

ISSN 0016-7762 (Print)
ISSN 2618-8708 (Online)

2020

Том 63, № 5
Vol. 63, #5

PROCEEDINGS OF HIGHER
EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY AND EXPLORATION

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

5

**ГЕОЛОГИЯ
И РАЗВЕДКА**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
ГЕОЛОГИЯ
И РАЗВЕДКА
Научно-методический журнал

Том 63, № 5
2020

Журнал издается с января 1958 г.
Периодичность: 6 раз в год

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI)

PROCEEDINGS OF HIGHER EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY
AND
EXPLORATION
Scientific methodological journal

Vol. 63, No. 5
2020

The journal has been published since 1958
Frequency: Bimonthly

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

В журнале «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» публикуются статьи, содержащие результаты теоретических и экспериментальных исследований, выполненных в вузах и научно-исследовательских учреждениях, геолого-разведочных предприятиях, а также в порядке личной инициативы авторов. Печатаются обзорные статьи, освещающие современное состояние актуальных проблем геологической науки и геолого-разведочной практики, материалы научных конференций, симпозиумов и совещаний. Журнал пропагандирует передовой производственный опыт.

Журнал «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» за более чем 60 лет своей деятельности утвердил себя как одно из ведущих и авторитетных научных периодических изданий в области наук о Земле. Он действительно участвует в решении научно-технических проблем, пропагандирует новейшие достижения и укрепляет авторитет вузовской и отраслевой науки в области геологии, способствует повышению уровня подготовки высококвалифицированных инженерных, научных и педагогических кадров.

Главный редактор

Лопатин Алексей Владимирович, академик РАН, доктор биологических наук, профессор, директор, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН, г. Москва, Россия

Заместители главного редактора

Куликов Владимир Владиславович, доктор технических наук, профессор, первый проректор, заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Попов Юрий Анатольевич, доктор физико-математических наук, профессор, Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, Россия

Редакционная коллегия

Амро Мухамед Муса, PhD, директор Института бурения и добычи, Технический университет «Горная академия Фрайберг», г. Фрайберг, Германия

Баосун Ма, PhD, профессор, профессор и руководитель аспирантов, Университет Сунь Ятсена, г. Гуанчжоу, Китай

Вердоа Массимо, PhD, профессор, Университет Генуи, г. Генуя, Италия

Гаранин Виктор Константинович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Минералогический музей имени А.Е. Ферсмана РАН, г. Москва, Россия

Гулиев Ибрагим Саид оглы, академик НАН Азербайджана, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Дронов Андрей Викторович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН, г. Москва, Россия

Етирмишли Гурбан Джалал оглы, член-корреспондент НАН Азербайджана, доктор геолого-минералогических наук, генеральный директор Республиканского центра сейсмологической службы, Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Игнатов Петр Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Игнатьева Маргарита Николаевна, доктор экономических наук, профессор, Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Керимов Вагиф Юнус оглы, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог Россий-

ской Федерации, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Кузнецов Николай Борисович, доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе, Геологический институт РАН, г. Москва, Россия

Куликов Вячеслав Степанович, доктор геолого-минералогических наук, Институт геологии Карельского НЦ РАН, г. Петрозаводск, Россия

Леонов Михаил Георгиевич, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН, г. Москва, Россия

Малков Анатолий Валентинович, доктор технических наук, директор, ООО «Нарзан-гидроресурсы», г. Кисловодск, Россия

Маслов Андрей Викторович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Россия

Марин Юрий Борисович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Петров Владислав Александрович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, директор Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва, Россия

Плечов Павел Юрьевич, доктор геолого-минералогических наук, директор, Минералогический музей имени А.Е. Ферсмана, г. Москва, Россия

Самсонов Александр Владимирович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва, Россия

Семинский Константин Жанович, доктор геолого-минералогических наук, Институт земной коры Сибирского отделения РАН, г. Иркутск, Россия

Тихоцкий Сергей Андреевич, член-корреспондент РАН, доктор физико-математических наук, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва, Россия

Толстов Александр Васильевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Акционерная компания АЛРОСА (ПАО), Республика Саха (Якутия), г. Мирный, Россия

Фридовский Валерий Юрьевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, Институт геологии алмаза и благородных металлов Сибирского отделения РАН, г. Якутск, Россия

GEOLOGY AND EXPLORATION

Фулун Нин, PhD, профессор, профессор и руководитель аспирантов Национального центра международных совместных исследований по глубокому бурению и разработке месторождений полезных ископаемых, Китайский геологоразведочный университет, г. Ухань, Китай
Хуанг Шаопенг, PhD, профессор, Сианьский университет Цзяотун, г. Сиань, Китай; Шэньчжэньский университет, г. Шэньчжэнь, Китай; приглашенный научный сотрудник, Университет Мичигана, г. Энн-Арбор, США
Шестопалов Юрий Викторович, доктор физико-математических наук, профессор, кафедра электроники, математики и естественных наук, Университет Gävle, г. Евле, Швеция
Эппельбаум Лев Виленович, Dr. of Sci. (Geophys.), профессор кафедры геофизики, Тель-Авивский университет, г. Тель-Авив, Израиль
Серов Сергей Геннадьевич, ответственный секретарь, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Председатель редакционного совета

Косьянов Вадим Александрович, доктор технических наук, профессор, ректор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Редакционный совет

Варламов Алексей Иванович, доктор геолого-минералогических наук, научный руководитель, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия
Гусев Павел Николаевич, главный редактор газеты «Московский комсомолец», г. Москва, Россия
Козловский Евгений Александрович, доктор технических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия
Машковцев Григорий Анатольевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского, г. Москва, Россия
Спиридонов Игорь Геннадьевич, кандидат геолого-минералогических наук, директор, Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов, г. Москва, Россия
Трубецкой Климент Николаевич, академик РАН, доктор технических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

История издания журнала	Издается с января 1958 г.
Периодичность	6 раз в год
Префикс DOI	https://doi.org/10.32454/
ISSN print	0016-7762
ISSN online	2618-8708
Свидетельство о регистрации средства массовой информации	ПИ №ФС77-59165 от 18.09.2014 г. (Роскомнадзор)
Учредитель и издатель	ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
Редакция	ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Серов Сергей Геннадьевич (ответственный секретарь) 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия +7 (495) 255-15-10, доб. 2289 https://www.geology-mgri.ru E-mail: journal-geology@mgri.ru
Тираж	200 экз.
Дата выхода в свет	30.08.2021
Типография	Отпечатано в ООО «БЕАН», 1, корп. 5, Баррикад ул., г. Нижний Новгород 603003, Россия
Копирайт	© Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2020
Стоимость одного выпуска	Свободная цена
Условия распространения материалов	Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License
Индексация	РИНЦ, DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat. Включен в Ulrich's Periodicals Directory. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук

GEOLOGY AND EXPLORATION

FOCUS AND SCOPE

Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration publishes original scientific articles presenting significant results of theoretical and experimental studies carried out by researchers from universities, research institutions and exploration companies, as well as by independent investigators. The Journal publishes review articles on topical issues of geological science and mineral resource exploration practice, along with the materials of such scientific events as conferences, workshops and roundtables. The Journal is also aimed at promoting advanced industrial experience.

During more than 60 years of its existence the Journal *Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration* has established itself as one of the leading and reputable scientific periodicals of the country in the field of Earth sciences. The Journal effectively participates in solving of scientific and technical problems, promoting the latest progresses and strengthens the authority of university and industry research in geology. It helps to improve the preparation of highly qualified engineers, scientists and teachers.

Editor-in-Chief

Alexey V. Lopatin, Academician of the Russian Academy of Science, Dr. of Sci. (Biol.), Director, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Deputy Editors-in-Chief

Vladimir V. Kulikov, Dr. of Sci. (Engineering), First Vice-Rector, Honored Worker of the Higher School of the Russian Federation, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Yuri A. Popov, Dr. of Sci. (Phys.-Math.), Prof., Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

Editorial Board

Moh'd M. Amro, PhD, Director of Institute of Drilling Technology and Fluid Mining, Technical University Bergakademie Freiberg, Freiberg, Germany

Ma Baosong, PhD, Prof., Professor and research supervisor of doctoral students, Sun Yat-Sen University, Guangzhou, China

Massimo Verdoya, PhD, Prof., Università degli Studi di Genova, Genoa, Italy

Viktor K. Garanin, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Fersman Mineralogical Museum, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Ibrahim S. Guliev, Academician of the NAS of Azerbaijan, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan

Andrey V. Dronov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Gurban J. Yetirmishli, corr. member of Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS), Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), General director of Republican Seismic Survey Center of ANAS head of seismology division, Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan

Petr A. Ignatov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Margarita N. Ignatyeva, Dr. of Sci. (Economics), Prof., Ural State Mining University, Yekaterinburg, Russia

Vagif Y. Kerimov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Honored Geologist of the Russian Federation, Sergo Ordzhonikidze

Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Nikolay B. Kuznetsov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Deputy Director for research, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Vyacheslav S. Kulikov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of Geology Karelian Research Centre, Russian Academy of Sciences, Petrozavodsk, Russia

Mikhail G. Leonov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Anatoliy V. Malkov, Dr. of Sci. (Engineering), Director, Narzan-Gidrosursy Ltd., Kislovodsk, Russia

Andrey V. Maslov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russia

Yuriy B. Marin, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Vladislav A. Petrov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Director, Institute of Geology of ore deposits, petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Pavel Yu. Plechov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, Fersman Mineralogical Museum, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander V. Samsonov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Konstantin Zh. Seminsky, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

Sergey A. Tikhotskiy, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. of Sci. (Phys.-Math.), Director, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Alexander V. Tolstov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., ALROSA Public Joint Stock Company, Mirny, Yakutia, Russia

Valeriy Yu. Fridovsky, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, Diamond and Precious Metal Geology Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia

Ning Fulong, PhD, Prof., Professor and research supervisor of doctoral students at the National Center for International Research on Deep Earth Drilling and Resource Development, China University of Geosciences, Wuhan, China

Shaopeng Huang, PhD, Prof., Shenzhen University, Institute of Deep Earth Sciences and Green Energy, Shenzhen, China; Adjunct Research Scientist, Department of Earth and Environmental, University of Michigan, Ann Arbor, USA

Yury V. Shestopalov, Dr. of Sci. (Phys.-Math.), Department of Electronics, Mathematics and Natural Sciences, University of Gävle, Gävle, Sweden

Lev V. Eppelbaum, Dr. of Sci. (Geophys.), Professor, Department of Geophysics, Tel Aviv University, Tel-Aviv, Israel

Sergey G. Serov, executive secretary, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Chairman of the Editorial Council

Vadim A. Kosyanov, Dr. of Sci. (Engineering), Prof., Rector, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Editorial Council

Alexey I. Varlamov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Scientific Adviser, All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia

Pavel N. Gusev, Editor-in-Chief, Moskovskii Komsomolets newspaper, Moscow, Russia

Eugeniy A. Kozlovsky, Dr. of Sci. (Engineering), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Grigoriy A. Mashkovtsev, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Director, All-Russian Scientific Research Institute of Mineral Resources named after N.M. Fedorovsky, Moscow, Russia

Igor G. Spiridonov, Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Director, Institute of Mineralogy, Geochemistry and Crystal Chemistry of Rare Elements, Moscow, Russia

Kliment N. Trubetskoy, Academician of the Russian Academy of Science, Dr. of Sci. (Engineering), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Founded	The journal has been published since January, 1958
Frequency	6 times per year
DOI Prefix	https://doi.org/10.32454/
ISSN print	0016-7762
ISSN online	2618-8708
Mass Media Registration Certificate	PI No. FS 77-59165 issued 18.09.2014 by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology and Mass Media (Roskomnadzor)
Founder and Publisher	Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
Editorial Office	Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Sergey G. Serov (executive secretary) 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia +7 (495) 255-15-10, ext. 2289 https://www.geology-mgri.ru E-mail: journal-geology@mgri.ru
Circulation	200 copies
Publication date	30.08.2021
Printing House	BEAN Ltd., 1, build. 5, Barricad str., Nizhny Novgorod 603003, Russia
Copyright	© Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration
Price	Flexible
Distribution	The content is distributed under the Creative Common License CC BY
Indexation	Russian Science Citation Index (RSCI), DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat, Ulrich's Periodicals Directory. The Journal is included in the List compiled by the Higher Attestation Commission of the Russian Federation of peer-reviewed scientific publications in which the main scientific results of dissertations for obtaining the scientific degree of the Candidate of Sciences or Doctor of Science are to be published.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

- 8** ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ЭВОЛЮЦИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВПАДИНЫ ЧДЖИН (БАСЕЙН ЗАЛИВА БОХАЙ)
Ш. ЦЮ, Н.А. КАСЬЯНОВА
- 17** ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОПРОВОДЯЩИХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ В ОБРАЗЦАХ КЕРНА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ
К.А. РАВЕЛЕВ, К.А. ВЯТКИН, П.Ю. ИЛЮШИН
- 28** АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН
А.Х. ШАХВЕРДИЕВ, С.В. АРЕФЬЕВ, А.А. ПОЛИЩУК, Б.П. ВАЙНЕРМАН, Р.Р. ЮНУСОВ, А.В. ДЕНИСОВ
- 42** ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА БЕРИНГОВА МОРЯ
Е.А. ЛАВРЕНОВА, С.А. ГУРЯНОВ, В.Ю. КЕРИМОВ

МИНЕРАЛОГИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ, ЛИТОЛОГИЯ

- 57** ОПТИЧЕСКИЕ СПЕКТРЫ ПОГЛОЩЕНИЯ И КРИСТАЛЛОХИМИЯ КВАРЦА, ИМПЛАНТИРОВАННОГО ИОНАМИ КОБАЛЬТА
А.И. БАХТИН, А.В. МУХАМЕТШИН, О.Н. ЛОПАТИН, В.Ф. ВАЛЕЕВ, В.И. НУЖДИН, Р.И. ХАЙБУЛЛИН
- 67** НЕОБЫЧНЫЕ ОПТИЧЕСКИЕ ЦЕНТРЫ В ФАНТАЗИЙНЫХ КОРИЧНЕВЫХ АЛМАЗАХ
А.И. ДОРОФЕЕВА, С.В. ТИТКОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

- 77** ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВЬЕТНАМА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГРАВИРАЗВЕДКИ В КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ «КОСКАД 3D»
Т.Х. ФАН, А.В. ПЕТРОВ, М.Ф. ДО, М.З. ЛАЙ, Ч.Л. НГУЕН
- 91** ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА КОРРЕКЦИИ ДАННЫХ ГИС ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ ДОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В.Л. ШУСТЕР, О.В. ТЮКАВКИНА, И.С. ПЕРМЯКОВА, И.Л. КАПИТОНОВА

ЮБИЛЕЙ

- 100** К 90-ЛЕТИЮ МИХАИЛА ВЛАДИМИРОВИЧА ШУМИЛИНА

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- 8 FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE, TECTONIC DEVELOPMENT AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE CHEZHEN DEPRESSION (BOHAI BAY BASIN)**
SHIZHE QIU, NATALYA A. KASYANOVA
- 17 CREATION OF HIGH-CONDUCTIVE FILTRATION CHANNELS IN CORE SAMPLES WHEN SIMULATING ACID EXPOSURE AT A FILTERING UNIT**
KIRILL A. RAVELEV, KIRILL A. VYATKIN, PAVEL Yu. ILYUSHIN
- 28 UPDATING A RESERVOIR GEOLOGICAL MODEL IN ORDER TO OPTIMIZE WATERFLOODING WHEN EXTRACTING RESIDUAL OIL RESERVES FROM STAGNANT ZONES**
AZIZAGA Kh. SHAKHVERDIEV, SERGEI V. AREFYEV, ALEXANDR A. POLISHCHUK, BORIS P. VAYNERMAN, RADMIR R. YUNUSOV, ALEXEY V. DENISOV
- 42 ASSESSMENT OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF THE BERING SEA**
ELENA A. LAVRENOVA, SANAN A. GURYANOV, VAGIF Yu. KERIMOV

MINERALOGY, PETROGRAPHY, LITHOLOGY

- 57 OPTICAL ABSORPTION SPECTRA AND CRYSTAL CHEMISTRY OF QUARTZ IMPLANTED WITH COBALT IONS**
ANATOLII I. BAKHTIN, ADIB V. MUKHAMETSHIN, OLEG N. LOPATIN, VALERII F. VALEEV, VLADIMIR I. NUZHDIN, RUSTAM I. KHAIBULLIN
- 67 UNUSUAL OPTICAL CENTRES IN FANCY BROWN DIAMONDS**
ALENA I. DOROFEEVA, SERGEY V. TITKOV

GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

- 77 GEOLOGICAL STRUCTURE OF CENTRAL VIETNAM BY INTERPRETATION PROCESSING OF GRAVITATIONAL SURVEY DATA USING THE “COSCAD 3D” COMPUTER TECHNOLOGY**
HONG T. PHAN, ALEKSEY V. PETROV, PHUONG M. DO, GIAU M. LAI, LUU T. NGUYEN
- 91 APPLICATION OF A GEOSTATISTICAL ALGORITHM FOR CORRECTING WELL LOGGING DATA WHEN MODELLING COMPLEX HYDROCARBON DEPOSITS AT THE STAGE OF ADDITIONAL FIELD EXPLORATION**
VLADIMIR L. SHUSTER, OL'GA V. TJUKAVKINA, IRINA S. PERMYAKOVA, IRINA L. KAPITONOVA

ANNIVERSARY

- 100 TO THE 90TH ANNIVERSARY OF MIKHAIL VLADIMIROVICH SHUMILIN**



ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ЭВОЛЮЦИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВПАДИНЫ ЧДЖИН (БАСЕЙН ЗАЛИВА БОХАЙ)

Ш. ЦЮ, Н.А. КАСЬЯНОВА*

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В нефтегазоносном отношении территория впадины Чджин изучена намного меньше, чем соседние одноранговые впадины, осложняющие впадину 1-го порядка — Цзянь, территориально совпадающую с крупнейшим месторождением углеводородов Шэнли. В последние годы накопилось много геолого-геофизической информации о нефтяной геологии впадины Чджин, что позволяет оценить ее поисковый нефтегазовый потенциал.

Цель. Выявление особенностей геологического строения и размещения залежей нефти впадины Чджин для обеспечения поддержки поисково-разведочных работ в пределах Чджинского блока месторождения Шэнли.

Материалы и методы. Исследования проведены на основе комплексного анализа литературных данных и фондовых материалов. Выполнены историко-геодинамический анализ развития изучаемой территории по литературным данным и анализ новейшей геолого-геофизической информации и промысловых данных по материалам нефтяной компании «Шэнли АКОО “Синопек”». В анализе использованы данные бурения 52 скважин и результаты сейсморазведки, выполненные в центральной части впадины Чджин.

Результаты. Установлены особенности блокового геологического строения изучаемой территории, сформированного под многократным влиянием крупномасштабных горизонтальных тектонических движений, происходившие в разные периоды геологической истории. Определена важная роль новейшей разломной системы в современном пространственном размещении залежей нефти.

Заключение. Проведенные исследования показали, что территория впадины Чджин обладает большим поисковым потенциалом и здесь можно ожидать открытия многих новых промышленных скоплений нефти.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, впадина Чджин, разломная система, залежь, нефть

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Цю Ш., Касьянова Н.А. Особенности геологического строения, эволюции тектонического развития и нефтегазоносности впадины Чджин (бассейн залива Бохай). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):8—16.
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-8-16>

Статья поступила в редакцию 12.06.2021

Принята к публикации 18.08.2021

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE, TECTONIC DEVELOPMENT AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE CHEZHEN DEPRESSION (BOHAI BAY BASIN)

SHIZHE QIU, NATALYA A. KASYANOVA*

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Background. In terms of oil and gas, the territory of the Chezhen depression has been studied insufficiently compared to the neighbouring same-range depressions. These depressions complicate the first-order Jiyang depression, geographically coinciding with the largest Shengli hydrocarbon field. In recent years, much geological and geophysical information about the oil geology of the Chezhen depression has been accumulated, which allows its prospecting oil and gas potential to be assessed.

Aim. To reveal regular features of the geological structure and location of oil deposits in the Chezhen depression in order to support the prospecting and exploration work within the Chezhen block of the Shengli field.

Materials and methods. A comprehensive analysis of literature data and collected materials was conducted. A historical and geodynamic study of the evolution of the studied area according to literature data was carried out, along with an analysis of the most recent geological and geophysical information and exploration data based on the materials of the “Shengli AKOO Sinopec” oil company. The analysis was based on the data from 52 drilling wells and the results of seismic surveys performed in the central part of the Chezhen depression.

Results. Specific features of the block geological structure of the area under study were established, which formed under the repeated influence of large-scale horizontal tectonic movements occurring at different periods of geological history. The role of the most recent fault system in the modern spatial distribution of oil deposits was determined.

Conclusions. Our studies demonstrate a great prospecting potential of the Chezhen depression territory, where the discovery of new industrial oil deposits can be expected.

Keywords: oil and gas basin, Chezhen depression, fault system, reservoir, oil

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Qiu Sh., Kasyanova N.A. Features of the geological structure, tectonic development and oil and gas potential of the Chezhen depression (Bohai bay basin). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):8—16.

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-8-16>

Manuscript received 12 June 2021

Accepted 18 August 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Бассейн залива Бохай является важным нефтегазоносным бассейном в Восточном Китае, который занимает огромную площадь — около 20×10^4 км² [3, 4] и объединяет несколько крупных впадин (структуры 1-го порядка) (рис. 1). В пределах одной из них, впадины Цзиян, расположена изучаемая впадина Чджин (структура 2-го порядка) (рис. 2).

Впадина Цзиян находится в юго-восточной части бассейна залива Бохай, вытянута в северо-восточном направлении, на северо-западе ограничена выступом Чэннин, на юго-востоке — выступом Западный Шаньдун. Крупнейшее месторождение Шэнли (размером $4,4 \times 10^4$ км²), в состав которого входит несколько десятков месторождений

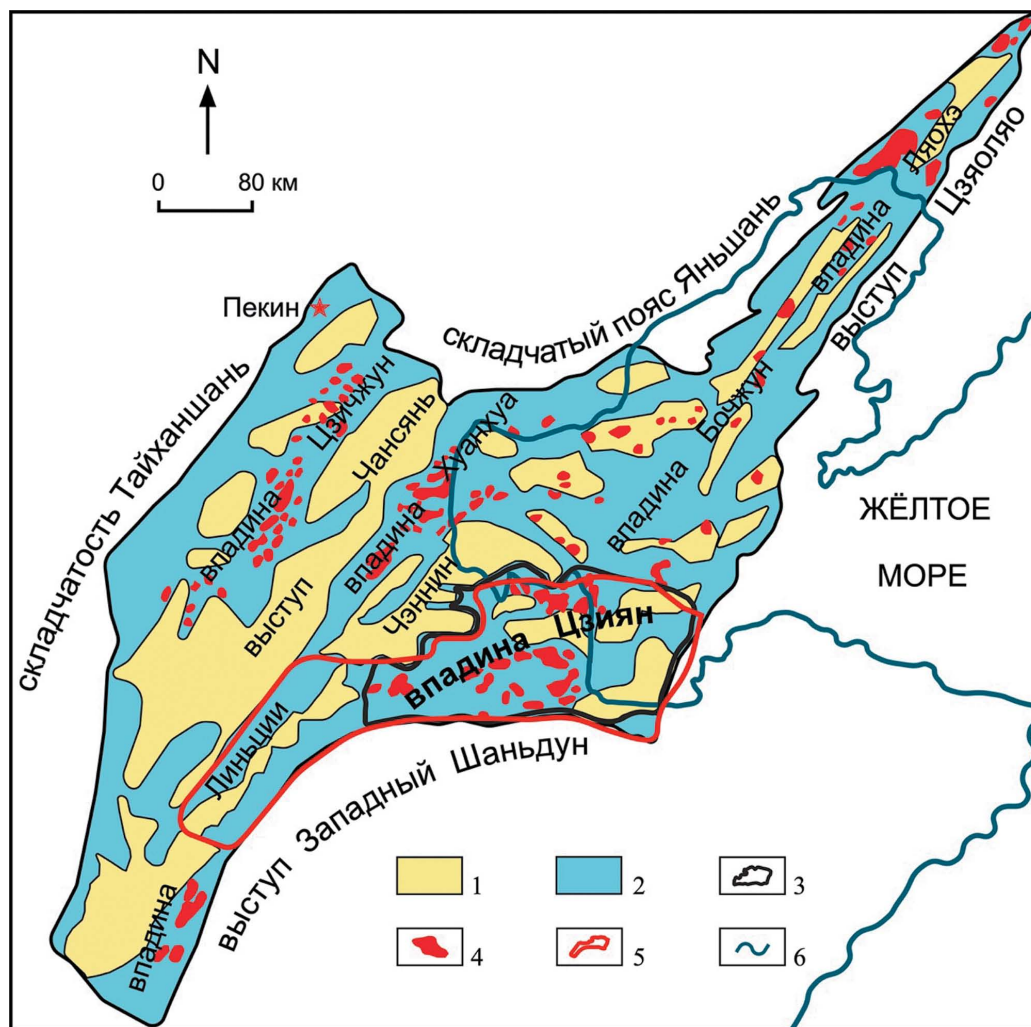


Рис. 1. Расположение района исследования. 1 — выступ, 2 — впадина, 3 — граница впадины Цзянь, 4 — граница месторождения Шэнли, 5 — месторождение нефти, 6 — береговая линия

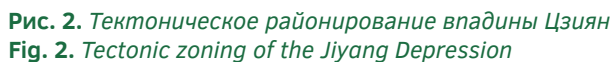
Fig. 1. Disposition of the study area. 1 — ledge, 2 — depression, 3 — the border of the Jiyang Depression, 4 — the border of the Shenli deposit, 5 — oil deposit, 6 — the coastline

нефти, занимает территории впадины Цзянь и большую часть впадины Линьцзи. Изучаемый Чджинский блок (впадина Чджин размером 81×23 км) месторождения Шэнли расположен в пределах дельты Желтой реки на побережье залива Бохай (северная часть провинции Шаньдун).

В 1956—1961 годы в пределах бассейна Бохай пробурено несколько опорных скважин, которые позволили обнаружить впадину Дунин и в ее пределах две крупные антиклинальные структуры — Синьчжэнь и Дунин. Первая скважина X8 (1961 г.) дала промышленной приток нефти с суточными дебитами нефти 8,1 т. Первооткрывателем нефтяного месторождения Шэнли является известный в Китае геолог Ли Сыгуан. Вторая скважина Y2 (1962 г.) получила суточный дебит нефти 555 т,

что было самым высоким уровнем добычи нефти в стране в то время. В 1965 г. скважина T11 вскрыла нефтенасыщенный пласт толщиной 85 м с суточными дебитами нефти 1134 т.

После длительного периода геологоразведочных работ на месторождении Шэнли новая история нефтегазодобычи в рассматриваемом районе связана с основанием нефтяной компании «Шэнли АКОО «Синопек»» (2000 г.). С 2006 по 2012 год нефтедобыча вышла на путь устойчивого развития. К концу 2018 года на месторождении Шэнли добыто 1,087 миллиарда тонн нефти и 54,757 миллиарда кубометров природного газа, что внесло важный вклад в развитие нефтяной и нефтехимической промышленности Китая. К этому времени открыто еще 81 месторождение,



НК «Шэнли АКОО “Синопек”»), указывающие, что впадина Чджин еще обладает большим поисковым потенциалом.

Результаты

3) нефтегазоность распределена по разрезу избирательно и связана с кайнозойскими (только средний отдел палеогеновой системы) и палеозойскими отложениями. Отложения, вмещающие залежи нефти, представлены различными по литологии породами, включая плотные с низкими коллекторскими свойствами (песчаники, алевролиты,



Рис. 3. Тектоническое районирование впадины Чдзин. 1 — выступы, 2 — впадины, 3 — структурный нос, 4 — линия геологического профильного разреза

Fig. 3. Tectonic zoning of the Chezheng Depression. 1 — ledge, 2 — depression, 3 — structural nose, 4 — line of geological profile section

мергели, песчаные глины, глинистые доломиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, аргиллиты).

Сложнопостроенное блоковое строение впадины Чдзин демонстрируется на профилях, пересекающих впадину с юга на север (рис. 4, 5).

Развитая здесь разломная система состоит из разнонаправленных (преобладают северо-западные и северо-восточные) и разновременных (древние и молодые) разрывных нарушений разного ранга и типа (преобладают сбросы и сбросо-сдвиги). Древние сбросы — в толще пород ордовикского возраста и древнее, амплитуда смещения — до 1 км. Молодые сбросы — в толще палеоген-четвертичных отложений, амплитуда смещения — до 4 км. Все разломы конседиментационные, на сброшенных крыльях наблюдается увеличение толщин отложений. Многие молодые сбросы затронули даже палеозойские толщи, что еще больше усложнило палеозойскую структуру в районе исследования. Данные разломы могли являться новейшими каналами миграции углеводородов.

Эволюция тектонического развития. Развитие бассейна залива Бохай началось примерно 2,9 млрд лет назад, он образовался на базе Северо-Китайской платформы и за геологическую

историю претерпел несколько реконструкций под влиянием семи крупномасштабных горизонтальных тектонических движений: Фупин, Тайшань, Каледонский, Эпигерцинский, Индосинский, Яншань и Гималайский [8]. Данные разнонаправленные региональные горизонтальные тектонические движения нашли отражение в современном сложном блоковом геологическом строении изучаемой территории впадины Чдзин, являющейся структурной единицей данного бассейна.

Основные палеотектонические события [8], под влиянием которых развивалась территория современного бассейна Бохайского залива, в том числе и изучаемой впадины Чдзин:

В архейскую эру (2,425 млрд лет назад) под влиянием движений Фупин и затем Тайшань был сформирован кристаллический фундамент в пределах бассейна Бохай [2]. В протерозойскую эру данная территория под влиянием движений Тайшань продолжает подвергаться денудации [5], в результате протерозойские толщи в разрезе отсутствуют.

По данным [7, 8] в палеозойскую эру, в начале раннекембрийской эпохи, вся территория подверглась денудации, отложения этого периода почти отсутствуют (горизонт Фуцзюньшань),

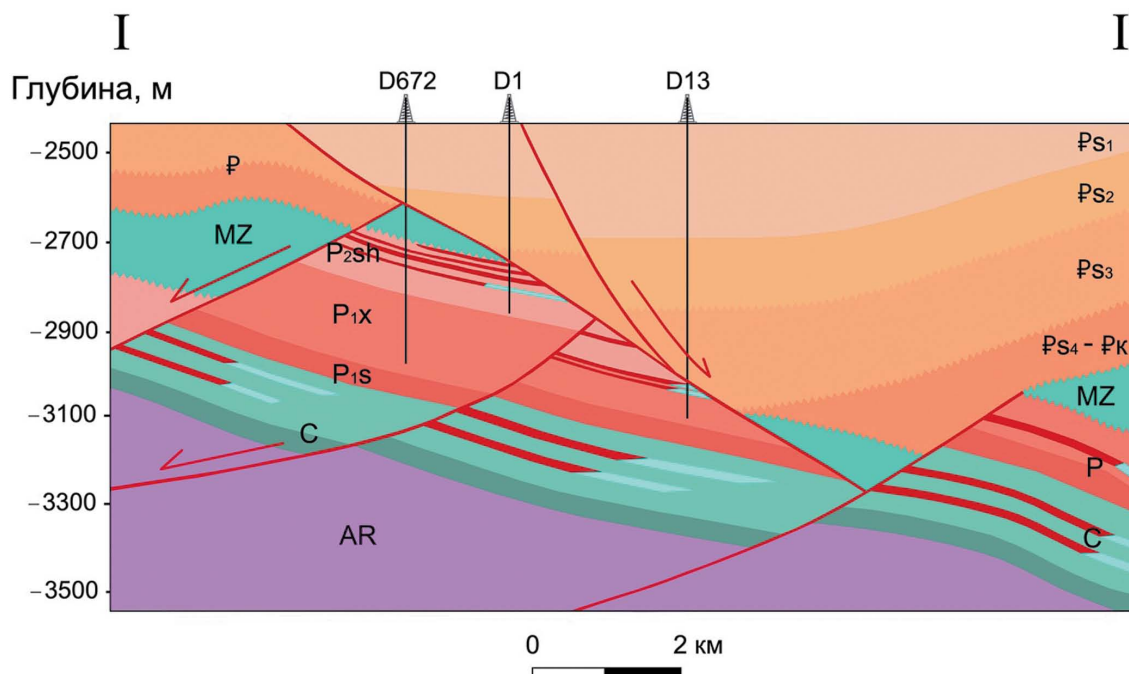


Рис. 4. Геолого-геофизический профиль по линии I—I' (расположение профиля см. на рис. 3)

Fig. 4. Geological-geophysical profile section on line I—I' (see Fig. 3)

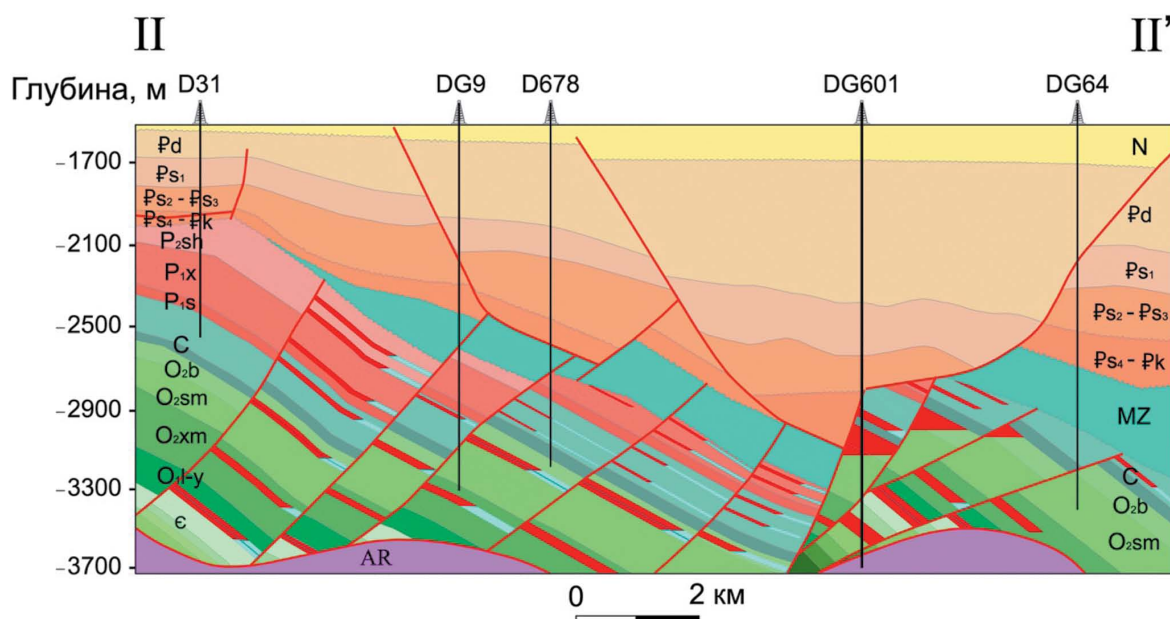


Рис. 5. Геолого-геофизические профили по линиям II—II' (расположение профиля см. на рис. 3)

Fig. 5. Geological and geophysical profiles along lines II—II' (see Fig. 3)

но в конце этой эпохи бассейн погрузился и превратился в широкое мелководное море. Район впадины Чджин также погрузился под воду, где накопились карбонатные отложения.

В конце ордовика — начале карбона под влиянием тектонического движения Каледонии северная и юго-восточная окраины Северо-Китайской плиты постоянно испытывали поднятие

и превратились в сушу, подвергаясь сильному выветриванию и денудации. Как результат, в разрезе впадины Чджин отсутствуют отложения позднего ордовика, силура, девона и нижнего карбона, возникают несогласия между нижним карбоном и верхним ордовиком. В среднем карбоне под влиянием герцинского движения и длительного выветривания и денудации фундамент начал неравномерно по площади оседать, что привело к трансгрессии с северо-востока (высокий рельеф на севере и низкий — на юге). В позднем карбоне постоянно происходила смена медленных опусканий и подъемов земной коры, трансгрессий и регрессий. В это время накопились переходные отложения между морем и сушей (карбонатные породы внизу и терригенные обломочные породы вверх) (горизонт Тайюань).

В начале пермского периода под влиянием герцинского и индокитайского движений изучаемая территория испытывала подъем: на большой площади морская вода отступила, накапливались дельтовые и речные отложения — угленосные отложения с чередованием морских и наземных фаций (аргиллиты-углистые, аргиллиты-песчаники). В конце пермского периода уровень моря неуклонно снижался, накопились континентальные осадки, которые не содержали морских отложений и имели плохие угленосные свойства.

В мезозойскую эру под влиянием герцинского и индокитайского движений (силы сжатия с севера на юг) происходил длительный подъем большей части изучаемого региона, что привело к отсутствию в его разрезе триасовых, верхнеюрских и меловых отложений. В конце мезозойской эры под влиянием движения Яншань данная территория начала испытывать растяжение и прогибание.

В кайнозойскую эру изучаемый регион продолжал находиться в стадии растяжения из-за влияния движения Яншань и активности регионального разлома Чэннань [1, 5, 6, 9], где выделяются четыре периода:

1. Период от формирования горизонта Конгдянь (палеоцен) до — пачки Ш-4 горизонта Шахэцзе (эоцен) характеризуется началом активизации разлома Чэннань [1]. В это время по разлому Чэннань на севере территории началось интенсивное сдвигание и рифтовая активность во впадине усилилась, она приобрела форму полуграбена с крутым северным и пологим южным крылом [6]. На ранней стадии осадконакопления формации Конгдянь в изучаемом районе из-за сильной активности блоков разломов, перепадов высот, крутых склонов и жаркого и засушливого палеоклимата

[9] образовались аргиллиты и гравийные аргиллиты общей толщиной около 360 м. В поздний период осадконакопления пачки Ш-4 активность разлома Чэннань становится слабее. Накопились отложения, состоящие из мергелей и гипсовых аргиллитов.

2. Период от формирования пачки Ш-3 до пачки Ш-2 горизонта Шахэцзе характеризуется образованием в структуре впадины Чджин большого количества разломов северо-восточного и северо-западного простирания. Разлом Чэннань проявляет высокую активность, количество оперяющих его разрывных нарушений продолжает увеличиваться, бассейн сильно погрузился.

3. Период от формирования пачки Ш-2 горизонта Шахэцзе до горизонта Дунин (олигоцен) является поздней стадии активности разлома Чэннань в пределах впадины Чджин. В это время образовался ряд новых мелкомасштабных разломов сбросового типа, по которым бассейн сильно просел. Более поздний подъем территории сопровождался денудацией. Отложение осадков горизонта Дунин и активность пограничных разломов почти прекратилась, общее погружение бассейна постепенно уменьшилось и его площадь расширилась.

4. В период от неогена до четвертичной эпохи территория впадины Чджин испытала наибольшее растяжение и погружение (наибольшее — в северной части впадины). Накопившиеся в этот период осадки покрыли все палеогеновые выступы и впадины, движение по разлому Чэннань почти прекратилось. Здесь накопились отложения (горизонт Гуантао, максимальная толщина — 160 м), состоящие из аргиллитов, песчаников, гравийных песчаников и известняков.

Нефтегазоносность. Пространственное размещение месторождений нефти в пределах впадины Чджин контролируется новейшей разломной тектоникой, что видно на геолого-геофизических разрезах (рис. 4 и 5).

По данным нефтяной компании «Шэнли АКОО «Синопек»» (2020 г.), ниже приведены типы палеозойских и палеогеновых залежей нефти, современные физические свойства нефтей и термобарические условия в залежах как результат сложной палеотектонической и новейшей эволюции региона.

Нижнепалеозойские нефтяные залежи — тектонически экранированные, тип нефти — тяжелая. Типичная нефть (из скважины DG671 с глубины 3111,81—3200,00 м): плотность нефти на поверхности земли — 0,8848—0,8860 г/см³, вязкость — 22,7 МПа·с, содержание серы — 1,26%. Нефтяная залежь представляет собой систему

нормальной температуры и давления: глубинный градиент пластового давления — 0,99—1,12, градиент температуры — 3,7 °C / 100 м.

Верхнепалеозойские нефтяные залежи — тектонически экранированные, тип нефти — тяжелая. Типичная нефть (из скважины DG67 с глубины 2929—2947 м): плотность нефти на поверхности земли — 0,8792 г/см³, вязкость — 26 МПа·с. Нефтяная залежь представляет собой систему нормальной температуры и давления: коэффициент давления — 0,91 МПа/100 м (начальное пластовое давление — 28,18 МПа), геотермический градиент составляет 3,45 °C / 100 м (пластовая температура — 126 °C).

Тип палеогеновой нефтяной залежи пачки Ш-4 — структурно-литологический, тип нефти — битуминозная. Типичная нефть (из скважины DG41 с глубины 2237,4—2242,4 м): плотность нефти на поверхности земли — 0,915 г/см³, вязкость 61,3 МПа·с. Общая минерализация пластовой воды из скважины D5 составляет 15280 мг/л, тип воды — тип NaHCO₃.

Тип палеогеновой нефтяной залежи пачки Ш-2 — структурно-литологический, тип нефти —

битуминозная. Типичная нефть (из скважины D101 с глубины 1799,6—1803,2 м): плотность нефти — 0,90—0,92 г/м³, вязкость — 74—260 МПа·с, содержание серы — 0,35—1,29%, минерализация пластовой воды — 6400—7200 мг/л, тип воды — тип NaHCO₃.

Групповой состав нефтей в районе Даванчжуан впадины Чджин: насыщенные углеводороды 10,71—53,92%, ароматические углеводороды 11,98—30,07%, смолы 10,70—38,46%, асфальтены 6,83—30,43%.

Заключение

В результате проведенных исследований, выполненных для обеспечения поддержки поисково-разведочных работ в пределах Чджинского блока нефтяного месторождения Шэнли, установлены закономерные особенности блокового геологического строения изучаемой территории и пространственного размещения здесь залежей нефти, контролируемые разломной системой молодого возраста. Полученные новые данные указывают, что впадина Чджин обладает большим поисковым потенциалом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бормотов В.А., Меркулова Т.В. Кайнозойский этап развития северной ветви Танлу-Охотской рифтовой системы: глубинное строение и сейсмогеодинамика // Тихоокеанская геология. 2012. Т. 31. № 1. С. 26—41.
2. Конюхов А.И., Чэнь С. Литолого-фациальные типы, коллекторские свойства и нефтегазоносность палеогеновых отложений впадины Дунин (бассейн Бохайского залива, КНР) // Матер. VIII Междунар. конф. «Новые идеи наук о Земле». М.: ФГУП РФ ВНИИГеосистем, 2007. С. 116—120.
3. Рапатская Л.А., Буглов Н.А., Егорова Н.Е. О некоторых факторах онтогенеза углеводородов в Северо-Китайском нефтегазоносном бассейне // Вестник Иркутского гос. техн. ун-та. 2013. № 10. С. 95—103.
4. Lin X., Li J., Yang T., et al. Oil-Gas Exploration Status and Future Targets in Bohai Bay Basin // Xinjiang Petroleum Geology. 2013. Vol. 34. No 2. P. 140—144. (In Chinese).
5. Ma H. The characters and control of tectonics on sequence stratigraphy of the lower tertiary in Jiyang basin. Guangzhou Institute of Geochemistry. Chinese Academy of Sciences. 2005. 108 p. (In Chinese).
6. Wu F. Study on the evolution regularity of Chengnan fault // Inner Mongolia Petrochemical Industry. 2014. No 16. P. 119—120. (In Chinese).
7. Yang Q. Early Paleozoic Stratigraphic Distribution and Tectonic Evolution of the Northern Margin of the North China Platform // Inner Mongolia Coal Economy. 2014. No. 6. P. 118—121. (In Chinese).
8. Zhang B. The Sequence Stratigraphy And Petroleum Geology In Chezheng Depression. Beijing: Petroleum Industry Press. 2004. 170 p. (In Chinese).
9. Zhu G., Jin Q., Zhang S., et al. Hydrocarbon-generating system of Eocene Shahejie Fm. in Chezheng sag // Natural Gas Industry. 2006. Vol. 26. No 3. P. 19—22. (In Chinese).

REFERENCES

1. Bormotov V.A., Merkulova T.V. Cenozoic stage in the evolution of the northern branch of the Tan Lu-Okhotsk rift system: Deep structure and seismogeodynamics. Russian Journal of Pacific Geology. 2012. No 6. P. 21—34.
2. Konyukhov A.I., Chen X. Lithologic-Facies Types, Reservoir Properties and Oil and Gas Content of Paleogenic Deposits of the Dongying Depression (Bohai Bay Basin, China). VIII Intern. Conf. "New Ideas of Earth Sciences". Moscow: FGUP RF VNII Geosystem, 2007. P. 116—120.
3. Rapatskaya L.A., Buglov N.A., Egorova N.E. On Some Factors of Hydrocarbon Ontogenesis in North China Petroleum Basin. Irkutsk State Technical University. 2013. No. 10. P. 95—103.
4. Lin X., Li J., Yang T., et al. Oil-Gas Exploration Status and Future Targets in Bohai Bay Basin // Xinjiang

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- Petroleum Geology. 2013. Vol. 34. No 2. P. 140—144. (In Chinese).
5. Ma H. The characters and control of tectonics on sequence stratigraphy of the lower tertiary in Jiyang basin. Guangzhou Institute of Geochemistry. Chinese Academy of Sciences. 2005. 108 p. (In Chinese).
 6. Wu F. Study on the evolution regularity of Chengnan fault // Inner Mongolia Petrochemical Industry. 2014. No 16. P. 119—120. (In Chinese).
 7. Yang Q. Early Paleozoic Stratigraphic Distribution and Tectonic Evolution of the Northern Margin of the North China Platform // Inner Mongolia Coal Economy. 2014. No. 6. P. 118—121. (In Chinese).
 8. Zhang B. The Sequence Stratigraphy And Petroleum Geology In Chezhen Depression. Beijing: Petroleum Industry Press. 2004. 170 p. (In Chinese).
 9. Zhu G., Jin Q., Zhang S., et al. Hydrocarbon-generating system of Eocene Shahejie Fm. in Chezhen sag // Natural Gas Industry. 2006. Vol. 26. No 3. P. 19—22. (In Chinese).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Цю Ш. — внесла вклад в анализ геологического строения и нефтегазоносности впадины Чджин, разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Касьянова Н.А. — внесла вклад в анализ геологического строения и нефтегазоносности впадины Чджин, разработку концепции статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Shizhe Qiu — contributed to the geological analysis of the Chezhen Depression Area and the studies deposits, developed the conception of article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Natalia A. Kasyanova — contributed to the geological analysis of the Chezhen Depression Area and the studies deposits, developed the conception of article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Цю Шиджэ — аспирант кафедры «Геология и разведка месторождений углеводородов» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: qiushizhe@qq.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9892-3919>

Qiu Shizhe — postgraduate student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: qiushizhe@qq.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9892-3919>

Касьянова Наталья Александровна* — доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры «Методика поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», профессор кафедры «Геология и разведка месторождений углеводородов».

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: nkasyanova@mail.ru

SPIN-код: 1528-5332

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1662-9458>

Natalia A. Kasyanova* — Dr. of Sci. (Geol. and Mineral.), Professor, Professor of the Department “Methodology of Prospecting and Exploration of Mineral Deposits”, Professor of the Department “Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits”.

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: nkasyanova@mail.ru

SPIN-code: 1528-5332

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1662-9458>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>
УДК 622.276.63



ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОПРОВОДЯЩИХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ В ОБРАЗЦАХ КЕРНА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ

К.А. РАВЕЛЕВ*, К.А. ВЯТКИН, П.Ю. ИЛЮШИН

Научно-образовательный центр «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»,
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Соляно-кислотная обработка на сегодняшний день является одним из основных методов восстановления и улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. В процессе кислотного воздействия при реакции кислотного состава с горной породой образуются высокопроводящие каналы фильтрации, структура и форма которых характеризуют эффективность воздействия. Вследствие этого в настоящее время активно ведется научная деятельность в области прогнозирования образования каналов фильтрации и изменения фильтрационных характеристик коллекторов, обладающих различными свойствами и типом порового пространства.

Цель. Целью настоящего исследования является изучение факторов, непосредственно влияющих на процесс формирования каналов растворения в образцах керна при моделировании соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов на фильтрационной установке. Также к основным задачам относятся определение значимости данных факторов и установление зависимостей, отражающих данное влияние на эффективность технологии стимуляции притока нефти.

Материалы и методы. С целью достижения поставленной цели в настоящей работе использованы результаты фильтрационных и рентгеномографических исследований на образцах керна, отобранных из научной базы Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений». Коллекция образцов горной породы представлена различными месторождениями, приуроченными к нефтегазоносным комплексам Пермского края.

Результаты. Анализ результатов лабораторных исследований позволил выявить основные закономерности влияния факторов на процесс образования высокопроводящих каналов фильтрации под воздействием кислотного состава. В результате обработки исследований выявлено, что к данным факторам относятся литолого-минералогический состав, начальные фильтрационные параметры образцов керна, а также тип поровой структуры. В окончании работы приведены четкие зависимости, характеризующие эффективность кислотной обработки.

Заключение. Полученные результаты данного исследования позволят наиболее грамотно и корректно подходить к проектированию мероприятий по интенсификации добычи нефти, учитывая ряд выведенных факторов и их значимость.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, кислотный состав, фильтрационные исследования, канал растворения, карбонатные коллектора

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Равелев К.А., Вяткин К.А., Илюшин П.Ю. Исследование процессов создания высокопроводящих каналов фильтрации в образцах керна при моделировании кислотного воздействия на фильтрационной установке. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2020;63(5):17—27. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

Статья поступила в редакцию 23.04.2021
Принята к публикации 07.06.2021
Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

CREATION OF HIGH-CONDUCTIVE FILTRATION CHANNELS IN CORE SAMPLES WHEN SIMULATING ACID EXPOSURE AT A FILTERING UNIT

KIRILL A. RAVELEV*, KIRILL A. VYATKIN, PAVEL Yu. ILYUSHIN

*Research and Education Center "Geology and Development of Oil and Gas Fields"
Perm National Research Polytechnic University
21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia*

ABSTRACT

Background. Hydrochloric acid treatment is currently one of the main methods used for recovering and improving the reservoir properties of bottom-hole formation zones. In the process of acid treatment, during the reaction of the acid composition and the rock, highly conductive filtration channels are formed. The structure and shape of such channels characterise the treatment efficiency. As a result, much research attention is currently paid to predicting the formation of filtration channels and changes in the filtration characteristics of reservoirs with different properties and types of pore space.

Aim. To study the factors that directly affect the formation of dissolution channels in core samples when simulating hydrochloric acid treatment of the bottom-hole zone of carbonate reservoirs on a filtration unit. The main objectives are to determine the significance of these factors and to establish dependencies reflecting their effect on the efficiency of technologies aimed at stimulating oil inflow.

Materials and methods. We used the results of filtration and X-ray tomographic studies on core samples taken from the scientific base of the "Geology and Development of Oil and Gas Fields" Scientific and Educational Centre. The collection of rock samples is represented by various deposits confined to the oil and gas complexes of the Perm Territory.

Results. The conducted analysis allowed us to identify the effect of various factors on the formation of highly conductive filtration channels during acid treatment. These factors were found to include the lithological and mineralogical composition and initial filtration parameters of core samples, as well as the type of pore structure. Dependences that characterise the efficiency of acid treatment were determined.

Conclusions. The obtained results can be used when developing measures for the intensification of oil production, taking into account the revealed factors.

Keywords: hydrochloric acid treatment, acid composition, filtration studies, dissolution channel, carbonate reservoirs

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ravelev K.A., Vyatkin K.A., Ilyushin P.Yu. Creation of high-conductive filtration channels in core samples when simulating acid exposure at a filtering unit. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):17—27. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

*Manuscript received 23 April 2021
Accepted 07 June 2021
Published 30 August 2021*

* Corresponding author

На территории Пермского края в настоящее время в разработку включено более 50% запасов углеводородного сырья, залегающих в карбонатных коллекторах. Разработка данных месторождений представляет собой ряд нестандартных проектных работ и технологических операций в связи со сложным геологическим строением и неоднородностью пустотного пространства горных пород, литологически представленных карбонатными разностями [1, 12, 22]. Данные неблагоприятные свойства пластов выражены в наличии в породах каверн и трещин, образовавшихся в результате процессов выщелачивания, доломитизации, кальцитизации и влияния геостатического давления [9, 27], что также оказывает влияние на фильтрационно-емкостные свойства карбонатов.

По проведенному авторами настоящего исследования анализу также установлено, что проблемы извлечения углеводородов из карбонатных типов коллекторов часто сопряжены с нарушением гидродинамической связи между горной породой и скважиной в призабойной зоне пласта (ПЗП) [14]. Это происходит вследствие закупоривания каналов фильтрации различными колющими частицами при движении пластовых жидкостей к забою и большого количества технологических операций на нефтедобывающих скважинах [2, 5, 26], что характерно для месторождений Пермского края, так как большинство разрабатываемых объектов находятся на 3-й и 4-й стадиях разработки. Твердые частицы жидкостей глушения попадают в поры, тем самым еще более занижая естественную проницаемость коллекторов в окоскважинной зоне пласта.

С целью улучшения коллекторских свойств, снижения фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта применяют соляно-кислотные обработки (СКО) как наиболее эффективные и менее затратные мероприятия по интенсификации добычи нефти [17, 31, 32, 34, 35]. Основа кислотного воздействия на продуктивный пласт заключается в растворении породообразующих минералов, приводящем к расширению существующих или созданию новых высокопроводящих каналов фильтрации — «червоточин», стимулируя дополнительный приток нефти к забою скважины. Однако при всех масштабах многократного использования данной технологии и с учетом простоты данного метода 40—45% мероприятий не достигают ожидаемых результатов [30, 33].

На сегодня множество научных исследований направлено на изучение процесса создания

«червоточины» с формированием модели высокопроводящих каналов в горной породе [8, 19, 38] и прогнозирование эффективности СКО карбонатных коллекторов [6, 13, 18]. На современном этапе науки в нефтегазовой области моделирование кислотного воздействия на пласт осуществляется с помощью фильтрационных установок, позволяющих воссоздать приближенную картину процессов растворения кислотным составом (КС) породы при создании пластовых условий [15, 24, 37]. При имитировании кислотных обработок с целью определения результативности применения кислотной композиции используют такой оценочный параметр, как объем КС, необходимый для создания высокопроводящего канала в образце керна, т.е. для прорыва $V_{КС}^{пр}$. Обычно данный объем выражен в долях объема пор образца [2, 4, 5, 38]. Также эффективность кислотного воздействия отражается по полученному коэффициенту восстановления $K_{вос}$ [20, 23, 25, 29, 36], определяемому как отношение коэффициентов проницаемости после и до нагнетания КС в керн.

Материалы и методы исследований

В базе Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» (НОЦ ГиРНГМ) в процессе выполнения различных договоров, научной деятельности центра накопилось большое количество фильтрационных исследований на стандартных образцах породы различных месторождений Пермского края. Данные эксперименты выполнены с использованием современной модульной компьютеризированной системы AFS-300, позволяющей моделировать кислотное воздействие и оценить объем КС при прорыве. С учетом большого опыта, многообразия свойств продуктивных горных пород и технологических параметров нагнетания КС авторами поставлена цель настоящего исследования, заключающаяся в изучении влияния различных параметров на процесс создания сквозных каналов в образцах горных пород, сложенных в основном карбонатами с различным содержанием терригенного материала, тем самым анализируя эффективность кислотного воздействия на пласт в лабораторных условиях.

Исходя из обзора научных публикаций выяснено, что литолого-минералогический состав оказывает непосредственное влияние на успешность СКО [7, 10, 11, 21], обуславливающееся неполнотой растворения породообразующих компонентов. С целью подтверждения данного факта в нижеприведенных исследованиях

для выведения закономерности включены такие параметры, как процентные содержания кальцита, доломита и нерастворимого осадка в образцах исследуемых пород. Массовое содержание каждого компонента определялось с помощью прибора — карбонатомера КМ-04М, который имеет сертификат соответствия № ССПП 01.1.1-194.

По мнению авторов предполагается, что начальная абсолютная газопроницаемость керна $k_{пр}^r$ будет оказывать существенное влияние на $V_{КС}^{пр}$, а также на сам процесс развития канала, так как возможны два варианта: расширение существующих, в случае высокопроницаемого образца, или создание новых сквозных каналов. Эти две позиции четко различаются по $K_{вос}$ и отношению коэффициентов пористости $k_n^{после} / k_n^{до}$. Кроме того, наглядно это можно увидеть по результатам исследований на микрофокусной системе рентгеновского контроля с функцией компьютерной томографии на базе рентгеновской установки фирмы Nikon Metrology XT H225.

Результаты определения влияния факторов на эффективность кислотного воздействия

Влияние газопроницаемости. Для определения влияния газопроницаемости образца продуктивного горизонта до моделирования кислотного воздействия на объем КС в поровом объеме для прорыва из научной базы НОЦ ГИРНГМ выделены несколько испытанных образцов, имеющих идентичный литолого-минералогический состав и тестируемых под одинаковым темпом закачки одного и того же КС. Также приведенные образцы не были подвержены выдержке, и объем закачанного КС составлял 2 поровых объема. Объем КС, необходимый для формирования сквозного канала в поровом объеме, определялся в соответствии

с работой [28] в системе координат — избыточное давление нагнетания КС в образец керна $P_{наг}$ и закаченный объем КС в поровом объеме $V_{КС}$. Момент создания полноценного сквозного канала в образце керна регистрировался в точке, соответствующей концу неукоснительно убывающей линии, когда избыточное давление нагнетания очень близко к нулю, а верхняя точка этой линии соответствует максимальному избыточному давлению нагнетания $P_{наг}^{max}$, при котором возникает формирование «червоточины». После данного спада оставшийся объем КС без какого-либо сопротивления протекает по созданному высокопроводящему каналу, расширяя его границы. Результаты исследований представлены в таблице 1.

По представленным результатам отмечается четкая зависимость объема КС в поровом объеме при прорыве от начальной газопроницаемости образцов породы, выражающаяся следующим образом: с увеличением $k_{пр}^r$ образца породы требуется меньшее количество КС для создания высокопроводящего канала фильтрации (рис. 1). Это объясняется тем, что кислота проходит через уже высокопроницаемые участки керна, для которых не требуется большого количества усилий для прорыва. Рассматривая рисунок 2, на котором представлены 3D-модели пустотного пространства образцов № 1 и 9 до и после моделирования кислотного воздействия, можно четко определить, что в образце № 9 с изначально большим поровым пространством, представляющим почти высокопроводящий канал фильтрации, реагент во время его нагнетания пошел именно по этой системе пустот, расширяя их стенки. Тем самым объясняется малое увеличение коэффициентов проницаемости и пористости этого образца, в отличие от второго рассматриваемого образца. В опытном

Таблица 1. Результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различную начальную газопроницаемость

Table 1. Results of filtration studies with samples with different initial gas permeability

№ образца	$k_{пр}^r, 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	$P_{наг}^{max}, \text{МПа}$	$V_{КС}^{пр}$	$K_{вос}$	$k_n^{после} / k_n^{до}$
1	6,38	1,256	1,57	5271	2,92
2	12,74	1,181	1,38	4926	2,75
3	21,20	0,859	1,04	3574	2,48
4	29,91	0,604	0,70	2490	2,40
5	35,48	0,472	0,53	1936	2,29
6	40,52	0,438	0,48	1784	2,07
7	46,83	0,367	0,39	1562	2,01
8	53,07	0,290	0,31	1203	1,69
9	64,65	0,263	0,28	918	1,31

образце № 1 замечен сильный прирост коэффициента проницаемости, а следовательно, и пористости, в связи с отсутствием изначально четко выраженной системы каналов фильтрации и с эффективностью применяемой кислотной композиции, способной создать сквозной канал при заданных параметрах нагнетания.

Анализируя данные таблицы 1, можно статистически охарактеризовать силу связи между $k_{пр}^r$ и $K_{вос}$ с помощью линейного коэффициента парной корреляции (КПК) с целью установления корреляционной зависимости между двумя рассматриваемыми совокупностями (рис. 3) [16]. С помощью MS Excel установлено, что КПК равен $-0,9564$, согласно которому по шкале Чеддока [3] рассматриваемая зависимость характеризуется очень сильной теснотой связи. Вследствие приведенных статистических данных можно сказать, что с ростом проницаемости образца горной породы уменьшается эффективность кислотного воздействия, выраженная малым значением прироста проницаемости. Следовательно, повторно обращаясь к рисунку 2, установили, что $k_{пр}^r$ оказывает существенное влияние на процесс СКО, заключающееся именно в процессе формирования пустотного пространства породы. В случае низкопроницаемого образца керна нагнетание КС приводит к более интенсивному повышению фильтрационно-емкостных свойств путем абсолютного изменения системы пустот, чего нельзя сказать в случае высокопроницаемого образца. Однако если взять во внимание глубину проникновения активной кислоты, т.е. сохранившей растворяющую способность, то в пластах, имеющих хорошую проницаемость, процесс растворения скелета будет продолжаться на более дальнем расстоянии от ствола скважины по сравнению с низкопроницаемыми объектами. Это связано с тем, что в плохо проницаемых породах большая часть КС прореагирует вблизи ствола скважины и в отдаленную часть

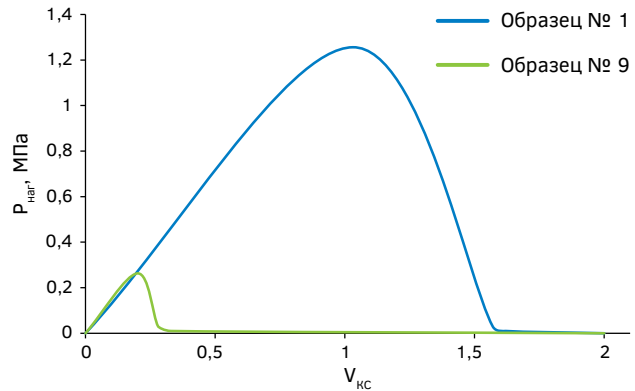


Рис. 1. Динамика изменения избыточного давления нагнетания кислотного состава в образцы горных пород, имеющих различную начальную газопроницаемость

Fig. 1. Dynamics of change in excess pressure of acid composition injection into rock samples with different initial gas permeability

пласта будет поступать нейтрализованная кислота, не обладающая растворяющей способностью. Данный факт свидетельствует о том, что в низкопроницаемых коллекторах потребуются больший объем КС для обеспечения развития высокопроводящих каналов фильтрации в радиальном направлении от ствола скважины.

Влияние литолого-минералогического состава. При исследовании значимости литолого-минералогического состава горных пород на эффективность СКО авторами были выбраны несколько фильтрационных исследований, отражающих их особенность. По результатам экспериментов на карбонатность выдвинуто семь образцов с различных месторождений, значительно отличающихся друг от друга по процентному содержанию в них нерастворимого осадка. Микроскопическое исследование нерастворимых компонентов позволило установить, что весь объем осадка

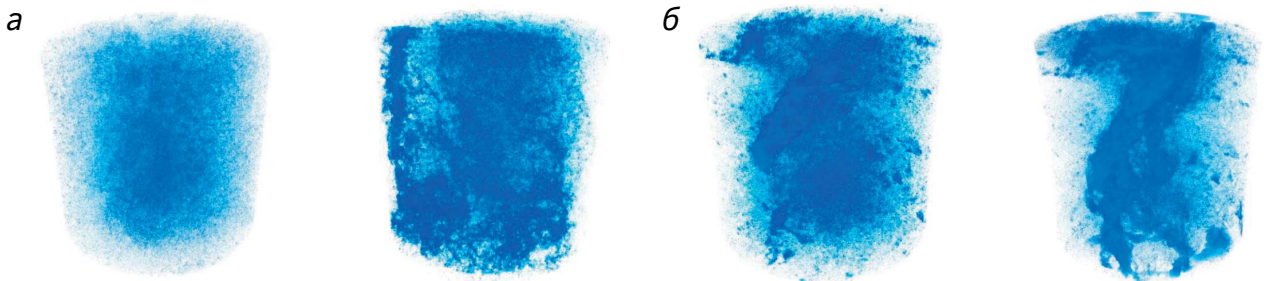


Рис. 2. Изображения 3D-моделей пустотного пространства до и после моделирования: а) образца № 1; б) образца № 9

Fig. 2. Images of 3D models of void space before and after modeling: а) sample No. 1; б) sample No. 9

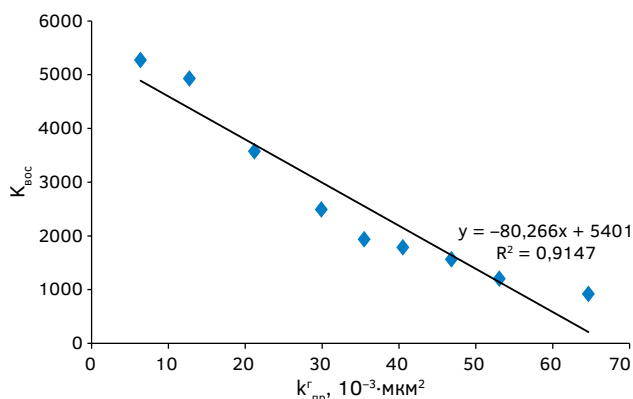


Рис. 3. График зависимости коэффициента восстановления от начальной газопрооницаемости образцов керна

Fig. 3. Graph of the dependence of the recovery factor on the initial gas permeability of core samples

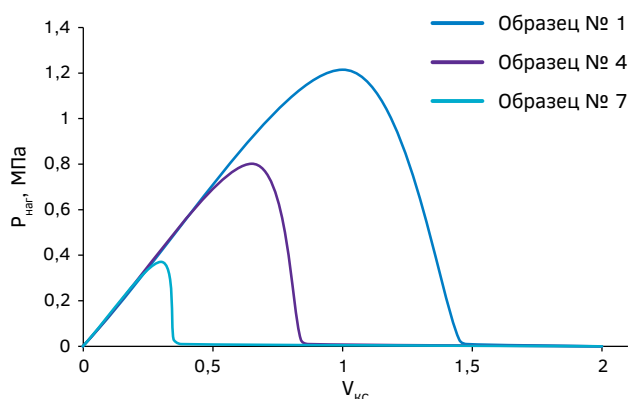


Рис. 4. Динамика изменения избыточного давления нагнетания КС в образцы горных пород, имеющих различную карбонатность

Fig. 4. Dynamics of changes in the excess pressure of the injection of the combustor into samples of rocks with different carbonate content

представлен алевролитовой кварцевой примесью всех рассматриваемых объектов. Карбонатность, выраженная суммой процентных содержаний кальцита и доломита, изменяется в пределах от 65 до 98%, что позволяет охватить широкий диапазон значений и сделать более общий вывод по результатам фильтрационных исследований. Эксперименты на фильтрационной установке выполнены по той же схеме, как и в предыдущем пункте, с той лишь разницей, что начальная газопрооницаемость составляла порядка 20 мД всех испытуемых образцов, а карбонатность изменялась в вышесказанном диапазоне. В таблице 2 приведены результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различный литолого-минералогический состав.

По представленным результатам заметна существенная значимость количественного содержания терригенного материала в коллекторах, сложенных в основном карбонатами, на эффективность кислотного воздействия. Это влия-

ние отражается по таким оценочным параметрам, как объем КС, необходимый для создания «червоточины», коэффициент восстановления и отношение коэффициентов пористости после и до обработки КС. На рисунке 4 приведены графики изменения избыточного давления нагнетания КС в образцы керна от закачанного объема КС в объеме пор при одинаковом темпе нагнетания, на которых четко выражено, что с увеличением терригенного материала в образцах горных пород требуется больший объем КС для прорыва и, следовательно, большее давление нагнетания. По приведенному параметру можно сказать о заниженной рентабельности мероприятия на объектах разработки, имеющих мощные заглинизированные участки.

Также снижение эффективности СКО на карбонатных пластах с большим содержанием глинистого материала отмечается по проведенному корреляционному анализу между значениями коэффициентов восстановления и карбонатностями

Таблица 2. Результаты фильтрационных исследований с образцами, имеющими различную карбонатность
Table 2. Results of filtration studies with samples with different carbonate content

№ образца	Карбонатность, %	$P_{\text{наг}}^{\text{max}}$, МПа	$V_{\text{КС}}^{\text{пр}}$	$K_{\text{вос}}$	$k_{\text{п}}^{\text{после}} / k_{\text{п}}^{\text{до}}$
1	65	1,218	1,45	735	1,47
2	71	1,166	1,33	1284	1,56
3	76	0,870	0,96	1751	1,70
4	80	0,804	0,84	3004	1,84
5	87	0,726	0,61	3490	1,86
6	92	0,415	0,58	4573	1,99
7	98	0,372	0,35	4962	2,75

образцов керна (рис. 5). Линейный КПК составил 0,9874, что характеризует очень сильную тесноту связи и подталкивает авторов настоящего исследования к следующему выводу: с увеличением терригенного материала в карбонатных пластах эффективность кислотного воздействия непосредственно уменьшается в связи с неполнотой использования растворяющей способности КС.

Заключение

В рамках настоящей работы продемонстрированы результаты фильтрационных исследований из научной базы НОЦ ГИРНГМ, отражающих влияния литолого-минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных коллекторов на процесс формирования высокопроводящего канала в образцах горных пород. Все эксперименты выполнены при одинаковых условиях с целью установления четких зависимостей. По результатам лабораторных испытаний получено, что повышенное содержание терригенного материала в карбонатных породах приводит к росту объема кислотной композиции, необходимой для создания «червоточины» в образце керна, вследствие чего это выражается в малом изменении коэффициентов проницаемости и пористости, показывающем малую эффективность кислотного воздействия. По итогам фильтрационных и рентгеномографических экспериментов с образцами, имеющими различную начальную газопроницаемость, установлена существенная разница в ходе формирования сквозного канала и, как следствие, в изменении фильтрационно-емкостных свойств. Авторами исследования представлены изображения 3D-моделей пустотного пространства двух отличающихся образцов по структуре, с помощью которых можно оценить эффективность применения КС. Проведенные исследования в настоящей работе имеют статистическое обоснование,

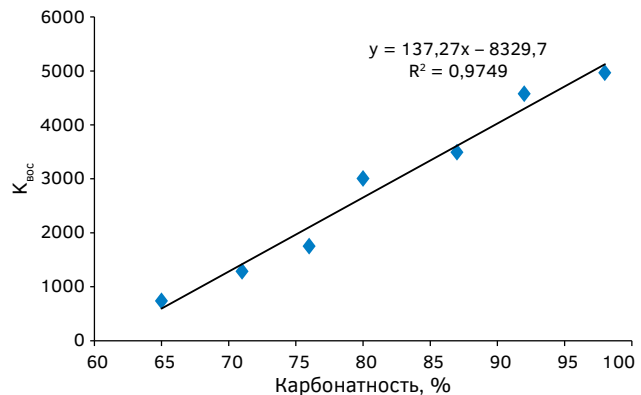


Рис. 5. График зависимости коэффициента восстановления от карбонатности образцов керна

Fig. 5. Graph of the dependence of the recovery factor on the carbonate content of core samples

что говорит о необходимости изучения данных параметров при проектировании солянокислотных обработок на карбонатных коллекторах.

Согласно представленным данным, не рекомендуется проведение кислотного воздействия в высокопроницаемых пропластках или имеющих высокое содержание терригенного материала, поскольку эффективность данного мероприятия будет сильно занижена. Если в разрезе нефтенасыщенного пласта имеются проперфорированные пропластки с различными свойствами, то необходимо детальное изучение каждого слоя с целью последующего избирательного воздействия на них. Другими словами, предполагается изолирование высокопроницаемых и заглинизированных пропластков и проведение операции по нагнетанию КС в пропластки с ухудшенным состоянием фильтрационно-емкостных свойств и высоким содержанием карбонатных минералов для получения максимальной технологической эффективности мероприятия по интенсификации добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдеев И.В., Кочнев А.А. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере турнейско-фаменского объекта Озерного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 1. С. 48—52.
2. Амиров А.М. Исследование влияния скорости закачки кислотных составов на образование высокопроницаемого канала в карбонатном керна Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 199—202.
3. Бараз В.Р., Пегашкин В.Ф. Использование MS Excel для анализа статистических данных: учеб. пособие // Нижний Тагил: НТИ (филиал) УрФУ, 2014. 181 с.
4. Галкин В.И., Хижняк Г.П. и др. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2014. № 13. С. 38—48.
5. Глуценко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для

- обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2014. № 11. С. 46—56.
6. Гурбатова И.П., Плотников В.В. и др. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного ядра сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2013. № 9. С. 79—86.
 7. Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глинокислотной обработки терригенных коллекторов // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. 2007. Т. 7. № 1. С. 67—74.
 8. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при солянокислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. 2018. № 3. С. 19—28.
 9. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2012. № 5. С. 7—15.
 10. Напалков В.Н., Нургалеева Н.Г. и др. Особенности применения метода солянокислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей // Георесурсы. 2009. № 3(31). С. 44—46.
 11. Петров И.А., Азаматов М.А. и др. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1(33). С. 7—10.
 12. Потехин Д.В. Оптимизация технологии многовариантного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа: дис. ... канд. техн. наук. Пермь, 2014. 151 с.
 13. Равелев К.А. Сравнительный анализ эффективности применения кислотных составов для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 194—196.
 14. Трофимов М.С., Кардопольцев А.С. и др. Интенсификация притока нефти методом закачки соляной кислоты под давлением на месторождениях нефтегазодобывающего управления «Туймаза-нефть» // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2016. № 5. С. 83—98.
 15. Abdrazakov D., Ziauddin M., et al. Integration of Latest Laboratory, Software and Retarded Acid Technologies to Increase Efficiency of Acid Treatments in Carbonates: Case Studies from Central Asia // International Petroleum Technology Conference. China, 2019. IPTC-19546-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19546-MS>.
 16. Aggarwal Y., Aggarwal P., et al. Estimation of punching shear capacity of concrete slabs using data mining techniques // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2019. Vol. 32. No. 7. P. 908—914.
 17. Aidagulov G., Gwaba D., et al. Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain, 2019. SPE-195153-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195153-MS>.
 18. Ali M.T., Ezzat A.A., et al. A Model To Simulate Matrix-Acid Stimulation for Wells in Dolomite Reservoirs with Vugs and Natural Fractures // SPE Journal. 2019. Vol. 25. No. 02. P. 609—631.
 19. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. USA, 2005. SPE-96892-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/96892-MS>.
 20. Burgos-Cara A., Ruiz-Agudo E., et al. Effectiveness of oxalic acid treatments for the protection of marble surfaces // Materials & Design. 2017. Vol. 115. P. 82—92.
 21. Daccord G., Touboul E., et al. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. 1989. Vol. 4. No. 01. P. 63—68.
 22. Farooq U., Ahmed J., et al. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. USA, 2019. SPWLA-2019-F. DOI: https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_F.
 23. Ghommam M., Zhao W., et al. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18—33.
 24. Hall-Thompson B., Ernesto A.R., et al. Acid Stimulation-Best Practices for Design, Selection and Testing of Acid Recipes in Low Permeability Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-19690-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19690-MS>.
 25. Kameda T., Tochinnai M., et al. Treatment of hydrochloric acid using Mg–Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2016. Vol. 39. P. 21—26.
 26. Khuzin R., Shevko N., et al. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196976-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196976-MS>.
 27. Kootiani R.C. Investigation of a Powerful Tool for the Development of Thinly Bedded Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering Journal — Transactions C: Aspects. 2014. Vol. 27. No. 12. P. 1945—1952.
 28. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., et al. Influence of Geological and Technological Parameters on the Effectiveness of Hydrochloric Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // International Journal of

- Engineering — Transactions A: Basics. 2020. Vol. 33. No. 10. P. 2113—2119.
29. Liu N., Liu M. Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 57—65.
 30. Liu P., Yao J. et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284—301.
 31. Moid F., Rodoplu R. et al. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-20154-ABSTRACT. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>.
 32. Ridner D., Frick T., et al. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 35. No. 01. P. 137—146.
 33. Santos R.M., Chiang Y.W. et al. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147. P. 90—94.
 34. Sarmah A., Farid Ibrahim A. et al. A Novel Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. India, 2019. SPE-194647-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/194647-MS>.
 35. Singh R., Tong S. et al. Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 06. P. 2671—2680.
 36. Snoeck C., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments for isotopic measurements: Part 1 — Impact on structure and chemical composition // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394—403.
 37. Thi L.A.P., Do H.T., et al. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment // Ultrasonics sonochemistry. 2014. Vol. 21. No. 5. P. 1875—1880.
 38. Trushin Y., Aleshchenko A., et al. Complex Approach to the Design of Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196977-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196977-MS>.

REFERENCES

1. Avdeev I.V., Kochnev A.A. Analysis of the efficiency of geological and technical measures on the example of the Tournaisian-Famennian object of the Ozeroye field // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 1. P. 48—52 (In Russian).
2. Amirov A.M. Investigation of the influence of the rate of injection of acid compositions on the formation of a highly permeable channel in the carbonate core of the Perm region // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. 2014. No. 1. P. 199—202 (In Russian).
3. Baraz V.R., Pegashkin V.F. The use of MS Excel for the analysis of statistical data: textbook. manual // Nizhniy Tagil: NTI (branch) UrFU, 2014. 181 p. (In Russian).
4. Galkin V.I., Khizhnyak G.P. Evaluation of the effectiveness of the effect of acid compositions on cores using regression analysis // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2014. No. 13. P. 38—48 (In Russian).
5. Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Filtration studies of new acid compositions for the treatment of carbonate reservoirs // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2014. No. 11. P. 46—56 (In Russian).
6. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., et al. Features of studying the filtration characteristics of an oriented core of complex carbonate reservoirs // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2013. No. 9. P. 79—86 (In Russian).
7. Kalinin V.F. Lithological-physical criteria for optimizing the technology of clay-acid processing of terrigenous reservoirs // Izvestiya Saratov University. New series. Earth Science Series. 2007. Vol. 7. No. 1. P. 67—74 (In Russian).
8. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Methods for modeling wormholes under hydrochloric acid impact on carbonate reservoirs // Oilfield Engineering. 2018. No. 3. P. 19—28 (In Russian).
9. Luzina D.V., Krivoshchekov S.N. Analysis of facies zones and reservoir properties of the Tournaisian-Famennian reef structures of the Solikamsk depression // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining. 2012. No. 5. P. 7—15 (In Russian).
10. Napalkov V.N., Nurgalieva N.G., et al. Features of the application of the method of hydrochloric acid treatment in cavernous-fractured carbonate reservoirs of high-viscosity oils // Georesursy. 2009. No. 3(31). P. 44—46 (In Russian).
11. Petrov I.A., Azamatov M.A., et al. An integrated approach to the treatment of the bottomhole zone as a method of production intensification // Georesursy. 2010. No. 1(33). P. 7—10 (In Russian).
12. Potekhin D.V. Optimization of technology of multivariate three-dimensional geological modeling of oil and gas deposits. Dissertation for the degree of Cand. tech. sciences. Perm, 2014. 151 p. (In Russian).
13. Ravelev K.A. Comparative analysis of the effectiveness of the use of acid compositions for carrying out hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of a carbonate formation // Problems of the development of hydrocarbon and ore mineral deposits. 2019. Vol. 1. P. 194—196 (In Russian).
14. Trofimov M.S., Kardopoltsev A.S., et al. Stimulation of oil inflow by injection of hydrochloric acid under

- pressure in the fields of the oil and gas production department "Tuimazaneft" // Network edition "Oil and Gas Engineering". 2016. No. 5. P. 83—98 (In Russian).
15. Abdrazakov D., Ziauddin M., et al. Integration of Latest Laboratory, Software and Retarded Acid Technologies to Increase Efficiency of Acid Treatments in Carbonates: Case Studies from Central Asia // International Petroleum Technology Conference. China, 2019. IPTC-19546-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19546-MS>.
 16. Aggarwal Y., Aggarwal P., et al. Estimation of punching shear capacity of concrete slabs using data mining techniques // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2019. Vol. 32. No. 7. P. 908—914.
 17. Aidagulov G., Gwaba D., et al. Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain, 2019. SPE-195153-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195153-MS>.
 18. Ali M.T., Ezzat A.A., et al. A Model To Simulate Matrix-Acid Stimulation for Wells in Dolomite Reservoirs with Vugs and Natural Fractures // SPE Journal. 2019. Vol. 25. No. 02. P. 609—631.
 19. Buijse M.A., Glasbergen G. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. USA, 2005. SPE-96892-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/96892-MS>.
 20. Burgos-Cara A., Ruiz-Agudo E., et al. Effectiveness of oxalic acid treatments for the protection of marble surfaces // Materials & Design. 2017. Vol. 115. P. 82—92.
 21. Daccord G., Touboul E., et al. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. 1989. Vol. 4. No. 01. P. 63—68.
 22. Farooq U., Ahmed J., et al. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. USA, 2019. SPWLA-2019-F. DOI: https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_F.
 23. Ghommem M., Zhao W., et al. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18—33.
 24. Hall-Thompson B., Ernesto A.R., et al. Acid Stimulation-Best Practices for Design, Selection and Testing of Acid Recipes in Low Permeability Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-19690-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19690-MS>.
 25. Kameda T., Tochinnai M., et al. Treatment of hydrochloric acid using Mg–Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2016. Vol. 39. P. 21—26.
 26. Khuzin R., Shevko N., et al. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196976-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196976-MS>.
 27. Kootiani R.C. Investigation of a Powerful Tool for the Development of Thinly Bedded Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering Journal — Transactions C: Aspects. 2014. Vol. 27. No. 12. P. 1945—1952.
 28. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., et al. Influence of Geological and Technological Parameters on the Effectiveness of Hydrochloric Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // International Journal of Engineering — Transactions A: Basics. 2020. Vol. 33. No. 10. P. 2113—2119.
 29. Liu N., Liu M. Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 57—65.
 30. Liu P., Yao J., et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284—301.
 31. Moid F., Rodoplu R., et al. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs // International Petroleum Technology Conference. Dhahran, 2020. IPTC-20154-ABSTRACT. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT>.
 32. Ridner D., Frick T., et al. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 35. No. 01. P. 137—146.
 33. Santos R.M., Chiang Y.W., et al. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147. P. 90—94.
 34. Sarmah A., Farid Ibrahim A., et al. A Novel Cationic Polymer System That Improves Acid Diversion in Heterogeneous Carbonate Reservoirs // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. India, 2019. SPE-194647-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/194647-MS>.
 35. Singh R., Tong S., et al. Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids // SPE Journal. 2019. Vol. 24. No. 06. P. 2671—2680.
 36. Snoeck C., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments for isotopic measurements: Part 1 — Impact on structure and chemical composition // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394—403.
 37. Thi L.A.P., Do H.T. et al. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment // Ultrasonics sonochemistry. 2014. Vol. 21. No. 5. P. 1875—1880.
 38. Trushin Y., Aleshchenko A., et al. Complex Approach to the Design of Acid Treatment of Carbonate Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. SPE-196977-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196977-MS>.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Равелев К.А. — внес основной вклад в разработку концепции научной публикации, реализовал обработку фильтрационных и рентгеномографических исследований, провел анализ данных результатов, сформировал основные выводы и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Вяткин К.А. — присоединился к обработке результатов лабораторных исследований и формированию выводов, оформил и выполнил перевод части статьи на английский язык, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Илюшин П.Ю. — общее руководство и корректировка выводов, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Kirill A. Ravelev — made the main contribution to the development of the concept of a scientific publication, implemented the processing of filtration and X-ray tomographic studies, analyzed these results, formed the main conclusions and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Kirill A. Vyatkin — joined the processing of laboratory research results and the formation of conclusions, designed and translated part of the article into English, agree to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel Yu. Ilyushin — general management and correction of conclusions, agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Равелев Кирилл Алексеевич* — студент, лаборант Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия

e-mail: Kirill.Ravelev@pstu.ru

SPIN-код: 1256-6164

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830>

Kirill A. Ravelev* — student, laboratory assistant at the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia

e-mail: Kirill.Ravelev@pstu.ru

SPIN-code: 1256-6164

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830>

Вяткин Кирилл Андреевич — аспирант, ведущий инженер Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия

e-mail: Kirill.Vyatkin@girngm.ru

SPIN-код: 9861-7734

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Kirill A. Vyatkin — graduate student, leading engineer of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia

e-mail: Kirill.Vyatkin@girngm.ru

SPIN-code: 9861-7734

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Илюшин Павел Юрьевич — кандидат технических наук, доцент, директор Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

21, Академика Королева ул., г. Пермь 614013, Россия

e-mail: Pavel.Ilyushin@girngm.ru

SPIN-код: 4353-5446

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4463-0883>

Pavel Yu. Ilyushin — Cand of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Director of the Scientific and Educational Center “Geology and Development of Oil and Gas Fields” of the Perm National Research Polytechnic University.

21, Academician Koroleva str., Perm 614013, Russia

e-mail: Pavel.Ilyushin@girngm.ru

SPIN-code: 4353-5446

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4463-0883>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ¹, С.В. АРЕФЬЕВ², А.А. ПОЛИЩУК³, Б.П. ВАЙНЕРМАН¹, Р.Р. ЮНУСОВ², А.В. ДЕНИСОВ^{1,*}

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

² ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»
20, ул. Прибалтийская, г. Когалым 628484, Россия

³ ТПП «Покачевнефтегаз»
8, ул. Комсомольская, г. Покачи, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628661, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В Российской Федерации, как и во многих других нефтегазодобывающих державах, в качестве вторичного способа добычи нефти в подавляющем большинстве случаев применяется технология заводнения, нацеленная, с одной стороны, на поддержание пластового давления (ППД), с другой — на повышение нефтеотдачи пласта и интенсификацию добычи нефти. Негативными последствиями нестационарного заводнения могут быть преждевременное обводнение добываемой продукции скважин, разбалансировка системы ППД, образование застойных и слабодренлируемых зон залежи с остаточными запасами трудноизвлекаемой нефти.

Цель. Повышение эффективности процесса нестационарного заводнения в условиях высокой геологической и техногенной неоднородности нефтегазовых коллекторов в условиях водоплавающей нефтяной залежи, подпираемой краевыми и подошвенными водами.

Материалы и методы. Использовалась геолого-промысловая информация по участку объекта разработки АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения Западно-Сибирского региона. Предлагается новый методический подход к оптимизации процесса нестационарного заводнения в осложненных условиях геологической и техногенной неоднородности, включающий построение уточненной геологической модели и решение ряда экспериментальных задач с использованием методов Херста, принципа распределения Парето и теории катастроф.

Результаты. С помощью новой версии геологической модели участка объекта разработки АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения и анализа имеющейся геолого-промысловой информации удалось внести уточнение в положение водонефтяного контакта (ВНК) и корреляцию разреза скважин с поправкой положения рабочих интервалов добывающих и нагнетательных скважин, а также рекомендовать необходимые геолого-технические мероприятия (ГТМ) для повышения эффективности разработки объекта.

Заключение. Эффективное управление разработкой геологически сложного объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения невозможно без актуализации уточненной геологической модели объекта разработки, целью которой является определение местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов, выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти, эффективности системы ППД, обоснования комплексных геолого-технологических мероприятий, направленных на совершенствование разработки и достижение утвержденной величины конечного коэффициента нефтеизвлечения. Ожидаемая эффективность методики оптимизации предусматривает дополнительную добычу нефти, сокращение расхода закачиваемой и отбора добываемой воды.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, технология заводнения, водо-нефтяной контакт, геолого-гидродинамическое моделирование, корреляция разреза скважин, неустойчивость фронта вытеснения нефти водой, преждевременная обводненность, оптимизация системы «ППД—пласт—скважина—насос»

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Полищук А.А., Вайнерман Б.П., Юнусов Р.Р., Денисов А.В. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):28—41. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41>

Статья поступила в редакцию 15.04.2021

Принята к публикации 21.07.2021

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

UPDATING A RESERVOIR GEOLOGICAL MODEL IN ORDER TO OPTIMIZE WATERFLOODING WHEN EXTRACTING RESIDUAL OIL RESERVES FROM STAGNANT ZONES

AZIZAGA Kh. SHAKHVERDIEV¹, SERGEI V. AREFYEV², ALEXANDR A. POLISHCHUK³,
BORIS P. VAYNERMAN¹, RADMIR R. YUNUSOV², ALEXEY V. DENISOV^{1,*}

¹ Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

² LUKOIL-West Siberia

20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia

³ TPP "Pokachevneftegaz"

8, Komsomolskaya str., Pokachi, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, Tyumen Region 628661, Russia

ABSTRACT

Background. In the Russian Federation, as well as in many other oil and gas producing countries, waterflooding technology is frequently used as a secondary method of oil production. This technology is aimed, on the one hand, at reservoir pressure maintenance (RPM), and, on the other, at enhancing oil recovery and intensifying oil production. The negative consequences of non-stationary waterflooding can be the premature watering of the produced wells and the imbalance of the reservoir pressure maintenance system, as well as the formation of stagnant and weakly drained zones of the reservoir with residual reserves of hard-to-recover oil.

Aim. To improve the efficiency of non-stationary waterflooding under the conditions of high geological and anthropogenic heterogeneity of oil and gas reservoirs in a floating oil reservoir propped up by edge and bottom waters.

Materials and methods. We used geological and field information collected on the site of the AB₁₋₂ development object of the Kechimovskoye field in the Western Siberian region. A new methodological approach to optimizing the process of non-stationary waterflooding under complicated conditions of geological and anthropogenic heterogeneity is proposed, including the construction of an improved geological model and the solution of a number of experimental problems using the Hurst method, the Pareto distribution principle and the theory of catastrophes.

Results. Using a new version of the geological model of the area of the AB₁₋₂ development object of the Kechimovskoye field and the available geological and field information, we clarified the position of the oil-water contact (OWC) and the correlation of the well section, taking into account the working intervals of production and injection wells. Geological and technical measures were formulated to improve the efficiency of the object under development.

Conclusions. An effective development of the geologically complex AB₁₋₂ object of the Kechimovskoye field is impossible without updating its geological model. Such updating should be aimed at determining the location of residual reserves in the area and section of the reservoirs, identifying the regularities of the mechanism of oil reserve recovery, assessing the efficiency of the

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

reservoir pressure maintenance system, and developing complex geological-technological measures for achieving the approved value of the final oil recovery factor. The expected efficiency of the proposed optimization methodology provides for additional oil production, a reduction in the flow rate of injected and withdrawal of produced water.

Keywords: oil recovery factor, waterflooding technology, water-oil contact, geological and hydrodynamic modelling, well section correlation, instability of the front of oil displacement by water, premature water cut, optimisation of the “RPM—reservoir—well—pump” system

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Shakhverdiev A.Kh., Arefyev S.V., Polishchuk A.A., Vaynerman B.P., Yunusov R.R., Denisov A.V. Updating a reservoir geological model in order to optimize waterflooding when extracting residual oil reserves from stagnant zones. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):28—41. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41>

Manuscript received 15 April 2021

Accepted 21 July 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Введение

В Российской Федерации, как и во многих других нефтегазодобывающих державах, в качестве вторичного способа добычи нефти в подавляющем большинстве случаев применяется технология заводнения, нацеленная, с одной стороны, на поддержание пластового давления, с другой — на повышение нефтеотдачи пласта и интенсификацию добычи нефти. Безусловно актуальная и многоцелевая технология заводнения, в реализацию которой вкладываются огромные производственные силы и финансовые средства, не всегда обеспечивает запланированную в проектных документах технологическую успешность и экономическую эффективность добычи жидких и газообразных углеводородов.

Обеспечение высокой эффективности процесса заводнения в условиях значительной природной и техногенной неоднородности коллекторов является трудной научно-технической и производственной проблемой. Задача существенно осложняется, если нефтяные залежи водоплавающие, когда объект разработки подпирают краевая и подошвенная воды. В подобных «чувствительных» условиях необходимо проведение более тщательных исследований по установлению причинно-следственной или статистической закономерности, характеризующих динамику обводнения продукции добывающих скважин. Также важно раскрыть механизм влияния на процесс нестационарного заводнения коэффициента мобильности нефти и воды, неоднородности коллекторов,

неустойчивости фронта вытеснения, системы разработки, плотности и конфигурации сетки скважин, в том числе вертикальных, наклонных, горизонтальных и скважин сложной архитектуры, осваиваемых в сочетании с различными модификациями гидроразрыва.

Зачастую решение проблемы еще более усугубляется существенными ошибками при определении необходимых параметров и показателей в период проведения комплекса сейсмических, геолого-геофизических, гидродинамических, литологических, палеонтологических, геохимических и других промысловых и лабораторных исследований. Поэтому создание геологической и гидродинамической модели процесса разработки месторождения с целью оценки качества, количества, распределения и выработки запасов объекта разработки, реализации решений, утвержденных в проектных документах, достижение запланированного КИН становятся труднорешаемой задачей.

Созданные базы данных геолого-промысловой информации и методы решения поставленных задач объективно содержат и накапливают многочисленные системные и не системные ошибки, которые впоследствии могут стать причиной серьезных негативных процессов, имеющих необратимый характер.

Следует отметить, что недостаточность, неопределенность геофизических данных, неоднозначность их интерпретации часто приводят к ошибочным результатам при отбивке водонефтяного контакта (ВНК).

Очевидно, что ошибка, допущенная при определении ВНК в сторону увеличения глубины, провоцирует преждевременное катастрофическое обводнение продукции добывающих скважин, что, в свою очередь, способствует формированию застойных и слабодренированных зон нефтяной залежи, и, как следствие, достижение важнейшего показателя рациональности разработки месторождения — проектного коэффициента извлечения нефти — становится невозможным. Ошибка в обратную сторону, уменьшения глубины в определении ВНК, чревата занижением запасов и многими другими проблемами технологического толка, приводящими к пересмотру, чаще к уменьшению КИН ниже утвержденного проектного значения. Авторы [4] справедливо отмечают, что «отбивка ВНК с погрешностью 1 м сопровождается погрешностью в оценке начальных запасов нефти, иногда во многие миллионы тонн».

Это в равной степени относится к расчету и определению других важных параметров и показателей, полученных в результате геолого-гидродинамического моделирования.

Сказанное свидетельствует о том, что во всех стадиях: на этапах разведки, разработки и эксплуатации месторождения жидких и газообразных углеводородов — требуется актуализация проводимых исследований для уточнения и совершенствования применяемых технических и технологических проектных решений.

Это касается не только конечного КИН при заводнении, но и его составляющих: коэффициента вытеснения нефти водой, который определяется экспериментально и в среднем не превышает значения 0,5, а также коэффициента охвата заводнением, который рассчитывается различными способами и всегда по определению оказывается завышенным. Учитывая, что коэффициент охвата существенно меняется во времени, то традиционный метод его оценки и в целом определения КИН часто приводит к ошибочным результатам и неоднократно пересматривается в проектных документах.

Еще одной острой проблемой является неустойчивость фронта вытеснения нефти водой и тройственность коэффициента водонасыщенности, полученная в классической теории Бакли — Леверетта [17] при фильтрации двухфазного потока. Согласно этой теории скачкообразное изменение водонасыщенности на неустойчивом фронте вытеснения нефти водой является предвестником преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам [4—7, 10—15, 18].

Попытки решения обозначенных актуальных проблем являются ключом рациональной разработки месторождений с подобными осложнениями [1, 2, 3]. Накопился огромный опыт по условной типизации и классификации ВПЗ, ВНК, ГНК, ВНЗ, ЧНЗ, что, безусловно, облегчило жизнь специалистам при принятии геолого-технических решений. Но большинство проблем сохраняют свою актуальность, так как адекватные решения отсутствуют. В данной статье предлагается новый методический подход для решения поставленной задачи.

Теоретические предпосылки и практическая реализация методики

В свете вышеизложенного обращают на себя внимание проблемы, возникающие при разработке Кечимовского нефтяного месторождения. Кечимовское месторождение по величине утвержденных извлекаемых запасов нефти относится к категории крупных, по геологическому строению — к очень сложным [16]. Согласно проектному документу основными по запасам являются пласты группы АВ ($AB_1^3 + AB_2$), в них сосредоточено более 60% запасов нефти промышленных категорий. Продуктивная часть пласта AB_1^3 представлена мелкозернистыми в разной степени глинистыми песчаниками, развитыми в виде тонких (1—3 м) слоев, регулярно переслаивающихся с плотными алевролитами и аргиллитами. Пласт в целом имеет однотипное строение, характеризуется увеличением глинистости вверх по разрезу, что присуще отложениям, формировавшимся в условиях морской трансгрессии. Общая толщина пласта изменяется от 8,5 до 14 м. Отложения пласта AB_2 представлены фациями континентальной группы. Пласт отличается высокой степенью литологической неоднородности, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевролитовых слоев переменной толщины и линзовидных обособлений, наличием уплотненных интервалов среди песчано-алевролитовых слоев. На всей территории исследований пласты AB_1^3 и AB_2 образуют гидродинамически связанный резервуар, что послужило основанием для их объединения в один эксплуатационный объект AB_{1-2} . Пласты имеют по одной залежи, различаются по ФЕС и обладают высокой степенью как послойной, так и зональной неоднородности. Расчлененность верхнего пласта изменяется от 3 до 4, нижнего — от 1 до 7. Пласт AB_1^3 в основном представлен чисто нефтяной зоной. Предполагается, что пласт AB_2 имеет обширные водонефтяные зоны как с контактной, так и неконтактной водой. Участки его чисто нефтяной зоны

в основном имеют небольшую глинистую перемычку с водонасыщенным пластом АВ₃.

К 2009 году во время активной фазы буровых работ была создана сейсмогеологическая модель (СГМ), позволяющая прогнозировать распространение коллектора в межскважинном пространстве [16], что позволило индивидуально подходить к заложению и бурению каждой скважины с определением вида заканчивания ствола и способа вскрытия, что, в конечном счете, значительно повысило эффективность бурения.

Однако ситуация резко изменилась после бурения большого количества скважин, в том числе с горизонтальным окончанием, и за десять лет активной эксплуатации скважины значительно обводнились до 94%, а выработка запасов нефти признается неудовлетворительной, так как отбор от НИЗ по пластам АВ₁³ и АВ₂ соответственно составил 19 и 49%.

Актуализация геологической модели по участку, охватывающему кусты 750 и 756, позволила

определить причины столь быстрого прорыва пластовой воды к добывающим скважинам.

В ходе критического анализа геолого-промысловой информации по объекту разработки АВ₁₋₂ Кечимовского нефтяного месторождения установлено, что при интерпретации результатов комплекса геофизических исследований в ряде скважин, в том числе на добывающей скважине № 7337, была допущена неточность при определении ВНК всего лишь на несколько метров. Очевидно, не заметив неточность расположения линии ВНК, перфорировали и частично вскрыли высокопроницаемый пропласток залежи в чисто водяной зоне, как видно из рисунка 1.

Это привело к прорыву воды к добывающей скважине 7337, и по промысловым меркам обводненность почти «мгновенно», за считанные месяцы, достигла 90% (рис. 2). В течение длительного времени с медленным ростом обводненности скважина продолжила работу вплоть до настоящего времени, при этом скважина

Скважина № 7337 (перфорация и ВНК)

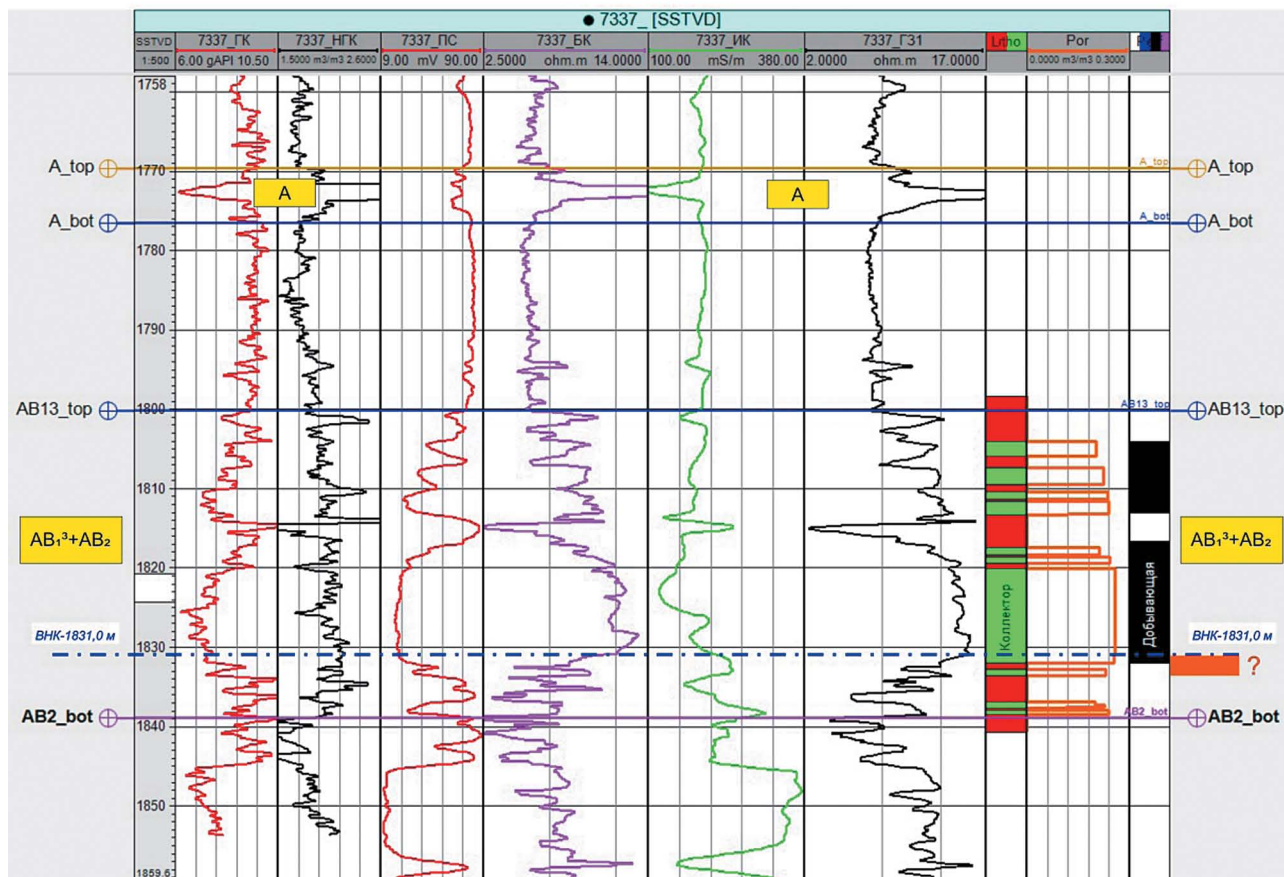


Рис. 1. Уточнение ВНК на скважине 7337

Fig. 1. Clarification of the water-oil contact at well 7337

эксплуатировалась мощными насосами ЭЦН 125-160 м³/сут, в итоге обводненность достигла 98% и накопленная добыча нефти составила 31 886 т. Согласно карте плотности начальных подвижных запасов нефти (рис. 3) скважина 7337 находится в достаточно мощной и высокопроницаемой зоне с плотностью запасов 7,5 тыс. т/га. Учитывая что площадь дренирования вертикальной скважины должна составлять в среднем 20 га, при радиусе контура питания скважины 250 м начальные подвижные запасы, приходящиеся на эту скважину, должны быть не менее 150 тыс. т. Сравнение с величиной накопленной добычи нефти показывает, что из скважины 7337 добыта примерно пятая часть извлекаемых запасов из зоны дренирования, а обводненность достигла 98%. Соответственно, для отбора оставшейся части запасов нефти требуется оперативно пересмотреть подходы к эксплуатации этой скважины и вернуться к уточнению геолого-физических характеристик и результатов геологического моделирования.

На рисунке 2 обращают на себя внимание кривые по динамике обводнения по всем трем скважинам, которые в течение 5—12 месяцев достигли уровня 80, 90 и 98%. Кроме того, оценка динамики отбора жидкости по методу Херста [7, 10]

показывает, что процесс отбора жидкости скважинами на рисунке 2 имеет антиперсистентный характер, при котором уровень локального шума сопоставим по величине с глобальными отклонениями сигнала, поскольку параметр Херста существенно меньше $H < 0,5$. Это, в свою очередь, свидетельствует о том, что система ППД должным образом не воздействует, не поддерживает и не компенсирует отбор жидкости закачиваемой водой. Обводнение продукции скважин происходит за счет прорыва воды из расположенного ниже высокопроницаемого пласта A_3 . На это же указывает сопоставление карт остаточных запасов с картами нормированных уровней отборов по нефти, воде и жидкости.

Коэффициент нормированного удельного отбора [7, 10] позволяет оценить способности продуктивного коллектора отдать с каждой единицы мощности за единицу времени максимально возможный объем нефти.

Коэффициент нормированного удельного отбора рассчитывается отдельно по нефти, воде и жидкости по формуле

$$P_i = \frac{Q_i}{T_i h_i},$$



Рис. 2. Технологические показатели разработки скважин 7337, 7358, 7318

Fig. 2. Technological indicators of well development 7337, 7358, 7318

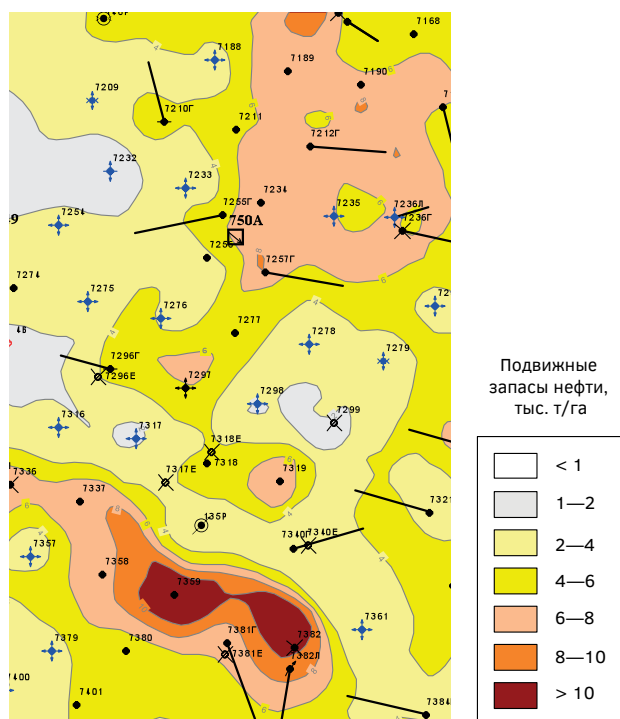


Рис. 3. Карта плотности начальных подвижных запасов нефти (материал из «Дополнения к технологической схеме разработки Кечимовского месторождения ХМАО-ЮГРЫ, 2018 г.»)

Fig. 3. Map of the density of the initial mobile oil reserves (material from the "Supplement to the technological scheme for the development of the Kechimovsky field of KhMAO-YUGRA, 2018")

где Q_i — накопленный отбор нефти, жидкости или воды для добывающих скважин, объем закачиваемой воды для нагнетательных скважин; T_i — наработка или фактическое время эксплуатации скважин с начала разработки; h_i — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта i -той скважины, N — количество скважин рассматриваемого участка, средняя величина определяется как

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^N P_i}{N}.$$

Текущие коэффициенты удельного отбора находятся разделением на средний коэффициент P_m .

$$P_{ui} = \frac{P_i}{P_m},$$

где P_{ui} — коэффициент нормированного удельного отбора i -той скважины. На выбранном участке нефтяной залежи строятся изолинии с коэффициентами нормированного удельного отбора, рассчитанные по каждой скважине. Области, где коэффициент нормированного удельного

отбора больше единицы (красная линия на рисунке 4), имеют лучшую, точнее, выше среднего выработку запасов продуктивных толщин по сравнению с зонами, в которых этот коэффициент меньше единицы, меньше среднего значения по залежи.

Карты равных линий коэффициентов нормированного удельного отбора, построенные по расчетным данным участка залежи, наглядно выявляют застойные и слабодренлируемые зоны, содержащие остаточную нефть, и просто зоны, не охваченные или слабо охваченные заводнением и в целом фильтрацией.

На рисунке 4 скважина 7337 оказалась в зоне низких нормированных удельных отборов по нефти, не превышающих 0,5, в отличие от скважин 7212Г и 7257Г с высокими удельными отборами. По карте плотности начальных подвижных запасов нефти (рис. 3) на зоны отбора этих скважин приходится более 6 тыс. т/га нефти.

Скважин с идентичной проблемой преждевременного прорыва воды из уровня ВНК на одном кусте оказалось три. По всем этим скважинам уровень ВНК оказался выше указанного в проектом документе и в геологической модели к проекту, и все скважины практически с начала эксплуатации за кратчайшее время достигли высоких значений обводненности.

После построения усеченной геологической модели по участку расположения двух кустов установлено, что из-за неточного выделения водонасыщенного интервала в подошве пласта АВ₂ произведена неверная перфорация со вскрытием водонасыщенного коллектора (рис. 5). Это, по-видимому, и привело к быстрому обводнению скважин 7337, 7358, 7318Г с обводненностью, соответственно, 98, 98, 99% (рис. 2). Закачка воды в окружающие нагнетательные скважины производилась после достижения высоких значений обводненности, что не могло обеспечить оптимальность системы ППД.

Предметный анализ состояния разработки всех скважин данного куста показывает, что закачка воды в соседние нагнетательные скважины началась существенно позже и других источников воды, кроме как воды водоносного горизонта, ниже ВНК нет. Даже если допустить влияние окружающих нагнетательных скважин на процесс обводнения продукции этих добывающих скважин, добиться такого высокого уровня обводненности за короткое время невозможно.

Построенная новая усеченная геологическая модель участка залежи позволила оперативно уточнить и скорректировать фактическое

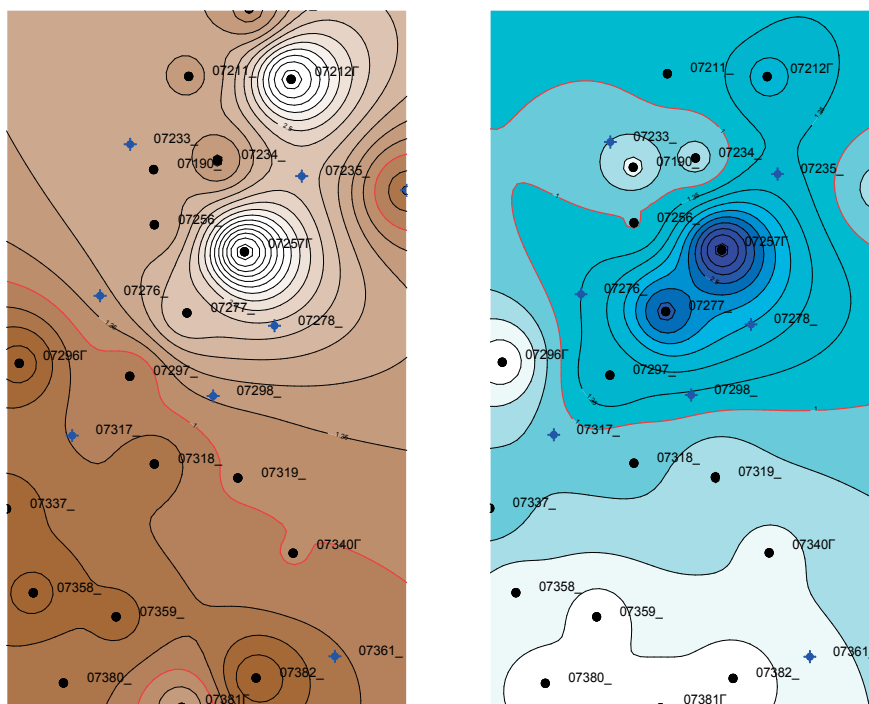


Рис. 4. Карта удельных отборов нефти и воды
 Fig. 4. Map of specific oil and water withdrawals

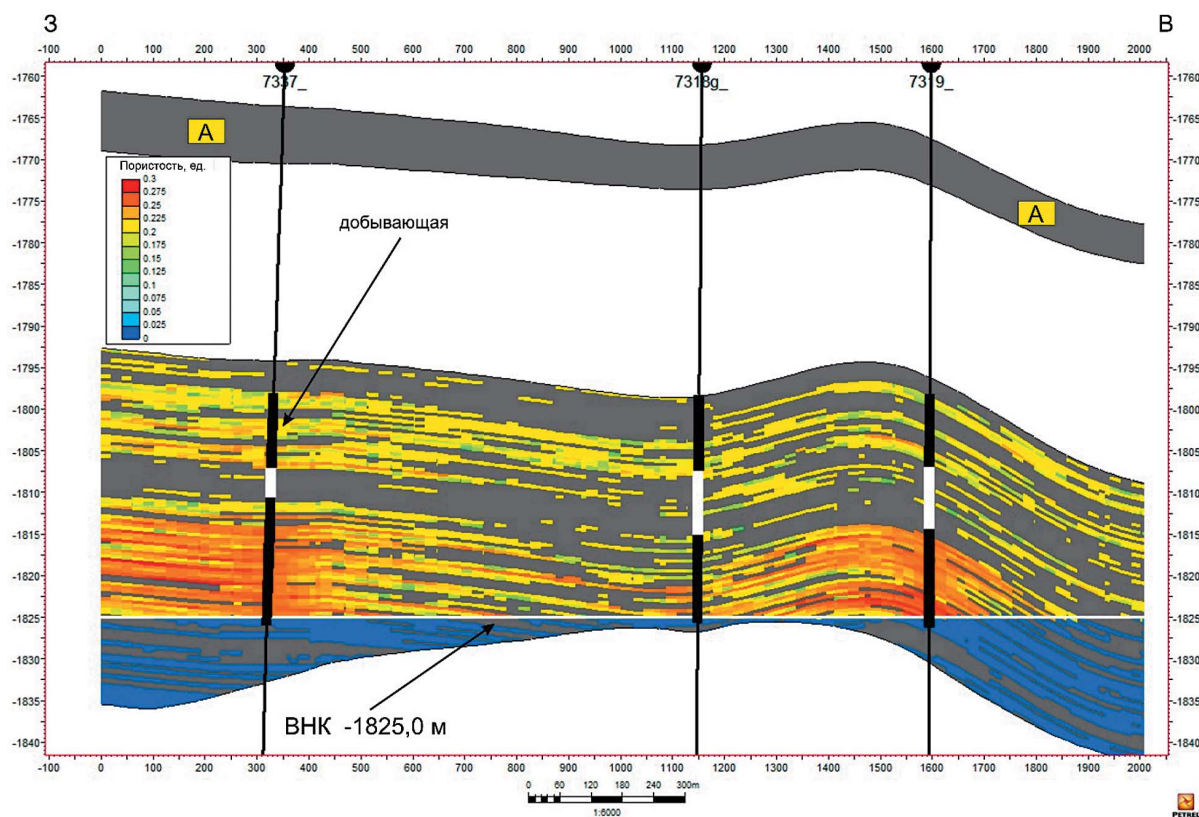


Рис. 5. Геологический профиль по линии скважин 7337—7318g—7319
 Fig. 5. Geological profile along the well line 7337—7318g—7319

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

положение уровня ВНК. Тем самым стало возможным определение интервалов для изоляции (табл. 1) источника водопритока в скважинах и предложить инновационную технологию для изоляции водопритоков в этих скважинах. Технологические решения по изоляции источников притока воды, в том числе заколонных притоков, защищены патентами РФ [8, 9] и успешно применялись в различных геолого-технических условиях.

Успешная реализация ремонтно-изоляционных работ в скважинах приведет к изменению режимов работы системы «ППД—пласт—скважина—насос», режим работы насосов необходимо будет перевести в более щадящий режим. Для оперативного регулирования и оптимизации режимов работы добывающих и нагнетательных скважин рекомендуется использовать новую методику, сочетающую распределение скважин по принципу Парето; расчет значений нормированных удельных отборов нефти, воды, жидкости; определение динамики дискриминантного критерия; установления взаимодействия скважин. Подробности и детали использования методики изложены в опубликованных работах [10, 14]. На рисунке 6 представлен фрагмент из методики процесса оптимизации системы «ППД—пласт—скважина—насос». В комментариях к рисунку 6 указано, что система ППД в районе скважины 7337 (ЭЦНА5А-160-1500) работает эффективно, поскольку пластовое давление составляет 135 атм., а забойное давление 80 атм., что выше давления насыщения на 20 атм., динамический уровень над насосом 632 м, достаточный для нормальной работы насоса.

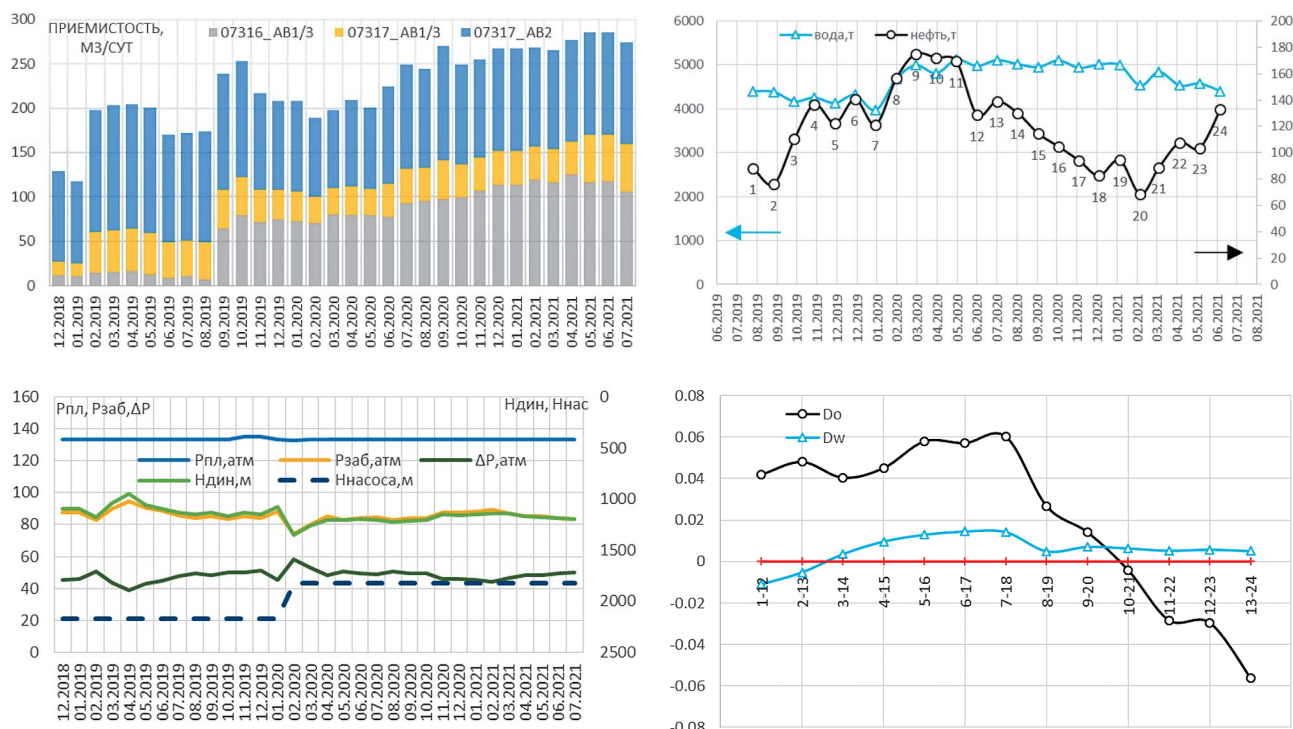
По расчетам удельный отбор по нефти равен 0,15 для пласта АВ₁³; 0,34 для пласта АВ₂; а по воде равен 0,93 для пласта АВ₁³; 0,72 для пласта АВ₂, что ниже

среднего, равного 1, что подтверждается плотностью остаточных запасов нефти, которая больше 6 тыс. т/га. По распределению Парето скважина 7337 попадает в группу низкодебитных по нефти и высокодебитных по воде, у которой на 4 т нефти добывается 150 м³ воды. Насос ЭЦНА5А-160-1500 работает в левой части напорной характеристики, значения дискриминантного критерия на текущий момент для нефти $D_n < 0$, а для воды $D_w > 0$, что предполагает рекомендовать увеличение отбора жидкости, однако, учитывая информацию из уточненной геологической модели, необходимым первоочередным геолого-техническим мероприятием для скважины 7337 рекомендуется проведение ремонтно-изоляционных работ в нижней части перфорированного интервала. И только после проведения рекомендованного ГТМ и комплекса сопутствующих промыслово-геофизических исследований необходимо будет пересчитать дискриминантный критерий и выбрать новый оптимальный режим работы насоса.

Таким образом, предлагаемый методический подход системной оптимизации процесса заводнения включает решение ряда теоретических и экспериментальных задач, позволяющих не только мобилизовать закачиваемую воду регулированием рабочих режимов, взаимодействующих добывающих и нагнетательных скважин, но и оптимизировать систему назначением соответствующих геолого-технических мероприятий, в том числе РИР, технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Для достижения поставленной цели в методике оптимизации предусмотрено решение следующих геофизических и гидродинамических научно-методических задач:

Таблица 1. Промысловые показатели работы скважин 7337, 7358, 7318г и интервалы проведения РИР
Table 1. Field performance indicators of wells 7337, 7358, 7318g and RIR intervals

Показатель	7337	7358	7318
Плотность начальных подвижных запасов нефти, тыс. т/га	6—8	6—8	4—6
Площадь дренирования скважины, га	20	20	20
Извлекаемый запас нефти, тыс. т	140	140	100
Накопленная добыча нефти, тыс. т	30	15	35
Обводненность, %	98	98	99
Интервалы проведения РИР			
Глубина кровли, м	2273	2132	2104
Глубина подошвы, м	2281	2137	2109
Глубина кровли АО, м	-1825	-1816	-1818
Глубина подошвы АО, м	-1832	-1821	-1823



ППД	ПЛАСТ + ПЗС	СКВАЖИНА+НАСОС
Давление на контуре питания достаточное, забойное давление выше давления насыщения, динамический уровень над насосом 632 м.	Группа Парето ПЗ Удельный отбор по нефти (0,15 АВ1/3; 0,34 АВ2) и воде (0,93 АВ1/3; 0,72 АВ2) ниже среднего. Плотность остаточных запасов нефти высокая >6 тыс.т/га. Коэффициент продуктивности средний 1.55 м³/(сутхатм).	Насос работает в левой части оптимальной области напорной характеристики. Значения дискриминантного критерия с 03.2021 г. $D_n < 0$, $D_w > 0$. Имеется возможность увеличить отбор. После проведения рекомендованного ГТМ — РИР пересчитать дискриминантный критерий и подобрать новый режим работы насоса.

Рис. 6. Фрагмент процесса оптимизации системы «ППД—пласт—скважина—насос» для скважины 7337
 Fig. 6. Fragment of the optimization process of the “PPD—formation—well—pump” system for well 7337

- осуществляется технологически обоснованный выбор участка или объекта разработки с целью оптимизации системы заводнения, в частности системы поддержания пластового давления в качестве вторичного метода повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти;
- актуализируется корреляция разреза скважин с уточнением отбивки уровня ВНК и причины и последствия преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам;

- устанавливается теснота связи и возможная степень взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами по корреляционным разрезам скважин и по расчету динамики корреляции закачки воды, отбора жидкости, нефти и воды за определенный требуемый интервал времени;
- определяются застойные и слабодренруемые зоны залежи сравнением карт остаточных запасов и карт нормированных удельных отборов нефти, воды, жидкости с последующей подготовкой

практических рекомендаций для вовлечения их в активную разработку;

- на основе уточненной интерпретации каротажного материала и коррекции геологической модели участка в первую очередь устанавливаются скважины, требующие проведения ремонтно-изоляционных работ и доперфорации, поскольку необходимым условием успешного использования нестационарного гидродинамического воздействия является наиболее полное вскрытие объекта разработки как по степени, так и по характеру;

- группируются добывающие скважины по фазовому потенциалу по нефти и воде, согласно принципу Парето, в том числе для определения групп скважин, подходящих под нестационарное гидродинамическое воздействие и оптимизацию режима их работы;

- определяются в отдельную группу скважины, нуждающиеся в проведении ГТМ по повышению их продуктивности;

- осуществляется оптимизация режимов отбора добывающих и нагнетательных скважин на основе дискриминантного критерия с целью предсказания последствий неустойчивости фронта вытеснения нефти водой и предотвращения преждевременного прорыва воды;

- анализируются и сопоставляются принятые решения с полученными результатами промыслово-геофизических, гидродинамических и трассерных исследований;

- ежемесячно актуализируются данные показателей работы скважин, осуществляется оперативный расчет по методике и вносятся изменения в систему мониторинга и контроля за процессом заводнения;

- составляется программа работ с практическими рекомендациями по ГТМ каждой скважины и в целом по залежи;

- оценивается технологическая эффективность проведенных геолого-технических мероприятий сертифицированным программным продуктом на основе унифицированной методики «ШАХМЕТ».

Заключение

Эффективное управление разработкой геологически сложного объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения невозможно без актуализации уточненной геологической модели объекта разработки,

целью которой является определение местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов, выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти, эффективности системы ППД, обоснования комплексных геолого-технологических мероприятий, направленных на совершенствование разработки и достижение утвержденной величины конечного коэффициента нефтеизвлечения. При сложившейся неустойчивой системе разработки необходимо внести уточнения в геологическую модель залежи касательно ВНК, профиля корреляции и взаимодействия скважин, устранения несовершенства скважин и восстановления мобильности системы ППД.

С помощью новой версии геологической модели участка кустов 750, 756 и анализа имеющейся геолого-промысловой информации удалось внести уточнение в положение ВНК и рабочих интервалов добывающих и нагнетательных скважин. В качестве первоочередных ГТМ рекомендовано проведение необходимых ремонтно-изоляционных работ с последующей перфорацией для увеличения охвата пластов заводнением. После получения положительных результатов этих ГТМ необходимо осуществить оптимизацию системы «ППД—пласт—скважина—насос» регулированием режимов работы взаимодействующего добывающего и нагнетательного фонда скважин используя диагностические критерии на основе дискриминантного критерия в сочетании с анализом традиционной промысловой информации.

Оптимизация системы «ППД—пласт—скважина—насос» при заводнении нефтяных месторождений рассчитана на определенный технологический и экономический эффект, ресурсосбережение и повышение энергоэффективности. Основной эффект выражается в дополнительной добыче нефти, которая разделяется на нефть, полученную за счет повышения нефтеотдачи пластов, и за счет интенсификации добычи нефти. Практические рекомендации по оптимизации режимов работы скважин рассчитаны в том числе на технологически и экономически обоснованное сокращение отбора воды по добывающим и расхода по нагнетательным скважинам, а также на достижение энергоэффективности за счет установления оптимального режима работы насосного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. Арефьев С.В. Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. Томск, 2008. 24 с.
3. Арефьев С.В., Юнусов Р.Р. Новый подход к старым месторождениям. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 3(75). С. 50—53.
4. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.
5. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 191 с.
6. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 228 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
8. Патент на изобретение RU 2111337 C1, 20.05.1998. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Берман А.В. Способ изоляции зон поглощения в скважине // Патент РФ № 2111337, 1998.
9. Патент на изобретение RU 2123586 C1, 20.12.1998. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Курбанов Р.А., Матвеев К.Л. Способ разработки нефтяной залежи // Патент РФ № 2123586, 1998.
10. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2004. 452 с.
11. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44—50.
12. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58—63.
13. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 44—50.
14. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Денисов А.В., Юнусов Р.Р. Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт — скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52—57.
15. Шахвердиев А.Х., Шестопалов Ю.В., Мандрик И.Э., Арефьев С.В. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118—123.
16. Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Задворнов А.А., Вахрушев В.В., Арефьев С.В. Анализ состояния разработки пластов $AB_1^3 + AB_2$ Кечимовского месторождения с учетом новых представлений о геологическом строении // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 50—54.
17. Buckley I., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Trans. AIME. 1942. Vol. 146. P. 107.
18. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii journal of mathematics. 2019. Vol. 40, no. 10. P. 1691—1706.

REFERENCES

1. Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2004. 416 p.
2. Arefyev S.V. Development of a model of the geological structure of the Achimov strata in the northwestern part of the Nizhnevartovsk vault. Dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials. Tomsk, 2008. 24 p.
3. Arefyev S.V., Yunusov R.R. A new approach to old deposits // Business Magazine Neftegaz.RU. 2018. No. 3(75). P. 50—53.
4. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Moscow, 2004. 520 p.
5. Craig F.F. Development of oil fields during flooding. Moscow: Nedra, 1974. 191 p.
6. Mandrik I.E., Panakhov G.M., Shakhverdiev A.H. Scientific, methodological and technological bases for optimizing the process of increasing oil recovery. Moscow: Oil economy, 2010. 228 p.
7. Mirzajanzade A.H., Shakhverdiev A.Kh. Dynamic processes in oil and gas production: system analysis, diagnosis, forecast. Moscow: Science, 1997. 254 p.
8. Patent for invention RU 2111337 C1, 05/20/1998. Shakhverdiev A.H., Panakhov G.M., Suleymanov B.A., Abbasov E.M., Berman A.V. Method of isolation of absorption zones in a well // RF Patent No. 2111337, 1998.
9. Patent for invention RU 2123586 C1, 12/20/1998. Shakhverdiev A.H., Panakhov G.M., Suleymanov B.A., Abbasov E.M., Kurbanov R.A., Matveev K.L. Method of oil deposit development // RF Patent No. 2123586, 1998.
10. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of the process of oil field development. Moscow: Nedra, 2004. 452 p.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

11. Shakhverdiev A.Kh. Once again about oil recovery // Oil Industry. 2014. No. 1. P. 44—50.
12. Shakhverdiev A.Kh. Some conceptual aspects of system optimization of oil field development // Oil Industry. 2017. No. 2. P. 58—63.
13. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of non-stationary flooding in order to increase oil recovery // Oil Industry. 2019. No. 1. P. 44—50.
14. Shakhverdiev A.Kh., Arefyev S.V., Denisov A.V., Yunusov R.R. Method of restoring the optimal mode of operation of the reservoir-well system taking into account the instability of the displacement front // Oil industry. 2020. No. 6. P. 52—57.
15. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V., Mandrik I.E., Arefyev S.V. Alternative concept of monitoring and optimization of flooding of oil reservoirs in conditions of instability of the displacement front // Oil industry. 2019. No. 12. P. 118—123.
16. Shkandratov V.V., Shalamova V.I., Zadvornov A.A., Vakhrushev V.V., Arefyev S.V. Analysis of the state of development of the AB13+AB2 formations of the Kechimovsky deposit taking into account new ideas about the geological structure // Oil Industry. 2011. No. 8. P. 50—54.
17. Buckley I., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Trans. AIME. 1942. Vol. 146. P. 107.
18. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii journal of mathematics. 2019. Vol. 40, no. 10. P. 1691—1706.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шахвердиев А.Х. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Арефьев С.В. — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Полищук А.А. — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Вайнерман Б.П. — построил геологическую модель, подготовил рисунки, редактировал публикуемую версию статьи.

Юнусов Р.Р. — осуществил сбор данных, проведение расчетов, подготовил рисунки и оформление публикуемой версии статьи.

Денисов А.В. — произвел обработку данных, проведение расчетов, подготовку рисунков, оформление публикуемой версии статьи.

Aziz Kh. Shakhverdiev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Sergei V. Arefyev — developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Alexander A. Polishchuk — developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Boris P. Vaynerman — construction of a geological model, preparation of drawings, editing of the published version of the article.

Radmir R. Yunusov — data collection, calculations, preparation of drawings, design of the published version of the article.

Alexey V. Denisov — data processing, calculations, preparation of drawings, design of the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы — доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.

23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: ah_shah@mail.ru

SPIN-код: 8730-3136

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2628-8319>

Aziz Kh. Shakhverdiev — Dr. of Sci. (Techn.), Professor of the Department of development and operation of oil and gas fields, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ah_shah@mail.ru

SPIN-code: 8730-3136

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2628-8319>

Арефьев Сергей Валерьевич — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений — главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». 20, ул. Прибалтийская, г. Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628484, Россия
SPIN-код: 3117-5101

Полищук Александр Анатольевич — заместитель генерального директора по разработке месторождений — главный геолог ТПП «Покачевнефтегаз». 8, ул. Комсомольская, г. Покачи, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628661, Россия

Вайнерман Борис Пинхосович — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе. 23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
SPIN-код: 6973-5112
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8305-6055>

Юнусов Радмир Руфович — начальник отдела контроля и анализа разработки месторождений нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». 20, ул. Прибалтийская, г. Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628484, Россия

Денисов Алексей Владимирович* — ассистент на кафедре разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе. 23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: denisovav@mgri.ru
SPIN-код: 7268-0082
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-8702>

Sergei V. Arefyev — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Deputy Director General for field development and chief geologist of LLC “LUKOIL-Western Siberia”. 20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia
SPIN-code: 3117-5101

Alexander A. Polishchuk — Deputy Director General for field development and chief geologist of the TPP “Pokachevneftegaz”. 8 Komsomolskaya str., Pokachi, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, Tyumen Region 628661, Russia

Boris P. Vaynerman — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Assoc. Prof. of the Department of Geology and exploration of hydrocarbons from the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
SPIN-code: 6973-5112
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8305-6055>

Radmir R. Yunusov — head of the Department of monitoring and analysis of development of oil and gas ООО “LUKOIL-West Siberia”. 20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia

Alexey V. Denisov* — assistant at the Department of development and operation of oil and gas fields of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: denisovav@mgri.ru
SPIN-code: 7268-0082
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-8702>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА БЕРИНГОВА МОРЯ

Е.А. ЛАВРЕНОВА^{1,2}, С.А. ГУРЯНОВ^{1,*}, В.Ю. КЕРИМОВ¹

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

² ООО «АСАП Сервис»
39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Проблема прогноза и поисков углеводородов (УВ) на морских шельфах остается актуальной на сегодня. Учитывая вышеизложенное, в данной работе на примере Берингова моря показан опыт оценки углеводородного потенциала Берингова моря с использованием технологии бассейнового моделирования.

Цель исследования. Оценка углеводородного потенциала Берингова моря, выделение областей по перспективности, а также комплексный анализ фактического материала, полученных результатов моделирования осадочных бассейнов и углеводородных систем.

Материалы и методы. Проанализирован и использован большой объем геолого-геофизического материала, результаты геохимических исследований и др. Фактический материал также применялся при моделировании, что позволило создать пространственно-временные цифровые модели осадочных бассейнов и углеводородных (УВ) систем для основных горизонтов нефтегазоматеринских пород. Авторами были выполнены геохимические, литологические исследования и использованы технологии моделирования с применением программных комплексов Schlumberger “PetroMod” и “QGIS”, выполнено мелкомасштабное моделирование осадочных бассейнов этого региона и их углеводородных систем. В процессе подготовки входных данных для выполнения процедур моделирования был выполнен ряд необходимых структурных построений, литолого-палеогеографических и палеодинамических реконструкций и прочих специальных исследований, позволивших определить граничные условия моделирования.

Результаты. Изученные углеводородные системы Берингова моря отличаются площадью и размерами очага генерации, а значит и объемами сгенерированных углеводородов. Максимальные удельные (на единицу площади генерационно-аккумуляционной углеводородной системы (ГАУС)) объемы генерированных УВ прогнозируются в Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевской майницко-собольковской и Майницко-собольковской Лагунного прогиба. Однако даже наиболее перспективные области находятся на уровне V категории, что обусловлено невысоким качеством керогена и низким коэффициентом аккумуляции.

Заключение. Выделены категории областей по перспективности в акватории Анадырского прогиба, определены два перспективных этажа нефтегазоносности и проведена количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС.

Ключевые слова: Берингово море, нефтегазоматеринские толщи, углеводородный потенциал, моделирование, кероген, углеводородная система, скопление углеводородов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062.

Для цитирования: Лавренова Е.А., Гурянов С.А., Керимов В.Ю. Оценка углеводородного потенциала Берингова моря. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2020;63(5):42—56. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-42-56>

Статья поступила в редакцию 28.05.2021
Принята к публикации 21.07.2021
Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

ASSESSMENT OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF THE BERING SEA

ELENA A. LAVRENOVA^{1,2}, SANAN A. GURYANOV^{1,*}, VAGIF Yu. KERIMOV¹

¹ Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

² OOO "ASAP Service"
39, Krasnogvardeiskaya str., Gelendzhik 353460, Russia

ABSTRACT

Background. The issues of hydrocarbon (HC) forecasting and prospecting on sea shelves remain relevant. In this paper, an experience of assessing the hydrocarbon potential of the Bering Sea using the method of basin modelling is demonstrated.

Aim. To assess the hydrocarbon potential of the Bering Sea and to identify prospective areas on the basis of a comprehensive analysis of factual data and the results of modelling sedimentary basins and hydrocarbon systems.

Materials and methods. A large volume of geological and geophysical materials and the results of geochemical studies were analysed. Modelling was carried out based on factual data, which made it possible to design space-time digital models of sedimentary basins and hydrocarbon (HC) systems for the main horizons of oil and gas source rocks. Geochemical and lithological studies, as well as modelling, were performed using the Schlumberger PetroMod and QGIS software. A small-scale modelling of sedimentary basins and hydrocarbon systems of the region under study was conducted. In the process of preparing the input data for modelling, a number of necessary structural constructions, lithological-paleogeographic and paleodynamic reconstructions and other special studies were performed, which made it possible to determine the modelling boundary conditions.

Results. The studied hydrocarbon systems of the Bering Sea differ in the area and size of the generation source, and consequently, in the volumes of generated hydrocarbons. The maximum specific (per unit area of the generation-accumulation hydrocarbon system (GAHS)) volumes of generated hydrocarbons are predicted in the Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the East Anadyr depression, the Nikolaevskaya Mainitsko-Sobolkovskaya and Mainitsko-Sobolkovskaya of the Lagoon trough. However, even the most promising areas are attributed to the V category due to the low quality of kerogen and a low accumulation coefficient.

Conclusion. In the water area of the Anadyr trough, prospective areas were identified. Two promising levels of oil and gas potential were determined. A quantitative assessment of the hydrocarbon potential of the GAHS was carried out.

Keywords: Bering Sea, oil and gas source strata, hydrocarbon potential, modelling, kerogen, hydrocarbon system, hydrocarbon accumulation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: the reported study was funded by RFBR, project number 20-35-70062.

For citation: Lavrenova E.A., Guryanov S.A., Kerimov V.Yu. Assessment of the hydrocarbon potential of the Bering Sea. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):42—56. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-42-56>

Manuscript received 28 May 2021

Accepted 21 July 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Результаты геофизических исследований в Беринговом море позволили выделить и оконтурить более 18 морских и транзитных осадочных бассейнов различного размера и мощности осадочного заполнения (рис. 1). Среди них наибольшими размерами и мощностью разреза отличаются осадочные бассейны, связанные с Алеутской глубоководной котловиной, с примыкающей к ней окраинно-шельфовой зоной, а также с расположенными на шельфе зонами сопряжения подвижной платформы и альпийской складчатосторогенной области. Максимальные мощности отложений в этих бассейнах могут составлять от 6—8 км (Анадырский, Хатырский, Северо-Алеутский осадочные бассейны (см. рис. 1)) до 10—12 км и более (осадочные бассейны Наваринский и Умиак).

Максимальная мощность разреза в бассейнах внутренней платформенной области шельфа, составляющая 4—6 км или более, отмечается в бассейне Нортон (см. рис. 1). В прочих бассейнах этой области она, как правило, не превышает 1,5—2,0 км. Основной объем осадочного чехла российской части шельфа Берингова моря образован кайнозойскими отложениями (рис. 2), которые включают все элементы установленных в регионе активных углеводородных систем и с которыми связаны выявленные здесь промышленные скопления сырья. В отдельных районах шельфа, особенно во внутренних частях глубоких впадин, к кайнозойским могут подключаться верхнемеловые или нерасчлененные верхнемеловые-палеоценовые отложения, формирующие здесь основание осадочного разреза или «переходную» толщу [2]. Максимальные мощности разреза, как отмечалось выше, составляют интервал от 6—8 до 10—12 км и более, при этом их наибольшие значения фиксируются в осадочных бассейнах Наваринского и Умиак, но достаточно большие — характерны также для Анадырского и Хатырского бассейнов.

Северный шельф Берингова моря характеризуется низкой мощностью осадочного чехла, сформировавшегося в нестабильных прибрежно-морских условиях — неблагоприятных для образования качественных НГМТ (как с точки зрения накопления органического углерода, так и его последующей трансформации в кероген). Пять скважин, пробуренных в пределах американской части акватории, не дали положительных результатов, и с 1998 г., когда USGS негативно оценила перспективы территории, эта область не переоценивалась. Прикамчатская область Берингова моря,

территория Олюторского залива характеризуются узким шельфом с небольшой мощностью осадочного чехла, сложной разломной тектоникой, обусловленной принадлежностью к очень активной тектонической зоне [3]. Активный геодинамический режим территории не позволил сформироваться здесь областям длительного и устойчивого прогибания. В отсутствие крупных осадочных бассейнов — потенциальных очагов УВ ожидать перспектив в пределах этой территории представляется нецелесообразным.

Крупными областями аккумуляции осадочного материала в неоген-четвертичное время в пределах южной части Берингова моря являются Алеутская и Командорская глубоководные котловины. Эти области в настоящее время не изучены сейсморазведкой в достаточной мере, чтобы выполнить бассейновое моделирование и последующую количественную оценку углеводородного потенциала [4]. Несколько региональных профилей, отработанных в этом регионе ДМНГ в 2018, к 2020 году еще находились в процессе обработки и интерпретации. Однако небольшой объем сейсморазведки, проблемы со стратиграфической привязкой горизонтов не позволяют выполнить количественную оценку перспектив этой территории, даже с учетом новых данных.

Анадырский прогиб является локальным исключением, т.к. является наложенным, уходящим в область суши. Он начал формироваться как передовой перед Корякской складчатой системой, однако его прогибание не было устойчивым и значительным, а формирование осадочного чехла сопряженно со значительными неблагоприятными факторами для развития углеводородных систем и углеводородного потенциала в целом. С точки зрения нефтегазогеологического районирования территория Анадырского прогиба принадлежит Анадырско-Наваринской самостоятельной нефтегазоносной области. Основным объектом исследования в рамках настоящей статьи является морская часть Анадырского прогиба, в связи с чем рассматриваются генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС), расположенные в его акваториальной части.

Методика исследований

Для исследования углеводородных систем были выполнены геохимические, литологические исследования и использованы технологии моделирования с применением программных комплексов Schlumberger “PetroMod” и “QGIS”, выполнено мелкомасштабное моделирование

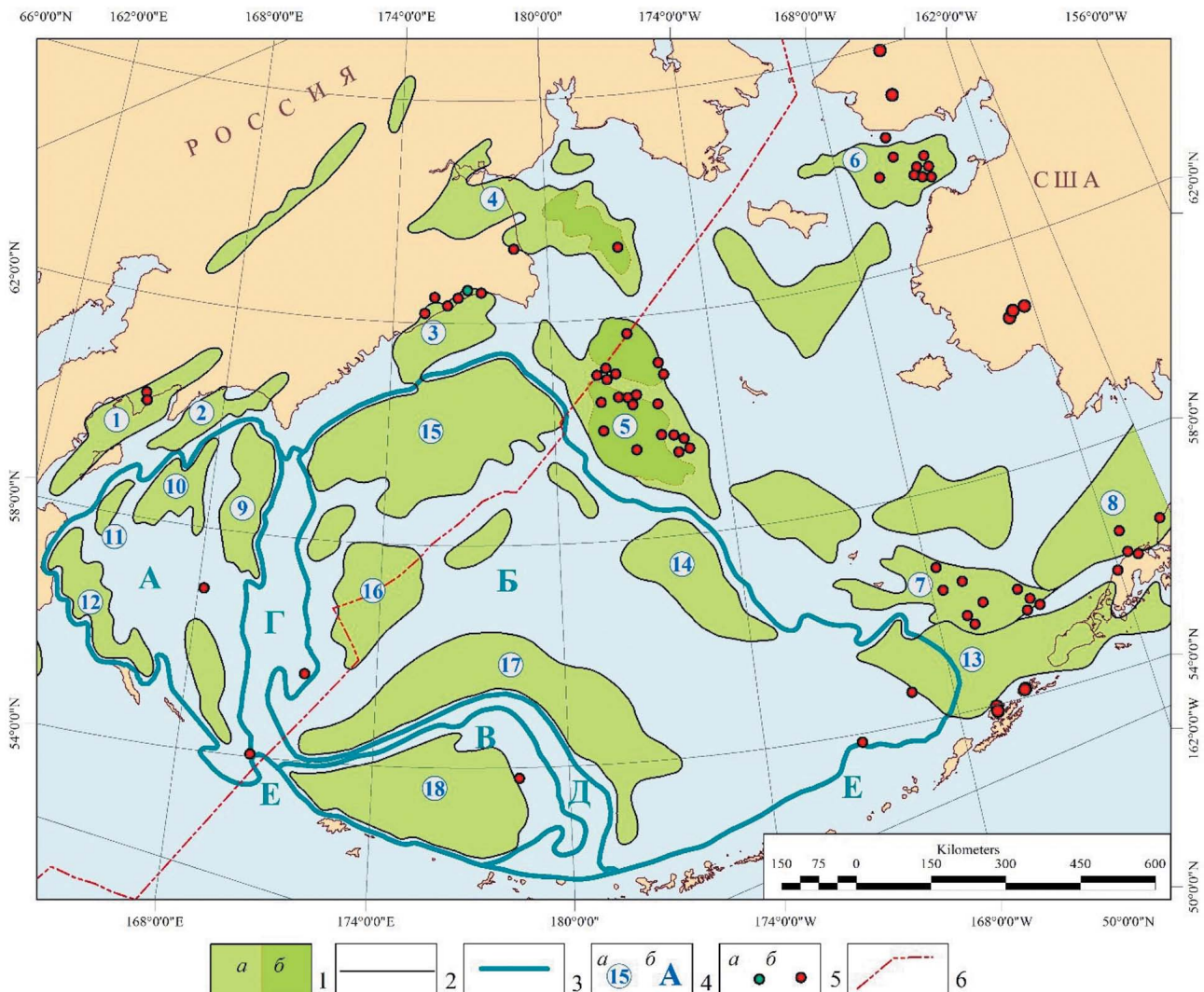


Рис. 1. Осадочные бассейны Берингова моря и прилегающих территорий [1] с изменениями: 1 — осадочные бассейны (а) и суббассейны (б); 2 — контуры осадочных бассейнов; 3 — контуры мегабассейнов и подводных хребтов; 4 — индексы: а — осадочных бассейнов, б — мегабассейнов, подводных хребтов и островных дуг; 5 — скважины: а — вскрывшие месторождения УВ; б — не давшие коммерческого результата; 6 — линия делимитации акваторий; Мегабассейны (глубоководные котловины): А — Командорская; Б — Алеутская; В — Бауэрс; подводные хребты: Г — Ширшова; Д — Бауэрс; Е — Алеутская островная дуга. Осадочные бассейны: 1 — Ильпинско-Карагинский; 2 — Олюторский; 3 — Хатырский; 4 — Анадырский; 5 — Наваринский; 6 — Нортон; 7 — Св. Георгия/Сент-Джордж (о-вов Прибылова); 8 — Бристольского залива; 9 — Восточно-Командорский; 10 — Южно-Олюторский; 11 — Западно-Командорский; 12 — Прикамчатский; 13 — Умиак; 14 — Восточно-Алеутский; 17 — Южно-Алеутский; 18 — Бауэрс

Fig. 1. Sedimentary basins of the Bering Sea and adjacent territories [Senin, Leonchik, 2020] with changes: 1 — sedimentary basins (a) and sub-basins (b); 2 — contours of sedimentary basins; 3 — contours of megabasins and underwater ridges; 4 — indices: a — sedimentary basins, b — megabasins, underwater ridges and island arcs; 5 — wells: a — exposed hydrocarbon deposits; b — did not give a commercial result; 6 — water area delimitation line; Megabasins (deep-water basins): A — Komandorskaya; B — Aleutian; B — Bowers; underwater ridges; Г — Shirshova; Д — Bowers; E — Aleutian island arc. Sedimentary basins: 1 — Ilpinsko-Karaginsky; 2 — Olyutorsky; 3 — Khatyrsky; 4 — Anadyrsky; 5 — Navarin; 6 — Norton; 7 — St. George / St. George (Pribilof Islands); 8 — Bristol Bay; 9 — East Commander; 10 — Yuzhno-Olyutorsky; 11 — West Commander; 12 — Prikamchatsky; 13 — Umiak; 14 — East Aleutian; 17 — South Aleutian; 18 — Bowers

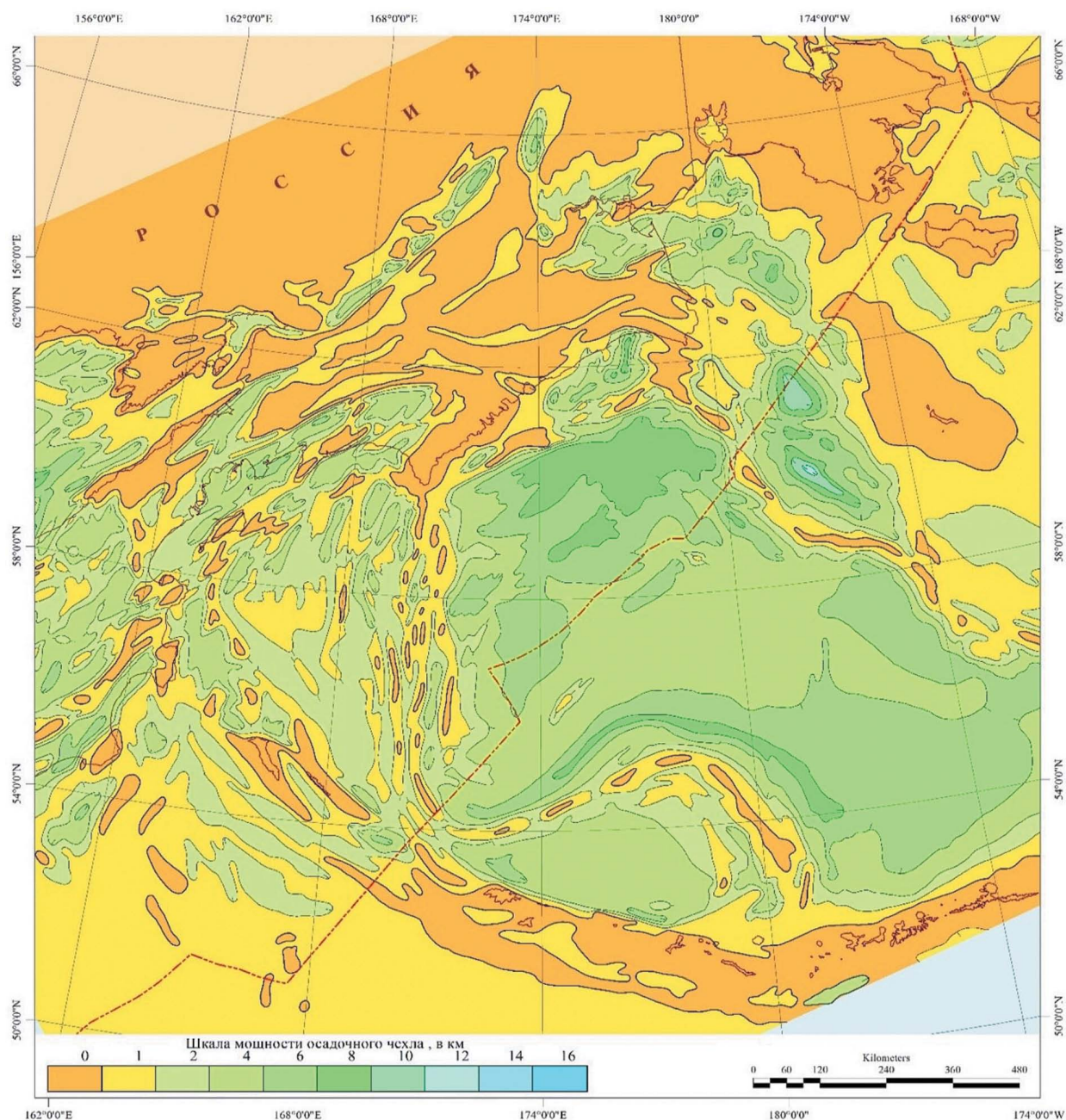


Рис. 2. Мощность осадочного чехла Берингова моря и прилегающих акваторий и территорий
Fig. 2. Thickness of the sedimentary cover of the Bering Sea and adjacent waters and territories

осадочных бассейнов этого региона и их углеводородных систем. В процессе подготовки входных данных для выполнения процедур моделирования был выполнен ряд необходимых структурных построений, литолого-палеогеографических и палеодинамических реконструкций и прочих специальных исследований, позволивших определить граничные условия моделирования.

Результаты исследований

В отложениях палеогена — нижнего миоцена в акватории расположены следующие ГАУС (рис. 3): Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины (I), Николаевская майницко-собольковская (II), Майницко-собольковская Лагунного прогиба (III), Соломатинская майницко-собольковская (IV),

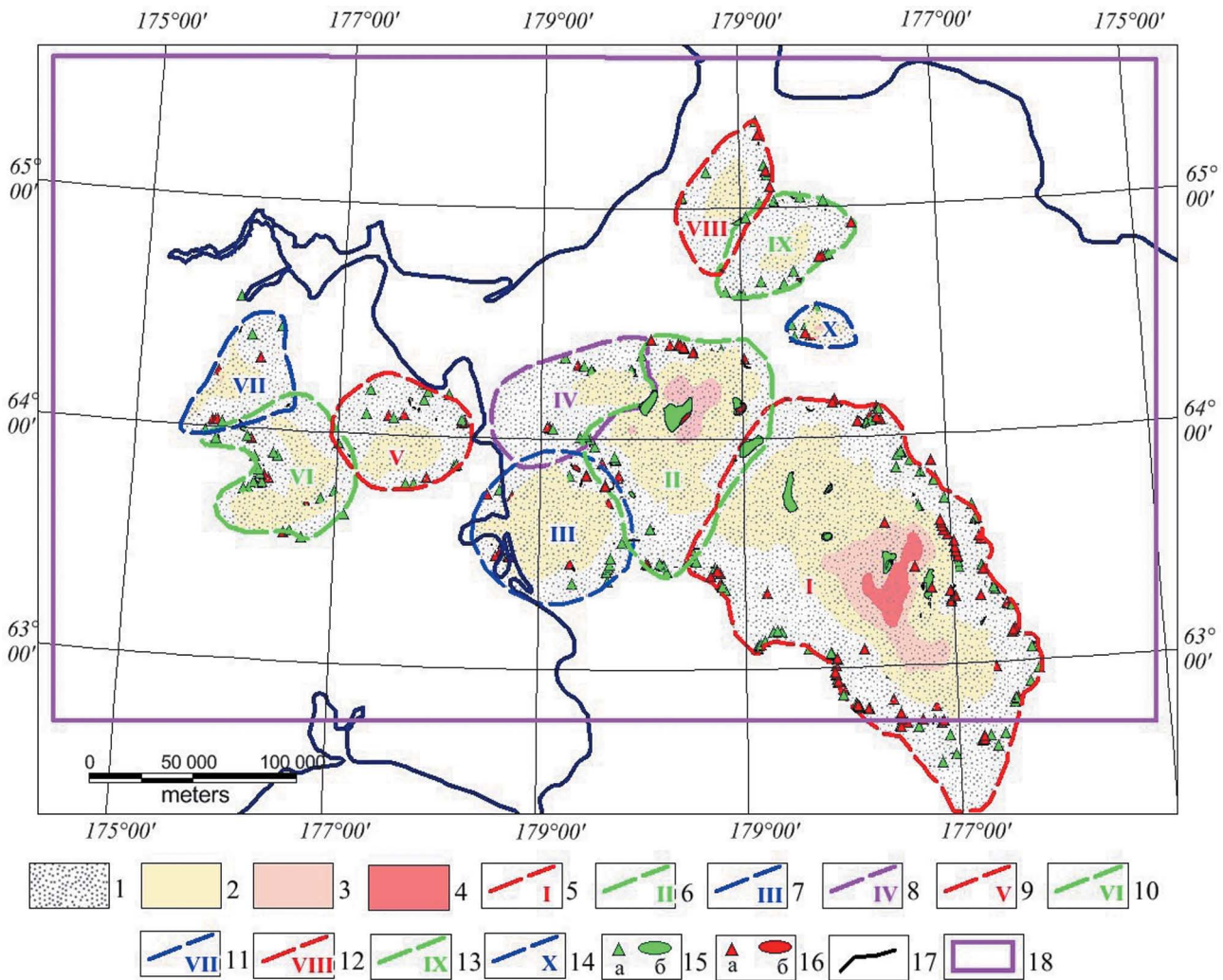


Рис. 3. Карта палеогена — нижнемиоценовых (майницко-собольковских) ГАУС, расположенных в акваториальной части Анадырского прогиба: 1 — область распространения ГАУС; 2 — область преимущественной генерации нефти; 3 — область преимущественной генерации газа; 4 — область развития перезрелой породы; 5—14 — границы и номера ГАУС; 15 — прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 16 — прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 17 — береговая линия; 18 — район исследований; ГАУС: I — Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины, II — Николаевская майницко-собольковская, III — Майницко-собольковская Лагунного прогиба, IV — Соломатинская майницко-собольковская, V — Оленинская майницко-собольковская, VI — Майницко-собольковская Майницкого прогиба, VII — Великореченская майницко-собольковская, VIII — Уэлькальская майницко-собольковская, IX — Куримская майницко-собольковская, X — Энмеленская майницко-собольковская

Fig. 3. Map of the Paleogene-Lower Miocene (Mainitsko-Sobolkovskiy) GAHS located in the aquatorial part of the Anadyr trough: 1 — area of distribution of GAHS; 2 — area of preferential oil generation; 3 — area of preferential gas generation; 4 — area of development of overripe breed; 5—14 — borders and GAHS numbers; 15 — predicted accumulations of liquid hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 16 — predicted accumulations of gaseous hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 17 — coastline; 18 — research area; GAHS: I — Mainitsko-Sobolkovskaya East Anadyr depression, II — Nikolaev Mainitsko-Sobolkovskaya, III — Mainitsko-Sobolkovskaya Lagoon trough, IV — Solomatinskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, V — Oleninskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, VI — Mainitsko-sobolkovskaya, VII — Mainitsko-sobolkovskaya — Velikorechenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, VIII — Uelkalskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, IX — Kurimskaya Mainitsko-Sobolkovskaya, X — Enmelenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Уэлькальская майницко-собольковская (VIII), Куримская майницко-собольковская (IX), Энмеленская майницко-собольковская (X).

Все системы характеризуются синхронными НГМТ Майницкой толщи, резервуарами Собольковской свиты и флюидопорами нижнего миоцена в соответствии с заданными условиями модели, а также одинаковым периодом формирования ловушек, который определяется особенностями развития Анадырского прогиба и фазами тектонической активизации в регионе [5]. При этом ГАУС различаются временем генерации, миграции, аккумуляции и критическим моментом, что обуславливается особенностями геологического строения каждого нефтегазогенерационного бассейна и глубиной залегания в нем НГМТ.

В таблице 1 приведена количественная характеристика углеводородного потенциала ГАУС палеогеновых отложений. В целом в акваториальной части Анадырского прогиба прогнозируется невысокий начальный генерационный потенциал: около 2 млрд т УТ. Наиболее высоким генерационным и эмиграционным потенциалом характеризуются майницко-собольковские ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевская и Лагунного прогиба.

Изученные углеводородные системы отличаются площадью и размерами очага генерации, а значит и объемами произведенных углеводородов. Максимальные удельные (на единицу площади ГАУС) объемы генерированных УВ прогнозируются

в Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины, Николаевской майницко-собольковской и Майницко-собольковской Лагунного прогиба (табл. 2). Однако даже в наиболее перспективных областях перспективные земли находятся на уровне V категории, что обусловлено невысоким качеством керогена и низкими коэффициентами аккумуляции (табл. 1). По указанным показателям выделяется Николаевская майницко-собольковская ГАУС, характеризующаяся расчетным коэффициентом аккумуляции на уровне 27% и повышенными удельными плотностями начальных геологических ресурсов, позволяющих отнести ее территорию к четвертой категории перспективных областей.

В большинстве ГАУС зрелость ОВ НГМТ не превышает уровня «нефтяного окна» (рис. 3). В наиболее погруженных частях очагов генерации систем Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины и Николаевской майницко-собольковской НГМТ находятся в области преимущественной генерации газообразных УВ.

Соответственно различается и степень истощенности ОВ материнских пород. Выработанность керогена ГАУС прогиба Креста (VIII, IX, X) не превышает 40%. В углеводородных системах Николаевской майницко-собольковской (II), Майницко-собольковской Лагунного прогиба (III) и Соломатинской майницко-собольковской (IV) степень реализации генерационного потенциала керогена приближается к 60%, а в центральной

Таблица 1. Количественная оценка углеводородного потенциала Майницко-собольковских ГАУС
Table 1. Quantification of the hydrocarbon potential of the Mainitsko-Sobolkovsky GAHS

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ	Эмиграционный баланс, млн т УТ	Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ	Коэффициент аккумуляции
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	1521,28	1517,44	120,88	7,97
Николаевская майницко-собольковская	348,36	347,48	93,94	27,03
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	218,64	217,85	5,00	2,30
Соломатинская майницко-собольковская	4,42	4,42	0,20	4,52
Уэлькальская майницко-собольковская	25,93	25,93	0,10	0,39
Куримская майницко-собольковская	13,47	13,47	0,10	0,74
Энмеленская майницко-собольковская	17,53	17,48	2,30	13,16
Итого:	2088	2083	219,82	

Таблица 2. Удельные плотности ресурсов Майницко-собольковских ГАУС
Table 2. Specific resource densities of the Mainitsko-Sobolkovsky GAHS

ГАУС	Площадь, кв. км	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	18 869	6,41
Николаевская майницко-собольковская	6673	14,08
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	4406	1,13
Соломатинская майницко-собольковская	3204	0,06
Уэлькальская майницко-собольковская	2077	0,05
Куримская майницко-собольковская	2223	0,04
Энмеленская майницко-собольковская	526	4,37

части ГАУС Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины потенциал почти полностью реализован.

Различная степень реализации генерационного потенциала углеводородных систем определяет различия периода наступления критического момента (рис. 4 и 5), который варьирует от 8 млн лет (Майницко-собольковская ГАУС Восточно-Анадырской впадины) до 3 млн лет (Соломатинская майницко-собольковская ГАУС). В целом временное соотношение периодов формирования ловушек и наступления критического момента благоприятно для всех углеводородных систем акваториальной части Анадырского прогиба.

Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ в пределах изучаемой территории контролируется заданным в модели с учетом результатов геохимических исследований III типом керогена, что определяет преобладание газообразных УВ в составе залежей (табл. 3).

В соответствии с выполненным ранее обоснованием элементов ГАУС в неогеновой части разреза в качестве потенциально нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) рассматривалась гагаринская свита собольковского горизонта нижнего миоцена, в качестве резервуаров — отложения собольковской и автаткульской свит [5]. В качестве регионального флюидоупора для акваториальной части

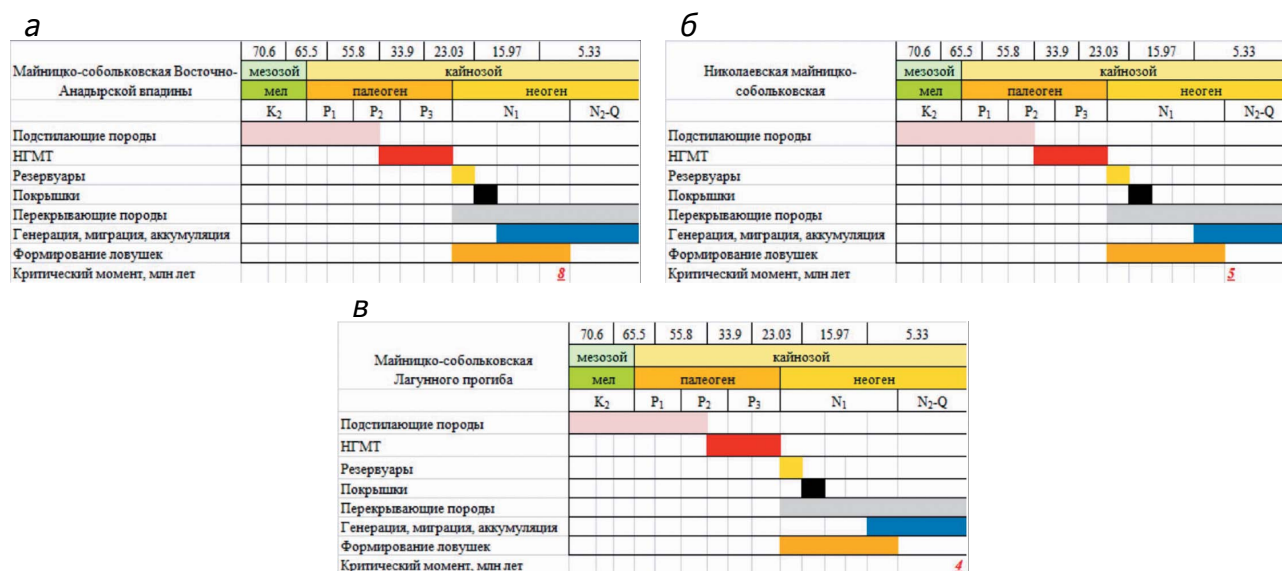


Рис. 4. Графики геологических событий: а — Майницко-собольковской ГАУС Восточно-Анадырской впадины; б — Николаевской майницко-собольковской ГАУС; в — Майницко-Собольковской ГАУС Лагунного прогиба
Fig. 4. Graphs of geological events: а — Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the East Anadyr depression; б — Nikolaevskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; в — Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS of the Lagoon trough

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

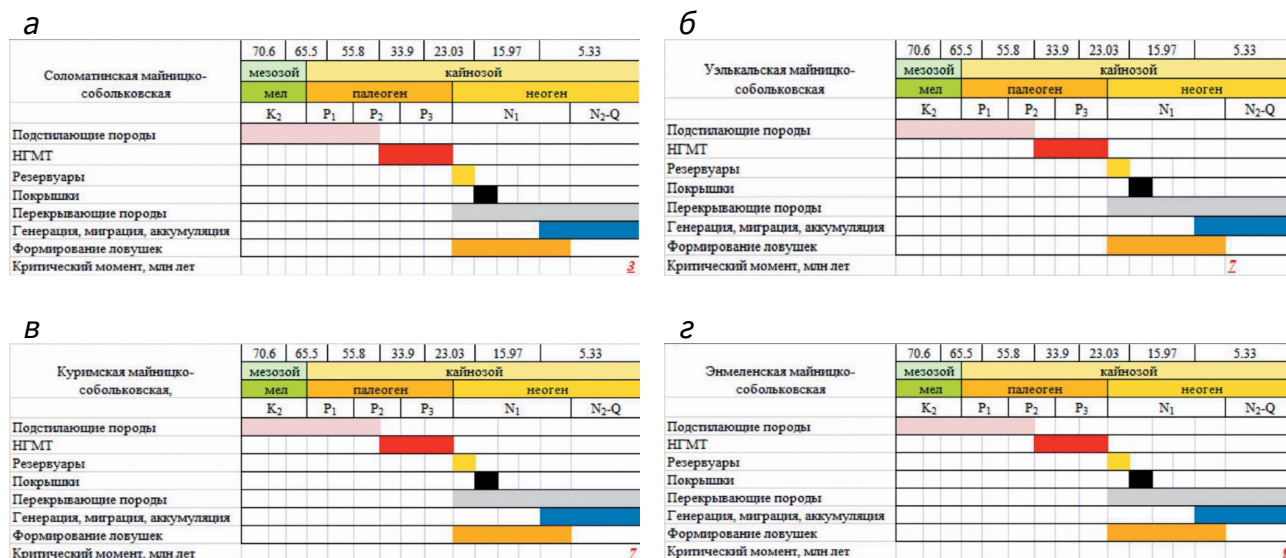


Рис. 5. Графики геологических событий: а — Соломатинской майницко-собольковской ГАУС; б — Уэлькальской майницко-собольковской ГАУС; в — Куримской майницко-собольковской ГАУС; г — Энмеленской майницко-собольковской ГАУС

Fig. 5. Graphs of geological events: а — Solomatinskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; б — Uelkal Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; в — Kurimskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS; г — Enmelenskaya Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS

Анадырского прогиба могут выступать диатомовая толща среднего-верхнего миоцена.

В акваториальной части Анадырского прогиба, представляющей основной интерес для целей настоящей работы, выделяются восемь вероятных ГАУС (рис. 6): Корякская гагаринско-автаткульская (I), Южно-чукотская гагаринско-автаткульская (II), Северо-чукотская гагаринско-автаткульская (III), Северо-николаевская гагаринско-автаткульская (IV), Южно-николаевская гагаринско-автаткульская (V), Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба (VI), Западно-николаевская гагаринско-автаткульская (VII), Соломатинская гагаринско-автаткульская (VIII).

Очаги генерации указанных ГАУС расположены в пределах Корякской, Чукотской, Николаевской котловин, Соломатинской впадины и Лагунного прогиба [6]. Области аккумуляции прогнозируются в пределах приподнятых областей: поднятий Беринговского и Васильевского, акваториального продолжения Туманского горста и северо-западного борта Лагунного прогиба.

Все системы неогеновой части осадочного разреза, в соответствии с заданными условиями моделирования, характеризуются синхронными НГМТ, резервуарами и покрывками, а также одинаковым периодом формирования ловушек, который определяется особенностями развития Анадырского

Таблица 3. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ Майницко-собольковских ГАУС
Table 3. Phase composition of predicted hydrocarbon accumulations in the Mainitsko-Sobolkovskaya GAHS

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений — газ/нефть, %
Майницко-собольковская Восточно-Анадырской впадины	69/31
Николаевская майницко-собольковская	69/31
Майницко-собольковская Лагунного прогиба	69/31
Соломатинская майницко-собольковская	69/31
Уэлькальская майницко-собольковская	69/31
Куримская майницко-собольковская	69/31
Энмеленская майницко-собольковская	69/31

прогиба и фазами тектонической активизации в регионе [7].

В большинстве ГАУС зрелость ОБ НГМТ не превышает уровня ранней генерации нефти. Уровня «нефтяного окна» достигли только материнские

породы Корякской гагаринско-автаткульской системы и Гагаринско-автаткульской ГАУС Лагунного прогиба (рис. 6).

Все неогеновые ГАУС характеризуются крайне низкой степенью реализации генерационного

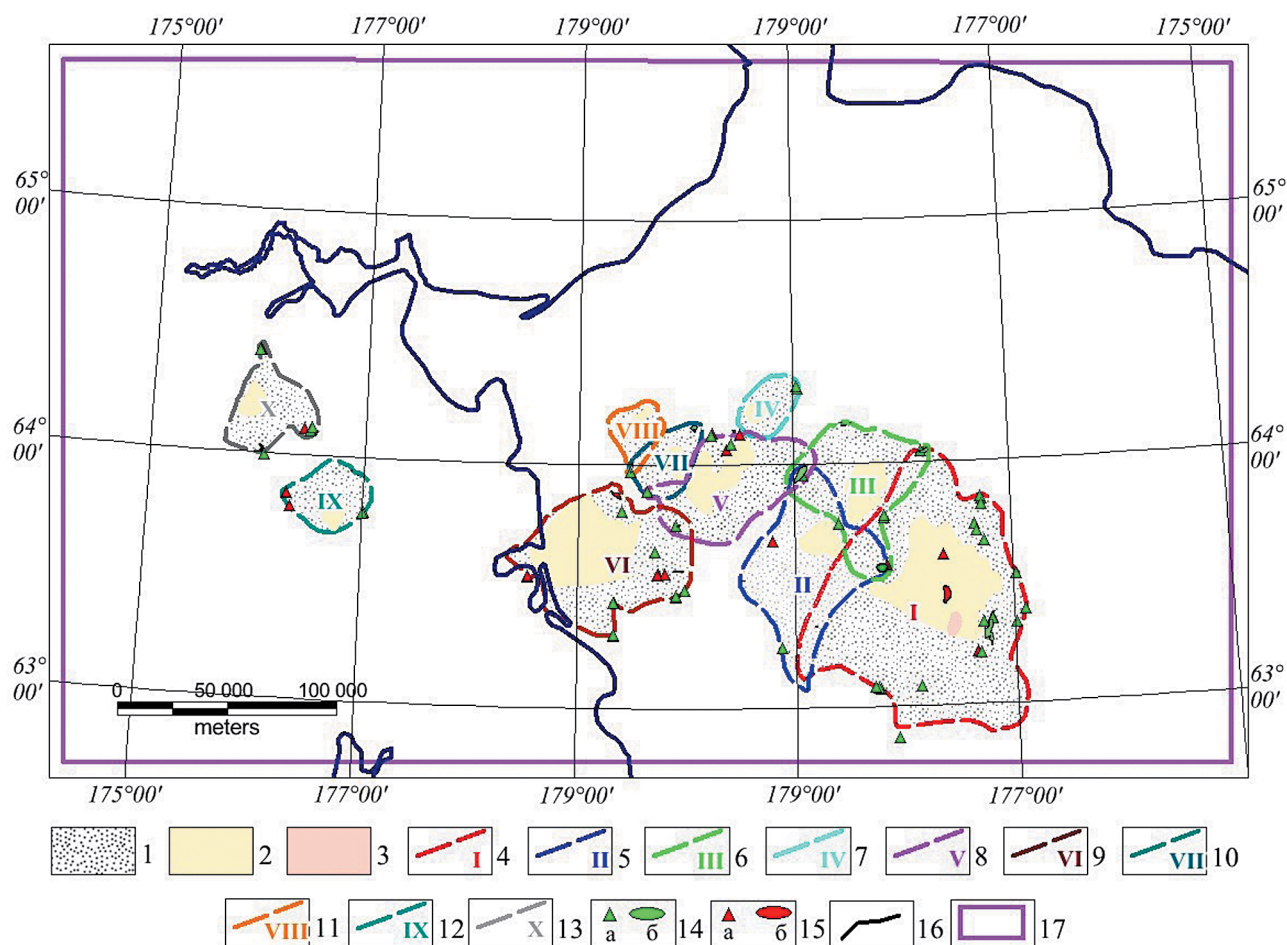


Рис. 6. Карта неогеновых (гагаринско-автаткульских) ГАУС, расположенных в акваториальной части Анадырского прогиба: 1 — область распространения ГАУС; 2 — область преимущественной генерации нефти; 3 — область преимущественной генерации газа; 4—13 — границы и номера ГАУС; 14 — прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 15 — прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а — мелкие, б — крупные скопления); 16 — береговая линия; 17 — район исследований; ГАУС: I — Корякская гагаринско-автаткульская, II — Южно-чукотская гагаринско-автаткульская, III — Северо-чукотская гагаринско-автаткульская, IV — Северо-николаевская гагаринско-автаткульская, V — Южно-николаевская гагаринско-автаткульская, VI — Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба, VII — Западно-николаевская гагаринско-автаткульская, VIII — Соломатинская гагаринско-автаткульская, IX — Гагаринско-автаткульская Протоchnого прогиба, X — Великореченская гагаринско-автаткульская

Fig. 6. Map of the Neogene (Gagarin-Avtatkul) GAHS located in the aquatorial part of the Anadyr trough: 1 — the area of distribution of the GAHS; 2 — area of preferential oil generation; 3 — area of preferential gas generation; 4—13 — borders and GAHS numbers; 14 — predicted accumulations of liquid hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 15 — predicted accumulations of gaseous hydrocarbons in reservoir conditions (a — small, b — large accumulations); 16 — coastline; 17 — research area; GAHS: I — Koryakskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, II — South-Chukotka Gagarin-Avtatkul'skaya, III — North Chukotka Gagarin-Avtatkul'skaya, IV — North Nikolaevskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, V — Yuzhno-Nikolaevskaya Gagarinskaya-Avtatkul'skaya Lagoon trough, VII — West Nikolaevskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, VIII — Solomatinskaya Gagarin-Avtatkul'skaya, IX — Gagarin-Avtatkul'skaya Protochny trough, X — Velikorechenskaya Gagarin-Avtatkul'skaya

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

потенциала своих НГМТ — не превышающего в основном 10%, что обусловлено низкой зрелостью ОБ пород. Только в Гагаринско-автаткульской ГАУС Лагунного прогиба генерационный потенциал материнской породы реализован на уровне 20÷30%, а в Корякской гагаринско-автаткульской — около 40% [8].

Низкая степень реализации генерационного потенциала рассматриваемых НГМТ определяет низкие значения генерационного и эмиграционного потенциала — около 70 млрд т УТ суммарно по всем ГАУС (табл. 4).

Основной вклад в эту величину вносят Корякская гагаринско-автаткульская ГАУС и Гагаринско-

автаткульская углеводородная система Лагунного прогиба. Доля остальных систем пренебрежимо мала. Для указанных систем отмечаются относительно повышенные, но все равно очень низкие значения удельных плотностей начальных геологических ресурсов (табл. 5). Выполненные оценки позволяют охарактеризовать неогеновую часть разреза Анадырского прогиба как малоперспективные области «низкой» категории.

В неогеновых ГАУС генерация углеводородов началась около 15 млн лет назад и постепенно нарастала до 5 млн лет с разной степенью интенсивности в разных системах, а затем объемы генерированных УВ резко увеличились [9].

Таблица 4. Количественная оценка углеводородного потенциала Гагаринско-автаткульских ГАУС
Table 4. Quantitative assessment of the hydrocarbon potential of the Gagarin-Avtatkul GAHS

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ	Эмиграционный баланс, млн т УТ	Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ	Коэффициент аккумуляции
Корякская гагаринско-автаткульская	66,53	62,83	14,51	23,09
Южно-чукотская гагаринско-автаткульская	0,91	0,4	0,089	22,25
Северо-чукотская гагаринско-автаткульская	2,62	1,46	0,1	6,85
Северо-николаевская гагаринско-автаткульская	0,2	0,01	0,0005	5,00
Южно-николаевская гагаринско-автаткульская	1,53	0,13	0,13	100,00
Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба	30,63	28,11	1,64	5,83
Западно-николаевская гагаринско-автаткульская	0,4	0,06	0,0005	0,83
Соломатинская гагаринско-автаткульская	0,09	0,01	0,00	1,00
Итого:	70	65	14,70	

Таблица 5. Удельные плотности ресурсов Гагаринско-автаткульских ГАУС
Table 5. Specific resource densities of the Gagarin-Avtakul GAHS

ГАУС	Площадь, кв. км	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Корякская гагаринско-автаткульская	8723	1,66
Южно-чукотская гагаринско-автаткульская	3248	0,03
Северо-чукотская гагаринско-автаткульская	2533	0,04
Северо-николаевская гагаринско-автаткульская	551	0,00
Южно-николаевская гагаринско-автаткульская	2363	0,06
Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба	3636	0,45
Западно-николаевская гагаринско-автаткульская	744	0,00
Соломатинская гагаринско-автаткульская	514,49	0,00

Эмиграция УВ из НГМТ в большинстве описываемых ГАУС началась относительно недавно — около 5 млн лет назад, в период активизации процессов генерации УВ. Только в Корякской гагаринско-автаткульской, Гагаринско-автаткульской Лагунного прогиба и Северо-чукотской гагаринско-автаткульской ГАУС эмиграция углеводородов началась в период с 15 по 10 млн лет назад [10].

Критический момент большинством систем преодолен около 3 млн лет назад (рис. 7), за исключением Корякской гагаринско-автаткульской ГАУС, которая достигла этого события чуть раньше: 4 млн лет назад (рис. 8).

Соотношение времени формирования ловушек и критического момента благоприятно для всех систем, однако позднее наступление критического момента обусловило низкие перспективы рассматриваемого комплекса.

Качество керогена определило преобладание газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях углеводородов (табл. 6).

Заключение

В акваториальной части Анадырского прогиба прогнозируются области от низшей категории до IV. Наиболее перспективные области



Рис. 7. Графики геологических событий гагаринско-автаткульских ГАУС: а — Корякской; б — Южно-чукотской; в — Северо-чукотской; г — Северо-николаевской
Fig. 7. Graphs of geological events of the Gagarin-Avtatkul GAHS: a — Koryak; b — South Chukotka; c — North Chukotka; d — North-Nikolaev



Рис. 8. График геологических событий гагаринско-автаткульских ГАУС: а — Южно-Николаевской; б — Лагунного прогиба; в — Западно-Николаевской; г — Соломатинской
Fig. 8. Schedule of geological events of the Gagarin-Avtatkul GAHS: a — Yuzhno-Nikolaevskaya; b — Lagoon trough; c — West Nikolaevskaya; d — Solomatinskaya

Таблица 6. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ гагаринско-автаккульских ГАУС
Table 6. Phase composition of the predicted hydrocarbon accumulations of the Gagarinsko-Avtakul GAHS

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений — газ/нефть, %
Корякская гагаринско-автаккульская	68/32
Южно-чукотская гагаринско-автаккульская	69/31
Северо-чукотская гагаринско-автаккульская	69/31
Северо-николаевская гагаринско-автаккульская	69/31
Южно-николаевская гагаринско-автаккульская	71/30
Гагаринско-автаккульская Лагунного прогиба	69/31
Западно-николаевская гагаринско-автаккульская	69/31
Соломатинская гагаринско-автаккульская	69/31

IV категории расположены в центральной части прогиба — в пределах Николаевской котловины. В пределах описываемой СНГО прогнозируются два этажа нефтегазоносности — в Майницко-собольковской и гагаринско-автаккульской частях осадочного чехла.

Прогнозируемые по результатам моделирования суммарные начальные геологические ресурсы в акваториальной части прогиба могут составить около 250 млн т УТ, основная часть которых принадлежит нижнему

(майнинско-собольковскому) перспективному комплексу.

В составе прогнозируемых скоплений обоих комплексов, как ожидается, преобладают газообразные углеводороды.

Результаты моделирования показывают, что наиболее перспективные области, характеризующиеся меньшими геологическими рисками, располагаются в пределах северо-восточного борта Лагунного прогиба, Николаевской впадины, Васильевского поднятия и Айметовского выступа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Беляев И.В., Борщева Н.А., Бутков В.П., Бычков Ю.М., Гладенков Ю.Б., Дундо О.П. и др. Геология Берингова моря и его континентального обрамления. Л.: Наука, 1985. 127 с.
2. Голубев В.М. Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Беринговоморского региона // Комитет Российской Федерации по геол. и исполз. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана. СПб.: Недра, 1994. 125 с.
3. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38—42
4. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 36—41.
5. Керимов В.Ю., Гордадзе Г.Н., Мустаев Р.Н., Бондарев А.В. Условия формирования углеводородных систем Сахалинского шельфа Охотского моря на основе геохимических исследований и моделирования // Восточный журнал химии. 2018. № 34 (2). С. 934—947.
6. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Минлигалиева Л.И., Гусейнов А.А. Условия форми-
7. Лавренова Е.А., Горбунов А.А., Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородин А.А. Тектонические и палеогеографические условия нефтяных систем Анадырского прогиба // 7-я EAGE Санкт-Петербургская международная конференция и выставка: понимание гармонии ресурсов Земли через интеграцию наук о Земле, Санкт-Петербург, 2016, С. 369—373.
8. Лавинус А.Л., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Природные битумы — физико-химические свойства и технологии добычи // Химия твердого топлива. 2018. № 6. С. 4—15.
9. Сенин Б.В., Леончик М.И. Региональные проблемы и риски выбора оптимальных направлений нефтегазопроисковых работ в дальневосточных морях России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2020. № 1. С. 12—22.
10. Kerimov, V.Yu., Mustae, R.N., Osipov, A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. Doklady Earth Sciences. 2018. No 483 (1). P. 1413—1417.

REFERENCES

1. Beliaev I.V., Borshcheva N.A., Butkov V.P., Bychkov Yu.M., Gladenkov Yu.B., Dundo O.P., et al. Geology of the Bering Sea and its continental framing. Leningrad: Science, 1985. 127 p. (In Russian).
2. Golubev V.M. Bottom geology, geodynamics and oil and gas potential of the Bering Sea region. Abstract of the dissertation of cand. geol.-min. sciences. St. Petersburg, 1997. P. 27.
3. Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal. 2018. No 11. P. 38—42 (In Russian).
4. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Oil Industry. 2017. No 8. P. 36—41 (In Russian).
5. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the sea of Okhotsk based on the geochemical studies and modeling // Oriental Journal of Chemistry. 2018. No 34(2). P. 934—947 (In Russian).
6. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Minligalieva L.I., Huseynov D.A. Conditions of formation and development of the void space at great depths // Oil Industry. 2019. No 4. P. 22—27 (In Russian).
7. Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Malishev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Tectonic and paleogeographic conditions of Anadyr trough petroleum systems // 7th EAGE Saint Petersburg international conference and exhibition: understanding the harmony of the Earth's resources through integration of geosciences, Saint Petersburg, 2016 (In Russian), pp. 369—373.
8. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. et al. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // Solid Fuel Chem. 2018. No 52. P. 344—355 (In Russian).
9. Senin B.V., Leonchik M.I. Regional problems and risks of choosing the optimal directions for oil and gas exploration in the Far Eastern seas of Russia // Mineral resources of Russia. Economics and Management. 2020. No. 1. P. 12—22 (In Russian).
10. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences. 2018. No 483(1). P. 1413—1417.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Лавренова Е.А. — внесла основной вклад в подготовку исходных данных для статьи и ее концепции, подготовила текст.

Гуриянов С.А. — присоединился к подготовке текста статьи, оформил и выполнил перевод метаданных статьи на английский язык и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Керимов В.Ю. — внес вклад в разработку концепции статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena A. Lavrenova — made the main contribution to the preparation of the initial data for the article and prepared the text of its concept.

Sanan A. Guryanov — joined the preparation of the text of the article, designed and completed the translation of the article metadata into English and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vagif Yu. Kerimov — made the main contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, генеральный директор ООО АСАП «Сервис», отдел нефтегазовой геологии и бассейнового моделирования; ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12

SPIN-код: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), General Director of ASAP «Service» LLC, Department of oil and gas Geology and basin modeling; Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12

SPIN-code: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Гурьянов Санан Агилович* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: guryanovsa@mgri.ru
тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12
SPIN-код: 1663-2705
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>

Sanan A. Guryanov* — instructor at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya st., Moscow 117997, Russia
e-mail: guryanovsa@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN-code: 1663-2705
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>

Керимов Вагиф Юнус оглы — доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12
SPIN-код: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

Vagif Yu. Kerimov — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Prof., academician of the RAS, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN-code: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-57-66>
УДК 549.514.51:549.091.7



ОПТИЧЕСКИЕ СПЕКТРЫ ПОГЛОЩЕНИЯ И КРИСТАЛЛОХИМИЯ КВАРЦА, ИМПЛАНТИРОВАННОГО ИОНАМИ КОБАЛЬТА

А.И. БАХТИН¹, А.В. МУХАМЕТШИН^{1,*}, О.Н. ЛОПАТИН¹, В.Ф. ВАЛЕЕВ², В.И. НУЖДИН², Р.И. ХАЙБУЛЛИН²

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет
18, Кремлевская ул., г. Казань 420008, Россия

² Казанский физико-технический институт им. Е.К. Завойского, ФИЦ «Казанский научный центр РАН»
10/7, Сибирский тракт, г. Казань 420029, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Проведена высокодозная имплантация ионов кобальта в кристаллическую структуру природного бесцветного кварца. Образцами для исследований являлись плоскопараллельные кристаллографически ориентированные перпендикулярно оси симметрии третьего порядка пластины кристаллов горного хрусталя Светлинского месторождения Южного Урала. Имплантация примеси кобальта в кварц проводилась на ионно-лучевом ускорителе ИЛУ-3 вдоль оси симметрии С.

Цель — определить диапазоны термического отжига для контролируемого изменения окраски минерала, установить кристаллохимические особенности изменений, протекающих в матрице кварца вследствие ионно-лучевой модификации свойств минерала.

Материалы и методы. Режимы имплантации: комнатная температура, остаточный вакуум 10^{-5} торр, доза облучения — в пределах от $1,0 \times 10^{17}$ до $1,5 \times 10^{17}$ ион/см² при постоянной плотности ионного тока 10 мкА/см². Постимплантационная термическая обработка проводилась в три этапа. Контроль кристаллохимических изменений проводился посредством высокочувствительного спектрофотометра широкого диапазона длин волн.

Результаты. Установлено, что выявленные полосы поглощения связаны с электронными переходами в ионах кобальта (Co^{2+} и Co^{3+}), координированных в кристаллической матрице имплантированного и термически обработанного горного хрусталя. Доказано формирование в облученной кварцевой матрице самостоятельной ультрадисперсной фазы шпинелида. Сделан вывод о принадлежности новообразованной фазы к частично обращенной кобальтовой шпинели.

Заключение. С учетом квантово-оптических свойств кобальтовой шпинели (лазерные затворы) методика ионно-лучевой модификации кристаллических структур минералов, в частности кварца, является весьма перспективной в области создания новых композитных материалов на основе природного и искусственного минерального сырья.

Ключевые слова: кварц, ионная имплантация, кобальт, оптические спектры поглощения, кобальтовая шпинель

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: эксперименты по ионной имплантации выполнены в рамках Госзадания КФТИ ФИЦ КазНЦ РАН, № АААА-А18-118041760011-2.

Для цитирования: Бахтин А.И., Мухаметшин А.В., Лопатин О.Н., Валеев В.Ф., Нуждин В.И., Хайбуллин Р.И. Оптические спектры поглощения и кристаллохимия кварца, имплантированного ионами кобальта. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):57—66. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-57-66>

Статья поступила в редакцию 05.07.2020

Принята к публикации 30.11.2020

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

OPTICAL ABSORPTION SPECTRA AND CRYSTAL CHEMISTRY OF QUARTZ IMPLANTED WITH COBALT IONS

ANATOLII I. BAKHTIN¹, ADIB V. MUKHAMETSHIN^{1,*}, OLEG N. LOPATIN¹, VALERII F. VALEEV²,
VLADIMIR I. NUZHIDIN², RUSTAM I. KHAIBULLIN²

¹ Kazan (Volga) Federal University
4/5, Kremlyovskaya str., Kazan 420008, Russia

² Zavoisky Physical-Technical Institute, FRC "Kazan Scientific Center" of RAS
10/7, Sibirsky tract, Kazan 420029, Russia

ABSTRACT

Background. High-dose implantation of cobalt ions into the crystal structure of natural colourless quartz was carried out. Samples of crystal plates of rock crystal from the Svetlinskoye deposit in the South Urals plane-parallel were studied. All samples were crystallographically oriented perpendicular to the symmetry axis of the third order. Cobalt implantation into quartz was carried out using an ILU-3 ion-beam accelerator along the C axis of symmetry.

Aim. To determine the ranges of thermal annealing for a controlled change in the sample colour and to establish the crystal-chemical features of the changes occurring in quartz matrix due to ion-beam modification of mineral properties.

Materials and methods. Implantation modes included: room temperature, residual vacuum 10^{-5} torr, radiation dose from 1.0×10^{17} to 1.5×10^{17} ion/cm² at a constant ion current density of 10 μ A/cm². Post-implantation heat treatment was carried out in three stages. The control of crystallochemical changes was carried out using a highly sensitive spectrophotometer with a wide range of wavelengths.

Results. It was found that the revealed absorption bands are associated with electronic transitions in cobalt ions (Co^{2+} and Co^{3+}) coordinated in the crystal matrix of implanted and heat-treated rock crystal. The formation of an independent ultradispersed spinel phase in the irradiated quartz matrix was confirmed. The newly formed phase belongs to a partially reversed cobalt spinel.

Conclusions. Taking into account the quantum-optical properties of cobalt spinel (laser shutters), the method of ion-beam modification of mineral crystal structures, quartz in particular, is highly promising in terms of creating new composite materials based on natural and artificial mineral raw materials.

Keywords: quartz, ion implantation, cobalt, optical absorption spectra, cobalt spinel

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: experiments on ion implantation were carried out within the framework of the State Assignment of the Federal Research Center of KazSC of RAS, No. AAAA-A18-118041760011-2.

For citation: Bakhtin A.I., Mukhametshin A.V., Lopatin O.N., Valeev V.F., Nuzhdin V.I., Khaibullin R.I. Absorption spectra and crystal chemistry of quartz implanted with cobalt ions. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):57—66. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-57-66>

Manuscript received 05 July 2020

Accepted 30 November 2020

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Кварц является важнейшим породообразующим минералом земной коры, вклад применения которого в различных областях промышленности и хозяйства невозможно переоценить. Аналогично имеется множество патентов, связанных с синтезом и модификацией кварцевой кристаллической матрицы как природного, так и искусственного происхождения.

В настоящее время в различных областях естествознания и промышленности широко используется метод ионно-лучевой обработки твердых тел с целью модификации их структурных и физических свойств. Методика ионной имплантации позволяет с прецизионной точностью внедрять дозированное количество примеси в приповерхностный слой любой твердотельной матрицы. Поскольку при этом высокие дозы облучения приводят зачастую к структурной аморфизации приповерхностных слоев, для рекристаллизации структуры и разгона внедренной примеси по объему предполагается последующая термическая обработка. Известно большое количество работ по высокодозной (более чем 10^{16} ион/см²) имплантации ионов переходных химических элементов в кристаллические матрицы различных диэлектриков, в том числе в матрицу кварца. Ранее было показано, что в зависимости от величины дозы имплантации и режимов постимплантационного отжига внедренные в кристалл диэлектрика металлические ионы могут либо изоморфно замещать атомы исходной кристаллической мишени, либо коагулировать и находиться в облученном слое в виде ультрадисперсной металлической фазы или в виде самостоятельных структурных преципитатов (т.е. соединений).

Одним из немаловажных следствий структурного вхождения имплантированных элементов в минеральные матрицы является существенное изменение первичной окраски минералов. В работах японских и португальских исследователей [9—11] показана возможность получения наведенной окраски в образцах кварца и других минералов путем имплантации в их структуру ионов различных переходных химических элементов. Авторы этих работ добились изменения окраски бесцветных кристаллов синтетического кварца на коричневую (железо), розовую (медь) и голубую (ниобий). Однако они не определили структурного положения и валентного состояния внедренных химических элементов, ограничившись лишь констатацией факта окрашивания кристаллов.

В настоящей работе описаны эксперименты по высокодозной имплантации ионов кобальта

в кристаллическую структуру природного кварца (горного хрусталя). Представлены результаты исследования влияния ионного облучения и последующего термического отжига на оптические свойства горного хрусталя. Целями исследований являлись контроль за возможным изменением окраски исходно бесцветных кристаллов и определение фазово-структурного состояния примеси кобальта, внедренной в кварцевую матрицу.

Материалы и методы

Образцами для исследований служили природные кристаллы горного хрусталя Светлинского месторождения Южного Урала. При подготовке кристаллов к имплантации из них вырезались тонкие (1—3 мм) плоскопараллельные пластины, перпендикулярные оси симметрии третьего порядка, плоскости среза которых обрабатывались алмазными абразивами с высокой степенью чистоты.

Имплантация ускоренных до энергии 40 кэВ однозарядных ионов кобальта в пластины кварца выполнялась на ионно-лучевом ускорителе ИЛУ-3 при комнатной температуре в остаточном вакууме 10^{-5} торр. Доза облучения варьировалась в пределах от $1,0 \times 10^{17}$ до $1,5 \times 10^{17}$ ион/см² при постоянной плотности ионного тока, равной 10 мкА/см². С целью отжига радиационных дефектов, перераспределения примеси кобальта по объему кристалла и ее оптической активации проводилась последующая термическая обработка образцов в камерной электропечи ПВК 1,6-5 при температурах 583, 750 и 950 °С в течение 60 минут в атмосфере воздуха.

Контроль над изменением окраски образцов производился визуально и методами абсорбционной оптической спектроскопии по методике, подробно описанной ранее [3, 4], в ультрафиолетовом, видимом и ближнем инфракрасном диапазонах длин волн. Оптические спектры поглощения записывались в интервале длин волн 200—3500 нм на стандартизированном спектрофотометре SHIMADZU UV 3600.

Результаты и обсуждение

Следует отметить, что, в отличие от предыдущих опытов авторского коллектива [2—4], высокодозная имплантация ионов кобальта в бесцветные прозрачные пластины горного хрусталя не привела к существенному изменению цветовых характеристик образцов и изменению их колориметрических параметров. В результате имплантации ионов кобальта образцы хрусталя приобретают сероватый оттенок, густота и насыщенность которого

возрастает с ростом дозы облучения. При этом приповерхностные слои пластин кварца, имплантированных с максимальной дозой, приобретают четко выраженный металлический блеск. Возникновение подобного рода оптических явлений в прозрачных диэлектриках объясняется радиационным повреждением кристаллической структуры облученной матрицы при ее обработке высокоэнергетичным потоком ионов [6, 12]. Это приводит к появлению в приповерхностном слое матрицы различного рода структурных дефектов, электронно-дырочных центров, а также к образованию на определенной глубине облученной матрицы новообразованной мелкодисперсной фазы внедренной примеси, некогерентной структуре исходной матрицы.

С целью определения толщины модифицированного ионной имплантацией слоя кварца и оценки величины концентрации внедренной примеси кобальта были проведены расчеты в рамках компьютерной программы SRIM-2010 [13], моделирующей процессы внедрения (имплантации) ионов различных химических элементов в твердотельную матрицу. Результаты моделирования

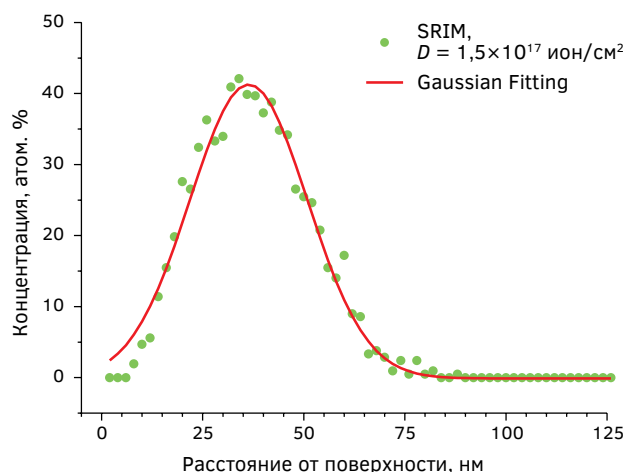


Рис. 1. Глубинный профиль распределения примеси кобальта в кварце, имплантированном однозарядными ионами кобальта с энергией 40 кэВ и дозой $1,5 \times 10^{17}$ ион/см². Рассчитанные в рамках программы SRIM [13] значения концентрации представлены круглыми символами, а аппроксимация их глубинного распределения функцией Гаусса — сплошной линией

Fig. 1. Depth profile of cobalt concentration distribution in the quartz implanted with singly charged cobalt ions with an energy of 40 keV and a dose of 1.5×10^{17} ion / cm². Here the values of concentration calculated in the frame of SRIM program [13] are represented by round symbols, and the approximation of depth distribution by the Gaussian function is shown by a solid line

имплантации ионов кобальта с энергией 40 кэВ в матрицу кварца представлены на рисунке 1. Как видно из рисунка, распределение концентрации имплантированной примеси кобальта неоднородно по глубине (имеет гауссовоподобную форму) с пиком концентрации кобальта (~40 ат.%), расположенным на расстоянии 36 нм от поверхности кварцевой пластины. Основная часть примеси кобальта (порядка 96% от общего числа имплантированных ионов) залегает в поверхностном слое толщиной 70 нм. Очевидно, что столь высокая концентрации кобальта в поверхностном слое приводит к преципитации примеси в форме наночастиц металлического кобальта, о чем свидетельствуют результаты дифференциального термоманитного анализа имплантированных кобальтом образцов кварца. В результате последующего высокотемпературного отжига в атмосфере воздуха происходит окисление кобальта и формирование в поверхностном слое кварца мелкодисперсной фазы шпинели Co_3O_4 (или $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}(\text{Co}_2^{3+})_{\text{VI}}\text{O}_4$), как это следует из анализа представленных ниже оптических спектров поглощения.

В спектре поглощения образца монокристалла кварца, имплантированного ионами кобальта и отожженного в течение часа при температуре 750 °С, обнаруживаются полосы (в нм) 435, 485, 680, 750, 1220, 1350, 1520, 2920, 2960, 3025, 3120 (рис. 2). В спектре исходного кварца эти полосы поглощения отсутствуют. Поэтому можно считать, что все они обусловлены электронными переходами в ионах кобальта. Известно, что наиболее стабильными ионами кобальта являются Co^{2+} , Co^{3+} . Поэтому с ними и следует связывать указанные выше полосы поглощения в спектрах имплантированного кварца. Стабильность положения полос при различных температурах отжига свидетельствует о том, что ионы кобальта находятся в структурных позициях какой-то стабильной структуры. Таковой является кобальтовая шпинель $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}(\text{Co}_2^{3+})_{\text{VI}}\text{O}_4$. Факт формирования этой шпинели подтверждается также тем, что конфигурация наблюдаемых спектров поглощения имплантированного кобальтом кварца полностью идентична конфигурации спектров поглощения полимерных композиций, содержащих в себе нановолокна кобальтовой шпинели $\text{Co}^{2+}\text{Co}_2^{3+}\text{O}_4$, описанных в работе [8]. Образование шпинели в имплантированном слое кварца инициируется постимплантационным отжигом и усиливается при температурах 590—750 °С. При температурах выше 900 °С мелкодисперсная фаза шпинели, по-видимому, полностью растворяется в матрице

кварца, поскольку ее полосы поглощения исчезают в образце, отожженном при температуре 950 °С.

В нормальной структуре шпинели Co^{2+} заселяет тетраэдрические, а ионы Co^{3+} — октаэдрические позиции. Так как тетраэдрическое электрическое поле в 4/9 раза слабее октаэдрического и характеризуется более близким к друг другу расположением электронных уровней энергии, то наиболее длинноволновые полосы поглощения в спектре кварца, имплантированного кобальтом, следует связать с ионами $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$. Схема уровней энергии иона Co^{2+} ($3d^7$) в поле тетраэдра с симметрией T_d показана на рисунке 3а. Здесь же показана энергия уровней в единицах параметра кристаллического поля Dq . Энергия уровня 4T_1 определяется не только величиной Dq , но и значением параметра межэлектронного отталкивания B уровней 4T_1 термов 4F и 4P как величиной отталкивания самих этих термов друг от друга. Из схемы (рис. 3) следует, что наиболее длинноволновая полоса поглощения ионов $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ по энергии составляет $10xDq$ и отвечает электронному переходу ${}^4A_2(F) \rightarrow {}^4T_2(F)$. В спектре данная полоса находится в районе 3000 нм и состоит из четырех компонент, 2920, 2960, 3025, 3120 нм вследствие расщепления уровня ${}^4T_2(F)$ на четыре подуровня спин-орбитальными взаимодействиями в соответствии со спиновой мультиплетностью этого уровня 4. Среднее арифметическое значение энергии уровня ${}^4T_2(F)$ оказывается равным 3328 см^{-1} , откуда следует, что значение Dq должно составлять 333 см^{-1} . Следующая полоса поглощения ионов $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ отвечает переходу ${}^4A_2(F) \rightarrow {}^4T_1(F)$ с энергией

около $18xDq$. Подставляя сюда значение $Dq = 333 \text{ см}^{-1}$, получаем энергию этой полосы поглощения 5994 см^{-1} , что соответствует длине волны 1668 нм. В этом районе действительно находится полоса поглощения 1520 нм с энергией 6580 см^{-1} . Ее можно отнести к переходу ${}^4A_2(F) \rightarrow {}^4T_1(F)$ в ионах $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$. Положение третьей полосы поглощения перехода ${}^4A_2(F) \rightarrow {}^4T_1(P)$ иона $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ определяется по следующему алгоритму. Разность энергий термов 4P и 4F составляет $15xB$ [7], тогда как переходу ${}^4A_2(F) \rightarrow {}^4T_1(P)$ должна отвечать энергия порядка $12xDq + 15xB$. Подставляя сюда величину $Dq = 333 \text{ см}^{-1}$ и характерное для иона Co^{2+} в тетраэдре значение $B = 600 \text{ см}^{-1}$ [7], получим энергию 12996 см^{-1} , которой отвечает длина волны 769 нм. В этом районе в спектре имплантированного кобальтом кварца действительно имеется полоса поглощения 750 нм ($13\,300 \text{ см}^{-1}$). В итоге к ионам $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ в спектре имплантированного кобальтом кварца следует отнести полосы поглощения (в нм) (2920, 2960, 3025, 3120), 1520, 750 и отнести их к электронным переходам с уровня основного состояния ${}^4A_2(F)$ на возбужденные уровни ${}^4T_2(F)$, ${}^4T_1(F)$, ${}^4T_1(P)$ соответственно. Более точные значения параметров кристаллического поля Dq и B можно получить из уравнений электростатических взаимодействий, приведенных в работе [5]. Используя данные уравнения, провели теоретический расчет энергии уровней $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ в имплантированном кобальтом кварце. Помимо этого, методом наименьших квадратов отклонений экспериментальных и теоретических значений этих уровней произведена оптимизация значений

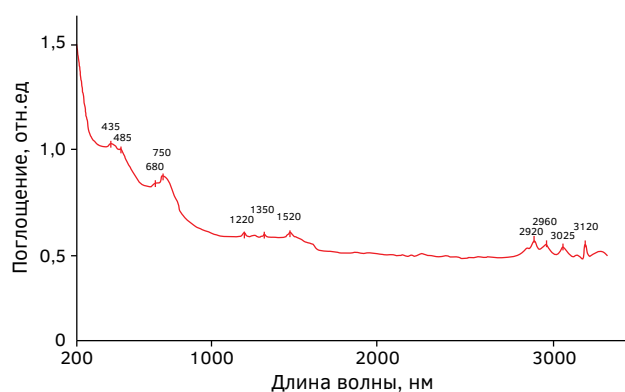


Рис. 2. Оптический спектр поглощения кварца, имплантированного ионами кобальта с дозой $1,5 \times 10^{17}$ ион/см² и последовательно отожженного в воздушной среде при $T = 750 \text{ °C}$ в течение 60 минут

Fig. 2. Optical absorption spectrum of quartz implanted with cobalt ions with a dose of 1.5×10^{17} ion/cm² and sequentially annealed in air at $T = 750 \text{ °C}$ for 60 minutes

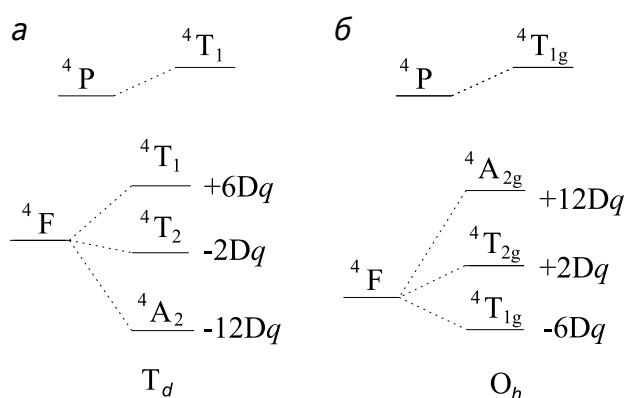


Рис. 3. Схема уровней энергии ионов кобальта, имплантированных в кварц, в кристаллическом поле: а) тетраэдра (симметрия T_d) и б) октаэдра (симметрия O_h)

Fig. 3. Diagram of energy levels of cobalt ions implanted into quartz in crystal field of a tetrahedron (T_d symmetry) and an octahedron (O_h symmetry)

параметров кристаллического поля Dq и B с использованием при этом в качестве начальных значений $Dq = 333 \text{ см}^{-1}$, $B = 600 \text{ см}^{-1}$. Оптимальные их значения оказались следующими: $Dq = 360 \text{ см}^{-1}$, $B = 580 \text{ см}^{-1}$. Энергии уровней, отвечающих данным параметрам кристаллического поля, приведены в таблице.

В кобальтовой шпинели количество ионов $\text{Co}_{\text{VI}}^{3+}$ вдвое больше, чем $\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$. Поэтому ионы Co^{3+} также должны проявляться в спектрах поглощения имплантированного кобальтом кварца. Ион Co^{3+} имеет электронную конфигурацию $3d^6$ и в высокоспиновом состоянии в октаэдрах порождает одну полосу поглощения перехода ${}^5T_2(D) \rightarrow {}^5E(D)$, находящуюся в районе $680\text{—}900 \text{ нм}$ ($11\,000\text{—}15\,000 \text{ см}^{-1}$) [7]. Уровень ${}^5E(D)$ иона $\text{Co}_{\text{VI}}^{3+}$ эффектом Яна — Теллера расщепляется на два подуровня, и поэтому в спектре обычно наблюдаются две полосы поглощения указанного перехода. Величина расщепления обычно составляет $2500\text{—}3500 \text{ см}^{-1}$ [7]. С ионами $\text{Co}_{\text{VI}}^{3+}$ имплантированного кварца можно связать две полосы поглощения — 435 нм ($23\,000 \text{ см}^{-1}$) и 750 нм

($13\,300 \text{ см}^{-1}$) и отнести их к двум компонентам перехода ${}^5T_2(D) \rightarrow {}^5E(D)$.

Однако получающаяся очень большая величина расщепления 9700 см^{-1} уровня ${}^5E(D)$ не позволяет этого сделать. Более вероятно связать данные полосы поглощения с ионами $\text{Co}_{\text{VI}}^{3+}$, находящимися в низкоспиновом состоянии. Следует отметить, что подобное явление характерно для большинства комплексов трехвалентного кобальта в октаэдрах (рис. 36), когда основным состоянием является уровень ${}^1A_1(t_{2g}^6)$, а возбужденными — уровни 3T_1 , 3T_2 , 1T_1 , 1T_2 в конфигурации $t_{2g}^5e_g^1$. В этом случае обычно наблюдается две полосы поглощения спин-разрешенных переходов ${}^1A_1 \rightarrow {}^1T_1$ и ${}^1A_1 \rightarrow {}^1T_2$, находящихся в области $14\,000\text{—}30\,000 \text{ см}^{-1}$ ($350\text{—}714 \text{ нм}$), а в спектрах синтетического граната и корунда — в диапазоне $14\,000\text{—}23\,000 \text{ см}^{-1}$ ($435\text{—}714 \text{ нм}$) [7]. Именно эти — последние полосы поглощения, скорее всего, и наблюдаются в спектре имплантированного кобальтом кварца. Полосу поглощения 750 нм ($13\,300 \text{ см}^{-1}$) следует связать с переходом ${}^1A_1 \rightarrow {}^1T_1$, а полосу 435 нм ($23\,000 \text{ см}^{-1}$) — с переходом

Таблица 1. Положение полос поглощения в спектрах имплантированного кобальтом кварца и их отнесение к электронным переходам в ионах кобальта из основного состояния на возбужденные уровни, соответствующие этим полосам поглощения. Приводятся значения параметров кристаллического поля Dq , B , C , отвечающие ионам кобальта, и теоретические энергии уровней, вычисленные на их основе

Table 1. Position of absorption bands in the spectra of cobalt-implanted quartz and their assignment to electronic transitions in cobalt ions from the ground state to excited levels corresponding to these absorption bands. The values of the parameters of the crystal field Dq , B , C corresponding to cobalt ions and the theoretical energies of the levels calculated on their basis are given

Положение полос поглощения нм см^{-1}	$\text{Co}_{\text{IV}}^{2+}$ ${}^4A_2(F) \rightarrow$ Теоретич. энергия Уровень см^{-1}	$\text{Co}_{\text{VI}}^{2+}$ ${}^4T_1(F) \rightarrow$ Теоретич. энергия Уровень см^{-1}	$\text{Co}_{\text{VI}}^{3+}$ ${}^1A_2(t_{2g}^6) \rightarrow$ Теоретич. энергия Уровень см^{-1}	$\text{Co}_{\text{IV}}^{3+}$ ${}^5E(D) \rightarrow$ Теоретич. энергия Уровень см^{-1}
435 23000			${}^1T_2(t_{2g}^5e_g^1)$ 22996	
485 20600		${}^4T_1(P)$ 20666		
680 14700		${}^4A_2(F)$ 14908		
750 13300	${}^4T_1(P)$ 13323		${}^1T_1(t_{2g}^5e_g^1)$ 13300	
1220 8200				${}^5T_2(D)$ 8200
1350 7400		${}^4T_2(F)$ 6908		
1520 6580	${}^4T_1(F)$ 6177			
2920 3425	} ${}^4T_2(F)$ 3600			
2960 3378				
3025 3305				
3120 3205				
Параметры кристаллического поля	$Dq = 360 \text{ см}^{-1}$ $B = 580 \text{ см}^{-1}$	$Dq = 800 \text{ см}^{-1}$ $B = 990 \text{ см}^{-1}$	$Dq = 1600 \text{ см}^{-1}$ $B = 607 \text{ см}^{-1}$ $C = 2700 \text{ см}^{-1}$	$Dq = 820 \text{ см}^{-1}$

$^1A_1 \rightarrow ^1T_2$. Переходы на уровни 3T_1 , 3T_2 запрещены по спину и в записанных спектрах не проявились.

Если принять за нуль уровень основного состояния $^1A_1(t_{2g}^6)$ иона Co_{VI}^{3+} , то энергия (E) его возбужденных уровней в параметрах Рака составит: $E(^1T_1) = 10xDq - C$; $E(^1T_2) = 10xDq + 16xB - C$, [1, 5, 7]. Разность энергий этих двух уровней, 1T_1 и 1T_2 , равняется $16xB$, а в оптических спектрах она составляет 9700 см^{-1} . Откуда следует значение $B = 606\text{ см}^{-1}$. Полагая, что $C/B = 4,5$, как это зачастую принято в спектроскопии, находим параметр $C = 2700\text{ см}^{-1}$ и вычисляем $Dq = 1600\text{ см}^{-1}$. Низкоспиновое состояние иона Co_{VI}^{3+} обычно имеет место, когда выполняется неравенство $Dq > 2xB$ [7]. Найденные параметры Dq и B показывают, что указанное неравенство применительно к ионам Co_{VI}^{3+} в имплантированных кобальтом образцах соблюдается. Это подтверждает сделанную интерпретацию полос поглощения 437, 750 нм в спектре имплантированного кобальтом кварца (см. табл.).

Слабую широкую полосу поглощения 1220 нм (8200 см^{-1}) в спектре имплантированного кобальтом кварца можно отнести к электронному переходу $^5E(D) \rightarrow ^5T_2(D)$ в ионах Co^{3+} в тетраэдрических позициях кобальтовой шпинели. Данному переходу отвечает энергия $10xDq$. Откуда следует значение Dq в тетраэдре $= 820\text{ см}^{-1}$. Это значение весьма близко к величине $(4/9) \times Dq(\text{окт.}) = (4/9) \times 1600\text{ см}^{-1} = 710\text{ см}^{-1}$, что подтверждает отнесение полосы 1220 нм к ионам Co_{IV}^{3+} . Выше отмечалось, что в спектре кобальтовой шпинели, образующейся в имплантированном кварце, присутствуют полосы поглощения ионов Co^{2+} в октаэдрических позициях шпинели. Это значит, что структура кобальтовой шпинели является частично инверсированной (обращенной). Инверсия выражается в частичном вхождении ионов Co^{2+} в октаэдрические позиции, а ионов Co^{3+} — в тетраэдрические позиции шпинели, а также это подтверждается наличием полосы поглощения 1220 нм ионов Co_{IV}^{3+} в спектре имплантированного кобальтом кварца.

Исходя из вышеприведенных расчетов глубины модифицированного слоя (см. рис. 1), а также на основании результатов проведенных ранее экспериментальных исследований [3, 4] и литературных данных [12] уместно заключить, что все вышеперечисленные оптические явления, наблюдаемые в процессе ионно-лучевой модификации кварца с последующим отжигом, протекают

на глубине до 100 нм от поверхности облучаемой кварцевой матрицы.

Заключение

Анализ результатов проведенных оптических исследований образцов горного хрусталя, содержащего имплантированную примесь кобальта, позволяет утверждать следующее.

Спектры поглощения имплантированного кобальтом кварца представляют суперпозицию различных полос поглощения, характерных для октаэдрических и тетраэдрических комплексов, двух- и трехвалентных ионов кобальта. Доминируют в спектрах полосы поглощения ионов Co_{VI}^{3+} и Co_{IV}^{2+} . В подчиненном количестве присутствуют полосы поглощения ионов Co_{VI}^{2+} и Co_{IV}^{3+} . Наличие вышеназванных полос и соотношение их интенсивностей в оптических спектрах указывает на то, что в имплантированном поверхностном слое кварца образуется кобальтовая шпинель. Факт формирования этой шпинели подтверждается также тем, что конфигурация наблюдаемых спектров поглощения имплантированного кобальтом кварца полностью идентична конфигурации спектров поглощения полимерных композиций, содержащих в себе нановолокна кобальтовой шпинели $Co^{2+}Co_2^{3+}O_4$, описанных в работе [8]. Образование шпинели в имплантированном слое кварца инициируется постимплантационным отжигом и усиливается при температурах 590—750 °С. При температурах выше 900 °С мелкодисперсная фаза шпинели растворяется в матрице горного хрусталя, и ее полосы поглощения не детектируются. Структура шпинели является частично инверсированной, о чем свидетельствует наличие в ней ионов Co^{2+} в октаэдрах и ионов Co^{3+} в тетраэдрах. Шпинель характеризуется повышенной ковалентностью связи в полиэдрах кобальта. Об этом свидетельствует несколько пониженное значение параметров кристаллического поля (Dq) в сравнении с их обычными значениями для ионов Co^{2+} , Co^{3+} в кислородных октаэдрах и тетраэдрах. Принимая во внимание квантово-оптические свойства кобальтовой шпинели, которая является рабочей средой для изготовления лазерных затворов, можно заключить, что предложенная в данной работе методика ионно-лучевой модификации оптических свойств кварца является весьма перспективной в области создания новых композитных материалов на основе природного и искусственного минерального сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бальхаузен К. Введение в теорию поля лигандов. М.: Мир, 1964. 360 с.
2. Лопатин О.Н., Хайбуллин Р.И., Ибрагимов Ш.З., Бахтин А.И., Хайбуллин И.Б. Имплантация ионов железа в кристаллическую структуру природного кварца // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 2002. № 6. С. 35—41.
3. Лопатин О.Н. Ионная имплантация минералов и их синтетических аналогов. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. 206 с.
4. Лопатин О.Н., Николаев А., Хайбуллин Р. Ионно-лучевая модификация свойств природных алмазов. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. 125 с.
5. Марфунин А.С. Введение в физику минералов. М.: Недра, 1974. 324 с.
6. Руссел Х., Руге И. Ионная имплантация. М.: Наука, 1983. 360 с.
7. Свиридов Д.Т., Свиридова Р.К., Смирнов Ю.Ф. Оптические спектры ионов переходных металлов в кристаллах. М.: Наука, 1976. 226 с.
8. George G., Anandhan S. A Comparative Study on the Physico-chemical Properties of SolGel Electrospun Cobalt Oxide Nanofibres from Two Different Polymeric Binders // The Royal Society of Chemistry. 2015. Vol. 5. P. 81429—81437. DOI: 10.1039/C5RA11135H.
9. Marques C., Falcão A., da Silva R.C., Alves E. Structural and optical characterization of topaz implanted with Fe and Co ions // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 2002. Vol. 191. P. 204–208. DOI: 10.1016/S0168-583X(02)00582-7
10. Saito Y., Kumagai H., Suganomata S. Coloration of Quartz by Metal-Ion Implantation // Jap. J. Appl. Phys. 1985. Vol. 24. P. 1115—1116. DOI: 10.1143/JJAP.24.1115
11. Saito Y., Horie H., Suganomata S. Coloration of sapphire by Co ion implantation // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 1991. Vol. 59/60. P. 1173—1176. DOI: 10.1016/0168-583X(91)95788-F
12. Townsend P.D., Chandler P.J., Zhang L. Optical effects of ion implantation. Cambridge: Cambridge University Press, 1994. 280 p.
13. Ziegler J.F., Ziegler M.D., Biersack J.P. SRIM — The stopping and range of ions in matter // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 2010. Vol. 268. P. 1818—1823. DOI: 10.1016/j.nimb.2010.02.091. SRIM software can be downloaded at <http://www.srim.org/> (дата доступа: 25.02.2021).

REFERENCES

1. Bal'hauzen K. Introduction to the theory of the field of ligands. Moscow: "Mir", 1964. 360 p. (In Russian).
2. Lopatin, O.N., Khaibullin R.I., Ibragimov Sh.Z., Bakhtin A.I., Khaibullin I.B. Implantation of iron ions into the crystalline structure of natural quartz // Izv. Universities. Geology and exploration. 2002. No. 6. P. 35—41 (In Russian).
3. Lopatin O. Ion implantation of minerals and their synthetic analogues. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. 206 p. (In Russian).
4. Lopatin O., Nikolaev A., Khaibullin R. Ion-beam modification of the properties of natural diamonds. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. 125 p. (In Russian).
5. Marfunin A.S. Introduction to the physics of minerals. Moscow: "Nedra", 1974. 324 p. (In Russian).
6. Rissel H., Ruge I. Ion implantation. Moscow: "Nauka", 1983. 360 p. (In Russian).
7. Sviridov D.T., Sviridova R.K., Smirnov Yu.F. Optical spectra of transition metal ions in crystals. Moscow: "Nauka", 1976. 226 P. (In Russ.).
8. George G., Anandhan S. A Comparative Study on the Physico-chemical Properties of SolGel Electrospun Cobalt Oxide Nanofibres from Two Different Polymeric Binders // The Royal Society of Chemistry. 2015. Vol. 5. P. 81429—81437. DOI: 10.1039 / C5RA11135H
9. Marques C., Falcão A., da Silva R.C., Alves E. Structural and optical characterization of topaz implanted with Fe and Co ions // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 2002. Vol. 191. P. 204—208. DOI: 10.1016 / S0168-583X (02) 00582-7
10. Saito Y., Kumagai H., Suganomata S. Coloration of Quartz by Metal-Ion Implantation // Jap. J. Appl. Phys. 1985. Vol. 24. P. 1115—1116. DOI: 10.1143/JJAP.24.1115
11. Saito Y., Horie H., Suganomata S. Coloration of sapphire by Co ion implantation // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 1991. Vol. 59/60. P. 1173—1176. DOI: 10.1016/0168-583X(91)95788-F
12. Townsend P.D., Chandler P.J., Zhang L. Optical effects of ion implantation. Cambridge: Cambridge University Press, 1994. 280 P.
13. Ziegler J.F., Ziegler M.D., Biersack J.P. SRIM — The stopping and range of ions in matter // Nucl. Instr. and Meth. in Phys. Research. Sect. B: Beam Interact. with Mater. and Atoms. 2010. Vol. 268. P. 1818—1823. DOI: 10.1016/j.nimb.2010.02.091. SRIM software can be downloaded at <http://www.srim.org/> (access date 25.02.2021).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Бахтин А.И. — внес вклад в разработку концепции статьи, подготовил текст статьи, интерпретировал оптические спектры поглощения, произвел расчеты параметров кристаллического поля, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Мухаметшин А.В. — инициатор статьи, внес вклад в разработку концепции работы, подготовил текст статьи, занимался подготовкой образцов, съемкой на оптическом спектрофотометре и отжигом образцов в электропечи.

Лопатин О.Н. — предоставил материалы для исследований, провел обзор геологической информации, внес вклад в разработку концепции статьи, интерпретировал оптические спектры поглощения.

Валеев В.Ф. — проводил эксперименты по ионной имплантации в горный хрусталь.

Нуждин В.И. — технически обеспечивал работу ионно-лучевого ускорителя, проводил эксперименты по ионной имплантации в горный хрусталь.

Хайбуллин Р.И. — проводил пробоподготовку образцов для экспериментов по ионному облучению и расчеты профилей глубинного распределения концентрации примеси кобальта в горном хрустале, участвовал в написании статьи.

Anatoliy I. Bakhtin — made the main contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, interpreted optical absorption spectra, performed calculations of crystal field parameters, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Adib V. Mukhametshin — initiator of the article, contributed to the development of the concept of the article, prepared samples, carried out shooting on an optical spectrophotometer and annealing the samples in an electric furnace.

Oleg N. Lopatin — provided materials for research, reviewed geological information, contributed to the development of the concept of the article, interpreted the optical absorption spectra.

Valerii F. Valeev — conducted experiments on ion implantation into rock crystal.

Vladimir I. Nuzhdin — realized technical support for the operation of the ion-beam accelerator, carried out experiments on ion implantation into rock crystal.

Rustam I. Khaibullin — made sample preparation for experiments on ion irradiation, performed the calculations of depth profiles of cobalt concentration in rock crystal, taken parts in writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бахтин Анатолий Иосифович — профессор, доктор геолого-минералогических наук, ФГБОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, Кремлевская ул., г. Казань 420008, Республика Татарстан, Россия

e-mail: an.i.bakhtin@gmail.com

тел.: +7 (843) 233-77-53

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1084-4752>

Anatolii I. Bakhtin — Prof., Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Kazan Federal University.

4/5, Kremlyovskaya str., Kazan 420008, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: an.i.bakhtin@gmail.com

tel.: +7 (843) 233-77-53

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1084-4752>

Мухаметшин Адиб Вильдарович* — аспирант кафедры минералогии и литологии ФГБОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, Кремлевская ул., г. Казань 420008, Республика Татарстан, Россия

e-mail: adib.mv@gmail.com

тел.: +7 (987) 290-97-95

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4226-865X>

SPIN-код: 8047-0760

Adib V. Mukhametshin* — postgraduate student at Department of mineralogy and lithology of Kazan Federal University.

4/5, Kremlyovskaya str., Kazan 420008, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: adib.mv@gmail.com

tel.: +7 (987) 290-97-95

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4226-865X>

SPIN-code: 8047-0760

Лопатин Олег Николаевич — профессор, доктор геолого-минералогических наук ФГБОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, Кремлевская ул., г. Казань 420008, Республика Татарстан, Россия

e-mail: oleg.lopatin@kpfu.ru

тел.: +7 (843) 233-77-53

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0503-8959>

Oleg N. Lopatin — Prof., Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Kazan Federal University.

4/5, Kremlyovskaya str., Kazan 420008, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: oleg.lopatin@kpfu.ru

tel.: +7 (843) 233-77-53

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0503-8959>

Валеев Валерий Фердинандович — научный сотрудник Казанского физико-технического института им. Е.К. Завойского — обособленного структурного подразделения ФГБУН «Федеральный исследовательский центр «Казанский научный центр Российской академии наук».

10/7, Сибирский тракт, г. Казань 420029, Республика Татарстан, Россия

e-mail: valeev@kfti.knc.ru

тел.: +7 (843) 272-12-41

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6042-2833>

Valerii F. Valeev — research scientist at Zavoisky Physical-Technical Institute — Subdivision of the Federal Research Center “Kazan Scientific Center of Russian Academy of Sciences”.

10/7, Siberian tract, Kazan 420029, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: valeev@kfti.knc.ru

tel.: +7 (843) 272-12-41

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6042-2833>

Нуждин Владимир Иванович — старший научный сотрудник Казанского физико-технического института им. Е.К. Завойского — обособленного структурного подразделения ФГБУН «Федеральный исследовательский центр «Казанский научный центр Российской академии наук».

10/7, Сибирский тракт, г. Казань 420029, Республика Татарстан, Россия

e-mail: nuzhdin@kfti.knc.ru

тел.: +7 (843) 272-12-41

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9454-1865>

Vladimir I. Nuzhdin — senior research scientist at Zavoisky Physical-Technical Institute — Subdivision of the Federal Research Center “Kazan Scientific Center of Russian Academy of Sciences”.

10/7, Siberian tract, Kazan 420029, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: nuzhdin@kfti.knc.ru

tel.: +7 (843) 272-12-41

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9454-1865>

Хайбуллин Рустам Ильдусович — кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник Казанского физико-технического института им. Е.К. Завойского — обособленного структурного подразделения ФГБУН «Федеральный исследовательский центр «Казанский научный центр Российской академии наук».

10/7, Сибирский тракт, г. Казань 420029, Республика Татарстан, Россия

e-mail: rik@kfti.knc.ru

тел.: +7 (843) 231-91-09

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2335-6734>

SPIN-код: 1764-4787

Rustam I. Khaibullin — Cand. of Sci. (Phys. and Math.), senior research scientist at Zavoisky Physical-Technical Institute — Subdivision of the Federal Research Center “Kazan Scientific Center of Russian Academy of Sciences”.

10/7, Siberian tract, Kazan 420029, Republic of Tatarstan, Russia

e-mail: rik@kfti.knc.ru

tel.: +7 (843) 231-91-09

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2335-6734>

SPIN-code: 1764-4787

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-67-76>
УДК 549.211 + 535.34



НЕОБЫЧНЫЕ ОПТИЧЕСКИЕ ЦЕНТРЫ В ФАНТАЗИЙНЫХ КОРИЧНЕВЫХ АЛМАЗАХ

А.И. ДОРОФЕЕВА^{1,*}, С.В. ТИТКОВ^{1,2}

¹ ФГБУН «Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии
Российской академии наук»

35, Старомонетный пер., г. Москва 119017, Россия

² ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117937, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Природные коричневые алмазы с фантазийными желтым, оранжевым, красным и зеленым оттенками являются ценным ювелирным сырьем. Их окраска связана с посткристаллизационной пластической деформацией, испытанной в процессе транспортировки из мантии к поверхности Земли.

Цель — изучение точечных дефектов в пластически деформированных алмазах с использованием методов оптической спектроскопии и ИК-спектроскопии.

Материалы и методы. Проведены спектроскопические исследования ограненных коричневых алмазов фантазийных оттенков, представленных на российском рынке. Отобранные образцы были изучены с использованием оптической спектроскопии поглощения в УФ-видимой области и ИК-спектроскопии.

Результаты. В спектрах поглощения УФ-видимой области изученных алмазов наряду с известным континуумом непрерывного поглощения, возрастающего от красной к ультрафиолетовой области спектра, и азотными центрами N3, N3 и 550 нм были выявлены необычные оптические центры. В спектрах желтовато-коричневых алмазов были обнаружены линии 512,9 и 519,9 нм и сопровождающая их широкая полоса с максимумом 480 нм. С этими оптическими центрами связано появление желтоватого оттенка кристаллов. В спектре оранжевато-коричневого алмаза были установлены линии 506,5, 516,1 и 679,7 нм. В зеленовато-коричневом алмазе наблюдались дополнительный континуум поглощения, связанный с одиночными атомами азота, и центры (NV)⁻. Их одновременное присутствие вызывает появление зеленоватого оттенка в окраске алмаза.

Заключение. Оптические центры, вызывающие фантазийные оттенки у природных коричневых алмазов, весьма разнообразны.

Ключевые слова: природные алмазы, коричневая окраска, оптические центры, азотные примеси, пластическая деформация, спектроскопия поглощения в УФ-видимой области, ИК-спектроскопия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: Работа выполнена в соответствии с госзаданием по теме 0136-2018-0011 ИГЕМ РАН.

Для цитирования: Дорофеева А.И., Титков С.В. Необычные оптические центры в фантазийных коричневых алмазах. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):67—76. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-67-76>

Статья поступила в редакцию 19.05.2020

Принята к публикации 19.02.2021

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

UNUSUAL OPTICAL CENTRES IN FANCY BROWN DIAMONDS

ALENA I. DOROFEEVA^{1,*}, SERGEY V. TITKOV^{1,2}

¹ Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences
35, Staromonetny lane, Moscow 119017, Russia

² Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117937, Russia

ABSTRACT

Background. Natural brown diamonds with fancy yellow, orange, red and green tints are valuable jewelry raw materials. Their colour is associated with post-crystallisation plastic deformation occurring during transportation from the mantle to the Earth's surface.

Aim. To study point defects in plastically deformed diamonds using optical and IR spectroscopy.

Materials and methods. Faceted brown diamonds with fancy tints presented on the Russian market were studied spectroscopically. Selected samples were examined using UV-visible optical absorption spectroscopy and IR spectroscopy.

Results. We discovered unusual optical centres in the absorption spectra of the UV-visible region. In addition, the known continuous absorption increasing from the red to the ultraviolet region of the spectrum, as well as the N3 and H3 nitrogen centres and a band at 550 nm, were revealed. In the spectra of yellowish-brown diamonds, the bands at 512.9 nm and 519.9 nm and an accompanying broad band with a maximum of 480 nm were found. The appearance of a yellowish tint of crystals was associated with these optical centres. The bands 506.5 nm, 516.1 nm and 679.7 nm were established in the spectrum of orange-brown diamond samples. An additional absorption continuum associated with single nitrogen atoms and centres (NV)⁻ were observed in greenish-brown diamond samples. Their simultaneous presence causes the appearance of a greenish tint in the diamond colour.

Conclusion. The information obtained using IR spectroscopy indicates that an intense brown colour can occur not only in the most common Ia type crystals according to the physical classification of diamonds, but also in relatively rare Ib + IaA type diamonds.

Keywords: natural diamonds, brown colour, optical centres, nitrogen impurities, plastic deformation, UV-visible absorption spectroscopy, IR spectroscopy

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: The work was performed in accordance with the state task on the topic 0136-2018-0011 of IGEM RAS.

For citation: Dorofeeva A.I., Titkov S.V. Unusual optical centres in fancy brown diamonds. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):67—76. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-67-76>

Manuscript received 19 May 2020

Accepted 19 February 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Коричневая окраска наиболее широко распространена среди природных алмазов. На некоторых месторождениях, как, например, в лампроитовой трубке Аргайл в Австралии, содержания коричневых кристаллов могут достигать 70% [16]. Даже незначительный коричневый оттенок заметно снижает стоимость алмазов. Интенсивно окрашенные коричневые алмазы раньше вообще относились к техническим категориям. Однако

в последние десятилетия интенсивно окрашенные коричневые алмазы относят к фантазийным, т.е. особенно привлекательным для использования в ювелирных изделиях. Наблюдается постоянный рост интереса к таким камням. Особенно высоко в настоящее время ценятся коричневые алмазы с различными привлекательными оттенками: желтым, оранжевым, красным и зеленым [9, 12]. Рост интереса к коричневым алмазам

в значительной степени обусловлен рекламной активностью компании «Рио Тинто», которой принадлежит месторождение Аргайл. Специалистами этой компании были опубликованы многочисленные статьи в авторитетных международных журналах и предложены привлекательные названия «шампань» и «коньяк» для коричневых алмазов с соответствующими оттенками.

В некоторых российских месторождениях, таких как трубки Айхал, Юбилейная или богатейшие россыпи Анабара на северо-востоке Сибирской платформы [1], также наблюдается повышенное содержание алмазов с фантазийными коричневыми окрасками.

Происхождение коричневой окраски, как было установлено достаточно давно [6], связано с естественной пластической деформацией кристаллов алмаза, которая развивалась под воздействием значительных механических нагрузок, испытанных алмазами во время их транспортировки из мантии к поверхности Земли кимберлитовыми или лампроитовыми магмами. Экспериментально было установлено, что кристаллы алмазов переходят из хрупкого в пластичное состояние при температурах порядка 1200 °С.

В оптических спектрах поглощения пластически деформированных коричневых алмазов наблюдается континуум непрерывного поглощения, монотонно возрастающего от длинноволновой к коротковолновой части видимого спектра. Традиционно такой континуум поглощения связывается с образовавшимися в результате пластической деформации дислокациями в структуре алмаза (линейные дефекты, которые образованы атомами, несколько смещенными из своих нормальных положений в структуре) [3, 6, 7, 21]. Интенсивность коричневой окраски коррелирует с концентрацией проявляющихся в спектрах ЭПР центров N2, которые на этом основании рассматриваются в качестве парамагнитных аналогов оптических центров коричневой окраски [6]. Долгое время парамагнитные центры N2 связывались непосредственно с деформационными дислокациями (точнее, со свободными связями в их ядре). Вместе с тем на основании данных метода двойного электронно-ядерного резонанса можно заключить, что центры N2, с которыми связана коричневая окраска, представляют собой не просто деформационные дислокации, а деформационные дислокации, декорированные примесями азота [см. 5].

Согласно другой точке зрения, высказанной на основании теоретических расчетов, коричневая

окраска алмазов связана с весьма необычными дефектами — скоплениями порядка 60 вакансий, образующимися в структуре алмаза в результате пластической деформации [13]. Такие дефекты весьма сложно наблюдать с использованием метода просвечивающей электронной микроскопии и соотнести с каким-либо парамагнитным центром. Основным аргументом в пользу этой теории и для отказа от дислокационной теории является тот факт, что при исчезновении коричневой окраски под влиянием экспериментального высокотемпературного отжига плотность дислокаций не уменьшается [20]. Но если центры окраски представляют собой не просто дислокации, а дислокации, декорированные примесями азота, то под влиянием отжига может происходить их «очищение» от примесной атмосферы [5]. При этом сами дислокации будут сохраняться (многочисленные работы в области материаловедения показали, что удалить образовавшиеся в кристалле дислокации вообще практически невозможно), а азотно-дислокационные парамагнитные центры N2 должны разрушаться. Это предположение подтверждают экспериментальные данные, свидетельствующие, что при исчезновении коричневой окраски в результате высокотемпературного отжига действительно разрушаются и центры N2 [15].

В спектрах поглощения большинства природных пластически деформированных алмазов на коричневый континуум накладываются азотно-вакансионные электронно-колебательные системы N3 (N₃-V), H3 (N₂-V), являющиеся центрами желтой окраски, и широкая бесструктурная полоса с максимумом 550 нм, представляющая собой центр лиловой окраски [7, 9]. Полоса 550 нм, очевидно, является оптическим аналогом сложного парамагнитного центра M2, который образован двумя изоморфными атомами азота, разделенными несколькими цепочками из атомов углерода в структуре алмаза (N-C₂-C₄-C₂-N⁺) [18]. Эта полоса, в отличие от большинства других оптических центров, до сих пор не была воспроизведена экспериментально и является диагностическим критерием природного происхождения алмаза. Образование центров H3 и M2 связано с разрушением под влиянием пластической деформации широко распространенных в природных алмазах азотных центров A (N-N). Если интенсивность поглощения оптических центров N3, H3 и 550 нм значительна, то коричневые алмазы приобретают ценные фантазийные оттенки — желтый, оранжевый или красный, в зависимости от соотношения содержаний данных центров.

Нами при проведении исследований коллекции коричневых алмазов с различными фантазийными оттенками, представленных на российском рынке, были обнаружены кристаллы с необычными оптическими центрами. В настоящей работе приведены результаты изучения таких алмазов с использованием методов оптической спектроскопии и ИК-спектроскопии.

Материалы и методы исследования

Для проведения исследований из серии около 100 коричневых ограненных алмазов, поступающих на российский рынок, были отобраны образцы с фантазийными оттенками, которые были изучены с использованием оптической спектроскопии поглощения в УФ-видимой области и ИК-спектроскопии. Отобранные бриллианты имели массу от 0,31 до 0,86 кар. В настоящей работе приведены результаты спектроскопических исследований наиболее интересных образцов, цвет которых по системе Геммологического института Америки (GIA) [14] был определен как фантазийный желтовато-коричневый, фантазийный глубокий оранжево-коричневый и фантазийный интенсивный зеленовато-коричневый. Их коммерческие определения — «шампань», «коньяк» и «олива» соответственно.

Определение цвета и фотографирование образцов были выполнены с использованием геммологического просмотрового кабинета Judge II (Mascbeth), который используется в GIA и обеспечивает стандартизированные условия просмотра с источником освещения, имитирующего дневной свет (цветовая температура 6500 К).

Спектры поглощения в УФ, видимой и ближней ИК-областях были записаны с использованием волоконно-оптического спектрометра OceanOptics QE65000, позволяющего проводить измерения в диапазоне 200—1100 нм при комнатной и азотной (–196 °С) температурах. ИК-спектры были зарегистрированы на ИК-Фурье-спектрометре ALPNA (Bruker Optic GmbH) в области 500—4000 см^{–1} с использованием сменного модуля ALPNA-Drift для записи спектров ограненных камней.

Результаты и их обсуждение

Детальное геммологическое исследование показало отсутствие какой-либо искусственной обработки изученных алмазов. В частности, присутствующие во всех кристаллах черные микровключения имели характерный неизменный вид. Они представляют собой сульфиды и типичны для природных алмазов.

С использованием геммологического микроскопа в изученных коричневых алмазах были выявлены характерные признаки естественной пластической деформации, в частности неравномерное распределение цвета и его концентрация вдоль системы параллельных плоскостям {111} полос скольжения, разориентированные микроблоки и объемные напряжения. Также в исследованных образцах наблюдались микротрещины, являющиеся результатом хрупких деформаций.

Люминесценция при возбуждении длинноволновым и коротковолновым ультрафиолетовым светом у алмазов практически не наблюдалась.

В оптических спектрах поглощения всех изученных пластически деформированных коричневых алмазов наблюдался хорошо известный континуум непрерывного поглощения, монотонно возрастающего от длинноволновой к коротковолновой части видимого спектра и вызывающего появление интенсивной коричневой окраски.

В спектрах поглощения в УФ-видимой области желтовато-коричневого алмаза наряду с коричневым континуумом поглощения, малоинтенсивными центром N3 и слабой размытой полосой 550 нм наблюдались линии 512,9 и 519,9 нм, а также широкая полоса с максимумом 480 нм (рис. 1). По-видимому, линии 512,9 и 519,9 нм связаны с бесфононными переходами, а широкая полоса 480 нм является полосой фононных повторений этих линий. Насколько нам известно, только линия 519,9 нм упоминается лишь в одной монографии, посвященной обработанным алмазам, в качестве критерия природного происхождения камня, но спектры поглощения этого центра не приведены [8]. Эти центры, по всей вероятности, имеют деформационное происхождение. По своему спектральному положению они являются центрами желтой окраски. У изученных образцов интенсивность поглощения центров 512,9 и 519,9 нм в сравнении с коричневым континуумом была невысокой и вызывала появление лишь слабого желтоватого оттенка.

В ИК-спектрах данного алмаза (рис. 2а) присутствуют азотные А (N-N), В (4N-V) центры и плейтлеты (скопление междоузельных атомов в плоскостях {111} кристаллической решетки), с которыми связаны основные линии 1282, 1175 и 1360 см^{–1} соответственно. При этом интенсивность линии А-центра выше интенсивности линии В-центра. Таким образом, данный кристалл относится к наиболее широко распространенному типу IaAB по физической классификации алмазов [7]. Интенсивность линии 3105 см^{–1} водородных

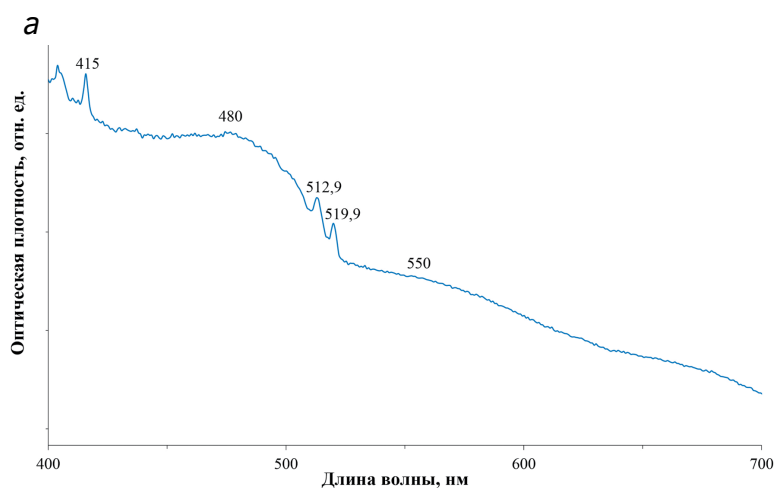


Рис. 1. Спектр поглощения в видимой области при $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (а) и фото при свете геммологической лампы (б) желтовато-коричневого ограненного алмаза массой 0,31 кар
Fig. 1. Visible absorption spectrum at $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (a) and photo under the light of a gemmological lamp (b) of a yellowish-brown faceted diamond weighing 0.31 ct

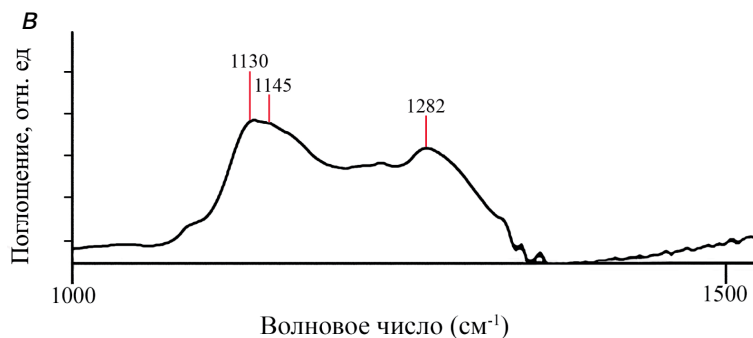
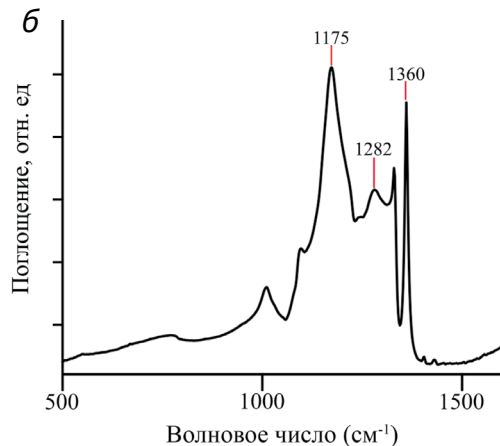
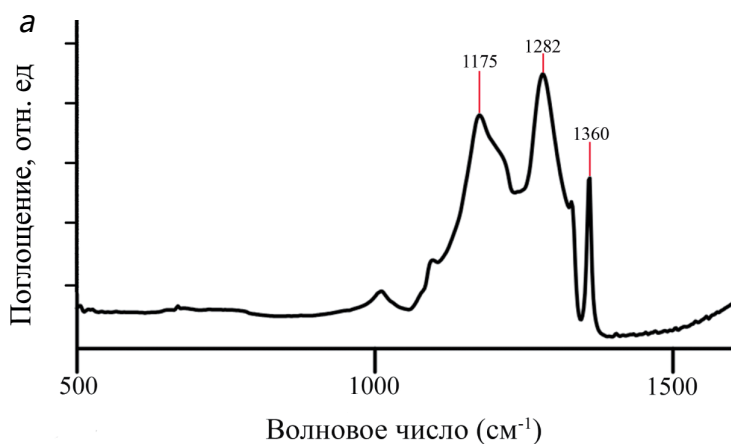


Рис. 2. ИК-спектры в однофононной области изученных алмазов: а — желтовато-коричневого, б — оранжево-коричневого, в — зеленовато-коричневого. Подписаны линии, связанные с различными структурными дефектами: 1130 см^{-1} — C [N], 1145 см^{-1} — Y [N-X?], 1175 см^{-1} — B [4N-V], 1282 см^{-1} — A [N-N], 1360 см^{-1} — плейтлеты [nC_{interst}]
Fig. 2. IR spectra in the one-phonon region of the studied diamonds: a — yellowish-brown, б — orangish-brown, в — greenish-brown. Lines associated with various structural defects are signed: 1130 см^{-1} — C [N], 1145 см^{-1} — Y [N-X?], 1175 см^{-1} — B [4N-V], 1282 см^{-1} — A [N-N], 1360 см^{-1} — platelets [nC_{interst}]

центров была на пределе чувствительности спектрометра.

Спектры поглощения в видимой области густо окрашенного коричневого алмаза с оранжевым оттенком можно было зарегистрировать только от 500 нм из-за высокой оптической плотности. В его спектрах помимо коричневого континуума и интенсивной широкой полосы с максимумом 550 нм наблюдались линии 506,5, 516,1 и 679,7 нм (рис. 3). Эти линии не упоминаются в спектрах поглощения природных алмазов в известных нам работах. Из-за невозможности регистрации спектра данного образца в области длин волн менее 500 нм нельзя установить, связаны ли с линиями 506,5 и 516,1 нм полосы фоновых повторений, влияющие на окраску (это можно будет сделать, когда появится возможность изготовить тонкие пластины из аналогичных кристаллов). Линия 679,7 нм, очевидно, является одиночной.

В ИК-спектрах оранжевато-коричневого алмаза (рис. 2б) также присутствуют азотные А-, В-центры и плейтлеты. Но в нем, в отличие от предыдущего образца, преобладают В-центры и наблюдается повышенная интенсивность линии плейтлетов, т.е. данный алмаз относится к типу IaB по физической классификации. В его спектре также наблюдается линия 3105 см^{-1} водородных дефектов.

Спектр поглощения алмаза зеленовато-коричневого, или оливкового, цвета оказался весьма необычным (рис. 4). Данный кристалл также характеризуется высокой оптической плотностью, и его спектры поглощения можно было зарегистрировать только от 480 нм. В полученных спектрах на коричневый континуум поглощения постепенно

усиливающейся от красной к УФ области спектра, очевидно, накладывается другой континуум поглощения, который начинается в области 520 нм и более резко возрастает к УФ-области. Второй континуум встречается в природных алмазах достаточно редко. Традиционно он приписывался С-центрам, которые проявляются также в ИК-спектрах и представляют собой одиночные атомы азота, изоморфно замещающие углерод в структуре алмаза [7, 21]. Позднее была показана более сложная природа данного континуума поглощения, обусловленного, по-видимому, присутствием и других центров, в частности, Y-центров [11, 19]. Кроме того, в спектре поглощения зеленовато-коричневого кристалла наблюдаются центры (NV)⁻ с бесфононной линией 637 нм, которые образованы атомом азота в комплексе с вакансией в структуре и имеют отрицательный заряд (специального буквенного обозначения не имеют), и H2 с бесфононной линией 987 нм, которые состоят из двух атомов азота и вакансии и имеют отрицательный заряд. С одновременным присутствием дополнительного континуума, начинающегося в области 520 нм, и центра (NV)⁻ связано появление у изученного кристалла слабого зеленоватого оттенка, который значительно повышает стоимость камня.

Центр (NV)⁻ характерен для искусственно облученных и отоженных алмазов [7, 21]. Однако он был обнаружен и в природных алмазах — в спектрах фотolumинесценции пластически деформированных кубических кристаллов типов IaA и IaA+Ib из россыпей северо-востока Сибирской платформы [2], из россыпей Зимы

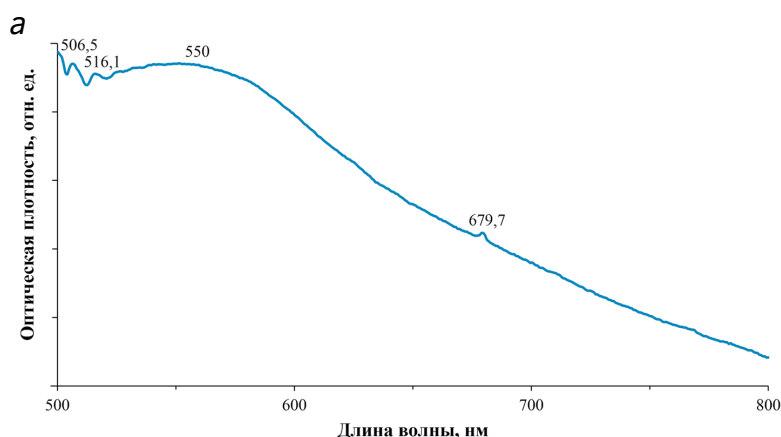


Рис. 3. Спектр поглощения в видимой области при $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (а) и фото при свете геммологической лампы (б) оранжевато-коричневого ограненного алмаза массой 0,86 кар

Fig. 3. Visible absorption spectrum at $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (a) and photo under the light of a gemmological lamp (b) of an orange-brown faceted diamond weighing 0.86 ct

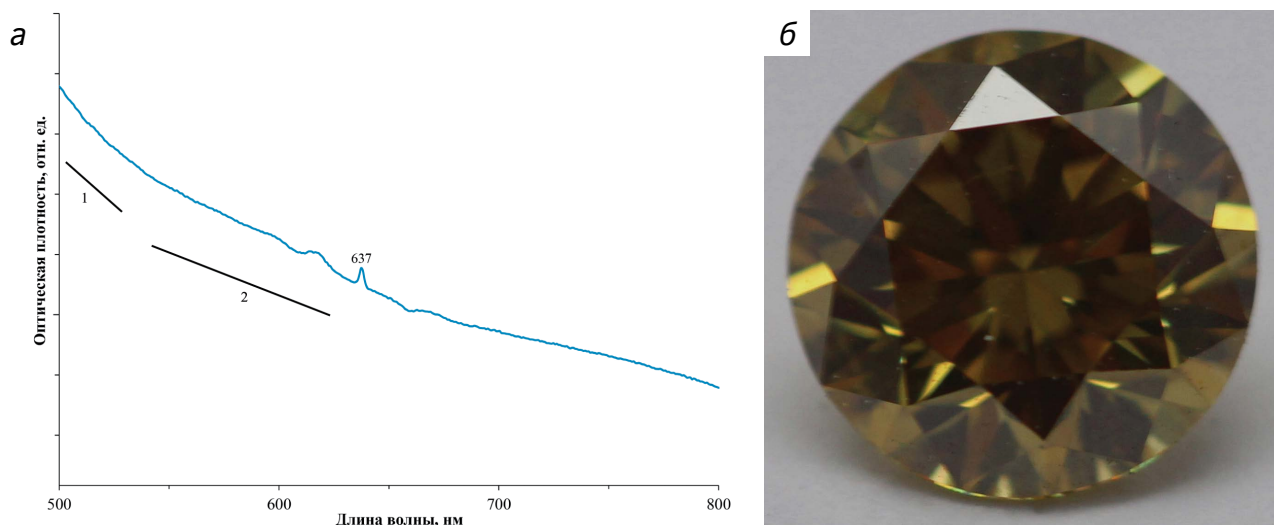


Рис. 4. Спектр поглощения в видимой области при $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (а) и фото при свете геммологической лампы (б) зеленовато-коричневого ограненного алмаза массой 0,66 кар. Показаны континуум поглощения одиночных изоморфных атомов азота (1) и дислокаций, декорированных атомами азота (2)

Fig. 4. Visible absorption spectrum at $T = -196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (a) and photo under the light of a gemmological lamp (b) of a greenish-brown faceted diamond weighing 0.66 ct. Shown is the absorption continuum of single isomorphic nitrogen atoms (1) and dislocations decorated with nitrogen atoms (2)

Центрально-Африканского кратона [17] и в спектрах поглощения ограненных кристаллов типа Ib [11]. Причем в ограненном природном кристалле типа Ib центр $(\text{NV})^-$ находился совместно с центром H2 (N-V-N)^- , как и в изученном алмазе. Образование центров $(\text{NV})^-$ и H2 (N-V-N)^- в природных алмазах, очевидно, связано с присоединением к азотным С (N) и А (N-N) центрам вакансий, образующихся при неконсервативном движении деформационных дислокаций в процессе пластической деформации.

Как свидетельствуют данные ИК-спектроскопии, зеленовато-коричневый алмаз содержит пониженное количество изоморфных примесей азота. В его спектре наблюдаются С-, Y- и А-центры, причем интенсивность линий А-центров слабее (рис. 2в). Y-центр недавно был выявлен в природных алмазах. Предполагается, что он образован одиночным атомом азота, структурная позиция которого отличается от позиции С-центра [10]. Возможно, при этом проявляется влияние другого удаленного атома азота, когда, по существу, происходит образование другого центра [19]. Изученный кристалл относится к редкому типу Ib+IaA по физической классификации алмазов. Такой набор азотных дефектов характерен для алмазов кубического габитуса II разновидности по минералогической классификации Ю.Л. Орлова [3, 4]. По всей

вероятности, данный алмаз до огранки имел кубический габитус.

Водородные центры в его спектре полностью отсутствуют.

Заключение

Таким образом, можно заключить, что оптические центры в алмазах с фантазийными коричневыми окрасками весьма разнообразны. Общей особенностью оптических спектров поглощения таких алмазов является континуум непрерывного поглощения, который монотонно возрастает от красной к ультрафиолетовой области. Часто на него накладываются центры окраски N3, H3 и 550 нм, которые сложены различным количеством изоморфных атомов азота, образующих различные конфигурации в структуре. В результате проведенных исследований в спектрах желтовато-коричневых алмазов были выявлены линии 512,9 и 519,9 нм и сопровождающая их широкая полоса с максимумом 480 нм. Они являются центрами желтой окраски. В спектре оранжево-коричневого алмаза были установлены линии 506,5, 516,1 и 679,7 нм. В зеленовато-коричневом алмазе наблюдались дополнительный континуум поглощения, связанный с одиночными атомами азота, и центры $(\text{NV})^-$. Одновременное присутствие дополнительного континуума

и центра (NV)⁻ вызывает появление зеленоватого оттенка у кристалла.

Согласно данным ИК-спектроскопии, желтовато-коричневый и оранжево-коричневый алмазы относятся к типу Ia по физической классификации алмазов, а зеленовато-коричневый — к типу Ib+IaA. Поэтому можно заключить, что интенсивная коричневая окраска может возникать в процессе пластической деформации

не только у широко распространенных кристаллов типа Ia, но и у относительно редких алмазов типа Ib+IaA, характерной особенностью которых является присутствие центров (NV)⁻, образующихся в результате присоединения вакансий к одиночным изоморфным атомам азота в структуре кристаллов в процессе посткристаллизационной пластической деформации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зинчук Н.Н., Коптиль В.И. Типоморфизм алмазов Сибирской платформы. М.: Недра, 2003. 603 с.
2. Зудина Н.Н., Титков С.В., Сергеев А.М., Зудин Н.Г. Особенности центров фотolumинесценции в кубических алмазах с различной окраской из россыпей северо-востока Сибирской платформы // Записки Российского минералогического общества. 2013. Ч. CXLII. № 4. С. 57—72.
3. Орлов Ю.Л. Минералогия алмаза. 2-е изд. М.: Наука, 1984. 264 с.
4. Титков С.В., Ширяев А.А., Зудина Н.Н., Зудин Н.Г., Солодова Ю.П. Структурные дефекты и неоднородность их распределения в кубических кристаллах алмаза II разновидности из россыпей северо-востока Сибирской платформы по данным ИК микроспектроскопии // Геология. Геофизика. 2015. Т. 56. № 1—2. С. 455—466. DOI: 10.15372/GiG20150126
5. Титков С.В. Изоморфные примеси в природных алмазах и их генетическое значение: дис. ... д-ра геол.-мин. наук. М., 2018. 205 с.
6. Щербакова М.Я., Соболев Е.В., Надолинный В.А., Аксенов В.К. Дефекты в пластически деформированных алмазах по оптическим и Э.П.Р. спектрам // Доклады АН СССР. 1975. Т. 225. № 3. С. 566—569.
7. Collins A.T. The colour of diamond and how it may be changed // J. Gemmol. 2001. V. 27. No 6. P. 335—339.
8. Dobrinets I.A., Vins V.G., Zaitsev A.M. HPHT-Treated Diamonds. Springer: Berlin, 2013. 351 p.
9. Eaton-Magana S., Ardon T., Smit K.V., Breeding C.M., Shigley J.E. Natural-color pink, purple, red, and brown diamonds: band of many colors // Gems Gemol. 2018. V. 54. No 4. P. 352—377.
10. Hainschwang T., Fritsch E., Notari F., Rondeau B. A new defect centre in type Ib diamond inducing one phonon infrared absorption: the Y centre // Diamond Relat. Mater. 2012. V. 21. P. 120—126.
11. Hainschwang T., Fritsch E., Notari F., Rondeau B., Katrusha A. The origin of color in natural C center bearing diamonds // Diamond Relat. Mater. 2013. V. 39. P. 27—40.
12. Hofer S.C. Collecting and Classifying Colored Diamonds: An Illustrated Study of the Aurora Collection. Ashland Press: New York, 1998. 742 p.
13. Hounsborne L. S., Jones R., Martineau P. M., Fisher D., Shaw M. J., Briddon P. R., Oeberg S. Role of extended defects in brown coloration of diamond // Phys. Stat. Solidi. C. 2007. V. 4. No 8. P. 2950—2957.
14. King J.M., Ed. GIA colored diamonds color reference charts. Stevens Point: Worzalla Publishing Company, 2006. 16 p.
15. Nadolinny V.A., Yurjeva O.P., Pokhilenko N.P. EPR and luminescence data on the nitrogen aggregation in diamonds from Snap Lake dyke system treatment // Lithos. 2009. V. 112S. P. 865—869.
16. Shigley J.E., Chapman J., Ellison R.K. Discovery and mining of the Argyl diamond deposit, Australia // Gems Gemol. 2001. V. 37. No 1. P. 26—41.
17. Smit K.V., D'Haenssens-Johanson U.F.S., Howell D., Loudin L.C., Wang W. deformation-related spectroscopic features in natural type Ib-IaA diamonds from Zimmi (west African craton) // Mineralogy and Petrology 2018. V. 112. Iss. 1. P. 243—257. DOI: 10.1007/s00710-018-0587-6
18. Titkov S.V., Shigley J.E., Breeding C.M., Mineeva R.M., Zudin N.G., Sergeev A.M. Natural-color purple diamonds from Siberia // Gems Gemol. 2008. V. 44. No 1. P. 56—64.
19. Titkov S.V., Mineeva R.M., Zudina N.N., Sergeev A.M., Ryabchikov I.D., Shiryayev A.A., Speransky A.V., Zhikhareva V.P. The luminescent nature of orange coloration in natural diamonds: optical and EPR study // Phys. Chem. Miner. 2015. V. 42. Iss. 2. P. 131—141. DOI: 10.1007/s00269-014-0705-x
20. Willems B., Martineau P.M., Fisher D., Van Royen J., Van Tandeloo J. Dislocation distributions in brown diamond // Phys. Stat. Sol. 2006. V. 203. No 12. P. 3076—3080.
21. Zaitsev A.M. Optical Properties of Diamond: A Data Handbook. Berlin: Springer Verlag, 2001. 502 p.

REFERENCES

1. Zinchuk N.N., Koptil' V.I. *Typomorphism of the Siberian Platform Diamonds*. Moscow: "Nedra", 2003. 603 p. (In Russian).
2. Zudina N.N., Titkov S.V., Sergeev A.M., Zudin N.G. The features of the photoluminescence centers in cubic diamonds of various color from the placers in the North-East of the Siberian platform // *Zapiski Rossiyskogo Mineralogicheskogo Obschestva*, 2013. P. 142. No 4. P. 57—72 (In Russian).
3. Orlov Y.L. *The Mineralogy of the Diamond. 2nd edition*. Moscow: "Nauka", 1984. 264 p. (In Russian).
4. Titkov S.V., Shiryaev A.A., Zudina N.N., Zudin N.G., Solodova Ju.P. Defects in cubic diamonds from the placers in the northeastern Siberian platform: results of IR microspectrometry // *Rus. Geol. Geophys.* 2015. V. 56. No 1—2. P. 354—362. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.01.026
5. Titkov S.V. *Isomorphic impurities in natural diamonds and their genetic significance: doct. geol. and min. sci. diss.* Moscow, 2018. 205 p. (In Russian).
6. Shcherbakova M.Ya., Sobolev E.V., Nadolinniy V.A., Aksenov V.K. Defects in plastically deformed diamonds revealed in optical and EPR spectra // *Reports of the Academy of Sciences of the USSR*. 1975. V. 225. P. 566—569 (In Russian).
7. Collins A.T. The colour of diamond and how it may be changed // *J. Gemmol.* 2001. V. 27. No 6. P. 335—339.
8. Dobrinets I.A., Vins V.G., Zaitsev A.M. *HPHT-Treated Diamonds*. Springer: Berlin, 2013. 351 p.
9. Eaton-Magana S., Ardon T., Smit K.V., Breeding C.M., Shigley J.E. Natural-color pink, purple, red, and brown diamonds: band of many colors // *Gems Gemol.* 2018. V. 54. No 4. P. 352—377.
10. Hainschwang T., Fritsch E., Notari F., Rondeau B. A new defect centre in type Ib diamond inducing one phonon infrared absorption: the Y centre // *Diamond Relat. Mater.* 2012. V. 21. P. 120—126.
11. Hainschwang T., Fritsch E., Notari F., Rondeau B., Katrusha A. The origin of color in natural C center bearing diamonds // *Diamond Relat. Mater.* 2013. V. 39. P. 27—40.
12. Hofer S.C. *Collecting and Classifying Colored Diamonds: An Illustrated Study of the Aurora Collection*. Ashland Press: New York, 1998. 742 p.
13. Hounsborne L. S., Jones R., Martineau P. M., Fisher D., Shaw M. J., Briddon P. R., Oeberg S. Role of extended defects in brown coloration of diamond // *Phys. Stat. Solidi. C*. 2007. V. 4. No 8. P. 2950—2957.
14. King J.M., Ed. *GIA colored diamonds color reference charts*. Stevens Point: Worzalla Publishing Company, 2006. 16 p.
15. Nadolinniy V.A., Yurjeva O.P., Pokhilenko N.P. EPR and luminescence data on the nitrogen aggregation in diamonds from Snap Lake dyke system treatment // *Lithos*. 2009. V. 112S. P. 865—869.
16. Shigley J.E., Chapman J., Ellison R.K. Discovery and mining of the Argyl diamond deposit, Australia // *Gems Gemol.* 2001. V. 37. No 1. P. 26—41.
17. Smit K.V., D'Haenssens-Johanson U.F.S., Howell D., Loudin L.C., Wang W. deformation-related spectroscopic features in natural type Ib-IaA diamonds from Zimmi (west African craton) // *Mineralogy and Petrology* 2018.V. 112. Iss. 1. P. 243—257. DOI: 10.1007/s00710-018-0587-6
18. Titkov S.V., Shigley J.E., Breeding C.M., Mineeva R.M., Zudin N.G., Sergeev A.M. Natural-color purple diamonds from Siberia // *Gems Gemol.* 2008. V. 44. No 1. P. 56—64.
19. Titkov S.V., Mineeva R.M., Zudina N.N., Sergeev A.M., Ryabchikov I.D., Shiryaev A.A., Speransky A.V., Zhikhareva V.P. The luminescent nature of orange coloration in natural diamonds: optical and EPR study // *Phys. Chem. Miner.* 2015. V. 42. Iss. 2. P. 131—141. DOI: 10.1007/s00269-014-0705-x
20. Willems B., Martineau P.M., Fisher D., Van Royen J., Van Tandeloo J. Dislocation distributions in brown diamond // *Phys. Stat. Sol.* 2006. V. 203. No 12. P. 3076—3080.
21. Zaitsev A.M. *Optical Properties of Diamond: A Data Handbook*. Berlin: Springer Verlag, 2001. 502 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Дорофеева А.И. — внесла вклад в проведение спектроскопических исследований и анализ полученных результатов, подготовила текст статьи, подготовила иллюстрации к статье.

Титков С.В. — внес вклад в разработку концепции статьи, интерпретацию результатов спектроскопических исследований, подготовил текст статьи.

Alena I. Dorofeeva — contributed to spectroscopic studies and analysis of the results obtained, prepared the text of the article, prepared illustrations for the article.

Sergey V. Titkov — contributed to the development of the concept of the article, interpretation of the results of spectroscopic studies, prepared the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дорофеева Алена Игоревна* — младший научный сотрудник ФГБУН «Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук».

35, Старомонетный пер., г. Москва 119017, Россия

e-mail: adorofeevawork@gmail.com

SPIN-код: 4895-8965

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9440-7052>

Alena I. Dorofeeva* — associate researcher, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences.

35, Staromonetny lane, Moscow 119017, Russia

e-mail: adorofeevawork@gmail.com

SPIN-code: 4895-8965

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9440-7052>

Титков Сергей Васильевич — доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник ФГБУН «Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук»; профессор кафедры минералогии и геммологии геологоразведочного факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

35, Старомонетный пер., г. Москва 119017, Россия

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: titkov@igem.ru

SPIN-код: 1111-5626

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4275-9643>

Sergey V. Titkov — Dr. of Sci. (Geol. and Mineral.), leading researcher, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences; Professor of the Department of Mineralogy and Gemmology, Geological Prospecting Faculty, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

35, Staromonetny lane, Moscow 119017, Russia

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: titkov@igem.ru

SPIN-code: 1111-5626

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4275-9643>



ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВЬЕТНАМА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГРАВИРАЗВЕДКИ В КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ «КОСКАД 3D»

Т.Х. ФАН^{1,2,*}, А.В. ПЕТРОВ¹, М.Ф. ДО^{1,3}, М.З. ЛАЙ³, Ч.Л. НГУЕН³

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

² Ханойский горно-геологический университет Вьетнама
18, Фо Виен, Дыктханг, Бактыльем, г. Ханой, Вьетнам

³ Геофизическая федерация Главного управления геологии и полезных ископаемых Вьетнама
1, Чиентханг, Ванкуан, Хадонг, г. Ханой, Вьетнам

АННОТАЦИЯ

Введение. Центральные районы Вьетнама имеют стратегическое значение для республики и, по существу, являются воротами в страны АСЕАН. Инвестирование в разведку и оценку запасов минеральных ресурсов, особенно рудных полезных ископаемых, скрытых на больших глубинах, является конкретной и необходимой задачей для страны.

Цель. Уточнение структурно-тектонической схемы анализируемого района, выделение основных систем разломов и районирование центральной области Вьетнама по гравитационному полю на основе классификационных алгоритмов.

Материалы и методы. Решение поставленных задач осуществлялось путем оценки полного градиента гравитационного поля, анализа распределения дисперсии поля и результатов трассирований осей аномалии гравитационного поля. Интерпретационная обработка данных гравиразведки проводилась с использованием компьютерной технологии статистического и спектрально-корреляционного анализа данных «КОСКАД 3D».

Результаты. Выделенные системы разломов, играющие важнейшую роль в процессах минералообразования, имеют северо-западное, северо-восточное и широтное простирание. Районирование исследуемой территории по гравитационному полю, его характеристикам и имеющейся геологической информации позволило выделить 13 однородных областей. Каждая область характеризуется определенным уровнем гравитационного поля, значениями дисперсии и полного градиента поля, а также корреляционными связями между атрибутами. Анализ результатов классификации подтверждает сложность геологического строения района исследований и наличие трех основных простираний систем тектонических нарушений: северо-западного, северо-восточного и широтного.

Заключение. Большое количество выявленных с помощью методов вероятностно-статистического подхода, реализованных в компьютерной технологии «КОСКАД 3D», областей тектонических дислокаций различного простирания и интенсивности свидетельствует о перспективности исследуемой территории на предмет поиска рудных месторождений.

Ключевые слова: гравитационное поле, компьютерная технология «КОСКАД 3D», методы вероятностно-статистического подхода, корреляция, трассирование осей аномалий, тектонические дислокации, центральная область Вьетнама

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

Для цитирования: Фан Т.Х., Петров А.В., До М.Ф., Лай М.З., Нгуен Ч.Л. Особенности геологического строения центральной части Вьетнама по результатам интерпретационной обработки данных гравиразведки в компьютерной технологии «КОСКАД 3D». *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):77—90. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-77-90>

Статья поступила в редакцию 15.08.2020

Принята к публикации 20.05.2021

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

GEOLOGICAL STRUCTURE OF CENTRAL VIETNAM BY INTERPRETATION PROCESSING OF GRAVITATIONAL SURVEY DATA USING THE “COSCAD 3D” COMPUTER TECHNOLOGY

HONG T. PHAN^{1,2,*}, ALEKSEY V. PETROV¹, PHUONG M. DO^{1,3}, GIAU M. LAI³, LUU T. NGUYEN³

¹ Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

² Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam
18 Vien str., Duc Thang ward, Bac Tu Liem district, Hanoi, Vietnam

³ Geophysical Division, General Department of Geology and Minerals of Vietnam
1, Chien Thang str., Van Quan, Ha Dong, Hanoi, Vietnam

ABSTRACT

Background. The central regions of Vietnam are of strategic importance for the Republic, being, in fact, the gateway to the ASEAN countries. Investing in the exploration and evaluation of mineral resources, in particular ore minerals hidden at great depths, is a specific and necessary task for the country.

Aim. To clarify the structural-tectonic scheme of the analysed area and to identify the main fault systems and zoning of the Central Vietnam area by the gravitational field based on classification algorithms.

Materials and methods. The objectives were achieved by assessing the total gradient of the gravitational field, analysing the distribution of the field variance and the results of tracing the axes of the gravitational field anomaly. Interpretation processing of gravity data was carried out using the “COSCAD 3D” computer technology of statistical and spectral correlation data analysis.

Results. The defined fault systems, which play an important role in the processes of mineral formation, have a northwestern, northeastern and latitudinal strike. The zoning of the study area according to the gravitational field, its characteristics and available geological information made it possible to identify 13 homogeneous areas. Each area is characterised by a certain level of gravitational field, the values of dispersion and total field gradient, as well as correlations between attributes. The classification results confirms the complexity of the geological structure of the area under study and the presence of three main strikes of the systems of tectonic dislocations – northwestern, northeastern and latitudinal.

Conclusions. A large number of tectonic dislocations of various strikes and intensities, revealed using the methods of the probabilistic-statistical approach, implemented in the “COSCAD 3D” computer technology, indicates that the area under study is promising in terms of ore deposits.

Keywords: gravitational field, “COSCAD 3D” computer technology, methods of probabilistic-statistical approach, correlation, tracing of anomaly axes, tectonic dislocations, Central Vietnam

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Phan H.T., Petrov A.V., Do Ph.M., Lai G.M., Nguyen L.T. Geological structure of central Vietnam by interpretation processing of gravitational survey data using the "COSCAD 3D" computer technology. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):77—90. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-77-90>

Manuscript received 15 August 2020

Accepted 20 May 2021

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Центральные районы Вьетнама имеют стратегическое значение для республики и, по существу, являются воротами в страны АСЕАН (рис. 1А). Поэтому инвестирование в разведку и оценку запасов минеральных ресурсов, особенно рудных полезных ископаемых, скрытых на больших глубинах, является конкретной и необходимой задачей для страны [13].

Район исследования характеризуется достаточно сложным рельефом с высокогорными хребтами ($H > 700$ м), в основном меридионального простирания, образующими множество узких долин бурных рек.

Геологическая обстановка характеризуется наличием развитой системы тектонических дислокаций, как глубинных, так и поверхностных, присутствием магматических образований, которые четко проявляются в геофизических полях.

Проведенные ранее геолого-геофизические исследования выявили много перспективных на полезные ископаемые областей (рис. 1Б) [14].

Тектоническая активность в регионе определяется столкновением Южно-Китайской и Индонезийской плит в период от позднего мезозоя до раннего кайнозоя [7, 12]. Для района характерна интрузивная магматическая активность в период от архея до кайнозоя, в результате которой сформировались блоковые геологические образования, сложенные породами от основного до кислого состава. Магматические тела широко распространены на площади исследований и имеют различные направления простирания. Наличие множественных систем разломов различного простирания, прорезающих единые структурные образования, сильно усложняет геологическое строение района.

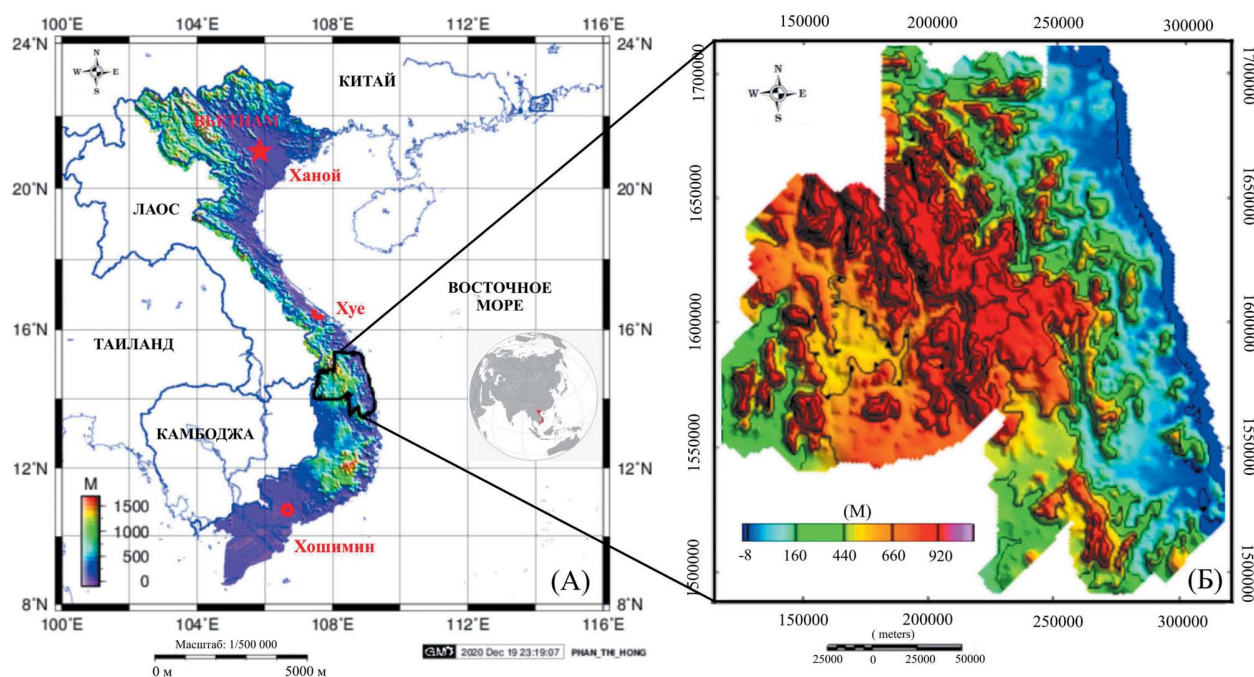


Рис. 1. А — положение района исследований в центральной части Вьетнама; Б — карта рельефа исследуемого района

Fig. 1. А — the location of the research area in the central part of Vietnam; Б — the relief map of the studied area

Тектоническая деятельность и сопутствующее развитие интрузивного комплекса на исследуемой территории привели к изменениям в осадочных образованиях, их разрушению, образованию складок, запуску процессов метаморфизации, формированию минерализованных зон, образованию эндогенных минеральных рудных тел, хаотично разбросанных по исследуемой территории.

Сложность геологического строения определяет сильную дифференциацию слагающих пород по значениям избыточной плотности, что, в свою очередь, делает перспективным применение гравиразведки для решения широкого спектра геологических задач. Однако в силу аддитивной модели аномального гравитационного поля, принимаемой в разведочной геофизике, наложения аномалий силы тяжести от различных геологических тел в земной коре, влияния случайных мешающих факторов процесс интерпретационной обработки наблюдаемого гравитационного поля является достаточно сложным и неоднозначным. Именно поэтому в данной работе использовалась компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа данных «КОСКАД 3D», включающая широкий спектр алгоритмов, базирующихся на достижениях современной теории вероятностей и математической статистики, методах спектрально-корреляционного анализа, линейной оптимальной фильтрации и анализа многопризнаковой цифровой геолого-геофизической информации [10, 11, 15].

Используемый источник данных и методы

Источником данных, использованных в статье, являются результаты гравитационной съемки масштаба 1:100 000 — аномальное гравитационное поле в редукции Буге с плотностью промежуточного поля 2,67 г/см³ и учетом рельефа местности по L.N. Prisivanco [1, 4]. Точность оценки аномального гравитационного поля по всей площади исследования составила 0,1÷0,25 мГал [3, 5, 6].

Визуальный анализ аномального гравитационного поля позволяет выделить трендовую компоненту широтного простираения с увеличением значений гравитационного поля от –70 мГал на северо-западе до +15 мГал на юго-востоке (рис. 2А). Северо-западный участок характеризуется самыми низкими значениями аномального гравитационного поля со значениями от –70 до –50 мГал, что отчасти связано с рельефом местности. На востоке и юго-востоке значения аномального поля изменяются от –30

до +15 мГал и поле имеет меридиональное простираение.

В региональном плане в исходном поле выделяются несколько гетерогенных блоков со значениями поля, изменяющимися от –10 до +10 мГал, сконцентрированных в северной, центральной и южной областях исследуемой площади. В юго-восточной части отмечаются положительные аномальные зоны амплитудой от –45 до –30 мГал.

Аномальное наблюдаемое гравитационное поле в силу многих естественных причин носит случайный характер. Следовательно, для интерпретационной обработки гравитационного поля, помимо классических аналитических методов, возможно использование методов вероятностно-статистического подхода, реализованных в компьютерной технологии статистического и спектрально-корреляционного анализа данных «КОСКАД 3D» [2, 8, 9—11, 15]. Кратко рассмотрим существо основных алгоритмов, которые использовались в интерпретационной обработке данных гравиметрических наблюдений.

Оценка статистических характеристик гравитационного поля. Оценка дисперсии (энергии) гравитационного поля в скользящем окне [10, 11] рассчитывалась по формуле:

$$D = \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2,$$

где X_{ij} — значение гравитационного поля на i -м пикете j -го профиля в окне; $\bar{X}$ — среднее значение поля в скользящем окне.

При анализе поля дисперсии необходимо учитывать следующее:

- границы аномалий в поле дисперсии отражаются положительными значениями;

- аномалии простой формы в исходных данных в поле дисперсии представлены более дифференцированно;

- поле дисперсии в дальнейшем может быть включено в обработку на этапе анализа многопризнаковых данных с помощью алгоритмов распознавания образов и классификации.

Оценка градиентных характеристик гравитационного поля. Знание градиентных характеристик геофизических полей позволяет детализировать особенности поля и подчеркнуть положение границ аномальных объектов. При анализе градиентных характеристик площадных геолого-геофизических наблюдений обычно вычисляется градиент поля вдоль простираения профилей $\Delta x = \partial f / \partial x$, вкрест простираения профилей $\Delta y = \partial f / \partial y$,

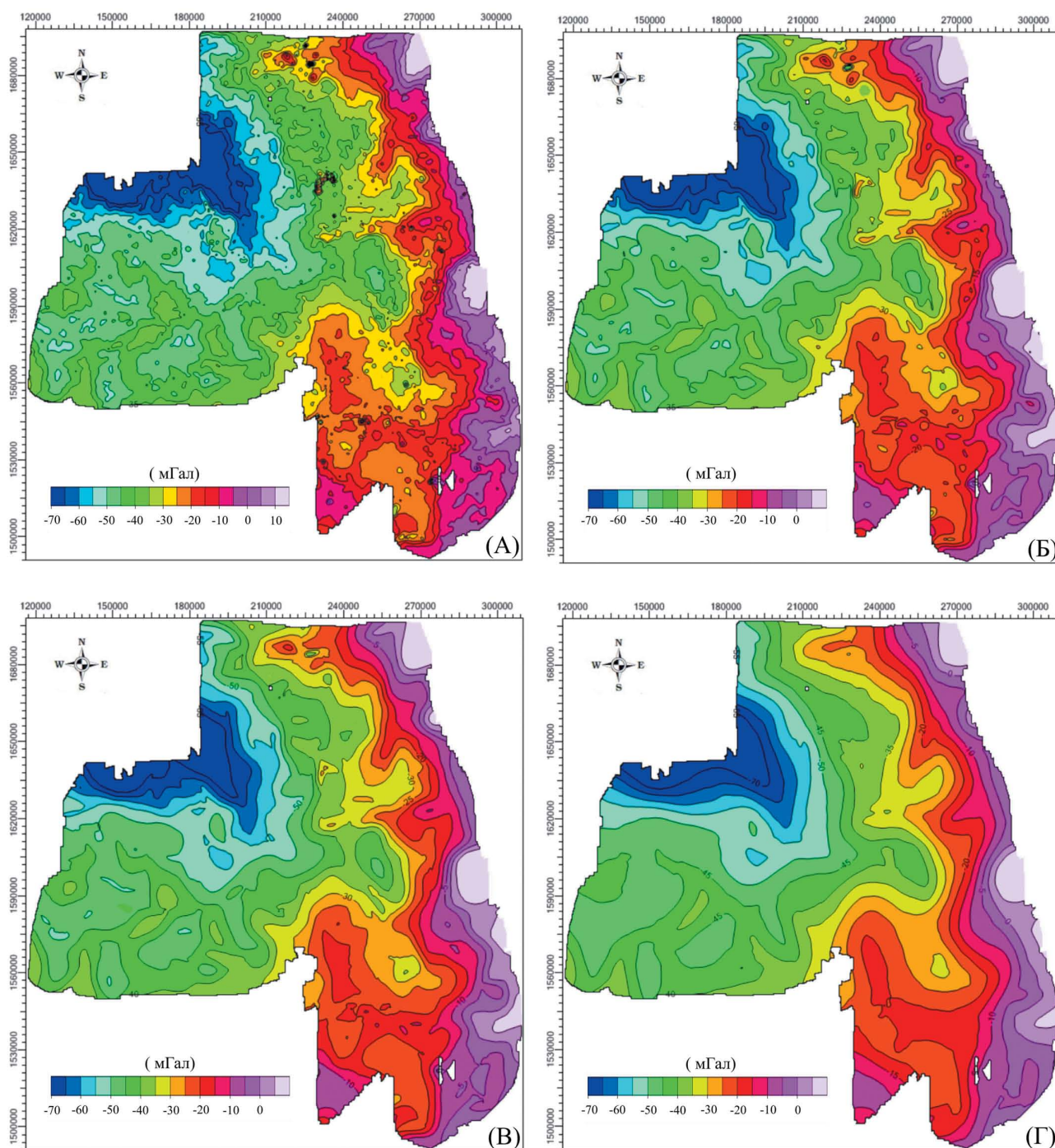


Рис. 2. Исходное аномальное гравитационное поле в редукции Буге центральной области Вьетнама в масштабе 1:100 000 на поверхности наблюдения (А) и на глубинах $H = 1050$ м (Б); $H = 2100$ м (В) и $H = 5250$ м (Г)

Fig. 2. The initial anomalous gravitational field in the Buge reduction of the central region of Vietnam on a scale of 1:100,000 on the observation surface (A) and at depths $H = 1050$ m (Б); $H = 2100$ m (В) and $H = 5250$ m (Г)

полный градиент $\Delta\chi_{xy} = \sqrt{(\partial f/\partial x)^2 + (\partial f/\partial y)^2}$ и его направление [10, 11].

Анализ градиентных характеристик гравитационного поля позволяет:

— подчеркнуть границы аномальных объектов, которые отмечаются экстремумами в полях градиентов вдоль осей и максимумами в поле полного градиента;

— выделить границы аномалий различных амплитуд, что позволяет при визуализации увидеть одновременно контуры всех аномалий;

— градиентные характеристики вдоль определенного направления позволяют подчеркнуть границы аномалий, простирающиеся перпендикулярно этому направлению.

Линейная оптимальная фильтрация аномального гравитационного поля. Тренд-анализ и фильтрация геофизических полей занимают важнейшее место в обработке геолого-геофизических данных. С помощью оптимальной фильтрации решается широкий спектр задач [2, 10, 11]:

— разложение геофизических полей на составляющие;

— восстановление аномалий, осложненных помехой;

— обнаружение слабоконтрастных аномалий.

Под фильтрацией понимается преобразование экспериментальных данных для выделения полезной информации, создаваемой сигналом (аномалией), на фоне различного типа помех, накладывающихся на сигнал и затрудняющих его выделение.

В данной работе используется фильтрация в окне «живой» формы. При этом фильтр настраивается на оценку наиболее энергоемких аномалий в окрестностях базового окна отдельной точки наблюдений. Практика использования алгоритмов адаптивной фильтрации показала их преимущества перед традиционными методами фильтрации во временной области, особенно при обработке нестационарных геофизических наблюдений.

Фильтрация позволяет выделить компоненты гравитационного поля разной частоты, которым соответствуют аномалиеобразующие объекты, расположенные на разных глубинах.

Методы классификации многопризнаковых наблюдений. Алгоритм, основан на проверке многомерных статистических гипотез [8—11], позволяющих наиболее полно использовать информацию о структуре взаимосвязей между свойствами различных геофизических полей и их атрибутами. Классификационные алгоритмы направлены на эффективное решение задачи разбиения анализируемой площади на однородные по нескольким признакам области.

Используемые алгоритмы построены на принципах самообучения, учета корреляционных связей всего признакового пространства и возможности корректной работы в условиях отсутствия априорной информации о начальных центрах классов и конечном числе однородных областей.

Результаты фильтрации аномального гравитационного поля. С целью оценки параметров локальных и региональных неоднородностей гравитационного поля на разных глубинах была проведена энергетическая фильтрация аномального гравитационного поля в окне «живой» формы. Результаты такой оценки для глубин 1050, 2100 и 5250 метров приведены на рисунках 2Б—Г.

На рисунке 2 видно, что значение аномального гравитационного поля уменьшается с глубиной. Большая локальная неоднородность в северной части центрального района и в южной части исследуемой площади на глубине $H = 5250$ м не проявляется. Это свидетельствует о том, что объекты, генерирующие эти локальные аномалии, расположены на небольших глубинах. Значения трендовой компоненты аномального гравитационного поля, увеличивающиеся в юго-западном направлении, отражают особенности глубинного строения изучаемой территории.

Результаты оценки полного градиента гравитационного поля. С целью определения положения и размеров системы тектонических дислокаций было рассчитано поле полного градиента аномального гравитационного поля на разных глубинах (рис. 3). Анализ результатов показывает, что значения полного градиента уменьшаются с глубиной. Так, поверхности значения полного градиента изменяются от 0,0055 (рис. 3А) до 0,003 мГал/м (рис. 3Б), а на глубине 5250 м (рис. 3Г) интервал изменения значений полного градиента лежит в диапазоне от 0,0001 до 0,0016 мГал/м.

Поле полного градиента аномального гравитационного поля наиболее дифференцировано на поверхности, что свидетельствует о наличии в верхней части разреза геологических объектов небольшого размера. Анализ особенностей поля полного градиента на глубине 5250 м позволяет разделить исследуемую площадь на две области — северо-восточную и юго-западную. Первая характеризуется повышенными значениями градиентных характеристик, для второй свойственны низкие значения полного градиента, что может быть связано с увеличением мощности осадочного чехла.

Результат оценки дисперсии (энергии) гравитационного поля в скользящем окне. Максимальные значения поля дисперсии (рис. 4), как и максимумы поля полного градиента, контролируют границы гравитационных аномалий разного простираения и размера. Характер поля дисперсии на разных глубинах совпадает

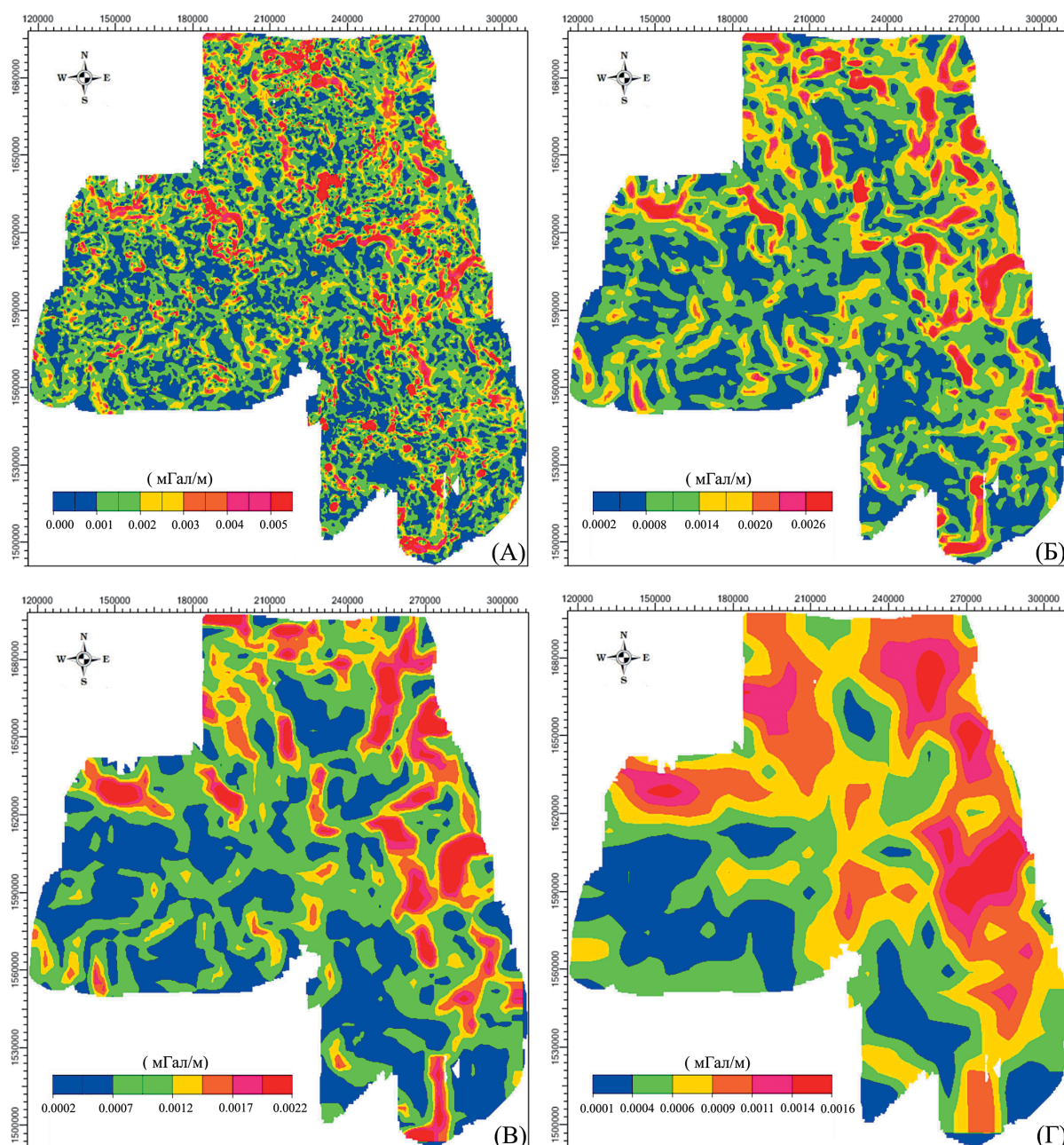


Рис. 3. Результаты оценки полного градиента гравитационного поля в центральной области Вьетнама на поверхности (А) и на глубинах $H = 1050$ м (Б), $H = 2100$ м (В), $H = 5250$ м (Г)

Fig. 3. Results of estimating the total gradient of the gravitational field in the central region of Vietnam at the surface (A) and at depths $H = 1050$ m (Б), $H = 2100$ m (В), $H = 5250$ m (Г)

с изменчивостью поля полного градиента. Это объясняется схожестью особенностей исходного поля, которые подчеркиваются в полях этих статистических атрибутов.

Полученные оценки полного градиента и поля дисперсии на разных глубинах хорошо согласуются и дополняют друг друга.

Результаты автоматического трассирования осей аномалий гравитационного поля и его составляющих. На рисунке 5 приведены результаты трассирования осей аномалий аномального гравитационного поля на разных глубинах на поверхности наблюдения (рис. 5А) и на глубинах $H = 1050$ м

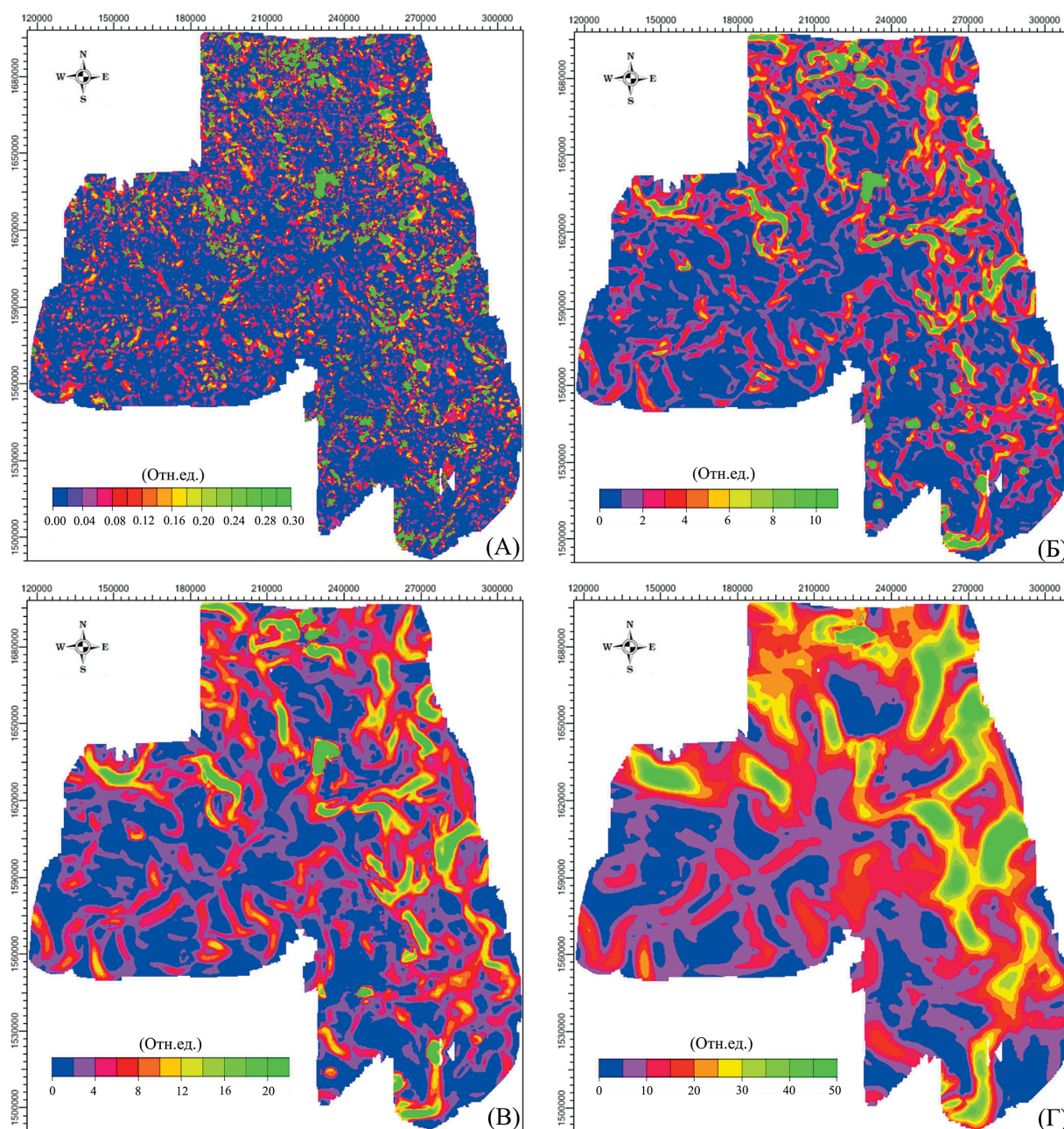


Рис. 4. Результаты оценки дисперсии (энергии) гравитационного поля в центральной области Вьетнама на поверхности наблюдений (А) и на глубинах $H = 1050$ м (Б), $H = 2100$ м (В) и $H = 5250$ м (Г)

Fig. 4. Results of estimating the dispersion (energy) of the gravitational field in the central region of Vietnam on the observation surface (A) and at depths $H = 1050$ m (B), $H = 2100$ m (B) and $H = 5250$ m (Г)

(рис. 5Б), $H = 2100$ м (рис. 5В) и $H = 5250$ м (рис. 5Г).

На рисунке надежно трассируются оси как отрицательных, так и положительных аномалий северо-западного, северо-восточного и широтного простирания. В северной и центральной части исследуемой площади отчетливо выделяются

кольцевые структуры. В результатах трассирования более дифференцированно и контрастно проявляются области развития тектонических дислокаций.

Особый интерес в результатах трассирования аномального гравитационного поля представляют места, где пересекаются оси аномалий разного

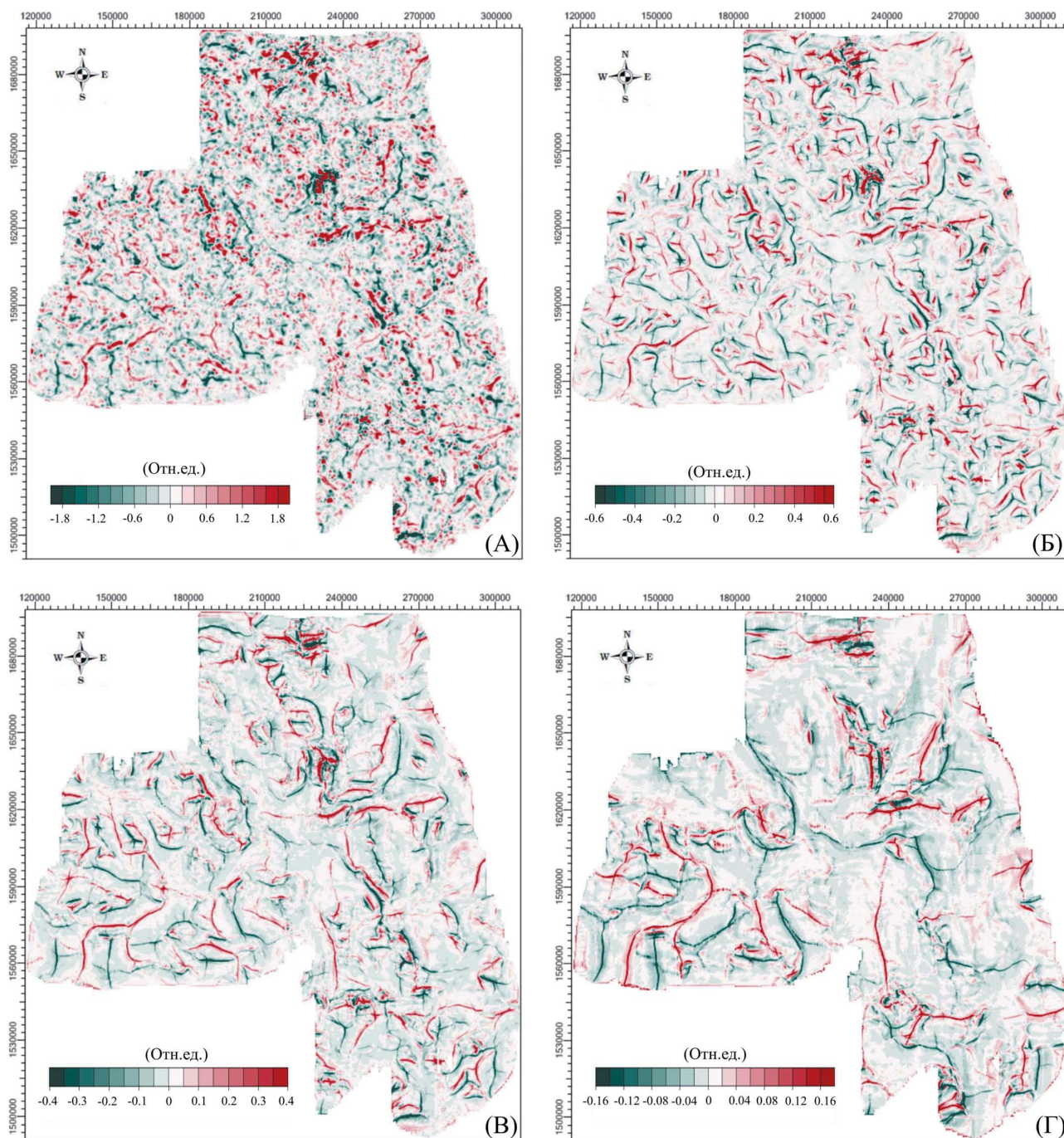


Рис. 5. Результаты трассирования осей аномалии гравитационного поля в центральной области Вьетнама на поверхности наблюдения (А) и на глубинах $H = 1050$ м (Б); $H = 2100$ м (В) и $H = 5250$ м (Г)

Fig. 5. Results of tracing the axes of the gravitational field anomaly in the central region of Vietnam on the observation surface (A) and at depths $H = 1050$ m (B); $H = 2100$ m (V) and $H = 5250$ m (Г)

простираения, образуя звездообразные структуры. Обычно такие структурные образования контролируют скрытые кольцевые структуры, которые часто связаны с проявлением дайкового магматизма.

Оценка результатов трассирования на разных глубинах проводилась с целью изучения динамики проявления тектонической активности во времени. Анализ результатов трассирования

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

на разных глубинах представляет интерес с учетом того, что большинство месторождений полезных ископаемых приурочено к областям тектонических нарушений.

Комплексный анализ поля полного градиента, дисперсии, аномального гравитационного поля (рис. 3, 4) и результатов трассирования осей гравитационных аномалий (рис. 5) на разных глубинах позволяет уточнить структурно-тектоническую карту исследуемой территории (рис. 6). Границы областей тектонических

дислокаций соответствуют максимальным значениям поля полного градиента, дисперсии и положительным результатам трассирования осей аномального гравитационного поля.

На рисунке 6 видно, что система тектонических нарушений имеет в основном северо-западное, север-восточное и широтное простирание. Выделенные системы разломов образуют границы структурного домена, отражающего тектоническую активность, являющуюся предпосылкой для образования рудных месторождений в регионе.

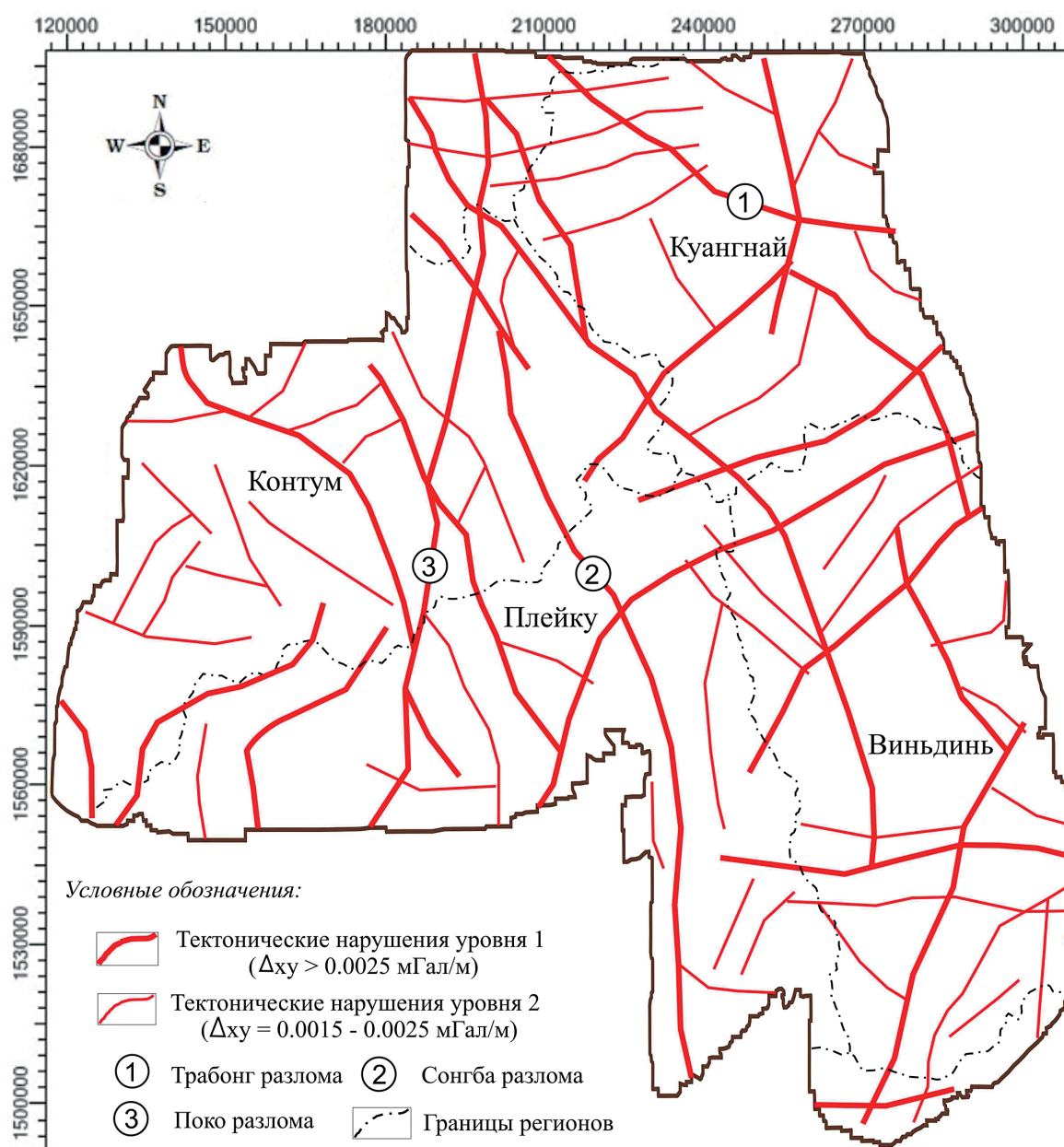


Рис. 6. Результат определения местоположения и размеров систем разломов в центральной части Вьетнама
Fig. 6. The result of determining the location and size of fault systems in the central part of Vietnam

Выявленные области тектонических дислокаций включают нарушения Трабонга, Пока и Сонгбы, местоположение и направление развития которых полностью совпадают с результатами геологического анализа [7, 12].

Полученные результаты показывают, что предлагаемая методология интерпретационной обработки данных гравиметрии полностью согласуется с результатами предшествующих геологических исследований и дополняет их.

Результат районирования территории центральной области Вьетнама по гравитационному полю и его атрибутам. Результат классификации на однородные области по исходному аномальному гравитационному полю (рис. 2А), результатам оценки поля полного градиентного (рис. 3А) и геологического опробования [5, 6] с использованием алгоритма разделения многомерных нормальных смесей (по А.В. Петрову) приведен на рисунке 7. Границы 13 однородных

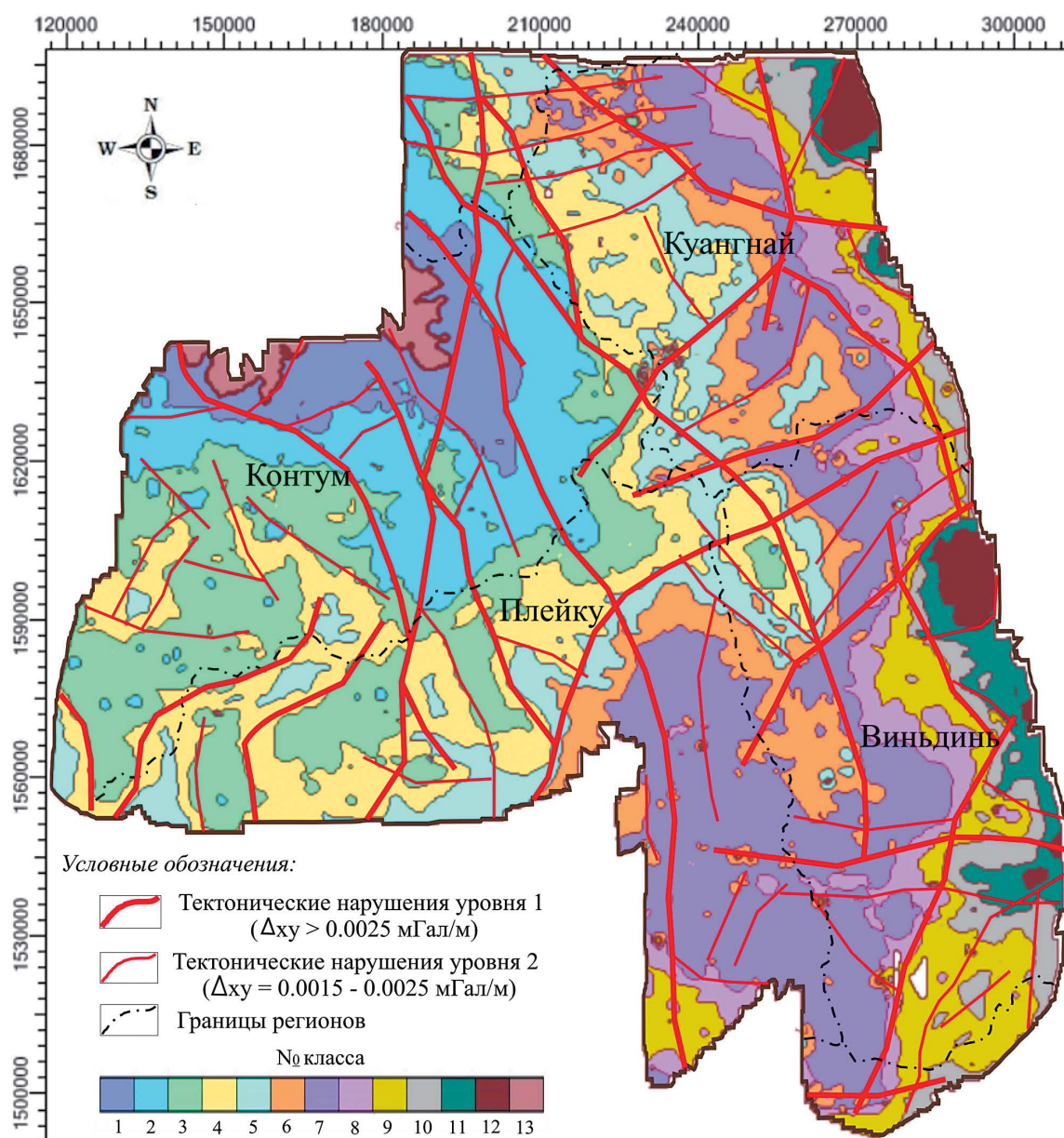


Рис. 7. Результат районирования в центральной части Вьетнама по гравитационному полю, его полному градиенту и результатам геологического опробования

Fig. 7. The result of zoning in the central part of Vietnam according to the gravitational field, its full gradient and the results of geological testing

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

по комплексу признаков областей позволяют повысить достоверность конечных результатов о геологическом строении района исследований.

Анализ результатов классификации подтверждает сложность геологического строения района исследований и наличие трех основных простирающихся систем тектонических нарушений: северо-западного, северо-восточного и широтного.

Заключение

Интерпретационная обработка данных гравиразведки по центральному региону Вьетнама с использованием компьютерной технологии «КОСКАД 3D» позволяет:

- выделить тектонические нарушения и дислокации по гравитационному полю;
- уточнить положение тектонических нарушений с целью объяснения процесса формирования эндогенных продуктивных отложений;
- подтвердить основные направления тектонических дислокаций северо-западного, северо-восточного и широтного простираения;

— связать расположение основных областей тектонических дислокаций с положением скрытых рудных образований;

— провести районирование территории по гравитационному полю и его атрибутам на 13 однородных областей, уточняющих достоверность имеющихся геологических карт.

Большое количество выявленных с помощью методов вероятностно-статистического подхода, реализованных в компьютерной технологии «КОСКАД 3D», областей тектонических дислокаций различного простираения и интенсивности свидетельствует о перспективности исследуемой территории на предмет поиска рудных месторождений.

Полученные результаты интерпретационной обработки данных гравиразведки с использованием компьютерной технологии статистического и спектрально-корреляционного анализа данных «КОСКАД 3D» свидетельствуют о высокой эффективности функционального наполнения компьютерной технологии и надежности получаемых с ее помощью результатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блейк П. Д. Теория потенциала в гравитации и магнитном приложении. Издательство Кембриджского университета. 1996. 441 с.
2. Керимов И.А., Петров А.В., Абубакарова Э.А. Применение программного комплекса «КОСКАД 3D» для анализа потенциальных полей Терско-Каспийского прогиба // Известия Дагестанского государственного педагогического университета. Естественные и точные науки. 2018. Т. 12. № 3. С. 88—96. <https://doi.org/10.31161/1995-0675-2018-12-3-88-96>
3. Министерство природных ресурсов и экологии. Циркуляр № 05/2011 / ТТ-ВТНМТ от 29 января 2011 года. В кн.: Создание технического регламента для метода гравитации на земле. Ханой, 2011. 150 с. (на вьетнамском)
4. Мудрецова Е.А. Гравиразведка. Справочник геофизика. М.: Недра, 1981. 396 с.
5. Нгуен Ч.Л. и др. Измерение полета по гамма-спектру в масштабе 1:50 000 и измерение гравитационного поля в масштабе 1:100 000 в Центральном Вьетнаме. Федерация физики и геологии. Главное управление геологии и минералов Вьетнама, 2000. 250 с. (на вьетнамском)
6. Нгуен Х.С. и др. Проект проекции измерения магнитно-гамма-спектра в масштабе 1:50 000 и измерения силы тяжести в масштабе 1:100 000 в районе Кон-Тум. Федерация геофизики. Главное управление геологии и минералов Вьетнама, 2000. 150 с. (на вьетнамском)
7. Нгуен М.К. и др. Кембрийский внутриокеанский дуговой трондхемит и тоналит в зоне Шва Там-Ки-Фуок, Центральный Вьетнам: последствия для раннепалеозойской сборки блока Индокитая // Gondwana Research 2019. № 70. С. 151—170.
8. Никитин Д.С., Горских П.П., Хуторской М.Д., Иванов Д.А. Анализ и численное моделирование потенциальных полей на северо-востоке Баренцева моря // Науки о Земле. 2017. № 1(30). С. 6—15.
9. Никитин Д.С., Иванов Д.А. Комплексное структурно-тектоническое районирование северо-восточной части Баренцевоморского шельфа // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 4. Ч. 2. С. 404—412.
10. Никитин А.А., Петров А.В. Теоретические основы обработки геофизической информации. Учебное пособие. М., 2017. 127 с.
11. Петров А.В., Юдин Д.Б., Соели Хоу. Обработка и интерпретация геофизических данных методами вероятностно-статистического подхода с использованием компьютерной технологии «КОСКАД 3D» // Вестник Краунц. Науки о Земле. 2010. № 2. С. 126—132.
12. Hai Thanh Tran, et al. The Tam Ky-Phuoc Son shear zone in central Vietnam: Tectonic and metallogenic implications // Gondwana Research. 2014. No 26. P. 144—164.
13. <https://baotainguyenmoitruong.vn/danh-gia-tiem-nang-khoang-san-vung-trung-trung-bo-292381.html>
14. https://topex.ucsd.edu/cgi-bin/get_data.cgi
15. <http://www.coscad3d.ru/index.php>

REFERENCES

1. Blakely R.J. Potential theory in gravity and magnetic application. Cambridge University Press, 1996. 441 p.
2. Kerimov I.A., Petrov A.V., Abubakarova E.A. The Use of Software Complex "Koskad 3D" to Analyze Potential Fields of Terek-Caspian Arch. Dagestan State Pedagogical University. Journal. Natural and Exact Sciences. 2018. Vol. 12. No. 3. P. 88—96. <https://doi.org/10.31161/1995-0675-2018-12-3-88-96> (In Russian).
3. Ministry of Natural Resources and Environment, No 05/2011 / TT-BTNMT dated January 29, 2011. For: Technical regulation on ground gravity exploration method. Hanoi, 2011. 150 p. (In Vietnam).
4. Mudretsova E.A. Gravity prospecting. Geophysicist. Moscow: Nedra, 1981. 396 p. (In Russian).
5. Nguyen Truong Luu, et al. Scheme of the flight measuring gamma spectrum scale of 1:50 000 and gravity measurement scale of 1:100 000 in central Vietnam. Federation of Geophysics, General Department of Geology and Minerals of Vietnam, 2000. 250 p. (In Vietnam).
6. Nguyen Xuan Son, et al. Scheme of the flight measuring magnetic — gamma spectrum scale of 1:50 000 and gravity measurement scale of 1:100 000 in Kon Tum area. Federation of Geophysics, General Department of Geology and Minerals of Vietnam, 2000. 150 p. (In Vietnam).
7. Quyen Minh Nguyen, et al. Cambrian intra-oceanic arc trondhjemite and tonalite in the Tam Ky — Phuoc Son Suture zone, central Vietnam: Implications for the early Paleozoic assembly of the Indochina block // Gondwana Research. 2019. No 70. P. 151—170.
8. Nikitin D.S., Gorsikh P.P., Khutorskoy M.D., Ivanov D.A. Analysis and numerical modeling of potential fields in the North-East of the Barents Sea // Earth Sciences. 2017. No 1(30). P. 6—15 (In Russian).
9. Nikitin. D.S., Ivanov D.A. Complex structural and tectonic zoning of the North-Eastern part of the Barents Sea shelf // Georesursy, 2018. T. 20. No 4. Part 2, 2018. P. 404—412 (In Russian).
10. Nikitin A.A., Petrov A.V. Theoretical foundations of geophysical information processing. Tutorial. Moscow, 2017. 127 p. (In Russian).
11. Petrov A.V., Yudin D.B., Soeli Hou. Processing and interpretation of geophysical data by methods of a probabilistic-statistical approach using computer technology "COSCAD-3D"// Bulletin Kraunts. Earth sciences. 2010. No 2. P. 126—132 (In Russian).
12. Hai Thanh Tran, et al. The Tam Ky-Phuoc Son shear zone in central Vietnam: Tectonic and metallogenic implications // Gondwana Research. 2014. No 26. P. 144—164.
13. <https://baotainguyenmoitruong.vn/danh-gia-tiem-nang-khoang-san-vung-trung-trung-bo-292381.html>
14. https://topex.ucsd.edu/cgi-bin/get_data.cgi
15. <http://www.coscad3d.ru/index.php>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Фан Т.Х. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Петров А.В. — внес основной вклад в разработку концепции статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

До М.Ф. — присоединился к подготовке текста и графических материалов статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лай М. Зяу — присоединился к подготовке текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Нгуен Ч.Л. — присоединился к подготовке текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Phan Thi Hong — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Alexey V. Petrov — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Do Minh Phuong — joined the preparation of the text and graphic materials of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Lai Man Zau — joined the preparation of the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Nguyen Truong Luu — joined the preparation of the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фан Тхи Хонг* — аспирантка факультета геологии и геофизики нефти и газа ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»; исследователь Ханойского горно-геологического университета Вьетнама.

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия;
18, Фо Виен, Дыктханг, Бактылем, г. Ханой, Вьетнам

e-mail: phanthihong@humg.edu.vn

тел.: +7 (903) 719-77-60

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1870-3620>

Phan Thi Hong* — PhD Student, Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University. Researcher of Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
18 Vien str., Duc Thang ward, Bac Tu Liem district, Hanoi, Vietnam

e-mail: phanthihong@humg.edu.vn

tel.: +7 (903) 719-77-60

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1870-3620>

Петров Алексей Владимирович — доктор физико-математических наук, профессор факультета геологии и геофизики нефти и газа ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: petrovstud@mail.ru

тел.: +7 (916) 604-55-01

SPIN-код: 6200-2084

Alexey V. Petrov — Dr. of Sci. (Phys. and Math.), Prof., Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: petrovstud@mail.ru

tel.: +7 (916) 604-55-01

SPIN-code: 6200-2084

До Минь Фыонг — аспирант геологоразведочного факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»; исследователь, глава Геофизической федерации Главного управления геологии и полезных ископаемых Вьетнама.

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия;

1, Чиентханг, Ванкуан, Хадонг, г. Ханой, Вьетнам

e-mail: dominhphuong.dkt@gmail.com

тел.: +7 (905) 727-96-78

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8818-8815>

Do Minh Phuong — Postgraduate Student, Geological Exploration Faculty, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University. Researcher of General Department of Geology and Minerals of Vietnam.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia;

1, Chien Thang str., Van Quan, Ha Dong, Hanoi, Vietnam

e-mail: dominhphuong.dkt@gmail.com

tel.: +7 (905) 727-96-78

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8818-8815>

Лай Мань Зяу — доктор геофизических наук, глава Геофизической федерации Главного управления геологии и полезных ископаемых Вьетнама.

1, Чиентханг, Ванкуан, Хадонг, г. Ханой, Вьетнам

e-mail: giau.laimanh@gmail.com

Lai Manh Giau — Dr. of Sci. (Geoph.), Head of the Federation of the Geophysical Federation, General Directorate of Geology and Minerals of Vietnam.

1, Chien Thang str., Van Quan, Ha Dong, Hanoi, Vietnam

e-mail: giau.laimanh@gmail.com

Нгуен Чыонг Луу — доктор геофизических наук, заместитель главы Геофизической федерации Главного управления геологии Вьетнама.

1, Чиентханг, Ванкуан, Хадонг, г. Ханой, Вьетнам

e-mail: ntluudvl23@gmail.com

Nguyen Truong Luu — Dr. of Sci. (Geoph.), Deputy of the Federation of the Geophysical Federation, General Directorate of Geology of Vietnam.

1, Chien Thang str., Van Quan, Ha Dong, Hanoi, Vietnam

e-mail: ntluudvl23@gmail.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА КОРРЕКЦИИ ДАННЫХ ГИС ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ ДОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Л. ШУСТЕР¹, О.В. ТЮКАВКИНА^{2*}, И.С. ПЕРМЯКОВА³, И.Л. КАПИТОНОВА⁴

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук
3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

² ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

³ ООО «СЖЖ Восток»
31б, ул. Шаболовка, г. Москва 115162, Россия

⁴ ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов»
6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. На современном этапе освоения месторождений нефти и газа, находящихся на стадии доразведки, решающая роль отводится применению информационных технологий и цифрового моделирования всех технологических процессов и интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Построение достоверных моделей объекта эксплуатации снижает риск инвестиций, а использование программного обеспечения и лучших мировых практик в области информационных систем позволяет не только снизить риск инвестиций, используемых для планирования геолого-разведочных работ (ГРП), но и оптимизировать планирование и проектирование всего процесса разработки месторождения.

Цель — оптимизация процесса селекции многообъемных, многопараметровых данных ГИС при моделировании сложнопостроенной нефтяной залежи на этапе доразведки месторождения, группировка скважинных данных по качеству, полноте и равномерности их распределения по площади исследуемого участка, выявление возникающих неточностей (ошибок и погрешностей) в промысловых данных (регистрация сигналов в зондах, погрешности в измерениях инклинометрии, скважинных отбивках и др.).

Материалы и методы. В работе авторы приводят примеры интерпретации ГИС для сложнопостроенной залежи и варианты распределения коллектора для построенного куба литологии (2D, 3D) на основе данных, полученных при разбуривании из одного пилотного ствола — горизонтальной скважины, бокового ствола и наклонно-направленной скважины. Установлено, что при распределении коллектора и моделировании куба литологии сложнопостроенного объекта разработки для скважин, расположенных близко друг к другу, полученные данные могут существенно отличаться. По полученным результатам при построении 2D- и 3D-моделей разными специалистами выявлены расхождения в интерпретации и межскважинной корреляции разрезов скважин.

Результаты. Установлены локальные зоны резкого перепада структуры — сгущение экстремумов вокруг некоторых скважин. Наличие таких аномалий показало, что в скважинном фонде присутствуют такие скважины, в которых довольно сильно отличаются значения стратиграфических отметок глубин для близко расположенных друг к другу скважин. Применен геостатистический алгоритм для коррекции скважинных данных по методу «скользящего окна», что стало решением для наиболее точного установления значений глубин объекта эксплуатации.

Заключение. Приведен анализ использования многопараметровых геофизических данных с использованием геостатистического алгоритма коррекции скважинных данных, проанализировано современное состояние моделирования процессов разведки и разработки нефтяных месторождений со сложным геологическим строением.

Ключевые слова: геостатистический алгоритм, моделирование, интерпретация данных, корреляция, сетка бурения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Пермякова И.С., Капитонова И.Л. Применение геостатистического алгоритма коррекции данных ГИС при моделировании сложнопостроенных залежей углеводородов на этапе доразведки месторождения. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(5):91—99. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-91-99>

Статья поступила в редакцию 15.09.2020

Принята к публикации 09.12.2020

Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

APPLICATION OF A GEOSTATISTICAL ALGORITHM FOR CORRECTING WELL LOGGING DATA WHEN MODELLING COMPLEX HYDROCARBON DEPOSITS AT THE STAGE OF ADDITIONAL FIELD EXPLORATION

VLADIMIR L. SHUSTER¹, OL'GA V. TJUKAVKINA^{2*}, IRINA S. PERMYAKOVA³, IRINA L. KAPITONOVA⁴

¹ Oil and Gas Research Institute RAS
3, Gubkina str., Moscow 119333, Russia

² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

³ SZhZh Vostok
31B, Shabolovka str., Moscow 115162, Russia

⁴ Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University)
6, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russia

ABSTRACT

Background. Additional exploration of oil and gas reserves requires the application of information technologies for modelling all technological processes and interpreting the results of geophysical well logging. Reliable models of the object under exploration and the use of best practices in the field of information systems reduce investment risks associated with planning exploration works, at the same time as optimizing the planning and design of the entire process of field development. **Aim.** Optimization of the selection process of multivolume, multiparameter logging data when modelling a complex oil reservoir at the stage of additional field exploration, grouping well data by quality, completeness and uniformity of their distribution over the study area, as well as identifying inaccuracies (errors) in the field data (registration of signals in probes, errors in measurements of directional survey, borehole picks, etc.).

Materials and methods. Examples of well logging interpretation for a complex reservoir are given, along with its distribution options for a constructed lithology cube (2D, 3D) based on the data obtained during drilling from one pilot borehole – a horizontal well, a sidetrack and a directional well. It was established that the data obtained when distributing the reservoir and modelling the lithology cube of a complex development target can be significantly different for wells located close to each other. The results obtained when constructing 2D and 3D models by different specialists revealed discrepancies in the interpretation and cross-well correlation of well sections.

Results. Local zones with a sharp change in the structure were established, in particular, the concentration of extrema around some wells. The presence of such anomalies points to the presence

of wells, for which the values of stratigraphic depth marks for wells located close to each other are quite different. A geostatistical algorithm was applied to correct the well data using the “sliding window” method, which became a solution for the most accurate determination of the depths of the object under exploration.

Conclusions. The possibility of using a geostatistical algorithm for correcting well data based on multiparameter geophysical data was assessed; the current state of modelling the processes of exploration and development of oil fields with a complex geological structure was analysed.

Keywords: geostatistical algorithm, modelling, data interpretation, correlation, drilling grid

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Shuster V.L., Tjukavkina O.V., Permyakova I.S., Kapitonova I.L. Application of a geostatistical algorithm for correcting well logging data when modelling complex hydrocarbon deposits at the stage of additional field exploration. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):91—99. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-91-99>

Manuscript received 15 September 2020

Accepted 09 December 2020

Published 30 August 2021

* Corresponding author

Сегодня промышленное освоение новых месторождений и эксплуатация месторождений, находящихся на поздней стадии разработки и характеризующихся применением методов повышения нефтеотдачи и стимулирования работы скважин, должно сопровождаться максимальной достоверностью геолого-гидродинамических и других моделей и имеет главную цель — достоверность оценки запасов и ресурсов [4, 5, 9]. Достоверные модели снижают риск инвестиций, а использование программного обеспечения и лучших мировых практик в области информационных систем позволяет не только снизить риск инвестиций, который в конечном счете обратно пропорционален достоверности моделей, используемых для планирования геолого-разведочных работ (ГРП), но и оптимизировать планирование и проектирование всего процесса разработки [13, 14].

На этапе доразведки, как правило, имеется плотно разбуренная сетка скважин и часто возникают проблемы комплексирования данных сейсморазведки, ГИС, промысловых и лабораторных данных. В связи с этим использование всей имеющейся информации может привести к ложному искажению как структурного плана, так и геологического моделирования (3D) петрофизических свойств. Набор исходных данных за счет некачественных измерений, выполненных в скважинах, может иметь существенные внутренние противоречия, характерные для мест повышенной

плотности бурения, как правило, для наиболее продуктивной части залежей.

Рассмотрим некоторые аспекты применения геостатистического алгоритма коррекции скважинных данных, включающего модельные построения и формирование структурного каркаса, основанных на комплексной интерпретации данных: сейсморазведки МОГТ ЗД, ГИС и бурения [3, 7, 8, 12].

В настоящее время большинством нефтяных компаний накоплен огромный опыт оптимизации процесса разработки месторождений на разных стадиях его жизни при постоянном увеличении количества скважинной информации, и если на раннем этапе разработки всегда сказывается недостаточность изученности месторождения, то по мере разбуривания залежей в какой-то момент наступает «переизбыток скважинной информации», а стало быть, и увеличивается количество использования вариантов моделирования в точках пластопересечений, возникающих, например, в районах близко расположенных относительно друг друга наклонно-направленных скважин, горизонтальных скважин с пилотным стволом или при бурении боковых стволов (кустовое бурение).

Цель исследований заключалась в оптимизации процесса селекции многообъемных, многопараметровых данных ГИС, при моделировании сложнопостроенной нефтяной залежи на этапе доразведки месторождения. Особое внимание уделялось качеству скважинных данных, их полноте

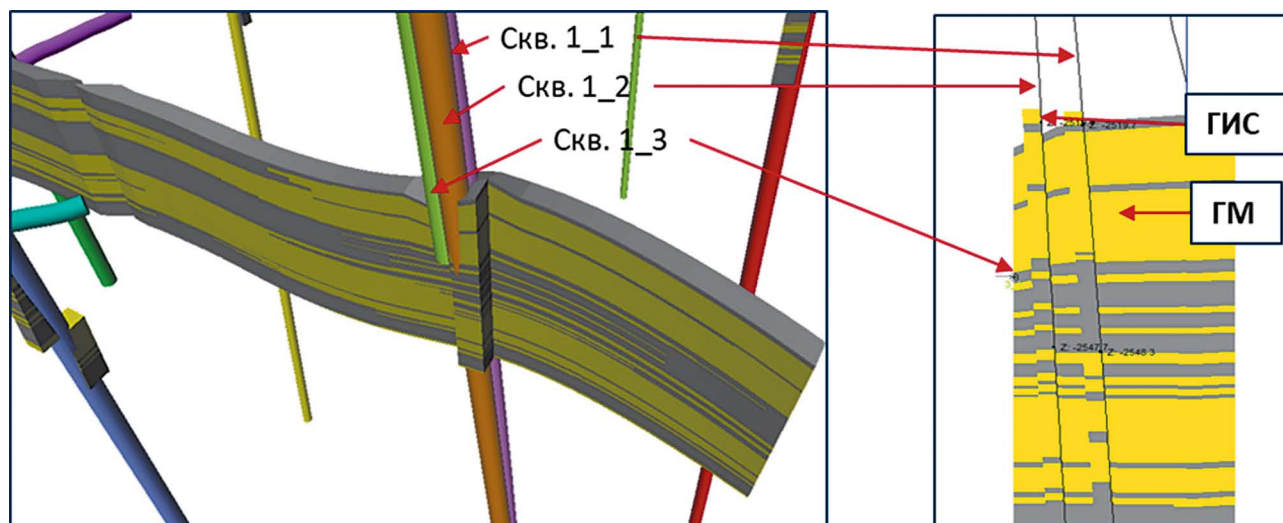


Рис. 1. Интерпретация ГИС и распределение коллектора по кубу литологии 3D и 2D. Условные обозначения: варианты интерпретации для скв. 1, соответственно: скв. 1_1 (вариант интерпретации 1), скв. 1_2 (вариант интерпретации 2), скв. 1_3 (вариант интерпретации 3) с учетом полученных ГИС для одной горизонтальной скважины, бокового ствола и наклонно-направленной скважины; ГМ — геологическая модель (для вариантов 1, 2, 3)

Fig. 1. Interpretation of well logs (GIS) and reservoir distribution over the 3D and 2D lithology cube. Legend: interpretation options for well 1, respectively: well 1_1 (interpretation option 1), well 1_2 (interpretation option 2), well 1_3 (interpretation option 3), taking into account the obtained logging data for one horizontal well, a sidetrack and a directional well; GM — geological model (for options 1, 2, 3)

и равномерности распределения по площади исследуемого участка, выявлению возникающих неточностей (ошибок и погрешностей) в промысловых данных, например при регистрации сигналов в зондах, измерениях инклинометрии, скважинных отбивках и др., которые значительно искажают реальную картину.

Как уже отмечалось в работе авторов [10], геостатистический алгоритм основан на выборе оптимального количества скважинной информации для моделирования и основным его преимуществом является использование дополнительной фильтрации скважинных данных т.е. дополнительная возможность выявить наличие ошибок в промысловой информации и, соответственно, обеспечить получение статистически выверенной модели продуктивных объектов с согласованным комплексом сейсмической и скважинной информации, что в результате позволит повысить достоверность и точность оценки ресурсной базы исследуемого резервуара, что также было отмечено в работах [1, 2, 6].

Рассмотрим пример интерпретации ГИС для сложнопостроенной залежи и варианты распределения коллектора согласно ранее построенному кубу литологии (2D, 3D). На рисунках 1 и 2 приведен пример скважин, в которых

из одного пилотного ствола забурены одна горизонтальная скважина, боковой ствол и наклонно-направленная скважина. Можно отметить, что распределение коллектора и, соответственно, моделирование сложнопостроенного объекта для скважин, расположенных близко друг к другу, отличаются. По полученным результатам и построениям 2D- и 3D-моделей разными специалистами хорошо заметно расхождение в интерпретации и межскважинной корреляции при построении куба литологии.

Следовательно, имея плотную и неравномерную сетку бурения и используя всю информацию данных ГИС, не всегда возможно наиболее точно построить модель и существует риск объединить сложнопостроенный объект, состоящий из маломощных пропластков, в один хорошо выдержанный пласт. И в то же время можно выделить маломощные пропластки, которые реально не существуют. Для принятия оптимально правильного решения необходимо полученные результаты ГИС статистически обрабатывать, а при построении структурных карт, позволяющих наглядно увидеть точки экстремумов, целесообразно применять метод «скользящего окна» [10]. На рисунке 3 представлен пример выполненных структурных построений в условиях плотной неравномерной сетки бурения

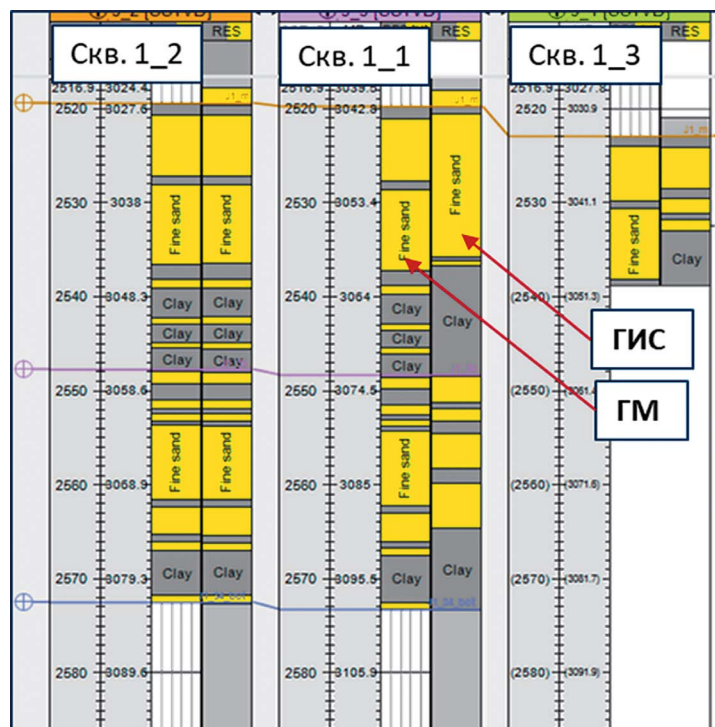


Рис. 2. Распределение коллектора по результатам интерпретации данных ГИС по кубу литологии в модели после испытания скважины. Условные обозначения см. на рис. 1

Fig. 2. Reservoir distribution based on the results of well logging data interpretation by the lithology cube in model after well testing. See the legend in Fig. 1

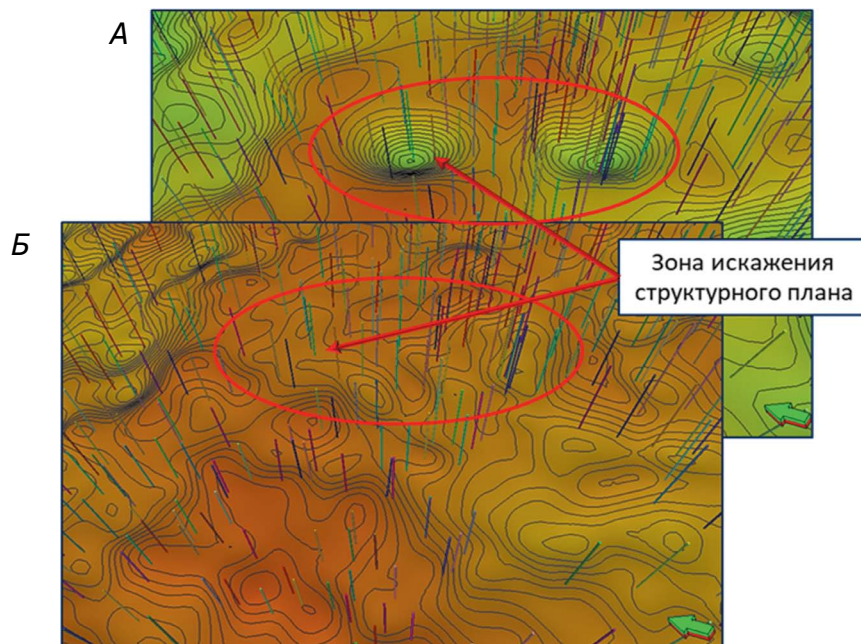


Рис. 3. Комплексирование структурной и скважинной информации по средствам применения геостатистического алгоритма. А — структурная карта, построенная с учетом полного списка скважин, Б — структурная карта, построенная с учетом опорных скважин

Fig. 3. Integration of structural and borehole information by means of applying the geostatistical algorithm. А — structural map, constructed taking into account the complete list of wells, Б — structural map, constructed taking into account the reference wells

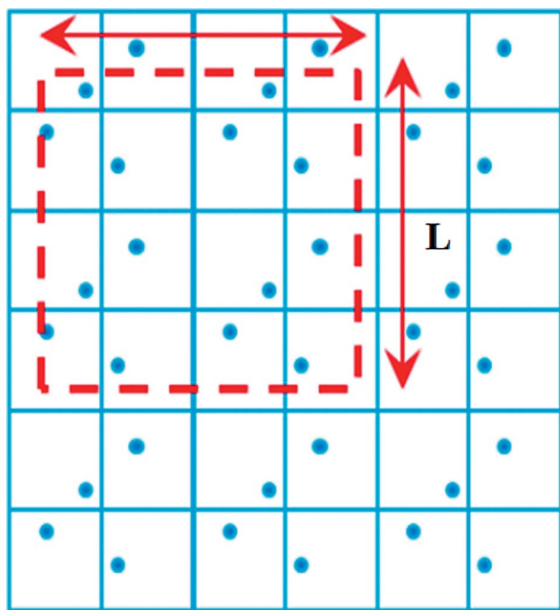


Рис. 4. Выбор размера «скользящего окна» с учетом веса сейсмической поверхности стратиграфических значений глубин (опорной сейсмической поверхности). L — размер скользящего окна. Методом подбора выбиралось два размера «скользящего окна»: $L = 500$ и $L = 200$ м

Fig. 4. Selection of the size of the “sliding window” taking into account the weight of the seismic surface of the stratigraphic depth values (reference seismic surface). L is the size of the sliding window. The selection method was used to select two sizes of the “sliding window”: $L = 500$ and $L = 200$ m

и использования всей доступной информации на этапе доразведки.

В исследуемом участке наблюдаются локальные зоны резкого перепада структуры, т.е. сгущение экстремумов вокруг некоторых скважин. Наличие таких аномалий показывает, что в скважинном фонде присутствуют такие скважины, в которых довольно сильно отличаются значения стратиграфических отметок глубин для близко расположенных друг к другу скважин. На рисунке 3А изображена поверхность, построенная с использованием отметок глубин всего фонда скважин, на рисунке 3Б построения выполнены после применения геостатистического алгоритма и коррекции скважинных данных по методу «скользящего окна» (использованы параметры скважин после их испытания), который подробно представлен в работе [10] (рис. 4).

На данном примере отчетливо видно, что, применяя метод «скользящего окна» и используя выборку скважин для построения модели, можно достаточно эффективно устранить ложные

изменения структурного плана (рис. 3А), оптимально точно выделить зоны распределения коллектора (рис. 2) и, как следствие, значительно снизить и исключить возможность систематических ошибок при моделировании куба литологии.

Размер окна может варьироваться в зависимости от поставленной задачи и плотности бурения скважин (при данных построениях нами был определен оптимальный вариант для сложнопостроенной залежи: 200×200 , $L = 200$ м). В пределах «скользящего окна» были определены координаты входа и выхода скважин в продуктивный пласт, проанализированы полученные значения отклонения от вертикали и выбрано оптимальное количество скважин, имеющих наименьшее искривление ствола в пределах окна L, оставшиеся скважины были исключены из процесса моделирования.

При интерпретации данных ГИС геологи и петрофизики пользуются разными подходами в определении положения стратиграфических отметок глубин продуктивных пластов, поэтому доразведка является самым сложным этапом для интерпретации полученных данных. Разработка месторождения, которое живет уже десятки лет, а при проведении исследований сменился не один коллектив специалистов, может характеризоваться потерей контроля и понимания того, как обосновывались те или иные варианты установления стратиграфических отметок для сложнопостроенных, неантиклинальных залежей, характеризующихся особой сложностью картопостроений зон выклинивания и замещения таких коллекторов как по вертикали, так и по простиранию.

По результатам исследований можно отметить, что геостатистический алгоритм — это своеобразная «фильтрация» скважинной информации, основанная на формировании матрицы из скважинных данных с наиболее точными результатами ГИС. Например, когда при построении структурной карты с учетом опорных скважин в исходном списке данных использовались параметры ГИС всего фонда, за исключением скважин, не имеющих замеренной инклинометрии, получилась модель, представленная на рисунке 3Б. Следовательно, формируя единый список скважин, который будет использоваться для дальнейших построений по всем пластам, целесообразно данные объединить в таблицу, где в зависимости от координат изучаемого объекта площадь работ будет «разбита» на окна определенного размера [10], метод «скользящего окна». Результаты проведенной процедуры геостатистического

алгоритма интерпретации данных ГИС позволили построить модель, которая может быть использована при дальнейшем детальном 3D-моделировании, в том числе и гидродинамическом, а также использоваться при подсчете запасов углеводородов, что снижает риск недостоверной оценки ресурса.

Предложенный алгоритм построения структурных карт без ложных искажений и получение наиболее достоверной картины распределения коллектора в продуктивном объекте дает возможность принимать во внимание

принципиально новые подходы к созданию геологических и геолого-гидродинамических моделей согласно рекомендациям Регламента [11]. Алгоритм позволяет решать поставленные задачи по выбору наиболее достоверного варианта, что позволит минимизировать риск инвестиций в разработку сложнопостроенных объектов [12, 14]. Также следует сказать о необходимости особого внимания к вопросам возможности пополнения залежей углеводородов из более глубоких горизонтов в пределах гигантских и супергигантских месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. Тюмень, 2011. 184 с.
2. Билибин С.И., Юканова Е.А., Перепечкин М.В. Построение трехмерной геологической модели Самотлорского месторождения // Сб. «Каротажник». Тверь, 2004. Вып. 116—117. С. 121—132.
3. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. М.: Наука, 2010. 329 с.
4. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, SEG, 2002. 296 с.
5. Закревский К.Е., Аксарин В.А., Анохина М.С. и др. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта AB_1 ($AB_1^{1+2}+AB_1^3$) Самотлорского месторождения). Под ред. Закревского К.Е. Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.
6. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М.: ООО «ИПЦ «Маска»», 2008. 272 с.
7. Ковалевский Е. Геологическое моделирование на основе геостатистики. Курс лекций EAGE. 2011—2012. 122 с. Электронный ресурс <http://eage.ru/ru/courses/detail.php?id=87> (дата обращения: 01.10.2020).
8. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. Тверь, 2000. 479 с.
9. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1984. 55 с.
10. Пермякова И.С., Тюкавкина О.В. Геостатистический алгоритм коррекции скважинных данных в структурных построениях // Геофизика. 2019. № 2. С. 23—29.
11. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-0-047-00. М., 2000. 129 с.
12. Тюкавкина О.В. Изучение геологических и геофизических параметров коллектора для построения модели // Отечественная геология. 2013. № 1. С. 19—23.
13. Тюкавкина О.В. Построение геолого-технологических моделей для оптимизации выбора метода разработки сложнопостроенных коллекторов // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2015. № 4. С. 16—25.
14. Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Вересович А.А. Геологоразведочные работы по выявлению и картированию сложнопостроенных, неантиклинальных ловушек месторождений Западной Сибири // Технологии нефти и газа. Научно-технологический журнал. 2019. № 5 (124). С. 37—41.

REFERENCES

1. Badyanov V.A. Methods of computer modeling in problems of oilfield geology. Tyumen, 2011. 184 p.
2. Bilibin S.I., Yukanova E.A., Perepechkin M.V. Construction of a three-dimensional geological model of the Samotlor field // Coll. "Karotazhnik". Tver', 2004. Issue 116—117. P. 121—132.
3. Demyanov V.V., Savelyeva E.A. Geostatistics: theory and practice. Moscow: "Science", 2010. 329 p.
4. Dubrul O. Using geostatistics to include seismic data in a geological model. EAGE, SEG. 2002. 296 p.
5. Zakrevsky K.E., Aksarin V.A., Anokhina M.S. and others. Geological modeling of coastal-marine sediments (on the example of the formation AB_1 ($AB_1^{1+2}+AB_1^3$) of the Samotlor field). Tyumen: Vector Book, 2017. 314 p.
6. Zakrevsky K.E., Maisyuk D.M., Syrtlanov V.R. Assessment of the quality of 3D models. Moscow: Mask, 2008. 272 p.
7. Kovalevsky E. Geological modeling based on geostatistics. EAGE Lecture Course. 2011—2012. 122 p.
8. Kozlov E.A. Models of the environment in exploration seismology // Tver', 2000. 479 p.
9. Kunin N.Ya., Kucheruk E.V. Seismostratigraphy in solving problems of prospecting and exploration of oil

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

- and gas fields. Moscow: Nauka, 1984. 55 p.
10. Permyakova I.S., Tyukavkina O.V. Geostatistical algorithm for correcting well data in structural constructions // *Geophysics*. 2019. No. 2. P. 23—29.
 11. Regulations for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. RD 153-39-0-047-00. Moscow, 2000. 129 p.
 12. Tyukavkina O.V. Study of geological and geophysical parameters of the reservoir for building a model // *Domestic Geology*. 2013. No. 1. P. 19—23.
 13. Tyukavkina O.V. Construction of geological and technological models to optimize the choice of the development method for complex reservoirs // *Scientific and technical journal: News of higher educational institutions. Mining Journal*. 2015. No. 4. P. 16—25.
 14. Shuster V.L., Tyukavkina O.V., Veresovich A.A. Geological exploration works to identify and map complex, non-anticlinal traps of deposits in Western Siberia // *Oil and Gas Technologies. Scientific and technological journal*. 2019. No. 5 (124). P. 37—41.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шустер В.Л. — разработка концепции статьи, анализ расхождения интерпретации ГИС и межскважинной корреляции разрезов скважин, выбор объекта для исследования.

Тюкавкина О.В. — интерпретация данных ГИС, построение структурных карт, кубов литологии и др. в Petrel, разработка геостатистического алгоритма, апробация метода «скользящего окна». Обработка исходных данных и выявление некачественных измерений (регистрация сигналов зондов, данных инклинометрии и др.). Статистическая обработка данных для установления оптимального количества скважин для корректной работы геостатистического алгоритма.

Пермякова И.С. — построение структурных карт, кубов литологии и др. в Petrel, разработка геостатистического алгоритма, апробация метода «скользящего окна». Подбор данных сейсморазведки для построения моделей и определения репера. Статистическая обработка данных для установления оптимального количества скважин для корректной работы геостатистического алгоритма.

Капитонова И.Л. — селекция скважин и составление выборки данных для исследований.

Vladimir L. Shuster — development of the article concept, analysis of the discrepancy between the interpretation of well logging (GIS) and cross-well correlation of well sections, the choice of an object for research.

Ol'ga V. Tyukavkina — interpretation of GIS data, construction of structural maps, lithology cubes, etc. in Petrel was carried out, Tyukavkina O.V. participated in the development of a geostatistical algorithm, tested the “sliding window” method. Processing of initial data and identification of low-quality measurements (registration of probe signals, directional survey data, etc.). Statistical data processing to determine the optimal number of wells for the correct operation of the geostatistical algorithm.

Irina S. Permyakova — performed the construction of structural maps, lithology cubes, etc. in Petrel, participated in the development of a geostatistical algorithm, tested the “sliding window” method. Selection of seismic data for building models and determining the benchmark. Statistical data processing to determine the optimal number of wells for the correct operation of the geostatistical algorithm.

Irina L. Kapitonova — performed selection of wells and compiled samples of data for research.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шустер Владимир Львович — доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук.

3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

e-mail: tshuster@mail.ru

SPIN-код: 6887-7740

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6809-0135>

Vladimir L. Shuster — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS.

3, Gubkina str., Moscow 119333, Russia

e-mail: tshuster@mail.ru

SPIN-code: 6887-7740

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6809-0135>

Тюкавкина Ольга Валерьевна* — старший научный сотрудник НИЛ «Моделирование углеводородных систем» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

e-mail: tov.sing@mail.ru

SPIN-код: 7884-6870

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1607-531X>

Пермякова Ирина Сергеевна — резервуарный инженер ООО «СЖЖ Восток».

316, ул. Шаболовка, г. Москва 115162, Россия

e-mail: irina.permyakova@cgg.com

SPIN-код: 3509-6221

Капитонова Ирина Леонидовна — старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов».

6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия

e-mail: kapitonova-il@rudn.ru

SPIN-код: 8566-2178

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9707-1240>

Ol'ga V. Tjukavkina* — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher, Research Laboratory "Modeling of Hydrocarbon Systems", Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: tov.sing@mail.ru

SPIN-code: 7884-6870

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1607-531X>

Irina S. Permyakova — Reservoir Engineer "SZhZh Vostok".

31B, Shabolovka str., Moscow 115162, Russia

e-mail: irina.permyakova@cgg.com

SPIN-code: 3509-6221

Irina L. Kapitonova — Senior lecturer of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University).

6, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russia

e-mail: kapitonova-il@rudn.ru

SPIN-code: 8566-2178

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9707-1240>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

К 90-ЛЕТИЮ МИХАИЛА ВЛАДИМИРОВИЧА ШУМИЛИНА

Михаил Владимирович Шумилин сочетает в себе уникальные качества геолога, ученого, организатора науки и производства, педагога и наставника. Он был одним из первых геологов Советского Союза, которые стояли на переднем крае создания минерально-сырьевой базы для ядерной отрасли. Геологи-уранщики в пятидесятые годы начинали практически с нуля, а в конце восьмидесятых вывели нашу страну на первое место по запасам, добыче и производству урана. В это время М.В. Шумилину было доверено возглавить геологическую службу Первого главка Министерства геологии СССР, и он успешно руководил геолого-разведочными работами по поискам, оценке и разведке урановых месторождений в недрах нашей страны и способствовал тому, что в районах выявленных месторождений строились города для геологов и горняков не только в России, но и на Украине, в Казахстане, Узбекистане. В том, что Казахстан занимает первое место в мире по запасам и добыче урана на гидрогенных месторождениях с применением способа скважинного подземного выщелачивания, имеется, безусловно, заслуга М.В. Шумилина.

Становление урановой научной школы в МГРИ также связано с практической и научной деятельностью профессора М.В. Шумилина, возглавившего с 1989 г. кафедру методики поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Обладая артистическим даром, он блистательно читал лекции для студентов-геологов, являлся руководителем дипломных проектов и диссертаций. В МГРИ раскрылся его педагогический талант. Многие его ученики и ныне являются руководителями геологических организаций и геологических

институтов и также посвятили свой труд урановой геологии.

Вернувшись к практической и научной деятельности в урановой геологоразведке, М.В. Шумилин не утратил связи с МГРИ и длительное время в составе государственной экзаменационной комиссии по специальности «геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых» оценивал качество геологического образования и уровня подготовки горных инженеров.

Как крупнейший теоретик и практик в области методики разведки и подсчета запасов месторождений полезных ископаемых, эксперт России по недропользованию М.В. Шумилин подготовил и опубликовал 12 книг по геологии урана, в том числе «Зарубежные месторождения урана», «Справочник по поискам и разведке месторождений урана», «Бизнес в недропользовании: уран, редкие металлы, золото», «Уран российских недр», «Уран: геология, добыча, экономика», «Историческая металлогения урана» и другие.

Признанный авторитет М.В. Шумилина подтвержден почетными званиями и наградами. Он лауреат Государственной премии СССР, заслуженный геолог Российской Федерации, профессор, доктор геолого-минералогических наук, почетный академик РАН, орденноносец, обладатель государственных и ведомственных наград.

Главное качество М.В. Шумилина — его человечность: он прекрасный собеседник, рассказчик, писатель. Его мемуары, изданные в этом году, вызвали огромный интерес у профессионального сообщества. Михаил Владимирович — не только прекрасный знаток природы, но и имеет огромный талант петь и танцевать так, что молодые завидуют.

Уважаемый Михаил Владимирович, мы ждем от Вас новых книг, новых научных гипотез и, конечно, радости человеческого общения.

Желаем Вам долголетия, здоровья, семейного благополучия и новых творческих достижений.

Преподаватели, студенты, сотрудники МГРИ,
геологи-уранщики, ученики и соратники

