

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 327, № 9, 2016

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА.
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Редакционная коллегия

Дьяченко А.Н., гл. редактор, д-р техн. наук (Россия)
Рихванов Л.П., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Шварцев С.Л., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коробочкин В.В., д-р техн. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Ильин А.П., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Кирыанова Л.Г., выпуск. редактор, канд. филос. наук (Россия)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, канд. техн. наук (Россия)

Входит в Перечень ВАК РФ – ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2016

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Журнал «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» – рецензируемый научный журнал, издающийся с 1903 года.

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – Свидетельство ПИ № ФС 77-65008 от 04.03.2016 г.

ISSN (print) – 2500-1019
ISSN (on-line) – 2413-1830

Пятилетний импакт-фактор РИНЦ за 2015 г. – 0,339
(без самоцитирования – 0,287)

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации геологических объектов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке энергоресурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей. Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

- Прогнозирование и разведка георесурсов
- Добыча георесурсов
- Транспортировка георесурсов
- Глубокая переработка георесурсов
- Энергоэффективное производство и преобразование энергии на основе георесурсов
- Безопасная утилизация георесурсов и вопросы геоэкологии
- Прикладные задачи технологий георесурсов.

К публикации принимаются статьи, ранее нигде не опубликованные и не представленные к печати в других изданиях.

Статьи, отбираемые для публикации в журнале, проходят закрытое (слепое) рецензирование.

Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

Полнотекстовый доступ к электронной версии журнала возможен на сайтах www.elibrary.ru, scholar.google.com

**BULLETIN
OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
GEO ASSETS ENGINEERING**

Volume 327, № 9, 2016

**BULLETIN
OF THE TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY.
GEO ASSETS ENGINEERING**

Editorial Board

Dyachenko A.N., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Rikhvanov L.P., Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Shvartsev S.L., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korobochkin V.V., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Ilyin A.P., Dr. Sc. (Russia)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Alekseenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., managing editor, Cand. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Cand. Sc. (Russia)

© Tomsk Polytechnic University, 2016

AIMS AND SCOPES

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is peer-reviewed journal owned by Tomsk Polytechnic University.

The journal was founded in 1903.

The journal is registered internationally (ISSN 2413-1830) and nationally (Certificate PE no. FM 77-65008, March 04, 2016 from the RF Ministry of Press, Broadcasting and Mass Communications).

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

The journal publishes research papers in the field defined as "life cycle of georesources". It presents original papers, reviews articles, rapid communications and discussions covering recent advances in geology, exploration and extraction of mineral resources, transportation technologies and deep processing of natural resources, energy-efficient production and energy conversion based on mineral resources as well as on safe disposal of geo assets.

The journal will be of interest to geologists, chemists, engineers, physicists, ecologists, power engineers, specialists in storage and transportation of energy resources, IT specialists as well as to other specialists in the related fields.

Scope of the journal issue "Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering" in accordance with Geo Assets (GA) strategy includes:

- Geo Assets Exploration and Refining;
- Geo Assets Mining;
- Geo Assets Transportation;
- Geo Assets Deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and questions Geoecology;
- Applied Aspects of Geo Assets technologies.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering publishes only original research articles. All articles are peer reviewed by international experts. Both general and technical aspects of the submitted paper are reviewed before publication. Authors are advised to suggest 2 potential reviewers who are familiar with the research focus of the article. Final decision on any paper is made by the Editor in Chief.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is published monthly.

The publication of manuscripts is free of charge.

The journal is on open access on www.elibrary.ru, scholar.google.com.

СОДЕРЖАНИЕ

- Уран и торий в донных отложениях соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан)** 6
Карпов А.В., Владимиров А.Г., Разворотнева Л.И., Кривоногов С.К., Николаева И.В., Мороз Е.Н.
- Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопргиб и структуры его обрамления)** 18
Стоцкий В.В.
- Скрининговый контроль объектов гидросферы для выявления аварийных нефтяных разливов** 29
Адам А.М., Бегун М.В., Дмитриев А.В., Купрессова Е.А., Ледовская А.М., Романенко С.В., Савичев О.Г.
- Индикация компонентами природной среды трансграничного переноса загрязняющих веществ на территорию Горного Алтая** 39
Робертус Ю.В., Удачин В.Н., Рихванов Л.П., Кивацкая А.В., Любимов Р.В., Юсупов Д.В.
- Тестирование конструктивного исполнения технических решений по огневой утилизации жидких углеводородных отходов** 49
Долгов С.В., Хаустов С.А., Табакаев Р.Б.
- Морфологическая стратификация облаков электрическим полем атмосферы в периоды активного и спокойного солнца** 57
Белый Т.А.
- Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины** 70
Сергеев В.Л., Ву К.Д.
- Опыт наземных углеводородных геохимических, гамма-спектрометрических и магнитных исследований на месторождении нефти в баженовской свите** 78
Соболев И.С., Орехов А.Н., Бредихин Н.П.
- Управление отрывным турбулентным потоком при помощи высокочастотных вращательных колебаний при $Re=1,4 \times 10^5$** 88
Палкин Е.В., Муллыджанов Р.И., Хаджабдич М., Ханьялич К.
- Эффективность применения горючих сланцев и сланцевольных отходов для очистки воды от органических загрязнителей** 95
Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н.

CONTENTS

- Uranium and thorium in sediments of the Ishim plain lakes (northern Kazakhstan)** 6
Karpov A.V., Vladimirov A.G., Razvorotneva L.I., Krivonogov S.K., Nikolaeva I.V., Moroz E.N.
- Assessment of geotemperature conditions of bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures)** 18
Stotskiy V.V.
- Hydrosphere objects screening control to detect emergency oil spill** 29
Adam A.M., Begun M.V., Dmitriev A.V., Kupressova E.A., Ledovskaya A.M., Romanenko S.V., Savichev O.G.
- Indication by environmental components the pollutant transboundary transfer to Gorny Altai** 39
Robertus Yu.V., Udachin V.N., Rikhvanov L.P., Kivatskaya A.V., Lyubimov R.V., Yusupov D.V.
- Testing the design of technical solutions for liquid hydrocarbon wastes fire salvaging** 49
Dolgov S.V., Khaustov S.A., Tabakaev R.B.
- Morphological stratification of clouds by atmospheric electric field in active and quiet sun period** 57
Bely T.A.
- Adaptive interpretation of the results of hydrodynamic research considering a wellbore storage** 70
Sergeev V.L., Vu D.Q.
- Experience in surface hydrocarbon geochemical, gamma-ray spectrometry and magnetic survey on oil field in the bazhenov formation** 78
Sobolev I.S., Orekhov A.N., Bredikhin N.P.
- Control of separated turbulent stream by high-frequency rotary oscillations at $Re=1,4 \times 10^5$** 88
Palkin E.V., Mullyadzhanov R.I., Hadziabdic M., Hanjalic K.
- Efficiency of applying oil shale and ash-shale wastes for water treatment from organic pollutants** 95
Nazarenko M.Yu., Kondrasheva N.K., Saltykova S.N.

УДК 550.4 (550.424, 550.461)+550.791

УРАН И ТОРИЙ В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОЛЕННЫХ ОЗЕР ИШИМСКОЙ СТЕПИ (СЕВЕРНЫЙ КАЗАХСТАН)

Карпов Александр Викторович¹,
theblake@mail.ru

Владимиров Александр Геннадьевич^{1,2},
vladimir@igm.nsc.ru

Разворотнева Людмила Ивановна¹,
rasvorot@igm.nsc.ru

Кривоногов Сергей Константинович¹,
s_krivotgov@mail.ru

Николаева Ирина Викторовна¹,
inikol@igm.nsc.ru

Мороз Екатерина Николаевна¹,
ekaterina.n.moroz@gmail.com

¹ Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

² Национальный исследовательский Томский государственный университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

Актуальность работы связана с необходимостью оценки экологической безопасности освоения высокоминерализованных озер Ишимской степи (Западная Сибирь – Северный Казахстан). Эти озера расположены на границе с Северо-Казахстанской урановорудной провинцией, что предполагает выщелачивание урана и тяжелых металлов поверхностными и подземными водами и их последующее депонирование в донных озерных отложениях.

Цель работы: определение химического и минерального состава донных отложений соленых озер Ишимской степи, а также содержания и форм нахождения урана в донных отложениях для оценки их экологической безопасности для сельскохозяйственного освоения.

Методы исследования: методики ступенчатого выщелачивания донных отложений, рентгенофлуоресцентный анализ, рентгеноструктурный анализ, ИК-спектроскопия, масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой.

Результаты исследований показали, что в приповерхностном слое (0–1 м) донных отложений соленых озер Ишимской степи содержания радиоактивных элементов не превышают фоновый уровень ($U=0,78-3,3$ г/т, $Th=1,2-8,1$ г/т, $Th/U=1,5-4,7$), который характерен для бессточных водоемов Западной Сибири. Поскольку приповерхностные донные осадки озер обладают низкими содержаниями урана, тория и тяжелых металлов-токсикантов, это позволяет рассматривать Ишимскую степь как экологически-безопасный регион для сельскохозяйственного освоения земель и лечебно-профилактического использования илов в бальнеологии. На основании полученных данных сделан вывод, что главным фактором концентрирования и перераспределения урана в озерных котловинах Ишимской степи являются процессы интенсивной солевой дефляции, которые вызывают опесчанивание озер и, как следствие, – обеднение ураном приповерхностного слоя донных отложений.

Ключевые слова:

Геоэкология, гидрогеохимия, система «вода–алюмосиликаты», соленые озера, донные отложения, уран, торий, тяжелые металлы, Ишимская степь, Северный Казахстан.

Введение

Загрязнение окружающей среды химическими веществами различной природы и происхождения в настоящее время оказывает все большее давление на природное равновесие в глобальном масштабе. Проблема загрязнения окружающей среды выходит на первый план и для Северного Казахстана – степного региона с многочисленными бессточными озерами, воды которых обладают высокой минерализацией, а донные отложения способны аккумулировать значительные запасы радиоактивных элементов (РАЭ) и тяжелых металлов (ТМ). Изучение донных отло-

жений изолированных водоемов – одно из перспективных направлений современной геохимии экосистем [1]. Исследование донных отложений позволяет получить не только новую индикаторную информацию о динамике изменения окружающей среды, но также определять механизмы концентрирования и перераспределения РАЭ и ТМ, которые, с одной стороны, являются ценными рудными компонентами, а с другой – элементами-токсикантами по отношению к окружающей среде [2–4].

Ишимская степь является непосредственным продолжением Кулундинской степи в Алтайском

крае Российской Федерации, здесь также расположены озёра, уникальные по запасам минеральных солей. Эти озёра представляют практический интерес для промышленного освоения как источник природных минералов – мирабилита, галита, соды и гипса [5]. Кроме того, они обладают значительными запасами уникальных лечебных илов и специфическими галофильными формами организмов, в частности жаброногими рачками артемиями (*Artemia salina* L.) [5–7]. Важно подчеркнуть, что Ишимская степь в Казахстане, в отличие от Кулундинской степи Алтайского края, сейчас практически исключена из промышленного и сельскохозяйственного оборота и, как следствие, – здесь стабилизированы фоновые содержания РАЭ и ТМ, сохранились эколого-ландшафтные обстановки и биогеоценозы, характерные для Западной Сибири [8].

Специфика Ишимской степи связана с тем, что эта территория непосредственно прилегает к Северо-Казахстанской урановорудной провинции, что предполагает выщелачивание урана и других тяжёлых металлов из горных пород и руд в солёные бессточные озёра поверхностными и подземными водами. Учитывая геоморфологическую характеристику соленых озер Ишимской степи, следует обратить внимание на месторождение Семизбай

(рис. 1). Это месторождение, примыкающее к границе уступа между Северо-Казахстанским мелкосопочником и Ишимской степью, относится к гидрогенным урановым месторождениям песчаного типа и, по существу, представляет собой ореол накопления урана в карбонатно-песчаниковых толщах юрско-мелового возраста. Урановые руды месторождения Семизбай представлены рыхлым и слабоцементированным песчаниковым материалом, иногда с карбонатным цементом. Рудная минерализация представлена оксидами урана и коффинитом $(U,Th)(SiO_4)_{1-x}(OH)_x$. Повышенные концентрации урана наблюдаются на поверхностях обломков обеленных песчаников, в частичках углефицированного растительного детрита и катунах красных глин. Эти накопления урана весьма благоприятны для выщелачивания, что подтверждено экспериментальными исследованиями [9].

Цель и задачи статьи: 1) определение химического и минерального состава донных отложений соленых озер Ишимской степи; 2) определение содержания и форм нахождения урана в приповерхностном слое донных отложений; 3) анализ механизмов перераспределения РАЭ и ТМ в результате экзогенного выветривания соленых озер и их донных отложений.



Рис. 1. Географическая схема расположения соленых озёр в Северном Казахстане (Ишимская степь). Квадратами показаны урановорудные месторождения, включая экзогенное месторождение Семизбай

Fig. 1. Location of the saline lakes in Northern Kazakhstan (Ishim plain). Uranium deposits including exogenic Semizbai deposit are marked as the squares

Геокартография и схема опробования озер

Исследованные озера расположены на южной окраине Западно-Сибирской равнины в зоне перехода к Казахскому мелкосопочнику. Эта часть Западной Сибири известна в русскоязычной литературе как Ишимская степь (рис. 1). Она занимает большую часть Ишим-Тобольского и Ишим-Иртышского междуречий и протягивается на 400 км с запада на восток, на 350 км с юга на север. Для равнины характерна слабая расчлененность поверхности, практически полное отсутствие местной сети долин и обилие замкнутых депрессий, занятых солёными озёрами. Равнина слабо наклонена на север и восток. Ее южная часть имеет отметки 160–170 м, центральная – 140–150 м, а северная и восточная – 130 м (рис. 1). Стратиграфический разрез представлен мезо-кайнозойскими отложениями мощностью 1–1,5 км. Четвертичные толщи небольшой мощности представлены преимущественно озерными отложениями эоплейстоцена и покровами лессовидных суглинков среднего-позднего плейстоцена. Подстилающие дочетвертичные отложения имеют субгоризонтальное залегание (пластовые равнины), местами выходят на поверхность и имеют палеогеновый возраст в западной и неогеновый возраст в восточных частях района исследования [10–13]. В основании олигоценового разреза повсеместно развит водоупор, представленный морскими глинами чеганской (ишимской) свиты. Выше по разрезу от регионального водоупора водоносные горизонты средней и нижней части континентальных олигоценовых отложений гидравлически связаны [14].

В ходе российско-казахстанских экспедиций (2014–2015 гг.) были получены новые данные по составу воды и донных отложений соленых озер Ишимской степи. Схема опробования и каталог образцов приведены в табл. 1, космоснимки – на рис. 2. Следует отметить, что для двух озер из-за заболоченности прибрежной полосы не удалось отобрать пробы озерной воды и были взяты только керны донных отложений (оз. Селетытениз, оз. Улькен-Карой). Порядковые номера проб (№ №) являются сквозными для всех таблиц в настоящей статье.

Характеристика объектов исследования

Соленые озера Ишимской степи приурочены к изолированным впадинам, они являются бессточными и различаются по морфологии котловин, площади водосборов и характеру питания (рис. 2). Озера питаются преимущественно атмосферными осадками, формирующими поверхностный сток в виде небольших рек и овражно-балочной сети. Озера с большей площадью водосбора – слабосоленые (оз. Селетытениз, оз. Улькен-Карой), а озера с меньшим водосбором – сильносоленые (оз. Жалаулы, оз. Кызылкак, оз. Теке, оз. Киши-Карой, оз. Калибек) (табл. 2).

Таблица 1. Схема опробования соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан)

Table 1. Sampling scheme of the Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan)

№	Озеро Lake	GPS-координаты GPS-coordinates	Пробы воды Water samples	Пробы донных отложений Sediment samples
1	Калибек Kalibek	N=53.56,552 E=70.37,547	–	СК 14-1
2		N=53.48,412 E=70.40,012	СК 14-1/3	СК 14-1/3
3	Киши-Карой Kishi-Karoy	N=53.59,840 E=71.16,633	СК 14-2/1	СК 14-2/1
4	Улькен-Карой Ulken-Karoy	N=53.53,912 E=71.49,853	–	СК 14-3/1
5		N=54.00,940 E=71.52,747	–	СК 14-3
6	Теке Teke	N=53.55,090 E=72.55,380	СК 14-4	СК 14-4
7	Селетытениз Seletyteniz	N=53.17,208 E=73.25,653	–	СК 14-5
8	Кызылкак Kyzylkak	N=53.21,827 E=73.47,637	СК 15-3	СК 14-6
9	Жалаулы Zhalauly	N=52.56,332 E=74.05,960	СК 14-7	СК 14-7

Примечание. Авторы проб: А.Г. Владимиров, Л.В. Куйбида, В.В. Хлестов, А.В. Карпов.

Note. Samples were collected by A.G. Vladimirov, L.V. Kuybida, V.V. Khlestov, A.V. Karpov.

Таблица 2. Общая минерализация, pH, Eh и содержания радиоактивных элементов в водах соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан)

Table 2. Total dissolved solids, pH, Eh and radioactive elements concentrations in waters of the Ishim plain saline lakes (Northern Kazakhstan)

№	Озеро Lake	проба Sample	pH	Eh, мВ (mV)	TDS, г/л (g/l)	U, мкг/л (μg/l)	Th, мкг/л (μg/l)
2	Калибек Kalibek	СК 14-1/3	6,4	285	314	1,5	<0,5
3	Киши-Карой Kishi-Karoy	СК 14-2/1	7,28	140	370	8,0	
6	Теке Teke	СК 14-4	7,1	260	376	7,9	
8	Кызылкак Kyzylkak	СК-15-3	7,0	280	315	7,0	
9	Жалаулы Zhalauly	СК 14-7	6,72	260	356	9,5	

Примечание. №/№ проб отвечают таблице 1.

Note. No. of the samples are identical to those in the table 1.

Установлено [8], что для большинства озер характерно преобладание хлоридно-натриевого (оз. Калибек), натриево-магниевого (оз. Киши-Карой, оз. Теке, оз. Кызылкак) или магниево-натриевого (оз. Жалаулы) гидрогеохимических типов с общей соленостью более 300 г/л (табл. 2). Значение pH варьируется от 6,4 до 7,3, что отражается также в присутствии в водах CO₂ до 350 мг/л. Содержание гидрокарбонат-иона в озерах незначи-

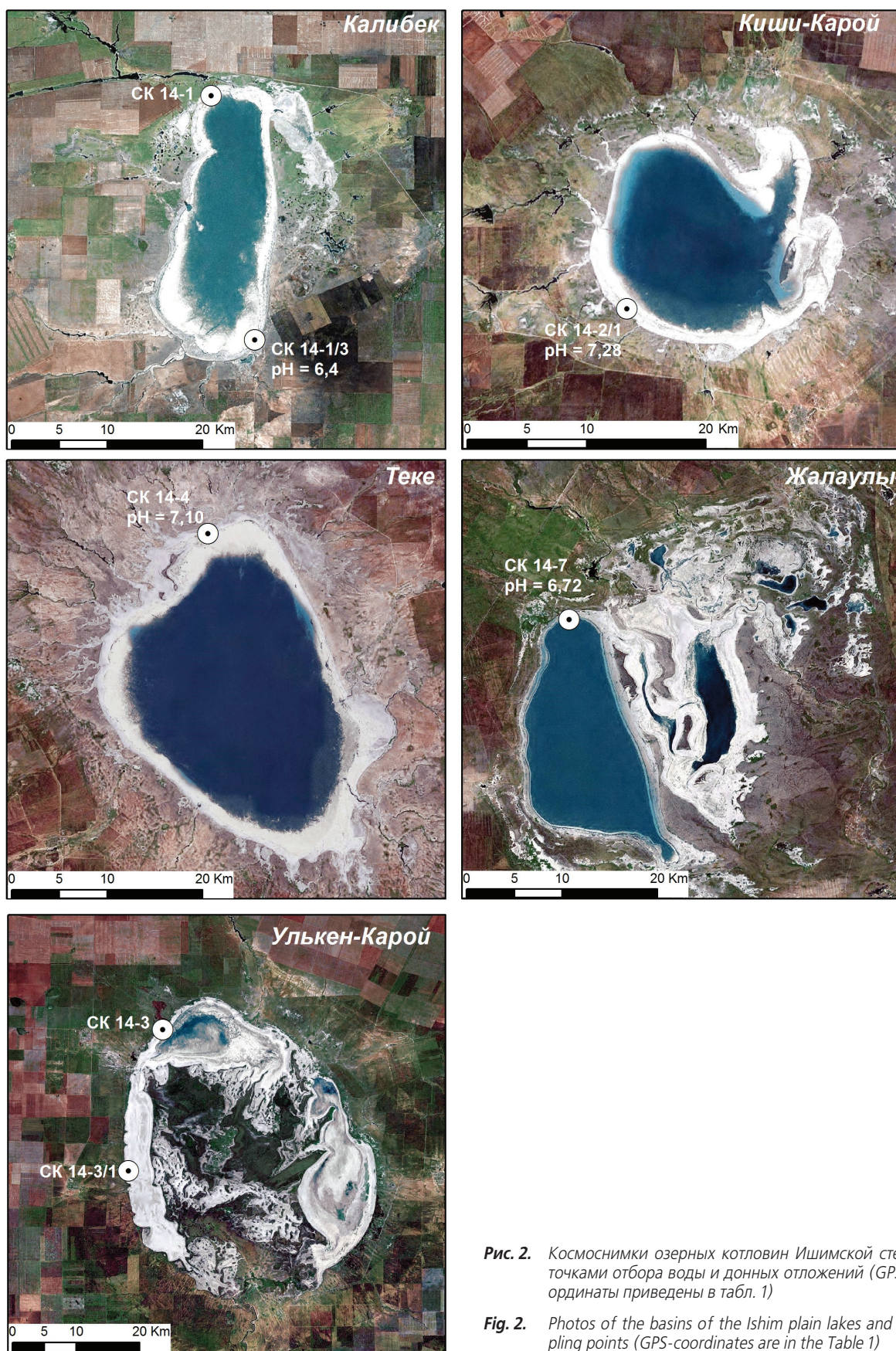


Рис. 2. Космоснимки озерных котловин Ишимской степи с точками отбора воды и донных отложений (GPS-координаты приведены в табл. 1)

Fig. 2. Photos of the basins of the Ishim plain lakes and sampling points (GPS-coordinates are in the Table 1)

тельно (от 0,08 до 1,5 г/л), в то время как содержания хлорид-иона и сульфат-иона могут достигать 205 и 75 г/л соответственно.

На дне озер накапливаются глинисто-песчаные отложения, преимущественно являющиеся продуктами размыва берегов. Вместе с тем значительную часть донных отложений составляют аутигенные минералы, выпадающие из пересыщенных солями озерных вод. Озерные ванны заполнены осадками, благодаря чему озера имеют незначительные глубины.

Методика исследований

Керны донных отложений глубиной 0–1 м отбирали с помощью пластиковых трубок. Образцы воды отбирали с глубины 10–20 см в чистые пластиковые бутылки без фильтрования, а образцы, предназначенные для микроэлементного анализа, – в чистые пластиковые бутылки объемом 0,5 л и подкисляли 2 мл концентрированной азотной кислоты марки «ос. ч.», перегнанной дважды на установке для перегонки без кипения.

Оценка литологического состава кернов донных отложений была выполнена с шагом 3–5 см методом ступенчатого выщелачивания. При помощи шприца отбирали 5 см³ образца и высушивали при температуре около 80 °С. Определение содержания водорастворимых солей было выполнено выщелачиванием водой в соотношении проба: вода 1:20, содержания карбонатов – выщелачиванием разбавленной соляной кислотой. Для отделения глины от песка к образцу приливали воду и взбалтывали, после чего ждали несколько секунд для осаждения песка и отбрасывали верхнюю часть смеси (смесь воды и глины). Процедуру повторяли до исчезновения окраски воды. Количество органики оценивали из отдельной пробы как потери при прокаливании (ППП) при 800 °С. После определения литологических характеристик пробы усредняли и квартовали для последующего определения химического и минерального состава донных отложений.

Фазовый состав донных осадков определялся рентгеноструктурным методом на дифрактометре ДРОН-3 в лаборатории рентгеноспектральных методов анализа ИГМ СО РАН, г. Новосибирск (излучение CuK_α , графический монохроматор). Съемка ИК-спектров проводилась на двухлучевом спектрометре Specord 75 IR в области 400–4000 см⁻¹ с таблеткой чистого KBr в канале сравнения. Запись велась в режиме пропускания.

Определение содержания петрогенных оксидов в донных отложениях проводилось методом РФА в той же лаборатории. Анализируемую пробу сушили при 105 °С в течение 1 часа, затем прокаливали при 1000 °С в течение 2,5 часов, после чего 0,5 г образца смешивали с 4,5 г флюса (66,67 % тетрабората лития; 32,83 % метабората лития и 0,5 % лития бромистого). Смесь плавил в платиновых тиглях в индукционной печи Lifumat-2,0-Ox (Linn High Therm GmbH). Полученные стекла анализировали на рентгенофлуоресцентном спектрометре

ARL-9900-XP (Thermo Electron Corporation). Для построения градуировочных графиков использовали стандартные образцы состава горных пород, а также химреактивы (петрогенные оксиды марки «ч. д. а.» и «ос. ч.»).

Определение содержаний урана, тория и тяжелых металлов в донных отложениях проводилось методом ИСП-МС в лаборатории изотопно-аналитических методов ИГМ СО РАН (г. Новосибирск) с использованием масс-спектрометра высокого разрешения ELEMENT фирмы Finnigan Mat (Германия). Из усредненных проб керна брали навеску 0,050 г, помещали в тигель из стеклоуглерода, смачивали водой, прибавляли 10 мл фтористоводородной кислоты и 5 мл хлорной кислоты, а затем выпаривали до полного удаления хлорной кислоты. Далее добавляли 5 мл хлорной кислоты, разбавленной 1:1, и упаривали. Для полного удаления следов фтористоводородной кислоты пробы ещё дважды обрабатывали разбавленной 1:1 хлорной кислотой. К сухому остатку приливали 16 мл хлорной кислоты и нагревали с последующим переводом в колбу на 100 мл. Перед ИСП-МС-измерениями полученные растворы разбавляли в 100 раз с добавлением внутреннего стандарта. Для разбавления использовали воду высокой степени очистки (сопротивление 18,2 М·В·см), полученную при помощи системы MilliQ фирмы Millipore. Градуировка была выполнена по многоэлементным эталонным растворам. Для учета матричного влияния и дрейфа сигнала в качестве внутреннего стандарта выбран индий с концентрацией 1 мкг/л.

Определение форм нахождения урана было проведено методом пятиступенчатого выщелачивания [15]. Пробы донных отложений высушивали в течение 4-х часов при температуре 105 °С, затем растирали в агатовых ступках. Выщелачивание проводили из навески сухой пробы массой 1 г. Для определения водорастворимой формы урана к образцу приливали воду в соотношении проба: вода 1:15 при температуре 25 °С. Затем в течение 1 часа проводили активное перемешивание пробы на магнитных мешалках при 15 тыс. об/мин. Твердую фазу отделяли от жидкой методом центрифугирования при 15 тыс. об/мин. Определение содержания ионообменных форм урана проводили при помощи выщелачивания 15 мл 1 М раствора MgCl_2 при pH 7 в течение часа при 25 °С. Отделение твердой фазы от жидкой – методом центрифугирования (15 тыс. об/мин). Карбонатные формы определяли с помощью выщелачивания 1 М раствором $\text{CH}_3\text{COONH}_4$ при pH 5 и 25 °С в течение 5 часов. Гидроксидные формы – с помощью выщелачивания 2 М раствором гидроксиламин-гидрохлорида ($\text{NH}_2\text{OH}\cdot\text{HCl}$) в 25% -й уксусной кислоте в течение 6 часов при температуре 96 °С. Органические формы определяли выщелачиванием смесью 0,02 М HNO_3 и 30 % H_2O_2 в соотношении 17:8 с буферированием раствором азотной кислоты до pH 2 при температуре 85 °С в течение 2 часов. Остатки пробы подвергали кислотному разложению по описанной выше методике [15].

Результаты исследований и их обсуждение

Петрохимический состав донных отложений приведен в табл. 3. Судя по интервальной характеристике кернов (авторские неопубликованные данные), донные отложения всех исследованных озер имеют однотипное строение: в верхних частях преобладают песчаники с примесью органического материала и редкими желваками солей (пробы № 2, 3, 5–9), в нижних частях вскрываются черные суглинки с высоким содержанием органического материала (пробы № 1, 4). Для последних характерна пониженная кремнекислотность (41–48 мас. % SiO_2), относительно высокие содержания железа (4,8–5,0 мас. % $\Sigma\text{Fe}_2\text{O}_3$) и потерь при прокаливании (ППП=18–20 мас. %), которые, вероятнее всего, коррелируют с содержанием органического материала.

Минеральный состав донных отложений приведен в табл. 4. Черные суглинки, богатые органикой, удалось вскрыть только в прибрежной полосе озер Калибек и Улькен-Карой (в табл. 4 эти пробы отмечены серым фоном). Особый интерес представляет проба СК 14–3/1, где обнаружена примесь уранового минерала – раббитита ($\text{Ca}_3\text{Mg}_3(\text{UO}_2)_2(\text{CO}_3)_3(\text{OH})_4 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$), в ассоциации с гипсом, ангидритом, слюдой и монтмориллонитом. Эти предварительные данные требуют перепроверки и термодинамического тестирования системы «вода–алюмосиликаты». Остальные пробы отражают смену минеральных форм приповерхностного слоя донных отложений и коррелируют

Таблица 3. Содержание петрогенных оксидов в приповерхностных (0–1 м) донных отложениях соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан), мас. %

Table 3. Petrogenic oxides concentrations in the upper layer (0–1 m) of the sediments of the Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan), wt. %

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9
SiO_2	47,59	69,81	71,28	40,87	63,79	70,76	53,81	67,63	83,34
TiO_2	0,68	0,37	0,47	0,63	0,55	0,28	0,64	0,53	0,14
Al_2O_3	11,52	5,29	6,75	13,20	8,81	3,62	12,53	8,83	3,63
$\Sigma\text{Fe}_2\text{O}_3$	4,79	1,83	2,90	5,14	3,22	1,55	5,41	3,38	1,33
MnO	0,08	0,05	0,05	0,08	0,05	0,05	0,08	0,06	0,02
MgO	3,68	1,58	2,14	3,29	1,93	3,28	3,01	2,24	1,36
CaO	5,35	3,19	2,89	10,54	5,69	2,30	4,04	2,91	0,85
Na_2O	3,81	3,17	2,41	2,80	1,88	3,33	3,56	2,48	1,68
K_2O	1,03	0,78	0,89	1,47	1,12	0,51	1,50	1,29	0,62
P_2O_5	0,12	0,06	0,09	0,15	0,09	0,06	0,10	0,08	0,02
BaO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,05	0,05	0,04
SO_3	0,80	1,35	0,83	3,22	0,65	2,36	0,99	0,35	0,41
ППП LOI	19,72	11,64	9,23	18,01	11,75	11,52	13,84	10,08	6,06
Σ	99,21	99,16	99,97	99,44	99,57	99,65	99,56	99,91	99,50

Примечание. № проб отвечают табл. 1. Литологический состав проб: 1, 4 – черные суглинки, богатые органикой (выделены серым цветом); 2, 3, 5–9 – засоленные песчаники, обедненные органикой.

Note: No. of the samples are identical to those in the table 1. Lithological composition of the samples: 1, 4 are the organic-rich black loams (emphasized by gray color); 2, 3, 5–9 are the organic-depleted salt sandstones.

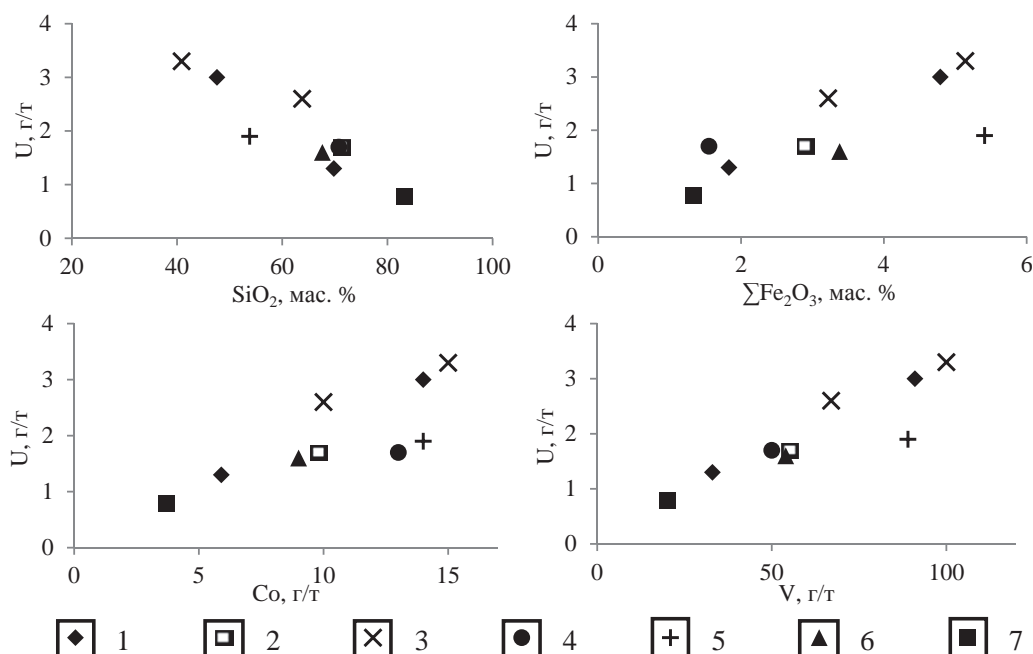
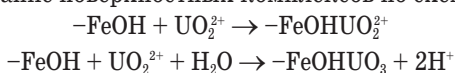


Рис. 3. Корреляция урана с петрогенными оксидами и тяжелыми металлами в донных отложениях озер Ишимской степи (Северный Казахстан). Условные обозначения: 1 – оз. Калибек, 2 – оз. Киши-Карой, 3 – оз. Улькен-Карой, 4 – оз. Теке, 5 – оз. Селетытениз, 6 – оз. Кызылкак, 7 – оз. Жалаулы

Fig. 3. Correlations between uranium and petrogenic oxides and trace elements in the Ishim plain lakes sediments (Northern Kazakhstan). Lakes: 1 – Kalibek, 2 – Kishi-Karoy, 3 – Ulken-Karoy, 4 – Teke, 5 – Seletyteniz, 6 – Kyzylkak, 7 – Zhalauly

на различными минералами донных осадков соленых озер Ишимской степи были проведены экспериментальные работы по определению форм нахождения урана методом ступенчатого выщелачивания, в основу которого положена концепция, изложенная в работе [15]. Согласно полученным данным (табл. 6) доминирующим механизмом связывания урана донными осадками является взаимодействие растворенной в воде формы шестивалентного урана (уранила) с гидроксидными формами железа (III). Взвесь гидроксидов железа переводит UO_2^{2+} из раствора в твердую фазу за счет высокой сорбционной способности. При этом происходит образование поверхностных комплексов по схеме:



Присутствие железа в озерных осадках усиливает их сорбционный потенциал, однако процесс сильно зависит от pH водной фазы [17–20]. Экспериментально показано, что оптимальным является диапазон pH 5,5–8,2, в который входят показатели pH исследуемых озер Ишимской степи (табл. 2).

Таблица 6. Формы нахождения урана в донных отложениях соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан)

Table 6. Uranium bounding fractions in the sediments of the Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan)

№	U, г/т (ppm)	Формы связывания урана Uranium bounding fractions, %					
		Водорастворимая Soluble	Обменная Exchangeable	Карбонатная Carbonate	Гидроксидная Hydroxide	Органическая Organic	Остаток Residue
1	3,0	1,3	11	3,3	53	29	2,4
2	1,3	8,5	5,0	18	27	9,8	32
3	1,7	1,5	0,1	14	42	20	22
4	3,3	1,8	6,6	6,0	62	9,4	14
5	2,6	3,8	5,4	9,7	55	11	15
6	1,7	2,7	7,8	9,9	28	21	31
7	1,9	1,3	9,0	7,2	39	18	25
8	1,6	0,5	11	6,0	33	20	29
9	0,78	3,6	3,8	32	27	9,6	24

Примечание. № проб отвечают табл. 1. Литологический состав проб: 1, 4 – черные суглинки, богатые органикой и обогащенные ураном (выделены серым цветом); 2, 3, 5–9 – засоленные песчаники, обедненные органикой и ураном.

Note. No. of the samples are identical to those in the table 1. Lithological composition of the samples: 1, 4 are the organic- and uranium-rich black loams (emphasized by gray color); 2, 3, 5–9 are the organic- and uranium-depleted salt sandstones.

Обменный механизм связывания растворенного урана осуществляется за счет присутствия в осадках глинистой фракции (каолинита, монтмориллонита и т. д.) [21]. По данным рентгеноструктурного анализа (табл. 4), практически во всех осадках присутствует монтмориллонит в высокодисперсном состоянии. Вероятнее всего, уран вне-

дряется в межслоевое пространство структуры глин, вытесняя или обмениваясь на катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ . Органические формы осадков изученных озер также могут осаждать растворенный уран. Основными компонентами органической составляющей донных осадков, обладающими сорбционными свойствами в отношении урана, являются гуминовые вещества. Отметим также, что методом ИК-спектрометрии (авторские неопубликованные данные) в исследуемых осадках установлено появление набора характеристических полос поглощения, позволяющих дифференцировать гуминовые кислоты, которые могут выступать в роли восстановительного барьера для осаждения урана [22–23].

Геохимическая модель. Происхождение бессточных котловин Ишимской степи, к которым приурочены изученные высокоминерализованные озера с промышленными запасами мирабилита, галита, соды и гипса, до сих пор остается дискуссионным. Большинство исследователей (Л.С. Берг, Б.А. Федорович и др. [10–13]) предполагали, что ведущим фактором происхождения озерных котловин является «солевое выветривание» пород – разрыхление поверхностного интенсивно засоленного слоя. Углубление котловин с позиции этой модели связано с дефляцией в условиях аридного климата, вызывающего периодические усыхания озерных бассейнов. Согласно другой точке зрения (Н.В. Пятакова [14]), образованию крупных озер предшествовали размыты широкими временными потоками, проложившими себе путь с Казахского нагорья до долины р. Иртыша в среднечетвертичное время. С позиции этой модели, в древних руслах и долинах наместились переуглубленные участки, на месте которых затем образовались крупные соленые озера.

Черные суглинки, обнаруженные в озерах Калибек и Улькен-Карой, вероятнее всего, отвечают первичному составу донных отложений, заполняющих озерные котловины. При их формировании главную роль в поглощении урана из водной фазы играли высокодисперсные формы гидроксидов железа и в меньшей степени – глинистая, гумусная и карбонатная фракции. Эти данные согласуются с экспериментальными данными по высокой сорбции урана железосодержащими минеральными фазами как в природных озерно-болотных системах [22], так и в техногенных урановых хвостохранилищах [23–25].

Проведенные гидрогеохимические исследования свидетельствуют, что главным регулятором аккумуляции и перераспределения урана в системе «вода – донные осадки» в замкнутых озерных котловинах Ишимской степи являются процессы интенсивной солевой дефляции, вызывающие вынос органической и глинистой фракций и, как следствие, – опесчанивание прибрежных отложений, а в случае интенсивного усыхания озер – всей площади приповерхностного слоя донных отложе-

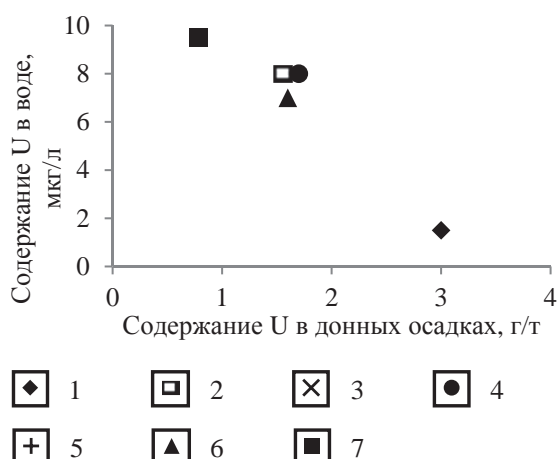


Рис. 4. Поведение урана в системе «вода – донные отложения» соленых озер Ишимской степи (Северный Казахстан). Условные обозначения: 1 – оз. Калибек, 2 – оз. Киши-Карой, 3 – оз. Улькен-Карой, 4 – оз. Теке, 5 – оз. Селетытениз, 6 – оз. Кызылкак, 7 – оз. Жалаулы

Fig. 4. Uranium behavior in the «water-sediments» system of the Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan). Lakes: 1 – Kalibek, 2 – Kishi-Karoy, 3 – Ulken-Karoy, 4 – Teke, 5 – Seletyteniz, 6 – Kyzylkak, 7 – Zhalauly

ний. Система «водный резервуар – приповерхностный слой донных отложений» сейчас, вероятнее всего, находится в квазистационарном состоянии обмена ураном, что подтверждается обратными корреляционными зависимостями его содержания в воде и донных осадках (рис. 4). Обращает на себя внимание относительно высокий вклад (53–62 %) гидроксидных форм связывания урана в черных суглинках, что согласуется с моделью солевой приповерхностной дефляции донных осадков (рис. 5).

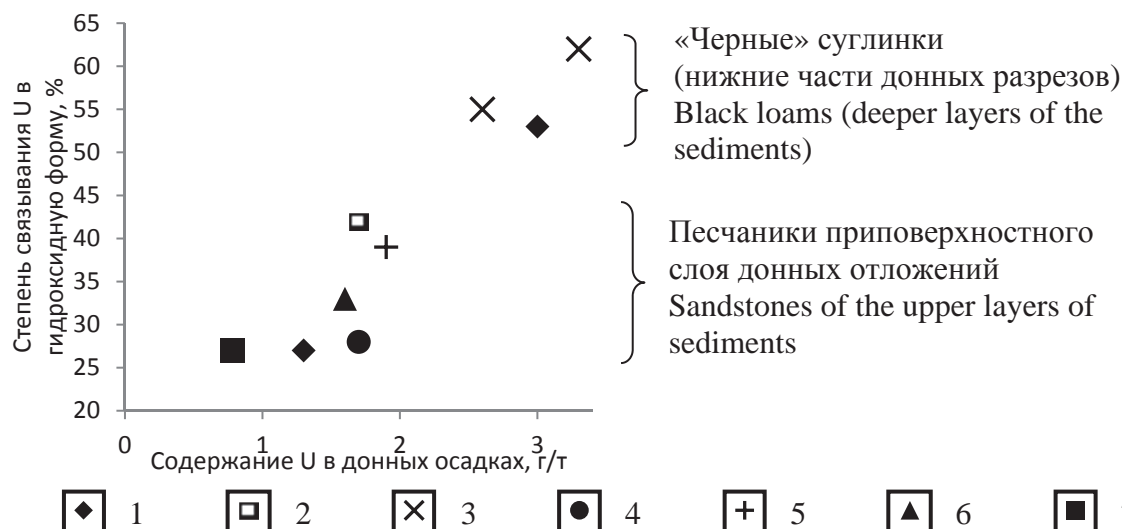


Рис. 5. Корреляция между степенью связывания урана в гидроксидную форму и содержанием урана в донных отложениях озер Ишимской степи (Северный Казахстан). Условные обозначения: 1 – оз. Калибек, 2 – оз. Киши-Карой, 3 – оз. Улькен-Карой, 4 – оз. Теке, 5 – оз. Селетытениз, 6 – оз. Кызылкак, 7 – оз. Жалаулы

Fig. 5. Correlation between hydroxide bounded uranium percentage and uranium concentrations in the Ishim plain lake sediments (Northern Kazakhstan). Lakes: 1 – Kalibek, 2 – Kishi-Karoy, 3 – Ulken-Karoy, 4 – Teke, 5 – Seletyteniz, 6 – Kyzylkak, 7 – Zhalauly

Основные выводы

1. Исследование образцов воды показало, что соленые озера бессточных котловин Ишимской степи обладают высокой минерализацией ($TDS=314-370$ г/л) и представлены хлоридно-натриевым и натриево-магниевым гидрохимическими типами, для которых характерны низкие содержания урана (1,5–9,5 мкг/л).
2. Содержания радиоактивных элементов в воде ($U=1,5-9,5$ мкг/л, $Th<0,5$ мкг/л) и в приповерхностном слое донных отложений ($U=0,78-3,3$ г/т, $Th=1,2-8,1$ г/т, $Th/U=1,5-4,7$) не превышают фоновый уровень, характерный для бессточных водоемов Западной Сибири. Это позволяет оценить Ишимскую степь как экологически безопасный регион, пригодный для сельскохозяйственного освоения и лечебно-профилактического использования илов.
3. Главным фактором перераспределения урана в замкнутых озерных котловинах Ишимской степи являются процессы интенсивной солевой дефляции, вызывающей опесчанивание озер и, как следствие, обеднение ураном приповерхностного слоя донных отложений.

Исследование выполнено в рамках программы НИР подготовки аспирантов ИГМ СО РАН, программы повышения конкурентоспособности ТГУ, а также при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 15-17-10003).

Авторы признательны д.х.н. В.П. Исупову, д.г.м.н. О.Л. Гасковой и к.г.м.н. М.Н. Колпаковой за обсуждение поставленных проблем, а также к.г.м.н. Н.Г. Кармановой и д.г.м.н. Э.П. Солочиной за проведение аналитических исследований (РФА и РСА). Особую благодарность авторы выражают Л.В. Куйбиде, В.В. Хлестову и О.П. Герасимову за помощь в проведении экспедиционных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.Ю. Уран и торий в донных отложениях непроточных водоемов юга Томской области // Известия Томского политехнического университета. Серия: Науки о Земле. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 159–165.
2. Геохимическая модель накопления урана в озере Шаазгай-Нур (Северо-Западная Монголия) / В.П. Исупов, С. Ариунбилэг, Л.И. Разворотнева, Н.З. Ляхов, С.Л. Шварцев, А.Г. Владимиров, М.Н. Колпакова, С.С. Шацкая, Л.Э. Чупахина, Е.Н. Мороз, Л.В. Куйбида // ДАН. – 2012. – Т. 447. – № 6. – С. 1–6.
3. Thermodynamic model of uranium and arsenic accumulation in saline lakes / O. Gaskova, V. Isupov, A. Vladimirov, S. Shvartsev // Acta Geologica Sinica. – 2014. – V. 88. – P. 135–136.
4. Термодинамическая модель поведения урана и мышьяка в минерализованном озере Шаазгай-Нуур (Северо-Западная Монголия) / О.Л. Гаскова, В.П. Исупов, А.Г. Владимиров, С.Л. Шварцев, М.Н. Колпакова // ДАН. – 2015. – Т. 465. – № 2. – С. 203–207.
5. Эколого-геохимическая оценка соляных озер Алтайского края / Г.А. Леонова, А.А. Бугуш, В.А. Бобров, В.А. Бычинский, Л.Б. Трофимова, Ю.И. Маликов // География и природные ресурсы. – 2007. – № 1. – С. 51–59.
6. Ландшафтно-геохимические особенности распределения тяжелых металлов в биологических объектах и донных отложениях озер Алтайского края / Г.А. Леонова, Г.Н. Аношин, В.А. Бычинский, Б.Л. Щербов, В.Д. Страховенко // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 12. – С. 1080–1092.
7. Водоемы Алтайского края: биологическая продуктивность и перспективы использования / под ред. В. Соловова. – Новосибирск: Наука, 1999. – 285 с.
8. Geochemical features of Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan) / A.V. Karpov, A.G. Vladimirov, S.K. Krivonogov, I.V. Nikolaeva, E.N. Moroz // Proc. of the 8th International Siberian Early Career GeoScientists Conference. – Novosibirsk, Russia, 13–24 June 2016. – P. 86–87.
9. Выбор способа подземно-скважинного выщелачивания урана на месторождении Семизбай / Г.А. Садырбаева, К.А. Мырзабек, Е.Е. Жатканбаев, С.Д. Дауренбеков, Э.А. Пирматов, Ю.Г. Никитина // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 11. – С. 216–222.
10. Волков И.А. Ишимская степь. Рельеф и покровные лессовидные отложения. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1965. – 74 с.
11. Волков И.А., Волкова В.С., Задкова И.И. Покровные лессовидные отложения и палеогеография юго-запада Западной Сибири в плиоцен-четвертичное время. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1969. – 332 с.
12. Стратиграфия СССР. Четвертичная система (полутом 2) / под ред. И. Краснова. – М.: Недра, 1984. – 556 с.
13. Рельеф Западно-Сибирской равнины / А.А. Земцов, Б.В. Мизеров, В.А. Николаев, В.Л. Суходровский, Н.П. Белецкая, А.Г. Гриценко, И.В. Пилькевич, Д.А. Синельников. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1988. – 192 с.
14. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:1000000. Объяснительная записка. – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 265 с.
15. Tessier A., Cambell P.G.C., Bisson M. Sequential extraction procedure for the speciation of particulate trace metals // Analytical Chemistry. – 1979. – V. 51. – № 7. – P. 256–273.
16. Закономерности распределения радионуклидов и редкоземельных элементов в донных отложениях озер Сибири / В.Д. Страховенко, Б.Л. Щербов, И.Н. Маликова, Ю.И. Восьель // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 11. – С. 1501–1514.
17. Ho C.H., Doern D.C. The sorption of uranyl species on a hematite sol // Can. J. Chem. – 1985. – V. 63. – P. 1100–1104.
18. Payne T.E., Davis J.A., Waite T.D. Uranium retention by weathered schists – the role of iron minerals // Radiochimica Acta. – 1994. – V. 66/67. – P. 297–303.
19. JE-Hun Jang, Dempsey B.A., Burgos W.D. A model-based evaluation of sorptive reactivities of hydrous ferric oxide and hematite for U(VI) // Environ. Sci. Technol. – 2007. – V. 41 (12). – P. 4305–4310.
20. Sherma D.M., Peacock C.L., Hubbard C.G. Surface complexation of U(VI) on goethite (alpha-FeOOH) // Geochim. Cosmochim. Acta. – 2008. – V. 72 (2). – P. 298–310.
21. Catalano J.G., Brown Jr. G.E. Uranyl adsorption onto montmorillonite: evaluation of binding sites and carbonate complexation // Geochim. Cosmochim. Acta. – 2005. – V. 69. – P. 2995–3005.
22. Idiz E.F., Carlisle D., Kaplan I.R. Interaction between organic matter and trace metals in uranium rich bog // Applied Geochemistry. – 1986. – V. 1. – P. 573–590.
23. Сорбция урана на геохимических барьерах на основе торфов разного генезиса / Л.И. Разворотнева, А.Е. Богуславский, В.П. Ковалев, А.В. Бабушкин // Экология промышленного производства. – 2007. – № 3. – С. 33–37.
24. Имобилизации урана донными осадками соленых озер северо-западной Монголии / Т.И. Маркович, Л.И. Разворотнева, В.П. Исупов, Л.Г. Гилянская, А.Г. Владимиров // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 3. – Ч. 2. – С. 93–96.
25. Das S., Essilfie-Dughan J., Hendry M.J. Fate of adsorbed arsenate during phase transformation in the presence of gypsum and alkaline conditions // Chemical Geology. – 2015. – V. 411. – P. 69–80.

Поступила 04.07.2016 г.

Информация об авторах

Карпов А.В., аспирант Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Владимиров А.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН; главный научный сотрудник, профессор геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Разворотнева Л.И., кандидат химических наук, старший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Кривоногов С.К., доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Николаева И.В., кандидат химических наук, старший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Мороз Е.Н., младший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

UDC 550.4 (550.424, 550.461)+550.791

URANIUM AND THORIUM IN SEDIMENTS OF THE ISHIM PLAIN LAKES (NORTHERN KAZAKHSTAN)

Alexander V. Karpov¹,
theblake@mail.ru

Alexander G. Vladimirov^{1,2},
vladimir@igm.nsc.ru

Lyudmila I. Razvorotneva¹,
rasvorot@igm.nsc.ru

Sergey K. Krivonogov¹,
s_krivonogov@mail.ru

Irina V. Nikolaeva¹,
inikol@igm.nsc.ru

Ekaterina N. Moroz¹,
ekaterina.n.moroz@gmail.com

¹ V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS,
3, Akademika Koptyuga avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² National Research Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The Ishim plain lakes adjoin to the Northern Kazakhstan uranium province suggesting leaching of uranium and trace metals by surface and underground water and their subsequent deposition in the lake sediments. The relevance of the study is caused by the need in ecological assessment of the lakes and their suitability for agricultural use.

The main aim of the study is to determine chemical and mineral composition of sediments in the Ishim plain lakes as well as uranium content and deportment in bottom sediments to estimate their ecological safety for agricultural use.

The methods used in the study: subsequent leaching of the sediments, X-ray fluorescence, X-ray diffraction analysis, IR-spectrophotometry, inductively coupled plasma mass spectrometry.

The results of the study showed that concentrations of radioactive elements in the upper layer of the sediments are on background levels ($U=0,78-3,3$ ppm, $Th=1,2-8,1$ ppm, $Th/U=1,5-4,7$). This is representative for the undrained lakes of Western Siberia. The sediments have low uranium, thorium and trace elements concentrations; therefore the Ishim plain is ecologically safe region for agricultural use and use of mud for balneology. The following conclusion is drawn on the basis of the received data: the main factor of accumulation and redistribution of uranium in the Ishim plain lakes is the intensive salt deflation resulting in loss of uranium from the upper layer of the sediments.

Key words:

Geoecology, hydrogeochemistry, «water–sediments» system, saline lakes, sediments, uranium, thorium, trace metals, Ishim plain, Northern Kazakhstan.

The research was carried out within the R&D program in postgraduate training at IGM SB RAS, and TSU Competitiveness Enhancement Program, within financial support of the Russian Science Foundation (project no. 15–17–10003).

The authors acknowledge the assistance in discussion the issues from Isupov V.P. (Dr. Sc.), Gaskova O.L. (Dr. Sc.), Kolpakova M.N. (Cand. Sc.), and assistance in analytical survey from Karmanova N.G. (Cand. Sc.) and Solochina E.P. (Dr. Sc.). The authors express gratitude to L.V. Kuybida, V.V. Khlestov and O.P. Gerasimov for assistance in field studies.

REFERENCES

1. Ivanov A.Yu. Uranium and thorium in the undrained lakes sediments on the south of Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011. vol. 318, no. 1, pp. 159–165. In Rus.
2. Isupov V.P., Ariunbileg S., Razvorotneva L.I., Lyakhov N.Z., Shvartsev S.L., Vladimirov A.G., Kolpakova M.N., Shatskaya S.S., Chupakhina L.E., Moroz E.N., Kuybida L.V. Geochemical model of uranium accumulation in the lake Shaazgay-Nur (Northwestern Mongolia). *Reports of Russian Academy of Sciences*, 2012, vol. 447, no. 6, pp. 1–6. In Rus.
3. Gaskova O., Isupov V., Vladimirov A., Shvartsev S. Thermodynamic model of uranium and arsenic accumulation in saline lakes. *Acta Geologica Sinica*, 2014, vol. 88, pp. 135–136.
4. Gaskova O.L., Isupov V.P., Vladimirov A.G., Shvartsev S.L., Kolpakova M.N. Thermodynamic model of uranium and arsenic behavior in the saline lake Shaazgay-Nuur (Northwestern Mongolia). *Reports of Russian Academy of Sciences*, 2015, vol. 465, no. 2, pp. 203–207. In Rus.
5. Leonova G.A., Bogush A.A., Bobrov V.A., Bychinskiy V.A., Trofimova L.B., Malikov Yu.I. Ecological and geochemical evalua-

- tion of the Altai region saline lakes. *Geography and natural resources*, 2007, vol. 1, pp. 51–59. In Rus.
6. Leonova G.A., Anoshin G.N., Bychinskiy V.A., Shcherbov B.L., Strakhovenko V.D. Landshaftno-geokhimicheskie osobennosti raspredeleniya tyazhelykh metallov v biologicheskikh obektakh i donnykh otlozheniyakh ozer Altayskogo kraya [Landscape and geochemical features of trace metals distribution in biological objects and lake sediments of Altai region]. *Geology and geophysics*, 2002, vol. 43, no. 12, pp. 1080–1092.
 7. Solovyov V.P. *Vodoemy Altayskogo kraya: biologicheskaya produktivnost i perspektivy ispolzovaniya* [Lakes of Altai region: biological productivity and perspectives of use]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1999. 285 p.
 8. Karpov A.V., Vladimirov A.G., Krivonogov S.K., Nikolaeva I.V., Moroz E.N. Geochemical features of Ishim plain lakes (Northern Kazakhstan). Proc. of the 8th International Siberian Early Career GeoScientists Conference. Novosibirsk, Russia, 13–24 June 2016. pp. 86–87.
 9. Sadyrbaeva G.A., Myzarbek K.A., Zhatkanbaev E.E., Daurenbekov S.D., Pirmatov E.A., Nikitina Yu.G. The way of insitu uranium leaching selection at Semyz-bay deposit. *Mining informational and analytical bulletin*, 2011, no. 11, pp. 216–222. In Rus.
 10. Volkov I.A. *Ishimskaya step. Relief i pokrovnye lessovidnye otlozheniya* [Ishim steppe. Relief and integumentary loess-like sediments]. Novosibirsk, SB of AS USSR Publ., 1965. 74 p.
 11. Volkov I.A., Volkova V.S., Zadkova I.I. *Pokrovnye lessovidnye otlozheniya i paleogeografiya yugo-zapada Zapadnoy Sibiri v ploitsen-chetvertichnoe vremya* [Integumentary loess-like sediments and paleogeography of the southwest Western Siberia in pliochene-quaternary period]. Novosibirsk, Nauka SB Publ., 1969. 332 p.
 12. Krasnov I.I. *Stratigrafia SSSR. Chetvertichnaya sistema (polutom 2)* [Stratigraphy of USSR. Quaternary system (semivolume 2)]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 556 p.
 13. Zemtsov A.A., Mizerov B.V., Nikolaev V.A., Sukhodrovskiy V.L., Beletskaya N.P., Gritsenko A.G., Pilkevich I.V., Sinelnikov D.A. *Relief Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Relief of the Western Siberia plain]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1988. 192 p.
 14. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR masshtaba 1:1000000. Obyasnitelnaya zapiska* [State geological map of the USSR of 1:1000000 scale. Explanatory note]. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 1962. 265 p.
 15. Tessier A., Cambell P.G.C., Bisson M. Sequential extraction procedure for the speciation of particulate trace metals. *Analytical Chemistry*, 1979, vol. 51, no. 7, pp. 256–273.
 16. Strakhovenko V.D., Shcherbov B.L., Malikova I.N., Vosel Yu.I. The regularities of distribution of radionuclides and rare-earth elements in bottom sediments of siberian lakes. *Geology and geophysics*, 2010, vol. 51, no. 11, pp. 1501–1514. In Rus.
 17. Ho C.H., Doern D.C. The sorption of uranyl species on a hematite sol. *Can. J. Chem.*, 1985, vol. 63, pp. 1100–1104.
 18. Payne T.E., Davis J.A., Waite T.D. Uranium retention by weathered schists – the role of iron minerals. *Radiochimica Acta*, 1994, vol. 66/67, pp. 297–303.
 19. JE-Hun Jang, Dempsey B.A., Burgess W.D. A model-based evaluation of sorptive reactivities of hydrous ferric oxide and hematite for U (VI). *Environ. Sci. Technol.*, 2007, vol. 41 (12), pp. 4305–4310.
 20. Sherma D. M., Peacock C. L., Hubbard C. G. Surface complexation of U (VI) on goethite (alpha-FeOOH). *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2008, vol. 72 (2), pp. 298–310.
 21. Catalano J.G., Brown Jr. G.E. Uranyl adsorption onto montmorillonite: evaluation of binding sites and carbonate complexation. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2005, vol. 69, pp. 2995–3005.
 22. Idiz E.F., Carlisle D., Kaplan I.R. Interaction between organic matter and trace metals in uranium rich bog. *Applied Geochemistry*, 1986, vol. 1, pp. 573–590.
 23. Razvorotneva L.I., Boguslavskiy A.E., Kovalev V.P., Babushkin A.V. Sorbtziya urana na geokhimicheskikh barerakh na osnove torfov raznogo genezisa [Uranium sorption on geochemical barriers based on different genesis peats]. *Ecology of industrial production*, 2007, no. 3. pp. 33–37.
 24. Markovich T.I., Razvorotneva L.I., Isupov V.P., Gilinskaya L.G., Vladimirov A.G. Immobilizatsiya urana donnymi osadkami soleykh ozer severo-zapadnoy Mongolii [Uranium immobilization by sediments of the northwest Mongolia saline lakes]. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2014, no. 3, P. 2, pp. 93–96.
 25. Das S., Essilfie-Dughan J., Hendry M.J. Fate of adsorbed arsenate during phase transformation in the presence of gypsum and alkaline conditions. *Chemical Geology*, 2015, vol. 411, pp. 69–80.

Received: 4 July 2016.

Information about the authors

Alexander V. Karpov, postgraduate student, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

Alexander G. Vladimirov, Dr. Sc., professor, chief research worker, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS; chief research worker, professor, National Research Tomsk State University.

Lyudmila I. Razvorotneva, Cand. Sc., senior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

Sergey K. Krivonogov, Dr. Sc., leading researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

Irina V. Nikolaeva, Cand. Sc., senior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

Ekaterina N. Moroz, junior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

УДК 553.98

ОЦЕНКА ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ (КОЛТОГОРСКИЙ МЕЗОПРОГИБ И СТРУКТУРЫ ЕГО ОБРАМЛЕНИЯ)

Стоцкий Виталий Валерьевич^{1,2},

Stotskiy_VV@sibmail.com или StotskiyVV@nipineft.tomsk.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² ОАО «ТомскНИПИнефть»,
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

Актуальность исследований обусловлена необходимостью совершенствования критериев и схем оценки ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом, основанным на реконструкциях геотермического режима нефтематеринских баженовских отложений, так как аккумулятор аллохтонных баженовских нефтей – неокомский нефтегазоносный комплекс – является резервом наращивания ресурсного потенциала юго-востока Западной Сибири.

Цель работы: оценить геологическое время вхождения нефтематеринских баженовских отложений в главную зону нефтеобразования и определить геотемпературные условия генерации баженовских нефтей в разных структурно-тектонических условиях.

Объект исследований: нефтематеринская баженовская свита, вскрытая глубокими скважинами в пределах Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления.

Методы исследований: компьютерные палеотектонические и палеотемпературные реконструкции осадочного чехла в разрезах глубоких скважин, включая нефтематеринские отложения; выделение по геотемпературному критерию очагов интенсивной генерации баженовских нефтей; построение палеоразрезов и корреляционных графиков по профилю исследуемых скважин; анализ распределения параметров геотермополя и экспресс-оценка плотности ресурсов генерированных нефтей.

Результаты исследований. Собраны, систематизированы и проанализированы результаты геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления; выполнено компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений; выделены очаги генерации баженовских нефтей; выполнена оценка геологического времени вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования и определены геотемпературные условия генерации баженовских нефтей; получено распределение относительной плотности ресурсов вдоль исследуемого профиля скважин.

Выводы. Определены пространственно-временные вариации плотности теплового потока из основания осадочного разреза и геотемператур баженовской свиты в крест простираения пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта; установлено, что интенсивность генерации углеводородов на положительных структурах не уступает плотности генерированных ресурсов в депрессии; генерация баженовских нефтей на исследуемой территории подтверждается результатами испытаний глубоких скважин.

Ключевые слова:

Баженовская свита, ресурсы, главная зона нефтеобразования, палеотектонические и палеотемпературные реконструкции, Колтогорско-Уренгойский палеорифт.

Введение

Нефтематеринская баженовская свита (J_3bg) является основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) [1], а также приоритетной сланцевой формацией юго-востока Западной Сибири [2, 3]. Решающим фактором реализации генерационного потенциала материнских пород является их термическая история [4], реконструкцией которой и определяется время и интенсивность генерации нефти [5].

Настоящая работа выполняется в рамках проблемы совершенствования критериев и технологий оценки прогнозных ресурсов УВ объемно-генетическим методом, основанным на реконструкциях геотермического режима материнских отложений. Актуальность работы очевидна, поскольку неокомский НГК – один из аккумуляторов аллохтонных баженовских нефтей – является резервом наращи-

вания ресурсного потенциала юго-востока Западной Сибири [6]. Тепловой поток, геотермический режим баженовских отложений в контексте нефтегазоносности неокома на рассматриваемой территории с необходимой детальностью не исследовались.

Цель работы – оценить геотемпературные условия генерации баженовских нефтей. Достижение поставленной цели осуществлялось путем решения следующих задач: 1) сбор, систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления; 2) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений; 3) выделение по геотемпературному критерию очагов генерации баженовских нефтей; 4) оценка геологического времени вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и определение геотемпературных условий генерации баженовских нефтей.

Краткая характеристика территории исследований

Колтогорский мезопрогиб – отрицательная структура II порядка юго-востока Западной Сибири (рис. 1). Здесь высокий генерационный потенциал баженовских отложений обусловлен повсеместным их распространением, содержанием органического углерода Сорг до 12 % и катагенетическим преобразованием градаций $МК_1^1$ – $МК_1^2$ [7].

Верхнеюрский НГК объединяет отложения келловей-титонского возраста в объеме васюган-

ской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита, сформированная в прибрежно-морских условиях, по литологическому составу разделена на нижнюю (существенно глинистую) и верхнюю подбиты. Отложения мелового НГК изучены менее детально [8].

Для исследований выбраны восемь представительных скважин (табл. 1), расположенных как в депрессионной зоне, так и в пределах положительных структур (рис. 1).

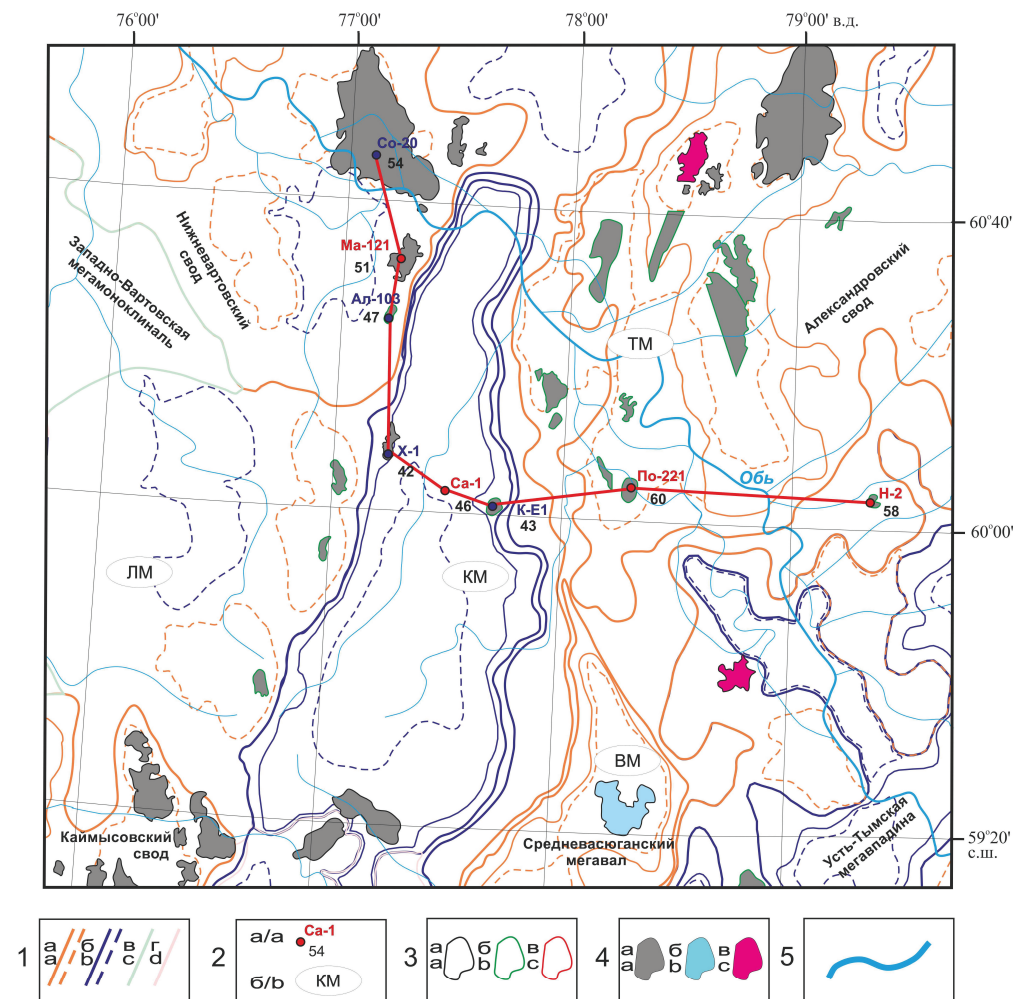


Рис. 1. Обзорная схема нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления (на тектонической основе [9]): 1 – контуры тектонических элементов: а) положительных; б) отрицательных; в) мезоседловин; г) мегамоноклиналей; 2 – а) исследуемая скважина, ее условный индекс и расчетное значение плотности теплового потока, mW/m^2 ; б) условный индекс структур II порядка; 3 – контур месторождения: а) разрабатываемое; б) разведываемое; в) готовое к освоению; 4 – месторождение углеводородов: а) нефтяное; б) газоконденсатное; в) нефтегазоконденсатное; 5 – речная сеть. Скважины: Со-20 – Советская 20; Ма-121 – Малореченская 121; Ал-103 – Аленкинская 103; Х-1 – Хвойная 1; Са-1 – Саймовская 1; Ке-1 – Куль-Еганская 1; По-221 – Полуденная 221; Н-2 – Никольская 2. Структуры II порядка: ВМ – Васюганский мезовал; КМ – Колтогорский мезопрогиб; ЛМ – Ледянский мезоседловина; ТМ – Трайгородский мезовал

Fig. 1. Overview diagram of oil and gas potential of the Koltogor mezoanticline and its framing structure (based on the tectonic foundation [9]): 1 are the contours of the tectonic elements: a) positive; b) negative; c) mesosaddle; d) megamonocline; 2 – a) the research well, its index and the estimated value of the heat flow density, mW/m^2 ; b) the index of 2nd order structures; 3 is the contours of the fields: a) production; b) exploration; c) ready for production; 4 is the type of hydrocarbon field: a) oil; b) gas condensate; c) oil and gas condensate; 5 is the river system. Wells: Co-20 – Sovetskaya 20; Ma-121 – Malorechenskaya 121; Al-103 – Aleninskaya 103; X-1 – Khvoynaya 1; Ca-1 – Saymovskaya 1; Ke-1 – Kul-Eganskaya 1; Po-221 – Poludennaya 221; H-2 – Nikolskaya 2. 2nd order structures: ВМ – the Vasyugan mezoswell; КМ – the Koltogor mezoanticline; ЛМ – the Lezhenskaya mezosaddle; ТМ – the Traygorod mezoswell

Таблица 1. Характеристика исследуемых скважин (индекс скважины – на рис. 1)

Table 1. Characteristics of the research wells (see Figure 1 for well index)

Месторождение Field	Советское Sovetskoe	Малореченское Malorechenskoe	Аленкинское Alenkinskoe	Хвойное Khvoynoe
Скважина (индекс)/Well (index)	Со-20	Ма-121	Ал-103	Х-1
Характеристики/Characteristics	Значение/Value			
Забой, м/Downhole, m	2759	2664	2800	3207
Отложения на забое/Downhole deposits	Палеозой (PZ)/Paleozoic (Pz)			
Кровля баженовской свиты, м Top of Bazhenov formation, m	2451	2430	2501	2673
Мощность баженовской свиты, м Thickness of Bazhenov formation, m	13	14	15	10
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м ³ /сут)* Results of well testing (formation; reservoir; fluid type; flow, m ³ /day)*	Алымская; АВ ₁₋₁ ; нефть; 156,0 Alym; AV ₁₋₁ ; oil; 156,0	Васюганская; Ю ₁ ; газ; 13,2 Васюганская; Ю ₁ ; нефть; 124,7 Vasyugan; J ₁ ; gas; 13,2 Vasyugan; J ₁ ; oil; 124,7	Тарская; Б ₁₀ ; нефть; 20,3 Tara; B ₁₀ ; oil; 20,3	Васюганская; Ю ₁ ; нефть; 8,1 Vasyugan; J ₁ oil; 8,1
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)* Estimated reservoir temperature (formation; measured depth; reservoir temperature)*	–	Васюганская; 2452 м; 90 °С Vasyugan; 2452 m; 90 °С	–	–
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R _{vr} ⁰); температура)** «Estimated» temperature by vitrinite reflectance (formation; sampling depth; (R _{vr} ⁰); temperature)**	Тюменская; 2746 м; (0,76); 115 °С Tyumen; 2746 m; (0,76); 115 °С	Тюменская; 2470 м; (0,67); 103 °С Тюменская; 2515 м; (0,67); 103 °С Тюменская; 2620 м; (0,70); 106 °С Tyumen; 2470 m; (0,67); 103 °С Tyumen; 2515 m; (0,67); 103 °С Tyumen; 2620 m; (0,70); 106 °С	Тюменская; 2700 м; (0,67); 103 °С Tyumen; 2700 m; (0,67); 103 °С	Тюменская; 2867 м; (0,64); 99 °С Тюменская; 2939 м; (0,64); 99 °С Tyumen; 2867 m; (0,64); 99 °С Tyumen; 2939 m; (0,64); 99 °С
Месторождение/Field	Саймовское Saymovskoe	Куль-Еганское Kul-Eganskoe	Полуденное Poludенное	Никольское Nickskoe
Скважина (индекс)/Well (index)	Са-1	КЕ-1	По-221	Н-2
Характеристики/Characteristics	Значение/Value			
Забой, м/Downhole, m	4008	3112	2448	2816
Отложения на забое/Downhole deposits	Палеозой (PZ)/Paleozoic (Pz)			
Кровля баженовской свиты, м Top of Bazhenov formation, m	2832	2648	2207	2424
Мощность баженовской свиты, м Thickness of Bazhenov formation, m	19	13	19	12
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м ³ /сут)* Results of well testing (formation; reservoir; fluid type; flow, m ³ /day)*	Баженовская; Ю ₀ ; нефть; 0,6 Bazhenov; J ₀ ; oil; 0,6	Васюганская; Ю ₁ ; нефть; 1,5 Vasyugan; J ₁ ; oil; 1,5	Васюганская; Ю ₁ ; нефть; 3,2 Vasyugan; J ₁ ; oil; 3,2	Васюганская; Ю ₁ ; нефть; 7,8 Vasyugan; J ₁ ; oil; 7,8
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)* Estimated reservoir temperature (formation; measured depth; reservoir temperature)*	Баженовская; 2844 м; 98 °С Bazhenov; 2844 m; 98 °С	–	Васюганская; 2239 м; 94 °С Vasyugan; 2239 m; 94 °С	Васюганская; 2445 м; 91 °С Vasyugan; 2445 m; 91 °С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R _{vr} ⁰); температура)** «Estimated» temperature by vitrinite reflectance (formation; sampling depth; (R _{vr} ⁰); temperature)**	Баженовская; 2882 м; (0,67); 103 °С Тюменская; 3437 м; (0,85); 124 °С Bazhenov; 2882 m; (0,67); 103 °С Tyumen; 3437 m; (0,85); 124 °С	Баженовская; 2680 м; (0,62); 94 °С Bazhenov; 2680 m; (0,62); 94 °С	Тюменская; 2335 м; (0,70); 107 °С Tyumen; 2335 m; (0,70); 107 °С	Тюменская; 2652 м; (0,76); 115 °С Tyumen; 2652 m; (0,76); 115 °С

Примечание. * – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – Отражательная способность витринита (ОСВ) – R_{vr}⁰ – определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Note. * – the data of deep wells testing are studied and linked from the «well file», reserves assessment reports, reports of operational analysis and generalization of geology and geophysical evidence in Tomsk region (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»). ** – VR is determined in the Laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk).

Методика исследований

Восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты выполнено с использованием программного-математического комплекса палеотемпературного моделирования [1, 10]. Методика расчета палеотемператур приведена в работе [11]. Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели [12], приведен в табл. 2.

Выполнены палеорекострукции тектонической истории и геотемператур в разрезах 8-ми скважин на 17 ключевых моментах геологического времени – время начала/окончания формирования каждой свиты (рис. 2). Для экспресс-оценки плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей [13] рассчитан интегральный показатель R [12, 14], который позволяет *кумулятивно учиты-*

вать динамику геотемператур ГЗН материнских отложений [15].

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из отражательной способности витринита (ОСВ) – $R_{от}^0$. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (табл. 3) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического время) показывает, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – общепринятый в геофизике критерий «невязки» [16]. «Невязки» решений обратных задач (определения теплового потока) для каждой скважины – среднеквадратическая разница расчетных значений и «наблюденных» – составили порядка $\pm 1-3$ °С. Такие «невязки» оптимальны, так как «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка ± 2 °С.

Таблица 2. Параметризация осадочной толщи на примере скважины Советская 20 (рис. 1, Со-20)

Table 2. Parameterization of the sedimentary sequence exposed in the well Sovetskaya 20 (Fig. 1, So-20)

Свита, толща* (стратиграфия) Suite, formation* (stratigraphy)	Мощность*, м Thickness, m	Возраст, млн лет ** Age, million years ago	Время накопления, млн лет Accumulation time, million years	Плотность***, г/см ³ Density, g/cm ³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m deg	Температуропроводность, м ² /с Thermal diffusivity, m ² /s	Тепловыделение, Вт/м ³ Heat generation, W/m ³
Четвертичные Q/Quaternary	4	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N ₂ /Pliocene	16	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые N ₁ /Miocene	55	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская nk Pg ₃ /Nekrasov	90	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская hg Pg ₃₋₂ /Chegan	158	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская ll Pg ₂ /Lyulinvor	232	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая tl Pg ₁ /Talitsky	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская gn Pg ₁ -K ₂ /Gankino	155	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская sl K ₂ /Slavgorod	66	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская ip K ₂ /Ipatov	66	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская kz K ₂ /Kuznetsov	23	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская pk K ₁₋₂ /Pokur	715	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a ₂ K ₁ /Alym	20	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская a ₁ K ₁ /Alym	27	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская kls K ₁ /Kiyalin	340	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K ₁ /Tara	95	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klm K ₁ /Kulomzin	319	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J ₃ /Bazhenov	13	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J ₃ /Georgievka	–	151,2–156,6	5,4	–	–	–	–
Васюганская vs J ₃ /Vasyugan	67	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J ₁₋₂ /Tyumen	204	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание. * – Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин (Волков, 2011, материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – В качестве основы использована Шкала геологического времени (Харленд и др., 1985). *** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керн и сейсмического каротажа, приведенным в диссертационной работе «Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях» (Богачев, 1987).

Note. * – The data of lithologic and stratigraphic layouts are studied and linked from the «well file» and catalog of lithologic and stratigraphic layouts of wells (Volkov, 2011; materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»). ** – Based on the scale of geological time (Harland et al., 1985). *** – Lithology and density of rocks of allocated formations and stratus are accepted from material based on generalization of petrophysical core analysis and seismic logging from the dissertation «Gravirazvedka v komplekse s geologicheskim i seismicheskim issledovaniem Nyurolskogo progiba v svyazi s poiskami nefiti i gaza v paleozoyskikh otlozheniyah» (Bogachev, 1987).

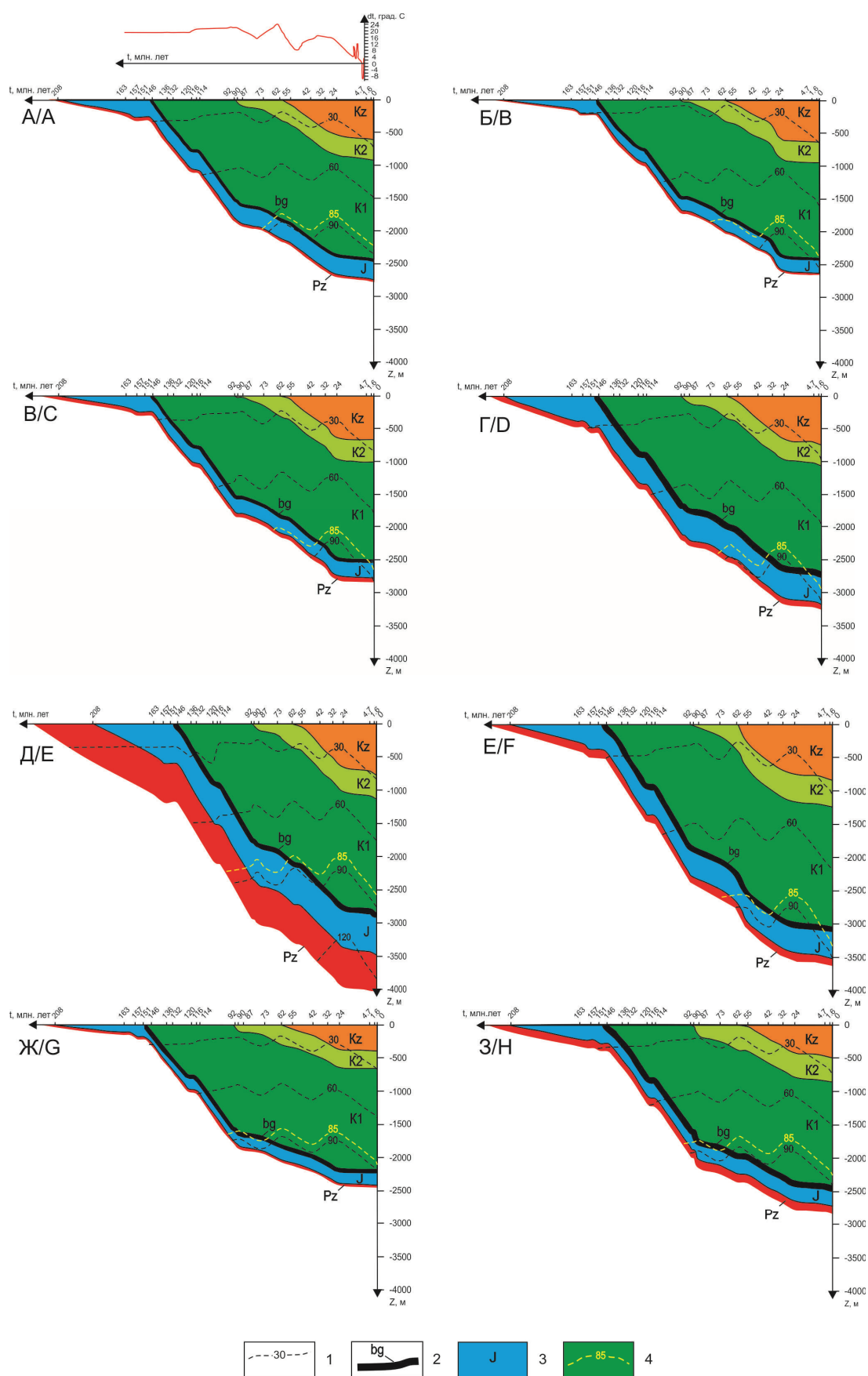


Таблица 3. Сопоставление измеренных («наблюденных») и расчетных геотемператур в скважинах

Table 3. Comparison of estimated («observed») and calculated geotemperatures in wells

Глубина, м Depth, m	Измеренные («наблюденные») температуры, °С Estimated («observed») temperature, °С	Способ измерения Measurement method	Расчетные параметры Calculated parameters		
			Расчетные температуры, °С Calculated temperatures, °С	Разница измеренных и расчетных температур, °С Difference in estimated and calculated temperatures, °С	Расчетная плотность теплового потока, мВт/м² Calculated heat flow density, mW/m²
Скважина/Well Co-20					
2671	115	по ОСВ/by VR	115	0	54
Скважина/Well Ma-121					
2453	90	Пластовые Reservoir	87	-3	51
2425	103	по ОСВ/by VR	103	0	
2470	103		104	+1	
2575	106		108	+2	
Скважина/Well Ал-103					
2650	103	по ОСВ/by VR	103	0	47
Скважина/Well X-1					
2781	99	по ОСВ/by VR	98	-1	42
2853			100	+1	
Скважина/Well Ca-1					
2844	98	Пластовые Reservoir	94	-4	46
2772	103	по ОСВ/by VR	108	+5	
3327	124		124	0	
Скважина/Well KE-1					
2620	96	по ОСВ/by VR	96	0	43
Скважина/Well По-221					
2240	94	Пластовые Reservoir	91	-3	60
2305	107	по ОСВ/by VR	110	+3	
Скважина/Well H-2					
2445	91	Пластовые Reservoir	91	0	54
2652	115	по ОСВ/by VR	115	0	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С RMS deviation («discrepancy»), °С			±2		

Результаты исследований

На рис. 2 представлены полные палеорекострукции тектонической и термической истории осадочного чехла, вскрытого в разрезах скважин.

По геотемпературному критерию [4] прослежена динамика **очагов интенсивной генерации баженовских нефтей**. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа [7, 8], пороговая температура, определяющая границу очага (зоны) генерации нефтей, принята 85 °С.

Таблица 4. Расчет интегрального показателя R, дающего экспресс-оценку плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей

Table 4. Calculation of the integral index R, which gives the express assessment of the resource density of generated Bazhenov oil

Скважина Well	Экспресс-оценка ресурсов (R), усл. ед. Express assessment of resources (R), conv. units	Период работы палеочага генерации нефти, млн лет назад Work period of oil generation paleocenter, million years ago	Время работы палеочага, млн лет Working hours of paleocenter, million years	Максимальные геотемпературы палеочага, °С Maximum geotemperature of paleocenter, °С
Co-20	62	61,7–0	61,7	105
Ma-121	38	24,0–0	24,0	102
Ал-103	31	24,0–4,7	19,3	97
X-1	23	32,0–16,5	15,5	93
Ca-1	67	61,7–0	61,7	106
KE-1	31	34,0–14,5	19,5	95
По-221	77	89,0–75,0; 61,7–0	75,7	106
H-2	70	87,5–84,5; 61,7–0	63,7	105

В табл. 4 приведены результаты экспресс-оценки плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей – рассчитан интегральный показатель R.

Обсуждение результатов

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин территории исследований (рис. 2, табл. 4) свидетельствует о том, что свита повсеместно вступала в ГЗН, «перешагнув» порог температур в 85 °С. Раньше всего условия ГЗН наступили в районе сочленения Александровского

Рис. 2. Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин (индексы скважин на рис. 1): А – Со-20; Б – Ма-121; В – Ал-103; Г – Х-1; Д – Са-1; Е – Ке-1, Ж – По-221, З – Н-2. 1 – изотермы; 2 – баженовская свита; 3 – стратиграфическая приуроченность отложений; 4 – пороговая температура ГЗН. В верхней части рисунка (А) приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [17]

Fig. 2. Paleoreconstructions of tectonic and thermal history in well cross-sections (indices of wells are in Fig. 1): A – So-20; B – Ma-121; C – Al-103; D – H-1; E – Sa-1; F – Ke-1, G – Po-221, F – N-2. 1 are the isotherms; 2 is the Bazhenov formation; 3 is the stratigraphic confinement of the deposits; 4 is the threshold temperature of the main oil formation zone. The graph of paleoclimatic secular variation of temperatures on the earth's surface is shown at the top of figure (A) [17]

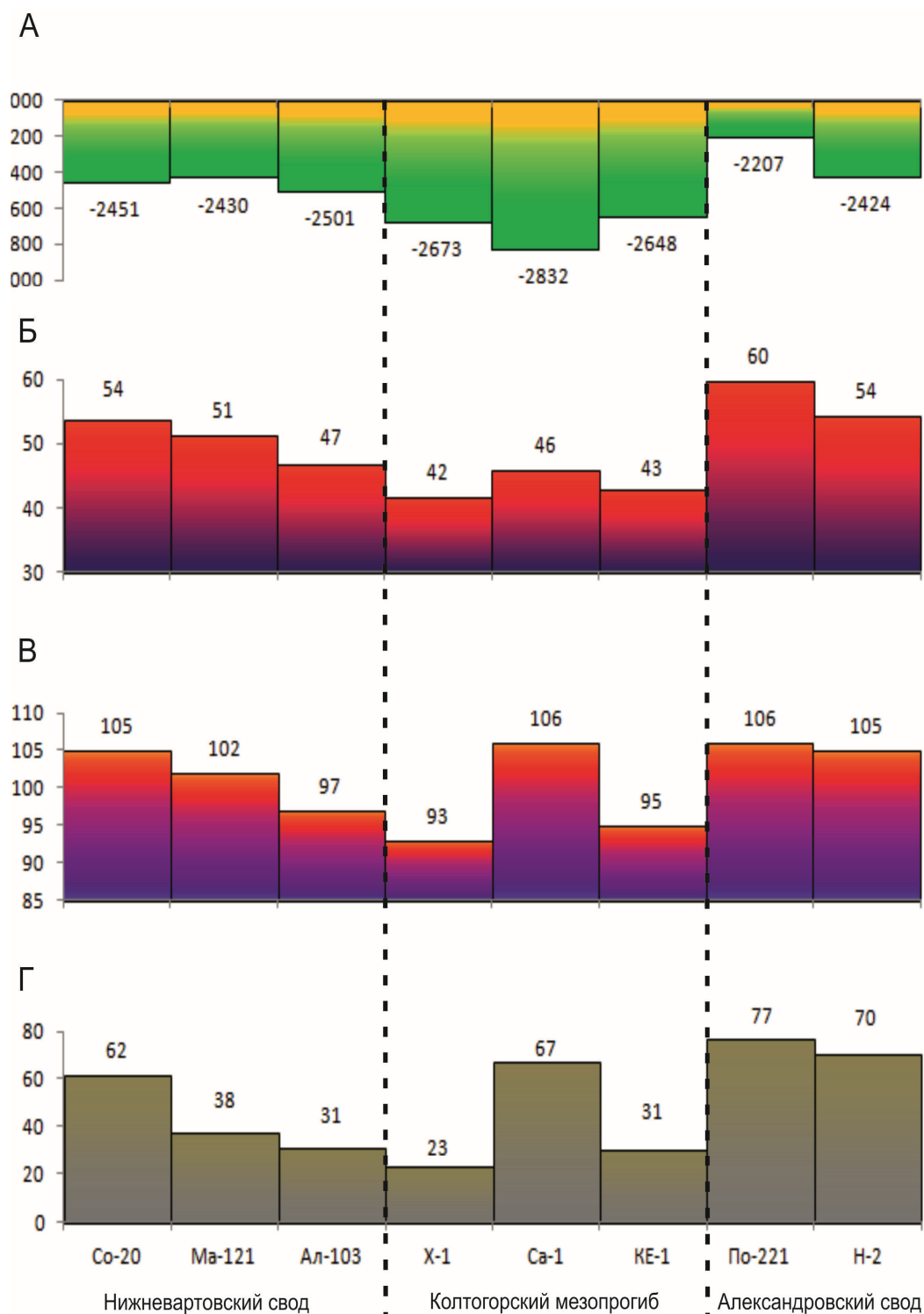


Рис. 3. Корреляционные графики вдоль линии исследуемых скважин (рис. 1): А – график мощностей отложений, перекрывающих баженовскую свиту (м); Б – график значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного разреза (mW/m^2); В – график геотемператур максимального прогрева баженовской свиты ($^{\circ}C$); Г – график расчетной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (усл. ед.)

Fig. 3. Correlation graphs along the line of the research wells (Fig. 1): A is the graph of thickness of the deposits above the Bazhenov formation (m); B are the values of calculated heat flow density from the base of the sedimentary cover (mW/m^2); C is the maximum geotemperature of the Bazhenov formation ($^{\circ}C$); D is the estimated resource density of the generated Bazhenov oil (conv. units)

свода и Усть-Тымской мегавпадины (район скважин По-221 и Н-2) в период 89–97 млн лет назад. Но затем, в период 84–75 млн лет назад, под влиянием палеоклиматического фактора [17, 18], баженовская свита вышла из главной зоны нефтеобразования. Вторая волна входа в ГЗН, обусловленная нарастанием мощности перекрывающей осадочной толщи, наступила 62 млн лет назад (район скважин По-221, Н-2, а также, Са-1 и Со-20).

Плотность теплового потока из основания осадочного разреза, по расчетным результатам, отмечается максимальными показателями в зонах положительных структур (район скважин Со-20, По-221, Н-2) и минимальными – по бортам структур (район скважин Х-1, КЕ-1), с понижением в зоне депрессии (район скважины Са-1) (рис. 3, Б).

Высокая плотность генерированных ресурсов отмечается в районах скважин Со-20, Са-1, По-221 и Н-2 (рис. 3, Г), то есть как на положительных структурах, так и в депрессии. Низкие значения плотности ресурсов отмечаются по бортам структур.

В целом благоприятные условия для генерации баженовской нефти сохраняются в настоящее время как в наиболее погруженных, так и на возвышенных частях исследуемой территории. Баженовская свита на текущий момент времени уже вышла из ГЗН, под влиянием палеоклиматического фактора, в районе скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1. Можно отметить, что для разрезов, вскрытых скважинами на бортах Колтогорского мезопргиба (район скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1), термическая история менее всего располагала к нефтегенерации.

Подтверждение генерации баженовских нефтей на исследуемой территории подкреплено результатами испытаний глубоких скважин

(табл. 1). Промышленные и непромышленные притоки нефти получены как при испытании верхнеюрского, так и нижнемелового НГК. По данным бурения Саймовской скважины 1 (Са-1) получен непромышленный приток нефти непосредственно из баженовской свиты.

Выводы

1. Полученное распределение расчетной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей показывает (рис. 3), что интенсивность генерации УВ на положительных структурах не уступает плотности генерированных ресурсов в депрессии. Поэтому становится излишним различать депрессии и положительные тектонические структуры как области только генерации и как области только аккумуляции УВ. Последнее согласуется с высказанной ранее *концепцией* [8], подтвержденной экспериментально [19, 20], о преимущественно вертикальной миграции УВ из баженовской свиты в верхнеюрские и нижнемеловые резервуары.
2. Выполненная оценка геотемпературного режима баженовской свиты на территории исследований методом палеотемпературного моделирования, учитывающего в строгой математической форме все основные параметры геотермополя, позволила получить *нетривиальный научный результат* – сопоставительную оценку вариаций плотности теплового потока из основания осадочного разреза вкострости простираения пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта [13].

Автор благодарит д. г.-м. н. В.И. Исаева, д. г.-м. н. А.Н. Фомина за помощь в подборе фактических геолого-геофизических материалов, консультации и обсуждение результатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Isaev V.I., Fomin A.N. Lofi of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurof'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
2. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, О.Г. Сунгурова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf (дата обращения: 14.01.2016).
3. Searches Shale Oil in Western Siberia / G.A. Lobova, V.I. Isaev, A.N. Fomin, V.V. Stotsky // Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Proc. of the International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016). – Albena, 28 June – 7 July 2016. – Sofia: STEF92 Technology Ltd, 2016. – V. 1–3. – P. 941–948.
4. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
5. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) / A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gusrkov S.A., S.V. Ershov, V.A. Kazanenkov, N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, M.B. Skvortsov // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – V. 54. – № 8. – P. 1179–1226.
6. Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. – 331 с.
8. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
9. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic / V.A. Kontorovich, S.Yu. Belyaev, A.E. Kontorovich, V.O. Krasavchikov, A.A. Kontorovich, O.I. Suprunenko // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – V. 42. – P. 1832–1845.
10. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and

- Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
11. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. URL: http://www.ngtr.ru/rub/4/31_2014.pdf (дата обращения: 18.07.2014).
 12. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.К. Мазуров, А.Н. Фомин, В.И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.
 13. Ulminshek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. – 2003. – P. 53.
 14. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
 15. Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology. – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
 16. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
 17. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
 18. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Cainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 27. – 012023. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (дата обращения: 10.11.2015).
 19. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69–82.
 20. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов / В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, А.А. Жильцова, М.Я. Кузина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.

Поступила 26.08.2016 г.

Информация об авторах

Стоцкий В.В., аспирант кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; младший научный сотрудник ОАО «ТомскНИПИнефть».

UDC 553.98

ASSESSMENT OF GEOTEMPERATURE CONDITIONS OF BAZHENOV OIL GENERATION (KOLTOGOR MEZODEPRESSION AND ITS FRAMING STRUCTURES)

Vitaliy V. Stotskiy^{1,2},

Stotskiy_VV@sibmail.com; StotskiyVV@nipineft.tomsk.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.² JSC «TomskNIPneft»,
72, Mira Avenue, Tomsk, 634027, Russia.

The relevance of research is caused by the need to improve the criteria and assessment schemes of hydrocarbon resources by the volumetric method based on reconstructions of geothermal regime of oil source Bazhenov formation, as the accumulator of allochthonous Bazhenov oil – the Neocomian oil-gas complex – is a reserve capacity of the resource potential in the southeast of Western Siberia.

The aim of the research is to assess the geological time of the deposits entrance into the main oil formation zone based on reconstruction of paleotectonic and geotemperature modes of the Bazhenov formation in the Koltogor mezodepression and its framing structure (south-east Western Siberia) and to identify the conditions of the Bazhenov oil generation.

The object of research is oil source Bazhenov formation into deep wells within the Koltogor mezodepression and its framing structure.

Research methods: computer paleotectonic and paleotemperature reconstruction of the sedimentary cover in sections of deep wells including the deposits of source rocks; selection of centers of intensive generation of Bazhenov oil by geothermal criteria; construction of paleosections and correlation diagrams on the profile of the studied wells; analysis of distribution of geothermal field parameters and express assessment of the resource density of the generated Bazhenov oil.

Research results. The author has collected, systematized and analyzed the results of geological and geophysical exploration and oil-gas potential of the Koltogor mezodepression and its framing structure. The deep heat flow and thermal history of Bazhenov deposits were simulated. The centers of Bazhenov oil generation were identified; the geological time of the deposits entrance into the main oil formation zone was estimated and the conditions of the Bazhenov oil generation were identified. The author obtained the distribution of relative density of resources along the profile of the researched wells.

Conclusions. The author determined the spatial and temporal variations of the heat flow density variation from the base of sedimentary cover and geotemperature of Bazhenov formation across the Permian-Triassic Koltogor-Urengoy paleorift. It was ascertained that hydrocarbon generation intensity matches the density of generated resources in depression. Bazhenov oil generation in the section of wells is confirmed by the results of well tests.

Key words:

Bazhenov formation, resources, main oil formation zone, paleotectonic and paleotemperature reconstruction, Koltogor-Urengoy paleorift.

The author appreciates the assistance of V.I. Isaev (Dr. Sc.) and A.N. Fomin (Dr. Sc.) in selecting real geological and geophysical material, consulting and discussing the results.

REFERENCES

1. Isaev V.I., Fomin A.N. Lofi of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroika megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
2. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N., Sungurova O.G. Zonation of megadepressions of the Tomsk region depending on the frequentness of shale oil resources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2016, vol. 11, no. 1. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf (accessed 14 January 2016). In Rus.
3. Lobova G.A., Isaev V.I., Fomin A.N., Stotskiy V.V. Searches Shale Oil in Western Siberia. *Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Proc. of the International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016)*. Albena, 28 June – 7 July 2016. Sofia, STEF92 Technology Ltd, 2016. Vol. 1–3, pp. 941–948.
4. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov Formation)]. *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
5. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safonov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
6. Danenberg E.E., Belozherov V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)* [Geological structure and petroleum potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous sediments of the southeast of the Western Siberian Plate (Tomsk region)]. Tomsk, TPU Publ. house, 2006. 291 p.
7. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyina* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas bearing of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
8. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.

9. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, pp. 1832–1845.
10. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
11. Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. Influence of paleoclimate on geothermal particularity and on the oil-generation potential of the Bazhenov formation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 3. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf (accessed 18 July 2014).
12. Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Fomin A.N., Starostenko V.I. Rayonirovanie bazhenovskoy svity i klinoforn neokoma po plotnosti resursov slantsevoy i pervichno-akkumulirovannoy nefiti (na primere Nyurol'skoy megavpadiny) [Zoning of the Bazhenov Formation and Neocomian clinofornms by density of resources of shale and primary accumulated oil (by the example of Nurol megadepression)]. *Geophysical journal*, 2016, vol. 38, no. 3. pp. 29–51.
13. Ulminshchek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G*, 2003, p. 53.
14. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurolrka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
15. Tissot B.R. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
16. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
17. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mezozoysko-kaynozoyzsky hod temperature na poverkhnosti Zemli i geotermichesky rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheny (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri) [The Mesozoic and Cenozoic course of temperatures on surfaces of Earth and the geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (the southern paleoclimatic zone of Western Siberia)]. *Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80.
18. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Cainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2015, no. s27, 012023. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (accessed: 10 November 2015).
19. Zhiltsova A.A., Isaev V.I., Korzhov Yu.V. Vertical geochemical zonality of oil-and-gas complexes (by the example of Rogozhnikovskiy and North Rogozhnikovskiy fields). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 69–82. In Rus.
20. Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Zhiltsova A.A., Kuzina M.Ya. Poiskovaya geokhimiya po aromaticheskim uglevodorodam i model mezhplastovoy vertikalnoy migratsii nefityanykh uglevodorodov [Prospecting geochemistry of aromatic hydrocarbons and a model of inter-layer vertical migration of oil hydrocarbons]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2013, no. 12, pp. 30–36.

Received: 26 August 2016.

Information about the authors

Vitaliy V. Stotskiy, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; junior researcher, JSC «TomskNIPIneft».

УДК 502.51:502.175

СКРИНИНГОВЫЙ КОНТРОЛЬ ОБЪЕКТОВ ГИДРОСФЕРЫ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ АВАРИЙНЫХ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ

Адам Александр Мартынович¹,
adam@green.tsu.ru

Бегун Михаил Валентинович²,
svr@tpu.ru

Дмитриев Александр Владимирович³,
dmitriev777@mail.ru

Купрессова Екатерина Алексеевна⁴,
kipariz@bk.ru

Ледовская Анна Михайловна⁴,
sokolovaam@tpu.ru

Романенко Сергей Владимирович⁴,
svr@tpu.ru

Савичев Олег Геннадьевич⁴,
osavichev@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

² Главное управление МЧС России по Томской области, Россия, 634057, г. Томск, пр. Мира, 26.

³ АНО «Томский демонстрационно-консультационно-образовательный центр ресурсосбережения и энергоэффективности», Россия, 634034, ул. Белинского, 51.

⁴ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность работы обусловлена необходимостью совершенствования методологического и инструментального обеспечения, отвечающего современным условиям и региональным особенностям, что является одной из фундаментальных задач, стоящих перед системами мониторинга и контроля состояния объектов окружающей среды. Скрининговый подход к решению данной задачи станет более совершенным аналитическим инструментом для контроля состояния водных объектов, особенно расположенных на удаленных и труднодоступных территориях с высокой антропогенной нагрузкой – районов нефтедобычи, позволяя оперативно выявлять возникновение нештатных и аварийных ситуаций, приводящих к негативному воздействию на окружающую среду, и принимать более эффективные меры по их устранению.

Цель работы: обоснование методологии скринингового контроля состояния водных ресурсов удаленных районов нефтедобычи для выявления аварийных нефтяных разливов на примере Томской области.

Методы исследования. Предлагается использовать скрининговый подход к получению информации о качестве природных вод, а также своевременному обнаружению возникших аварийных ситуаций на объектах добычи и транспортировки нефти, приводящих к сбросам нефтепродуктов в водные объекты, совместно с использованием автоматизированных дистанционных методов и геоинформационных технологий. Для этого сделан анализ эколого-геохимического состояния водных объектов на территориях размещения нефтегазодобывающих предприятий.

Результаты и выводы. Проведена оценка характерного содержания веществ в поверхностных водах бассейна р. Оби. Превышение установленных нормативов качества вод в большинстве случаев обусловлено региональными особенностями формирования их состава. Основное отличие состава сточных вод нефтегазового комплекса Сибири от поверхностных вод региона выражено в сравнительно большем содержании ионов Na^+ , Cl^- , суммы главных ионов. Содержание нефтепродуктов в выпускаемых сточных водах, вод шламовых амбаров существенно отличается от их концентраций в болотных и связанных с ними речных и подземных водах, что подтверждает необходимость совершенствования контроля за стоками и внедрения систем предупреждения аварийных ситуаций. В качестве скрининговых критериев в рамках методологии выявления аварийных ситуаций в районах добычи и транспортировки нефти необходимо использовать прямые (содержание нефтепродуктов по отклику флюоресценции) и косвенные показатели (концентрация хлорид-иона, удельная электропроводность) одновременно. Это обусловлено особенностями их идентификации в природных водных средах. Установлено, что выявление антропогенного загрязнения нефтепродуктами наиболее достоверно будет при концентрациях от 1 мг/дм^3 на удалении от потенциальных источников не более 500 м.

Ключевые слова:

Нефтепродукты, скрининг качества водных объектов, автоматизированный контроль водных объектов, мониторинг содержания нефтепродуктов в природных водах, экологический мониторинг в нефтегазовом комплексе.

Введение

Загрязнение окружающей среды является актуальной проблемой, своевременное и эффективное решение которой в том числе сопряжено с вопросами оперативного и достоверного выявления отказов технических систем (нарушений работоспособного состояния объекта по [1, 2]) и, как следствие, сосредоточенных и диффузных, постоянных и временных источников загрязнения [3, 4].

Весьма актуальна эта проблема при организации природоохранных мероприятий на объектах добычи и транспортировки нефти, очень часто расположенных в труднодоступной местности на значительном удалении от населённых пунктов [5]. Кроме того, нефтедобывающие и особенно нефте-транспортные системы могут быть расположены на сейсмически опасных территориях, участках, подверженных затоплению, подтоплению, эрозийным процессам, как за пределами населённых пунктов, так и в их пределах [6].

В настоящее время получение информации о состоянии объектов гидросферы в районах добычи и транспорта углеводородного сырья осуществляется с помощью методов классического пробоотбора и проведения аналитических исследований полевыми методами, либо в лаборатории. Применение дистанционно-картографических методов (получение аэрокосмических снимков) для получения сведений о возникновении нефтезагрязнений все еще дает недостаточно точные результаты и является весьма длительным процессом, так как требует значительных временных затрат на расшифровку снимков. И тот, и другой метод являются затратными и не позволяют оперативно реагировать на загрязнение водных объектов нефтепродуктами при аварийных ситуациях в связи с необходимостью значительных временных затрат для получения достоверного результата. С учётом этого целесообразна разработка как методологии, так и технических средств экологического мониторинга в области добычи и транспорта углеводородного сырья, позволяющего фиксировать отклонения от фоновых (нормативных) значений концентрации нефтепродуктов в водных объектах в режиме реального времени, что и определило соответствующую цель данной работы.

В работе предлагается использовать скрининговый подход для получения информации о состоянии объектов гидросферы. Такой подход будет направлен в первую очередь на выявление превышения нормативного (или фонового) значения определяемого скринингового параметра водного объекта, сведения о котором возможно получать дистанционно в режиме реального времени. Его реализация требует разработки концептуально-методологических основ скринингового контроля объектов гидросферы, базисом которых станет определение перечня значимых скрининговых параметров качества вод и значений их оптимального уровня, достаточного для объективной оценки

состояния водного объекта гидросферы в условиях антропогенной нагрузки. При этом точность и надёжность определения концентраций соответствующих загрязнителей может быть значительно ниже, чем при определении стандартными лабораторными методами. Главными условиями успешного применения скринингового подхода являются надежное проявление отклика скринингового параметра при значительном увеличении концентрации контролируемого загрязнителя, возможность проведения его прямого измерения без необходимости проведения пробоотбора и пробоподготовки, позволяющего осуществить его автоматизацию.

Для достижения цели необходимо решить первоочередную задачу по поиску и исследованию базовых скрининговых критериев качества вод, а также определить ключевые контрольные участки акваторий, находящиеся в зоне риска возникновения загрязнений нефтепродуктами.

Методика исследования

Методика исследования предполагала анализ эколого-геохимического состояния водных объектов на территориях размещения нефтедобывающих предприятий и нефте-транспортных систем с целью выделения базовых критериев скринингового подхода, которые могут быть использованы для выявления случаев загрязнения водных объектов, и математическое моделирование распространения загрязняющих веществ в речных и болотных водах. Методика анализа эколого-геохимического состояния водных объектов приведена в [7], а методика моделирования – в [8–11].

Объектом исследования послужили водные объекты в бассейне р. Оби, где добывается основная часть углеводородов в Российской Федерации [12–14]. В качестве исходной информации для анализа использованы опубликованные материалы Министерства природных ресурсов Российской Федерации и Росгидромета [15–18], АО «Томскгеомониторинг» [19–22], Томского политехнического университета [23–25], данные государственного экологического мониторинга по субъектам Российской Федерации [12, 26–32], опубликованные материалы других авторов [33–35].

Результаты исследования и их обсуждение

Химический состав и качество поверхностных вод

Первый шаг к разработке методологии скринингового контроля и выявления загрязнения водных объектов заключается в оценке характерных содержаний веществ в поверхностных водах. Для этого был выполнен анализ данных Росгидромета, ТПУ, ТГУ, АО «Томскгеомониторинг» и ряда других организаций, который показал, что по классификации О.А. Алёкина речные воды в бассейне р. Оби в пределах тундры, лесотундры, тайги и лесостепи в целом пресные с минерализацией от очень

малой в тундре до средней в лесостепи, гидрокарбонатные кальциевые; в зоне степи – пресные с повышенной минерализацией или солоноватые, хлоридные натриевые. Общий тренд территориального изменения – увеличение концентрации главных ионов в водах равнинных рек в направлении от тундры до степи (табл. 1). В речных водах горных и предгорных районов концентрация главных ионов в целом ниже, чем в тайге и лесотундре, и выше, чем в тундре. Это связано, с одной стороны, с обратной зависимостью между интенсивностью водообмена и содержанием вещества в речных водах, а с другой – с более высоким водообменом в горных и предгорных районах [24, 36].

Таблица 1. Средние значения pH, суммы главных ионов $\Sigma_{\text{ни}}$, концентраций Na^+ и Cl^- , значений БПК₅ и ХПК в речных водах Сибири [24]

Table 1. Average values of pH, amount of main ions $\Sigma_{\text{ни}}$, concentrations of Na^+ and Cl^- , BOD₅ and COD values in Siberia river waters

Природная зона Terrestrial ecosystem	Статистика Statistics	pH, eq. pH pH units	$\Sigma_{\text{ни}}$, мг/дм ³ mg/dm ³	Na^+ , мг/дм ³ mg/dm ³	Cl^- , мг/дм ³ mg/dm ³	БПК ₅ , мгО ₂ /дм ³ BOD ₅ , mgO ₂ /dm ³	ХПК, мгО ₂ /дм ³ COD, mgO ₂ /dm ³
Тундра Tundra	A	5,81	44,0	3,7	6,0	1,47	60,01
	N	47	27	27	27	22	22
	G	5,78	24,9	2,3	2,2	0,73	50,85
Лесотундра Forest tundra	A	7,58	172,2	13,3	5,3	1,55	17,68
	N	16	22	22	22	11	17
	G	7,57	122,5	5,0	3,0	1,41	16,55
Тайга Taiga	A	7,40	268,4	10,9	9,3	3,37	44,14
	N	1379	1370	1370	1370	1508	1911
	G	7,36	187,3	5,7	3,7	2,33	28,25
Лесостепь Forest steppe	A	7,66	494,2	43,4	32,8	3,15	23,37
	N	163	212	212	212	443	494
	G	7,65	429,5	27,9	11,9	2,23	17,25
Степь Steppe	A	7,48	823,2	132,0	196,1	–	27,38
	N	34	63	63	63	–	16
	G	7,46	697,2	96,5	145,3	–	25,41
Горные районы Mountain areas	A	7,45	124,9	5,0	3,2	2,57	9,83
	N	1020	690	690	690	1599	1886
	G	7,43	97,8	3,0	1,5	2,17	7,87

Примечание: А – среднее арифметическое значение; N – количество проб; G – среднее геометрическое значение; $\Sigma_{\text{ни}}$ – сумма главных ионов с учётом CO_3^{2-} ; БПК₅ – биохимическое потребление кислорода за 5 сут; ХПК – химическое потребление кислорода (по бихроматной окисляемости); полужирным шрифтом выделены значения, превышающие ПДК; прочерк – $N < 10$.

Note: A is the arithmetic mean value; N is the number of samples; G is the geometric mean value; $\Sigma_{\text{ни}}$ is the amount of the main ions in view CO_3^{2-} ; BOD₅ is the biochemical oxygen demand in 5 days; COD is the chemical oxygen demand (by dichromate oxidation); the values above TLV are in bold; dash is $N < 10$.

Для зон тундры, лесотундры и тайги характерно широкое распространение болот, воды которых содержат большое количество различных органических веществ (табл. 2), включая углеводороды природного происхождения, продуктов трансфор-

мации органических веществ, соединений металлов с органическими кислотами. Особенностью болотных вод также являются и низкие значения pH [24, 25, 37]. При водообмене болот с реками, озёрами и подземными водами происходит обмен с указанными веществами [38], в результате чего уровень их содержания в водных объектах зон тайги, лесотундры и тундры в целом выше, чем в лесостепи и степи. Но при этом следует отметить, что даже в степи пойма многих рек в той или иной степени занята болотами (обычно низинными), являющимися источником поступления в речные воды фенолов, углеводов, гуминовых и фульвокислот, соединений железа и др.

Таким образом, превышение установленных нормативов качества в поверхностных водах в бассейне р. Оби (как и в бассейнах других рек Евразии) может быть связано с региональными особенностями формирования их химического состава в условиях высокой заболоченности значительной части водосборных территорий. С учётом этого, выделение природной и антропогенной составляющей в значении большинства гидрохимических показателей представляет собой весьма сложную задачу.

Таблица 2. Средний химический состав отходов вод шламовых амбаров, сточных и болотных вод [39], мг/дм³

Table 2. Average chemical composition of sludge pits waste water, sewage and bog waters [39], mg/dm³

Показатель Indicator	Шламовые амбары Sludge barns	Хозяйственно-бытовые стоки Domestic sewage	Верховые болота Raised bogs	Мезотрофные болота Mesotrophic bogs	Евтрофные болота Eutrophic bogs
pH	8,00	7,59	4,38	5,05	5,81
$\Sigma_{\text{ни}}$	7211,8	830,8	52,9	109,3	222,6
Na^+	2124,8	82,2	2,5	1,9	13,0
Cl^-	3874,4	79,2	2,4	3,2	9,3
ХПК / COD	364,69	278,10	322,13	307,88	228,51
Нефтепродукты Petroleum hydrocarbons	0,511	1,579	0,189	0,128	0,157

Примечания: $\Sigma_{\text{ни}}$ – сумма главных ионов; ХПК – химическое потребление кислорода по бихроматной окисляемости.

Note: $\Sigma_{\text{ни}}$ is the amount of the main ions; COD is the chemical oxygen demand by dichromate oxidation.

В работе [23] было показано, что, во-первых, дифференциация веществ по генезису может быть выполнена путём расчёта соотношения поступления вещества по сосредоточенным (S_c) и распределённым по водосбору источникам загрязнения (S_d) к гидрохимическому стоку G. При этом к категории «природных» предложено относить вещества, для

которых величина $(S_c+S_0)/G$ меньше 5 %, к «преимущественно природным» – величина $(S_c+S_0)/G$ находится в диапазоне $5\% \leq (S_c+S_0)/G \leq 20\%$; к «природно-антропогенным» – в прочих случаях. Во-вторых, приведено обоснование того, что фоновая концентрация представляет собой условно равновесное состояние системы «вода–порода» и при наличии данных наблюдений может быть рассчитана как среднее геометрическое значение за статистически однородный период. В-третьих, расчёт платы за сброс загрязняющих веществ целесообразно проводить только для веществ природно-антропогенного происхождения.

Химический состав сточных вод и влияние их сброса на состояние водных объектов

Чтобы идентифицировать источники и сам факт загрязнения водного объекта, целесообразно знать характерные содержания различных веществ в сточных водах. С этой целью было проведено обобщение водохозяйственной информации. В результате был сделан вывод о том, что, во-первых, нормативные показатели качества сточных вод не достигаются на большей части очистных сооружений (86 %), причём очистка имеет наименьшую эффективность для органических веществ по ХПК и соединений фосфора, азота и железа. Повышенное содержание нитратов и является показателем того, что необходима дополнительная стадия очистки сточных вод биологических сооружений от продуктов разложения легкоокисляемых органических веществ, превышение нормативных значений других параметров говорит об указанной выше природной специфике рассматриваемой территории (высокой заболоченности), определяющей превышение ПДК уже при заборе воды из поверхностных и подземных источников [40]. Во-вторых, субстрат и сточные воды, содержащиеся в шламовых амбарах нефтегазовых месторождений, содержат значительное количество нефтепродуктов, калия, сульфатов, хлоридов и ряда других веществ (табл. 2). Это свидетельствует о значительном отклонении состояния составляющих объектов добычи и транспортировки нефти от состояния окружающей природной среды, включая водные объекты.

В-третьих, несмотря на многообразие состава сточных вод нефтегазового комплекса Сибири, их ключевое отличие от состава поверхностных вод региона заключается в заметно большем содержании ионов Na^+ , Cl^- , суммы главных ионов. Это связано с тем, что в системе поддержания пластового давления в Западной Сибири используются подземные воды с минерализацией более 4 г/дм^3 и преобладанием среди анионов хлорид-иона [41]. Учитывая достаточно низкое фоновое содержание Cl^- в поверхностных водах региона, концентрации этого иона уже более 50 мг/дм^3 можно рассматривать как свидетельство загрязнения. В отличие от других показателей, определение Cl^- не сложный

процесс и не требует дорогостоящего оборудования [42–44]. Кроме того, возможна косвенная оценка этого показателя по удельной электропроводности [45–46], что позволит использовать её в качестве базового скринингового параметра. В-четвёртых, уровень содержания прочих компонентов, включая вещества, идентифицируемые как нефтепродукты [47], кардинально отличается от содержания этих же веществ в болотных и связанных с ними речных и подземных водах, в основном до 300–500 м от разливов нефти, выпусков сточных вод, шламовых амбаров.

Последний вывод подтверждается как материалами наблюдений, так и результатами математического моделирования распространения загрязняющих веществ в поверхностных водных объектах (см. рисунок). Так, моделирование последствий сброса в Васюганское болото сточных вод, потенциально образующихся при разработке Бакчарского железорудного узла в Томской области, показало, что достаточно резкое снижение содержания растворённых солей (примерно в три раза) будет происходить на участке до 200 м от выпуска (предположительно, за счёт выведения из раствора малорастворимых соединений, например гуматов кальция и магния, и усвоения минеральных веществ болотной растительностью, состав которой в ряде случаев будет меняться в направлении повышения трофности болотной экосистемы).

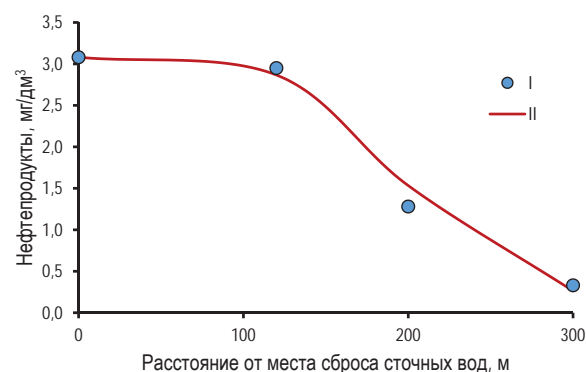


Рисунок. Измеренные (I) и вычисленные (II) концентрации нефтепродуктов в водах Обского болота у с. Мельниково (Томская область, состояние на 12.11.2012)

Figure. Measured (I) and calculated (II) concentration of petroleum hydrocarbons in the Ob bog waters near Melnikovo village (Tomsk region, in the state of 12.11.2012)

Протяженность измененных участков вследствие прямого воздействия стоков, так и изменения трофности болотных экосистем в местах размещения нефтегазодобывающих предприятий может составлять в среднем от 5–10 до 100–200 м, в ряде случаев достигая 500 м. Менее устойчивыми к антропогенному воздействию являются малые реки, озёра и верховые болота, наиболее устойчивыми – низинные болота [8, 9].

Сложный химический состав нефти обуславливает образование устойчивой эмульсии в случае ее утечки в водные объекты. Определено, что нефть

содержит в среднем 57 % алифатических углеводородов, 29 % ароматических углеводородов, 14 % асфальтенов и других соединений [48, 49]. Поэтому идентификацию нефтезагрязнения водоема возможно экспрессно установить по присутствию ароматической фракции посредством применения УФ-флюоресцентного метода. Присутствующие в водоеме органические и биологические вещества не будут существенно мешать определению уровня содержания нефтепродуктов, так как их влияние будет учтено в отклике фона. УФ-флюоресцентный метод сравнительно легко автоматизируется, имеет высокую чувствительность определения нефтепродуктов в воде – до 0,005 мг/дм³. Для сравнения: ПДК нефтепродуктов в воде водных объектов хозяйственного назначения составляет 0,3 мг/дм³ (0,1 мг/дм³ для многосернистых нефтей), а для водных объектов рыбохозяйственного значения – 0,05 мг/дм³. УФ-флюоресцентные датчики также могут использоваться удаленно.

Таким образом, флюоресцентный отклик может использоваться в качестве скринингового параметра контроля содержания нефтепродуктов в воде.

Выводы

Анализ гидрохимической и водохозяйственной информации по нефтедобывающим регионам Западной Сибири показал, что в качестве обязательных критериев выявления влияния нефтегазового комплекса на состояние водных объектов можно использовать: 1) концентрацию хлорид-иона и удельную электропроводность как скрининговый

параметр контроля для выявления случаев сброса подсланевых вод; 2) концентрацию нефтепродуктов как основного продукта рассматриваемого вида хозяйственной деятельности и УФ-флюоресценцию как скрининговый параметр для выявления аварийных нефтеразливов.

Особенность использования первой группы показателей заключается в том, что концентрация хлорид-иона более 50 мг/дм³ при рыбохозяйственном нормативе 300 мг/дм³ (хозяйственно-питьевой норматив 350 мг/дм³) с большой вероятностью свидетельствует о загрязнении водного объекта. Наблюдение за концентрацией нефтепродуктов для выявления антропогенного загрязнения следует проводить с учетом фонового флюоресцентного отклика, поскольку для болотных и связанных с ними речных и подземных вод часто характерны концентрации подобных веществ в количестве до 0,1–0,2 мг/дм³ вследствие поступления углеводородов в водную среду при разложении остатков болотной растительности и формировании торфов.

Более или менее уверенная идентификация антропогенного загрязнения по содержанию нефтепродуктов обычно возможна при концентрациях более 1 мг/дм³ на удалении от потенциальных источников не более чем на 500 м. При этом целесообразно для подтверждения выводов проводить определение нефтепродуктов на условно фоновых участках водных объектов с учётом требований [50] (на реках – в 500 м выше по течению от предполагаемого сброса; на озёрах и болотах – на расстоянии более 500 м).

Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ r_{a} 16-48-700230.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Введ. 1990–07–01. – М.: Госстандарт, 1989. – 38 с.
- Frankel E.G. Systems reliability and risk analysis. – Dordrecht: Kluwer acad. publ., 1988. – 429 p.
- Kundzewicz Z.W., Krysanova V. Climate change and stream water quality in the multi-factor context // Climatic Change. – 2010. – V. 103. – № 3–4. – P. 353–362.
- Freeman III A.M., Herriges J.A., Kling C.L. The measurement of environmental and resource values: theory and methods. – New York: Routledge, 2014. – 459 p.
- Chance N.A., Andreeva E.N. Sustainability, equity, and natural resource development in Northwest Siberia and Arctic Alaska // Human Ecology. – 1995. – V. 23. – № 2. – P. 217–240.
- IWACO Report, 2001. West Siberia Oil Industry Environmental and Social Profile / Eds. M. Lodewijkx, V. Ingram, R. Willemse. URL: <http://www.greenpeace.nl/Global/nederland/report/2001/5/west-siberia-oil-industry-envi.pdf> (дата обращения: 20.06.2016).
- Савичев О.Г. Водные ресурсы Томской области. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 248 с.
- Прогноз изменения макрокомпонентного состава болотных вод при добыче железных руд в Томской области / О.Г. Савичев, А.К. Мазуров, Н.В. Гусева, В.А. Домаренко, А.А. Хвощевская // География и природные ресурсы. – 2016. – № 1. – С. 94–102.
- Savichev O.G., Matveenko I.A., Ivanova E.V. Conditions of contaminant distribution in the wetland water of Western Siberia (the Russian Federation) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – № 33. – P. 1–6. DOI: 10.1088/1755-1315/33/1/012023
- Benedini M., Tsakiris G. Water Quality Modelling for Rivers and Streams. – Dordrecht: Springer, 2013. – 288 p.
- Методика разработки нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей: утв. Приказом Мин. прир. ресурсов России от 17.12.2007 г. № 333. – М.: Изд. Мин. природ. ресурсов России, 2008. – 35 с.
- Адам А.М. Оценка экологического состояния территории Западной Сибири в целях обеспечения экологической безопасности в контексте устойчивого природопользования // Охрана природы: сб. статей / под ред. А.Е. Березина. Вып. 3 – Томск: Изд-во НТЛ, 2005. – С. 3–12.
- Halicki W. et al. Assessment of physical properties and pH of selected surface waters in the northern part of Western Siberia // International Journal of Environmental Studies. – 2015. – V. 72. – № 3. – P. 557–566.
- Hese S., Schmulius C. High spatial resolution image object classification for terrestrial oil spill contamination mapping in West

- Siberia // International journal of applied earth observation and geoinformation. – 2009. – V. 11. – № 2. – P. 130–141.
15. Проведение расчётов фоновых концентраций химических веществ в воде водотоков. – М.: Росгидрометслужба, 2001. – 68 с.
 16. О состоянии и использовании водных ресурсов Российской Федерации в 2014 году: государственный доклад / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – М.: НИИ-Природа, 2015. – 270 с. URL: <http://mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=142740> (дата обращения: 17.06.2016).
 17. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 году: государственный доклад / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – М.: Минприроды России, 2015. – 473 с. URL: <http://mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=142679> (дата обращения: 17.06.2016).
 18. Методические основы оценки антропогенного влияния на качество поверхностных вод / под ред. А.В. Караушева. – Л.: Гидрометеоздат, 1981. – 174 с.
 19. Льготин В.А., Савичев О.Г., Нигороженко В.Я. Состояние поверхностных водных объектов, водохозяйственных систем и сооружений на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскгеомониторинг», 2006. – 88 с.
 20. Состояние геологической среды (недр) территории Сибирского федерального округа в 2012 году / гл. ред. В.А. Льготин // Информационный бюллетень. Вып. 9. – Томск: ОАО «Томскгеомониторинг», 2013. – 184 с.
 21. Состояние геологической среды (недр) территории Сибирского федерального округа в 2013 году / Гл. ред. В.А. Льготин // Информационный бюллетень. Вып. 10. – Томск: ОАО «Томскгеомониторинг», 2014. – 244 с.
 22. Состояние геологической среды (недр) территории Сибирского федерального округа в 2014 году / Гл. ред. В.А. Льготин // Информационный бюллетень. Вып. 11. – Томск: АО «Томскгеомониторинг», 2015. – 257 с.
 23. Савичев О.Г. Проблемы нормирования сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты // Вода: химия и экология. – 2010. – № 9. – С. 35–39.
 24. Савичев О.Г. Региональные особенности химического состава речных вод Сибири и их учёт при нормировании сбросов сточных вод // Вода: химия и экология. – 2014. – № 1 (66). – С. 41–46.
 25. Савичев О.Г. Геохимические показатели болотных вод в таежной зоне Западной Сибири // Известия РАН. Серия географическая. – 2015. – № 4. – С. 47–57.
 26. О состоянии окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа в 2000 году / под ред. В.И. Карасева (предс.) и др. // Информационный бюллетень. – Ханты-Мансийск: НПЦ «Мониторинг», 2001. – 132 с.
 27. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2009 году / под ред. А.М. Адама; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Томской области. – Томск: Изд-во «Оптимум», 2010. – 164 с.
 28. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2010 году / под ред. А.М. Адама; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Томской области. – Томск: Изд-во «Графика ДТР», 2011. – 144 с.
 29. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии окружающей среды Томской области в 2011 году / под ред. А.М. Адама; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Томской области. – Томск: Изд-во «Графика ДТР», 2012. – 166 с.
 30. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2012 году / под ред. А.М. Адама; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области. – Томск: Дельтаплан, 2013. – 172 с.
 31. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2013 году / под ред. А.М. Адама; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области. – Томск: Дельтаплан, 2014. – 194 с.
 32. О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2014 году: государственный доклад / под ред. С.Я. Трапезникова; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области. – Томск: Дельтаплан, 2015. – 156 с.
 33. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М.: МГУ, 1998. – 376 с.
 34. Московченко Д.В., Бабушкин А.Г. Особенности формирования химического состава снеговых вод на территории Ханты-Мансийского автономного округа // Криосфера Земли. – 2012. – Т. 16. – № 1. – С. 71–81.
 35. The world's largest wetlands: ecology and conservation / Eds. L.H. Fraser, P.A. Keddy. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 488 p.
 36. Spatial Patterns of the Evolution of the Chemical Composition and Discharge of River Water in the Ob River Basin / O.G. Savichev, A.K. Mazurov, I.I. Pipko, V.I. Sergienko, I.P. Semiletov // Doklady Earth Sciences. – 2016. – V. 466. – P. 1. – P. 47–51. DOI: 10.1134/S1028334X16010141
 37. Geochemistry of wetland waters from the lower Tom basin, Southern Tomsk oblast / S.L. Shvartsev, O.V. Serebrennikova, M.A. Zdvizhkov, O.G. Savichev, O.S. Naimushina // Geochemistry International. – 2012. – V. 50. – № 4. – P. 367–380.
 38. Winter T.C. et al. Natural processes of ground-water and surface-water interaction // Ground Water and Surface Water: a Single Resource, US Geological Survey Circular. – 1998. – V. 1139. – P. 2–50.
 39. Савичев О.Г., Бернатонис П.В., Бернатонис В.К. Геохимические условия размещения и утилизации отходов бурения в торфяно-болотных геосистемах Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2013. – № 375. – С. 183–186.
 40. Савичев О.Г., Базанов В.А., Ломакина Н.Ю. Анализ эффективности очистки коммунально-бытовых сточных вод в Томской области // Вестник науки Сибири: Серия: Науки о Земле. – 2012. – № 1. – Т. 2. – С. 17–24. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/15994> (дата обращения: 20.06.2016).
 41. Охрана окружающей среды в территориальном Западно-Сибирском комплексе. Обзорная информация. Вып. 6 (80). – М.: Нефтяная промышленность, 1988. – 53 с.
 42. Crompton T.R. Determination of anions: a guide for the analytical chemist. – Berlin: Springer, 1996. – 583 p.
 43. Berger M. Potentiometric determination of chloride in natural waters: an extended analysis // Journal of Chemical Education. – 2012. – V. 89. – № 6. – P. 812–813.
 44. Danial L.H. Current Technology of Chlorine Analysis for Water and Wastewater // Technical Information Series, Booklet no. 17. – Loveland: Hach Company Inc., 2002. – 30 p.
 45. Peinado-Guevara H. et al. Relationship between chloride concentration and electrical conductivity in groundwater and its estimation from vertical electrical soundings (VESs) in Guasave, Sinaloa, Mexico // Ciencia e investigación agraria. – 2012. – V. 39. – № 1. – P. 229–239.
 46. Abyaneh H.Z. et al. Chloride estimation in ground water from electrical conductivity measurement // Tarim bilimlari dergisi. – 2005. – V. 11. – № 1. – P. 110–114.
 47. Speight J.G. Total Petroleum Hydrocarbons // Environmental Analysis and Technology for the Refining Industry. – 2005. – V. 168. – P. 207–235.
 48. Волкова К.В., Успенская М.В., Глазачева Е.Н. Химия нефти и моторного топлива. – СПб: Университет ИТМО, 2015. – 89 с.

49. Kovalenko E.Y., Sagachenko T.A., Min R.S. Aromatic hydrocarbons and heteroaromatic compounds in oily components of heavy crude oil // Higher Educational Institutions News. Oil and Gas. – 2014. – № 1. – P. 84–90.
50. РД 52.24.622–2001. Методические указания. Проведение расчетов фоновых концентраций химических веществ в воде водотоков. – М.: Федер. служба России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, 2001. – 68 с.

Поступила 19.07.2016 г.

Информация об авторах

Адам А.М., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой экологического менеджмента Биологического института Национального исследовательского Томского государственного университета.

Бегун М.В., начальник Главного управления МЧС России по Томской области.

Дмитриев А.В., генеральный директор АНО «Томский демонстрационно-консультационно-образовательный центр ресурсосбережения и энергоэффективности».

Купрессова Е.А., аспирант кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Института неразрушающего контроля Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ледовская А.М., аспирант кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Института неразрушающего контроля Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Романенко С.В., доктор химических наук, профессор, заведующий кафедрой экологии и безопасности жизнедеятельности Института неразрушающего контроля Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Савичев О.Г., доктор географических наук, профессор кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 502.51:502.175

HYDROSPHERE OBJECTS SCREENING CONTROL TO DETECT EMERGENCY OIL SPILL

Alexandr M. Adam¹,
adam@green.tsu.ru

Mikhail V. Begun²,
svr@tpu.ru

Alexandr V. Dmitriev³,
dmitriev777@mail.ru

Ekaterina A. Kupressova⁴,
kipariz@bk.ru

Anna M. Ledovskaya⁴,
sokolovaam@tpu.ru

Sergey V. Romanenko⁴,
svr@tpu.ru

Oleg G. Savichev⁴,
osavichev@mail.ru

¹ National Research Tomsk State University,
36, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Russian Emergencies Ministry Main Office for Tomsk Region,
26, Mira Avenue, Tomsk, 634057, Russia.

³ INO «Tomsk Demonstrational Consulting Educational Center of Resource Saving and Energy Efficiency»,
51, Belinskiy Street, Tomsk, 634034, Russia.

⁴ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The current importance is caused by the need to improve the methodological and instrumental support, which corresponds to modern conditions and regional features, being one of the fundamental challenges before the environmental monitoring systems. Screening approach to solving this problem will become more advanced analytical tool condition monitoring of water bodies, especially those located in remote and difficult to access areas with high anthropogenic impact – oil production areas, allowing identifying quickly the occurrence of abnormal and emergency situations, leading to a negative impact on the environment, and taking more effective measures to eliminate them.

The aim of the research is to prove water resources screening control methodology of remote oil production areas for detecting emergency oil spills on the example of Tomsk region.

The research methods. It is proposed to use a screening approach to obtain information on the quality of natural waters, as well as timely detection of emergency situations occurred on the oil production and transportation facilities, leading to oil discharges to water bodies, together with the use of automated remote sensing methods and GIS technologies. For this purpose the environmental and geochemical conditions of water bodies in the accommodation areas of oil and gas companies were analyzed.

The results and conclusions. The evaluation of the characteristic substances in the surface waters of the Ob River basin is carried out. The excess of the established water quality standards in most cases is caused by regional features of formation of their composition. The main difference of waste water composition of oil and gas complex of Siberia from the regional surface waters is expressed in rather larger content of Na⁺, Cl⁻ ions, the sum of the main ions. The petroleum hydrocarbon content in produced waste water, sludge pits waters differs significantly from their concentrations in wetlands and rivers and groundwater, associated with them, that confirms the need to improve the effluents control and implementation of emergency early warning systems. It is necessary to use direct indicators (total petroleum hydrocarbons content by the fluorescence response) together with the indirect ones (chloride ion concentration, conductivity) as screening criteria in the accident detection methodology in oil production and transportation areas. It is caused by the peculiarities of their identification in natural aquatic environments. It was ascertained that the detection of anthropogenic oil pollution would be most reliable at concentrations from 1 mg/dm³ at a distance from the potential sources not more than 500 m.

Key words:

Petroleum hydrocarbons, screening of water bodies quality, automated monitoring of water bodies, petroleum hydrocarbons concentration monitoring in natural waters, environmental monitoring in oil and gas complex.

The research was supported by the grant issued in accordance with RFBR r_a 16–48–700230.

REFERENCES

1. GOST 27.002–89. *Nadezhnost v tekhnike. Osnovnye ponyatiya. Terminy i opredeleniya* [State Standard 27.002–89. Reliability in engineering. Basic concepts. Terms and definitions.] Moscow, Gosstandart Publ., 1990. 38 p.
2. Frankel E.G. *Systems reliability and risk analysis*. Dordrecht, Kluwer acad. Publ., 1988. 429 p.
3. Kundzewicz Z.W., Krysanova V. Climate change and stream water quality in the multi-factor context. *Climatic Change*, 2010, vol. 103, no. 3–4, pp. 353–362.
4. Freeman III A.M., Herriges J.A., Kling C.L. *The measurement of environmental and resource values: theory and methods*. New York, Routledge, 2014. 459 p.
5. Chance N.A., Andreeva E.N. Sustainability, equity, and natural resource development in Northwest Siberia and Arctic Alaska. *Human Ecology*, 1995, vol. 23, no. 2, pp. 217–240.
6. *IWACO Report, 2001. West Siberia Oil Industry Environmental and Social Profile*. Eds. M. Lodewijkx, V. Ingram, R. Willemsse. Available at: <http://www.greenpeace.nl/Global/nederland/report/2001/5/west-siberia-oil-industry-envi.pdf> (accessed 20 June 2016).
7. Savichev O.G. *Vodnye resursy Tomskoy oblasti* [Hydro resources of Tomsk region]. Tomsk, TPU Publ. house, 2010. 248 p.
8. Savichev O.G., Mazurov A.K., Guseva N.V., Domarenko V.A., Khvashchevskaya A.A. Prognoz izmeneniya makrokomponentno-go sostava bolotnykh vod pri dobyche zheleznykh rud v Tomskoy oblasti [Forecast of change in bog water macrocomponental composition when producing iron ore in Tomsk region]. *Geografiya i prirodnye resursy*, 2016, no. 1, pp. 94–102.
9. Savichev O.G., Matveenkov I.A., Ivanova E.V. Conditions of contaminant distribution in the wetland water of Western Siberia (the Russian Federation). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, no. 33, pp. 1–6. DOI: 10.1088/1755-1315/33/1/012023
10. Benedini M., Tsakiris G. *Water Quality Modelling for Rivers and Streams*. Dordrecht, Springer, 2013. 288 p.
11. *Metodika razrabotki normativov dopustimyykh sbrosov veshchestv i mikroorganizmov v vodnye obekty dlya vodopolzovateley* [Method for developing norms of permissible discharges of substances and microorganisms into water bodies for water users]. Approved by the Order of the MNR of Russia 17.12.2007 no. 333. Moscow, 2008. 35 p.
12. Adam A.M. Otsenka ekologicheskogo sostoyaniya territorii Zapadnoy Sibiri v tselyakh obespecheniya ekologicheskoy bezopasnosti v kontekste ustoychivogo prirodopolzovaniya [Ecological state assessment of Western Siberia territory to ensure environmental safety in the context of sustainable natural management]. *Okhrana prirody: sbornik statey*. [Nature conservation: collection of articles]. Ed. by E.A. Berezin. Tomsk, NTL Publ., 2005. Iss. 3, pp. 3–12.
13. Halicki W. Assessment of physical properties and pH of selected surface waters in the northern part of Western Siberia. *International Journal of Environmental Studies*, 2015, vol. 72, no. 3, pp. 557–566.
14. Hese S., Schmuilius C. High spatial resolution image object classification for terrestrial oil spill contamination mapping in West Siberia. *International journal of applied earth observation and geoinformation*, 2009, vol. 11, no. 2, pp. 130–141.
15. *Provedenie raschetov fonovykh kontsentratsiy khimicheskikh veshchestv v vode vodotokov* [Guidelines. Calculations of background concentrations of chemicals in water streams]. Moscow, Rosgidrometsluzhba Publ., 2001. 68 p.
16. O sostoyanii i ispolzovanii vodnykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2014 godu [On the state and utilization of water resources of the Russian Federation in 2014]. *Gosudarstvenny doklad* [State report]. Moscow, NIA-Priroda Publ., 2015. 270 p. Available at: <http://mnr.gov.ru/regulatory/detail.php? ID=142740> (accessed 17 June 2016).
17. O sostoyanii i ob okhrane okruzhayushchey srede Rossiyskoy Federatsii v 2014 godu [On the state and protection of the environment of the Russian Federation in 2014]. *Gosudarstvenny doklad* [State report]. Moscow, Ministry of natural resources and environment of the Russian Federation, 2015. 473 p. Available at: <http://mnr.gov.ru/regulatory/detail.php? ID=142679> (accessed 17 June 2016).
18. Karasheva A.V. *Metodicheskie osnovy otsenki antropogennogo vliyaniya na kachestvo poverkhnostnykh vod* [Methodic bases in estimating anthropogenic impact on surface water quality]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1981. 174 p.
19. Lgotin V.A., Savichev O.G., Nigorozhenko V.Ya. *Sostoyanie poverkhnostnykh vodnykh obektov, vodokhozyaystvennykh sistem i sooruzheniy na territorii Tomskoy oblasti* [State of surface water bodies, water management systems and structures on the territory of Tomsk region]. Tomsk, OJSCo Tomskgeomonitring Publ., 2006. 88 p.
20. Lgotin V.A. Sostoyanie geologicheskoy srede (nedr) territorii Sibirskogo federalnogo okruga v 2012 godu [Condition of geological environment (subsoil) of the Siberian Federal District territory in 2012]. *Informatsionny byulleten* [Newsletter]. Tomsk, OJSCo Tomskgeomonitring Publ., 2013. No. 9, 184 p.
21. Lgotin V.A. Sostoyanie geologicheskoy srede (nedr) territorii Sibirskogo federalnogo okruga v 2013 godu [Condition of geological environment (subsoil) of the Siberian Federal District territory in 2013]. *Informatsionny byulleten* [Newsletter]. Tomsk, OJSCo Tomskgeomonitring Publ., 2014. No. 10, 244 p.
22. Lgotin V.A. Sostoyanie geologicheskoy srede (nedr) territorii Sibirskogo federalnogo okruga v 2014 godu [Condition of geological environment (subsoil) of the Siberian Federal District territory in 2014]. *Informatsionny byulleten* [Newsletter]. Tomsk, JSCo Tomskgeomonitring Publ., 2015. No. 11, 257 p.
23. Savichev O.G. Problemy normirovaniya sbrosov zagryaznyayushchikh veshchestv v poverkhnostnye vodnye obekty [Rationing contaminants discharge problems in surface water bodies]. *Voda: khimiya i ekologiya – Water: chemistry and ecology*, 2010, no. 9, pp. 35–39.
24. Savichev O.G. Regionalnye osobennosti khimicheskogo sostava rechnykh vod Sibiri i ikh uchety pri normirovanii sbrosov stochnykh vod [Regional features of chemical composition of river waters in Siberia and their account at normalization of dumps of sewage]. *Voda: khimiya i ekologiya – Water: chemistry and ecology*, 2014, no. 1 (66), pp. 41–46.
25. Savichev O.G. Geochemical parameters of bog waters in the taiga zone of Western Siberia. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences: Geography Series*, 2015, no. 4, pp. 47–57. In Rus.
26. *O sostoyanii okruzhayushchey srede Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga v 2000 godu* [On environment state of the Khanty-Mansi autonomous district in 2000]. Khanty-Mansiysk, NPPTS Monitoring Publ., 2001. 132 p.
27. *Ekologicheskii monitoring: Sostoyanie okruzhayushchey srede Tomskoy oblasti v 2009 godu* [Environmental monitoring: State of the environment of Tomsk region in 2009]. Ed. by A.M. Adam. Tomsk, Optimum Publ., 2010. 164 p.
28. *Ekologicheskii monitoring: Sostoyanie okruzhayushchey srede Tomskoy oblasti v 2010 godu* [Environmental monitoring: State of the environment of Tomsk region in 2010]. Ed. by A.M. Adam. Tomsk, Grafika DTP Publ., 2011. 144 p.
29. *Ekologicheskii monitoring: Doklad o sostoyanii okruzhayushchey srede Tomskoy oblasti v 2011 godu* [Environmental monitoring: State of the environment of Tomsk region in 2011]. Ed. by A.M. Adam. Tomsk, Grafika DTP Publ., 2012. 166 p.

30. *Ekologicheskiy monitoring: Doklad o sostoyanii i okhrane okruzhayushchey sredy Tomskoy oblasti v 2012* [Environmental monitoring: State of the environment of Tomsk region in 2012]. Ed. by A.M. Adam. Tomsk, Deltaplan Publ., 2013. 172 p.
31. *Ekologicheskiy monitoring: Doklad o sostoyanii i okhrane okruzhayushchey sredy Tomskoy oblasti v 2013 godu* [Environmental monitoring: State of the environment of Tomsk region in 2013]. Ed. by A.M. Adam. Tomsk, Deltaplan Publ., 2014. 194 p.
32. *O sostoyanii i okhrane okruzhayushchey sredy Tomskoy oblasti v 2014 godu* [On state and environmental protection of Tomsk region in 2014]. Ed. by S.Ya. Trapeznikov. Tomsk, Deltaplan Publ., 2015. 156 p.
33. Solntseva N.P. *Dobycha nefti i geokhimiya prirodnykh landshaf-tov* [Oil extraction and geochemistry of natural landscapes]. Moscow, Moscow State University Press, 1998. 376 p.
34. Moskovchenko D.V., Babushkin A.G. Osobennosti formirovaniya khimicheskogo sostava snegovykh vod na territorii khanty-mansiyskogo avtonomnogo okruga [Features of snow water chemical composition formation of the Khanty-Mansi autonomous district] *Kriosfera Zemli*, 2012, vol. 16, no. 1, pp. 71–81.
35. Fraser L.H., Keddy P.A. *The world's largest wetlands: ecology and conservation*. Cambridge, Cambridge University Press, 2005. 488 p.
36. Savichev O.G., Mazurov A.K., Pipko I.I., Sergienko V.I., Semile-tov I.P. Spatial Patterns of the Evolution of the Chemical Composition and Discharge of River Water in the Ob River Basin. *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 466, P. 1, pp. 47–51. DOI: 10.1134/S1028334X16010141.
37. Shvartsev S.L., Serebrennikova O.V., Zdvizhkov M.A., Sa-vichev O.G., Naimushina O.S. Geochemistry of wetland waters from the lower Tom basin, Southern Tomsk oblast. *Geochemistry International*, 2012, vol. 50, no. 4, pp. 367–380.
38. Winter T.C. Natural processes of ground-water and surface-water interaction. *Ground Water and Surface Water: a Single Resource, US Geological Survey Circular*, 1998, vol. 1139, pp. 2–50.
39. Savichev O.G., Bernatonis P.V., Bernatonis V.K. Geochemical conditions of placement and disposal of drilling waste in peat god geosystems of Siberia. *Bulletin of Tomsk State University*, 2013, no. 375, pp. 183–186. In Rus.
40. Savichev O.G., Bazanov V.A., Lomakina N.Y. Analiz effektivnosti ochistki kommunalno-bytovykh stochnykh vod v Tomskoy oblasti [Analysis of municipal wastewater treatment effectiveness in the Tomsk region]. *Siberian Journal of Science*, 2012, vol. 2, no. 1, pp. 17–24. In Rus. Available at: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/15994> (accessed 20 June 2016).
41. *Okhrana okruzhayushchey sredy v territorialnom Zapadno-Sibirskom komplekse. Obzornaya informatsiya* [Environmental protection in the West Siberian territorial complex. Overview]. Moscow, Neftyanaya promyshlennost Publ., 1998. Vol. 6 (80), 53 p.
42. Crompton T.R. *Determination of anions: a guide for the analytical chemist*. Berlin, Springer Science & Business Media, 2012. 583 p.
43. Berger M. Potentiometric determination of chloride in natural waters: an extended analysis. *Journal of Chemical Education*, 2012, vol. 89, no. 6, pp. 812–813.
44. Danial L.H. Current Technology of Chlorine Analysis for Water and Wastewater. *Technical Information Series, Booklet no. 17*. Loveland, Hach Company Inc., 2002. 30 p.
45. Peinado-Guevara H. Relationship between chloride concentration and electrical conductivity in groundwater and its estimation from vertical electrical soundings (VESs) in Guasave, Sinaloa, Mexico. *Ciencia e investigación agrarian*, 2012, vol. 39, no. 1, pp. 229–239.
46. Abyaneh H.Z. Chloride estimation in ground water from electrical conductivity measurement. *Tarim bilimlari dergisi*, 2005, vol. 11, no. 1, pp. 110–114.
47. Speight J.G. Total Petroleum Hydrocarbons. *Environmental Analysis and Technology for the Refining Industry*, 2005, vol. 168, pp. 207–235.
48. Volkova K.V., Uspenskaya M.V., Glazacheva E.N. *Khimiya nefti i motornogo topliva* [Oil and motor fuel chemistry]. St. Petersburg, ITMO University Press, 2015. 89 p.
49. Kovalenko E.Y., Sagachenko T.A., Min R.S. Aromatic hydrocarbons and heteroaromatic compounds in oily components of heavy crude oil. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2014, no. 1, pp. 84–90.
50. *RD 52.24.622–2001. Metodicheskie ukazaniya. Provedenie raschetov fonovykh kontsentratsiy khimicheskikh veshchestv v vode vodotokov* [Regulatory Document 52.24.622–2001. Calculations of background concentration of chemicals in water of water-courses]. Moscow, Roshydromet Publ., 2001. 68 p.

Received: 19 July 2016.

Information about the authors

Alexandr M. Adam, Dr. Sc., professor, head of the department, National Research Tomsk State University.

Mikhail V. Begun, the head, Russian Emergencies Ministry Main Office for Tomsk Region.

Alexandr V. Dmitriev, managing director, INO «Tomsk Demonstrational Consulting Educational Center of Resource Saving and Energy Efficiency».

Ekaterina A. Kupressova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Anna M. Ledovskaya, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey V. Romanenko, Dr. Sc., professor, head of the department, National Research Tomsk Polytechnic University.

Oleg G. Savichev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 504.054

ИНДИКАЦИЯ КОМПОНЕНТАМИ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ТРАНСГРАНИЧНОГО ПЕРЕНОСА ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ТЕРРИТОРИЮ ГОРНОГО АЛТАЯ

Робертус Юрий Владимирович¹,
ariocol@mail.gorny.ru

Удачин Валерий Николаевич²,
udachin@mineralogy.ru

Рихванов Леонид Петрович³,
richvanov@tpu.ru

Кивацкая Анна Васильевна²,
ariocol@mail.gorny.ru

Любимов Роман Владимирович⁴,
iwer@iwer.ru

Юсупов Дмитрий Валерьевич³,
yusupovd@mail.ru

¹ Автономное учреждение Республики Алтай «Алтайский региональный институт экологии»,
Россия, 649100, Республика Алтай, с. Майма, ул. Заводская, 54.

² Институт минералогии УрО РАН,
Россия, 456317, г. Миасс, Ильменский заповедник.

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

⁴ Институт водных и экологических проблем СО РАН,
Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1.

Актуальность работы обусловлена необходимостью изучения состояния окружающей среды Алтая, подверженного многолетнему переносу загрязнителей с соседней территории Восточного Казахстана.

Объекты и методы исследования. Для изучения характера и масштабов переноса загрязняющих веществ в 2015 г. на четырех региональных профилях с шагом 40–60 км проведено опробование снежного покрова и листьев тополя черного (*Populus nigra* L.) в 15 и 17 пунктах соответственно на территории Республики Алтай и частично Алтайского края. Фильтрат, твердый остаток снега и зола листьев тополя черного изучены методом ICP-MS в Институте минералогии УрО РАН (г. Миасс) на содержание 50 химических элементов.

Результаты. Картографированные данные по химическому составу фильтрата, твердого остатка снега и золы листьев тополя черного выявили на территории Горного Алтая крупный ореол пространственно сопряженных пониженных значений pH и повышенных концентраций сульфатов, соединений минерального азота и геохимически отличных ассоциаций породообразующих элементов и элементов полиметаллических руд, перерабатываемых на предприятиях комбината «Казцинк» (г. Усть-Каменогорск, Риддер). Основными элементами рудной ассоциации являются цинк, медь, свинец; второстепенными – кадмий, олово, молибден, вольфрам, сурьма, мышьяк, висмут, селен, теллур, таллий. Для пространственного распределения всех изученных веществ и элементов в снеготалой воде, пыли и листьях тополя характерны однотипные размеры, морфология и северо-восточная ориентировка ореолов их повышенных концентраций. Протяженность обобщенного мегаореола трансграничного загрязнения в пределах Алтая превышает 300 км при его средней ширине 100–120 км и площади более 30 тыс. км².

Выводы. Предварительно установлен однотипный характер спектра и уровня содержания элементов рудной ассоциации в снеговой пыли вблизи комбината «Казцинк» (г. Усть-Каменогорск) и в пыли снежного покрова в Горном Алтае, что позволяет считать выбросы комбината источником трансграничного переноса пылеаэрозолей тяжелых металлов и токсичных элементов и их поступления на территорию региона в виде «сухих» и «мокрых» локальных выпадений.

Ключевые слова:

Горный Алтай, Восточный Казахстан, выбросы металлургических предприятий, трансграничный перенос, рудные элементы, загрязнение природных сред.

Введение

Известно, что промышленные центры являются мощными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые в результате многолетних

локальных и глобальных выпадений нередко формируют значительные по размерам техногенные биогеохимические провинции с аномальным содержанием широкого спектра токсикантов в депо-

нирующих загрязнение объектах окружающей среды [1–5].

Основными источниками трансграничного загрязнения окружающей среды европейской части России являются страны Центральной и Восточной Европы [6], азиатской части – Казахстан, Монголия и Китай [7–11]. В частности, одними из основных промышленных центров, предположительно влияющих на азиатскую часть России, в том числе на Алтай, являются города Усть-Каменогорск и Риддер в Восточно-Казахстанской области (ВКО), металлургические предприятия которых ежегодно выбрасывают в атмосферу более 2 млн т загрязняющих веществ. Другими источниками загрязнения атмосферного воздуха являются твердые отходы горно-металлургической отрасли ВКО, которых накоплено более 1,5 млрд т [12].

В настоящее время проблема аэрогенного переноса на территорию Алтая тяжелых металлов, присутствующих в выбросах вышеотмеченных предприятий ВКО, изучена в первом приближении [13–15]. Так, при исследовании фильтрата и пыли снежного покрова в 2008–2010 гг. на территории Западного Алтая нами был выявлен крупный геохимический ореол повышенного содержания сульфатов, соединений азота и ассоциации элементов полиметаллических руд на фоне пониженных значений рН, предположительно обусловленный их поступлением с территории ВКО [14].

Материалы и методы

Исследование в расширенном средовом варианте (фильтрат и пыль снеговых проб, зола листьев тополя черного) было продолжено в 2015 г. на территории Республики Алтай и, частично, Алтайского края. Опробование снежного покрова проведено в марте по четырем региональным профилям с шагом 40–60 км на 15 пунктах. Опробование листьев тополя проведено в августе на 17 пунктах (рис. 1). Пробы снега брались методом конверта с планшета 10×10 м при помощи пластмассовой трубы диаметром 10 см и в дальнейшем объединялись в одну пробу. Листья тополя отбирались из нижней части кроны 3–5 деревьев и объединялись в одну пробу массой 50–100 г.

Общий химический анализ фильтрата снеготалой воды проведен в лабораториях Горно-Алтайского университета и Института минералогии УрО РАН (г. Миасс). Фильтрат, пыль снеговых проб и зола листьев изучены на 50 элементах методом ICP-MS в Институте минералогии УрО РАН.

Результаты и их обсуждение

Снеготалая вода. Данные по химическому составу фильтрата снеговой воды подтверждают установленное в 2008–2010 гг. [13, 14] присутствие на сопредельной с ВКО территории Алтая пониженных значений рН, нитратов, хлоридов и повышенных концентраций щелочных металлов (кальция, натрия, калия), соединений серы и азо-

та (сульфаты, нитриты, аммоний-ион), а также ряда тяжелых металлов, имеющих между собой тесные корреляционные связи.

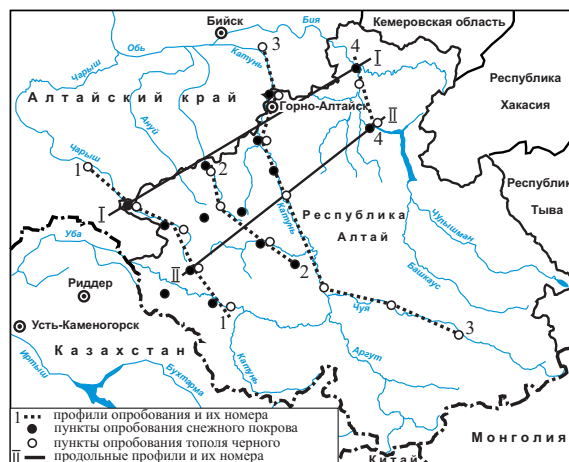


Рис. 1. Обзорная схема изучения объектов окружающей природной среды Алтая в 2015 г.

Fig. 1. Overview diagram of study of Altai natural environment objects in 2015

Значения рН снеговой воды на территории региона, указывающие на нейтральный и слабокислотный ($\text{pH} < 5,5$) характер твердых атмосферных выпадений, не позволяют считать их кислотными осадками, но особенность их распределения свидетельствует о наличии таких осадков на сопредельной территории ВКО.

Интенсивность потока серы из атмосферы в пределах Алтая (до $16,8 \text{ кг/км}^2 \cdot \text{мес.}$), рассчитанная авторами по содержанию сульфатов в воде, с учетом влагозапаса и времени залегания снега, в целом выше регионального фона – $6,35 \text{ кг/км}^2 \cdot \text{мес.}$ (по [16] $5\text{--}10 \text{ кг/км}^2 \cdot \text{мес.}$). Атмосферный поток азота не превышает фоновый уровень $2\text{--}9 \text{ кг/км}^2 \cdot \text{мес.}$ (табл. 1). Таким образом, несмотря на отмеченный слабоповышенный поток серы, в регионе не наблюдается заметное подкисление атмосферных осадков.

В пространственном распределении показателей макрохимического состава фильтрата снеготалой воды на территории Алтая установлены следующие особенности:

- минимальные значения рН, содержание нитратов и хлоридов проявлены на сопредельной с ВКО территории региона, при удалении от ВКО они возрастают;
- для распределения других катионов и анионов проявлена противоположная тенденция – уменьшения их содержания при удалении от территории ВКО;
- обратное соотношение нитритов и более устойчивых в природных условиях нитратов указывает на повышенную кислотность атмосферных осадков вблизи ВКО;
- пространственно совпадающие области повышенного и пониженного содержания изучен-

Таблица 1. Химический состав фильтрата снеговых проб на территории Алтая, мг/дм³

Table 1. Chemical composition of snow samples filtrate in the territory of Altai, mg/dm³

Содержание Content	рН, ед.		SO ₄ ²⁻		NH ₄ ⁺		NO ₃ ⁻	
	2008	2015	2008	2015	2008	2015	2008	2015
min	5,15	5,39	5,3	4,6	0,03	0,01	0,05	0,22
max	6,36	6,17	11,5	7,7	0,43	0,92	0,55	1,56
Среднее/Mean	5,55	5,73	7,6	5,2	0,16	0,27	0,16	0,60
Фон региона/Background	6,4	6,3	5,0	4,5	0,03	0,01	0,8	1,0
Выпадение (сред./max), кг/км ² ·мес. Snowfall (mean/max), kg/km ² ·month			33,3/50,3	22,9/33,6	0,7/1,9	1,2/4,0	0,7/2,4	2,6/6,8

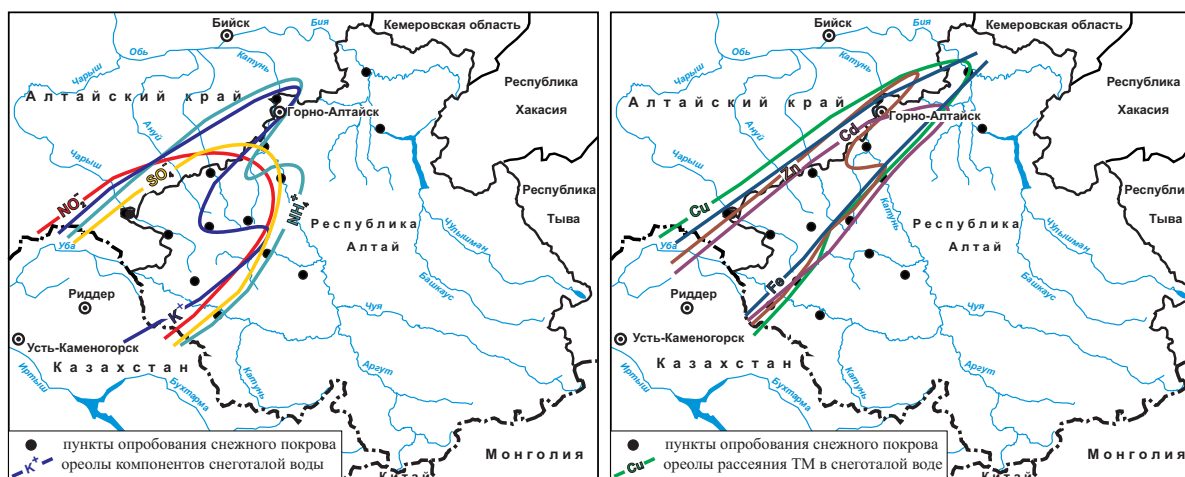


Рис. 2. Ореолы катионов-анионов (слева) и микроэлементов (справа) в снеготалой воде

Fig. 2. Halos of cations and anions (left) and microelements (right) in melt water

ных макрокомпонентов химического состава снеговой воды образуют языкообразный зонально построенный мегаореол, вытянутый в северо-восточном направлении до границы Кемеровской области и Республики Хакасия. На территории Алтая его площадь составляет около 30 тыс. км², протяженность – более 300 км при средней ширине 100–120 км (рис. 2).

Для пространственного распределения содержания большинства из 50 изученных микроэлементов (МЭ) снеговой воды присущи вышеотмеченные особенности положения, размеров, морфологии и внутреннего строения ореолов. Для них также проявлена тенденция уменьшения их содержания по мере удаления от территории ВКО.

Предварительно установлено, что число корреляционных связей между МЭ в снеговой воде увеличивается в ряду типовых геохимических ассоциаций: Cu, Cd (по 1-й значимой связи) – As, Sb (2) – Zn, Pb (3) – Mo, W (6 связей). Возможной причиной их формирования являются различия данных МЭ в степени сродства к кислороду и сере.

Твёрдофазный осадок снега. Установлено, что на изученной территории Алтая ореол слабо повышенной пылевой нагрузки 10–20 кг/км²·сут на фоне 5 кг/км²·сут ориентирован в северо-восточном направлении и в целом совпадает по перечислен-

ным выше параметрам с мегаореолом повышенных концентраций макрокомпонентов и МЭ в снеговой воде. С этим ореолом пылевой нагрузки пространственно совпадают ореолы anomalно повышенного присутствия всего комплекса изученных МЭ в снеговой пыли, для большинства из которых, особенно для породообразующих МЭ, присуще увеличение их содержания при приближении к территории ВКО (рис. 3).

В то же время эпицентры ореолов основных и второстепенных элементов полиметаллических руд (Zn, Cu, Pb, Cd, Bi, As, Sb, Se, Te, Mo, Sn, W) нередко смещены относительно границы ВКО и иногда полностью находятся в пределах Алтая (Te, Sn, Cd, Pb и др.), что говорит о большой дальности переноса аэрозолей этих высоколетучих МЭ.

Показатель суммарного загрязнения (СПЗ) снеговой пыли элементами 1–3 классов опасности на изученной территории Алтая варьируется от 35 до 84 (высокий уровень загрязнения). Доля рудных МЭ в СПЗ увеличивается при удалении от ВКО в северо-восточном направлении (от 20–40 % до 60–70 % и более), что указывает на их более дальний перенос по сравнению с породообразующими МЭ.

Величина отношения фильтрат/пыль у рудных и сопутствующих им МЭ (W, Mo, Tl, La, U и др.) к

S

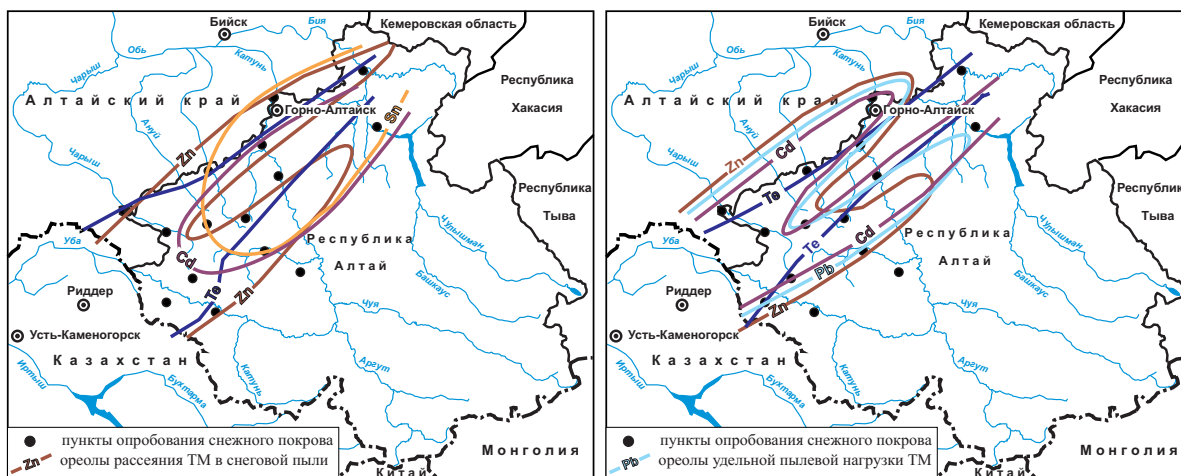


Рис. 3. Ореолы МЭ в пыли снега (слева), ореолы пылевой нагрузки МЭ (справа)

Fig. 3. Halos of microelements (ME) in snow dust (left), halos of ME dust load (right)

Таблица 2. Отношение содержания МЭ в фильтрате и пыли снежного покрова Алтая

Table 2. Ratio of ME content in the filtrate and dust of snow cover of Altai

МЭ ME	Фильтрат/пыль, ед. Filtrate/dust, unit			МЭ ME	Фильтрат/пыль, ед. Filtrate/dust, unit			МЭ ME	Фильтрат/пыль, ед. Filtrate/dust, unit		
	max	среднее mean	фон background		max	среднее mean	фон background		max	среднее mean	фон background
Al	0,0005	0,0002	0,0001	Zn	0,2462	0,0902	0,01	Tl	0,1002	0,0458	0,005
V	0,0037	0,0015	0,0015	Pb	0,0251	0,0086	0,001	Li	0,0418	0,0050	0,001
Cr	0,0075	0,0032	0,002	Cd	0,1254	0,0615	0,01	Be	0,0032	0,0018	0,001
Fe	0,0009	0,0003	0,0001	Mo	0,0737	0,0252	0,005	La	0,0100	0,0032	0,0004
Ni	0,0655	0,0095	0,003	Bi	0,0216	0,0058	0,001	Th	0,0012	0,0006	0,0003
Co	0,0146	0,0051	0,004	W	0,1615	0,0268	0,001	U	0,1265	0,0126	0,001

Примечание. Жирным шрифтом выделены МЭ, у которых значение отношения фильтрат/пыль превышает фоновое значение в 5 раз и более.

Note. ME with ratio filtrate/dust >5 than background value are highlighted in bold.

их местному фону в целом выше, чем значения этого параметра для породообразующих МЭ (табл. 2). На основании этого можно предполагать, что растворимость в воде МЭ и их соединений, содержащихся в выбросах металлургических предприятий, выше, чем в пылевой фракции природных атмосферных выпадений.

Сравнение средних концентраций породообразующих МЭ в снеговой пыли на территории Алтая с их содержанием в пыли подфакельных проб снега вблизи свинцово-цинкового комбината (СЦК) «Казцинк» (г. Усть-Каменогорск) показывает, что они примерно равны или различаются не более чем в два раза.

Для ассоциации рудных МЭ содержание в пыли подфакельных проб СЦК в 6,3–450,4 раза выше, чем в снеговой пыли на территории Алтая. Величина убывания этого отношения образует ряд: Cd > Zn > Te > Sb > Cu > Pb > As > Ta > Tl > Se > W > Sn (табл. 3).

Таблица 3. Содержание МЭ в твёрдофазном осадке снега у СЦК «Казцинк» (C₁) и на Алтае (C₂)

Table 3. ME content in dust of snow from LZP «Kaztsinc» (C₁) and in Altai (C₂)

Элементы Elements	Среднее содержание в пыли, мг/кг Average content in dust, mg/kg		C ₁ /C ₂ , ед.	Отношение, ед. Ratio, unit	
	C ₁ (n=2)	C ₂ (n=10)		C ₁ /C _{Te}	C ₂ /C _{Te}
Zn	48686,6	259,5	187,6	4309	2884
Cu	5384,4	101,0	53,3	476	1122
Pb	4730,7	92,7	51,0	419	1030
Cd	805,4	1,8	450,4	71	20
As	616,4	16,1	38,3	55	179
Sb	258,8	2,8	92,7	23	31
Sn	73,3	11,6	6,3	6	129
Se	50,6	5,2	9,8	4	58
W	23,0	3,4	6,7	2	38
Te	11,3	0,09	125,6	1	1

Нормирование средних концентраций МЭ в снеговой пыли на содержание теллура (минимальное для рудных МЭ) дает следующий убывающий ряд: Zn>Cu>Pb>As>Sn>Se>W>Sb>Cd>Te. Почти идентичная последовательность проявлена для пыли у комбината «Казцинк»: Zn>Cu>Pb>Cd>As>Sb>Sn>Se>W>Te.

Близость отношения рудных МЭ в снеговой пыли вблизи СЦК «Казцинк» и на изученной площади прямо указывает на привнос пыли предприятия на территорию Алтая. Примечательно, что в процессе аэрогенного переноса выбросов комбината уровень концентрации рудных МЭ относительно теллура в снеговой пыли становится заметно выше (в 3–21 раз), кроме цинка и кадмия, что предположительно объясняется увеличением доли тонкодисперсных рудных частиц в аэрозолях.

Удельная пылевая нагрузка является наиболее информативной и объективной характеристикой особенностей распределения изученных МЭ в снежном покрове на территории региона. Полученные данные однозначно свидетельствуют о локализации максимальной удельной пылевой нагрузки всех изученных МЭ вблизи границы с ВКО, а также об их значительном превышении местного фона. Примечательно, что для породообразующих МЭ эти превышения (80–170 раз при среднем 125 раз) заметно выше превышений ассоциации рудных элементов, которые варьируют в пределах 16–87 раз при среднем 50 раз (табл. 4).

Таблица 4. Величина зимних выпадений МЭ на территории Алтая, г/км²·мес.

Table 4. Magnitude of ME winter precipitation in the territory of Altai, g/km²·month

МЭ/ME	max		Фон/Background		max/фон		max/background				
	max	Фон/Background	max	Фон/Background	max	Фон/Background	max	Фон/Background			
Al	15190	150	101	Li	11,5	0,07	164	Cd	0,16	0,005	32
Fe	9900	80	124	Be	0,5	0,003	167	Bi	0,14	0,002	70
Ti	400	5	80	Th	1,7	0,01	170	Sb	0,45	0,01	45
Cr	20	0,2	100	U	0,36	0,04	90	Sn	0,59	0,02	30
V	27	0,2	135	Cu	26	0,3	87	Mo	0,24	0,005	48
Ni	10	0,1	100	Zn	51	0,7	73	W	0,23	0,005	46
Co	4	0,03	133	Pb	12	0,2	60	Tl	0,08	0,005	16

Примечание. Отношение max/фон дано в единицах; жирным выделены элементы полиметаллических руд.

Note. Ratio max/background is given in units; base metal elements are highlighted.

Предположительно, превышение доли породообразующих МЭ над рудными МЭ в удельной пылевой нагрузке обусловлено разными источниками поступления на территорию Алтая породных (алюмосиликатов горных пород) и рудных составляющих пылеаэрозолей [17].

Предварительно можно констатировать, что особенностями выявленных геохимических ореолов летучих рудных и сопутствующих им МЭ (Te, Cd, Sn, W и др.) являются: их большая протяженность (ореолы более вытянуты на северо-восток) и менее контрастные («размытые») границы, чем у ореолов породообразующих МЭ. Несмотря на это, ореолы удельной пылевой нагрузки, включающие породообразующие и рудные МЭ, в основном совпадают с их ореолами в снеговой воде и пыли.

Анализ особенностей распределения удельной пылевой нагрузки МЭ на продольных профилях I-I (Коргон-Турочак) и II-II (Кырлык-Артыбаш) показал отличие в уровне снижения пылевой нагрузки породообразующих и рудных МЭ по мере удаления от ВКО (рис. 1). Так, содержание рудных МЭ на северо-восточных флангах профилей относительно их юго-западных флангов в 3–5 раза выше, чем у породообразующих МЭ (табл. 5).

Содержание рудных МЭ уменьшается в следующем обобщенном ряду выделяемого нами «рудно-алтайского» типа миграции: Te>Sn>W>Mo>Pb>Cd>Bi>Sb>Zn>Cu, в целом отражающего степень аэрозольной летучести соединений этих элементов по [18].

Таблица 5. Распределение удельной нагрузки МЭ на продольных профилях I-I и II-II, ед.

Table 5. Distribution of specific load of ME major associations on the profiles I-I and II-II

Породообразующие МЭ Rock-forming ME	Профиль I-I Турочак/Коргон* Turochak/Korgon	Профиль II-II Артыбаш/Кырлык** Artybash/Kyryk	Рудные МЭ Ore ME	Профиль I-I Турочак/Коргон* Turochak/Korgon	Профиль II-II Артыбаш/Кырлык** Artybash/Kyryk
Al	0,009	0,074	Cu	0,060	0,035
V	0,008	0,080	Zn	0,070	0,047
Cr	0,016	0,070	Pb	0,043	0,177
Fe	0,010	0,070	Cd	0,051	0,160
Ni	0,020	0,060	Sb	0,031	0,124
Co	0,009	0,060	Sn	0,141	0,498
Be	0,008	0,010	Mo	0,024	0,198
Th	0,006	0,100	Bi	0,036	0,160
U	0,014	0,074	W	0,031	0,240
Среднее Mean	0,012	0,074	Среднее Mean	0,060	0,203

Примечание. Выделены значения удельной элементной нагрузки более 0,03 ед. (*) и более 0,1 ед. (**).

Note. Values of specific load of ME major associations (0,03 unit (*) and >0,1 unit (**)) are highlighted.

Следует отметить, что для удельной пылевой нагрузки рудных МЭ характерна повышенная вариабельность ($V > 50\%$) по сравнению с породообразующими МЭ ($V = 10-30\%$). Корреляционные связи в ассоциации рудных МЭ в компонентах снежного покрова заметно ниже, чем у породообразующих МЭ.

Таблица 6. Среднее содержание МЭ в золе листьев тополя черного на территории Алтая, мг/кг

Table 6. ME average content in ash of black poplar leaves in Altai territory, mg/kg

Содержание/Content	Fe	Mn	Ti	V	Ni	Co	Cu	Zn	Pb	Cd	As	Sb	Mo	Sn
max	396	138	8,3	0,60	1,64	1,07	6,3	22,6	0,56	0,76	0,20	0,21	4,19	0,10
Среднее/Mean	255	85	4,1	0,30	0,77	0,52	4,8	9,2	0,41	0,30	0,09	0,05	0,72	0,03
Фон региона/Background	70	40	1,0	0,05	0,15	0,20	3,0	4,0	0,20	0,10	0,02	0,01	0,15	0,01
Сред./фон, ед./Mean/background (units)	3,6	2,1	4,1	6,0	5,1	2,6	1,6	2,3	2,0	3,0	4,5	5,0	4,8	3,0

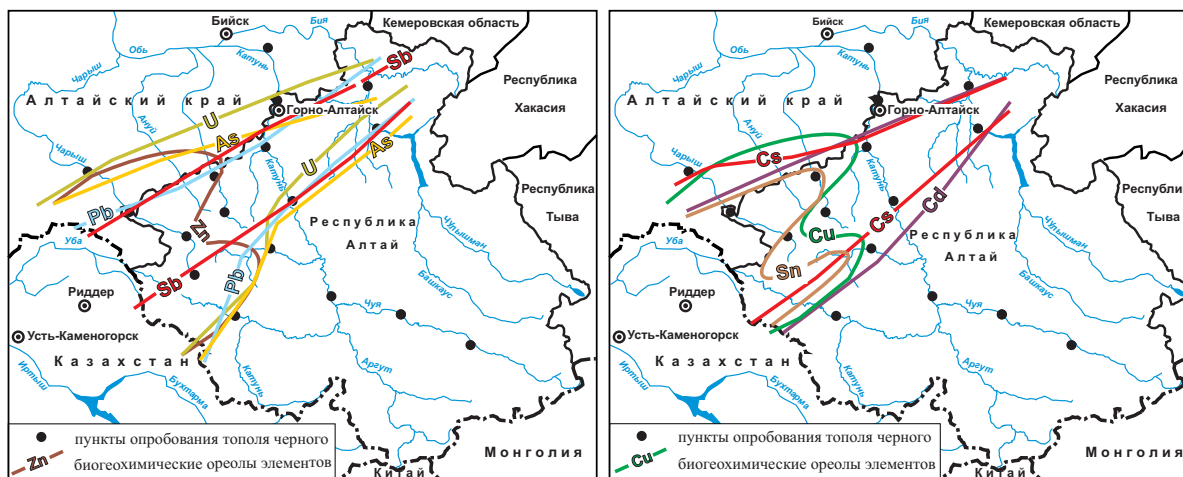


Рис. 4. Положительные (слева) и отрицательные биогеохимические ореолы МЭ (справа) на Алтае

Fig. 4. Positive (left) and negative biogeochemical halos of ME (right) in Altai

Листья тополя. Сравнение средних концентраций элементов в золе листьев тополя черного (*Populus nigra* L.) на изученной территории Алтая с их средним содержанием в г. Усть-Каменогорске [19–21] показало, что в пределах города, особенно в районе нахождения СЦК «Казцинк», они заметно выше для большинства МЭ. Максимальное превышение отмечено для рудных и сопутствующих им элементов – цинк (51,5 раза), кадмий (14,1), сурьма (9,1), мышьяк (5,3 раза).

Содержание МЭ в золе листьев тополя на площади выявленного мегаореола загрязнения в 1,6–6 раз (в среднем в 3,5 раза) выше местного фона (среднее содержание МЭ на незагрязненной территории республики), при этом заметных различий в превышении фона для породообразующих и рудных МЭ не наблюдается (табл. 6).

Число корреляционных связей у рудных МЭ в листьях тополя, как и в снеговой воде и пыли, в среднем в 2,2 раза меньше, чем у породообразующих МЭ, что также указывает на обособленный характер поступления этих ассоциаций МЭ на территорию Алтая.

На территории региона породообразующие МЭ в листьях тополя черного – одного из наиболее представительных биоиндикаторов антропогенного воздействия [22] – образуют в основном положительные биогеохимические ореолы, в то время как для ряда рудных МЭ присущи и отрицательные ореолы. Их положение, размеры, морфология и

внутреннее строение в целом совпадают с вышеотмеченными характеристиками геохимических ореолов в снежном покрове.

Наиболее отчетливо отрицательные ореолы проявлены для кадмия и олова, содержание которых в листьях тополя в эпицентре мегаореола в 2–5 раза ниже их фона, и в меньшей степени для меди, лантана, цезия и др. (рис. 4). Возможной причиной их формирования является избирательная способность тополя к поглощению привнесенных концентраций различных химических элементов.

Приведенная выше характеристика пространственного распределения широкого спектра химических элементов в изученных природных средах однозначно подтверждает существование на трансграничной с ВКО территории Алтая обширного ориентированного в северо-восточном направлении ореола (мегаореола) наложенного тяжелометалльного загрязнения, обусловленного переносом воздушными массами выбросов металлургических предприятий ВКО.

Обобщенная продольная ось этого мегаореола совпадает с линией Усть-Каменогорск – Риддер – Усть-Кан – Артыбаш. Северо-западная граница мегаореола довольно отчетливая и расположена вдоль административной границы Республики Алтай и Алтайского края, а юго-восточная граница более расплывчатая, предположительно из-за влияния ветров западных и северо-западных румбов, преобладающих в теплый период года.

Протяженность мегаореола трансграничного загрязнения в пределах Алтая превышает 300 км при его средней ширине 100–120 км и площади более 30 тыс. км².

Заключение

Результаты проведенного исследования позволяют:

- выделить в изученных природных средах ассоциации породообразующих (в основном литофильных и сидерофильных) и рудных халькофильных и геохимически близких к ним элементов (Cu, Zn, Pb, Cd, Bi, As, Sb, Se, Te, Mo, Sn, W, Mo, Tl);
- считать идентичными спектры и содержание рудных элементов в пыли подфакельных проб комбината «Казцинк» и в снеговой пыли на территории Алтая;
- подтвердить наличие в снежном покрове и листьях тополя на территории Алтая аномально повышенных концентраций элементов, участвующих в переносе полиметаллических руд на предприятиях ВКО;
- утверждать, что СЦК «Казцинк» является основным источником эмиссии и последующего трансграничного переноса на территорию Алтая широкого комплекса опасных для окружающей среды и высоко биодоступных для населения химических элементов, присутствующих в перерабатываемых рудах;
- выделить специфический «рудноалтайский» тип атмосферной миграции тонкодисперсных выбросов предприятий пирометаллургического цикла ВКО;
- полагать, что рудные МЭ поступают с подкисленными соединениями серы с атмосферными осадками, реже с «сухими» аэрозолями, особенностью которых является преобладание тонкодисперсных частиц, в том числе наноразмерного уровня;
- считать близким между собой вещественный состав атмосферной пыли в «сухих» и «мокрых» атмосферных выпадениях;
- предполагать, что рудные МЭ сорбируются на породном носителе (атмосферной неорганиче-

ской пыли) в виде тонкодисперсных частиц, возможно субмикронного размера, и фракционно выпадают при его переносе;

- утверждать, что дальность переноса рудных МЭ значительно выше, чем породообразующих химических элементов;
- предполагать наличие зависимости между содержанием водорастворимых форм рудных элементов, длительностью переноса и степенью увлажнения аэрозолей.

Вышеизложенное дает основание считать, что в результате многолетнего трансграничного переноса выбросов предприятий металлургического цикла ВКО загрязнение элементами полиметаллических руд должно быть проявлено и в других объектах окружающей среды на территории Алтая. На это указывают данные, полученные в разные годы при изучении стратифицированных природных образований в регионе, в основном горного оледенения, учеными ИВЭП СО РАН [23], Томского государственного университета [24], Томского политехнического университета и Алтайского регионального института экологии [25].

К числу первоочередных задач по дальнейшему изучению на территории региона вещественных и других особенностей и медико-экологических последствий охарактеризованного трансграничного переноса, по нашему мнению, относятся:

- оценка аэрозольного загрязнения атмосферы региона и ВКО по данным космического мониторинга;
- изучение размерности и вещественного состава твердофазных частиц аэрозолей;
- оценка загрязнения стратифицированных природных образований – ледников, донных осадков озер, годовых колец деревьев и др.;
- разработка модели трансграничного переноса, выпадения и миграции загрязняющих веществ;
- организация мониторинговых наблюдений объектов окружающей среды, в том числе на метеостанциях региона;
- комплексная оценка медико-экологических последствий трансграничных переносов в регионе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Heavy metals in birch leaves around a nickel-copper smelter at Monchegorsk, northwestern Russia / M.V. Kozlov, E. Haukioja, A.V. Bakhtiarov, D.N. Stroganov // *Environmental Pollution*. – 1995. – V. 90. – № 3. – P. 291–299.
2. Sklyarova O.A., Sklyarov E.V., Menshagin Yu.V. Concentration of trace elements in small lakes of the Ingoda basin (Chita Region, Russia) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2012. – V. 53. – № 12. – P. 1324–1334.
3. Kashulina G., Caritat P., Reimann C. Snow and rain chemistry around the «Severonikel» industrial complex, NW Russia: Current status and retrospective analysis // *Atmospheric Environment*. – 2014. – V. 89. – P. 672–682.
4. Investigation of spatial and historical variations of air pollution around an industrial region using trace and macro elements in tree components / M. Odabasi, D. Tolunay, M. Kara, E.O. Falay, G. Tuna, H. Altiook, Y. Dumanoglu, A. Bayram, T. Elbir // *Science of the Total Environment*. – 2016. – V. 550. – P. 1010–1021.
5. Востоков Е.Н. Минеральная основа техносферы и тенденции ее совершенного развития // *Геоэкологические исследования и охрана недр*. – 1995. – № 1. – С. 3–16.
6. Water chemistry in small lakes along a transect from boreal to arid ecoregions in European Russia: Effects of air pollution and climate change / T.I. Moiseenko, B.L. Skjelkvale, N.A. Gashkina, A.D. Shalabodov, V.Yu. Khoroshavin // *Applied Geochemistry*. – 2013. – V. 28. – P. 69–79.

7. Bulatov V.I. Nuclear resource management and radioactive pollution in Russia // *Geography and Natural Resources*. – 2015. – V. 36. – № 2. – P. 116–123.
8. Kondrat'ev I.I., Kubai B.V., Semykina G.I. Impact of transboundary and natural factors on chemical composition of precipitation in the Far East of Russia // *Russian Meteorology and Hydrology*. – 2013. – V. 38. – № 10. – P. 681–687.
9. Onishchuk N.A., Khodzher T.V., Chebykin E.P. Lead and its isotopic ratios in atmospheric precipitation in the Baikal region and Primorski Krai // *Geography and Natural Resources*. – 2009. – V. 30. – № 4. – P. 345–349.
10. Chalov S.R., Jarsjö J., Kasimov N.S. Spatio-temporal variation of sediment transport in the Selenga River Basin, Mongolia and Russia // *Environmental Earth Sciences*. – 2015. – V. 73. – № 2. – P. 663–680.
11. Уран и торий в пылевых аэрозолях на трансграничной (Россия-Китай) урбанизированной территории / Л.М. Павлова, В.И. Радомская, Д.В. Юсупов, А.А. Лукичев // *Экология урбанизированных территорий*. – 2014. – № 2. – С. 102–108.
12. Данилова Н.Г., Чапаева Г.В. Экологический мониторинг состояния окружающей среды Восточно-Казахстанской области в 1999 году // Наш общий дом Алтай: материалы международной конференции. – Барнаул: Изд-во СО РАН, 2000. – С. 27–29.
13. Робертус Ю.В., Рихванов Л.П., Пузанов А.В. О проблеме трансграничного переноса отходов предприятий Восточного Казахстана на территорию Алтая // *Мир науки, культуры, образования*. – 2010. – № 4 (23). – С. 287–289.
14. Робертус Ю.В. Новые данные о трансграничном переносе загрязняющих веществ на территорию Алтая // *Проблемы региональной экологии*. – 2010. – № 5. – С. 27–31.
15. Робертус Ю.В., Рихванов Л.П., Любимов Р.В. Дендрохимическая индикация трансграничных переносов экотоксикантов на территорию Алтая // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 173–177.
16. Обзор загрязнения окружающей природной среды в Российской Федерации за 2014 г. / отв. ред. д.г.н., проф. Г.М. Черногаева. – М.: Росгидромет, 2015. – 214 с.
17. Удачин В.Н., Аминов П.Г., Филиппова К.А. Геохимия горно-промышленного техногенеза Южного Урала. – Екатеринбург: РИО УрО РАН, 2014. – 252 с.
18. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов: справочник. В 6 кн. / под ред. Э.К. Буренкова. – М.: Недра, 1996. – Кн. 3. Редкие р-элементы. – 352 с.
19. Ялалтдинова А.Р., Барановская Н.В., Рихванов Л.П. Влияние выбросов промышленных предприятий г. Усть-Каменогорска на формирование элементного состава листьев тополя // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2014. – № 2 (85). – С. 108–113.
20. Элементный состав листвы тополя как биогеохимический индикатор промышленной специализации урбасистем / Л.П. Рихванов, Д.В. Юсупов, Н.В. Барановская, А.Р. Ялалтдинова // *Экология и промышленность России*. – 2015. – Т. 19. – № 6. – С. 58–63.
21. Геохимические особенности элементного состава листьев тополя урбанизированных территорий / Д.В. Юсупов, Л.П. Рихванов, Н.В. Барановская, А.Р. Ялалтдинова // *Известия Томского политехнического университета*. – 2016. – Т. 327. – № 6. – С. 25–36.
22. Bargagli R. Trace elements in terrestrial plants: an ecological approach to biomonitoring and biorecovery. – М.: GEOS, 2005. – 457 p.
23. Фролова Н.С., Зинченко Г.С., Папина Т.С. Влияние региональных атмосферных процессов на формирование слоев пылевого загрязнения в ледниковых отложениях г. Белуха // *Метеорология и гидрология*. – 2007. – № 3. – С. 93–99.
24. Ревакин В.С., Галахов В.П., Голещин В.П. Горноледниковые бассейны Алтая. – Томск: Изд-во ТГУ, 1979. – 302 с.
25. Особенности распределения химических элементов в талой воде ледника Большой Актру (Горный Алтай) / Л.П. Рихванов, Ю.В. Робертус, А.В. Таловская, Р.В. Любимов, А.Ю. Шатилов // *Известия Томского политехнического университета*. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 97–103.

Поступила 05.08.2016 г.

Информация об авторах

Робертус Ю.В., кандидат геолого-минералогических наук, директор автономного учреждения Республики Алтай «Алтайский региональный институт экологии».

Удачин В.Н., доктор геолого-минералогических наук, доцент, заместитель директора по научной работе Института минералогии УрО РАН.

Рихванов Л.П., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кивацкая А.В., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник автономного учреждения Республики Алтай «Алтайский региональный институт экологии».

Любимов Р.В., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Института водных и экологических проблем СО РАН.

Юсупов Д.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 504.054

INDICATION BY ENVIRONMENTAL COMPONENTS THE POLLUTANT TRANSBOUNDARY TRANSFER TO GORNY ALTAI

Yuriy V. Robertus¹,
ariocol@mail.gorny.ru

Valeriy N. Udachin²,
udachin@mineralogy.ru

Leonid P. Rikhvanov³,
richvanov@tpu.ru

Anna V. Kivatskaya¹,
ariocol@mail.gorny.ru

Roman V. Lyubimov⁴,
iwep@iwep.ru

Dmitry V. Yusupov³,
yusupovd@mail.ru

¹ Autonomous Institution of the Altai Republic «Altai Regional Institute of Ecology»,
54, Zavodskaya Street, Maima, Altai Republic, 649100, Russia.

² Institute of Mineralogy, Ural Branch, Russian Academy of Sciences,
Ilmen reserve, Miass, 456317, Russia.

³ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

⁴ Institute for Water and Environmental Problems, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
1, Molodezhnaya Street, Barnaul, 656038, Russia.

Relevance of the work is caused by the necessity to study the environmental conditions in Altai exposed to long term migration of pollutants from adjacent territory of East Kazakhstan.

Objects and methods of research. To explore the nature and extent of pollutants transfer in 2015 the authors have tested snow cover and leaves of black poplar (15 and 17 points respectively) in the territory of the Altai Republic and partially within Altai territory at four regional transects with a pitch of 40–60 km. Filtrate, solid residue of snow and ash of poplar leaves (*Populus nigra* L.) were studied by ICP-MS at the Institute of Mineralogy, Ural Branch, Russian Academy of Sciences (Miass) on content of 50 chemical elements.

Results. The mapped data on chemical composition of filtrate, solid residue of snow and ash of leaves of black poplar found out on the territory of Gorny Altai a large halo of spatially conjugate low pH and elevated concentrations of sulfates, compounds of mineral nitrogen and geochemically different associations of rock-forming elements and elements of polymetallic ores, processed at the enterprises of the plant «Kaztsink» (Ust-Kamenogorsk, Ridder). Zinc, copper, lead are the main elements of ore association; cadmium, tin, molybdenum, tungsten, antimony, arsenic, bismuth, selenium, tellurium and thallium are the secondary ones. Similar size, morphology and North-East orientation of the halos of their increased concentrations are typical for spatial distribution of all investigated substances and elements in melt water, dust and leaves of poplar. The length of the generalized mega halo of transboundary pollution within Altai exceeds 300 km with its average width of 100–120 km and area over 30 km².

Conclusions. The authors predetermined the similar type of range and level of elements content of the ore association in snow dust near the plant «Kaztsink» (Ust-Kamenogorsk) and in snow cover dust in Gorny Altai, which makes the emissions of the plant the source of transboundary transfer of dust aerosols of heavy metals and toxic elements and their input to the region in the form of local dry and wet deposition.

Key words:

Gorny Altai, Eastern Kazakhstan, emissions of metallurgical enterprises, transboundary transfer, ore elements, pollution of natural environments.

REFERENCES

1. Kozlov M.V., Haukioja E., Bakhtiarov A.V., Stroganov D.N. Heavy metals in birch leaves around a nickel-copper smelter at Monchegorsk, northwestern Russia. *Environmental Pollution*, 1995, vol. 90, no. 3, pp. 291–299.
2. Sklyarova O.A., Sklyarov E.V., Menshagin Yu.V. Concentration of trace elements in small lakes of the Ingoda basin (Chita Region, Russia). *Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, no. 12, pp. 1324–1334.
3. Kashulina G., Caritat P., Reimann C. Snow and rain chemistry around the «Severonikel» industrial complex, NW Russia: Cur-

- rent status and retrospective analysis. *Atmospheric Environment*, 2014, vol. 89, pp. 672–682.
4. Odabasi M., Tolunay D., Kara M., Falay E.O., Tuna G., Altioğ H., Dumanoglu Y., Bayram A., Elbir T. Investigation of spatial and historical variations of air pollution around an industrial region using trace and macro elements in tree components. *Science of the Total Environment*, 2016, vol. 550, pp. 1010–1021.
 5. Vostokov E.N. Mineralnaya osnova tekhnosfery i tendentsii ee sovershennogo razvitiya [Mineral-based technosphere and trends of modern development]. *Geokol. issledov. i okhrana nedr*, 1995, no. 1, pp. 3–16.
 6. Moiseenko T.I., Skjelkvale B.L., Gashkina N.A., Shalabodov A.D., Khoroshavin V.Yu. Water chemistry in small lakes along a transect from boreal to arid ecoregions in European Russia: Effects of air pollution and climate change. *Applied Geochemistry*, 2013, vol. 28, pp. 69–79.
 7. Bulatov V.I. Nuclear resource management and radioactive pollution in Russia. *Geography and Natural Resources*, 2015, vol. 36, no. 2, pp. 116–123.
 8. Kondrat'ev I.I., Kubai B.V., Semykina G.I. Impact of transboundary and natural factors on chemical composition of precipitation in the Far East of Russia. *Russian Meteorology and Hydrology*, 2013, vol. 38, no. 10, pp. 681–687.
 9. Onishchuk N.A., Khodzher T.V., Chebykin E.P. Lead and its isotopic ratios in atmospheric precipitation in the Baikal region and Primorski Krai. *Geography and Natural Resources*, 2009, vol. 30, no. 4, pp. 345–349.
 10. Chalov S.R., Jarsjö J., Kasimov N.S. Spatio-temporal variation of sediment transport in the Selenga River Basin, Mongolia and Russia. *Environmental Earth Sciences*, 2015, vol. 73, no. 2, pp. 663–680.
 11. Pavlova L.M., Radomskaya V.I., Yusupov D.V., Lukichev A.A. Uranium and thorium in dust aerosols on the cross-border (Russia-China) urbanized territory. *Ecology of Urban Areas*, 2014, no. 2, pp. 102–108. In Rus.
 12. Danilova N.G., Chapaeva G.V. Ekologichesky monitoring sostoyaniya okruzhayushchey sredy Vostochno-Kazakhstanskoy oblasti v 1999 godu [Environmental monitoring of the East Kazakhstan region in 1999]. *Materialy mezhd. konf. Nash obshchdom Altay* [Proc. of the international conference. Our common home Altai]. Barnaul, 2000. pp. 27–29.
 13. Robertus Yu.V., Rikhvanov L.P., Puzanov A.V. O probleme transgranichnogo perenosa otkhodov predpriyaty Vostochnogo Kazakhstana na territoriyu Altaya [On the issue of transboundary transport of enterprises wastes of the East Kazakhstan to the Altai territory]. *The world of science, culture and education*, 2010, no. 4 (23), pp. 287–289.
 14. Robertus Yu.V. Novye dannye o transgranichnom perenose zagryaznyayushchikh veshchestv na territoriyu Altaya [The new data about transboundary conduction of pollutants on terrain of Western Altai]. *Regional Environmental Issues*, 2010, no. 5, pp. 27–31.
 15. Robertus Yu.V., Rikhvanov L.P., Lyubimov R.V. Dendrogeochemical indication of transboundary carrying over of toxicants to the Altai territory. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 173–177. In Rus.
 16. *Obzor zagryazneniya okruzhayushchey prirodnoy sredy v Rossijskoy Federatsii za 2014 g.* [Review of Environmental Pollution in the Russian Federation for 2014]. Moscow, Rosgidromet Publ., 2015. 214 p.
 17. Udachin V.N., Aminov P.G., Filippova K.A. *Geokhimiya gornopromyshlennogo tekhnogeneza Yuzhnogo Urala* [Geochemistry of the Southern Urals Mining technogenesis]. Ekaterinburg, RIO Publ., UrB RAS, 2014. 252 p.
 18. Ivanov V.V. *Ekologicheskaya geokhimiya elementov. Kn. 3. Redkie p-elementy* [Ecological Geochemistry of elements. B. 3. Rare p-elements]. Ed by. E.K. Burenkov. Moscow, Nedra Publ., 1996. 352 p.
 19. Yalaltdinova A.R., Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P. Ust-Kamenogorsk industrial emission effect on poplar leaves element composition formation. *Bulletin of Irkutsk State Technical University*, 2014, no. 2 (85), pp. 108–113. In Rus.
 20. Rikhvanov L.P., Yusupov D.V., Baranovskaya N.V., Yalaltdinova A.R. [Elemental composition of poplar foliage as a biogeochemical indicator of industrial specialization of urban systems]. *Ecology and Industry of Russia*, 2015, vol. 19, no. 6, pp. 58–63. In Rus.
 21. Yusupov D.V., Rikhvanov L.P., Baranovskaya N.V., Yalaltdinova A.R. Geochemical features of poplar leaf elemental composition in urban areas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2016, vol. 327, no. 6, pp. 25–36. In Rus.
 22. Bargagli R. *Trace elements in terrestrial plants: an ecological approach to biomonitoring and biorecovery*. Moscow, GEOS Publ., 2005. 457 p.
 23. Frolova N.S., Zinchenko G.S., Papina T.S. Vliyanie regionalnykh atmosferynykh protsessov na formirovanie sloev pylevogo zagryazneniya v lednikovyykh otlozheniyakh g. Belukha [Influence of regional atmospheric processes on formation of dust pollution layers in Belukha glacial deposits]. *Meteorologiya i Gidrologiya*, 2007, no. 3, pp. 93–99.
 24. Revyakin V.S., Galakhov V.P., Goleshchin V.P. *Gornolednikovye basseiny Altaya* [Mountain ice basins of Altai]. Tomsk, TSU Publ., 1979. 302 p.
 25. Rikhvanov L.P., Robertus Yu.V., Talovskaya A.V., Lyubimov R.V., Shatilov A.Yu. Features of distribution of chemical elements in melted water ice Large Aktru (Gorny Altai). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 313, no. 1, pp. 97–103. In Rus.

Received: 5 August 2016.

Information about the authors

Yuriy V. Robertus, Cand. Sc., Director, Autonomous Institution of the Altai Republic «Altai Regional Institute of Ecology».

Valeriy N. Udachin, Dr. Sc., associate professor, Deputy Director, Institute of Mineralogy, Ural Branch, Russian Academy of Sciences.

Leonid P. Rikhvanov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Anna V. Kivatskaya, Cand. Sc., senior researcher, Autonomous Institution of the Altai Republic «Altai Regional Institute of Ecology».

Roman V. Lyubimov, Cand. Sc., scientific researcher, Institute for Water and Environmental Problems, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences.

Dmitry V. Yusupov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 62–69

ТЕСТИРОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОГНЕВОЙ УТИЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОТХОДОВ

Долгов Сергей Викторович¹,
sergeydolgov555@rambler.ru

Хаустов Сергей Александрович²,
khaustovSA@tpu.ru

Табакаев Роман Борисович²,
TabakaevRB@tpu.ru

¹ Муниципальное унитарное предприятие г. Нижневартовска «Теплоснабжение»,
Россия, 628616, г. Нижневартовск, ул. Менделеева, 21.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки экологически чистых теплогенерирующих устройств для утилизации жидких техногенных отходов. Этот вид отходов содержит большое количество вредных веществ, наносящих вред окружающей среде даже при хранении на специально оборудованных полигонах. Масштабы проблемы очевидны, поскольку в передовых в данном отношении странах доля перерабатываемых отходов составляет не более 60 %, приводя к тому, что отходы скапливаются в огромном количестве.

Цель работы: оптимизация конструктивной реализации технических решений для огневой утилизации жидких углеводородных отходов.

Методы исследования. С применением программного комплекса «Ansys Multiphysics» произведено математическое моделирование фронта горения при различных условиях истечения, а также подробные измерения профилей давления, скорости реакции, температуры и концентрации компонентов в зоне горения.

Результаты математического моделирования показали, что предложенное техническое решение обладает рядом особенностей: высокое аэродинамическое сопротивление пористого слоя обуславливает преобладание диффузионного горения; тепловая инерция при сжигании топлива в активной зоне затрудняет регулирование мощности, а также требует времени для прогрева устройства и перехода в автотермический режим; равномерное тепловыделение в камере сгорания делает возможным организацию полезного теплосъема с использованием тепловоспринимающей поверхности («рубашки охлаждения»); низкие температуры в реакторе являются фактором снижения выбросов оксидов азота и других вредных веществ при огневой утилизации жидких углеводородных отходов. При этом благодаря низкой теплопроводности частиц засыпки, формирующих активную зону с тепловой инерцией, происходит интенсивный теплообмен пористой среды с топливовоздушной смесью. Таким образом, выравнивается объемное распределение температуры, а реакционная зона заполняет большую часть камеры сгорания. Однако преобладание диффузионного горения требует больших избытков воздуха и длинных траекторий спутных течений топлива и окислителя для исключения недожога.

Ключевые слова:

Жидкие углеводородные отходы, огневая утилизация, пористый слой, криптол, теплогенерирующее устройство на жидком топливе.

Введение

Проблема утилизации жидких техногенных отходов является одной из приоритетных задач, решаемых мировым сообществом. Главными источниками подобных отходов являются нефтеперерабатывающие предприятия, химическая промышленность и автомобильный транспорт. В зависимости от вида и назначения отходов в их составе может содержаться более 200 опасных соединений [1], способных нанести непоправимый вред человеку и окружающей среде.

По оценке экспертов [2], в одних только нефтяных амбарах различных нефтеперерабатывающих предприятий РФ уже накоплены сотни миллионов тонн нефтешламов, в дополнение к этому ежегодно образуется от 2 до 7,7 млн тонн отработанных смазочных материалов [3, 4]. При этом на переработку

направляется примерно 15 % от всего количества образующихся отходов [1, 3].

В странах ЕС, уделяющих особенно пристальное внимание экологии и ресурсоэффективности производства, более 25 % образующихся отходов подвергаются вторичной переработке. В ряде стран введено правило, согласно которому невозможно приобретение новых смазочных материалов без отправки на утилизацию отработанных. В таких странах норма сбора отработки достигает 60 % от потребленного количества смазочных материалов [4].

Среди возможных путей утилизации можно выделить четыре основных направления: захоронение, регенерация, огневое обезвреживание и переработка для получения нового продукта [5–7]. На территории РФ утилизация углеводородных отхо-

дов в основном ограничивается сбором и вывозом с целью последующего захоронения в специальных могильниках [8, 9]. Такой способ утилизации негативно сказывается на экологическом состоянии почв и биосферы в целом, изымает внушительные территории из хозяйственной деятельности.

В зарубежных странах часто прибегают к регенерированию отработанных смазочных материалов [10–14]. Однако этот способ в настоящее время не оправдал возложенных ожиданий. Даже при использовании комплексной регенерации восстановленное масло уже не имеет первоначальных эксплуатационных свойств и характеризуется повышенным содержанием нежелательных примесей. Кроме того, в процессе регенерации также образуются токсичные отходы, нуждающиеся в утилизации. Постоянно повышающиеся требования к качеству и характеристикам моторных масел обязывают производителя использовать большое количество дорогостоящих присадок, увеличивающих её конкурентоспособность. В результате этот способ утилизации по большей части является экономически нецелесообразным, требующим постоянных государственных дотаций.

По мнению авторов, к наиболее перспективным направлениям можно отнести огневое обезвреживание и переработку в новый вид продукта. Причем огневая утилизация позволит одновременно решить проблему энергообеспечения отдаленных от основных транспортных магистралей и труднодоступных районов. На данный момент энергоснабжение этих районов обеспечивается за счет привозного дизельного топлива, стоимость которого из-за транспортных расходов возрастает в разы [15].

В связи с вышеперечисленным разработка технических решений по огневой утилизации жидких углеводородных отходов и использованию полученной энергии для нужд малой энергетики является актуальной задачей научных исследований.

Огневая утилизация жидких углеводородных отходов в пористой среде

При осуществлении огневого способа утилизации жидких отходов главными проблемами являются обеспечение взрывопожаробезопасности и экологичности сжигания [16]. В качестве одного из возможных вариантов, позволяющих решить перечисленные проблемы, рассмотрена огневая утилизация жидких углеводородных отходов в пористом слое. В этом случае удастся обеспечить инфракрасное горение в беспламенном режиме, снижение металлоемкости камеры сгорания и значение температуры в зоне сжигания ниже порога образования термических оксидов азота [17, 18].

Ранее при участии авторов были разработаны конструктивные модификации горелочных устройств беспламенного типа для огневой утилизации жидких топлив [19–22], в качестве которых использованы керосин марки ТС-1 и смесь отходов

легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Физические исследования разработанных опорных моделей выполнялись на экспериментальных стендах, конструкции, принцип действия и методика испытаний которых описаны ранее [19, 20].

Обзор исследований, произведенных на математических моделях [22], и анализ результатов натурных испытаний [19–21] позволяют заключить, что во всех изученных горелочных устройствах из-за низкой скорости смесеобразования в пористом слое процесс полного окисления топлива требует высокого избытка воздуха ($\alpha=2-6$). Снижение коэффициента избытка воздуха относительно этих значений приводит к превышению нормативных уровней по недожогу топлива, горение при этом выходит за пределы реакционной зоны, то есть в «неэкологичном» факельном режиме, использующем диффузию атмосферного кислорода в качестве окислителя [21]. Организация сжигания в условиях высоких значений объемов воздуха и аэродинамического сопротивления рабочей области требует дополнительных энергозатрат на дутьё, а следовательно, обладает ограничениями по мощности при огневой утилизации низкокалорийных жидких углеводородных отходов.

Целью работы определено тестирование посредством численного моделирования конструктивного исполнения и компоновки элементов горелочных устройств, направленное на интенсификацию смесеобразования в пористом слое при избытках воздуха, близких к стехиометрическим. Задачей настоящего исследования определено: изучение особенностей и закономерностей протекания процесса горения в пористом слое для использования при разработке конструктивной схемы горелочного устройства, предназначенного для эффективной огневой утилизации жидких отходов.

Объект и метод исследования

С применением программного комплекса Ansys Multiphysics произведено математическое моделирование фронта горения при различных условиях истечения и получены детальные профили полного и статического давления, температуры и концентрации компонентов в зоне горения. Исходными данными для математического моделирования являлись геометрические и режимные параметры выбранной модели горелочного устройства [19]. По результатам исследования предложена модернизированная система огневой утилизации жидких углеводородных отходов в виде теплогенерирующей установки (рис. 1), в которой:

- камера сгорания (2) выполнена в виде полого цилиндра, что исключает утечку топливовоздушной смеси через стены камеры;
- воздушный инжектор (5) выполнен с перфорациями вдоль всей длины, что обеспечивает равномерную подачу воздуха в камеру сгорания по направлениям: снизу вверх и из центра – к периферии (топливным инжекторам);

- топливные инжекторы (4) равномерно расположены вокруг воздушного инжектора, что позволяет обеспечить равномерное перемешивание окислителя (воздуха) и топлива.

В основе рассмотренного технического решения лежит камера сгорания (2), выполненная в виде газоплотного, полого, заполненного химически инертным пористым наполнителем цилиндра диаметром 57 мм и высотой 200 мм. Фронт горения в такой камере стабилизируется с помощью участка пористой засыпки (6), установленного на пути топливоздушного потока и предварительно разогретого до температуры воспламенения топлива, что является важным начальным условием для математического моделирования. В ходе вариативного исследования с разными значениями этого параметра установлено, что при начальной температуре пористого слоя ниже температуры воспламенения топлива сходимость решения уравнений установившегося режима горения и теплообмена не достигается. На основании этого можно заключить, что из-за тепловой инерции пористого наполнителя автотермическое горение в изучаемом горелочном устройстве возможно только в случае предварительного прогрева пористой среды выше температуры воспламенения топлива. Именно раскаленная фракция наполнителя является источником зажигания.

Результаты исследования

Контурные графики скорости химической реакции и массовой доли окислителя (рис. 2) позво-

ляют оценить геометрические размеры реакционной зоны, выделить области кинетического и диффузионного горения. Жидкое топливо, двигаясь в слое разогретого пористого наполнителя, разогревается и испаряется. На наружных границах топливной струи происходит её диффузия в воздушный поток. Образованная топливоздушная смесь воспламеняется, формируя узкий фронт кинетического горения, в котором выгорает не более 50 % топлива. Так, вблизи перфораций топливных инжекторов наблюдаются наибольшие значения скорости химической реакции – 200 моль/(м³·с). Дальнейшее горение происходит в диффузионном режиме по мере смесеобразования, в результате чего фронт горения занимает треть объема пористой засыпки (рис. 2, а). Средняя расчетная скорость реакции в этой области 90 моль/(м³·с).

Полученные данные о скорости реакции имеют практическую значимость для расчета интегральных характеристик огневой утилизации жидких углеводородных отходов. Однако непосредственный расчет таких параметров, как тепловыделение и расход топлива, на основе этих данных требует знания молярной массы эквивалентов сложных горючих веществ (г/моль). Кроме того, молярные массы эквивалентов простых веществ в составе жидких углеводородных отходов зависят от стехиометрии соответствующих брутто-реакций горения, что в отсутствие справочной информации также усложняет применение полученных данных на практике. В то же время для решения ряда инженерных задач существует упрощенный способ кос-

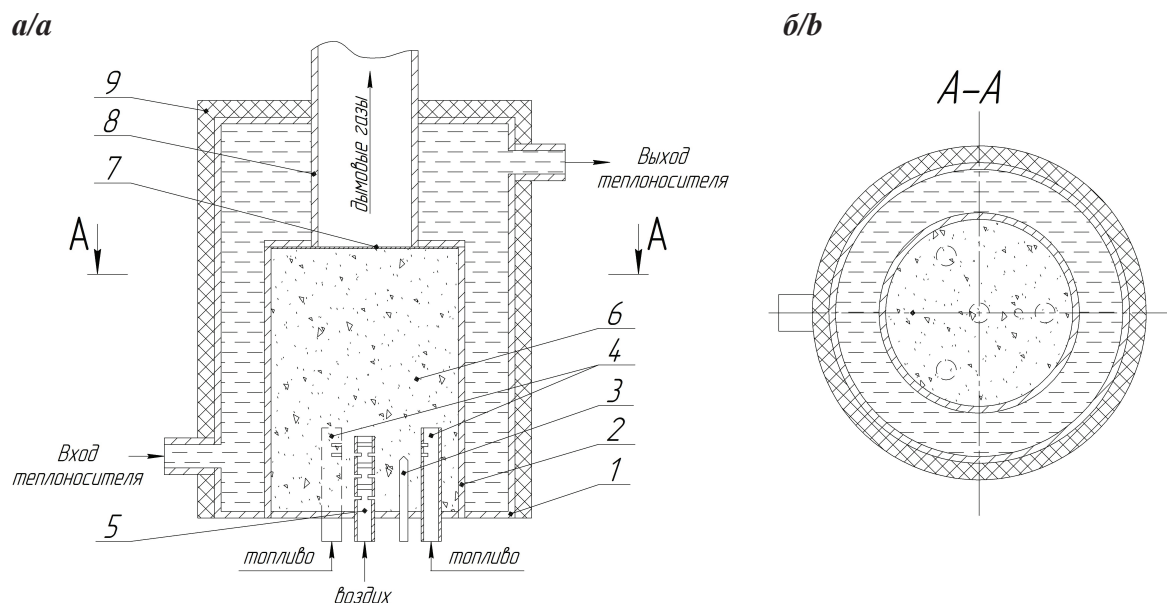


Рис. 1. Продольный (а) и поперечный (б) разрезы теплогенерирующей установки на жидких углеводородных отходах: 1 – корпус; 2 – камера сгорания; 3 – запальный элемент; 4 – топливные инжекторы; 5 – воздушный инжектор; 6 – пористый наполнитель (криптол); 7 – стальная сетчатая насадка; 8 – канал продуктов сгорания; 9 – тепловая изоляция

Fig. 1. Longitudinal (a) and transverse (b) sections of a heat generating unit utilizing liquid hydrocarbon wastes: 1 is the casing; 2 is the combustion chamber; 3 is the ignition element; 4 are the fuel injectors; 5 is the air injector; 6 is the porous filler (carbon beads); 7 is the steel mesh nozzle; 8 is the channel for combustion products; 9 is the thermal insulation

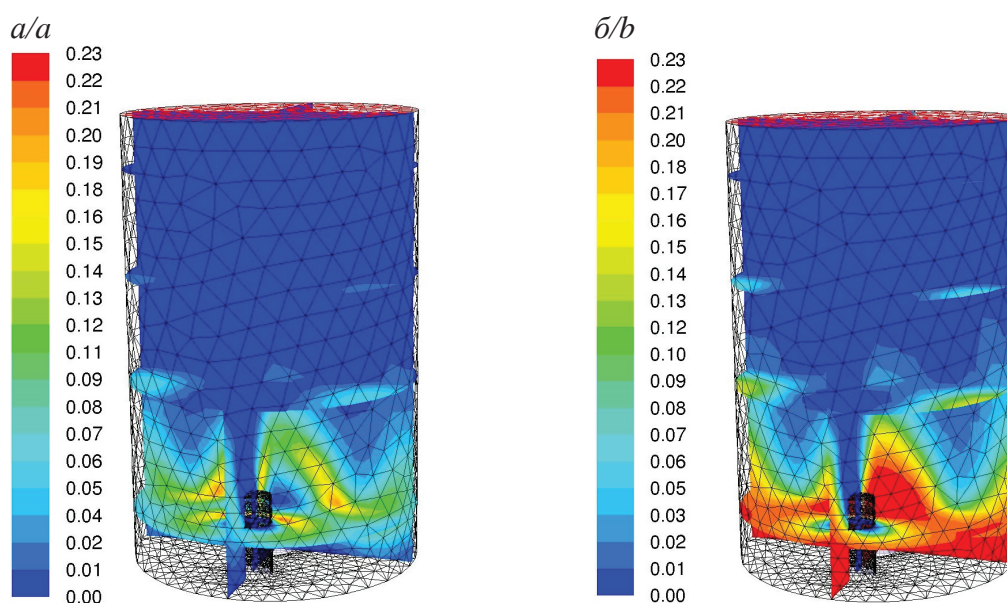


Рис. 2. Распределение скорости химической реакции, кмоль/(м³·с), (а) и массовой доли кислорода, кг/кг, (б) в продольном сечении камеры сгорания

Fig. 2. Reaction rate contours, kgmol/(m³·s) (a) and the oxygen mass fraction, kg/kg (b) in a longitudinal section of the combustion chamber

венного расчета на основе молярной массы окислителя O₂, которая известна (равна 0,032 кг/моль). Исходя из средней расчетной скорости реакции (90 моль/(м³·с)), кислород в одном кубометре пористого наполнителя выгорает со скоростью 2,88 кг/с (90·0,032), что соответствует полученным результатам моделирования (рис. 2, б). Таким образом, зная массовую долю кислорода в воздухе и теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 кг топлива, можно рассчитать нужные интегральные характеристики огневой утилизации для любого горючего соединения.

Например, для керосина марки ТС-1, использованного в работе [21], необходимое количество воздуха, согласно рекомендациям [23], составляет 14,8 кг/кг. Расход этого топлива при сжигании в 1 м³ пористой засыпки составит 2,88/(0,23·14,8)=0,85 кг/с, что при теплоте сгорания 44,8 мДж/кг [21] и коэффициенте полезного действия теплогенераторов малой мощности 92–95 % [24–26] позволяет получить около 35,1 МВт тепловой мощности. Мощность описанной установки, где реакционная зона занимает объем 1,7·10⁻⁴ м³, при работе на керосине марки ТС-1 составит 6,0 кВт.

Несмотря на то, что зона реакции локализована в нижней части камеры сгорания, благодаря прогреву дымовыми газами и теплопроводности в пористом слое распределение температур по объему камеры сгорания имеет близкий к равномерному характер (рис. 3). Следует отметить, что в стационарном режиме значения температуры гранул наполнителя уравниваются с температурой омывающего их потока дымовых газов.

Максимальное значение температуры в зоне горения (1357 К) не превышает 1473 К – порога образования «воздушных» окислов азота NO_x [27]. В связи с этим можно утверждать, что сжигание жидких углеводородных отходов в данном устройстве будет сопровождаться низкими выбросами этих вредных веществ в окружающую среду. По мере отдаления от центра температура в пористом слое уменьшается и в пристеночной области её значения варьируются в диапазоне 1036–1220 К. По закону смещения Вина, расчетный максимум спектра излучения при указанных температурах лежит в инфракрасном диапазоне волн с длиной 2377–2799 нм. Спектр, излучаемый гранулами наполнителя, в видимом диапазоне (рис. 4) смоделирован с применением таблицы цветности чернотельного излучения. Мощность излучения, рассчитанная по закону Стефана–Больцмана, при средней температуре квадратного метра поверхности 1127 К, составляет 91,8 кВт/м². Таким образом, общая площадь изучаемой поверхности камеры сгорания (0,04 м²) излучает 3,7 кВт, или 61,7 % от общей тепловой мощности устройства. Долю конвективного тепла, уносимого дымовыми газами (оставшиеся 38,3 %), можно сократить, увеличив толщину пористого слоя, что, в свою очередь, увеличит инерционность (время прогрева) и затруднит регулирование мощности устройства. Поэтому для снижения тепловых потерь с уходящими газами предусмотрено водяное охлаждение канала продуктов сгорания (рис. 1, поз. 8) за камерой сгорания (поз. 1).

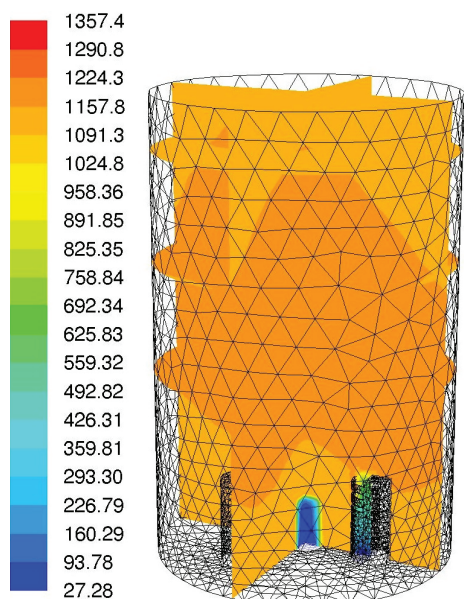


Рис. 3. Распределение температуры (K) в продольном сечении камеры сгорания

Fig. 3. Temperature contours (K) in the longitudinal section of the combustion chamber

Заключение

Результаты математического моделирования предлагаемого к применению устройства огневой утилизации жидких углеводородных отходов показали, что оно обладает рядом особенностей:

- высокое аэродинамическое сопротивление пористого слоя обуславливает преобладание диффузионного горения;
- тепловая инерция наполнителя затрудняет регулирование мощности, а также требует времени для прогрева устройства и перехода в автотермический режим;
- равномерное тепловыделение в камере сгорания делает возможным организацию полезного

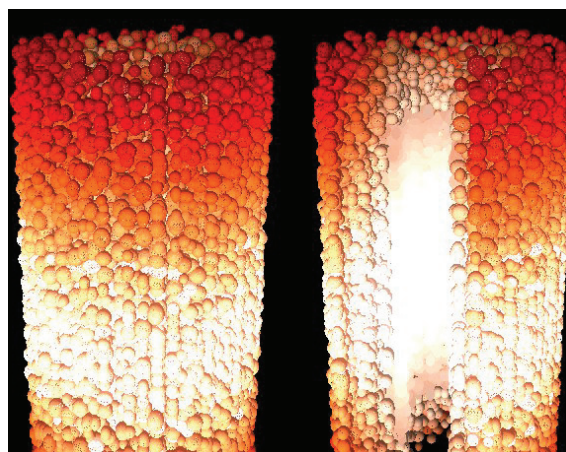


Рис. 4. Геометрическая модель пористого наполнения, окрашенная по таблице цветности чернотельного излучения

Fig. 4. Geometrical model of porous filler, colored according to the blackbody radiation color-diagram

теплосъема с использованием рубашки охлаждения;

- низкие температуры в реакторе являются фактором снижения выбросов оксидов азота и ряда других вредных веществ при огневой утилизации жидких углеводородных отходов.

Установлено, что благодаря теплопроводности в пористой среде и тепловой инерции наполнителя происходит интенсивный теплообмен пористой среды с топливоздушной смесью, выравнивается объемное распределение температуры, а реакционная зона заполняет большую часть камеры сгорания. Однако преобладание диффузионного горения требует большого избытка воздуха и длинных траекторий спутных течений топлива и окислителя для исключения недожога.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16–38–50126 (мол_нр).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филатов Д.А., Селявский В.Ю. Потенциал использования углеводородокисляющих микроорганизмов для утилизации отработанных масел, а также жидких органических радиоактивных отходов // Перспективы развития фундаментальных наук: сб. науч. трудов XI Междунар. конф. студ. и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2014. – С. 520–523.
2. Моделирование полупромышленной установки по утилизации жидких нефтяных отходов термомеханическим методом / А.Г. Сафиулина, И.Ш. Хуснутдинов, А.З. Бакирова, Р.Р. Забаров, С.И. Хуснутдинов // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 10. – С. 269–270.
3. Дьяков М.С., Солдатенко Н.А., Глушанкова И.С. Обоснование выбора ресурсосберегающих технологий утилизации отработанных масел // Экология и промышленность России. – 2011. – № 5. – С. 16–19.
4. Чередищенко Р.О., Станьковский Л., Дорогочинская В.А. Современное состояние переработки отработанных смазочных материалов в РФ // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2010. – № 2. – С. 81–85.
5. Андрушкин А.Ю. Утилизация жидких углеводородных отходов // Экология промышленного производства. – 2012. – № 2. – С. 26–29.
6. Григоров А.Б. Комплексная переработка отработанных моторных масел // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – Т. 99. – № 5. – С. 40–44.
7. Barişçi S., Öncel M.S. The disposal of combed cotton wastes by pyrolysis // International Journal of Green Energy. – 2014. – V. 11. – P. 255–266.
8. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е. Подземное захоронение жидких производственных отходов нефтегазовой отрасли России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – С. 1–21.
9. Грабовников В.А., Боревский Б.В. Подземное захоронение жидких отходов – успехи, проблемы, перспективы // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2011. – № 6. – С. 512–523.

10. A novel one-step flocculation method for recycling wasterolling oil / C. Liu, L. Cao, P. Ma, J. Wang, S. Rong, S. Han // *Energy Sources. P. A: Recovery, Utilization and Environmental Effects.* – 2016. – V. 38. – P. 2043–2049.
11. Research progresses of catalytic regeneration of waste oils / K. Xiong, L. Zhou, X.-M. Zhang, G.-M. Jiang, X.-S. Lv // *Modern Chemical Industry.* – 2016. – V. 36. – P. 53–57.
12. Yang Y., Li H., Gao W. Regeneration of waste lubricating-oil by extraction-flocculation // *Petroleum Processing and Petrochemicals.* – 2015. – V. 46. – P. 84–88.
13. Bogatu L., Onutu I., Cursaru D. New alternative for conditioned oils revaluation // *Journal of the Balkan Tribological Association.* – 2015. – V. 21. – P. 222–232.
14. Len'kova A.V., Dolotovskii I.V. A plant for absorbent regeneration utilizing fuel wastes // *Chemical and Petroleum Engineering.* – 2013. – V. 49. – P. 517–521.
15. Емешев В.Г., Паровинчак М.С. Без привозной энергетики // *Нефтегазовая вертикаль.* – 2005. – № 17. – С. 63–65.
16. Fluidized bed combustion of pesticide-manufacture liquid wastes / Z. Arsenijević, Z. Grbavčić, B. Grbić, N. Radić, R. Garić-Grulović, S. Miletić, G. Savčić, B. Dordević // *Journal of the Serbian Chemical Society.* – 2010. – V. 75. – P. 523–535.
17. Al-attab K.A., Ho J.C., Zainal Z.A. Experimental investigation of submerged flame in packed bed porous media burner fueled by low heating value producer gas // *Experimental Thermal and Fluid Science.* – 2015. – V. 62. – P. 1–8.
18. Experimental investigation into the combustion characteristics of propane hydrates in porous media / X.-R. Chen, X.-S. Li, Z.-Y. Chen, Y. Zhang, K.-F. Yan, Q.-N. Lv // *Energies.* – 2015. – V. 8. – P. 1242–1255.
19. Испытания горелочного устройства беспламенного горения и инфракрасного излучения / С.В. Долгов, А.С. Заворин, А.Ю. Долгих, А.Н. Субботин // *Известия Томского политехнического университета.* – 2013. – Т. 322. – № 4. – С. 39–42.
20. Аэродинамические испытания горелочного устройства / А.С. Заворин, А.Ю. Долгих, Р.Н. Фисенко, С.В. Долгов // *Известия Томского политехнического университета.* – 2013. – Т. 323. – № 4. – С. 33–37.
21. Долгов С.В., Ключко К.И., Табакаев Р.Б. Испытания горелочного устройства // *Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева.* – 2014. – № 2. – С. 38–41.
22. Disposal of liquid combustible wastes using flameless burners with porous carbon matrix / S. Dolgov, E. Savchenko, S. Khaustov, R. Tabakaev, A. Zavorin // *EPJ Web of Conferences.* – 2016. – V. 110. – P. 1–5 (01074).
23. Тепловой расчет котлов: нормативный метод. – СПб.: Энергия, 1998. – 256 с.
24. Васильев А.В., Антропов Г.В., Сизоненко А.А. Сравнительный анализ паровых и водогрейных котлов для промышленных и отопительных котельных // *Промышленная энергетика.* – 2003. – № 9. – С. 18–23.
25. Верес А.А., Носова Т.В., Малов А.В. Перспективы применения блочных котельных с использованием в качестве источника теплоснабжения водогрейных жаротрубных котлов Турботерм-Гарант // *Энергосбережение и водоподготовка.* – 2010. – № 4. – С. 27–28.
26. Experimental analysis of fouling rates in two small-scale domestic boilers / D. Patiño, B. Crespo, J. Porteiro, J.L. Míguez // *Applied Thermal Engineering.* – 2016. – V. 100. – P. 849–860.
27. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.

Поступила 13.09.2016 г.

Информация об авторах

Долгов С.В., инженер 1 категории по испытаниям и наладке Муниципального унитарного предприятия «Теплоснабжение».

Хаустов С.А., ассистент кафедры парогенераторостроения и парогенераторных установок Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Табакаев Р.Б., кандидат технических наук, инженер кафедры парогенераторостроения и парогенераторных установок Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 62-69

TESTING THE DESIGN OF TECHNICAL SOLUTIONS FOR LIQUID HYDROCARBON WASTES FIRE SALVAGING

Sergey V. Dolgov¹,
sergeydolgov555@rambler.ru

Sergey A. Khaustov²,
khaustovSA@tpu.ru

Roman B. Tabakaev²,
TabakaevRB@tpu.ru

¹ MUE «Teplosnabzhenie»,
21, Mendeleev street, Nizhnevartovsk, 628616, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the work is caused by the need to develop the environmentally friendly heat-generating devices for salvaging liquid technological wastes. This type of wastes contains large amounts of pollutants, harming to environment even when stored in specially engineered landfills. The magnitude of the problem is obvious, because in the most environmentally-advanced countries the proportion of the recycled wastes does not exceed 60 %, resulting in accumulation of wastes in large amounts.

The main aim of the research is to optimize the constructive implementation of technical solutions for salvaging liquid hydrocarbon wastes.

The methods used in the research. Using the software package «Ansys Multiphysics» the authors have simulated the combustion front at various flow conditions and measured thoroughly pressure profiles, reaction rate, temperature and components concentrations in the combustion zone.

The results of the investigation shown that the proposed technical solution has a number of features. The high aerodynamic resistance of the porous filler causes a prevalence of the diffusion combustion. The thermal inertia of the burning core makes power control difficult and takes time for warming up the device and entering the autothermal mode. The uniform heat dissipation in the combustion chamber enables a useful heat removal using the heating surface (water jacket). The low temperatures in the reactor are the reduction factor for the emissions of nitrogen oxides and other harmful substances during the utilization of liquid hydrocarbon wastes. A low thermal conductivity of the filler particles forming the thermally inertial core causes the intensive heat exchange of a fuel-air mixture with the porous medium. Thus, the temperature distribution becomes uniform in volume, and the reaction zone fills a large part of the combustion chamber. However, the prevalence of the diffusive combustion requires a large air excess and long cocurrent trajectories of fuel and oxidant flows in order to eliminate the unburned carbon.

Key words:

Liquid hydrocarbon wastes, fire salvaging, porous filler, carbon beads, heat-generating unit using liquid fuel.

The research was financially supported by the RFBR, science project no. 16-38-50126 (mol_nr).

REFERENCES

1. Filatov D.A., Selyavsky V.Yu. Potentsial ispolzovaniya uglevododokislyayushchikh mikroorganizmov dlya utilizatsii otrabotannykh masel, a takzhe zhidkikh organicheskikh radioaktivnykh otkhodov [Potential of using hydrocarbon oxidizing microorganisms for disposal of waste oils and organic liquid radioactive waste]. *Trudy XI Mezhdunarodnoy konferentsii studentov i molodykh uchennykh. Perspektivy razvitiya fundamentalnykh nauk* [Proc. XI Int. Conf. of stud. and young scientists. Prospects for development of fundamental sciences]. Tomsk, 2014. pp. 520–523.
2. Safiullin A.G., Khusnutdinov I.Sh., Shakirov A.Z., Zabbarov R.R., Khusnutdinov S.I. Modelling pilot plant for disposal of liquid oil waste by thermomechanical method. *Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta*, 2013, no. 10, pp. 269–270. In Rus.
3. Dyakov M.S., Soldatenko N.A., Gloushankova I.S. Justification of the choice of resource saving technologies of waste oils recycling. *Ecology and Industry of Russia*, 2011, no. 5, pp. 16–19. In Rus.
4. Cherednichenko R.O., Stankowski L., Dorogochinskaya V.A. State of the art of lubricant waste recycling in Russia. *Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2010, no. 2, pp. 81–85. In Rus.
5. Andryushkin A.Yu. Utilizatsiya zhidkikh uglevodorodnykh otkhodov [Salvaging fluid hydrocarbon departure]. *Industrial ecology*, 2012, no. 2, pp. 26–29.
6. Grigorov A.B. Complex processing of exhaust motor oils. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*, 2012, vol. 99, no. 5, pp. 40–44. In Rus.
7. Barişçi S., Öncel M.S. The disposal of combed cotton wastes by pyrolysis. *International Journal of Green Energy*, 2014, vol. 11, pp. 255–266.
8. Sevastyanov O.M., Zakharova E.E. Subsurface disposal of liquid industrial wastes of the oil and gas industry of Russia. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2011, vol. 6, no. 1, pp. 1–21. In Rus.
9. Grabovnikov V.A., Borevskii B.V. Subsurface disposal of liquid wastes: achievements, problems, and prospects. *Environmental geoscience*, 2011, no. 6, pp. 512–523. In Rus.
10. Liu C., Cao L., Ma P., Wang J., Rong S., Han S., A novel one-step flocculation method for recycling wasterolling oil. *Energy Sources. P. A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 2016, vol. 38, pp. 2043–2049.

11. Xiong K., Zhou L., Zhang X.-M., Jiang G.-M., Lv X.-S. Research progresses of catalytic regeneration of waste oils. *Modern Chemical Industry*, 2016, vol. 36, pp. 53–57.
12. Yang Y., Li H., Gao W. Regeneration of waste lubricating-oil by extraction-flocculation. *Petroleum Processing and Petrochemicals*, 2015, vol. 46, pp. 84–88.
13. Bogatu L., Onutu I., Cursaru D. New alternative for conditioned oils revaluation. *Journal of the Balkan Tribological Association*, 2015, vol. 21, pp. 222–232.
14. Len'kova A.V., Dolotovskii I.V. A plant for absorbent regeneration utilizing fuel wastes. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2013, vol. 49, pp. 517–521.
15. Emeshev V.G., Parovinchak M.S. Bez privoznoy energetiki [Without imported energy]. *Neftegazovaya vertikal*, 2005, no. 17, pp. 63–65.
16. Arsenijević Z., Grbavčić Z., Grbić B., Radić N., Garić-Grulović R., Miletić S., Savčić G., Dorđević B. Fluidized bed combustion of pesticide-manufacture liquid wastes. *Journal of the Serbian Chemical Society*, 2010, vol. 75, pp. 523–535.
17. Al-attab K.A., Ho J.C., Zainal Z.A. Experimental investigation of submerged flame in packed bed porous media burner fueled by low heating value producer gas. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2015, vol. 62, pp. 1–8.
18. Chen X.-R., Li X.-S., Chen Z.-Y., Zhang Y., Yan K.-F., Lv Q.-N. Experimental investigation into the combustion characteristics of propane hydrates in porous media. *Energies*, 2015, vol. 8, pp. 1242–1255.
19. Dolgov S.V., Zavorin A.S., Dolgikh A.Yu., Subbotin A.N. Testing the flameless combustion and infrared radiation burner. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 4, pp. 39–42. In Rus.
20. Zavorin A.S., Dolgikh A.Yu., Fissenko R.N., Dolgov S.V. Aerodynamic testing of a burner. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 4, pp. 33–37. In Rus.
21. Dolgov S.V., Klochko K.I., Tabakaev R.B. Tests of the burning device. *Vestnik KGTU im. A.N. Tupoleva*, 2014, no. 2, pp. 38–41. In Rus.
22. Dolgov S., Savchenko E., Khaustov S., Tabakaev R., Zavorin A. Disposal of liquid combustible wastes using flameless burners with porous carbon matrix. *EPJ Web of Conferences*, 2016, vol. 110, pp. 1–5 (01074).
23. *Teplovoy raschet kotlov (Normativny metod)* [Boiler thermal design (standard approach)]. St-Petersburg, NPO CKTI Publ., 1998. 256 p.
24. Vasiliev A.V., Antropov G.V., Sizonenko A.A. Sravnitelny analiz parovykh i vodogreynykh kotlov dlya promyshlennykh i otopitelnykh kotelnykh [Comparative analysis of steam and hot water boilers for industrial and heating boiler houses]. *Industrial power*, 2003, no. 9, pp. 18–23.
25. Veres A.A., Nosova T.V., Malov A.V. Prospects of block boiler using as a source of heating hot water boilers fire-tube «Turboterm guarantor». *Energy Saving and Water Treatment*, 2010, no. 4, pp. 27–28. In Rus.
26. Patiño D., Crespo B., Porteiro J., Míguez J.L. Experimental analysis of fouling rates in two small-scale domestic boilers. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 100, pp. 849–860.
27. Zhabo V.V. *Okhrana okruzhayushhey sredy na TES i AES* [Environmental protection at thermal power stations and nuclear power stations]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1992. 240 p.

Received: 13 September 2016.

Information about the authors

Sergey V. Dolgov, engineer, MUE «Teplosnabzhenie».

Sergey A. Khaustov, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Roman B. Tabakaev, Cand. Sc., engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 437.21:551.576

МОРФОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ ОБЛАКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ПОЛЕМ АТМОСФЕРЫ В ПЕРИОДЫ АКТИВНОГО И СПОКОЙНОГО СОЛНЦА

Белый Тарас Анатольевич,
belyit@gmail.com

Институт геофизики НАН Украины,
03142, Украина, г. Киев, пр. Академика Палладина, 32.

Актуальность. В последнее десятилетие наблюдается стремительный рост регионального и глобального изменения климата в связи с хозяйственной деятельностью человека, которая в своих масштабах стала соизмерима с природными процессами. В качестве индикатора техногенной нагрузки может выступать электрическое поле атмосферы, так как техноэкономическая среда городов приводит к глобальным отклонениям и модификации естественных физических полей. Поэтому необходимость изучения влияния электрического поля атмосферы на распределение метеорологических параметров не вызывает сомнения, так как позволяет на качественном уровне проявить «тонкую» структуру стратификации атмосферы электрическим полем и ее изменение за счет антропогенного воздействия.

Цель исследования: рассмотреть морфологическую стратификацию облачных образований электрическим полем атмосферы в период активного и спокойного солнца. Данный подход позволяет на качественном уровне прояснить механизм изменения процессов конденсации водяного пара (на примере облаков) сменой солнечной активности, как уменьшение количества возбужденных молекул за счет разной ионизации атмосферы, а также построить физическую теорию антропогенной нагрузки от промышленных предприятий на атмосферу и климат.

Объект исследования: электрическое поле атмосферы, облака.

Методика исследования построена на детальном статистическом анализе по данным самолетного зондирования в период международного геофизического года и международного геофизического сотрудничества 1958–1964 гг.

Результаты исследования. Получены оценки радиационных сечений для молекул стандартной атмосферы и конденсированной фазы (облачные аэрозоли) в геометрическом приближении, которые показывают, что при характерном радиусе капель $\bar{r}=10^{-3}$ см ионизация от конденсированной фазы соизмерима с фооновой ионизацией атмосферы. Приведена корреляционная зависимость средней водности облака и вертикального электрического поля. Анализ результатов показал, что среднегодовое распределение водности имеет высокую корреляцию со среднегодовым вертикальным распределением напряженности электрического поля для данного региона. Методами детального статистического анализа найдена взаимосвязь высоты образования облаков с электрическим полем атмосферы. Показано, что частота повторяемости нижней границы облаков совпадает с локальными точками равновесия плотности объемного заряда для этой же широты.

Ключевые слова:

Электрическая стратификация, облака, ионизация, солнечная активность, климат.

Введение

Электрическое поле атмосферы (напряженность поля и его потенциал) существенно зависит от распределения проводимости атмосферы, а следовательно, метеорологических факторов: облака, осадки, запыление атмосферы, ионизация и т. д. В крупных промышленных центрах и мегаполисах создаются специфические вариации электрического поля атмосферы, имеющие антропогенную природу.

Вместе с тем широкое практическое использование данных атмосферного электричества в качестве индикатора техногенной нагрузки тормозится из-за недостатка информации о взаимосвязях электрических явлений с отдельными метеорологическими и геофизическими процессами, а также из-за сложности построения физической теории, объясняющей механизмы воздействия электрического поля на атмосферу в условиях ее промышленного загрязнения.

Как показывают теоретические расчеты и экспериментальные наблюдения, конденсация водяного пара в абсолютно чистом воздухе может происходить лишь в случае очень больших пересыщений. Причиной образования зародышевых капель

при отсутствии каких-либо примесей является флуктуация плотности водяного пара. Во время таких колебаний образуются комплексы молекул, которые в определенных условиях становятся устойчивыми и выступают зародышами капель воды [1].

С термодинамической точки зрения [2], образование облаков происходит в окрестности тройной точки конденсации (в электрически нейтральной среде), однако еще в работах [3, 4], а позже [5–7] показано, что в ионизированном воздухе конденсация пара возможна в ненасыщенном воздухе. Наличие электрического заряда того или иного знака на ядрах конденсации приводит к уменьшению равновесной упругости водяного пара, необходимой для образования на них капель. Влияние электрических зарядов тем больше, чем меньше радиус капель. Таким образом, формирование облаков на ядрах конденсации происходит не в электрически нейтральной среде, а на фоне процессов электрически активной поляризуемой подсистемы воздуха в форме коллективных ленгмюровских и ионно-звуковых колебаний. Инициаторами конденсации (ядрами конденсации) могут выступать возбужденная и ионная подсистемы атмосферы.

Для стандартной атмосферы барометрическое распределение не содержит наблюдаемую устойчивую стратификацию водяного пара с высотой. Независимые наблюдения [8] вертикального профиля H_2O разными методами показывают, что он сильно изрезан и представляет собой чередование слоев с характерной толщиной порядка одного километра. Так как глобальное распределение влаги в атмосфере главным образом представлено в виде молекул и комплексов $(H_2O)_n$, являющихся электроактивными [9], они будут существенно сильнее притягиваться электрическим полем и практически локализоваться в местах образования, создавая слои путем коллективизирования возбужденных молекул и электронов в флюид. Уменьшение подвижности и скейлинг межатомного взаимодействия обеспечивает механическую стабильность такой фазы за время жизни τ метастабильного состояния возбужденных молекул (O_2^* , N_2^* , NO^* , H_2O^*) в тропосфере. Согласно работе [10], τ варьирует от 12 до 140 с. Большое количество возбужденных поляризуемых частиц $O_2(^1\Delta_g)$ в нижней стратосфере приводит к симбатной стратификации нижней стратосферы электрическим полем, что хорошо согласуется с данными [11], где экспериментально зарегистрированы страты ультрафиолетового излучения в области длин волн 1034–1118 А.

Прямые ракетные измерения [12–14] вертикальной напряженности электрического поля показали, что электрическое поле свободной атмосферы на высотах 15–80 км совершает от пяти до десяти вертикальных колебаний каждые 2 км, сохраняя характерные экстремумы полного колебания поля E порядка 1 км. Ниже 15 км [15, 16] каждый экстремум (страта) электрического поля имеет тонкую бифуркационную структуру типа удвоения периода вплоть до флуктуационного «частотокола» с длиной волны 5–10 м. Авторы представили богатый экспериментальный материал, однако задача не рассматривалась в контексте глобальной стратификации атмосферы самосогласованным электрическим полем [17]. Для тропосферы данный подход был рассмотрен в работе [18], где на основе экспериментальных данных выявлены корреляционные зависимости между вертикальным электрическим полем и нижней границей (н. г.) облаков.

Целью настоящей статьи является рассмотрение морфологической стратификации облачных образований самосогласованным электрическим полем атмосферы в период активного и спокойного солнца. Данный подход позволит прояснить механизм изменения процессов конденсации водяного пара (на примере облаков) сменой солнечной активности как уменьшение количества возбужденных молекул за счет разной ионизации атмосферы. Таким образом, понимание физического взаимодействия электрического поля и метеорологических явлений в атмосфере позволит на качественном уровне оценивать антропогенную нагрузку

промышленных предприятий на атмосферу и климат через механизм загрязнения атмосферы промышленным аэрозолем, который приводит к существенному изменению электрического поля атмосферы.

Модовая стабильность вертикального распределения плотности объемного заряда в атмосфере

Сплайн-аппроксимация вертикального распределения производной напряженности электрического поля $\partial E_z/\partial z$ дала возможность выявить модовую стабильность экспериментальных распределений (количество полных колебаний E), составляющую 19–22 колебания до высот 6 км [18]. Закономерность наблюдается для всех сезонов года за весь период самолетного зондирования – с 1958 по 1965 г. На рис. 1 представлено сезонное распределение $\partial E_z/\partial z$ на различных высотах в период активного (1958) и спокойного (1964) Солнца. Плотность объемных зарядов восстанавливалась по данным напряженности электрического поля E_z на различных высотах [19, 20], где $1 \text{ ГГСЭ/м}^2 = 2130 \text{ э/см}^2$.

Как видно из рис. 1, узловая стабильность локальных мод плотности объемного заряда (полные колебания E) оказалась устойчивой в разные периоды активности солнца. Изменения происходят только в амплитуде экстремумов. При смене сезона года или ярко выраженных погодных условиях (циклоническая деятельность) число полных колебаний E варьируется как в меньшую, так и в большую сторону путем объединения или дробления экстремумов на разных высотных горизонтах, сохраняя узловую стабильность. Осредненный за весь период наблюдений массив данных выявляет ту же структуру, что и моментные наблюдения (ежедневное зондирование). Поэтому картина является не только модово устойчивой, но и подобной.

Фиксирование узловых плоскостей не является характерным для линейных задач, где при изменении граничных условий происходит изменение модового состава и сдвиг узловых точек суммы мод (фигуры стоячих волн Лиссажу). Пространственная и временная структуры электрического поля [21] не являются гармоническими функциями классической электростатики с использованием аналитических сплайнов [22], которые неявно усредняют профиль поля по средней линии для решения уравнения, параметрически зависящего от начальных условий и диэлектрической постоянной среды $\epsilon(r)$.

В период активного Солнца интегральная отрицательная составляющая экстремумов плотности объемного заряда существенно больше, чем в период спокойного солнца. Детальность распределения увеличивается. В период спокойного Солнца ярче выражена интегральная положительная составляющая экстремумов.

Так как сумма квантового выхода [электрон/фотон] ультрафиолетовой ионизации I_{uf} , оже-

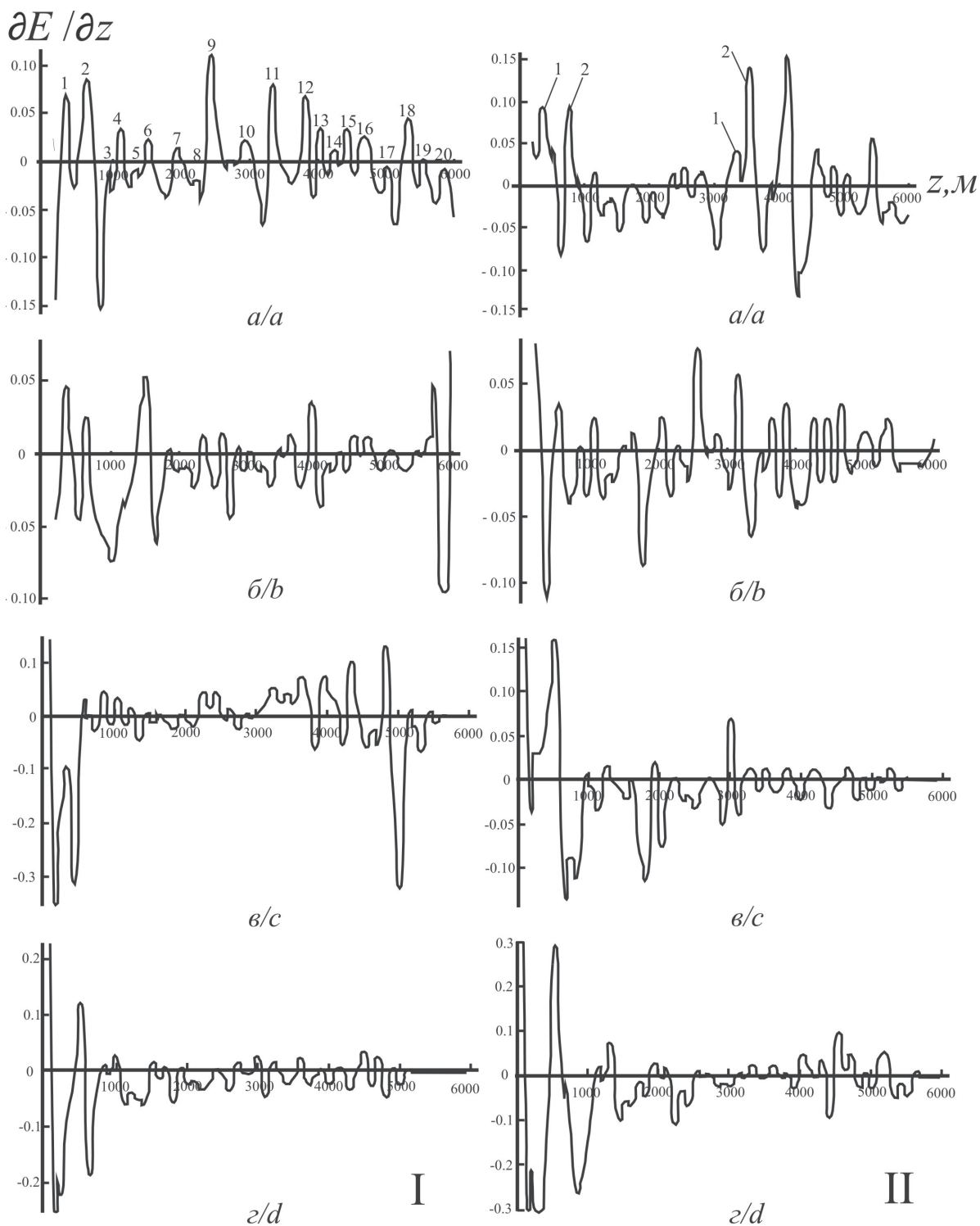


Рис. 1. Сплайн-аппроксимация плотности объемного заряда $\partial E/\partial z$ [CGSE/m³] на разных высотах, г. Ташкент: I – 1958 г.: а – январь; б – апрель; в – август; г – ноябрь; II – 1964 г.: а – январь; б – апрель; в – август; г – ноябрь. Цифры (1, ..., 20) – число полных колебаний E_z ; Цифры (1, 2 и т. д.) – дублетная структура пиков – дипольные зарядовые плоскости. Шкала x соответствует вертикальной координате Z (м)

Fig. 1. Spline approximation of a bulk charge density $\partial E/\partial z$ [CGSE/m³] at different heights, Tashkent: I – 1958: a) January; b) April; c) August; d) November; II – 1964: a) January; b) April; c) August; d) November. Numbers (1, ..., 20) is the amount of full-wave oscillations E_z ; Numbers (1, 2 etc.) is the doublet structure of peaks – dipole charge planes. The scale x corresponds to vertical coordinate Z (m)

ионизации I_{aug} , электронного возбуждения I_{vb} , янтейлеровского колебательного возбуждения I_v составляет единицу: $I_{uf} + I_{aug} + I_{vb} + I_v = 1$, то увеличение потока солнечной радиации приведет к перераспределению квантового выхода в сторону фото-возбуждения: $I_{aug} + I_{vb} + I_v \gg I_{uf}$. Это будет способствовать увеличению поляризуемости возбужденных атомов и молекул, а также большей экранировке свободных зарядов с уменьшением подвижности электронов до подвижности ионов.

В рамках модели среднего самосогласованного электрического поля [17] ионно-электронная стратификация может выступать начальным процессом, инициирующим глобальную поляризацию возбужденных и высокополярных молекул, параметры которого достаточны для поляризации типа диэлектрического резонанса. Диэлектрический резонанс описывается классическим комбинационным соотношением Максвелла–Гарнетта для активных сред [23, 24]. В таком самосогласованном поле нелинейность стабилизирует модовый состав вертикального распределения плотности объемных зарядов в пределах 19–22 пиков. Этот факт не является тривиальным и обуславливает стабильность стратификации водяного пара в вертикальном электрическом поле.

Таким образом, можно сделать предположение, что стабилизация стратифицированных слоев плотности объемного заряда происходит вследствие аномально больших величин диэлектрической проницаемости ϵ запирающей флуктуации электронно-ионной подсистемы, возбужденных и высокополярных молекул в режиме дипольной блокады [25, 26] при условии полного внутреннего отражения внутренней электромагнитной волны.

Геометрическое сечение частиц и капель разных радиусов

Молекулярное содержание водяного пара W (например, кучевое облако $W \sim 0,08$ г/м³) по отношению к содержанию стандартной атмосферы (N_2 , O_2) $\sim 1,225$ кг/м³ составит величину $0,08/1225 \approx 7 \cdot 10^{-5}$ г/м³, или 10^{-3} %. Несмотря на это, геометрическое сечение ионизации для молекул стандартной атмосферы (фоновая ионизация) и облачного аэрозоля (комплексы водяного пара, капли) имеет один и тот же порядок при допустимых параметрах распределения облачных капель.

Распределение молекул и комплексов водяного пара по размерам в диапазоне от 0,5 до 1 мкм достаточно корректно описывается гамма-распределением [1]:

$$n(r) = N_0 f(r),$$

где нормированный на единицу спектр размеров капель $f(r)$ имеет вид

$$f(r) = \frac{1}{\Gamma(\alpha + 1)\beta^{\alpha+1}} \exp\left(-\frac{r}{\beta}\right),$$

где α , β – безразмерные параметры распределения.

Данное распределение описывает связь характерного размера капель с такими параметрами облачности, как водность W и концентрация частиц N . Ввиду того, что гамма-распределение является малопараметрическим, то с увеличением среднего влагосодержания увеличивается и количество комплексов водяного пара, а также средний размер комплекса. Пропорциональность сохраняется в диапазоне изменения количества комплексов и составляет девять порядков $N \sim 10^{-6} \dots 10^3$ см⁻³.

Оценим эффективное поперечное сечение молекул стандартной атмосферы на примере молекулы O_2 и капель разного радиуса в геометрическом приближении. Представим себе слой газа объемом 1 см³. Пусть газ состоит из молекул, имеющих сечение σ , а плотность молекул (их число в единице объема) равна N_L , где N_L – число Лошмидта. Предположим, что все молекулы слоя покоятся, а к нему приближается одна молекула, которая при прохождении через слой может испытать в нем столкновение. Тогда геометрическое сечение плоской площадки для всех молекул будет иметь вид

$$\sigma = S^2 \sqrt[3]{(N_L)^2}.$$

В табл. 1 представлены результаты геометрических сечений молекул O_2 (фоновая ионизация) для разных высот (0, 5, 15 км). В табл. 2 – результаты геометрических сечений капель разных радиусов (1 – ядра конденсации, 2 – облачные частицы, 3 – капли осадков).

Таблица 1. Геометрическое сечение молекул (фоновая ионизация) для разных высот (0, 5, 15 км)

Table 1. Geometric cross-section of molecules (background ionization) for different heights (0, 5, 15 km)

Высота H , км Height H , km	Число Лошмидта N_L , см ³ [27] Loschmidt number N_L , cm ³ [27]	Площадь молекулы S_{O_2} , см ² S_{O_2} molecule area, cm ²	Сечение σ , см ² Cross-section σ , cm ²
0	$1,94 \cdot 10^{19}$	$8,64 \cdot 10^{-16}$	$0,62 \cdot 10^{-2}$
5	$0,84 \cdot 10^{19}$	$8,64 \cdot 10^{-16}$	$0,36 \cdot 10^{-2}$
15	$0,16 \cdot 10^{19}$	$8,64 \cdot 10^{-16}$	$0,12 \cdot 10^{-2}$

Таблица 2. Геометрическое сечение капель (конденсированная фаза)

Table 2. Geometrical cross-section of drops (condensed phase)

Капли Drops	Радиус капель $r_{min} - r_{max}$, см [28] Drops radius $r_{min} - r_{max}$, cm [28]	Средний радиус $\langle r \rangle$, см Average radius $\langle r \rangle$, cm	Водность W , г/м ³ Water content W , g/m ³	Концентрация N , см ³ Concentration N , cm ³	Сечение σ , см ² Cross-section σ , cm ²
1	$10^{-7} - 10^{-4}$	10^{-5}	0,08	300	$0,2 \cdot 10^{-5}$
2	$10^{-4} - 10^{-2}$	10^{-3}			$0,2 \cdot 10^{-1}$
3	10^{-2}	10^{-2}			1,8

Примечание. Капли: 1 – ядра конденсации, 2 – облачные частицы, 3 – капли осадков.

Note. Drops: 1 are the condensation nuclei; 2 are the cloud particles; 3 are the rain drops.

Как видно из табл. 2, при среднем характерном радиусе капель $\langle r \rangle = 10^{-3}$ [см] геометрическое сечение имеет сравнимый порядок, как и сечение молекул в промежутке высот 0–5 км (табл. 1). Простые оценки показывают, что ионизация от конденсированной фазы при определенных параметрах соизмерима с фоновой ионизацией стандартной атмосферы, так как путь пробега радиационной частицы в конденсированной фазе будет больше (капля 1 микрон $\sim 10^4$ молекул воды), чем в сухой атмосфере.

Согласно [29], длина пробега жесткой компоненты излучения L_γ на разных высотах имеет следующие параметры: при $h \sim 0$ км $L_\gamma \sim 300$ м, при $h \sim 10$ км $L_\gamma \sim 690$ м. Такие величины соизмеримы со средней вертикальной протяженностью облаков (например, Sc) [30]. Таким образом, электроны, проходя конденсированную фазу (облако), полностью теряют свою энергию до значений 1–10 эВ [31] и локализируются облаком. Это может означать, что конденсированная фаза служит дополнительным источником ионизации, поддерживающей электрическую стабилизацию облака. При этом важно заметить, что заряды капель в облаке могут достигать больших значений $q \sim 2000e$ [32], где e – элементарный заряд.

Следовательно, полярноактивная фаза, накапливаясь в страте (экстремум поля E) в молекулярной форме (молекулы и комплексы $(H_2O)_n$), будет приводить к симбатному накоплению микрокапель водяного пара в экстремумах электрического поля атмосферы.

Рассмотрим связь средней водности в облаках типа St–Sc и вертикального профиля напряженности электрического поля до высот 1,5 км. Для построения регрессионной зависимости в работе использованы результаты измерений водности (4800 измерений), выполненных на самолетах-лабораториях ИЛ-14 за холодный период (1960–1964 гг.) над Украиной [33], и данные напряженности электрического поля на различных высотах, осредненные за весь период наблюдений (1964 г.) [20].

Регрессионная зависимость средней водности облака W [г/кг] для облаков типа St–Sc и среднегодовой структуры вертикального электрического поля E [В/м] представлена на рис. 2. Данные регрессионного анализа сведены в табл. 3.

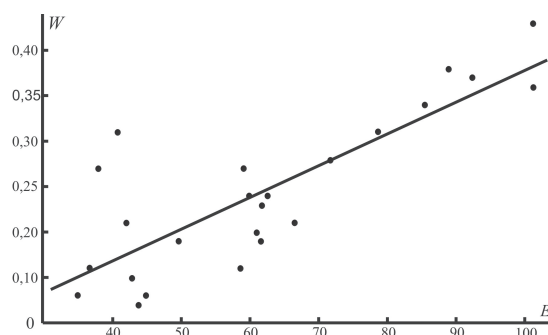


Рис. 2. Корреляционная зависимость средней водности облака W [г/кг] от вертикального электрического поля E [В/м]

Fig. 2. Correlation dependence of cloud average water content W [g/kg] on vertical electric field E [V/m]

Линейная корреляционная зависимость, представленная на рис. 2, получена методом наименьших квадратов по 24 экспериментальным точкам. Уравнение регрессии для всего ряда ($n=24$), связывающее водность облака W и напряженность поля E , имеет вид

$$W = 0,028 + 0,0034E. \quad (1)$$

Если обратиться к рис. 2, можно заметить, что вертикальное распределение водности хорошо группируется относительно величины электрического поля. Так, например, значениям напряженности электрического поля в диапазоне от 0 до 40 В/м соответствуют девять значений водности. Уравнение регрессии для них имеет вид $W=0,243-0,0013E$. Значениям напряженности электрического поля в диапазоне от 40 до 110 В/м соответствуют пятнадцать значений водности, уравнение регрессии для них имеет вид $W=-0,064+0,0046E$.

Анализ результатов показал, что среднее распределение водности хорошо согласуется со среднегодовым распределением напряженности электрического поля для данного региона. На основе данных выделяется участок слабых полей (0–40 В/м) и ординарных (порядка 40–110 В/м). Можно предположить, что аналогичная зависимость будет существовать и внутри других облачных образований. С увеличением водности термодинамически возрастает средний размер капель, увеличивается геометрическое сечение и возрастает ионизация конденсированной фазы.

Таблица 3. Соответствие экспериментальных и рассчитанных по уравнению (1) данных водности W и напряженности электрического поля E

Table 3. Correspondence of the experimental data on water content W and electric field intensity E to the data calculated by the equation (1)

E	88,4	101,3	101,3	92,4	85,5	78,6	71,7	66,5	62,5	60,9	61,6	61,8	59,9	59,0	58,6	49,6	44,9
$W_{\text{эк}}$	0,38	0,42	0,36	0,37	0,34	0,31	0,28	0,21	0,24	0,20	0,19	0,23	0,24	0,27	0,16	0,19	0,13
$W_{\text{в}}$	0,35	0,40	0,40	0,36	0,33	0,30	0,27	0,24	0,22	0,21	0,22	0,22	0,21	0,20	0,2	0,16	0,14

Примечание. E – экспериментальная вертикальная напряженность электрического поля, $W_{\text{эк}}$ – экспериментальная вертикальная водность, $W_{\text{в}}$ – вертикальная водность, вычисленная по уравнению (1).

Note. E is the experimental vertical intensity of electric field; $W_{\text{эк}}$ is the experimental vertical water content; $W_{\text{в}}$ is the vertical water content, calculated by the equation (1).

Влияние солнечной активности на общие характеристики облачности

Во всем цикле самолетных измерений электрического поля атмосферы [19, 20] во время полетов синхронно с электрическим полем измерялась высота нижней и верхней границы облачности, а также атмосферные явления, что является важным метеорологическим фактором, не измеряемым при наземных наблюдениях. Общее количество вылетов в 1958 г. (активное Солнце) составило 173, в 1965 г. (спокойное Солнце) – 150. Для анализа поведения облачности за данные периоды были выбраны облака нижнего яруса – Sc, Ns, среднего (Ac, As) и вертикального развития (Cu).

На рис. 3 представлены частотные диаграммы повторяемости высоты н. г. облачности за 1958 и 1964 гг. Числовые значения сведены в табл. 4. Рисунки повернуты так, чтобы горизонтальная ось соответствовала высоте Z , [км], вертикальная ось – количеству наблюдаемой облачности.

Таблица 4. Общее число наблюдаемых случаев образования нижней границы облаков по морфотипам и количество вертикальных горизонтов, на которых фиксировалась нижняя граница облаков

Table 4. Total number of the observed events of the lower cloud boundary formation by the morphotypes and the number of vertical horizons, where the lower cloud boundary was registered

Облачность Cloud	Число занимаемых горизонтов Number of vertical horizons		Общее число наблюдаемых случаев Total number of observed events	
	1958	1964	1958	1964
Sc	29	9	66	13
Ns	19	9	43	10
As	36	13	81	16
Ac	39	30	126	57
Cu	3	9	3	9

Как видно из рис. 3, основной чертой частотно-го распределения высоты образования н. г. облачности является ее дискретность распределения (не непрерывное) по горизонтам в течение наблюдаемых периодов и наличие горизонтов, где облачность отсутствует. В период активного солнца высота образования н. г. облаков (общее число наблюдаемых случаев) для всех представленных морфотипов (кроме Cu) в два раза, а по некоторым в 4–5 раз превышает значения, наблюдаемые в период спокойного солнца (табл. 4). Качественно это соответствует природе конденсации пара на заряженных центрах и ионах при увеличении ионизации атмосферы (см., например, [34]), то есть очевиден радиационно-электрический характер общей стратификации водяного пара.

Остановимся на статистических особенностях облачности в разные периоды солнечной активности.

Stratocumulus (Sc). Высота н. г. облаков Sc отмечается чаще всего в пределах 0,5–1,5 км, тол-

щина слоя – от 0,2 до 0,8 км [30]. Далее по тексту при описании средних значений высоты нижней границы используются данные из справочника [30].

Активное Солнце (1958): наблюдаемый массив н. г. Sc (рис. 3, в) представлен сравнительно равномерным слоем, расположенным на 29 горизонтах от 0,3 до 4,1 км, что существенно отличается от средних значений н. г. (0,5–1,5 км). Из них однородный слой состоит из 21 горизонта от 0,3 до 2,3 км. Остальные восемь горизонтов имеют дискретную структуру, занимают высоты от 2,3 до 4,1 км и разделены между собой пустыми горизонтами (облачность не наблюдалась за весь период наблюдений). Максимумы встречаемости н. г. Sc расположены на высотах 0,5; 0,9; 1,1; 1,4; 1,6; 2,5 км. Пустые горизонты расположены на высотах 2,7–3; 3,1–3,4; 3,4–3,6; 3,6–4,1 км. Ширина пустых горизонтов составляет 0,2; 0,3; 0,3; 0,5 км.

Спокойное Солнце (1964): наблюдаемый массив н. г. Sc (рис. 3, г) расположен на девяти горизонтах от 0,5 до 1,9 км. Весь массив представлен дискретными слоями, разделенными пустыми горизонтами. Наблюдаются только два максимума – 0,5 и 0,8 км.

Nimbostratus (Ns). Высота нижней границы Ns отмечается в пределах от 0,5 до 1,9 км, она ниже всего вблизи линии фронта. Толщина слоя облаков обычно достигает 2–3 км, иногда 5 км и более.

Активное Солнце (1958): наблюдаемый массив н. г. Ns (рис. 3, д) расположен на 19 горизонтах от 0,1 до 2,3 км. Горизонты сгруппированы в три группы, разделенные пустым межоблачным пространством, с характерными максимумами в каждой группе. Максимумы повторяемости н. г. Ns расположены на высотах 0,1; 0,3; 1,1; 1,6 км. Пустые межоблачные горизонты расположены на высотах 0,4–0,6; 1,1–1,6; 2,1–2,3 км. Ширина пустых горизонтов составляет 0,2; 0,5; 0,2 км.

Спокойное Солнце (1964): наблюдаемый массив н. г. Ns (рис. 3, е) расположен равномерным слоем на девяти горизонтах от 0,7 до 2,3 км с максимумом на 0,5 км. Весь массив неоднороден и представлен дискретными слоями, разделенными пустыми межоблачными горизонтами.

Altostratus (As). Высота их нижней границы может меняться в пределах от 2 до 6 км, а толщина слоя не превышает 200–700 м.

Активное Солнце (1958): наблюдаемый массив н. г. As (рис. 3, ж) расположен равномерным сплошным слоем на 39 горизонтах от 0,6 до 6,1 км. Массив имеет близкое к логнормальному распределение с центральным пиком и симметричными сторонами от него. Главный максимум расположен на высоте 4,1 км и проявляется в обоих периодах солнечной активности. Другие максимумы расположены на высотах 2,1; 3,1; 4,9; 5,6 км. Данный тип облачности – единственный из всех наблюдаемых, который имеет сплошной слой горизонтов.

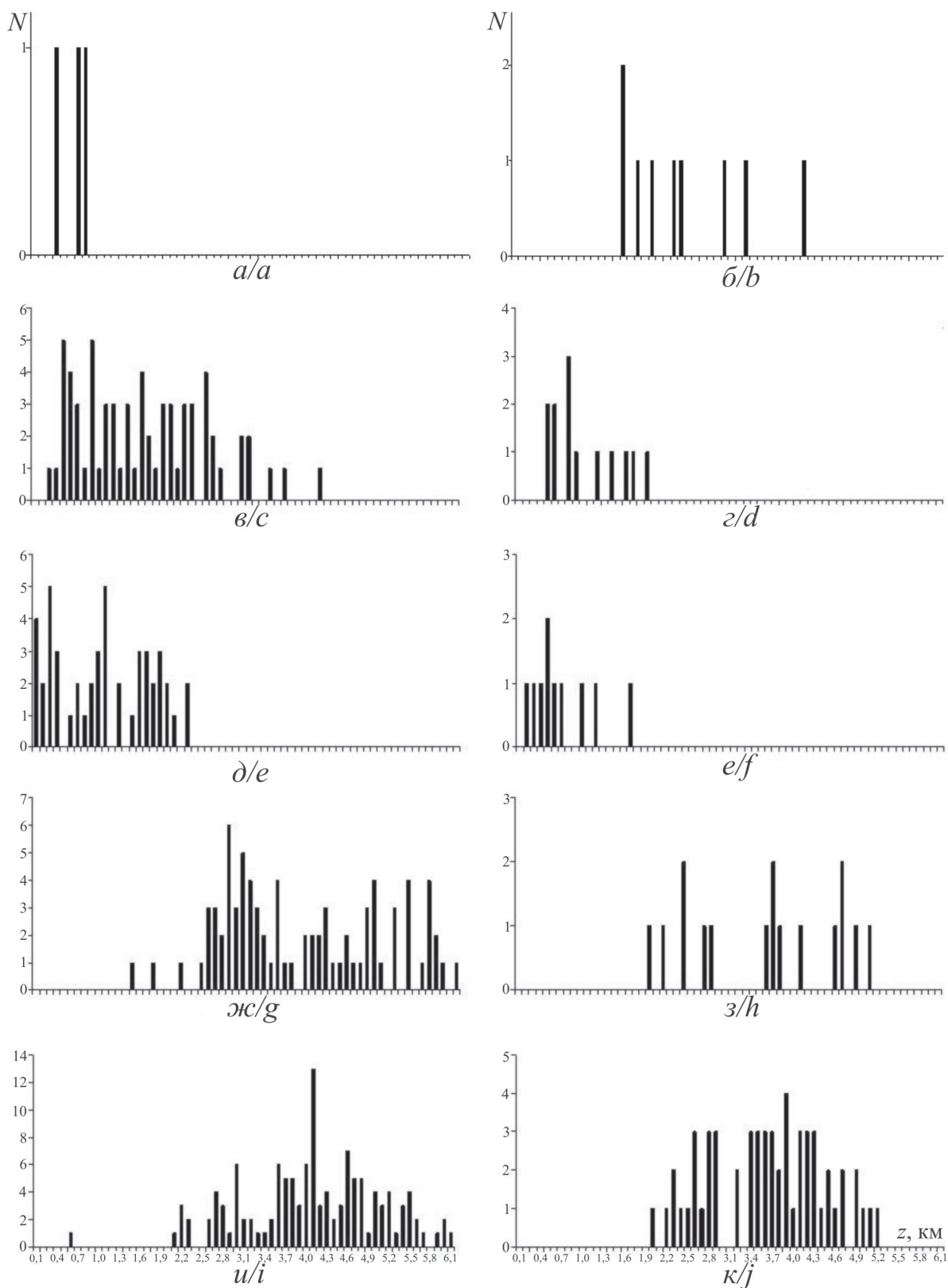


Рис. 3. Частотные диаграммы повторяемости высоты н. г. облаков. 1958 г.: а – Cu; в – Sc; д – Ns; ж – As; и – Ac; 1964 г.: б – Cu; г – Sc; е – Ns; з – As; к – Ac. N – количество наблюдаемой облачности; Z – вертикальная координата, км

Fig. 3. Frequency diagrams of the lower cloud boundary recurrence: 1958: a – Cu; c – Sc; e – Ns; g – As; i – Ac; 1964: b – Cu; d – Sc; f – Ns; h – As; j – Ac. N is the amount of the observed cloudiness; Z is the vertical coordinate, km

Спокойное Солнце (1964): наблюдаемый массив н. г. As (рис. 3, з) расположен равномерным сплошным слоем на 30 горизонтах от 2 до 5,2 км. Массив расположен двумя группами, разделенными межоблачными горизонтами. Максимумы расположены на высотах 2,8; 3,5; 3,9; 4,2 км. Межоблачные горизонты занимают слои 2,9–3,4 и 4,7–4,9 км.

Alto cumulus (Ac). Высота нижней границы As находится в пределах от 2 до 6 км, толщина слоя составляет обычно 1–2 км, иногда и более.

Активное Солнце (1958): наблюдаемый массив высоты образования н. г. As (рис. 3, и) расположен относительно сплошным слоем на 36 горизонтах от 1,5 до 6,2 км. Массив имеет три характерные группы, разделенные пустым межоблачным пространством, с характерными максимумами для каждого из групп. Две первые группы имеют сплошной слой горизонтов: первая от 2,5 до 3,8 км, вторая – от 4,0 до 5,1 км. Третья группа имеет дискретную структуру, состоящую из восьми слоев, четыре из которых расположены сплошным слоем на высоте 5,7–6,0 км. Каждая из групп имеет свои характерные максимумы. От высоты 1,5 до 2,5 км горизонты расположены дискретно, с равной повторяемостью высоты образования н. г. облачности.

Спокойное Солнце (1964): наблюдаемый массив н. г. As (рис. 3, к) расположен дискретно на 13 горизонтах от 2 до 5,2 км. Массив также представлен тремя группами, разделенными пустым межоблачным пространством. Межоблачные горизонты между группами существенно больше, чем в период активного солнца и составляют 2,9–3,7 и 4,2–4,7 км. Каждая из групп имеет свои максимумы повторяемости н. г., соответствующие высотам 2,5; 3,8 и 4,8 км.

Cumulus (Cu). Высота нижней границы кучевых облаков в значительной мере зависит от влажности воздуха (от дефицита насыщения). В умеренных широтах высота нижней границы кучевых облаков обычно составляет 0,6–1,2 км, вертикальная протяженность – от сотни метров до нескольких километров.

Активное Солнце (1958): н. г. облачности Cu (см. рис. 3, а) имеет дискретную структуру и встречается исключительно на трех горизонтах: 0,4; 0,7 и 0,8 км.

Спокойное Солнце (1964): н. г. облачности Cu (рис. 3, б) также имеет дискретную структуру, но число горизонтов – восемь, расположены от 1,6 до 4,1 км. Имеется один максимум на высоте 1,6 км.

Подводя итог можно сделать следующие выводы. Все частотные диаграммы повторяемости высоты н. г. облаков имеют дискретный характер. Облачные горизонты сгруппированы по группам (непрерывные горизонты вертикальной протяженностью 0,5–1,5 км) и разделены между собой пустыми межоблачными горизонтами. Из рассматриваемых в данной статье по морфологическому

признаку видов облаков исключение составили облака Sc, которые расположены относительно сплошным слоем.

Таким образом, за период наблюдений 1958, 1964 гг. статистически достоверно выявлена существенная неравномерность распределения н. г. облачности по горизонтам, а также существование межоблачных горизонтов, где облака не образовывались.

Существуют закономерности в деталях распределения, которые опущены в силу сложности изменения картины вертикального распределения облаков по горизонтам. Классическим примером распределения облачности можно считать распределение Ac, которое соответствует логнормальному или гауссовому распределению как в 1958, так и в 1964 г. Другие морфотипы проявляют более сложное многомодальное распределение н. г. облачности по высоте.

Сезонные изменения в этом контексте сводятся к перераспределению влаги между горизонтами. Можно предположить, что такая картина создается сильными электрическими взаимодействиями заряженного аэрозоля облака как внутри морфологического типа, так и между отдельными горизонтами, используя механизм испарения в электрическом поле [35].

Интересным оказался случай с распределением конвективных облаков вертикального развития Cu, когда в 1964 г. наблюдалось большее количество облаков, чем в 1958 г. Можно предположить, что большее количество облаков Cu, наблюдаемое в период спокойного солнца, говорит о том, что степень ионизации атмосферы была менее интенсивной в вышележащих слоях атмосферы, что привело к более интенсивной конвекции от приземного слоя. Данный случай требует отдельного изучения, так как не совсем ясен физический механизм.

Соответствие н. г. облаков электрическому полю атмосферы

Рассмотрим статистический анализ частотного распределения н. г. облаков по вертикальным горизонтам и структуру электрического поля на различных высотах на примере спокойного солнца. На рис. 4 представлены профиль напряженности электрического поля E , производная от напряженности электрического поля $\partial E_z / \partial z$, сплайн-диаграмма статистического распределения повторяемости н. г. облаков As на разных высотах и совмещенный график точек равновесия $\partial E_z / \partial z = 0$ и максимумов повторяемости н. г. облаков As. Детальное соответствие н. г. исследуемых облаков и локальных точек равновесия приведено в [18].

Как видно из рис. 4, статистический анализ повторяемости высоты н. г. облаков по морфотипам дает высокое совпадение с локальными точками равновесия электрического поля, где плотность объемного заряда равна нулю: $\partial E_z / \partial z = 0$. В большинстве случаев высота н. г. облачных горизонтов

Таблица 5. Соответствие высот нулевых значений $\partial E_z/\partial z=0$ высот частотных распределений нижней границы образования облачности (Ташкент, 1964 г.)

Table 5. Correspondence of heights of zero values $\partial E_z/\partial z=0$ to the heights of frequency distribution of the lower boundary of cloud formation (Tashkent, 1964).

Высота максимумов повторяемости нижней границы облаков, м Height of maximum of cloud lower boundary frequency, m					Высота точек локального равновесия $\partial E_z/\partial z=0$, м Height of local equilibrium points $\partial E_z/\partial z=0$, m	
Sc	Ns	Ac	Ac	As		
500	200	2000	3800	2000	510	3457
600	300	2200	3900	2200	600	3600
800	400	2300	4000	2500	763	3700
900	500	2400	4100	2800	1529	3942
1200	600	2500	4200	2900	1590	4000
1400	700	2600	4300	3700	1900	4057
1600	1000	2700	4400	3800	2000	4400
1700	1200	2800	4500	3900	2500	4657
1900	1700	2900	4600	4200	2566	4800
–	–	3200	4700	4700	2809	4900
–	–	3400	4900	4800	2866	5142
–	–	3500	5000	5000	3000	5257
–	–	3600	5100	5200	3100	5421
–	–	3700	5200	–	3242	5642

совпадает с горизонтами, где $\partial E_z/\partial z$ обращается в ноль и составляет ± 50 – 100 м при вертикальной протяженности облачного слоя 250 – 500 м. Совпадение наблюдается для всех видов облаков, а также для усреднения по сезонам и годам [18]. Коэффициент корреляции R составляет $0,9$ при доверительном интервале $0,95$ %.

Как видно из табл. 5, высота повторяемости н. г. облаков (годовая статистическая вероятность) совпадает с серединной стратификацией электрического поля (локальными точками зарядовой нейтральности).

Данное соответствие не зависит от вида облачности, хотя сами распределения облаков для разных видов существенно различаются. Такое совпадение наблюдается и для частотного распределения водяного пара с высотой. Как было показано выше (рис. 2), водность облака и напряженность электрического поля хорошо коррелируют между собой.

Заключение

В статье рассмотрен детальный статистический анализ соответствия повторяемости н. г. облаков по горизонтам вертикальной структуре электриче-

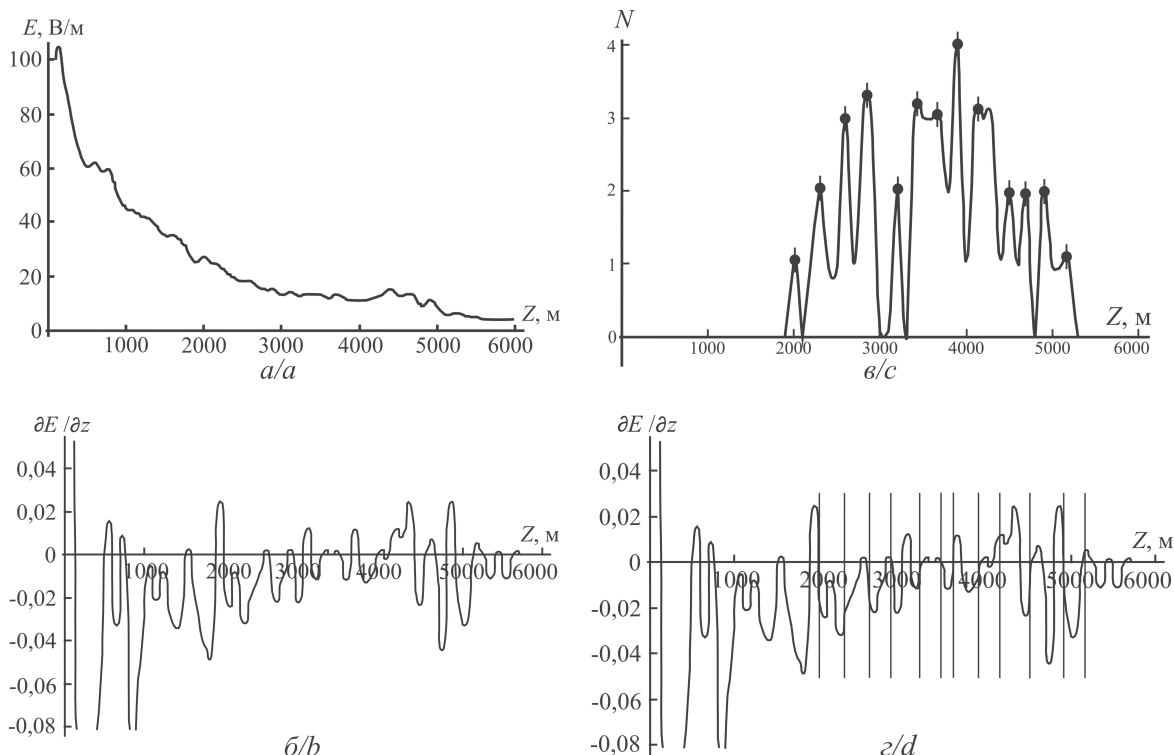


Рис. 4. Электрические характеристики атмосферы и сплайн-диаграмма повторяемости н. г. облаков Ac, г. Ташкент, 1964 г.: а – напряженность электрического поля E ; б – плотность объемных зарядов $\partial E_z/\partial z$ [СГСЭ], $1 \text{ СГСЭ}/\text{м}^2=2130 \text{ э}/\text{см}^2$; в – сплайн-диаграмма повторяемости н. г. облаков Ac (максимумы отмечены точками), N – количество наблюдаемой облачности; г – совмещенный график плотности объемного заряда с максимумами н. г. облаков Ac (штриховые линии) в точках локального равновесия $\partial E_z/\partial z=0$. Вертикальная шкала Z расположена в горизонтальном положении

Fig. 4. Electrical characteristics of the atmosphere and spline-diagram of the lower cloud boundary recurrence Ac, Tashkent, 1964: a is the intensity of the electrical field E ; b is the density of bulk charges $\partial E_z/\partial z$ [CGSE], $1 \text{ CGSE}/\text{m}^2=2130 \text{ e}/\text{cm}^2$; c is the spline-diagram of the lower cloud boundary recurrence Ac (maximums are marked by dots), N is the number of the observed cloudiness; d is the matched graph of the bulk charge density and maximums of the lower cloud boundary Ac (dashed lines) in the points of local equilibrium $\partial E_z/\partial z=0$. The vertical scale Z is in a horizontal position

ского поля атмосферы на различных высотах (термодинамический аспект не затронут). Наблюдается устойчивое вертикальное совпадение максимумов облаков с максимумами электрического поля. Статистически достоверно подтверждена существенная неравномерность распределения н. г. облачности по горизонтам в разные периоды солнечной активности, а также существование межоблачных горизонтов, где облака не образовывались за весь период наблюдений.

Выявлена узловая стабильность локальных мод плотности объемного заряда (полные колебания E), которая оказалась устойчивой в разные периоды активности солнца. При смене сезона года число полных колебаний E варьируется как в меньшую, так и в большую сторону путем объединения или дробления экстремумов на различных высотных горизонтах, сохраняя узловую стабильность.

В квазистационарных условиях облака имеют характерное распределение капель по размерам для каждого морфотипа. Распределение молекул и комплексов водяного пара по размерам достаточно корректно описывается гамма-распределением. Ввиду того, что гамма-распределение является малопараметрическим, существует кросс-зависимость между средними значениями распределения капель по размерам, концентрацией капель и общим содержанием влаги. Простые геометрические оценки показывают, что наряду с сухой атмосферой конденсированная фаза дает сравнимый вклад в электростатику облака путем увеличения сечения ионизации за счет укрупнения капель, так как

путь пробега радиационной частицы в конденсированной фазе будет больше, чем в сухой атмосфере. Это приводит к тому, что в зависимости от соотношения интенсивности ионизации происходит перераспределение облачного аэрозоля в промежутках глобального многослойного конденсатора атмосферы. Можно предположить, что типы облаков выделяются путем перераспределения капель в неоднородном стратифицированном электрическом поле сухой атмосферы.

В таком самосогласованном поле нелинейность стабилизирует модовый состав вертикального распределения ионов и электронов в пределах 19–22 полных колебаний. Этот факт не является тривиальным. Он обуславливает стабильность стратификации водяного пара в вертикальном электрическом поле, что, по сути, формирует стабильность глобальной вертикальной стратификации облачности электрическим полем атмосферы.

Таким образом, радиационный фон жесткой компоненты Солнца вносит существенный вклад в величину молекулярной поляризации атмосферы как средней законсервированной энергии в глобальную стратификацию возбужденной подсистемы атмосферы и глобальную стратификацию водяного пара.

Практически это означает, что загрязнение атмосферы может оказать критическое воздействие на поляризационный потенциал в области критических флуктуаций, не редуцируясь к прямому пропорциональному стехеометрическому воздействию физико-химического типа, что может быть причиной катастрофических изменений климата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Khvorostyanov V.I., Curry J.A. Thermodynamics, kinetics, and microphysics of clouds. – New York: Cambridge U. Press, 2014. – 782 p.
2. Handbook of weather, climate and water. Dynamics, Climate, Physical Meteorology, Weather Systems, and Measurements / Ed. by T.D. Potter, B.R. Colman. – Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., 2003. – 974 p.
3. Thomson J.J., Thomson G.P. Conduction of electricity through gases, 3rd ed. – Cambridge: Cambridge University Press, 1928. – 192 p.
4. Оболенский В.Н. Роль ионов, нейтральных и заряженных пылинки и химически активных ядер при образовании облаков и туманов // Журнал геофизики. – 1934. – Т. 4. – Вып. 1. – С. 90–103.
5. Rusanov A.I., Kuni F.M. Reformulation of the thermodynamic theory of nucleation on charged particles // Journal Colloid Interface Science. – 1984. – V. 100. – № 1. – P. 264–277.
6. Yu F. Modified Kelvin–Thomson equation considering ion-dipole interaction: comparison with observed ion-clustering enthalpies and entropies // Journal Chemical Physics. – 2005. – V. 122. – P. 084503–1–084503–8.
7. Influence of surface effects in vapor condensation on a nanodimensional aerosol particle having an electric charge / V.V. Levandanski, V.L. Dragun, J. Smolik, V. Zdimal, P. Moravec // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2007. – V. 80. – № 1. – P. 57–63.
8. WMO. Atmospheric Ozone 1985: Assessment of our understanding in the processes controlling its present distribution and change. WMO, report no. 16. – Geneva, 1150 p.
9. Vostrikov A.A., Dubov D.Yu. Absolute cross sections of electron attachment to molecular clusters. P. II: Formation of $(\text{H}_2\text{O})_n^+$, $(\text{N}_2\text{O})_n^+$, $(\text{N})_n^+$ // Technical Physics. – 2006. – V. 51. – № 12. – P. 1537–1552.
10. Смирнов Б.Н. Возбужденные атомы. – М.: Энергоиздат, 1982. – 231 с.
11. Дегтярев В.С., Тучков Г.А., Тютин А.А. Результаты ракетных измерений УФ-излучения в нижней мезосфере и стратосфере // Распространение радиоволн и физика атмосферы. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 211–214.
12. Брагин Ю.А. Исследование знака пространственного заряда атмосферы до высоты 86 км // Космические исследования. – 1969. – Т. 5. – Вып. 3. – С. 465–467.
13. Брагин Б.А., Шамахов Б.Ф. Прямые исследования знака пространственного заряда атмосферы ниже 50 км // Космические исследования. – 1969. Т. 7. – № 5. – С. 741–746.
14. Брагин Ю.А., Тютин А.А., Кочев А.А., Тютин А.А. Прямые измерения напряженности электрического поля атмосферы до 80 км // Космические исследования. – 1974. – Т. 12. – Вып. 2. – С. 306–308.
15. Stolzenburg M., Marshall T.C., Krehbiel P.R. Initial electrification to the first lightning flash in New Mexico thunderstorms // Journal of geophysical research: Atmospheres. – 2015. – V. 120. – № 21. – P. 11,253–11,276.

16. Planetary Atmospheric Electricity / F. Leblanc, K.L. Aplin, Y. Yair, R.G. Harrison, J.P. Lebreton, M. Blanc. – London: Springer, 2008. – 535 p.
17. Белый Т.А., Зеленин Ю.А. Электростатическая стратификация глобальной облачной системы самосогласованным полем метастабильной электронно-ионной подсистемы атмосферы // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 2. – С. 111–126.
18. Белый Т.А., Зеленин Ю.А. Аналитическое исследование природы соответствия электростатической и облачной стратификации атмосферы // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4. – С. 140–153.
19. Материалы наблюдений напряженности электрического поля атмосферы на различных высотах по данным самолетного зондирования в период международного геофизического года и международного геофизического сотрудничества 1958–1959 гг. / под ред. И.М. Имянитова. – Л.: Гидрометеиздат, 1963. – 228 с.
20. Материалы наблюдений напряженности электрического поля атмосферы на различных высотах 1964. – Л.: Гидрометеиздат, 1965. – 69 с.
21. Флуктуации электромагнитного поля Земли в диапазоне СНЧ / под ред. М.С. Александрова. – М.: Наука, 1972. – 195 с.
22. Имянитов И.М., Чубарина Е.В. Электричество свободной атмосферы. – Л.: Гидрометеиздат, 1965. – 240 с.
23. Ораевский А.Н. Существует ли коллективный диэлектрик? // Письма в ЖЭТФ. – 2003. – Т. 78. – Вып. 1. – С. 8–10.
24. Диэлектрическая проницаемость полимерных матриц, содержащих изолированные включения: гигантское диэлектрическое усиление вместо коллективного резонанса / А.В. Турик, Г.С. Радченко, А.И. Чернобабов, С.А. Турик // Письма в ЖЭТФ. – 2004. – Т. 79. – Вып. 9. – С. 512–514.
25. Murillo M.S., Bergeson S.D. Ultracold neutral plasmas well into the strongly coupled regime // Advances in atomic, molecular, and optical physics. – 2015. – V. 64. – P. 223–271.
26. Microwaves probe dipole blockade and van der Waals forces in a cold rydberg gas / R.C. Teixeira, C. Hermann-Avigliano, T.L. Nguyen, T. Cantat-Moltrecht, J.M. Raimond, S. Haroche, S. Gleyzes, M. Brune // Physical review letters. – 2015. – V. 115. – № 1–3. – P. 013001–013005.
27. Таблицы физических величин. Справочник / под ред. акад. И.К. Кикоина. – М.: Атомиздат, 1976. – 1008 с.
28. Aerosol size distribution and new particle formation in the western Yangtze River Delta of China: 2 years of measurements at the SORPES station / X.M. Qi, A.J. Ding, W. Nie, T. Petäjä, V.-M. Kerminen, E. Herrmann, Y.N. Xie, L.F. Zheng, H. Manninen, P. Aalto, J.N. Sun, Z.N. Xu, X.G. Chi, X. Huang, M. Boy, A. Virkkula, X.-Q. Yang, C.B. Fu., M. Kulmala // Atmospheric chemistry and physics. – 2015. – V. 15. – № 21. – P. 12445–12464.
29. Golubkov G.V., Golubkov M.G., Karpov V.I. Microwave radiation of the atmosphere induced by a pulsed gamma source // Russian Journal of Physical Chemistry B. – 2011. – V. 5. – № 3. – P. 406–412.
30. Беспалов Д.П., Девяткин А.М., Довгалюк Ю.А., Кондратюк В.И., Кулешов Ю.В., Светлова Т.П., Суворов С.С., Тимофеев В.И. Атлас облаков. – Санкт-Петербург: РИФ «ДГАРТ», 2011. – 248 с.
31. Electron scattering cross sections for the modelling of oxygen-containing plasmas / L.L. Alves, P. Coche, M.A. Ridenti, V. Guerra // The European physical journal D. – 2016. – V. 70. – № 6. – P. 1–9.
32. Ardon-Dryer K., Huang Y.-W., Cziczko D.J. Laboratory studies of collection efficiency of sub-micrometer aerosol particles by cloud droplets on a single-droplet basis // Atmospheric chemical physics. – 2015. – V. 15. – № 16. – P. 9159–9171.
33. Статистические характеристики водности слоистообразных облаков на Украине / Н.М. Галаджий, А.Л. Затовский, В.Н. Подгурская, И.П. Половина // Труды УкрНИГМИ. – 1965. – Вып. 50. – С. 97–105.
34. Исследования конденсации пересыщенного водяного пара при ионизации атмосферы и сопутствующего характеристического ИК-излучения / Ю.Н. Пономарев, А.В. Клишкин, А.С. Козлов, В.В. Колосов, Г.Ф. Крымский, А.Н. Курак, С.Б. Малышкин, А.К. Петров // Солнечно-земная физика. – 2012. – Вып. 21. – С. 58–61.
35. Sekimoto K., Takayama M. Mass Spectrometric Study of Negative Atmospheric Ion Water Clusters Formed by Atmospheric Pressure Corona Discharges // Bunseki Kagaku. – 2013. – V. 62. – № 11. – P. 955–963.

Поступила 29.08.2016 г.

Информация об авторах

Белый Т.А., кандидат географических наук, старший научный сотрудник отдела глубинных процессов Земли и гравиметрии Института геофизики НАН Украины.

UDC 437.21:551.576

MORPHOLOGICAL STRATIFICATION OF CLOUDS BY ATMOSPHERIC ELECTRIC FIELD IN ACTIVE AND QUIET SUN PERIOD

Taras A. Bely,
belyit@gmail.com

Institute of Geophysics NAS of Ukraine,
32, Palladin avenue, Kiev, 03142, Ukraine.

Relevance of the research. In recent decade, regional and global climate has changed significantly due to human activities, which became comparable with natural processes. The electric field of atmosphere can serve as an indicator of anthropogenic impact, as the technical and economic environment of cities results in global deviations and modification of natural physical fields. Therefore, there is no doubt in the necessity to study the influence of the atmospheric electric field on distribution of meteorological parameters, since it allows us to reveal qualitatively the «thin» atmospheric stratification structure of the electric field and its change owing to anthropogenic impact.

The aim of the research is to consider the morphological stratification of cloud formations by the atmospheric electric field in the period of the active and quiet sun. This approach allows us to clarify qualitatively the mechanism of change in water vapor condensation (on the example of clouds) by the solar activity change as the decrease in the number of excited molecules owing to different ionization of the atmosphere, as well as to build a physical theory of anthropogenic load from industrial plants on the atmosphere and climate.

Research subject: the electric field of the atmosphere, clouds.

Research technique: detailed statistical analysis of the data on an aircraft sounding during the International Geophysical Year and the International Geophysical Cooperation in 1958–1964.

Results. The author has obtained the estimations of radiation cross-sections for the molecules of the standard atmosphere and the condensed phase (cloud aerosols) in geometric approximation. They show that when the characteristic radius is equal to $\bar{r}=10^{-3}$ cm the ionization of the condensed phase is commensurate with the background ionization. The paper introduces the correlative relationship between average water content of clouds and vertical electric field. The analysis of the results demonstrates that the average annual distribution of water content correlates strongly with the average vertical distribution of the electric field in this region. Using the methods of the detailed statistical analysis the author revealed the relationship between the height of cloud formation and the electric field of the atmosphere. It is shown that the repetition frequency of a cloud lower boundary demonstrates the high coincidence with local sites of neutrality of a bulk charge density for the same latitude.

Key words:

Electric stratification, clouds, ionization, solar activity, climate.

REFERENCES

1. Khvorostyanov V.I., Curry J.A. *Thermodynamics, kinetics, and microphysics of clouds*. New York, Cambridge U. Press, 2014. 782 p.
2. *Handbook of weather, climate and water. Dynamics, Climate, Physical Meteorology, Weather Systems, and Measurements*. Eds. T.D. Potter, B.R. Colman. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., 2003. 974 p.
3. Thomson J.J., Thomson G.P. *Conduction of electricity through gases*, 3rd ed. Cambridge, Cambridge University Press, 1928. 192 p.
4. Obolensky V.N. Rol ionov, neytralnykh i zaryazhenykh pylinok i khimicheskii aktivnykh yader pri obrazovanii oblakov i tumanov [The part played by the ions, by the neutral and charged dust particles and chemical active nuclei in formation of clouds and fogs]. *Zhurnal geofiziki*, 1934, vol. 4, no. 1, pp. 90–103.
5. Rusanov A.I., Kuni F.M. Reformulation of the thermodynamic theory of nucleation on charged particles. *Journal Colloid Interface Science*, 1984, vol. 100, no. 1, pp. 264–277.
6. Yu F. Modified Kelvin–Thomson equation considering ion-dipole interaction: comparison with observed ion-clustering enthalpies and entropies. *Journal Chemical Physics*, 2005, vol. 122, pp. 084503–1–084503–8.
7. Levdanski V.V., Dragun V.L., Smolik J., Zdimal V., Moravec P. Influence of surface effects in vapor condensation on a nanodimensional aerosol particle having an electric charge. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2007, vol. 80, no. 1, pp. 57–63.
8. WMO. *Atmospheric Ozone 1985: Assessment of our understanding in the processes controlling its present distribution and change*. WMO, report no. 16. Geneva, 1150 p.
9. Vostrikov A.A., Dubov D.Yu. Absolute cross sections of electron attachment to molecular clusters. Part II: Formation of $(\text{H}_2\text{O})_n^-$, $(\text{N}_2\text{O})_n^-$, $(\text{N})_n^-$. *Technical Physics*, 2006, vol. 51, no 12, pp. 1537–1552.
10. Smirnov B.N. *Vozbuzhdennyye atomy* [Excited atoms]. Moscow, Energoizdat Publ., 1982. 232 p.
11. Degtyarev V.S., Tuchkov G.A., Tyutin A.A. Rezultaty raketnykh izmereniy UF-izlucheniya v nizhney mezosfere i stratosfere [Results of jet measurements UV-radiation in lower mesosphere and stratosphere]. *Rasprostraneniye radiovoln i fizika atmosfery* [Propagation of radio-waves and physics of atmosphere]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1981. pp. 211–214.
12. Bragin Yu. A. Issledovaniya znaka prostranstvennogo zaryada atmosfery do vysoty 86 km [Investigation of a volume charge sign of atmosphere up to the altitude of 86 km]. *Kosmicheskie issledovaniya*, 1969, vol. 5, no. 3, pp. 465–467.
13. Bragin Yu.A., Shamahov B.F. Pryamye issledovaniya znaka prostranstvennogo zaryada atmosfery nizhe 50 km [Full-scale investigation of a volume charge sign of atmosphere lower 50 km]. *Kosmicheskie issledovaniya*, 1969, vol. 7, no. 5, pp. 741–746.
14. Bragin Yu.A., Tyutin A.A., Kochev A.A., Tyutin A.A. Pryamue izmereniya napryazhennosti elektricheskogo polya atmosfery do 80 km [Direct measurement of the atmospheric vertical electric field intensity up to 80 km]. *Kosmicheskie issledovaniya*, 1974, vol. 12, no. 2, pp. 302–308.

15. Stolzenburg M., Marshall T.C., Krehbiel P.R. Initial electrification to the first lightning flash in New Mexico thunderstorms. *Journal of geophysical research: Atmospheres*, 2015, vol. 120, no. 21, pp. 11,253–11,276.
16. Leblanc F., Aplin K.L., Yair Y., Harrison R.G. Lebreton J.P., Blanc M. *Planetary Atmospheric Electricity*. London, Springer, 2008. 535 p.
17. Bely T.A., Zelenin Yu.A. Elektrostatische stratifikatsiya globalnoy oblachnoy sistemy samosoglasovannym polem metastabilnoy elektronno-ionnoy podsystemy atmosfery [Electrostatic stratification of global cloud system by self-consistent field of metastable electronic-ionic subsystem of the atmosphere]. *Geofizicheskii zhurnal*, 2013, vol. 35, no. 2, pp. 111–126.
18. Bely T.A., Zelenin Yu.A. Analiticheskoe issledovanie prirody sootvetstviya elektrostaticheskoy i oblachnoy stratifikatsii atmosfery [Analytical studies of the nature of correspondence between electrostatic and cloudy stratification of atmosphere]. *Geofizicheskii zhurnal*, 2013, vol. 35, no. 4, pp. 140–153.
19. *Materialy nablyudeniya napryazhennosti elektricheskogo polya atmosfery na razlichnykh vysotakh po dannym samoletnogo zondirovaniya v period mezhdunarodnogo geofizicheskogo goda i mezhdunarodnogo geofizicheskogo sotrudnichestva 1958–1959 gg.* [Observation data of the atmosphere electric field at different heights according to aircraft sounding during the International Geophysical Year and International Geophysical Cooperation 1958–1959]. Ed. by I.M. Imyanitov. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1963. 339 p.
20. *Materialy nabludeniya napryazhennosti elektricheskogo polya atmosfery na razlichnykh vysotakh 1964* [The data of measurements of electric field strength of the atmosphere at various altitudes 1964]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1965. 69 p.
21. *Fluktuatsii elektromagnitnogo polya Zemli v diapazone SNCH* [Fluctuations of the earth magnetic field in ULF band]. Ed. by M.S. Aleksandrov. Moscow, Nauka Publ., 1972. 195 p.
22. Imyanitov I.M., Chubarina E.V. *Elektrichestvo svobodnoy atmosfery* [Electricity of the free atmosphere]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1965. 240 p.
23. Oraevsky A.N. Sushchestvuet li kollektivnyy dielektrik? [Is there a collective dielectric resonance?]. *Pisma v ZhETF*, 2003, vol. 78, no. 1, pp. 8–10.
24. Turik A.V., Radchenko G.S., Chernobabov A.I., Turik S.A. Dielektricheskaya pronitsaemost polimernykh matrits, soderzhashchikh izolirovannyye vklyucheniya: gigantskoe dielektricheskoe usilenie vmesto kollektivnogo rezonansa [Dielectric permeability of polymer matrices containing isolated inclusions: giant dielectric enhancement instead of collective resonance]. *Pisma v ZhETF*, 2004, vol. 79, no. 9, pp. 512–514.
25. Murillo M.S., Bergeson S.D. Ultracold neutral plasmas well into the strongly coupled regime. *Advances in atomic, molecular, and optical physics*, 2015, vol. 64, pp. 223–271.
26. Teixeira R.C., Hermann-Avigliano C., Nguyen T.L., Cantat-Moltrrecht T., Raimond J.M., Haroche S., Gleyzes S., Brune M. Microwave probe dipole blockade and van der Waals forces in a cold rydberg gas. *Physical review letters*, 2015, vol. 115, no. 1–3, pp. 013001–013005.
27. *Tablitsy fizicheskikh velichin. Spravochnik* [Tables of physical constants]. Ed. by I.K. Kikoin. Moscow, Atomizdat Publ., 1976. 1008 p.
28. Qi X.M., Ding A.J., Nie W., Petäjä T., Kerminen V.-M., Herrmann E., Xie Y.N., Zheng L.F., Manninen H., Aalto P., Sun J.N., Xu Z.N., Chi X.G., Huang X., Boy M., Virkkula A., Yang X.-Q., Fu C.B., Kulmala M. Aerosol size distribution and new particle formation in the western Yangtze River Delta of China: 2 years of measurements at the SORPES station. *Atmospheric chemistry and physics*, 2015, vol. 15, no. 21, pp. 12445–12464.
29. Golubkov G.V., Golubkov M.G., Karpov V.I. Microwave radiation of the atmosphere induced by a pulsed gamma source. *Russian Journal of Physical Chemistry B*, 2011, vol. 5, no. 3, pp. 406–412.
30. Bespalov D.P., Devyatkin A.M., Dovgalyuk Yu.A., Kondratyuk V.I., Kuleshov Yu.V., Svetlova T.P., Suvorov S.S., Timofeev V.I., Atlas oblakov [Cloud atlas]. St-Petersburg, DrART Publ., 2011. 248 p.
31. Alves L.L., Coche P., Ridenti M.A., Guerra V. Electron scattering cross sections for the modelling of oxygen-containing plasmas. *The European physical journal D*, 2016, vol. 70, no. 6, pp. 1–9.
32. Ardon-Dryer K., Huang Y.-W., Cziczó D.J. Laboratory studies of collection efficiency of sub-micrometer aerosol particles by cloud droplets on a single-droplet basis. *Atmospheric chemical physics*, 2015, vol. 15, no. 16, pp. 9159–9171.
33. Galadzhly N.M., Zatonvskiy A.L., Podgurskaya V.N., Polovina I.P. Statisticheskie kharakteristiki vodnosti sloistoobraznykh oblakov na Ukraine [Statistical characteristics of water content of stratiform clouds in Ukraine]. *Trudy UHMI*, 1965, no. 51, pp. 97–105.
34. Ponomarev Yu.N., Klimkin A.V., Kozlov A.S., Kolosov V.V., Krymskiy G.F., Kuryak A.N., Malyshkin S.B., Petrov A.K. Issledovaniya kondensatsii peresushenogo vodyanogo para pri ionizatsii atmosfery i soputstvuyushchego kharakteristicheskogo IR-izlucheniya [Studies of condensation of supersaturated water vapor associated with atmospheric ionization and its accompanying characteristic IR emission]. *Solnechno-zemnaya fizika*, 2002, no. 21, pp. 58–61.
35. Sekimoto K., Takayama M. Mass Spectrometric Study of Negative Atmospheric Ion Water Clusters Formed by Atmospheric Pressure Corona Discharges. *Bunseki Kagaku*, 2013, vol. 62, no. 11, pp. 955–963.

Received: 29 August 2016.

Information about the authors

Taras A. Bely, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Geophysics NAS of Ukraine.

УДК 622.276: 519.688

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Сергеев Виктор Леонидович¹,

SergeevVL@ignd.tpu.ru

Ву Куанг Дык¹,

vuquangducv2@gmail.com

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследований обусловлена необходимостью учета влияния ствола скважины для повышения информативности нестационарных гидродинамических исследований нефтяных пластов. Основой предлагаемого метода является интегрированная система моделей забойного давления в системе «пласт–скважина» с переменными, зависящими от времени параметрами, позволяющая учитывать дополнительную априорную информацию и влияние ствола скважины.

Целью исследования является разработка и анализ моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации, позволяющих определять параметры нефтяных пластов в процессе проведения гидродинамических исследований в условиях априорной неопределенности о модели влияния ствола скважины.

Методы исследования. Используются теоретические и практические разработки в области нестационарных гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач проводилось на основе промысловых данных гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения по кривой восстановления уровня с использованием экспертных оценок гидропроводности и пластового давления. Приведены результаты сравнительного анализа точности и времени определения параметров нефтяных пластов методом адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины, традиционным методом, учитывающим приток продукции в скважине после ее остановки и с использованием компьютерной программы Saphir.

Результаты. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований в условиях априорной неопределенности о модели влияния ствола скважины, позволяющие определять параметры нефтяных пластов (гидропроводность, пьезопроводность, пластовое давление) в процессе проведения исследований, время их завершения и учитывать дополнительную априорную информацию. Показано, что метод адаптивной интерпретации, учитывающий влияние ствола скважины, позволяет обрабатывать (без потери точности) короткие кривые восстановления уровня, полученные в пределах 5–10 часов гидродинамических исследований, что значительно сокращает время простоя скважин.

Ключевые слова:

Интерпретация, идентификация, адаптация, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, кривая восстановления уровня, априорная информация, нефтяные месторождения.

Введение

Нестационарные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) по кривой восстановления давления (КВД) являются в настоящее время наиболее информативным и востребованным методом получения информации о параметрах нефтяных пластов в силу доступности получения необходимых для интерпретации исходных данных (забойного, затрубного и буферного давлений, динамических уровней скважин) в связи с широким внедрением в практику нефтегазодобычи стационарных информационно-измерительных телеметрических систем [1–7].

Перспективным направлением разработки методов идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов являются адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения, что существенно сокращает время простоя скважин. Адаптивные ГДИС с учетом дополнительной априорной информации позволяют

обрабатывать случайные недовосстановленные по разным техническим причинам КВД. Это существенно расширяет возможности традиционных методов, требующих проведения достаточно длительных исследований для получения радиального потока [8–11].

Использование адаптивных технологий с учетом априорной информации является особо актуальным при проведении ГДИ вертикальных и горизонтальных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными измерительными системами, включая скважины с трещиной гидроразрыва пласта, а также для залежей с трудно извлекаемыми запасами с низкопроницаемыми коллекторами, где поздний псевдоразрадный поток не наблюдается вообще, а ранний радиальный, билинейный и линейные потоки часто «скрыты».

Общей нерешенной проблемой интерпретации коротких недовосстановленных КВД, особенно в низкопроницаемых коллекторах, является задача учета влияния ствола скважины. Трудности решения данной задачи заключаются в том, что на начальный участок КВД оказывают влияние многие

факторы (приток жидкости в скважине после ее остановки, фазовые превращения, сегрегация газа и воды, отложения парафина в затрубном пространстве и т. д.), учесть которые не представляется возможным в силу проблемы выбора подходящей модели [3, 12–23].

Следует отметить, что разработанные аналитические модели пластовых систем и алгоритмы интерпретации ГДИС с учетом продолжающегося притока продукции в скважину после ее остановки обеспечивают более ранний выход на радиальный режим течения, но часто не дают удовлетворительного решения задачи обработки коротких недовосстановленных КВД (КВУ, КПД) [24–27]. Требуется иной адаптивный подход решения данной проблемы в условиях априорной неопределенности модели влияния ствола скважины, предложенный в работе [27] при интерпретации КВД газовых скважин.

В данной работе предлагаются и исследуются модели и алгоритмы адаптивной интерпретации нестационарных ГДИС нефтяных месторождений в условиях непараметрической априорной неопределенности модели, учитывающей влияние ствола скважины, заданной в виде некоторой однозначной функции с переменными, зависящими от времени параметрами. Необходимость использования непараметрического подхода заключается в том, что переменные параметры модели забойного давления, наряду с переменными параметрами модели влияния ствола скважины, являются неизвестными однозначными функциями времени.

Метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины

В основе метода адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины использована интегрированная система моделей забойного давления с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = f_a(t_n, f_c(a_n, t_n), b_n) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, \\ \bar{v}_{j,n} = v_{j,n} + \eta_n = f_{a,j}(t_n, a_n, b_n) + \eta_{j,n}, j = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (1)$$

где параметры $a_n = (a_j(t_n), j = \overline{1, m})$ в модели влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ и параметры $b_n = (b_k(t_n), k = \overline{1, p})$ – неизвестные однозначные функции; $\bar{P}_{3,n}, P_{3,n}$ – фактические и вычисленные на основе модели значения забойного давления, полученные в моменты времени $t_n \in [t_0, t_k]$; t_0, t_k – время начала и завершения исследований; $\bar{v}_{j,n}, v_{j,n}$ – известные и вычисленные на основе модели $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$ дополнительные априорные данные о параметрах нефтяного пласта; $\xi_n, \eta_{j,n}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п. Особенность (1) заключа-

ется в том, что переменные параметры a_n модели влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ являются неизвестными однозначными функциями времени и подлежат определению наряду с параметрами нефтяного пласта b_n и временем завершения исследований t_k .

Примером модели (1) являются интегрированная система моделей забойного давления неограниченного нефтяного пласта с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок о гидропроводности $\bar{\sigma}_n$ и пластового давления $\bar{p}_{пл}$ вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = \\ = P(t_0) + \frac{1}{4\pi\sigma_n} \int_{t_0}^{t_n} \frac{(q_0 - f_c(a_n, t_n))}{t_n - \tau} \times \\ \times \exp\left(-\frac{r_{н.пр}^2}{4\chi_n(t_n - \tau)}\right) \cdot d\tau + \xi_n, n = \overline{1, n_k} \\ \bar{\sigma}_n = \sigma_n + \eta_{1,n}, \bar{p}_{пл} = P_{3,n+\tau} + \eta_{2,n+\tau}, \tau > t_k, \end{cases} \quad (2)$$

где $f_c(a_n, t_n) \rightarrow 0$ при $t_n \rightarrow \infty$.

При $f_c(a_n, t_n) = q(t_n)$, где $q(t_n)$ – известные значения дебита притока жидкости в стволе скважины после ее остановки, модель (2) совпадает с интегрированной моделью забойного давления в системе «пласт–скважина» [12]. Более простой моделью нефтяного пласта с учетом влияния ствола скважины является система уравнений (2), где

$$P_{3,n} = (q_0 - f_c(a_n, t_n)) \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n} \lg \left(\frac{2,25\chi_n}{r_{н.пр}^2} t_n \right) \right). \quad (3)$$

Для интегрированной системы модели забойного давления (2), согласно методу адаптивной интерпретации с учетом дополнительной априорной информации [27–29], оптимальные оценки параметров $(a_n^*(\beta_n^*, h_n^*), b_n^*(\beta_n^*, h_n^*))$, вектора управляющих параметров β_n^* и параметра забывания h_n^* определяются путем решения оптимизационных задач:

$$\alpha_n^*(\beta_n, h_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n), \quad (4)$$

$$\beta_n^*, h_n^* = \arg \min_{\beta_n, h_n} J_0(u_n^*(\beta_n, h_n)), \quad (5)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума

x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(\alpha_n, h_n), J_{a,j}(\alpha_n, \beta_n, h_n), j = \overline{1, m})$

– комбинированный показатель качества, где

$$J_0(\alpha_n, h_n) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i})/h_n) \psi_0(\xi(\alpha_n)),$$

$$J_{a,j}(\alpha_n, \beta_{j,n}) = \beta_{j,n} \psi_{a,j}(\eta_{j,n}(\alpha_n)) \quad (6)$$

– частные критерии качества модели забойного давления $P_{3,n}$ (2) и моделей дополнительных априорных данных $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$; $w((t_n - t_{n-i})/h_n)$ – значения ве-

совой функции $w((t-\tau)/h_n)$ с параметром забывания h_n для обеспечения процесса адаптивной идентификации и интерпретации; $\psi_0, \psi_{a,j}$ – известные функции.

Результаты исследований метода адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации скважин нефтяного месторождения Тюменской области по кривой восстановления уровня приведены на рис. 1–5 и в табл. 2, 3.

На рис. 1, 2 для скважин № 1, № 2 приведены фактические значения динамических уровней (линия 1), расчетные значения забойного давления (линия 2), а также восстановленные с учетом влияния ствола скважины значения забойного давления (линия 3) и без учета (линия 4).

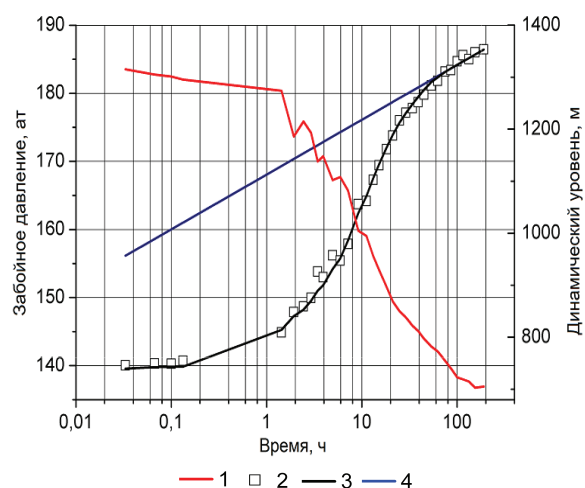


Рис. 1. Динамические уровни и забойные давления скважины № 1

Fig 1. Dynamic fluid level and bottom-hole pressures in well № 1

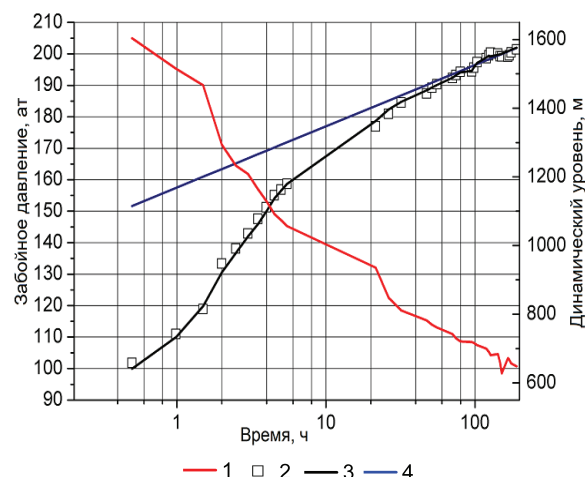


Рис. 2. Динамические уровни и забойные давления скважины № 2

Fig 2. Dynamic fluid level and bottom-hole pressures in well № 2

На рис. 3–5 для скважины № 1 приведены значения оценок гидропроводности, пластового давления и пьезопроводности, полученные с учетом влияния ствола скважины и без учета.

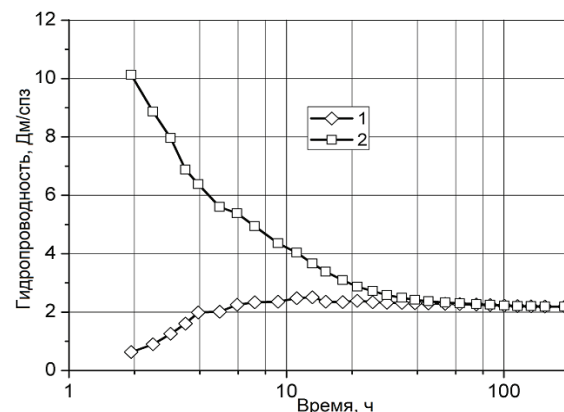


Рис. 3. Оценка гидропроводности пласта скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 3. Estimates of hydroconductivity in the reservoir of well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

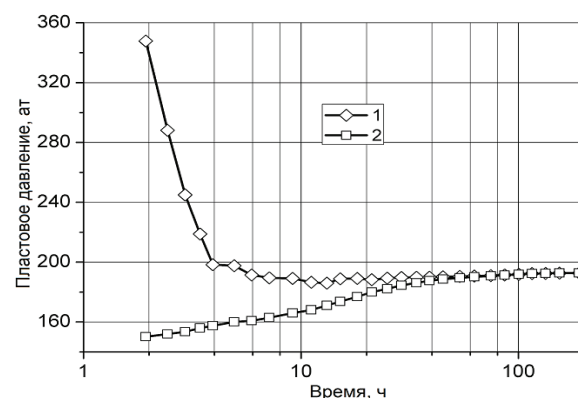


Рис. 4. Оценка пластового давления скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 4. Estimates of reservoir pressure in well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

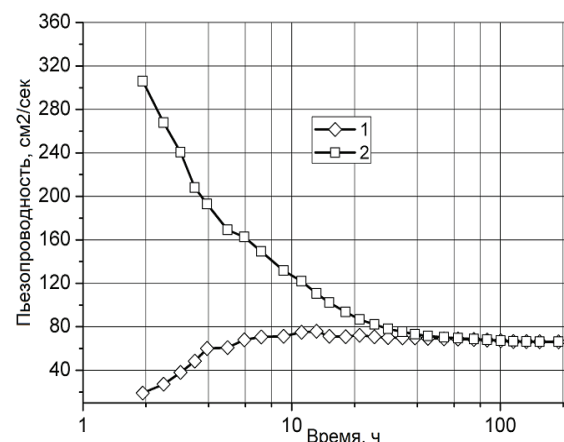


Рис. 5. Оценка пьезопроводности пласта скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 5. Estimates of reservoir piezoconductivity in well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

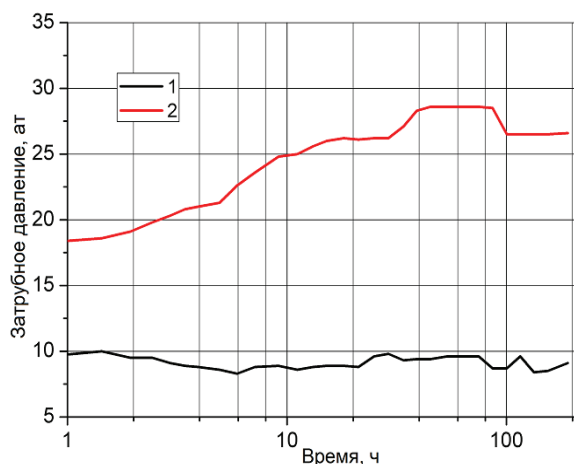


Рис. 6. Значения затрубного давления скважин № 1, 2 (линии 1, 2)

Fig. 6. Annulus pressure values of the wells 1, 2 (lines 1, 2)

В табл. 1 приведены используемые при интерпретации исходные данные и дополнительные априорные сведения для скважин № 1 и № 2.

Таблица 1. Исходные данные и дополнительные априорные сведения

Table 1. Initial data and additional a prior information

Исходные данные, дополнительные априорные сведения и экспертные оценки пласта и скважины Initial data, additional prior information and expert analysis of the reservoir and the well		Скважины Wells	
		1	2
Радиус, м Radius of (m)	контура питания скважины well external boundary	450	450
	скважины wellbore	0,108	0,108
Коэффициент сжимаемости нефти при пластовых условиях Compressibility of oil under reservoir conditions		$4,27 \cdot 10^{-5}$	$5,62 \cdot 10^{-5}$
Пористость Porosity		0,17	0,22
Эффективная мощность, м Effective power, m		5,2	9,5
Динамическая вязкость, спз Dynamic viscosity, cps		0,45	0,73
Дебит скважины до остановки, тыс. м ³ /сут Past producing life, thousand m ³ /day		7	161
Площадь затрубного пространства, см ² Area of a annulus, cm ²		95	95
Экспертная оценка Expert analysis of	гидропроводности пласта, Дм/спз reservoir hydroconductivity, Dm/cps	3	20
	пъезопроводности пласта, см ² /с reservoir piezoconductivity, cm ² /s	70	130
	пластового давления, ат reservoir pressure, at	195	210
	времени восстановления забойного давления, ч recovery time of bottom hole pressure, h	200	200

Приведенные на рис. 1, 2 значения забойного давления определялись по динамическому уровню скважины [24–26]

$$P_{з,n} = P(t_0) + \frac{\rho_{пл} g}{1 - \frac{f_3 h_{дт}}{q_0}} \Delta h_{д}(t), \quad (7)$$

а восстановленные значения забойного давления определялись по алгоритму

$$\hat{P}_{з,n} = P(t_0) + \frac{1}{4\pi\sigma_n^*} \int_{t_0}^{t_n} \frac{(q_0 - f_c(a_n, t_n))}{t_n - \tau} \times \exp\left(-\frac{\hat{r}_{н,нр}^2}{4\chi_n^*(t_n - \tau)}\right) d\tau, \quad (8)$$

где $\Delta h_{д}(t) = h_{д0} - h_{д}(t)$ – приращения динамического уровня от времени; $\rho_{пл}$ – плотность нефти (жидкости) в пласте; f_3 – площадь затрубного пространства;

q_0 – дебит скважины до остановки; $h_{дт} = \frac{d\Delta h_{д}}{dt}$ –

скорость подъема динамического уровня; $\sigma_n^* = 1 / [4\pi b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)]$, $\chi_n^* = 1 / [4\pi b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) h_i \mu (m\beta_{ж} + \beta_c)]$, $\hat{r}_{н,нр}^2 = 4\pi b_{2,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) \cdot \xi_n^*$. Оценки параметра $a_n^*(\beta_n^*, h_n^*)$ модели ствола скважины $f_c(a_n^*(\beta_n^*, h_n^*), t_n) = q_0 \exp(-a_n^*(\beta_n^*, h_n^*) \cdot t_n)$, параметров $b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)$, $b_{2,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)$, управляющих параметров $\beta_n^* = (\beta_{1,n}^*, \beta_{2,n}^*)$ и параметра забывания h_n^* получены путем решения оптимизационных задач (4), (5) методом деформированного многогранника [30] с использованием квадратичных показателей качества

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n) = \sum_{i=1}^{n-1} [\exp(-((t_n - t_{n-i}) / h_n) \cdot \xi_i^2(\alpha_n) + \beta_{1,n}(\bar{\sigma}_n - \sigma_n)^2 + \beta_{2,n}(\bar{p}_{пл} - P_{зn+\tau})^2)].$$

В табл. 2, 3 приведены оценки параметров нефтяного пласта гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления, полученные по результатам интерпретации скважин № 1 и № 2 за разное время проведения исследований с использованием метода адаптивной интерпретации с учетом и без учета влияния ствола скважины, программы

Saphir и метода адаптивной интерпретации с учетом дебита притока продукции в стволе скважины после ее остановки при $f_c(a_n, t_n) = q(t_n)$. Дебит притока продукции в скважине $q(t_n)$ рассчитывался с использованием забойного и затрубного давлений [3, 24], приведенных на рис. 1, 2 и 6.

$$q(t_n) = \frac{f_3 + f_i}{\rho g} \frac{d\Delta P_a}{dt_n} - \frac{f_3}{\rho g} \frac{d\Delta P_a}{dt_n} = f(h_{д}),$$

где f_3 – площадь кольцевого канала между обсадной колонной и НКТ; f_i – площадь проходного сечения НКТ, P_a , P_z – давление на забое, на устье затрубного пространства; ρ – плотность жидкости.

Оценки времени завершения исследований для приведенных в табл. 3, 4 методов t_k^* рассчитывались по алгоритму

$$\left| (\sigma_n^* - \sigma_{n-1}^*) / \sigma_n^* \right| \leq \varepsilon,$$

$$\left| (P_{пл,n}^* - P_{пл,(n-1)}^*) / P_{пл,n}^* \right| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, 3,$$

при $\varepsilon=0,05$, где σ_n^* , $P_{пл,n}^* = \hat{P}_{3,n}(t_n)$ – оценки гидропроводности и пластового давления (8) при $t_n=200$ часов.

Таблица 2. Результаты интерпретации скважины № 1

Table 2. Results of interpretation of the well № 1

Методы Techniques		Время исследований, ч Acquisition time, h	Гидропроводность, Дм/спз Hydroconductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см ² /с Piezoconductivity, cm ² /sec	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t_c , ч Completion time t_c , h
Saphir		5,93	-	-	-	-
		15,15	-	-	-	
		44,98	-	-	-	
		190,32	2,28	68,80	193,47	
Адаптивная интерпретация Adaptive interpretation	с учетом влияния ствола скважины considering wellbore storage	5,93	2,25	68,02	191,35	5,93
		15,15	2,36	71,26	188,86	
		44,98	2,30	69,38	190,19	
		190,32	2,19	66,17	192,64	
	без учета влияния ствола скважины without consideration for wellbore storage	5,93	5,38	162,65	160,88	44,98
		15,15	3,38	102,23	173,66	
		44,98	2,37	71,57	188,60	
		190,32	2,19	66,17	192,63	
	с учетом дебита притока продукции в скважине considering influx of well production	5,93	4,80	145,19	166,52	33,98
		15,15	3,20	96,65	175,65	
		44,98	2,34	70,65	189,25	
		190,32	2,19	66,05	192,73	

Из рис. 3–5 и табл. 2, 3 видно, что рассмотренный метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины позволяет без потери точности обрабатывать короткие кривые восстановления уровня, полученные в пределах 5–10 часов гидродинамических исследований, что повышает информативность гидродинамических исследований и существенно сокращает время простоя скважин.

Выводы

1. Для повышения информативности нестационарных гидродинамических исследований по кривой восстановления давления рассмотрен метод адаптивной интерпретации в условиях непараметрической априорной неопределенности модели влияния ствола скважины на основе интегрированной системы моделей забойного давления с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации.
2. Основой метода адаптивной интерпретации являются разработанные модели и алгоритмы

Таблица 3. Результаты интерпретации скважины № 2

Table 3. Results of interpretation of the well № 2

Методы Techniques		Время исследований, ч Acquisition time, h	Гидропроводность, Дм/спз Hydroconductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см ² /с Piezoconductivity, cm ² /sec	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t_c , ч Completion time t_c , h
Saphir		3,00	-	-	-	-
		51,57	-	-	-	-
		103,53	-	-	-	-
		170,32	22,12	123,3	206,21	-
Адаптивная интерпретация Adaptive interpretation	с учетом влияния ствола скважины considering wellbore storage	3,00	21,93	122,20	204,46	3,00
		51,57	21,19	122,95	203,24	
		103,53	21,05	117,32	208,90	
		170,32	20,70	115,35	210,95	
	без учета влияния ствола скважины without consideration for wellbore storage	3,00	40,15	223,74	150,33	51,57
		32,00	23,50	130,93	195,88	
		103,53	21,06	117,37	208,79	
		170,32	20,70	115,38	210,79	
	с учетом дебита притока продукции в скважине considering influx of well production	3,00	30,31	168,92	170,91	32,00
		32,00	22,73	126,65	199,78	
		103,53	21,01	117,10	209,12	
		170,32	20,61	114,85	211,50	

адаптивной идентификации, позволяющие восстанавливать забойные давления, включая их начальные участки, определять в зависимости от заданных показателей качества оптимальные оценки параметров нефтяных пластов и время завершения исследований в процессе их проведения.

3. На примере исследования двух вертикальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины и экспертных оценок гидропроводности и пластового давления позволяет обрабатывать короткие, в пределах 5–10 часов, кривые восстановления уровня, что повышает информативность гидродинамических исследований и существенно сокращает время простоя скважин. Факт существенного сокращения времени простоя скважин подтверждается рядом других гидродинамических исследований по кривым восстановления уровня, кривым восстановления давления нефтяных и газовых пластов. Достоверность полученных результатов подтверждается оценками параметров пласта, полученными с использованием программного комплекса Saphir.
4. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния

ствола скважины по кривой восстановления давления, кривой восстановления уровня, кривой падения давления могут быть использованы в системах оперативной обработки промы-

словых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно-измерительными системами без вмешательства оператора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
5. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. – М.: ООО «НЕДРА-Бизнесцентр», 2008. – 116 с.
6. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 2000. – 257 p.
7. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
8. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт-скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
9. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 5. – С. 20–25.
10. Сергеев В.Л., Гаврилов К.С. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // Доклады ТУСУР. – 2014. – № 2 (32). – Июнь. – С. 270–275.
11. Сергеев В.Л., Романова Е.В. Адаптивная система идентификации нефтяных пластов методом интегрированных моделей в условиях нормальной эксплуатации скважин // Научный вестник НГТУ. – 2014. – № 1 (54). – С. 27–33.
12. Glatfelter R.E., Tracy G.W., Wilsey L.E. Selecting wells which will respond to production-stimulation treatment // Oil & Gas Journal. – 1955. – V. 54. – № 3. – P. 126–131.
13. Tariq S.M., Ramey H.J. Drawdown behavior of a well with storage and skin effect communicating with layers of different radii and other characteristics // Society of Petroleum Engineers. – 1978. – № 7453. – P. 1–4.
14. Meunier D., Wittmann M.J., Stewart G. Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow // Society of Petroleum Engineers. – 1985. – № 11463. – P. 143–153.
15. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage // Society of Petroleum Engineers. – 1993. – № 21829. – P. 201–207.
16. Muskat M. The flow of compressible fluids through porous media and some problems in heat conduction // Journal of Applied Physics. – 1934. – V. 5. – № 3. – P. 71–94.
17. Muskat M. Use of data oil the build-up of bottom-hole pressures // Society of Petroleum Engineers. – 1937. – № 123. – P. 44–48.
18. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. – 1983. – V. 196. – № 6. – P. 95–106.
19. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore // The Petroleum Engineer. – 1953. – V. 25. – № 11. – P. 6–16.
20. Winterfeld P.H. Simulation of pressure buildup in a multiphase wellbore/reservoir system // Society of Petroleum Engineers. – 1989. – № 15534. – P. 247–252.
21. Fair Jr. Walter B. Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution // Society of Petroleum Engineers. – 1981. – № 008206. – P. 259–270.
22. Hurst W. Unsteady flow of fluids in oil reservoirs // Journal of Applied Physics. – 1934. – V. 5. – № 1. – P. 20–30.
23. Ramey H.J. Advances in practical well test analysis // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – № 44. – P. 650–659.
24. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
25. Оценка влияния послепритока на результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин / А.А. Ерофеев, В.А. Мордвинов, И.Н. Пономарев, В.В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 49–51.
26. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
27. Сергеев В.Л., Романова Е.В. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. С.111–117.
28. Сергеев В.Л., Наймушин А.Г., Нгуен Куинь Хуи. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 323. – № 1. – С. 177–183.
29. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2015. – № 8 (2). – P. 201–207.
30. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 02.09.2016 г.

Информация об авторах

Сергеев В.Л., доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ву К.Д., магистр кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276: 519.688

ADAPTIVE INTERPRETATION OF THE RESULTS OF HYDRODYNAMIC RESEARCH CONSIDERING A WELLBORE STORAGE

Viktor L. Sergeev¹,
SergeevVL@ignd.tpu.ru

Duc Q. Vu¹,
vuquangducv2@gmail.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to increase information values of the results of unsteady hydrodynamic studies of oil reservoirs. The base of the method proposed is the integrated system of pressure recovery curve in the system «reservoir–well» with the variables, time-dependent parameters. The system allows taking into account additional a priori information and wellbore storage.

The main aim of the study is to develop and analyze the models and algorithms of adaptive interpretation, which allows determining the parameters of oil reservoirs in the process of hydrodynamics researches in conditions of a priori uncertainty on the model of wellbore storage.

The methods used in the study are the theoretical and practical developments in unsteady hydrodynamic well testing, system analysis, system identification, optimization of functions and linear algebra. The problems were solved on the basis of field data of well exploration in oil deposits by the level recovery curve considering expert estimates of the reservoir filtration parameters (reservoir hydroconductivity, reservoir pressure). The paper introduces the results of comparative analysis of the traditional interpretation method in consideration of the influx of well production with interpretation considering wellbore storage as well as the interpretation of the results obtained while using the computer program Saphir.

Results. The authors developed the models and algorithms for adaptive identification and interpretation of hydrodynamics researches in conditions of a priori uncertainty on the model of wellbore storage, which allows determining the parameters of oil reservoirs (reservoir hydroconductivity, piezoconductivity and reservoir pressure), the time required to complete a research and taking into account additional a priori information. It is shown that the adaptive interpretation method allows processing (without loss of accuracy) short level recovery curves, obtained within 5–10 hours of hydrodynamic research, that reduces greatly the downtime.

Key words:

Interpretation, identification, adaptation, hydrodynamic well testing, pressure recovery curve, level recovery curve, a priori information, oil fields.

REFERENCES

1. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. Modern technologies in hydrodynamic studies of wells and their increasing role in development of hydrocarbon fields. *Neft'janoe khozyaystvo*, 2009, no. 1, pp. 52–55. In Rus.
2. Shagiev R.G. *Issledovanie skvazhin po KVD* [Investigation of wells by pressure recovery curve]. Moscow, Nauka Publ., 1998. 304 p.
3. Iktisanov V.A. *Opreделение filtratsionnykh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnykh sistem pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Determination of filtration reservoir characteristics and rheological properties of disperse systems in the development of oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2001. 212 p.
4. Kremenetskiy M.I. *Gidrodinamicheskie i promyslovo-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic and industrial-technological research of wells]. Moscow, MAKS Press, 2008. 476 p.
5. Vasilev Yu.N., Dubina N.I. *Matematicheskie osnovy obrabotki rezultatov gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Mathematical foundations of processing the results of gas dynamical studies of wells]. Moscow, NEDRA-Biznesstsentr Publ., 2008. 116 p.
6. Horne R.N. *Modern well test analysis. A computer-aided approach*. Palo Alto, California, Petroway, inc., 2000. 257 p.
7. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *Society of Petroleum Engineers*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
8. Gavrillov K.S., Sergeev V.L. Adaptive interpretation of transient well test in the «layer–well» system by the method of integrated models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75. In Rus.
9. Romanova E.V., Sergeev V.L. Adaptive interpretation of pressure recovery curve of horizontal wells with flow diagnostics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 5, pp. 20–25. In Rus.
10. Gavrillov K.S., Sergeev V.L. Adaptive identification and interpretation of unsteady gasdynamic studies of wells and gas condensate fields. *Doklady TUSUR*, 2014, June, no. 2 (32), pp. 270–275. In Rus.
11. Sergeev V.L., Romanova E.V. Adaptive identification of oil reservoirs by integrated models under normal operating conditions of wells. *Nauchny vestnik NGTU*, 2014, no. 1 (54), pp. 27–33. In Rus.
12. Glatfelter R.E., Tracy G.W., Wilsey L.E. Selecting wells which will respond to production-stimulation treatment. *Oil & Gas Journal*, 1955, vol. 54, no. 3, pp. 126–131.
13. Tariq S.M., Ramey H.J. Drawdown behavior of a well with storage and skin effect communicating with layers of different radii and other characteristics. *Society of Petroleum Engineers*, 1978, no. 7453, pp. 1–4.
14. Meunier D., Wittmann M.J., Stewart G. Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow. *Society of Petroleum Engineers*, 1985, no. 11463, pp. 143–153.
15. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, no. 21829, pp. 201–207.
16. Muskat M. The flow of compressible fluids through porous media and some problems in heat conduction. *Journal of Applied Physics*, 1934, vol. 5, no. 3, pp. 71–94.
17. Muskat M. Use of data oil the build-up of bottom-hole pressures. *Society of Petroleum Engineers*, 1937, no. 123, pp. 44–48.

18. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil*, 1983, pp. 95–106.
19. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore. *The Petroleum Engineer*, 1953, vol. 25, no. 11, pp. 6–16.
20. Winterfeld P.H. Simulation of pressure buildup in a multiphase wellbore/reservoir system. *Society of Petroleum Engineers*, 1989, no. 15534, pp. 247–252.
21. Fair Jr. Walter B. Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution. *Society of Petroleum Engineers*, 1981, no. 008206, pp. 259–270.
22. Hurst W. Unsteady flow of fluids in oil reservoirs. *Journal of Applied Physics*, 1934, vol. 5, no. 1, pp 20–30.
23. Ramey H.J. Advances in practical well test analysis. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, no. 44, pp. 650–659.
24. Khisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezultatov izmereniy* [Hydrodynamic studies of wells and methods of processing the results of measurements]. Moscow, VNIIOENG, 2000. 228 p.
25. Erofeev A.A., Mordvinov V.A., Ponomarev I.N., Poplygin V.V. Assessing the impact of post-influx on the results of interpretation of well test data. *Neftyanoe hozyaystvo*, 2013, no. 4, pp. 49–51. In Rus.
26. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnyanykh i gazovykh zalezhey* [Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Moscow; Izhevsk, Institute of computer research Press, 2012. 896 p.
27. Sergeev V.L., Romanova E.V. Adaptive interpretation of gas-dynamic research of wells identifying the initial area of a pressure recovery curve. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 111–117. In Rus.
28. Sergeev V.L., Naymushin A.G., Nguen Kuin Xui. Adaptive identification of evolutionary processes of oil and gas production based on integrated systems of phenomenological models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 323, no. 1, pp. 177–183. In Rus.
29. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics. *Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics*, 2015, no. 8 (2), pp. 201–207.
30. Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Vyshaya shkola Publ., 2002. 544 p.

Received: 2 September 2016.

Information about the authors

Viktor L. Sergeev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Duc Q. Vu, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 550.849, 550.838.3, 550.835.23, 553.98

ОПЫТ НАЗЕМНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ И МАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ

Соболев Игорь Станиславович¹,
geolsob@yandex.ru

Орехов Александр Николаевич¹,
orekhovan@mail.tomsknet.ru

Бредихин Николай Петрович¹,
bnp1991@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследований обусловлена слабой изученностью вопроса возможности применения наземных геохимических и геофизических (несейсмических) методов при поисках залежей углеводородов в породах черносланцевой формации. Подобными отложениями с высоким ресурсным потенциалом нефтеносности в Западной Сибири являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты. По особенностям своей локализации автохтонные скопления нефти имеют ряд существенных отличий от традиционных месторождений нефти и газа, а устоявшиеся модели эпигенетического формирования аномальных геополей являются не совсем уместными для интерпретации данных геохимических и геофизических съемок в подобных геологических условиях. Поэтому возникает необходимость оценки поисковой информативности этих методов для выявления нефтегазоносных объектов сланцевого типа. В статье представлены результаты проведенной геохимической, а также наземных высокоточных радиогеохимической и магнитной съёмок на юге Западной Сибири.

Цель работы: изучение особенностей структуры приповерхностных углеводородного геохимического, радиогеохимического и магнитного полей, а также их трансформант на месторождении нефти в баженовской свите.

Методы исследования: наземные высокоточные полевые методы измерения магнитного и радиогеохимического полей, лабораторные испытания проб на содержание ряда углеводородных компонентов, статистическая обработка данных, включающая методы фильтрации и относительных параметров на месторождении сланцевой нефти на юге Западной Сибири.

Результаты. Проведена оценка взаимосвязи количественных и качественных характеристик проанализированных геополей с особенностями структурно-тектонического строения территории и ее нефтеносностью с помощью: показателей остаточного магнитного поля, дисперсии и градиента магнитного поля; дисперсии радиогеохимических показателей; анализа изменения значений углеводородных индикаторных отношений.

Ключевые слова:

Геохимия, магниторазведка, литохимические пробы, углеводородные залежи, баженовская свита, сланцевая нефть.

Введение

Наземная геохимическая съемка, в различных вариантах ее проведения и спектра анализируемых компонентов, является устоявшимся методом поисков залежей нефти и газа. Однако теоретическая и методологическая основа применения геохимических методов разрабатывалась для поисков традиционных скоплений углеводородов. До настоящего времени вопрос возможности и целесообразности использования геохимического картирования при выявлении автохтонных нефтегазовых месторождений в слабопроницаемых нефтематеринских отложениях практически не изучен. В целом процесс поисков и разведки трудно извлекаемых залежей углеводородов оказался заметно сложнее, чем для находящихся в привычных коллекторах. До сих пор дискуссионными остаются предлагаемые поисковые геолого-геофизические модели нефтегазовых объектов, локализованных в породах черносланцевой формации. Неоднозначно трактуется роль различных геологических факторов в возникновении емкостного пространства. Эти обстоятельства определяют сравнительно низ-

кую эффективность геолого-разведочных работ при изучении таких объектов. При этом геохимическим методам преимущественно отводится роль изучения содержания и состава органического вещества, а также оценки степени реализации нефте- и газогенерационного потенциала нефтематеринских пород по материалу керна скважин [1].

Существующие модели формирования геохимических и геофизических (несейсмических) аномалий над залежами углеводородов базируются на представлениях о субвертикальной миграции углеводородных и сопутствующих компонентов с уровня продуктивных горизонтов к дневной поверхности. Источником вещества для массопереноса является углеводородное скопление, ограниченное водоуглеводородным контактом. Залежь заключена в ловушку, включающую проницаемый пористый горизонт, перекрытый флюидоупором, а облик приповерхностных геохимических аномалий зависит от морфогенотипа ловушки [2–5].

Использование этих моделей при наземных геохимических поисках залежей нефти сланцевого типа, по всей видимости, некорректно, так как они

отличаются от традиционных скоплений углеводородов рядом важных особенностей. Резервуар представляет собой трещинный коллектор в изолированной системе в литологических ловушках неструктурного типа, глинисто-карбонатные отложения – одновременно нефтематеринская толща, коллектор и флюидоупор. Нефтегенерирующие горизонты гидроизолированы и находятся в термобарических условиях главной фазы нефтеобразования. Характерны сверхвысокие пластовые и поровые давления и температуры, плотностная неоднородность пород.

Существует несколько основных точек зрения на формирование емкостного пространства. В качестве возможных причин рассматриваются: авто-нефтеразрыв, обусловленный процессами нефтегенерации [6–10]; особенности литологического состава [11–13]; влияние пликативной и разрывной тектоники, а также связанных с ней наложенных гидротермально-метасоматических изменений [14, 15]; сочетание тектоногенных, седиментогенных и диагенетических процессов [16–18].

Возникает вопрос о принципиальной возможности использования наземных геохимических исследований для выявления углеводородных залежей в отложениях нефтематеринских формаций. Возможно, отчасти некоторые ответы дадут обсуждаемые в статье результаты комплексной съемки на территории, где установлена продуктивность баженовского горизонта.

Краткая геолого-геофизическая характеристика площади исследований

Наземные углеводородные геохимические, магнитометрические и гамма-спектрометрические исследования проводились в пределах одного из лицензионных участков, расположенного на юге Западной Сибири.

По данным сейсморазведки МОВ (метод отраженных волн), в середине 1960-х годов на территории участка выявлена антиклиналь, которая является структурой III порядка. В начале 1980-х годов строение положительной структуры было уточнено небольшим объемом сейсморазведочных работ МОГТ (метод общей глубинной точки) (рис. 1).

В границах складки пробурено несколько поисковых скважин, вскрывающих осадочный чехол на всю мощность и палеозойский фундамент на глубину до 34 м.

В геологическом строении осадочного чехла принимают участие породы мезозойского возраста, включающие отложения юрского и мелового периодов. Мезозойская толща перекрыта осадочными образованиями кайнозоя палеогенового, неогенового и четвертичного возраста.

Поисковое бурение осуществлялось в два этапа. В середине 1960-х годов были пройдены три скважины, только в одной при испытании верхнеюрских отложений выявлено нефтепроявление, но его приуроченность к определенному интервалу

установить не удалось. Следует отметить, что на тот момент времени битуминозные аргиллиты баженовской свиты как потенциальный объект для добычи углеводородов не рассматривался.

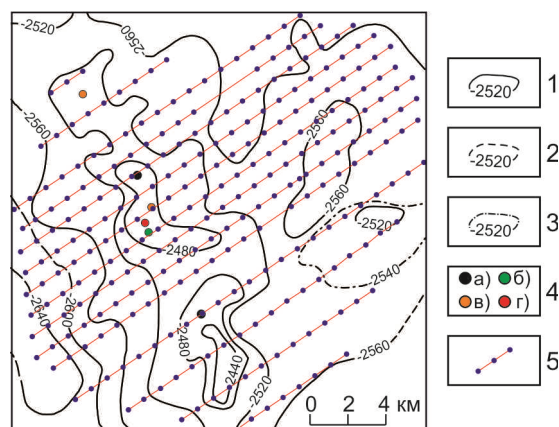


Рис. 1. Схематическая структурная карта по отражающему горизонту IIa (по Н.М. Никифоровой, 1984): изогипсы подошвы баженовской свиты, м: 1) достоверные; 2) предполагаемые; 3) полуизогипсы; 4) скважины: а) без признаков нефти; б) пленки нефти в верхней юре; в) признаки нефти в ядре баженовской свиты; г) промышленный приток в баженовской свите; 5) профили магнитных и гамма-спектрометрических измерений, точки геохимического опробования

Fig. 1. Schematic structural map of the reflecting horizon IIa (according to N.M. Nikiforova, 1984): isohypses of the Bazhenov Formation sole, meters: 1) reliable; 2) anticipated; 3) semiisohypses; 4) wells: a) no signs of oil; б) oil films in Upper Jurassic; в) signs of oil in the core of the Bazhenov Formation; г) commercial flow in the Bazhenov Formation; 5) profiles of magnetic and gamma spectrometric measurements, geochemical sampling points

После получения промышленных притоков нефти из баженовского горизонта на Салымском месторождении было сделано предположение, что и на данном участке возможна продуктивность этих отложений. Бурение было продолжено в начале 1980-х годов и включало комплекс мероприятий, направленных на изучение нефтеносности баженовской толщи. В результате в двух скважинах в баженовской свите были отмечены пленки нефти и признаки нефтенасыщения по керну, в одной скважине получен промышленный приток нефти.

Методика выполнения работ

Комплексные наземные исследования проводились по сети профилей с расстоянием между ними 1–2 км (рис. 1).

Магнитная съемка осуществлялась с шагом измерений 25 м протонными магнитометрами «МИНИМАГ» с обязательным измерением вариаций. Гамма-спектрометрические измерения концентраций ^{40}K , $e\text{U}$ (^{226}Ra), ^{232}Th проводились по профилям через 200 м полевыми гамма-спектрометрами РКП-305. Пробы грунта извлекались из скважин с глубины 1,5–2,5 м. Шаг опробования –

1 км. Образцы дегазировались термовакuumным способом. Определение в газовой смеси содержания метана и его гомологов (C_1-C_7), а также бензола осуществлялось методом газовой хроматографии с предварительным концентрированием в Центре аналитических исследований ФГУП СНИИГГиМС (г. Новосибирск).

Обработка магнитометрической информации включала получение информативных трансформант посредством фильтрации данных, вычисления остаточных составляющих, оценки градиента изменения магнитного поля. Параметр, направленный на картирование микромагнитных аномалий, рассчитывался как разница между дисперсиями разностных компонент, полученных путем вычитания из исходных данных высокочастотной и низкочастотной составляющей магнитного поля соответственно [19].

Анализ результатов гамма-спектрометрических измерений заключался в оценке состояния корреляционных связей между естественными радиоактивными элементами (ЕРЭ), индикаторных отношений между ними, а также дисперсии остаточных составляющих полей концентрации калия и урана [20].

При обработке геохимической информации осуществлялся расчет коэффициентов концентраций углеводородных газов по выборкам, сформированным по признаку литологического состава проб. Для интерпретации углеводородных характеристик геохимического поля использовались показатели, направленные на оценку эпигенетичности газов и выявления эффектов дифференциации углеводородных соединений в миграционном потоке за счет диффузионных, сорбционно-хроматографических, распределительно-хроматографических и термобарических процессов [21–25]. В частности, анализировалось пространственное изменение значений отношений: алканов и алкенов; газообразных и парообразных гомологов метана; изомерных и нормальных форм бутана и пентана; бензола к сумме гексана и гептана. В случаях присутствия резко выделяющихся «ураганных» значений индикаторных показателей с целью улучшения визуального восприятия структуры геохимического поля в диапазонах средних и низких значений отношения рассчитывались по формуле [26]

$$\frac{a^*}{b} = \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}},$$

где a , b – концентрация одного и другого компонента (например, алканов и алкенов).

Обсуждение результатов

Особенности магнитного поля указывают на гетерогенное строение палеозойского фундамента участка исследований (рис. 2, а). Линейные границы между сегментами доюрского основания указывают на их тектонический характер. По всей видимости, они разделяют приподнятые жесткие

участки и депрессионные структурные элементы. Наличие приподнятых блоков и отрицательных структур повлияло на дальнейшее развитие мезозойско-кайнозойской осадочной толщи. Известно, что морфоструктуры чехла Западно-Сибирской плиты отчетливо наследуют тектонические элементы герцинской системы фундамента. Области пониженного магнитного поля интерпретируются как интрузивы кислого состава, послужившие основанием для формирования антиклинальных складок и перегибов. Не вызывает сомнения приуроченность к блокам с подобной характеристикой магнитного поля большей части антиклинали, а также «структурного носа», намечающегося в юго-западной части участка (рис. 1). Исходя из этого, предполагается более сложная морфология юрских горизонтов, чем это представляется по имеющимся структурным построениям. Помимо тектонических контактов блоков фундамента по магнитным данным в палеозойских консолидированных отложениях картируется система разрывных нарушений более низкого порядка, в основном северо-западного и реже северо-восточного простирания (рис. 2, б и в).

С точки зрения тектонических факторов, влияющих на емкостные свойства нефтематеринских пород, участок характеризуется сочетанием группы благоприятных признаков. Уже отмечалась положительная роль пликативной и дизъюнктивной тектоники в формировании трещинных и трещино-кавернозных коллекторов как для североамериканский, так и для западносибирских объектов сланцевой нефти. Это подтверждается физическим моделированием роста антиклинальных складок, создающего пластические напряжения, приводящие к возникновению в хрупких породах трещин различного направления [14, 27]. В зонах влияния глубинных долгоживущих тектонических разломов происходит улучшение коллекторских свойств баженовского горизонта за счет выщелачивания минералов под воздействием флюидов в периоды тектоногидротермальной активизации [14]. Следы гидротермальной деятельности в виде наложенной эпигенетической минерализации, в том числе и в баженовской свите, устанавливались неоднократно и достаточно хорошо изучены [14, 28]. Кроме того, с позиции флюйнодинамических представлений о формировании залежей нефти и газа подобные глубинные структуры характеризуются повышенным тепловым потоком и микросейсмичностью. Наличие этих особенностей способствует более быстрому созреванию рассеянного органического вещества и интенсификации процессов генерации углеводородов.

Существование глубинных проницаемых структур фиксируется в радиогеохимическом поле. На это указывает ортогональная система линейных неоднородностей пониженных корреляционных взаимосвязей между калием и торием (рис. 3, а). Согласно результатам исследований

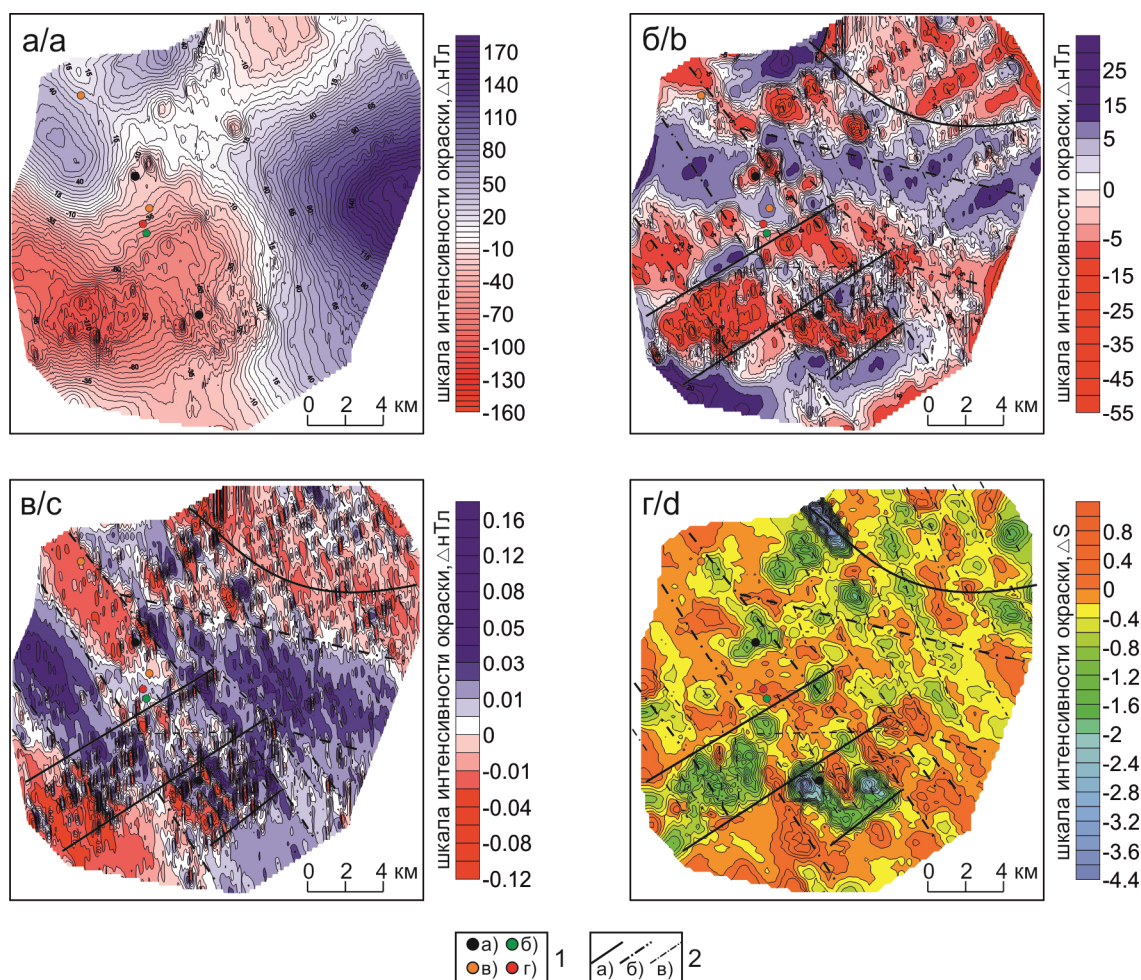


Рис. 2. Планы изолиний наблюдаемых значений (а), остаточных значений (б), полного градиента (в) и разностного дисперсионного параметра (г) приращения полного вектора индукции магнитного поля: 1) скважины: а) без признаков нефти; б) пленки нефти в верхней юре; в) признаки нефти в ядре баженовской свиты; г) промышленный приток в баженовской свите; 2) элементы тектонического строения по данным магнитометрии: а) тектонические границы блоков фундамента; б) основные разрывные нарушения; в) прочие разрывные нарушения

Fig. 2. Plans of isolines of the observed values (a), the residual values (b), the full gradient (c) and the differential dispersion parameter (d) of increment of the magnetic field total vector: 1) wells: a) no signs of oil; б) oil films in Upper Jurassic; в) signs of oil in the core of the Bazhenov Formation; г) commercial flow in the Bazhenov Formation; 2) the elements of the tectonic structure by the magnetometry data: a) the tectonic boundaries of the basement blocks; б) the main faults; в) other faults

Н.Г. Лященко [29], в строении области аномально низких корреляционных взаимосвязей ЕРЭ торий-калиевый корреляционный ореол часто локализован и слагает ядерную часть. В генетическом смысле его можно связать с подстилающим энергогенерирующим глубинным очагом. Продуктивная скважина участка находится поблизости от узла пересечения субмеридиональной и субширотной зон низкой корреляции этих двух радиоэлементов. Эпигенетическое влияние глубинных структур с активным массопереносом вещества также проявляется повышенной дисперсией разностных компонент полей концентрации калия и урана (рис. 3, б и в).

В торий-урановом отношении участок разделяется на западную с повышенными и восточную с пониженными значениями показателя части (рис. 3, г). Для залежей углеводородов традицион-

ного типа характерно возникновение ореолов высокого Th/eU в области преимущественно диффузионной миграции углеводорода сквозь слабопроницаемые породы покровы и более локальных аномалий низкого Th/eU над участками фильтрации по зонами повышенной проницаемости, пространственно сопряженных с водоуглеводородными контактами [20]. Применительно к прогнозу нефтеносности баженовской свиты, дифференциацию территории на две части на карте Th/eU, на наш взгляд, можно интерпретировать с позиции интенсивности генерации углеводородов и флюидоупорных свойств осадочного чехла. Известно об изучении возможности использования радиогеохимических методов для картирования зон влияния разрывных нарушений в аспекте поисков сланцевого газа в США [30]. Однако чрезмерно вы-

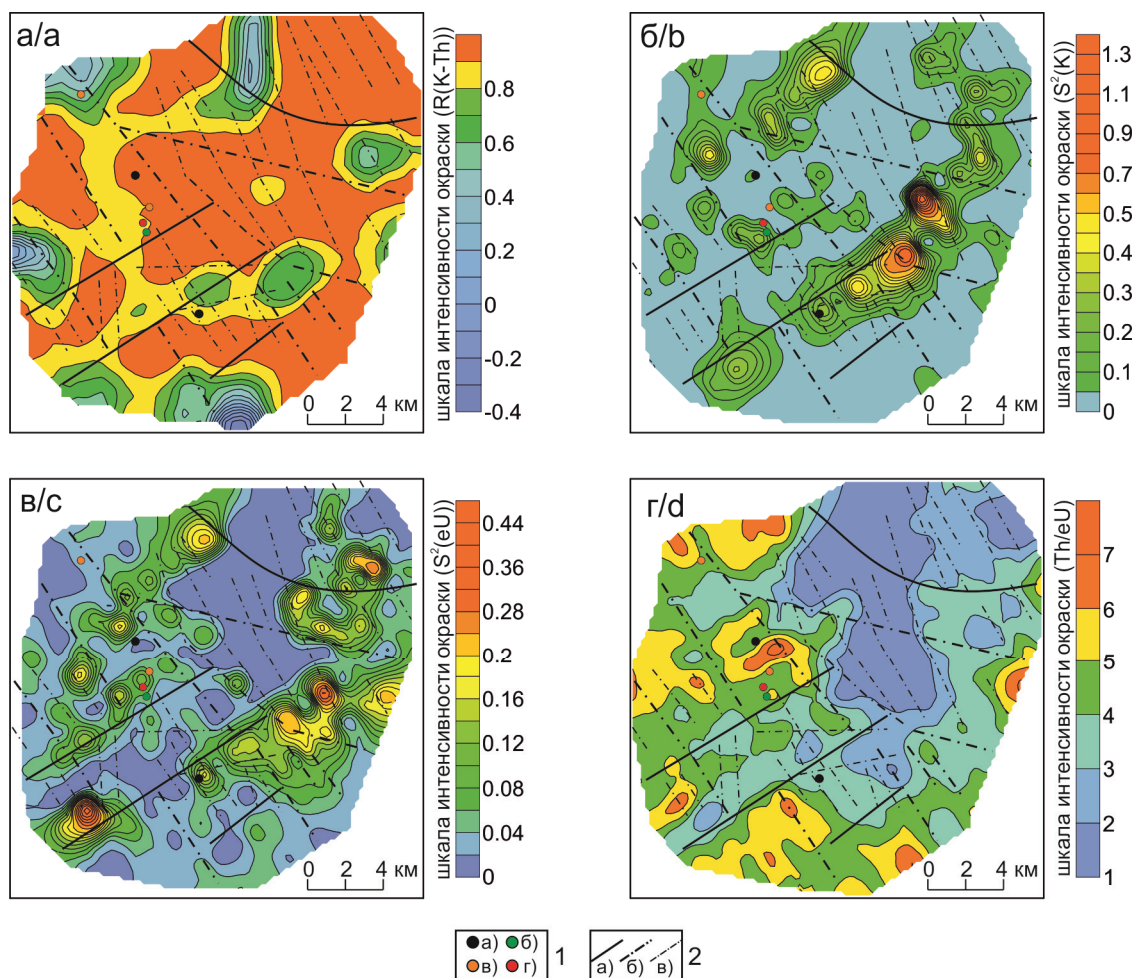


Рис. 3. Планы изолиний ранговой корреляции калия и тория (а), дисперсии остаточных значений содержания калия (б) и урана (в), торий-уранового отношения (г). Условные обозначения см. на рис. 2

Fig. 3. Plans of isolines of rank correlation of potassium and thorium (a), the dispersion of residual values of potassium (b) and uranium (c) content, the thorium–uranium ratio (d): the symbols are the same as in Fig. 2

сокая проницаемость тектонических зон может способствовать активной миграции нефти из нефтематеринских пород либо разрушению скоплений под воздействием межпластовых водных перетоков. Поэтому видится наиболее благоприятным сочетание признаков наличия и близости разрывных нарушений при повышенном торий-урановом отношении радиогеохимического поля.

Разная интенсивность дегазации разреза западной и восточной частей участка хорошо подтверждается в особенностях поля микромагнитных аномалий (рис. 2, з). На востоке наблюдается большая плотность линейных зон, главным образом северо-западного простирания, обладающих более высокой дисперсией остаточного поля в диапазоне низких частот магнитного поля (отрицательные значения показателя). Это указывает на глубокое проникновение каналов миграции, образуемых разрывными нарушениями, в осадочном чехле и, как следствие, его низкие флюидоупорные свойства. Для западной половины территории харак-

терно наличие блоков, особенно в северо-западном секторе, где магнитное поле соответствует представлениям о формировании магнитных эпигенетических эффектов в верхней части разреза, то есть над скоплениями углеводородов [31].

Особенности структурно-тектонического строения участка во многом определили облик углеводородного геохимического поля. На большую роль в массопереносе вещества каналов тектонического генезиса указывает линейный характер большинства аномалий высоких значений алкан-алкенового отношения (рис. 4, а) и их пространственное совпадение с тектоническими границами фундамента, прогнозируемые по данным магнитной съемки (рис. 2, б и в). Несмотря на повсеместное присутствие геохимических признаков эпигенетической миграции с доминированием процессов фильтрации, в западной части площади исследований отчетливо проявляются признаки диффузионной дифференциации углеводородных компонентов. Это выражается в увеличении доли в припо-

верхностном горизонте газов по отношению к паробразным соединениям (рис. 3, б). Соответственно, здесь можно предполагать более высокую защищенность потенциальных нефтеносных горизонтов от факторов, способствующих деградации залежей углеводородов. Подтверждением данному выводу являются особенности соотношений концентраций изомерных и нормальных форм гомологов метана. В структуре полей $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ и $i\text{-C}_5\text{H}_{12}/n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ в восточной половине и на юге участка доминируют высокие значения этих показателей при относительном снижении в северо-за-

падном секторе (рис. 3, в и г). По всей видимости, это связано с реализацией на северо-западе территории эффекта молекулярных сит с предпочтительной миграцией сквозь слабопроницаемые отложения n -алканов по сравнению с разветвленными [21].

Отношение концентраций бензола к сумме гексана и гептана в генетическо-смысловом аспекте рассматривается нами как аналог бензол-толуолового отношения, являющийся информативным индикатором при поисках нефти и локальном прогнозе контуров нефтеносности в Западно-Си-

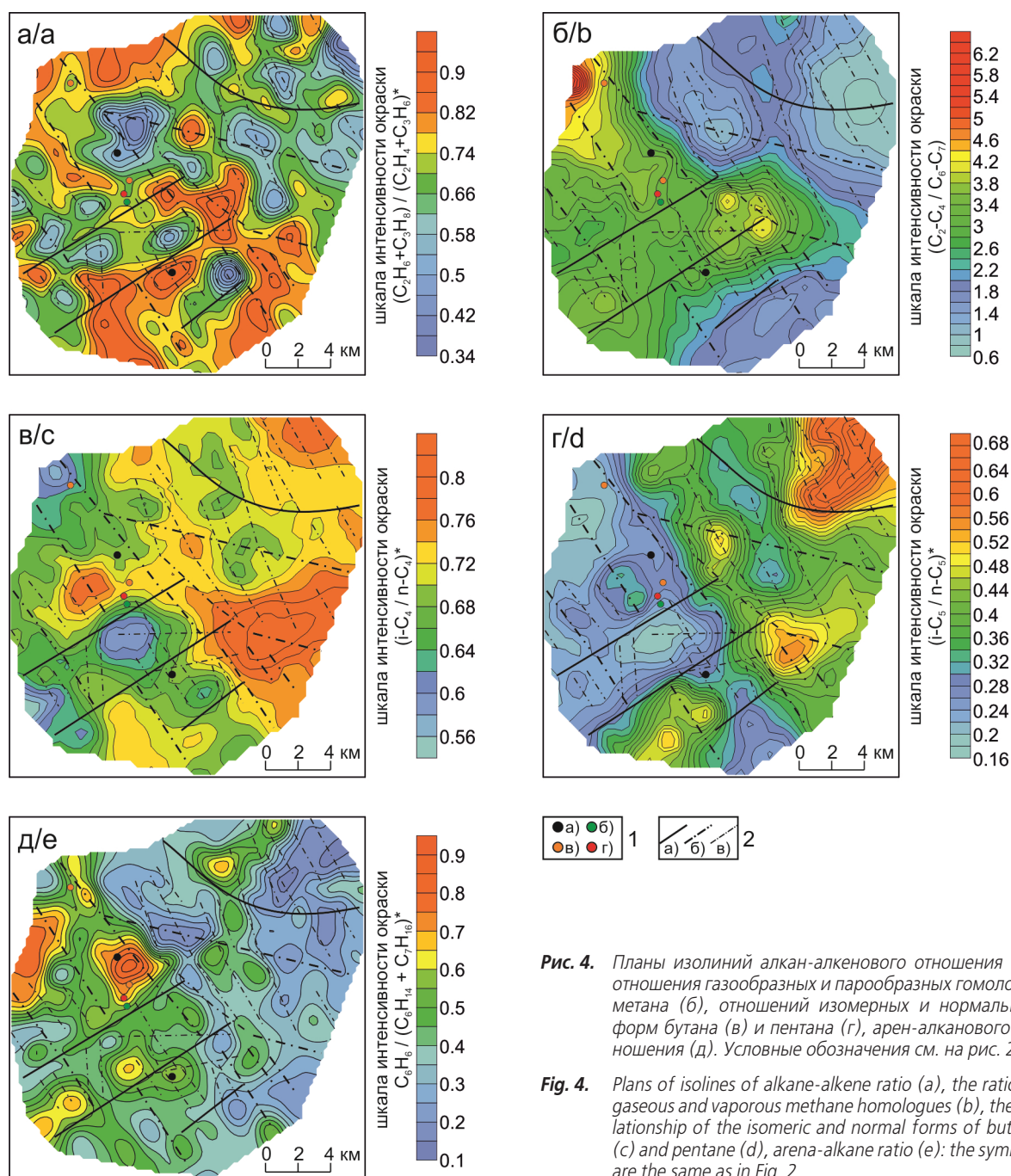


Рис. 4. Планы изолиний алкан-алкенового отношения (а), отношения газообразных и парообразных гомологов метана (б), отношений изомерных и нормальных форм бутана (в) и пентана (г), арена-алканового отношения (д). Условные обозначения см. на рис. 2

Fig. 4. Plans of isolines of alkane-alkene ratio (a), the ratio of gaseous and vaporous methane homologues (b), the relationship of the isomeric and normal forms of butane (c) and pentane (d), arena-alkane ratio (e): the symbols are the same as in Fig. 2

бирской нефтегазоносной провинции [26]. Его применение основывается на проявлении сорбционно-хроматографического и распределительно-хроматографического разделения жидких углеводородов при миграции за счет существенных различий между молекулярными массами бензола и данных гомологов метана, а также их растворимостью. Учитывая, что для западносибирской нефти типично высокое содержание бензола, рост арен-алканового отношения будет характерен для областей локализации нефтяных скоплений на участках с хорошими флюидоупорными свойствами разреза. С этой точки зрения признаками нефтеносности обладает северо-запад площади съемки, где при общем повышенном фоне значений этого показателя выявлено несколько положительных аномалий (рис. 3, д).

В статье сознательно не обсуждались возможности локального прогноза контуров нефтеносности из-за недостаточной детальности исследований. К тому же в скважинах, пробуренных в 1960-х годах нефтеносность баженовского горизонта не изучалась, поэтому вызывает сомнение их отнесение к разряду «без признаков нефтеносности». Тем не менее обращает внимание положение продуктивной скважины возле места сочленения линейных ослабленных структур субмеридионального и субширотного направлений. К узлу сопряжения дизъюнктивов тяготеет аномалия высокого арен-алканового отношения. При этом прогнозируемое разрывное нарушение субширотного простирания в углеводородном геохимическом поле слабо проявлено единичными аномалиями невысокой контрастности. Это позволяет говорить о сравнительно невысокой проницаемости данной геологической неоднородности, что характерно в целом для северо-западного сектора участка. В противоположность скважинам с признаками нефтеносно-

сти непродуктивные скважины находятся в магнитном поле с признаками активной глубинной миграции.

Заключение

Особенностью данной территории является значительное распространение проницаемых структур, наследующих элементы разрывной тектоники палеозойского фундамента. Их эпигенетическое влияние находит свое отражение в особенностях углеводородного геохимического, магнитного и радиогеохимического полей. Поисковые показатели, используемые для выявления традиционных скоплений углеводородов, применимы и для залежей нефти в отложениях баженовской свиты. Они позволяют картировать разрывные нарушения глубинного заложения, которые могут благоприятно сказываться на появлении в битуминозных аргиллитах трещинного и трещинно-кавернозного пространства, выявлять области современной генерации углеводородных компонентов в сочетании с участками низкой проницаемости разреза. Совокупность этих признаков не противоречит современным представлениям об особенностях локализации нефти в объектах сланцевого типа. Учитывая, что важную роль в продуктивности баженовского горизонта, по всей видимости, играют сравнительно узкие геологические структуры линейного характера, масштаб съемки должен быть не мельче чем 1:25000. Видится целесообразным включение в комплекс исследований методов, направленных на выявление глубинных структур повышенной проницаемости. В частности, анализ таких газов, как гелий и радон, которые являются весьма информативными показателями для расшифровки блокового строения при поисках традиционных залежей нефти и газа [30, 32–34].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оценка запасов «сланцевой нефти» по геохимическим параметрам / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, И.Л. Пайзанская // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
2. Davidson M.J. Toward a general theory of vertical migration // Oil & Gas Journal. – 1982. – V. 80. – № 25. – P. 288–299.
3. Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments / Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams // Hydrocarbon migration and its near surface expression. The American Association of Petroleum Geologists Memoir. – 1996. – V. 66. – P. 71–89.
4. Saunders D.F., Burson K.R., Tompson C.K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1999. – V. 83. – № 1. – P. 170–185.
5. Боровиков В.Н. Системный базис парагенезиса геополей продуктивного и надпродуктивного комплексов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 6. – С. 33–42.
6. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
7. Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С. О механизме образования коллектора в отложениях баженовской свиты // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: научные труды. – М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 48–57.
8. Berg R.R., Gangi A.F. Primary migration by oil-generation microfracturing in low permeability source rocks: Application to the Austin Chalk, Texas // AAPG Bulletin. – 1999. – V. 83. – № 5. – P. 727–756.
9. Pitman J.K., Price L.C., LeFever J.A. Diagenesis and fracture development in the Bakken Formation, Williston Basin: Implications for reservoir quality in the middle member. – U.S. Geological Survey Professional Paper 1653. – Denver, 2001. – 19 p. URL: <http://pubs.usgs.gov/pp/p1653/p1653.pdf> (дата обращения: 15.06.2016).
10. Specific features of Bazhenov suite sediments in south-eastern Nurolsk sedimentary basin (Tomsk Oblast) / N. Nedolivko, T. Perevertailo, L. Cunyi, R. Abramova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – Tomsk: IOP Publ., 2015. – V. 27. – № 1. – P. 012014.
11. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / под ред. Т.В. Дорофеевой – Л.: Недра, 1983. – 132 с.

12. Прищепова О.М., Аверьянова О.Ю. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf (дата обращения: 18.06.2016).
13. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 // ROGTEC Magazine. – 2013. – № 35. – С. 14–27.
14. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58–71.
15. The Bakken Formation – an integrated geologic approach to horizontal drilling / J. Carlisle, L. Dryff, M. Fryt, J. Artindale, H. Von Der Dick / Eds. J.E. Schmoker, E. Coalson, C. Brown // Geologic studies relevant to horizontal drilling: Examples from western North America: Rocky Mountain Association of Geologists. – Colorado: RMAG, 1992. – P. 215–226.
16. Боркун Ф.Я., Цимбалюк Ю.А. Геолого-геофизические поисковые критерии залежей нефти в баженовской и абалакской свитах Западной Сибири // Tyumen 2009-EAGE International Conference and Exhibition. – 2009. DOI: 10.3997/2214-4609.201405310.
17. Easley E.J. A fracture and texture analysis of the Bakken Formation, Montana: PhD thesis. – Montana, 2014. – 178 p.
18. Sonnenberg S.A. The upper Bakken shale resource play, Williston Basin // American Association of Petroleum Geologists: Proc. of the 2nd Unconventional Resources Technology Conference. – Cleveland, 2014. – P. 25–27.
19. Особенности обработки и интерпретации магниторазведочных и литохимических данных при поисках месторождений нефти и газа в условиях Сибирской платформы / И.С. Соболев, Н.П. Бредихин, В.П. Меркулов, А.Н. Орехов // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 4. – С. 6–18.
20. Рихванов Л.П., Соболев И.С., Лященко Н.Г. Радиогеохимические методы поисков месторождений нефти и газа // Прикладная геохимия: сб. статей. – М.: Изд-во ИМГРЭ, 2002. – Т. 3. – С. 383–394.
21. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / под ред. А.В. Петухова, И.С. Старобинца. – М.: Недра, 1993. – 332 с.
22. Sundberg K.R. Surface geochemistry applications in oil and gas exploration // Oil and Gas Journal. – 1994. – V. 92. – № 23. – P. 47–58.
23. Jones V.T., Matthews M.D., Richers D.M. Light hydrocarbons for petroleum and gas prospecting // Handbook of exploration geochemistry. – 2000. – V. 7. – P. 133–212.
24. Analysis of light hydrocarbons in soil gases, Lost River region, West Virginia: relation to stratigraphy and geological structures / W. Harbert, V.T. Jones, J. Izzo, T.H. Anderson // AAPG Bulletin. – 2006. – V. 90. – № 5. – P. 715–734.
25. Surface geochemical exploration for hydrocarbons in the area of prospective structures of The Lublin Trough (Eastern Poland) / H. Sechman, G. Izydor, P. Guzy, M. Dzieniewicz // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – V. 61. – P. 22–38.
26. Необходимость применения геохимической съемки при подготовке структур к эксплуатационному бурению на примере Тямкинского и Усть-Тегусского месторождений (Уватский район Тюменской области) / А.Р. Курчиков, Д.В. Емельянов, Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 6. – С. 25–37.
27. Nevin C.M., Sherril R.E. Studies on differential compaction // AAPG Bulletin. – 1929. – V. 13. – № 1. – P. 1–22.
28. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических исследований / Л.П. Рихванов, Д.Г. Усольцев, С.С. Ильенок, А.В. Ежова // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–63.
29. Лященко Н.Г. Урановые рудообразующие системы // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 1. – С. 25–31.
30. Ghahremani D.T. Radon prospecting for hydrocarbon: potential strategy for Devonian shale gas in N.E. Ohio. PhD Thesis. – Cleveland, 1985. – 259 p.
31. Меркулов В.П. Магнитные поля месторождений нефти и газа и возможности их использования при картировании залежей углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 218–224.
32. Радиометрическая съемка с использованием термолуминесцентных детекторов при поисках месторождений нефти и газа / И.С. Соболев, А.А. Гришко, Л.П. Рихванов, В.С. Барановский // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 19–23.
33. Уточнение геологического строения залежей углеводородов по данным газо-геохимических методов разведки с использованием радоно-гелиевой съемки / А.В. Бочкарев, А.В. Кияков, В.Н. Кияков, С.В. Остроухов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 6. – С. 29–34.
34. Моделирование разломно-блоковой структуры месторождения по данным радоно-гелиевой съемки / А.В. Кияков, В.Н. Кияков, А.В. Бочкарев, А.К. Шевченко, С.В. Остроухов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 4. – С. 16–19.

Поступила 20.06.2016 г.

Информация об авторах

Соболев И.С., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов Национального Исследовательского Томского политехнического университета.

Орехов А.Н., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального Исследовательского Томского политехнического университета.

Бредихин Н.П., аспирант кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов Национального Исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.849, 550.838.3, 550.835.23, 553.98

EXPERIENCE IN SURFACE HYDROCARBON GEOCHEMICAL, GAMMA-RAY SPECTROMETRY AND MAGNETIC SURVEY ON OIL FIELD IN THE BAZHENOV FORMATION

Igor S. Sobolev¹,
geolsob@yandex.ru

Aleksandr N. Orekhov¹,
orekhovan@mail.tomsknet.ru

Nikolay P. Bredikhin¹,
bnp1991@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by insufficient study of the issue on the possibility on applying the ground geochemical and geophysical (non-seismic) methods when searching for hydrocarbon deposits in black shale rock formations. Such deposits with high oil content resource potential of Western Siberia are bituminous mudstones Bazhenov Formation. According to the features of their localization the autochthonous oil accumulations have a number of significant differences from the traditional oil and gas fields, and well-established models of epigenetic formation of abnormal geofields are not really relevant for interpreting the geochemical and geophysical survey data in similar geological conditions. Therefore there is a need to assess the information content of these search methods to identify the objects of oil and gas shale type. The paper introduces the results of the geochemical and high-precision ground radiogeochemical and magnetic surveys in the south of Western Siberia.

The main aim of the research is to study the structural features of the subsurface hydrocarbon geochemical, radiogeochemical and magnetic fields and their transforms, on the oil field in the Bazhenov Formation.

The methods used in the study: ground high-precision magnetic field measurement methods and radiogeochemical fields, laboratory testing of samples for the maintenance of hydrocarbon components, data statistical processing, including filtering methods and relative parameters of shale oil field in the south of Western Siberia.

The results of the research. The authors have evaluated the quantitative relationship and qualitative characteristics of the analyzed geofields with structural-tectonic peculiarities of the territory structure and its oil potential by: the indicators of residual magnetic field, dispersion and gradient of magnetic field; dispersion of radiogeochemical indicators; analysis of changes in the values of hydrocarbon indicator ratios.

Key words:

Geochemistry, magnetic survey, lithochemical samples, hydrocarbon deposits, the Bazhenov formation, shale oil.

REFERENCES

- Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. Inventory valuation of «shale oil» in geochemical parameters. *Oil and gas geology*, 2015, no. 4, pp. 55–61. In Rus.
- Davidson M.J. Toward a general theory of vertical migration. *Oil & Gas Journal*, 1982, vol. 80, no. 25, pp. 288–299.
- Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams. *Hydrocarbon migration and its near surface expression. The American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1996, vol. 66, pp. 71–89.
- Saunders D.F., Burson K.R., Tompson C.K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1999, vol. 83, no. 1, pp. 170–185.
- Borovikov V.N. System basis of paragenesis of productive and above productive complexes geofields. *Oil and gas geology*, 2005, no. 6, pp. 33–42. In Rus.
- Gurari F.G., Gurari I.F. Formirovanie zalezhey nefti v argillitakh bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Formation of oil deposits in shales of the Bazhenov Formation in Western Siberia]. *Oil and gas geology*, 1974, no. 5, pp. 36–40.
- Zaripov O.G., Sonich V.P., Yusupov K.S. O mekhanizme obrazovaniya kollektora v otlozheniyakh bazhenovskoy svity [Oil-bearing Bazhenov Formation in Western Siberia]. *Neftenosnost bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri: Nauchnye Trudy* [Oil-bearing of bazhenov suit in Western Siberia. Scientific papers]. Moscow, IGIRGI Press, 1980, pp. 48–57.
- Berg R.R., Gangi A.F. Primary migration by oil-generation microfracturing in low permeability source rocks: Application to the Austin Chalk, Texas. *AAPG Bulletin*, 1999, vol. 83, no. 5, pp. 727–756.
- Pitman J.K., Price L.C., LeFever J.A. Diagenesis and fracture development in the Bakken Formation, Williston Basin: Implications for reservoir quality in the middle member. *U.S. Geological Survey Professional Paper 1653*. Denver, 2001, 19 p. Available at: <http://pubs.usgs.gov/pp/p1653/p1653.pdf> (accessed 15 June 2016).
- Nedolivko N., Perevertailo T., Cunyi L, Abramova R. Specific features of Bazhenov suite sediments in south-eastern Nurolsk sedimentary basin (Tomsk Oblast). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Tomsk, IOP Publishing, 2015. Vol. 27, no. 1, pp. 012014.
- Kollektory nefti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Oil collectors of Bazhenov Formation in Western Siberia]. Ed. by T.V. Dorofeeva. Leningrad, Nedra Publ., 1983. 132 p.
- Prishchepova O.M., Averyanova O.Yu. Bakken formation: geology, development history and petroleum potential. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf (accessed 18 June 2016).
- Alekseev A.D. Bazhenov formation: searching for large shale oil in the Upper Salym. P. 2. *ROGTEC Magazine*, 2013, no. 35, pp. 14–27. In Rus.
- Zubkov M.Yu. Collectors in Bazhenov-Abalaksy complex of Western Siberia and methods of their forecasting. *Oil and gas geology*, 2014, no. 5, pp. 58–71. In Rus.

15. Carlisle J., Dryff L., Fryt M., Artindale J., Von Der Dick H. The Bakken Formation – an integrated geologic approach to horizontal drilling. Eds. J.E. Schmoker, E. Coalson, C. Brown. *Geologic studies relevant to horizontal drilling: Examples from western North America: Rocky Mountain Association of Geologists*. Colorado, RMAG, 1992, pp. 215–226.
16. Borkun F.Ya., Tsimbalyuk Yu.A. Geological and geophysical criteria to search for oil deposits in the Bazhenov and Abalak Formation in Western Siberia. *Tyumen 2009-EAGE International Conference and Exhibition*, 2009, DOI: 10.3997/2214-4609.201405310.
17. Easley E.J. *A fracture and texture analysis of the Bakken Formation*. PhD thesis. Montana, 2014. 178 p.
18. Sonnenberg S.A. The upper Bakken shale resource play, Williston Basin. *Proc. of the 2nd Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists*. Cleveland, 2014. pp. 25–27.
19. Sobolev I.S., Bredikhin N.P., Merkulov V.P., Orekhov A.N. Features of processing and interpretation of magnetic and lithochemical data while exploring oil and gas fields in Siberian platform conditions (by the example of Imbinskaya gas-bearing area). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 4, pp. 6–18.
20. Rikhvanov L.P., Sobolev I.S., Lyashchenko N.G. Radiogeokhimicheskie metody poiskov mestorozhdeniy nefiti i gaza [Radiogeochemical methods of oil and gas prospecting]. *Prikladnaya geokhimiya: sbornik statey* [Applied geochemistry. Collected papers]. Moscow, IMGRE Publ., 2002. Vol. 3, pp. 383–394.
21. *Osnovy teorii geokhimicheskikh poley uglevodorodnykh skopleniy* [Fundamentals of geochemical fields of hydrocarbon accumulations]. Eds. A.V. Petukhov, I.S. Starobinets. Moscow, Nedra Publ., 1993. 332 p.
22. Sundberg K.R. Surface geochemistry applications in oil and gas exploration. *Oil & Gas Journal*, 1994, vol. 92, no. 23, pp. 47–58.
23. Jones V.T., Matthews M.D., Richers D.M. Light hydrocarbons for petroleum and gas prospecting. *Handbook of exploration geochemistry*, 2000, vol. 7, pp. 133–212.
24. Harbert W., Jones V.T., Izzo J., Anderson T.H. Analysis of light hydrocarbons in soil gases, Lost River region, West Virginia: relation to stratigraphy and geological structures. *AAPG Bulletin*, 2006, vol. 90, no. 5, p. 715–734.
25. Sechman H., Izydor G., Guzy P., Dzieniewicz M. Surface geochemical exploration for hydrocarbons in the area of prospective structures of the Lublin Trough (Eastern Poland). *Marine and Petroleum Geology*, 2015, vol. 61, pp. 22–38.
26. Kurchikov A.R., Emelyanov D.V., Timshanov R.I., Belonov A.Yu. Neobkhodimost primeneniya geokhimicheskoy semki pri podgotovke struktur k ekspluatatsionnomu bureniyu na primere Tyamkinskogo i Ust-Tegusskogo mestorozhdeniy (Uvatskiy rayon Tyumenskoy oblasti) [The need for geochemical survey in preparing the structures for production drilling on the example Tyamkinskoye and Ust-Tegusskoe deposits (Uvat district of the Tyumen region)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, no. 6, pp. 25–37.
27. Nevin C.M., Sherril R.E. Studies on differential compaction. *AAPG Bulletin*, 1929, vol. 13, no. 1, pp. 1–22.
28. Rikhvanov L.P., Usoltsev D.G., Ilenok S.S., Ezhova A.V. Mineralogical and geochemical characteristics of the Bazhenov Formation in Western Siberia according to nuclear physics and electron microscopy studies. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 50–63. In Rus.
29. Lyashchenko N.G. Uranium ore-forming systems. *Razvedka i okhrana nedr*, 2010, no. 1, pp. 25–31. In Rus.
30. Ghahremani D.T. *Radon prospecting for hydrocarbon: potential strategy for Devonian shale gas in N.E. Ohio*. PhD Thesis. Cleveland, 1985, 259 p.
31. Merkulov V.P. Magnetic fields of oil and gas deposits and possibilities of their using for the mapping of hydrocarbons traps. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 6, pp. 218–224.
32. Sobolev I.S., Grishko A.A., Rikhvanov L.P., Baranovskiy V.S. Radiometric survey using thermoluminescent detectors in searching for oil and gas fields. *Oil and gas geology*, 2007, no. 6, pp. 19–23. In Rus.
33. Bochkarev A.V., Kilyakov A.V., Kilyakov V.N., Ostroukhov S.V. Utochnenie geologicheskogo stroeniya zalezhey uglevodorodov po dannym gazo-geokhimicheskikh metodov razvedki s ispolzovaniem radono-gelievoy semki [Clarification of geological structure of hydrocarbons deposits according to gas-geochemical exploration methods using radon-helium shooting]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, no. 6, pp. 29–34.
34. Kilyakov A.V., Kilyakov V.N., Bochkarev A.V., Shevchenko A.K., Ostroukhov S.V. Modelirovanie razlomno-blokovoy struktury mestorozhdeniya po dannym radono-gelievoy semki [Simulation of fault-block structure of a deposit by radon helium shooting]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 4, pp. 16–19.

Received: 20 June 2016.

Information about the authors

Igor S. Sobolev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr N. Orekhov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Nikolay P. Bredikhin, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 532.517.4

УПРАВЛЕНИЕ ОТРЫВНЫМ ТУРБУЛЕНТНЫМ ПОТОКОМ ПРИ ПОМОЩИ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ВРАЩАТЕЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПРИ $Re=1,4 \times 10^5$

Палкин Егор Владимирович¹,
palkinev89@gmail.com

Мулладжанов Рустам Илхамович^{1,2},
rustammul@gmail.com

Мухамед Хаджиабдич³,
muhamed.hadziabdic@gmail.com

Кемал Ханьялич^{1,4},
khanjalic@gmail.com

¹ Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2.

² Институт теплофизики СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 1.

³ Международный университет Сараево,
Босния и Герцеговина, 71210, г. Сараево, ул. Храснечка цеста, 15.

⁴ Технологический университет Делфта,
Нидерланды, 2628, г. Делфт, ул. Джулианалаан, 136.

Актуальность. Характеристики отрывных турбулентных течений жидкости и газа играют важную роль при проектировании эффективного оборудования гидро- и теплоэлектростанций. В такого рода потоках реализуются режимы течения с вредоносными квазипериодическими осцилляциями величины скорости и давления высокой амплитуды за телом обтекания. Таким образом, знания о способах управления турбулентными потоками могут не только снизить износ рабочих частей оборудования, но и предотвратить их разрушение. Кроме того, для исследования возникающих оптимизационных задач с параметрами, меняющимися в широком диапазоне, необходимы валидированные модели турбулентности, которые существенно экономят вычислительное время по сравнению с использованием метода крупных вихрей и прямого численного моделирования.

Цель работы: на примере модельной задачи обтекания бесконечного цилиндра применить перспективную технику контроля потока при помощи вращательных колебаний стенки цилиндра вокруг своей оси. Исследования проведены при практически реализуемых высоких числах Рейнольдса, $Re=1,4 \times 10^5$ при использовании валидированных численных методов для того, чтобы продемонстрировать возможность существенного понижения коэффициента лобового сопротивления и флуктуаций подъемной силы, действующей на цилиндр.

Методы. Используется вычислительный код T-FlowS, основанный на методе конечных объемов и неструктурированных расчетных сетках, и метод нестационарных осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье–Стокса с замыканием Рейнольдсовых напряжений второго порядка.

Результаты. Показаны возможности управления потоком – уменьшение ширины следа за цилиндром, подавление рециркуляционной зоны, увеличение частоты срыва вихрей, снижение сопротивления и флуктуаций подъемной силы. Показано, что при определенных параметрах колебания цилиндра коэффициент сопротивления может быть уменьшен на 78 % по сравнению с невозмущенным потоком.

Ключевые слова:

Турбулентность, обтекание цилиндра, управление, URANS, снижение сопротивления.

Введение

При проектировании оборудования гидро- и теплоэлектростанций возникают задачи описания и оптимизации характеристик отрывных турбулентных течений. В большинстве задач обтекания затопленных тел потоком жидкости или газа реализуется нестационарный квазипериодический режим течения, при котором с противоположных кромок тела срываются крупномасштабные вихри. Попеременный срыв вихрей приводит к существенным осцилляциям силы, действующей на тело обтека-

ния, что, в свою очередь, может вызвать резонанс в конструкции и повредить ее целостность [1–3]. Подобные проблемы возникают при проектировании оборудования гидро- и теплоэлектростанций. Таким образом, развитие различных техник контроля в задачах обтекания является важной проблемой как с физической точки зрения, так и с экономической.

В литературе исследуются различные способы подавления описанного нестационарного режима – так называемой вихревой дорожки Кармана. На

примере задачи обтекания цилиндра однородным потоком рассмотрены следующие техники: установка дополнительной пластины в области следа [4], вдув/отсос на поверхности цилиндра [5–9], вращение или вращательные колебания цилиндра вокруг своей оси [10–13], нагрев поверхности тела [14, 15], установка дополнительного малого цилиндра рядом с поверхностью [16–18], применение силы Лоренца [19], модификация свойств поверхности цилиндра [20–24].

В данной работе исследуется эффект влияния вращательных колебаний на характеристики процесса обтекания цилиндра диаметром D в однородном потоке несжимаемой жидкости скорости U_∞ . Рассматривается достаточно высокое число Рейнольдса: $Re=U_\infty D/\nu=1,4 \times 10^5$, представляющее практический интерес, где ν – кинематическая вязкость, которая соответствует докритическому режиму обтекания с отрывом ламинарного пограничного слоя, вблизи к явлению кризиса сопротивления ($Re \approx 2,0 \times 10^5$), где коэффициент сопротивления естественно понижается.

В работе [10] авторы изучали аналогичную задачу при более умеренном числе Рейнольдса: $Re=1,5 \times 10^4$, и показали, что коэффициент сопротивления может быть понижен на 80 %, если стенка цилиндра осуществляет высокочастотное вращательное движение вокруг оси симметрии следующего вида:

$$U_\theta|_{wall} = \frac{\Omega D}{2} \sin(2\pi ft),$$

где U_θ – тангенциальная скорость; Ω – амплитуда колебаний; f – частота; t – время. Физическая причина значительного снижения сопротивления состоит в изменении профиля скорости в следе, который реорганизуется и становится более узким (рис. 1). В работе [25] авторы качественно подтвердили результаты [10] с помощью двумерных нестационарных расчетов в интервале чисел Рейнольдса $150 \leq Re \leq 1,5 \times 10^4$, подтвердив, что эффект снижения сопротивления увеличивается вместе с числом Рейнольдса. Относительно грубые трехмерные расчеты методом крупных вихрей (LES), выполненные в работе [26] при $Re=1,5 \times 10^4$, также подтверждают результаты из работы [10], хотя и со снижением сопротивления на 57 % вместо оптимистичных 80 %, полученных в эксперименте из-за неточного метода для определения коэффициента сопротивления.

В текущей работе мы используем предварительно валидированный метод нестационарных осреднений по Рейнольдсу уравнений Навье–Стокса с моделью замыкания второго порядка, описанный в работе [27] (URANS RSM JH), чтобы исследовать влияние вращательных колебаний на силу сопротивления и подъемную силу в широком диапазоне параметров вращения в задаче обтекания цилиндра натекающим потоком. Эта модель была ранее верифицирована против данных LES на том же самом случае без вращения [28] и эксперимен-

тальных данных [29]. Данная работа представляет практический интерес, так как в отличие от большинства предыдущих исследований контроля при помощи вращательных колебаний турбулентного обтекания цилиндра, проводимых при низких скоростях потока, выполнена при относительно высоком числе Рейнольдса $Re=1,4 \times 10^5$.

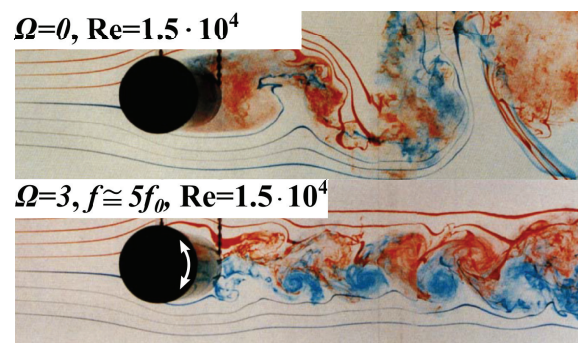


Рис. 1. Визуализация потока без и с вращательными колебаниями из эксперимента [10]. Частота f_0 соответствует естественной (невозмущенной) частоте срыва вихрей

Fig. 1. Visualization of the flow with and without rotary oscillations from the experiment [10]. Frequency f_0 corresponds to the natural (unforced) vortex shedding frequency

Описание вычислительных деталей

Расчеты проведены при помощи вычислительного кода T-FlowS, основанного на методе конечных объемов и неструктурированных расчетных сетках. Конвективное и диффузионное слагаемое в уравнении импульса дискретизовано при помощи разностной схемы TVD и центрально-разностной схемы второго порядка аппроксимации соответственно. Интегрирование по времени произведено с помощью трехшаговой неявной схемы. Поля скорости и давления связаны при помощи процедуры SIMPLE. Сетка состоит из $2,3 \times 10^6$ гексагональных ячеек. Вычислительная область представляет собой параллелепипед длиной $25D$ в продольном направлении (по потоку) и $20D$ – в поперечном, в то время как вдоль цилиндрической оси симметрии – $2D$ (рис. 2). Центр цилиндра расположен на расстоянии $10D$ от входной границы с заданной скоростью U_∞ и нулевым уровнем турбулентности. На верхней и нижней границах области поставлено условие проскальзывания, на выходе – конвективное граничное условие и условие прилипания на стенке цилиндра. Периодические граничные условия наложены вдоль оси цилиндра.

Обсуждение результатов

Основными параметрами данной задачи являются коэффициенты сопротивления и подъемной силы:

$$C_D = 2F_x / (\rho U_\infty^2 S), \quad C_L = 2F_y / (\rho U_\infty^2 S),$$

где ρ – плотность жидкости; S – площадь стенки цилиндра, рассчитанная на единицу длины. Ком-

поненты силы F_x и F_y , действующие на тело, включают силу давления и вязкое трение. Для случая $\Omega=0$ осредненное по времени значение $C_D=1,27$ (1,24 – в экспериментах [29]).

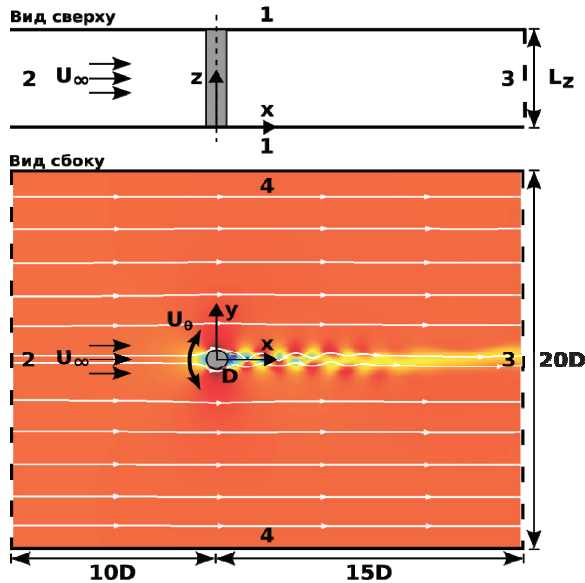


Рис. 2. Вычислительная область. Цифры от 1 до 4 соответствуют периодическому, входному, конвективному выходному граничному условию и условию проскальзывания, соответственно

Fig. 2. Computational domain. Numbers from 1 to 4 correspond to periodic, inflow, convective outflow and slip boundary conditions

В данной работе были рассмотрены две характерные частоты возмущения: $f=f_0$ и $f=2,5f_0$. Первый режим не показал существенного уменьшения сил, действующих на цилиндр, в то время как режим с $f=2,5f_0$ показал существенное снижение C_D и амплитуды колебания C_L . Все случаи были рассчитаны с безразмерной амплитудой $\Omega=1, 2$ и 3 (значение $\Omega D/U_\infty$). Таблица показывает осредненное

по времени значение C_D для различных Ω и f . Оптимальным среди рассмотренных параметров является режим с $\Omega=2$ и $f=2,5f_0$, при этом значение коэффициента сопротивления ($C_D=0,28$) снижается на 78 % по сравнению с невращающимся случаем ($C_D=1,27$).

Таблица. Осредненный по времени коэффициент C_D при $Re=1,4 \times 10^5$ для различных Ω и f

Table. Time-averaged drag force coefficient C_D at $Re=1,4 \times 10^5$ for various Ω and f

$f \backslash \Omega$	1	2	3
$1,0 f_0$	1,30	1,21	1,33
$2,5 f_0$	0,56	0,28	0,42

Пример поведения коэффициента сопротивления и подъемной силы во времени показан на рис. 3 для различных Ω при $f=2,5f_0$. При относительно низком $\Omega=1$ сигнал C_L имеет схожий вид со случаем $\Omega=0$. При более высоких Ω сигнал становится $2,5f_0$ -периодическим. Важным является не только среднее значение C_D , но также и амплитуда осцилляций. Оптимальный среди рассмотренных режимов с $\Omega=2$ и $f=2,5f_0$ обладает наименьшими средними значениями и амплитудами осцилляций C_D и C_L .

На рис. 4 отражены линии тока, продольное поле скорости и поле завихренности для различных режимов. Как было упомянуто ранее, высокочастотное воздействие реорганизует вихревую структуру следа, снижая толщину торможения импульса, что ведет к существенному уменьшению C_D . Дальнейшая работа будет посвящена расширению карты параметров Ω - f .

Заключение

Использование колебательных вращений цилиндра вокруг своей оси при обтекании его однородным потоком жидкости при $Re=1,4 \times 10^5$ позволяет понизить коэффициент сопротивления на

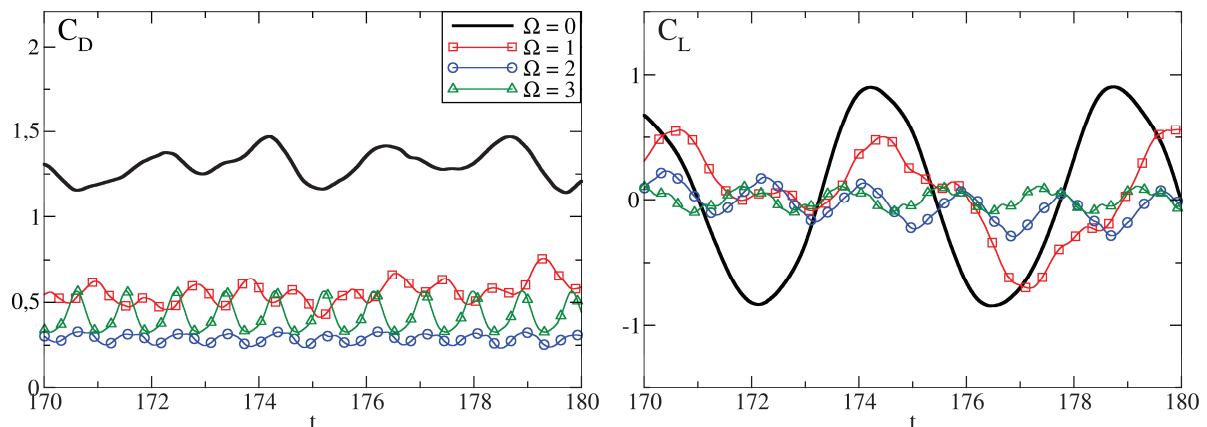


Рис. 3. Коэффициенты лобового сопротивления (слева) и подъемной силы (справа) для расчетов с $f=2,5 f_0$ и различными Ω

Fig. 3. Drag (left) and lift (right) coefficients for simulations with $f=2,5 f_0$ and various Ω

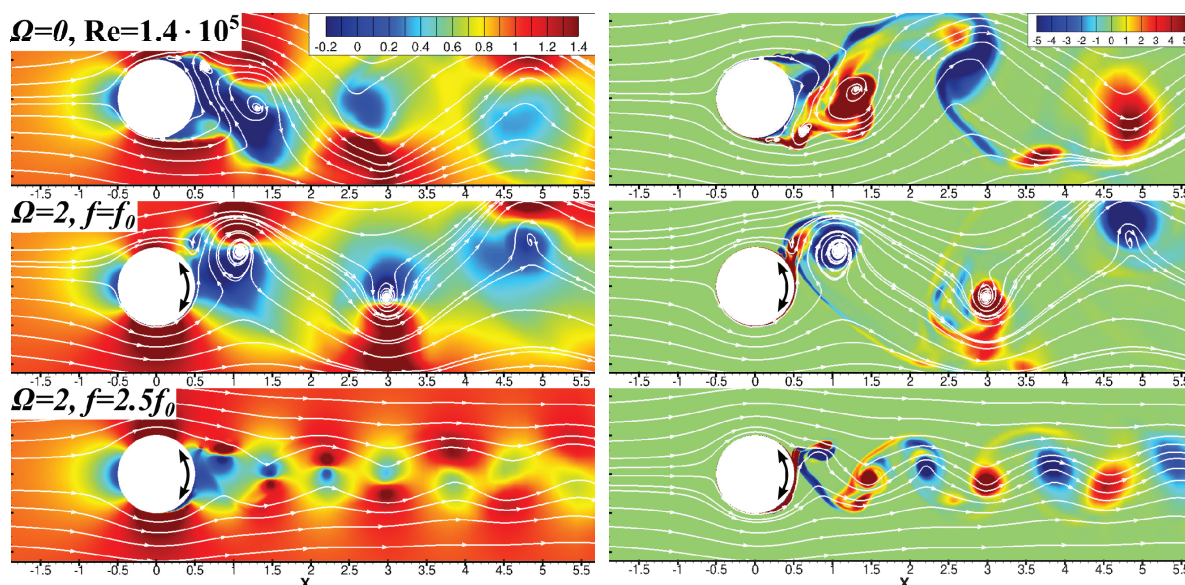


Рис. 4. Продольная скорость (слева) и z-завихренность (справа) для расчетов с различными Ω и f

Fig. 4. Axial velocity (left) and z-vorticity (right) for simulations with various Ω and f

78 % и уменьшить флуктуацию подъемной силы, что подтверждает возможность управления характеристиками рассматриваемого турбулентного течения.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ гранта № 14-29-00203. Авторы благодарны Сибирскому суперкомпьютерному центру за предоставленные вычислительные ресурсы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чжен П. Отрывные течения. Т. 1. / Пер. с англ. – М.: Изд-во «Мир», 1972. – 300 с.
2. Корнилов В.И. Проблемы снижения турбулентного трения активными и пассивными методами (обзор) // Теплофизика и аэромеханика.. – 2005. – Т. 12. – № 2. – С. 183–208.
3. Williamson C.H.K. Vortex dynamics in the cylinder wake // Annual Review of Fluid Mechanics. – 1996. – V. 28. – P. 477–539.
4. Roshko A. On the wake and drag of bluff bodies // Journal of the Aeronautical Sciences. – 1955. – V. 22. – P. 124–132.
5. Delaunay Y., Kaiktsis L. Control of circular cylinder wakes using base mass transpiration // Physics of Fluids. – 2001. – V. 13. – P. 3285–3302.
6. Wood C.J. Visualization of an incompressible wake with base bleed // Journal of Fluid Mechanics. – 1967. – V. 29. – P. 259–272.
7. Dong S., Triantafyllou G.S., Karniadakis G.E. Elimination of vortex streets in bluff-body flows // Physical Review Letters. – 2008. – V. 100. – № 204501. – P. 1–4.
8. Shtendel T., Seifert A. Three-dimensional aspects of cylinder drag reduction by suction and oscillatory blowing // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2014. – V. 45. – P. 109–127.
9. Liu Y.G., Feng L.H. Suppression of lift fluctuations on a circular cylinder by inducing the symmetric vortex shedding mode // Journal of Fluids and Structures. – 2015. – V. 54. – P. 743–759.
10. Tokumaru P.T., Dimotakis P.E. Rotary oscillation control of a cylinder wake // Journal of Fluid Mechanics. – 1991. – V. 224. – P. 77–90.
11. Tokumaru P.T., Dimotakis P.E. The lift of a cylinder executing rotary motions in a uniform flow // Journal of Fluid Mechanics. – 1993. – V. 255. – P. 1–10.
12. Mittal S., Kumar B. Flow past a rotating cylinder // Journal of Fluid Mechanics. – 2003. – V. 476. – P. 303–334.
13. Flinois T.L., Colonius T. Optimal control of circular cylinder wakes using long control horizons // Physics of Fluids. – 2015. – V. 27. – № 8. – P. 087105.
14. Lecordier J.C., Hamma L., Paranthoen P. The control of vortex shedding behind heated circular cylinders at low Reynolds numbers // Experiments in Fluids. – 1991. – V. 10. – P. 224–229.
15. Исаев С.А., Баранов П.А., Кудрявцев Н.А., Жукова Ю.В. Численное моделирование нестационарного теплообмена при турбулентном обтекании кругового цилиндра. Часть 1. Методическое исследование // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12. – № 1. – С. 27–39.
16. Strykowski P.J., Sreenivasan K.R. On the formation and suppression of vortex 'shedding' at low Reynolds numbers // Journal of Fluid Mechanics. – 1990. – V. 218. – P. 71–107.
17. Mittal S., Raghuvanshi A. Control of vortex shedding behind circular cylinder for flows at low Reynolds numbers // International Journal of Numerical Methods in Fluids. – 2001. – V. 35. – P. 421–447.
18. Yildirim I., Rindt C.C.M., Steenhoven A.A. Vortex dynamics in a wire-disturbed cylinder wake // Physics of Fluids. – 2010. – V. 22. – № 094101. – P. 1–15.
19. Chen Z., Aubry N. Active control of cylinder wake // Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulations. – 2005. – V. 10. – P. 205–216.
20. Rothstein J.P. Slip on superhydrophobic surfaces // Annual Review of Fluid Mechanics. – 2010. – V. 42. – P. 89–109.
21. You D., Moin P. Effects of hydrophobic surfaces on the drag and lift of a circular cylinder // Physics of Fluids. – 2007. – V. 19. – № 081701. – P. 1–4.

22. Legendre D., Lauga E., Magnaudet J. Influence of slip on the dynamics of two-dimensional wakes // *Journal of Fluid Mechanics*. – 2009. – V. 633. – P. 437–447.
23. Mastrokalos M.E., Papadopoulos C.I., Kaiktsis L. Optimal stabilization of a flow past a partially hydrophobic circular cylinder // *Computers and Fluids*. – 2015. – V. 107. – P. 256–271.
24. Jie H., Liu Y.Z. Large eddy simulation of turbulent flow over a cactus-analogue grooved cylinder // *Journal of Visualization*. – 2016. – V. 19 (1). – P. 61–78.
25. Shiels D., Leonard A. Investigation of a drag reduction on a circular cylinder in rotary oscillation // *Journal of Fluid Mechanics*. – 2001. – V. 431. – P. 297–322.
26. Du L., Dalton C. LES calculation for uniform flow past a rotationally oscillating cylinder // *Journal of Fluids and Structures*. – 2013. – V. 42. – P. 40–54.
27. Jakirlić S., Hanjalić K. A new approach to modelling near-wall turbulence energy and stress dissipation // *Journal of Fluid Mechanics*. – 2002. – V. 459. – P. 139–166.
28. Scrutinizing URANS models in shedding flows: the case of the cylinder in cross flow / E. Palkin, R. Mullyadzhanov, M. Hadziabdić, K. Hanjalić // *Turbulence, Heat and Mass Transfer: Труды VIII международного симпозиума*. – Сараево, Босния и Герцеговина. 2015. – P. 1–15.
29. Cantwell B., Coles D. An experimental study of entrainment and transport in the turbulent near wake of a circular cylinder // *Journal of Fluid Mechanics* – 1983. – V. 136. – P. 321–374.

Поступила 02.09.2016 г.

Информация об авторах

Палкин Е.В., аспирант физического факультета Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

Мулляджанов Р.И., кандидат физико-математических наук, научный сотрудник Института теплофизики СО РАН; научный сотрудник Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

Хаджиабдиш М., доктор наук, профессор Международного университета Сараево.

Ханъялич К., доктор наук, профессор Технологического университета Делфта, профессор Новосибирского национального исследовательского государственного университета, лаборатория моделирования энергетических процессов.

UDC 532.517.4

CONTROL OF SEPARATED TURBULENT STREAM BY HIGH-FREQUENCY ROTARY OSCILLATIONS AT $Re=1,4 \times 10^5$

Egor V. Palkin¹,
palkinev89@gmail.com

Rustam I. Mullyadzhanov^{1,2},
rustammul@gmail.com

Muhamed Hadziabdic³,
muhamed.hadziabdic@gmail.com

Kemal Hanjalic^{1,4},
khanjalic@gmail.com

¹ Novosibirsk State University,
2, Pirogova street, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Institute of Thermophysics,
1, Lavrentyeva street, Novosibirsk, 630090, Russia.

³ International University of Sarajevo,
15, Hrasnicka cesta, 71210, Sarajevo, Bosnia and Hercegovina.

⁴ Delft University of Technology,
136, Julianalaan, Delft, 2628, the Netherlands

Relevance. Characteristics of separated turbulent streams are of great importance when designing effective hydro- and thermal power plants equipment. In such streams the flow regimes with harmful quasi-periodic high-amplitude oscillations of velocity and pressure behind the body are implemented. Thus, the knowledge on the ways of controlling turbulent streams can not only reduce the wear of working parts of equipment but prevent their destruction. Besides, to study the occurring optimization problems with the parameters, which change in a wide range, one needs the validated turbulence models which save significantly the computing time compared to Large-eddy simulations and direct numerical simulations.

The aim of the research is to apply a promising method to control the flow using the rotary oscillations of cylinder around the axis of symmetry. The authors have carried out the investigations using high Reynolds numbers $Re=1,4 \times 10^5$, and the validated numerical methods, to demonstrate the capabilities of the chosen control strategy to decrease the drag coefficient and fluctuating lift force effecting the cylinder.

Methods. The authors used T-FlowS code which is based on finite-volume method and unstructured grids and solve unsteady Reynolds-averaged Navier–Stokes equations with second-moments closure.

Results. The paper demonstrates the possibility to control the flow – decrease of trace width behind the cylinder, suppression of recirculating zone, increase of vortex shedding frequency, reduction of drag and lift forces. It is shown that at certain oscillating parameters of cylinder the resistance factor may be decreased by 78 % in comparison with non-rotating case.

Key words:

Turbulence, flow around cylinder, control, URANS, drag reduction.

The research was financially supported by the RSF grant no. 14–29–00203. The authors appreciate Siberian supercomputer center for computational resources.

REFERENCES

1. Chang P.K. *Separation of flow*. Hungary, Elsevier, 1970. 771 p.
2. Kornilov V.I. Problemy snizheniya turbulentnogo treniya aktivnyimi i passivnyimi metodami (obzor) [Reduction of turbulent friction by active and passive methods (review)]. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2005, vol. 12, no 2. pp. 175–196.
3. Williamson C.H.K. Vortex dynamics in the cylinder wake. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1996, vol. 28, pp. 477–539.
4. Roshko A. On the wake and drag of bluff bodies. *Journal of the Aeronautical Sciences*, 1955, vol. 22, pp. 124–132.
5. Delaunay Y., Kaiktsis L. Control of circular cylinder wakes using base mass transpiration. *Physics of Fluids*, 2001, vol. 13, pp. 3285–3302.
6. Wood C.J. Visualization of an incompressible wake with base bleed. *Journal of Fluid Mechanics*, 1967, vol. 29, pp. 259–272.
7. Dong S., Triantafyllou G.S., Karniadakis G.E. Elimination of vortex streets in bluff-body flows. *Physical Review Letters*, 2008, vol. 100, no. 204501, pp. 1–4.
8. Shtendel T., Seifert A. Three-dimensional aspects of cylinder drag reduction by suction and oscillatory blowing. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 2014, vol. 45, pp. 109–127.
9. Liu Y.G., Feng L.H. Suppression of lift fluctuations on a circular cylinder by inducing the symmetric vortex shedding mode. *Journal of Fluids and Structures*, 2015, vol. 54, pp. 743–759.
10. Tokumar P.T., Dimotakis P.E. Rotary oscillation control of a cylinder wake. *Journal of Fluid Mechanics*, 1991, vol. 224, pp. 77–90.

11. Tokumaru P.T., Dimotakis P.E. The lift of a cylinder executing rotary motions in a uniform flow. *Journal of Fluid Mechanics*, 1993, vol. 255, pp. 1–10.
12. Mittal S., Kumar B. Flow past a rotating cylinder. *Journal of Fluid Mechanics*, 2003, vol. 476, pp. 303–334.
13. Flinois T.L., Colonius T. Optimal control of circular cylinder wakes using long control horizons. *Physics of Fluids*, 2015, vol. 27, no. 8, pp. 087105.
14. Lecordier J.C., Hamma L., Paranthoen P. The control of vortex shedding behind heated circular cylinders at low Reynolds numbers. *Experiments in Fluids*, 1991, vol. 10, pp. 224–229.
15. Isaev S.A., Baranov P.A., Kudryavtsev N.A., Zhukova Yr.V. Chislennoe modelirovanie nestatsionarnogo teploobmena pri turbulentnom obtekanii krugovogo tsilindra. Ch. 1. Metodicheskoe issledovanie [Numerical simulation of unsteady heat exchange at a turbulent flow around a circular cylinder. P. 1. Methodical study]. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2005, vol. 12, pp. 27–38.
16. Strykowski P.J., Sreenivasan K.R. On the formation and suppression of vortex 'shedding' at low Reynolds numbers. *Journal of Fluid Mechanics*, 1990, vol. 218, pp. 71–107.
17. Mittal S., Raghuvanshi A. Control of vortex shedding behind circular cylinder for flows at low Reynolds numbers. *International Journal of Numerical Methods in Fluids*, 2001, vol. 35, pp. 421–447.
18. Yildirim I., Rindt C.C.M., Steenhoven A.A. Vortex dynamics in a wire-disturbed cylinder wake. *Physics of Fluids*, 2010, vol. 22, no. 094101, pp. 1–15.
19. Chen Z., Aubry N. Active control of cylinder wake. *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulations*, 2005, vol. 10, pp. 205–216.
20. Rothstein J.P. Slip on superhydrophobic surfaces. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 2010, vol. 42, pp. 89–109.
21. You D., Moin P. Effects of hydrophobic surfaces on the drag and lift of a circular cylinder. *Physics of Fluids*, 2007, vol. 19, no. 081701, pp. 1–4.
22. Legendre D., Lauga E., Magnaudet J. Influence of slip on the dynamics of two-dimensional wakes. *Journal of Fluid Mechanics*, 2009, vol. 633, pp. 437–447.
23. Mastrokalos M.E., Papadopoulos C.I., Kaiktsis L. Optimal stabilization of a flow past a partially hydrophobic circular cylinder. *Computers and Fluids*, 2015, vol. 107, pp. 256–271.
24. Jie H., Liu Y.Z. Large eddy simulation of turbulent flow over a cactus-analogue grooved cylinder. *Journal of Visualization*, 2016, vol. 19 (1), pp. 61–78.
25. Shiels D., Leonard A. Investigation of a drag reduction on a circular cylinder in rotary oscillation. *Journal of Fluid Mechanics*, 2001, vol. 431, pp. 297–322.
26. Du L., Dalton C. LES calculation for uniform flow past a rotationally oscillating cylinder. *Journal of Fluids and Structures*, 2013, vol. 42, pp. 40–54.
27. Jakirlić S., Hanjalić K. A new approach to modelling near-wall turbulence energy and stress dissipation. *Journal of Fluid Mechanics*, 2002, vol. 459, pp. 139–166.
28. Palkin E., Mullyadzhanov R., Hadziabdić M., Hanjalić K. Scrutinizing URANS models in shedding flows: the case of the cylinder in cross flow. *Proc. 8th International Symposium on Turbulence, Heat and Mass Transfer*. Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2015. pp. 1–15.
29. Cantwell B., Coles D. An experimental study of entrainment and transport in the turbulent near wake of a circular cylinder. *Journal of Fluid Mechanics*, 1983, vol. 136, pp. 321–374.

Received 02 September 2016.

Information about the authors

Egor V. Palkin, postgraduate, Novosibirsk State University.

Rustam I. Mullyadzhanov, Cand. Sc., research scientist, Institute of Thermophysics; research scientist, Novosibirsk State University.

Muhamed Hadziabdic, Dr. Sc., associate professor, International University of Sarajevo.

Kemal Hanjalic, PhD professor, Delft University of Technology; professor, Novosibirsk State University.

УДК 662.8.05

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ И СЛАНЦЕВОЛЬНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ ОРГАНИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗИТЕЛЕЙ

Назаренко Максим Юрьевич¹,

max.nazarenko@mail.ru

Кондрашева Наталья Константиновна¹,

natalia_kondrasheva@mail.ru

Салтыкова Светлана Николаевна¹,

ssn_58@mail.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., 2.

Актуальность работы объясняется большим количеством сланцевольных отходов и сланцевой мелочи, образующихся при переработке и добыче горючих сланцев, утилизация которых позволит повысить эффективность использования таких твердых горючих ископаемых, как горючие сланцы.

Цель работы: изучение сорбционных и фильтрационных свойств горючих сланцев и сланцевольных отходов для очистки воды от органических загрязнителей (нефти и нефтепродуктов).

Методы исследований. Использовалось современное лабораторное оборудование: энергодисперсионный рентгенофлуоресцентный спектрометр Epsilon PANanalytical, гранулометрический классификатор ASCControl 200, pH-метр «Эксперт-pH», термостабирующий шкаф Shaking Incubator 3032–3033. Изучение физико-химических свойств сланцевольных отходов и горючих сланцев для определения их фильтрационных и сорбционных характеристик производилось по следующим методикам: пористость горючих сланцев определялась по результатам анализа действительной и кажущейся плотности; действительную плотность определяли взвешиванием пробы сланца в воздухе и в пикнометрической жидкости, кажущуюся плотность – по объему воды, вытесненной исследуемым образцом; удельная площадь определялась по методу MultiPoint BET; прирост сухого остатка (величина сухого остатка характеризует общее содержание растворенных в воде нелетучих минеральных и частично органических соединений), истираемость и измельчаемость определялись по ГОСТ Р 51641–2000 «Материалы фильтрующие зернистые» и ГОСТ 18164–72 «Метод определения содержания сухого остатка». Определение сорбционной емкости проводилось с материалом различной фракции (от <0,125 до 4 мм) при температуре 25 °С, масса пробы 3 г. Для определения сорбционной емкости использовались сырая нефть легкая, тяжелая высоковязкая нефть, дизельное топливо, тяжелый газойль каталитического крекинга. Навеска материала помещалась в емкость с нефтью или нефтепродуктом, после чего проба материала взвешивалась. Сравнением исходной массы материала до и после опыта определяли его сорбционную емкость.

Результаты. Определено, что в минеральной части горючих сланцев в основном преобладают оксид кальция и оксид кремния. Проведен гранулометрический анализ сланцевольного остатка процесса газификации горючих сланцев. Содержание фракции более 4 мм – 52,56 %, 2–4 мм – 19,85 %, 1–2 мм – 13,27 %, 0,5–1 мм – 11,3 %, 0,25–0,5 мм – 1,76 и 1,26 % для фракции менее 0,25 мм. Установлено, что горючие сланцы и сланцевольный остаток удовлетворяют требованиям ГОСТ Р 51641–2000 «Материалы фильтрующие зернистые». Определено, что площадь удельной поверхности у горючих сланцев выше, чем у сланцевой золы и что в результате термического воздействия тонкопористая структура уплотняется – снижается удельная поверхность (S_v до термической обработки горючих сланцев – 12,93 см²/г, после – 2,29 см²/г). Полученные значения сорбционной емкости сланцевольного остатка выше значений сорбционной емкости горючих сланцев, песка и цеолита. Более высокие значения сорбционной емкости сланцевольного остатка по сравнению с горючими сланцами можно объяснить увеличением их пористости в 1,5 раза. Изучение фильтрационных свойств горючих сланцев через слой материала (горючие сланцы) осуществлялось при естественной разности давлений (разница давлений создавалась столбом жидкости над материалом).

Ключевые слова:

Горючие сланцы, сланцевольные отходы, сланцевая зола, утилизация отходов, фильтрация, сорбция, химический состав, минеральная часть, рациональное природопользование.

В настоящее время основным источником сырья для химической и энергетической промышленности России являются уголь, нефть и природный газ. Россия также имеет большие по объему месторождения горючих сланцев, такие как Прибалтийский (10246,7 млн т), Тимано-Печорский (4888 млн т), Вычегодский (58105,8 млн т), Волжский (25822,4 млн т), Оленекский (380000 млн т) и др. бассейны [1, 2]. Горючие сланцы – это органическая горная порода, полезные свойства которой определяются, прежде всего, наличием в ее составе преобразованного органического вещества высших расте-

ний и простейших организмов, обобщенно называемого керогеном. Образование большого количества смолы при полукоксовании (20–70 % в расчете на органическую часть) – главная особенность горючих сланцев, отличающая их от углей. Основная проблема переработки горючих сланцев – образование большого количества сланцевольных отходов (до 50 % массовых от исходного количества сланцев), для хранения которых необходимо выделять огромные территории [3–5].

Несмотря на это, в последнее десятилетие интерес к переработке горючих сланцев и зольных от-

ходов резко возрос [6–17]. Многие страны, такие как США, Эстония, Китай, Бразилия, Казахстан и др., используют горючие сланцы в энергетической и химической промышленности. Это связано прежде всего с тем, что большинство стран стремятся диверсифицировать структуру своей энергетики – использовать местные, в том числе нетрадиционные и низкосортные виды топлива. Для эффективного использования горючих сланцев в российской экономике необходимо проведение исследований, направленных на комплексную переработку горючих сланцев, учитывающих не только органическую, но и минеральную составляющую горючих сланцев, а также поиск способов утилизации сланцевольных отходов. Исходя из вышесказанного, целью данной работы было изучение сорбционных и фильтрационных свойств горючих сланцев и сланцевольных отходов для очистки воды от органических загрязнителей (нефти и нефтепродуктов). Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изучен химический состав сланцевольных отходов и минеральной составляющей горючих сланцев;
- проведен гранулометрический анализ сланцевольных отходов процесса газификации горючих сланцев;
- изучены основные физико-химические свойства сланцевольных отходов и горючих сланцев для определения их фильтрационных и сорбционных характеристик (пористость, удельная поверхность, прирост сухого остатка, измельчаемость, истираемость, сорбционная емкость и др.);
- изучены фильтрующие свойства горючих сланцев и их эффективность в зависимости от фракционного состава и типа загрязнителей.

Методы исследований

Объектом исследований были горючие сланцы Ленинградского месторождения Прибалтийского бассейна и сланцевольные отходы процесса газификации горючих сланцев, который оказывает наименьшее влияние на окружающую среду и является наиболее перспективным способом переработки низкосортного углеводородного сырья.

Для определения химического состава использовались пробы материала, представляющие собой тонкоизмельченные равномернозернистые порошки. Пробы массой 3 г анализировались на энергодисперсионном рентгенофлуоресцентном спектрометре Epsilon3 PANalytical с использованием программы Omnipan.

Гранулометрический анализ сланцевольных отходов проводился с помощью гранулометрического анализатора AS Control 200 с набором сит от 4 мм до менее 125 мкм. Масса пробы 1 кг, амплитуда 2 мм/г, время классификации 15 минут. Было проанализировано 10 кг сланцевольных отходов.

Изучение физико-химических свойств сланцевольных отходов и горючих сланцев для определения фильтрационных и сорбционных характеристик производилось по следующим методикам:

- Пористость горючих сланцев определяли по результатам анализа действительной и кажущейся плотности. Действительную плотность определяли взвешиванием пробы сланца в воздухе и пикнометрической жидкости, а кажущуюся плотность – по объему воды, вытесненной исследуемым образцом. Термостатирование проб проводилось в термостатирующем шкафу Shaking Incubator 3032–3033.
- Удельная площадь поверхности определялась по методу MultiPoint BET. Время анализа – 829 мин, время дегазация – 60 мин, газ при анализе – азот, фракция материала – менее 125 мкм.
- Прирост сухого остатка (величина сухого остатка характеризует общее содержание растворенных в воде нелетучих минеральных и частично органических соединений), истираемость и измельчаемость определялись по ГОСТ Р 51641–2000 «Материалы фильтрующие зернистые» и ГОСТ 18164–72 «Метод определения содержания сухого остатка».
- Определение сорбционной емкости проводилось с материалом различной фракции (от менее 0,125 до 4 мм) при температуре 25 °С, масса пробы 3 г. Для определения сорбционной емкости использовались: сырая нефть легкая плотностью 0,867 г/см³, вязкостью 11 мм²/с; тяжелая высоковязкая нефть плотностью 0,940 г/см³, вязкостью 570 мм²/с; дизельное топливо плотностью 0,854 г/см³, вязкостью 3,21 мм²/с; тяжелый газойль каталитического крекинга плотностью 1,061 г/см³ и вязкостью 44,66 мм²/с. Навеска материала помещалась в емкость с нефтью или нефтепродуктом на время 5, 10, 15 и 20 минут соответственно, после чего проба материала взвешивалась. Сравнением исходной массы материала до и после опыта определяли сорбционную емкость материала.
- Для изучения фильтрационных свойств через слой материала (горючие сланцы) при естественной разности давлений (разница давлений создавалась столбом жидкости над материалом) пропускалась вода объемом 1000 мл, содержащая от 15 до 20 мг/л органических загрязнителей – нефти и нефтепродуктов. Слой материала – 30 мм, диаметр колонки – 15 мм. Эффективность фильтрации определялась по отношению загрязнителя в воде после и до фильтрации. Скорость фильтрации определялась пропусканием одинакового объема жидкости через слой материала различной фракции. Отношением объема жидкости к времени процесса находили скорость фильтрации.

Таблица 1. Химический состав минеральной части горючих сланцев [18]

Table 1. Chemical composition of oil shale mineral part

Компонент/Component	Al ₂ O ₃	SiO ₂	P ₂ O ₅	SO ₃	K ₂ O	MgO	MnO	Fe ₂ O ₃	Br	CaO	TiO ₂
Содержание, мас. %/Content, wt. %	7,69	33,22	0,47	4,5	7,18	0,98	0,11	4,26	0,19	39,95	1,32

Результаты экспериментов и обсуждение

Результаты экспериментальных исследований по определению химического состава минеральной части горючих сланцев показали, что почти все элементы минеральной части сланцев присутствуют в виде оксидов: SiO₂, Al₂O₃, CaO, Fe₂O₃, MgO (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что в минеральной части сланцев в основном преобладают оксид кальция (CaO – 39,95 % мас.) и оксид кремния (SiO₂ – 33,22 % мас.). В сланцевольных отходах – SiO₂ – 40,3 % мас., Al₂O₃ – 9,2 % мас., CaO – 41,2 % мас., Fe₂O₃ – 5,3 % мас. Проанализировав полученные данные, было решено провести сравнение сорбционных свойств горючих сланцев и сланцевольного остатка с природными минеральными фильтрующими и сорбционными материалами, такими как песок (SiO₂ – 49,7 % мас., Al₂O₃ – 7,0 % мас., CaO – 3,0 % мас.) и цеолит (SiO₂ – 71,5 % мас., Al₂O₃ – 13,1 % мас., CaO – 2,1 % мас.).

Предварительно был проведен гранулометрический анализ сланцевольного остатка процесса газификации горючих сланцев (табл. 2).

Таблица 2. Результаты гранулометрического анализа сланцевольных отходов

Table 2. Results of grain size analysis of ash-shale wastes

Фракция, мм Fraction, mm	>4	2–4	1–2	0,5–1	0,25–0,5	0,125–0,25	<0,125
Содержание, % Content, %	52,56	19,85	13,27	11,3	1,76	0,66	0,60

Для определения фильтрационных и сорбционных характеристик горючих сланцев и сланцевольного остатка были изучены их физико-химические свойства (табл. 3).

По полученным данным прироста сухого остатка, измельчаемости и истираемости можно сделать вывод, что горючие сланцы и сланцевольный остаток удовлетворяют требованиям ГОСТ Р 51641–2000 «Материалы фильтрующие зернистые». По данному ГОСТу прирост сухого остатка не должен превышать 20 мг/дм³ (горючие сланцы – 4 мг/дм³, сланцевольный остаток – 10 мг/дм³), значение измельчаемости не должно превышать 4 % (горючие сланцы – 0,3–0,5 %, сланцевольный остаток – 0,7–0,8 %), а значение истираемости – 0,5 % (горючие сланцы – 0,1 %, сланцевольный остаток – 0,4–0,5 %).

По результатам определения площади удельной поверхности горючих сланцев и сланцевольного остатка (табл. 3) видно, что площадь удельной

поверхности у горючих сланцев выше, чем у сланцевой золы. В результате термического воздействия тонкопористая структура уплотняется – снижается удельная поверхность (S_y до термической обработки горючих сланцев – 12,93 см²/г, после – 2,29 см²/г). При этом средний диаметр микропор у сланцевольного остатка под влиянием температуры увеличивается и, как следствие, увеличивается общая пористость (пористость горючих сланцев – 24 %, сланцевольного остатка – 38 %) [20].

Таблица 3. Физико-химические свойства

Table 3. Physical-chemical properties

Свойство Property	Горючие сланцы Oil shale	Сланцевольный остаток Ash-shale waste
Пористость Porosity, % [19]	24	38
Прирост сухого остатка, мг/дм ³ Gain of dry residue, mg/dm ³	4	10
Измельчаемость Grindability, %	0,3–0,5	0,7–0,8
Истираемость Abrasion, %	0,1	0,4–0,5
S _y по методу MultiPoint BET, см ² /г Surface area by the MultiPoint BET method, cm ² /g	12,93	2,29
Средний диаметр микропор, нм Average diameter of micropore, nm	15,9	25,4

Изучалось влияние фракционного состава горючих сланцев на его сорбционную емкость. В качестве загрязнителей использовалась нефть и нефтепродукты различной плотности и вязкости. Результаты исследований представлены на рис. 1. Видно, что наилучшие результаты показала фракция горючих сланцев 1–2 мм.

Для сравнения сорбционных свойств горючих сланцев и сланцевольного остатка была изучена сорбционная емкость остатка фракцией 1–2 мм с использованием аналогичных загрязнителей (табл. 4).

Полученные результаты сравнили с характеристиками по сорбционной емкости на примере органических загрязнителей для природных материалов, таких как песок и цеолит. Результаты представлены в табл. 5.

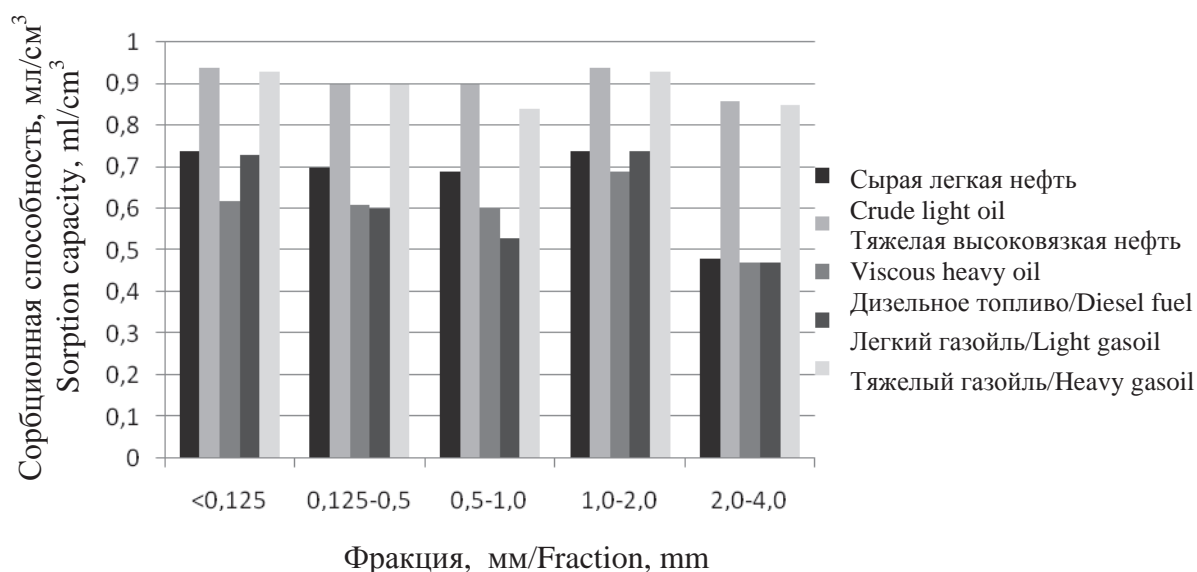


Рис. 1. Сорбционная емкость горючих сланцев

Fig. 1. Sorption capacity of oil shale

Таблица 4. Сорбционная емкость сланцевольного остатка (фракция 1–2 мм)

Table 4. Sorption capacity of ash-shale wastes (fraction 1–2 mm)

Нефть и нефтепродукты Oil and oil products	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Вязкость, мм ² /с Viscosity, mm ² /s	Сорбционная емкость, мл/см ³ Sorpton capacity, ml/cm ³			
			минут/minute			
			5	10	15	20
Сырая нефть легкая Crude light oil	0,867	11,12	1,07	1,20	1,22	1,23
Тяжелая высоковязкая нефть Viscous heavy oil	0,940	570	1,89	1,92	2,00	2,01
Дизельное топливо Diesel fuel	0,854	3,21	1,06	1,12	1,15	1,16
Тяжелый газойль КК Heavy gasoil KK	1,061	44,66	1,76	1,94	1,96	1,99
Легкий газойль КК Light gasoil KK	0,963	2,42	1,52	1,59	1,61	1,61

Полученные значения сорбционной емкости сланцевольного остатка (табл. 5) выше значений сорбционной емкости горючих сланцев, песка и цеолита. Более высокие значения сорбционной емкости сланцевольного остатка по сравнению с горючими сланцами можно объяснить увеличением их пористости в 1,5 раза (табл. 3).

Весомая часть минеральной составляющей горючих сланцев и сланцевольного остатка представлена следующими оксидами: SiO₂, CaO и Al₂O₃. На них приходится примерно 81 % мас. у горючих сланцев и 90 % мас. у сланцевольного остатка минеральной составляющей (табл. 1), поэтому были изучены сорбционные емкости данных оксидов на примере органических загрязнителей, использованных для изучения сорбционной емкости горючих сланцев и сланцевольного остатка. Одновременно с этим было исследовано влияние температуры на их сорбционные характеристики. Результаты этих исследований представлены в табл. 6.

Таблица 5. Сорбционные емкости различных материалов, мл/см³

Table 5. Sorption capacity of different materials, ml/cm³

Нефть и нефтепродукты Oil and oil products	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Вязкость, мм ² /с Viscosity, mm ² /s	Природный сорбент/Natural sorbent			
			Песок Sand	Цеолит Zeolit	Горючие сланцы Oil shale	Сланцевольный остаток Ash-shale waste
Сырая легкая нефть Crude light oil	0,867	11,12	0,39–0,48	0,52–0,79	0,42–0,74	1,07–1,23
Тяжелая высоковязкая нефть Viscous heavy oil	0,940	530	0,78–0,85	0,86–0,94	0,80–0,94	1,72–2,01
Тяжелый газойль КК Heavy gasoil KK	1,061	44,66	0,70–0,78	0,85–0,99	0,80–0,93	1,76–1,99
Легкий газойль КК Light gasoil KK	0,963	2,42	0,32–0,40	0,64–0,82	0,40–0,73	1,28–1,61
Дизельное топливо Diesel fuel	0,854	3,21	0,37–0,42	0,47–0,51	0,40–0,62	1,06–1,16

Таблица 6. Изменение сорбционной емкости SiO_2 , CaO и Al_2O_3 от температуры

Table 6. Change of sorption capacity of SiO_2 , CaO and Al_2O_3 under temperature

Нефть и нефтепродукты Oil and oil products	Сорбционная емкость, мл/см ³ Sorption capacity, ml/cm ³					
	До термообработки Before heat treatment			После термообработки After heat treatment (1000 °C)		
	SiO_2	CaO	Al_2O_3	SiO_2	CaO	Al_2O_3
Легкая нефть Crude light oil	1,38	1,12	0,65	1,47	1,17	0,86
Дизельное топливо Diesel fuel	1,49	1,28	0,55	1,66	1,36	0,96
Легкий газойль КК Light gasoil KK	1,68	0,96	0,48	1,97	1,34	0,64
Тяжелая высоковязкая нефть Viscous heavy oil	1,89	1,59	0,98	2,12	1,98	1,13
Тяжелый газойль КК Heavy gasoil KK	1,76	1,32	0,79	2,05	1,69	1,07

Воздействие температуры оказывает положительное влияние на сорбционные свойства для всех использованных компонентов минеральной части горючих сланцев. Наилучшие сорбционные свойства проявляются у SiO_2 для всех видов использованных органических загрязнителей. Таким образом, под воздействием температуры повышается сорбционная емкость каждого из основных компонентов минеральной составляющей и, в результате суммарного эффекта этих оксидов, улучшается в целом сорбционная характеристика сланцезольного остатка.

Для очистки воды от органических загрязнителей (нефти и нефтепродуктов) были изучены фильтрующие свойства различных фракций горючих сланцев.

В табл. 7 представлены данные экспериментальных исследований эффективности фильтров на основе горючих сланцев.

Таблица 7. Фильтрационные свойства горючих сланцев для очистки воды от нефти и нефтепродуктов

Table 7. Filtration properties of oil shale for water purification from organic pollutants

Фракция, мм Fraction, mm	Эффективность фильтра/Filter efficiency, %		
	Сырая легкая нефть Crude light oil	Дизельное топливо Diesel fuel	Тяжелый газойль КК Heavy gasoil KK
0,125–0,5	84	80	96
0,5–1	80	76	96
1–2	46	40	95
2–4	20	20	94

Зависимость скорости фильтрации от размера фракции горючих сланцев описывается уравнением $W=0,0289\ln(\Phi)+0,088$ (величина достоверности аппроксимации $R^2 - 0,98$), где W – скорость фильтрации, Φ – размер зерна.

Из данных табл. 7 и рис. 2 видно, что с уменьшением размера зерна снижается скорость фильтрации, но одновременно повышается ее эффективность. Эффективность фильтрации также зависит от вязкости загрязнителя: чем она выше, тем выше эффективность фильтрации.

Заключение

По результатам экспериментальных исследований:

- определено, что в минеральной части горючих сланцев в основном преобладают оксид кальция ($\text{CaO} - 39,95\%$ мас.) и оксид кремния ($\text{SiO}_2 - 33,22\%$ мас.) (табл. 1);
- гранулометрический анализ сланцезольного остатка процесса газификации горючих сланцев

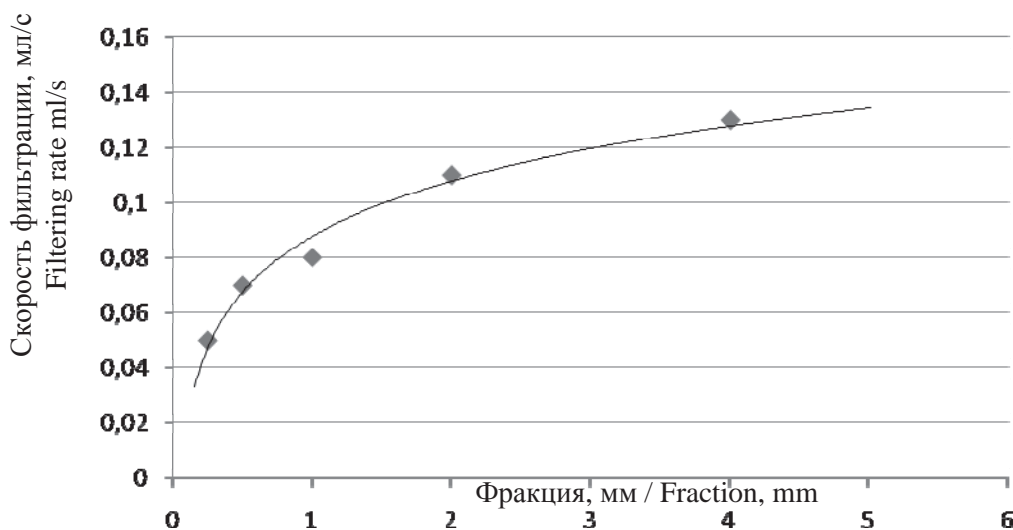


Рис. 2. Зависимость скорости фильтрации от размера зерна

Fig. 2. Dependence of filtering rate on grain size

- показал следующее содержание фракции: фракция более 4 мм – 52,56 %, 2–4 мм – 19,85 %, 1–2 мм – 13,27 %, 0,5–1 мм – 11,3 %, 0,25–0,5 мм – 1,76 %, и менее 0,25 мм – 1,26 %;
- определено, что горючие сланцы и сланцевольный остаток удовлетворяют требованиям ГОСТ Р 51641–2000 «Материалы фильтрующие зернистые». По данному ГОСТу, приrost сухого остатка не должен превышать 20 мг/дм³ (горючие сланцы – 4 мг/дм³, сланцевольный остаток – 10 мг/дм³), значение измельчаемости не должно превышать 4 % (горючие сланцы – 0,3–0,5 %, сланцевольный остаток – 0,7–0,8 %), а значение истираемости – 0,5 % (горючие сланцы – 0,1 %, сланцевольный остаток – 0,4–0,5 %);
 - установлено, что площадь удельной поверхности у горючих сланцев выше, чем у сланцевой золы и что в результате термического воздействия тонкопористая структура уплотняется – снижается удельная поверхность (S_у до термической обработки горючих сланцев – 12,93 см²/г, после – 2,29 см²/г);
 - определено, что полученные значения сорбционной емкости сланцевольного остатка (1,07–2,01 мл/см³) выше значений сорбционной емкости горючих сланцев (0,42–0,94 мл/см³), песка (0,39–0,85 мл/см³) и цеолита (0,47–0,99 мл/см³) (табл. 5). Более высокие значения сорбционной емкости сланцевольного остатка по сравнению с горючими сланцами можно объяснить увеличением их пористости в 1,5 раза (пористость горючих сланцев – 24 %, сланцевольного остатка – 38 %);
 - установлено, что под воздействием температуры повышается сорбционная емкость каждого из основных компонентов минеральной составляющей горючих сланцев и, как следствие, улучшается в целом сорбционная характеристика сланцевольного остатка;
 - определено, что с уменьшением фракции горючих сланцев снижается скорость фильтрации, но одновременно повышается эффективность фильтрации. Эффективность фильтрации также зависит от вязкости загрязнителя: чем она выше, тем выше эффективность фильтрации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Смирнова Т.С., Вахидова Л.М., Мирабидинов Ш.Н.У. Минерально-сырьевые ресурсы России и мировой опыт природопользования // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 7. – С. 7–17.
2. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Третьяков В.Ф. Горючие сланцы – потенциальный источник сырья для топливно-энергетической и химической промышленности // «Вестник МИТХТ». Химия и технология органических веществ. – 2006. – № 4. – С. 76–85.
3. Raado L.-M., Rein K., Hain T. Oil shale ash based stone formation – hydration, hardening dynamics and phase transformations // Oil shale. – 2014. – V. 31. – № 1. – P. 91–101.
4. Юдович Я.Э. Горючие сланцы Республики Коми. Проблемы освоения. – Сыктывкар: Геопринт, 2013. – 90 с.
5. Рудина М.Г., Серебрянникова Н.Д., Справочник сланцепереработчика. – Л.: Химия, 1988. – 256 с.
6. Geochemistry of rare earth and other trace elements in Chinese oil shale / Q. Wang, J. Bai, J. Ge, Y.Z. Wie // Oil shale. – 2014. – V. 31. – № 3. – P. 266–277.
7. Способы получения гидрофобных сорбентов из природных материалов / А.В. Кужалов, С.Б. Ромаденкина, В.А. Решегов, М.В. Щипанова // Известия Саратовского университета. Серия: Химия, биология, экология. – 2014. – № 2. – С. 39–42.
8. Андреева Л.Н., Борбат В.Ф. Зола ТЭЦ – перспективное сырье для промышленности // Вестник Омского университета – 2009. – № 2 – С. 141–151.
9. Юдаков А.А. Ксеник Т.В. Новые недорогие эффективные гидрофобные сорбенты для очистки вод от органических загрязнителей // Водочистка – 2010. – № 7. – С. 36–40.
10. Грушевенко Е. Сланцевая нефть в США: к чему приведет снижение цен // Forbes. URL: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/konkurenciya/278477-slantsevaya-neft-v-ssha-k-chemu-privedet-snizhenie-tsen> (дата обращения: 18.08.2016).
11. Composition and properties of oil shale ash concrete / R. Leimbi-Merike, N. Tiina, L. Eneli, K. Rein // Oil shale. – 2014. – V. 31. – № 2. – P. 147–160.
12. Liu H. Pyrolysis of oil shale mixed with low-density polyethylene // Oil shale. – 2011. – V. 28. – № 1. – P. 42–48.
13. Swift T., Mayer S. Study of thermal conversion of oil shale under N₂ and CO₂ atmospheres // Oil shale. – 2010. – V. 27. – № 4. – P. 309–320.
14. Bituykova L., Motler R. Composition of oil shale ashes from pulverized firing and circulating fluidized-bed boiler in Narva thermal power plants // Oil shale. – 2010. – V. 27. – № 4. – P. 339–353.
15. Salah H. Aljbour. Production of ceramics from waste glass and Jordanian oil shale ash // Oil shale. – 2016. – V. 33. – № 1. – P. 260–271.
16. Ватин Н.И., Петросов Д.В., Калачев А.И. Применение зол и золошлаковых отходов в строительстве // Инженерный журнал. – 2011. – № 4. – С. 16–21.
17. Study on thermal conversion of Huadian oil shale under N₂ and CO₂ atmospheres / F.F. Xie, Z. Wang, W.G. Lin, W.L. Song // Oil shale. – 2010. – V. 27. – № 4. – P. 309–320.
18. Изменение химического состава и свойств горючих сланцев во время термической обработки / М.Ю. Назаренко, В.Ю. Бажин, С.Н. Салтыкова, Ф.Ю. Шариков // Кокс и Химия. – 2010. – № 10. – С. 46–49.
19. Изучение физико-химических свойств горючих сланцев / М.Ю. Назаренко, В.Ю. Бажин, С.Н. Салтыкова, Г.В. Коновалов // Кокс и Химия. – 2014. – № 3. – С. 44–49.
20. Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н. Реакционная способность поверхности горючих сланцев Прибалтийского бассейна // Кокс и Химия. – 2016. – № 5. – С. 33–37.

Поступила 09.08.2016 г.

Информация об авторах

Назаренко М.Ю., аспирант кафедры химических технологий и переработки энергоносителей факультета переработки минерального сырья Санкт-Петербургского горного университета.

Кондрашева Н.К., доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой химических технологий и переработки энергоносителей факультета переработки минерального сырья Санкт-Петербургского горного университета.

Салтыкова С.Н., кандидат технических наук, доцент кафедры химических технологий и переработки энергоносителей факультета переработки минерального сырья Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 662.8.05

EFFICIENCY OF APPLYING OIL SHALE AND ASH-SHALE WASTES FOR WATER TREATMENT FROM ORGANIC POLLUTANTS

Maxim Yu. Nazarenko¹,

max.nazarenko@mail.ru

Natalia K. Kondrasheva¹,

natalia_kondrasheva@mail.ru

Svetlana N. Saltykova¹,

ssn_58@mail.ru

¹ Saint-Petersburg mining university,
2, 21 line of Vasilyevsky Island, Saint-Petersburg, 199106, Russia.

The relevance of the work is caused by a large number ash-shale waste and oil shale fines formed in refining and oil shale mining, processing and utilization which will enhance the efficiency of using such solid fuels as oil shale.

The main aim of the study is to assess the possibility of using oil shale and ash-shale waste for water treatment from organic pollutants (oil and oil products).

The methods used in the study. The modern laboratory equipment (granulometric classificatory ASControl, X-ray energy dispersive spectrometer Epsilon PANanalytical, pH-meter «Expert-pH», temperature control Cabinet Shaking Incubator 3032–3033) was used. The authors have studied physico-chemical properties of ash-shale waste and oil shale to determine their filtration and sorption characteristics using the following methods: oil shale porosity was determined by the results of the analysis of actual and apparent density; actual density was determined by weighing a slate sample in the air and in pycnometer liquid and apparent density was defined by water volume, displaced by the studied sample; specific area was determined using MultiPoint BET; gain of dry residue (the amount of dry residue characterizes the total content of dissolved non-volatile mineral and partly organic compounds), abrasion and grindability were determined according to the GOST R 51641–2000 «Granular filter material» and GOST 18164–72 «Method for determining dry residue». Sorption capacity was defined with material of various fraction (from <0,125 to 4 mm), at 25 °C, the sample mass is 3 g. To determine sorption capacity the authors used: crude light oil; heavy high-viscosity oil; diesel fuel; heavy gas oil of catalytic cracking. Sorption capacity of the material before and after the experiment was determined by comparison of initial mass.

The results. The authors determined that the mineral part of oil shale mainly contains calcium oxide and silicon oxide, and carried out the particle size analysis of oil shale ash residue of oil shale gasification. Content of fraction is higher than 4 mm – 52,56 %, from 2 to 4 mm – 19,85 %, from 1 to 2 mm – 13,27 %, from 0,5 to 1 mm – 11,3 %, from 0,25 to 0,5 mm – 1,76 % and 1,26 % less than 0,25 mm. It was ascertained that shale oil and ash-shale wastes meet the requirements of GOST R 51641–200 «Granular filter Material». The authors determined that the specific surface area of oil shale is higher than that of ash-shale and as a result of thermal exposure the thin porous structure is compacted – the specific surface area is reduced (S_V is 12,93 cm²/g before thermal processing of oil shale, it is 2,29 cm²/g after it). The obtained values of sorption capacity of ash-shale wastes are higher than the values of sorption capacity of oil shale, sand and zeolite. Higher values of sorption capacity of ash-shale wastes compared to oil shale can be explained by the increased porosity by 1,5 times. Filtration properties of oil shale through a layer of material (oil shale) were studied under natural pressure difference (the pressure difference created by the fluid column above the material).

Key words:

Oil shale, ash-shale wastes, shale ash, waste utilization, filtration, sorption, chemical composition, mineral part, rational use of natural resources.

REFERENCES

- Smirnova T.S., Vakhidova L.M., Mirabidinov Sh.N.U., Molotov S.A. Mineralno-syrevye resursy Rossii i mirovoy opyt prirodopolzovaniya [Mineral resources of Russia and the world experience of nature management]. *Bulletin of Perm National research polytechnic university. Geology. Oil and gas engineering and mining*, 2013, no. 7, pp. 7–17.
- Strigalova Yu.A., Usova T.V., Tretyakov V.F. Goryuchie slantsy – potentsialny istochnik syriya dlya toplivno-energeticheskoy i khimicheskoy promyshlennosti [Oil shale is a potential source of raw material for energy and chemical industry]. *Vestnik MITHHT, Chemistry and technology of organic substances*, 2006, no. 4, pp. 76–85.
- Raado L.M., Rein K., Hain T. Oil shale ash based stone formation – hydration, hardening dynamics and phase transformations. *Oil shale*, 2014, vol. 31, no. 1, pp. 91–101.
- Yudovich Ya.E. *Goryuchie slantsy Respubliki Komi. Problemy osvoeniya* [Oil shales of the Komi Republic. Problems of development]. Syktyvkar, Geoprint Publ., 2013. 90 p.
- Rudina M.G., Serebryannikova N.D. *Spravochnik slantsepererabotchika* [Handbook of shale processor]. Leningrad, Khimiya Publ., 1998. 256 p.
- Wang Q., Bai J., Ge J., Wie Y.Z. Geochemistry of rare earth and other trace elements in Chinese oil shale. *Oil shale*, 2014, vol. 31, no. 3, pp. 266–277.
- Kruzhalov A.V., Romadenkina S.B., Reshetov V.A., Shchipanova M.V. Sposoby polucheniya gidrofobnykh sorbentov iz prirodnnykh materialov [Methods of producing hydrophobic adsorbents from natural materials]. *Izvestiya of Saratov University. Series: Chemistry. Biology. Ecology*, 2014, no. 2, pp. 39–42.
- Andreeva L.N., Borbat V.F. Zola TEHC – perspektivnoe syre dlya promyshlennosti [Ash TPP is a promising raw material for industry]. *Herald of Omsk University*, 2009, no. 2, pp. 141–151.

9. Udakov A.A., Ksenik T.V. Novye nedorogie ehffektivnye gidrofobnye sorbenty dlya ochistki vod ot organicheskikh zagryazniteley [New cost-effective hydrophobic sorbents for water purification from organic pollutants]. *Water purification*, 2010, no. 7, pp. 36–40.
10. Glushenko E. Slanshevaya neft v SSCHA: k chemu privedet snizhenie zen [Oil shale in the USA. What will the price reduction result in?]. *Forbes*. Available at: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/konkurenciya/278477-slantsevaya-neft-v-ssha-k-chemu-privedet-snizhenie-tsen> (accessed 18 August 2016).
11. Leimbi-Merike R., Tiina H., Eneli L., Rein K. Composition and properties of oil shale ash concrete. *Oil shale*, 2014, vol. 31, no. 2, pp. 147–160.
12. Liu H. Pyrolysis of oil shale mixed with low-density polyethylene. *Oil shale*, 2011, vol. 28, no. 1, pp. 42–48.
13. Swift T., Mayer S. Study of thermal conversion of oil shale under N₂ and CO₂ atmospheres. *Oil shale*, 2010, vol. 27, no. 4, pp. 309–320.
14. Bitjukova L., Motler R. Composition of oil shale ashes from pulverized firing and circulating fluidized-bed boiler in Narva thermal power plants. *Oil shale*, 2010, vol. 27, no. 4, pp. 339–353.
15. Salah H. Aljbour. Production of ceramics from waste glass and Jordanian oil shale ash. *Oil shale*, 2016, vol. 33, no. 1, pp. 260–271.
16. Vatin N.I., Petrosov D.V., Kalachev A.I. Primenenie zol i zoloshlakovykh otkhodov v stroitelstve [Application of ash and bottom ash waste in construction]. *Magazine of Civil engineering*, 2011, no. 4, pp. 16–21.
17. Xie F.F., Wang Z., Lin W.G., Song W.L. Study on thermal conversion of Huadian oil shale under N₂ and CO₂ atmospheres. *Oil shale*, 2010, vol. 27, no. 4, pp. 309–320.
18. Nazarenko M.Yu., Bazhin V.Yu., Saltykova S.N., Sharikov F.Yu. Izmenenie khimicheskogo sostava i svoystv goryuchikh slantsev vo vremya termicheskoy obrabotki [Change in composition and properties of fuel shale during heat treatment]. *Coke and Chemistry*, 2010, no. 10, pp. 46–49.
19. Nazarenko M.Yu., Bazhin V.Yu., Saltykova S.N., Kononov G.V. Izuchenie fiziko-khimicheskikh svoystv goryuchikh slantsev [Physicochemical properties of fuel shale]. *Coke and Chemistry*, 2014, no. 3, pp. 44–49.
20. Nazarenko M.Yu., Kondrasheva N.K., Saltykova S.N. Reaktsionnaya sposobnost poverkhnosti goryuchikh slantsev Pribaltiyskogo basseyna [Surface reactivity of fuel shales from the Baltic basin]. *Coke and Chemistry*, 2016, no. 5, pp. 33–37.

Received: 9 August 2016.

Information about the authors

Maxim Yu. Nazarenko, postgraduate, Saint-Petersburg Mining University.

Natalia K. Kondrasheva, Dr. Sc., professor, head of the department, Saint-Petersburg Mining University.

Svetlana N. Saltykova, Cand. Sc., associate professor, Saint-Petersburg Mining University.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректурa *Д.В. Заремба*
Перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 30.09.2016. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 12,10. Уч.-изд. л. 10,94.
Заказ 382-16. Тираж 500 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ