительно отображающие активизированные трещинно-разрывные структуры осадочного чехла. Установлено, что в восточной части площади преобладают линеаменты северо-северо-западного и субмеридионального простираний, в западной половине площади — северо-северо-восточного и (реже) субмеридионального. Плотность линеаментов неравномерна, протяженность их составляет от 2...3 до 15 км и более. В восточной половине площади отчетливы линеаменты

субширотного и северо-восточного простираний. Следует отметить близкое плановое соответствие систем линеаментов дорифейским разломам фундамента субмеридионального и северо-восточного простираний, выявленным по результатам анализа гравиметрических данных. В строении палеозойского осадочного чехла по данным сейсморазведки установлены разрывные нарушения северо-северо-западного и восток-северо-восточного простираний, в большинстве своем удовлетворительно соответствующие системам прямолинейных линеаментов.

Линеаменты во многих случаях ограничивают ландшафтные аномалии и контролируют их ориентировку. Важно отметить, что ослабленные зоны разреза могут рассматриваться как каналы вертикальной диффузии углеводородов, причем практически все зоны разгрузки подземных вод данного района прямо связаны с выявленными линеаментными системами. Последние были учтены как зоны резкой фильтрационной неоднородности при построении гидродинамической модели участка.

Водную газовую съемку (ВГС) выполняли в зоне активного водообмена, которая включает четвертичный аллювиальный водоносный комплекс, четвертичный комплекс аллювиально-озерных и флювиогляциальных отложений; соликамский и кунгурский водоносные комплексы. Объектами опробования ВГС были родники, колодцы и скважины, вскрывшие подземные воды в зоне активного водообмена. Всего было отобрано и проанализировано на хроматографе "Геохимик" с ионизационно-пламенным детектором 324 пробы; чувствительность прибора —  $1 \cdot 10^{-5}$  об. %.

Построение гидродинамической модели выполняли на основе литературных и фондовых данных, что предопределило ее экспертный характер. В качестве пространственных границ стационарной модели рассматривали естественные гидравлические границы — рек Вишера (запад) и Вижаиха (север). Отдаленные восточную и южную границы опорного участка считали непроницаемыми. Сетка модели составила 44160 узлов ( $240 \cdot 184$ ) с шагом 250 м. Моделирование выполняли на основе известного пакета MODFLOW. При разработке гидродинамической модели использовали двухслойную геофильтрационную схему, верхний слой которой соответствовал безнапорной фильтрации, а нижний (абсолютная отметка +100 м) — напорно-безнапорной. В соответствии с геологическим строением изучаемой территории в составе верхнего слоя учтено четыре зоны неоднородности: четвертичные аллювиальные ( $K_{\phi} = 5$  м/сут), четвертичные флювиогляциальные ( $K_{\phi} = 0,9$  м/сут), соликамские ( $K_{\phi} = 3$  м/сут) и кунгурские ( $K_{\phi} = 1$  м/сут) отложения. Для нижнего слоя были учтены только три последние зоны неоднородности с коэффициентами фильтрации 0,9; 2,0 и 0,8 м/сут, соответственно. Распределение линейных зон повышенной водопроницаемости принималось на основе выявленных линеаментов. Коэффициент фильтрации таких зон экспертно оценивается величиной 4 м/сут, т. е. не выше водопроницаемости аллю-

виальных отложений. Эффективная пористость отложений принята равной 20 %, коэффициент фильтрационной анизотропии — 0,9.

Граничные условия стационарной модели для верхнего слоя учитывали постоянный во времени уровень во всех поверхностных водотоках и водоемах. Для нижнего слоя такие границы задавали только по основным дренам — рекам Вишера, Язьва, Глухая Вильва, Вижайха и Колывна. Исходное для моделирования распределение поля гидроизогипс принимали по фактическим отметкам рельефа. Инфильтрационное питание ( $W$ ) водоносных горизонтов (для верхнего слоя) задавали постоянной величиной 0,0025 м/сут, а для зоны развития болот его исключали ( $W = 0$ ).

Выполнено несколько вариантов тестового моде-

лирования при различных фильтрационных параметрах. Гидродинамическая модель грунтового потока в пределах верхнего слоя, наилучшим образом отражающая фактическую энергетику грунтового потока в верхней части зоны активного водообмена, представлена на рисунке. Следует отметить, что зоны интенсивного стока гидродинамической модели хорошо коррелируются с фактически выявленными водообильными зонами — Гежской, Сурсайской, Сурдынской, Немзинской и др. Весьма часто наблюдается концентрация стока вдоль линейных геофильтрационных элементов (линеаментов), причем на отдельных участках они могут обеспечивать перехват потока, что существенно с позиций газогеохимической трассировки.

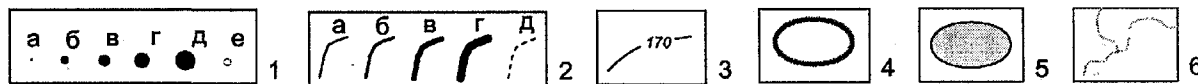
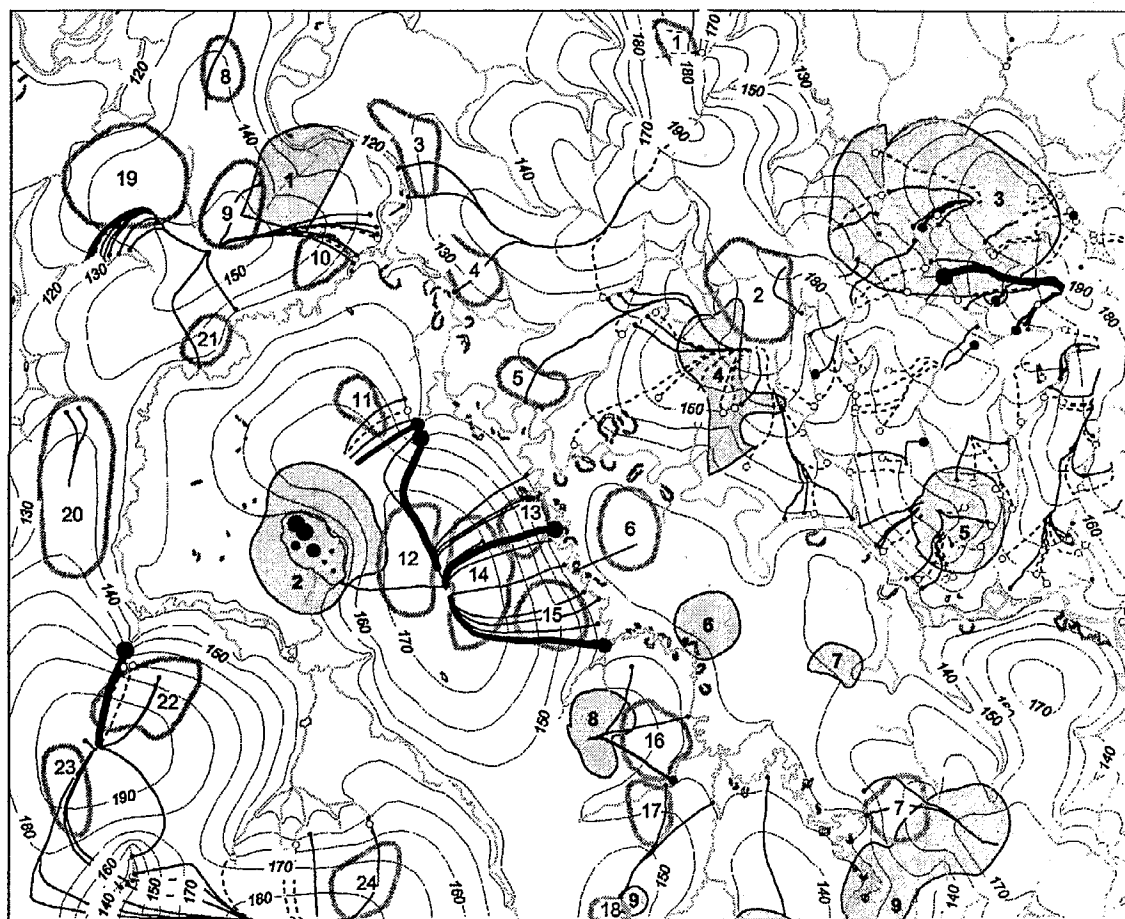


Схема трассировки водорастворенных тяжелых углеводородов:

1 — содержание тяжелых УВ в водопунктах

(а — 0,01...10; б — 10...50; в — 50...100; г — 100...500; д — более 500; е — пробы без тяжелых УВ); 2 — трассы проб тяжелых УВ (а — 0,01...10; б — 10...50; в — 50...100; г — 100...500; д — пробы без тяжелых УВ); 3 — гидроизогипсы; 4 — контуры ландшафтных аномалий (номера соответствуют таблице в тексте); 5 — месторождения нефти (1 — Федорцевское, 2 — Озерное, 3 — Гежское, 4 — Кисловское, 5 — Цепельское, 6 — Гагаринское, 7 — Восточно-Гагаринское, 8 — Мысьинское, 9 — Маговское), 6 — гидросеть

По результатам гидрогеохимического опробования и статистической обработки для последующей трассировки все исходные водоупункты были подразделены на две группы. К первой из них отнесены объекты, в пробах которых присутствует метан, но не обнаружены тяжелые углеводороды. Вторая группа объединяет пункты опробования, содержащие в воде тяжелые углеводороды. Суммарное их содержание на карте отображается с распределением по соответствующим грациям (рисунок). Трассировку точек опробования выполняли в интерактивном режиме путем обратного прослеживания линий тока на гидродинамической модели. Толщина линий трассы соответствует принятым грациям содержания тяжелых углеводородов.

В качестве эталонных участков рассматриваются нефтяные месторождения, охваченные водной газовой съемкой: Гежское, Цепельское, Кисловское и Озерное. Низкую степень опробования имеют Маговское и Федорцевское месторождения. По неблагоприятным условиям гидрогеологической съемки не опробованы грунтовые воды на Гагаринском и Восточно-Гагаринском месторождениях.

Гежское месторождение и практически совпадающая с ним ландшафтная аномалия Геж имеют достаточно высокую степень опробования, причем большинство водоупунктов здесь содержат тяжелые УВ. Месторождение контрастно выделяется на газогидрогеохимическом поле за счет проб с повышенным содержанием тяжелых УВ (см. рисунок). Трассировка точек опробования с тяжелыми УВ за пределы месторождения, по-видимому, не всегда оправдана, поскольку насыщение воды углеводородными газами могло наступить на любом конечном участке трассы. При этом воды с большим содержанием тяжелых УВ — показатели короткой латеральной миграции, т. е. на длинных дистанциях возможно разубоживание. При такой интерпретации практически все водоупункты, находящиеся вдоль Гежского линеаamenta, являются хорошими индикаторами месторождения углеводородов. Следует отметить, что Гежская газовая аномалия установлена при проведении работ в 1975—1977 гг.

Цепельское месторождение (аномалия Цепельская) также имеет высокую степень опробования в зоне дренажа грунтового массива. Расположение месторождения в зоне интенсивной разгрузки грунтовых вод вблизи р. Язвы обеспечивает высокую промытость верхней части разреза и, соответственно, способствует снижению концентраций водорастворенных тяжелых УВ (см. рисунок). Тем не менее начальные участки девяти трасс находятся в контуре месторождения. Цепельскому месторождению также соответствует ранее обнаруженная газовая аномалия.

В контуре Кисловского месторождения практически не установлены водоупункты с повышенным содержанием тяжелых УВ. Трассировка группы законтурных точек с тяжелыми УВ захватывает лишь северную часть месторождения.

Озерному месторождению отвечает наиболее яркая площадная газовая аномалия, выявленная по придонным пробам воды в озере Нюхти (см. рисунок). По условиям опробования проведение процедуры трассировки точек отбора здесь не требуется.

Федорцевское и Маговское месторождения в качестве эталонов не рассматриваются, поскольку исходные данные малоинформативны. На первом из них в контуре месторождения имеется лишь одна точка с содержанием водорастворенных тяжелых УВ. Контур куполов Маговского месторождения пересекают 2...4 трассы проб с тяжелыми УВ (см. рисунок).

Трассировка водорастворенных тяжелых УВ проведена также на 24 ландшафтных аномалиях (таблица, рисунок). В качестве благоприятных показателей прогноза нефтегазоносности разреза на территории ландшафтной аномалии рассматриваются прослеживание не менее трех трасс с тяжелыми углеводородами, а также содержание последних, превышающее среднюю величину суммы тяжелых УВ (см. таблицу) не менее чем в одной трассе. С учетом этих формальных критериев характеризуемые объекты можно подразделить на три группы: с низкой (14 ландшафтных аномалий), средней (5 аномалий) и, вероятно, высокой (5 аномалий) интенсивностью глубинного подтока углеводородных газов (см. таблицу). Следует отметить, что отнесение участков (ландшафтных аномалий) к первым двум группам указывает, в первую очередь, на их недостаточную изученность.

Характерно, что ландшафтные аномалии, отнесенные к группе с, вероятно, высокой интенсивностью подтока углеводородных газов, отмечены на двух участках (см. рисунок). К первому отнесены ландшафтная аномалия Кузнецова и соответствующая ей газовая аномалия Кузнецовская (см. таблицу). Второй участок объединяет ландшафтные аномалии Восточная-Нюхти, Немзя, Восточная Немзя и Родники, т. е. территорию между Озерным и Гагаринским нефтяными месторождениями. Ранее в области дренирования этой территории была выделена Родниковская линейная газовая аномалия (см. таблицу). Зона в пределах аномалий Восточная Немзя и Родники рассматривается как наиболее перспективная для нефтепоисковых работ, несмотря на то, что при бурении параметрических скв. 26, 36 в районе аномалии Восточная Нюхти и скв. 25 в районе аномалии Немзя промышленных скоплений нефти не обнаружено. Следует отметить, что восточная часть рекомендуемого участка находится в зоне относительно низкой плотности сейсмопрофилей (менее 2,0...2,5 км/км).

Разработанные гидродинамическая модель грунтового потока и методика трассировки могут быть рекомендованы для использования в комплексе геоэкологических исследований для прогноза вероятных траекторий загрязнителя от известного объекта (прямая прогнозная задача), а также для определения вероятного источника загрязнения по результатам фактического опробования (обратная задача). Такой подход особенно актуален для Гежского нефтяного месторо-

Газогидрогеохимическая оценка ландшафтных аномалий

Название и номер ландшафтной аномалии	Число трасс с тяжелыми УВ, проходящих по ландшафтной аномалии	Объемное содержание тяжелых УВ, %·10 <sup>-4</sup>	Интенсивность глубинного потока тяжелых УВ
1. Чурок	1	23,27	Средняя
2. Юж. Яборова	1	0,09	Низкая
3. Мост	2	0,05...0,89	"
4. Короткова	1	0,24	"
5. Меланий Бор	1	0,68	"
6. Центы	1	0,095	"
7. Талица	2	0,38...2,27	Средняя
8. Зап. Федорцева	1	0,46	Низкая
9. Верхний Волим	6	0,06...2,0	Средняя
10. Нижняя Язва	2	0,06...0,96	Низкая
11. Котомыш	2	0,16...0,57	"
12. Восточная Нюхти	3	0,18...111,35	Вероятно, высокая (трасса с высоким содержанием тяжелых УВ)
13. Восточная Немзя	4	0,13...439,1	То же
14. Немзя	16	0,1...439,1	"
15. Родники	6	0,42...80,4	"
16. Мысья	2	0,33...11,84	Средняя
17. Малая Мысья	1	1,29	"
18. Южная Мысья	1	0,5	Низкая
19. Верхняя Урсинка	7	0,17...0,83	"
20. Губдор	2	0,1...0,68	"
21. Колыва	1	0,63	"
22. Кузнецова	3	0,32...140,2	Вероятно, высокая (трасса с высоким содержанием тяжелых УВ)
23. Лариха	4	0,09...0,71	Низкая
24. Верхний Нелим	1	0,18	"

ждения, где необходимы особый геоэкологический прогноз и контроль в связи с последствиями подземных ядерных взрывов. Разработанная методика может быть применена при геоэкологических исследованиях и на других территориях.

В качестве продолжения начатых исследований рекомендуется проводить крупномасштабные АКГИ

параллельно с водной газовой съемкой, последующим построением гидродинамической модели потока и комплексной интерпретацией полученных результатов, что позволит повысить достоверность нефтепоисковых работ "легкими" методами.

Таким образом, водная газовая съемка в комплексе с гидродинамическим моделированием позволяет в короткие сроки, при низких финансовых затратах и с высокой информативностью оценивать перспективные нефтепоисковые объекты, выделенные при АКГИ, а также структурные поднятия, подготовленные сейсморазведкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зиновьев В.Б., Тюрин А.М. Методика газогеохимической съемки на юге Оренбургской области // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ: Тез. докл. науч.-практ. конф. 30 октября — 1 ноября 2001 г. — М.: ВНИГНИ, 2001. — С. 86—87.
2. Кринин В.А., Касаткин В.Е. Первый опыт газогеохимической съемки по снежному покрову с целью прогноза площадей и структур на северо-востоке Западно-Сибирской НГП // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ: Тез. докл. науч.-практ. конф. 30 октября — 1 ноября 2001 г. — М.: ВНИГНИ, 2001. — С. 89—91.
3. Стадник Е.В., Лаубенбах Е.А. Перспективы атмогеохимических исследований при работах на нефть и газ // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ: Тез. докл. науч.-практ. конф. 30 октября — 1 ноября 2001 г. — М.: ВНИГНИ, 2001. — С. 87—89.