

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

2022

Том 64, № 4
Vol. 64, #4

PROCEEDINGS OF HIGHER
EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY AND EXPLORATION

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

4

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 64, № 4
2022

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 (MGRU)

PROCEEDINGS OF HIGHER EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY
AND
EXPLORATION
Scientific methodological journal

Vol. 64, No. 4
2022

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

Керимов Вагиф Юнус оглы, заслуженный геолог Российской Федерации, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный геолого-разведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Заместители главного редактора

Кузнецов Николай Борисович, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, Геологический институт Российской академии наук, г. Москва, Россия

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

Члены редакционной коллегии

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

Дроздов Дмитрий Степанович, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН, г. Тюмень, Россия

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

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

Леонов Михаил Георгиевич, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Геологический институт РАН, г. Москва, 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, заслуженный геолог Российской Федерации, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Акционерная компания АЛРОСА (ПАО), Республика Саха (Якутия), г. Мирный, Россия

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

Серов Сергей Геннадьевич, ответственный секретарь, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Иностранные члены редакционной коллегии

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

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

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

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

GEOLOGY AND EXPLORATION

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 Евле, г. Евле, Швеция

Эппельбаум Лев Виленович, Dr. of Sci. (Geophys.), профессор кафедры геофизики, Тель-Авивский университет, г. Тель-Авив, Израиль

Редакционный совет

Председатель редакционного совета

Панов Юрий Петрович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, исполняющий обязанности ректора, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Члены редакционного совета

Гусев Павел Николаевич, главный редактор, газета «Московский комсомолец», г. Москва, Россия (по согласованию)

Игнатов Пётр Алексеевич, доктор геолого-минералогических 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 (по согласованию)

Мустаев Рустам Наильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, проректор по научной работе, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Назарова Зинаида Михайловна, заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, доктор экономических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Трубецкой Климент Николаевич, академик РАН, доктор технических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В. Мельникова Российской академии наук, 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	100 экз.
Дата выхода в свет	14.11.2022
Типография	Отпечатано в ООО «Издательство «Триада»: 9, оф. 514, Чайковского пр., г. Тверь 170034, Россия
Копирайт	© Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2022
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

Vagif Y. Kerimov, Honored Geologist of the Russian Federation, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Deputy Editors-in-Chief

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

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

Editorial Board

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

Dmitry S. Drozdov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Researcher, Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

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

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

Mikhail G. Leonov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, 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, Honored Geologist of the Russian Federation, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., ALROSA Public Joint Stock Company, Mirny, Yakutia, Russia

Valeriy Yu. Fridovsky, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, 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

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

Foreign members of the Editorial Board

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

Ma Baosong, PhD, Prof., research supervisor of doctoral students, Sun YatSen University, Guangzhou, China

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

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

Gurban J. Yetirmishli, Corresponding 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

Ning Fulong, PhD, Prof., 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.), Prof., Department of Geophysics, Tel Aviv University, Tel-Aviv, Israel

Editorial Council

Chairman of the Editorial Council

Yuri P. Panov, Cand. of Sci. (Engineering), Senior Researcher, Acting Rector, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Members of the Editorial Council

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

Petr A. Ignatov, Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), 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

Rustam N. Mustaev, Cand. of Sci. (Geol.-Mineral.), Associate Professor, Vice-Rector for Scientific Work, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Zinaida M. Nazarova, Honored Worker of the Higher School of the Russian Federation, Dr. of Sci. (Economics), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 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, Academician N.V. Melnikov Institute of Problems of Integrated Development of Mineral Resources of the Russian Academy of Sciences, 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	100 copies
Publication date	14.11.2022
Printing House	"Triada" publishing house: 9, Tchaikovsky Ave, office 514, Tver 170034, 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

ХРОНИКА

8 ПАМЯТИ ЕВГЕНИЯ АЛЕКСАНДРОВИЧА КОЗЛОВСКОГО

«Я ЖИВУ, ПОКА РАБОТАЮ»

МИНЕРАЛОГИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ, ЛИТОЛОГИЯ

10 МИКРОБИАЛЬНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ — СОСТАВ, СТРУКТУРЫ, ТЕКСТУРЫ, МЕХАНИЗМЫ И ОБСТАНОВКИ ОБРАЗОВАНИЯ. ПРОЦЕССЫ И ОБСТАНОВКИ ОБРАЗОВАНИЯ МИКРОБИОЛИТОВ. СТАТЬЯ 2

В.Г. КУЗНЕЦОВ, Л.М. ЖУРАВЛЕВА

22 РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ МАГМАТИЧЕСКОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ И ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ КВАРЦЕВЫХ ДОЛЕРИТОВ ШТОКА г. КРЕМЕННАЯ (ГОРНЫЙ КРЫМ)

В.А. УТЕНКОВ, А.В. ТУРОВ

ГЕОЭКОЛОГИЯ

40 МЕХАНИЗМЫ И ВАРИАНТЫ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В НЕДРАХ

А.В. ОСИПОВ, Р.Н. МУСТАЕВ, А.С. МОНАКОВА, Л.И. БОНДАРЕВА, К.И. ДАНЦОВА

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

54 СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ БЕРИНГОВА МОРЯ

С.А. ГУРЯНОВ

64 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

У.С. СЕРИКОВА, П.А. РОМАНОВ

ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

81 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И КОНСТРУКЦИИ СЪЕМНОГО ОТКЛОНЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

В.В. НЕСКОРОМНЫХ, И.А. КОМАРОВСКИЙ, П.Г. ПЕТЕНЕВ

91 СНИЖЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ДОЛОТАМИ РДС

Б.А. ОВЕЗОВ, К.О. ЩЕРБАКОВА, Л.Р. КАЛЕНДАРОВА, П.А. РОМАНОВ, Д.А. КУЗНЕЦОВА

CHRONICS

- 8 IN THE MEMORY OF EVGENY ALEXANDROVICH KOZLOVSKY**
"I LIVE AS LONG AS I CAN WORK"

MINERALOGY, PETROGRAPHY, LITHOLOGY

- 10 MICROBIAL CARBONATE ROCKS: COMPOSITION, STRUCTURES, TEXTURES, MECHANISMS AND ENVIRONMENTS OF FORMATION. MICROBIOLITE FORMATION PROCESSES AND ENVIRONMENTS. ARTICLE 2**
VITALY G. KUZNETSOV, LILIYA M. ZHURAVLEVA
- 22 RECONSTRUCTING THE MAGMATIC CRYSTALLIZATION CONDITIONS AND ALTERATION PROCESSES OF QUARTZ DOLERITES OF THE KREMENNAYA MOUNTAIN STOCK (MOUNTAIN CRIMEA)**
VLADIMIR A. UTENKOV, ALEKSANDR V. TUROV

GEOECOLOGY

- 40 MECHANISMS AND OPTIONS OF THE UTILIZATION AND BURIAL OF CARBON DIOXIDE IN THE EARTH INTERIOR**
ALEXANDER V. OSIPOV, RUSTAM N. MUSTAEV, ALEXANDRA S. MONAKOVA, LIANA I. BONDAREVA, KRISTINA I. DANTSOVA

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- 54 STRUCTURAL AND TECTONIC CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE BERING SEA SEDIMENTARY BASIN**
SANAN A. GURYANOV
- 64 ASSESSMENT OF CONDITIONS FOR THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF TRAPS AND DEPOSITS IN THE CASPIAN REGION**
ULYANA S. SERIKOVA, PAVEL A. ROMANOV

GEOLOGICAL EXPLORATION TECHNIQUE

- 81 DEVELOPMENT OF A TECHNOLOGY AND DESIGN OF A REMOVABLE WHIPSTOCK ASSEMBLY FOR DRILLING EXPLORATION WELLS USING WIRELINE CORE BARRELS**
VYACHESLAV V. NESKOROMNYKH, IGOR A. KOMAROVSKY, PAVEL G. PETENEV
- 91 REDUCING CRITICAL EFFECTS OF TORSIONAL VIBRATIONS INDUCED BY PDC BITS DURING ROCK DESTRUCTION**
BATYR A. OVEZOV, KSENIA O. SHCHERBAKOVA, LEILI R. KALENDOROVA, PAVEL A. ROMANOV, DARIA A. KUZNETSOVA



ПАМЯТИ ЕВГЕНИЯ АЛЕКСАНДРОВИЧА КОЗЛОВСКОГО

«Я живу, пока работаю»

Эти слова Евгений Александрович повторял неоднократно на вопрос о состоянии здоровья. Действительно, он был неутомимым тружеником, даже в преклонном возрасте он продолжал трудиться на благо отечества и родного вуза. Последний раз МГРИ он посетил незадолго до своей кончины. Мы внимательно слушали его мудрые наставления, при этом в его рассуждениях о будущем университета была твердая уверенность, что коллектив преодолет все трудности и вернется былая слава МГРИ как лидера профессионального геологического образования.

Беседуя с ним, мы не предполагали, что эта беседа последняя, что это отеческое напутствие на будущее.

Теперь, вспоминая об этом разговоре, осознаешь ту значимость утраты, которую геологическая отрасль страны и наш университет понесли 20 февраля 2022 года, когда Евгений Александрович Козловский ушел из жизни.

С именем Е.А. Козловского связано широкое развитие геолого-разведочных работ, значительное укрепление минерально-сырьевой базы страны, открытие и разведка крупных месторождений полезных ископаемых, масштабный научно-технический прогресс отрасли, техническое перевооружение геолого-разведочного производства.

В целом его активная деятельность была направлена на обеспечение страны различными видами минерального сырья, укрепление системы стра-

тегического исследования недр, решение острых социальных вопросов работников отрасли.

Благодаря применению принципиально новых отечественных технологий, научных методов организации работ, разработанных им, впервые в мире реализована проходка уникальной Кольской сверхглубокой скважины (12 620 м), результаты работы которой он отразил в монографиях «Кибернетические исследования в разведочном бурении», «Геолого-экономическая модель: новые принципы разведки и организации работ», «Управление геолого-разведочным производством», «Кибернетический аспект» и в других работах.

По его инициативе на правительственном уровне была утверждена новая научно-практическая система исследования недр «Космос — Воздух — Земля — Скважина», которая способствовала решению многих проблем при изучении Земли.

Е.А. Козловским создана научная школа в области систем управления технологическими процессами при разведке месторождений на основе геолого-экономического моделирования.

Евгений Александрович осуществлял большую научно-редакционную деятельность. Он являлся главным редактором многотомных изданий: «Геология СССР», «Горная энциклопедия», «Российская геологическая энциклопедия»; «Российская угольная энциклопедия»; «Справочник (пособие) руководителя геологической организации (предприятия)». Им написаны монографии:

«Кольская сверхглубокая», «Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых», «Дальний Восток — зона притяжения», «Минерально-сырьевые ресурсы в экономике мира и России» и многие другие.

Е.А. Козловский является первооткрывателем ряда месторождений, автором свыше 600 научных работ, в том числе 40 монографий.

Заслуги выдающегося геолога нашей страны, внесшего огромный вклад в развитие отечественной геологической отрасли, профессора, доктора технических наук Евгения Александровича Козловского получили высокую оценку.

Он награжден отечественными и зарубежными наградами, в том числе двумя орденами Ленина, орденами Трудового Красного Знамени, «Знак Почета», «За заслуги перед Отечеством» III и IV степеней, почетным знаком «Шахтерская слава» трех степеней. Имеет звания заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, заслуженного геолога России, является лауреатом Государственных премий, обладателем других многочисленных почетных званий и наград.

Евгений Александрович, приступив к исполнению обязанностей министра геологии СССР (1975 г.), не забыл МГРИ, который он окончил в 1953 году. Он постоянно находился в контакте с вузом, понимая, что горно-геологическое образование должно стать основой опережающего развития ряда приоритетных научно-технологических направлений не только в геологии, но и в экономике страны в целом.

Он поддержал предложение ректора МГРИ проф. Д.П. Лобанова о строительстве нового здания

института на ул. Миклухо-Маклая, д. 23, выдержав при этом определенное давление со стороны аппарата Совета министров СССР. Оказывал всяческую помощь при его строительстве.

Являясь постоянным членом Ученого совета МГРИ, Евгений Александрович всегда беспокоился об имидже университета, старался активизировать деятельность и повысить его значимость для страны, отстаивал самостоятельность альма-матер. Особенно это проявилось в 2016 году, когда возникла угроза реорганизации Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе путем слияния его с Университетом нефти и газа им. И.М. Губкина. При активной поддержке ректората МГРИ, геологической общественности он решительно доказывал нецелесообразность такого объединения, и в итоге приказ Минобрнауки РФ № 399 от 12.04.16 г. о слиянии вузов был отменен.

При всех своих качествах выдающейся государственной личности Евгений Александрович был глубоко демократичным, умудренным жизненным опытом человеком. Это проявлялось в отношении его с коллегами, подчиненными и особенно со студентами. Будучи заведующим кафедрой «Оптимизация геолого-разведочных процессов» в МГРИ, он много внимания уделял молодежи, постоянно интересовался успехами студентов и заботился о них, оказывая конкретную помощь.

В университете, как и в российском профессиональном сообществе в целом, он пользовался искренним глубоким уважением за исключительное большое трудолюбие, принципиальность, высокое чувство долга и ответственности, уважительное отношение к людям.

Е.А. Козловский неустанно боролся за возрождение и развитие российской геологии. Он, будучи истинным патриотом России, глубоко переживал резкий спад в 1990-х годах в работе государственной геологической службы, неустанно боролся за возрождение российской геологии, давая обоснованные рекомендации и вызывая зачастую негативную реакцию со стороны некомпетентных чиновников.

В нашей памяти Евгений Александрович Козловский остается неравнодушным, с твердой гражданской позицией человеком, всю свою жизнь посвятившим служению Родине.



Последнее посещение МГРИ 12.01.2022

И.о. ректора МГРИ Ю.П. Панов
Советник ректора О.С. Брюховецкий



МИКРОБИАЛЬНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ — СОСТАВ, СТРУКТУРЫ, ТЕКСТУРЫ, МЕХАНИЗМЫ И ОБСТАНОВКИ ОБРАЗОВАНИЯ. ПРОЦЕССЫ И ОБСТАНОВКИ ОБРАЗОВАНИЯ МИКРОБИОЛИТОВ. СТАТЬЯ 2

В.Г. КУЗНЕЦОВ^{1,2}, Л.М. ЖУРАВЛЕВА^{1*}

¹ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»
65, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия

²ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»
3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. До относительно недавнего времени все карбонатные породы подразделялись на две группы: органогенные и хемотропные. Первые — породы, наполовину состоящие из скелетных остатков. Это проблема биологическая. К хемотропным вначале относились все карбонатные породы кристаллической структуры. Позднее «хемотропность» образования была оставлена только за пелитоморфными и микрозернистыми разностями, а яснокристаллические структуры были признаны результатом вторичной перекристаллизации.

Однако чисто химическое осаждение карбонатного материала за счет превышения предела растворимости из океанических вод невозможно. Оно происходит либо биогенным путем в виде создания карбонатных скелетов, либо биохимическим, в результате изменения кислотно-щелочных свойств среды. Последнее реализуется за счет нарушения карбонатного равновесия между содержащимися в растворенном виде бикарбонатами кальция и магния с одной стороны, и растворенным в воде углекислым газом с другой. Удаление последнего в результате жизнедеятельности фотосинтезирующих организмов нарушает динамическое равновесие, ведет к повышению щелочности и осаждению карбонатов, причем вначале кальциевых, а при более высоких значениях pH и магниевых. Наряду с растениями подобную функцию выполняют и микробные сообщества.

Цель. В данной работе приводится результат некоторого обобщения и систематизации накопленного материала, посвященного исследованиям подобных форм.

Материалы и методы. Исследовались карбонатные породы разного возраста — от венда и нижнего кембрия Сибирской платформы до неогена Крыма и осадков современных океанов, с использованием макроскопических и, главным образом, микроскопических методов изучения и описания конкретных объектов, литературный материал.

Результаты. Одной из форм осаждения карбонатного материала являются коккоидные, трубчатые, волокнистые образования — своеобразные «скелеты» бактерий. Одновременно бактериальные сообщества выделяют внеклеточное полимерное вещество — гликокаликс, на котором в значительной мере и фиксируются образующиеся субмикроскопические выделения карбонатных минералов. При этом могут формироваться специфические листовидные и пластинчатые выделения карбонатного материала. Что касается обстановок, где реализуются подобные механизмы, то они крайне разнообразны. Микробиолиты образуются в водоемах от пресноводных до существенно и даже аномально осолоненных, во взвеси и на дне бассейнов, на стадии собственно седиментации и уже в осадке в процессах диагенеза. Наиболее известным примером последних являются различные конкреции.

Заключение (выводы). Процесс образования осадочного материала и его осаждение оказываются несколько различными. Образование твердой фазы определяется результатами биохимической деятельности микробной биоты, и прежде всего созданием геохимических условий, способствующих появлению твердого карбонатного материала. Фиксация же его в осадке реализуется либо в виде «скелетных» форм — шарообразных (кокколиты), трубчатых, в том числе в виде тубифитов, либо осаждением в результате сорбции на гликокаликсе, либо

образованием различных, как изолированных, обособленных форм — микросгустков (тромболинов), оолитов, онколитов, так и слоистых (стороматолиты).

Ключевые слова: микробиолиты, гидрохимия водоема, способы осаждения, обстановки седиментации

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Микробиальные карбонатные породы — состав, структуры, текстуры, механизмы и обстановки образования. Процессы и обстановки образования микробиолитов. Статья 2. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):10—21. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-10-21>

Статья поступила в редакцию 16.07.2020

Принята к публикации 21.09.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

MICROBIAL CARBONATE ROCKS: COMPOSITION, STRUCTURES, TEXTURES, MECHANISMS AND ENVIRONMENTS OF FORMATION. MICROBIOLITE FORMATION PROCESSES AND ENVIRONMENTS. ARTICLE 2

VITALY G. KUZNETSOV^{1,2}, LILIYA M. ZHURAVLEVA^{1,*}

¹ Gubkin University

65, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

² Oil and Gas Research Institute of RAS

3, Gubkin str., Moscow 119333, Russia

ABSTRACT

Introduction. Until relatively recently, all carbonate rocks have been divided into organogenic and chemogenic rocks. The former group includes those half-composed of skeletal remains, thus representing a biological problem. The group of chemogenic carbonate rocks initially included all carbonate rocks with a crystalline structure. Later, the “chemogenicity” of formation was attributed only to pelitomorphous and microgranular varieties, while pure crystalline structures were recognised as the result of secondary recrystallization.

However, the purely chemical precipitation of carbonate material from ocean waters by exceeding the solubility limit appears to be impossible. It occurs either biogenously during the formation of carbonate skeletons or biochemically as a result of changes in the acidity or alkalinity of the medium. The latter is typically implemented due to a carbonate disequilibrium between, on the one hand, the dissolved bicarbonates of calcium and magnesium and, on the other, water-dissolved carbon dioxide. The removal of the latter by photosynthetic organisms disturbs the dynamic balance and leads to an increased alkalinity and precipitation of carbonates, firstly calcium and then magnesium ones at higher pH values. Along with plants, microbial communities perform a similar function.

Aim. The paper presents the results of generalization and systematization of accumulated research data on the abovementioned forms.

Materials and methods. In addition to literature materials, carbonate rocks of various ages — from the Vendian and Lower Cambrian of the Siberian platform to the Crimea Neogene and sediments of contemporary oceans — were examined using macro- and microscopic (mainly) methods of studying and describing specific objects.

Results. Coccoid, tubular and fibrous formations, i.e. particular bacterial “skeletons”, represent one precipitation form. At the same time, bacterial communities produce glycocalyx, representing

an extracellular polymer substance, which forms a basis for submicroscopic precipitates of carbonate minerals. In this case, specific sheet- and plate-like carbonate material precipitates can be formed. The environments for implementing such mechanisms are highly diverse. Microbiolites can be formed in water bodies, including from fresh to substantially and even abnormally saline waters, in suspended matter and at the bottom of basins, both at the stage of sedimentation and during further diagenetic processes. The most famous example of the latter are various nodules.

Conclusions. The processes of sediment formation and material deposition are somewhat different. The formation of a solid phase is determined by the biochemical activity of microbiota and, first of all, the creation of geochemical conditions that contribute to the appearance of a solid carbonate material. However, the fixation of this material in a sediment is implemented either in “skeletal” ball-shaped (coccolites) and tubular (tubiphytes) forms, or by precipitation as a result of absorption on glycocalyx, or by the formation of various — both isolated individual (thrombolite microclusters, oolites and oncolites) and laminar (stromatolites) — forms.

Keywords: microbiolites, water reservoir hydrochemistry, sedimentation methods, sedimentation environments

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

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

For citation: Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Microbial carbonate rocks: composition, structures, textures, mechanisms and environments of formation. Microbiolite formation processes and environments. Article 2. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):10—21. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-10-21>

Manuscript received 16 July 2022

Accepted 21 September 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

1. Механизмы образования карбонатных микробиолитов

На этапе становления науки об осадочных породах — сначала петрографии осадочных пород, а затем и литологии, все карбонатные породы подразделены на две группы органогенные и хемогенные. С первыми все было относительно ясно — это породы, состоящие не менее чем наполовину из скелетных остатков организмов. Само образование скелетов — внутренних или внешних (раковины) — это проблема биологическая и геологами воспринималась как данность. К хемогенным вначале относились все карбонатные породы кристаллической структуры. Позднее «хемогенность» образования была оставлена только за пелитоморфными и микрозернистыми разностями, а яснокристаллические структуры были признаны результатом вторичной перекристаллизации. Интересно отметить, что еще в 1911 году В. Ильин разделил подмосковные известняки каменноугольного возраста на органогенные и кристаллические — зернистые, не давая последним генетического значения [15].

Представления о кристаллических, а позднее о пелитоморфных известняках, а тем более, доломитах как хемогенных, прочно укоренилось и вошло в учебники, по крайней мере, вплоть до издания второй половины девяностых годов прошлого столетия.

Вместе с тем их «хемогенность» в общепринятом «классическом» понимании вызывала все больше и больше вопросов. Дело в том, что хемогенная садка вещества происходит, когда его концентрация в растворе превышает предел растворимости. Для карбонатной системы ситуация неизмеримо более сложная. Так, в тропических зонах современных океанов содержание карбонатов в 7—8 раз превышает произведение растворимости [1, 2], то есть данная схема здесь не «работает» и механизм осаждения карбонатного материала иной: формой нахождения в растворе морской воды ионов кальция является бикарбонат — $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, который находится в динамическом равновесии с растворенным в воде CO_2 , поэтому для осаждения карбоната — уже твердого кальцита необходимо удаление CO_2 . Эту функцию — утилизацию CO_2 — реализуют автотрофные организмы, которые

усваивают его для генерации органической субстанции. Такое усвоение и снижение содержания CO_2 ведет к разрушению бикарбонатов и, соответственно, осаждению уже карбонатов. Современным примером подобных процессов является образование вайтингов — белесой мути, состоящей из микроскопических частиц карбоната кальция, которые возникают при цветении водорослей, усваивающих CO_2 , что ведет к деструкции бикарбонатов и появлению уже твердых карбонатов. Процессы эти в настоящее время подробно изучены, в частности, микробиальный механизм образования вайтингов описан в ряде работ [19, 21]. При активной утилизации углекислоты щелочность среды существенно повышается и осаждаются не только кальциевые, но и магниевые карбонаты, то есть происходит формирование доломитов [3, 9–12, 22]. Важно отметить, что подобные процессы реализуются как за счет фотосинтезирующих, так и за счет хемосинтезирующих организмов — они могут происходить при отсутствии солнечного света, то есть уже в осадке.

Поскольку суммарная производительность бактериальной биоты неизмеримо выше таковой у растений, их значение в карбонатонакоплении существенно, а скорее, весьма существенно больше, чем значение водорослей. Таким образом, в процессе жизнедеятельности бактерии создают соответствующие кислотно-щелочные обстановки, которые способствуют химическому, точнее биохимическому, осаждению карбонатов, переводя их из бикарбонатной растворимой формы в карбонатную нерастворимую. При этом по мере повышения щелочности может осаждаться и осаждался примерно следующий ряд минералов — сидерит и его разновидности, в частности, сидероплезит, — кальцит — высокомагнезиальный кальцит — доломит — магнезит. Во-вторых, бактерии генерируют и выделяют внеклеточное полимерное вещество — гликокаликс (или международное название — extracellular polymeric substance — EPS), на котором сорбируются находящиеся в воде ионы, образующие затем соответствующие минералы, а также крайне дисперсные глинистые частицы.

Таким образом, процесс образования осадочного материала и его осаждение оказываются несколько различными. Само образование твердой фазы определяется результатами биохимической деятельности микробиальной биоты и, прежде всего, созданием геохимических условий, способствующих появлению твердого карбонатного материала. Фиксация же его в осадке реализуется либо в виде «скелетных» форм — шарообразных

(кокколиты), трубчатых, в том числе в виде тубифитов, либо осаждением в результате сорбции на гликокаликсе, либо образованием различных, как изолированных, обособленных форм — микросгустков (тромболитов), оолитов, онколитов, так и слоистых (стороматолиты). Добавим, что бактериальная природа подобных микросгустков установлена достаточно давно [17, 18].

2. Обстановки формирования микробиолитов

Переходя к вопросу об обстановках образования микробиолитов, надо сразу же отметить, что обстановки эти достаточно разнообразны, что можно показать на примере формирования их отдельных видов. Так, оолиты формируются, как правило, в подвижной среде, где во взвеси находится какая-то «затравка» — обломок, раковина, пузырек воздуха и т. д., и на этом фрагменте осаждался карбонат кальция в виде обволакивающих пленок. Достигнув определенного размера, новообразованный оолит осаждался на дно, происходит перекристаллизация кальцита с образованием радиально-лучистой структуры с сохранением, однако, реликтов первично концентрического строения.

Образование оолитов долгое время считалось чисто хемогенным равномерным обрастанием зародыша кальцитом (арагонитом) во время нахождения его во взвешенном состоянии. Однако исследование современных оолитов, в частности Карибского бассейна, показало, что между концентрическими микрослойками карбоната существуют оболочки органического материала — реликты бактериальных пленок и живые бактерии. Именно они создают ту локальную геохимическую обстановку, и прежде всего, по значению pH, которая обуславливает выделение карбоната в виде обволакивающих пленок. В ископаемых оолитах эти бывшие микробиальные пленки представлены уже только органическим веществом — липидными компонентами [20].

Как отмечалось выше, в зависимости от величины щелочности создаваемой среды осаждаются либо карбонаты кальция, либо магнезиальные карбонаты в виде доломита и магнезита. При этом абсолютные величины солёности значения не имеют. Современные оолиты формируются в пределах значительно опресненных вод (мелководье Северного Каспия), в обстановке среднеокеанической солёности, а также в резко осолоненных озерах.

Аналогичен оолитам механизм образования онколитов, однако, в отличие от первых, они формируются не во взвеси, а непосредственно на дне,

причем тоже в условиях достаточно подвижной среды.

Поскольку в этом случае карбонатный материал не подтягивается со всех сторон, как в случае оолитов, что обеспечивает им в целом правильную округлую форму, а поступает, если можно так сказать, однонаправленно, наложение микрослойков не очень правильное. Более того, периодическое перевертывание создающихся фрагментов приводит к не столь правильной сферичности — она имеет более сложную конфигурацию. Не исключено, что, в отличие от оолитов, при образовании онколитов плотность поселения микробных сообществ более высока, что определяет появление более высоких значений pH, обуславливающих, в свою очередь, осаждение уже магнезиальных карбонатов.

В охарактеризованных ранее отложениях, вмещающих онколиты Северного Кавказа, присутствует разнообразная, в том числе стеногалинная фауна, что свидетельствует о среднеокеанической солености и «нормальном» гидрохимическом составе вод бассейна. Таким образом, доломитизация обусловлена именно активной микробной деятельностью, которая сугубо локально определила высокую щелочность среды и осаждение в связи с этим магнезиальных карбонатов. Последние, скорее всего, в диагенезе кристаллизовались в виде доломита в ядрах онколитов, по концентрам, в цементе, иногда с разрушением некоторых форм, что наглядно видно на рисунке 3 первой статьи.

Весьма широк диапазон обстановок формирования микробных сгустков. Они образуются, например, в небольших пространствах между веточками кораллов или мшанок, в щелевидных пустотах между наложениями в травертинах, то есть, по сути дела, в субаэральных условиях, а также непосредственно как фрагменты осадков обширных открытых морских водоемов, как, например, в фамене востока Русской платформы, где сферово-сгустковые известняки распространены от Печорской синеклизы на севере до Прикаспийской на юге.

Аналогичная ситуация и с химизмом, точнее соленостью, вод. В коралловых постройках это средняя океаническая соленость; в миоценовых рифах сарматского яруса Керченского полуострова, где подобные образования достаточно многочисленны, сгустки формировались в «неполносолёном» водоеме с концентрацией солей ниже среднеокеанической. Фаменский бассейн востока Русской платформы, по мнению А.И. Антошкиной,

Е.С. Пономаренко и Н.А. Каневой, также периодически несколько распреснялся [4].

Однако во всех случаях их формирование происходило в свободном пространстве, они практически нигде не соприкасались ни друг с другом, ни с другими твердыми компонентами. Об этом свидетельствует тот факт, что во всех изученных объектах микробные сгустки обрамляются крустификационными корочками кристалликов кальцита. Образование последних может происходить только в том случае, если сгусток со всех сторон омывался водами (рис. 1).

Наличие сгустков микробного материала в пустотах между веточками кораллов и мшанок позволяет думать, что здесь при отсутствии солнечного света реализовывались процессы хемосинтеза, а не фотосинтеза.

Весьма широко распространенные и достаточно подробно изученные строматолиты формируются в фотической зоне на дне водоемов в обстановках разной солености; основным условием, как и везде, является щелочность, которая определяет минеральный состав строматолитов. Общее глобальное изменение этого показателя — pH среды — в истории Земли обусловило в целом смену доломитового, а местами и магнезитового состава протерозойских и раннекембрийских строматолитов на преобладающе кальцитовый в более поздние геологические эпохи.

В природе нередко сочетание различных микробных образований, которые дают возможность восстанавливать детали обстановок седиментации и их изменений во времени. В этом отношении интересные детали обстановок унаследованы в силурийских отложениях на острове Сааремаа, Эстония (рис. 2).

В условиях мелководного бассейна с достаточно активной, однако, гидродинамикой формировались онколиты (стрелка а) до 2 и более см в поперечнике. При общем обмелении наряду с илистым по размеру и консистенции осадком образовались и карбонатные обломки — возможно, продукты перемыва, и, наконец, наступало полное осушение, деструкция уже сформированных ранее онколитов (стрелка б). Экспонированная поверхность была неровной, с амплитудой «высот» в несколько мм, реже — см (стрелка с). После кратковременного перерыва и перекрытия поверхности водой относительно приподнятые участки дна в условиях крайнего мелководья колонизировались теми же цианобактериальными сообществами, которые создали небольшие строматолитовые постройки — столбики высотой до 2—2,5 см (стрелка d). После

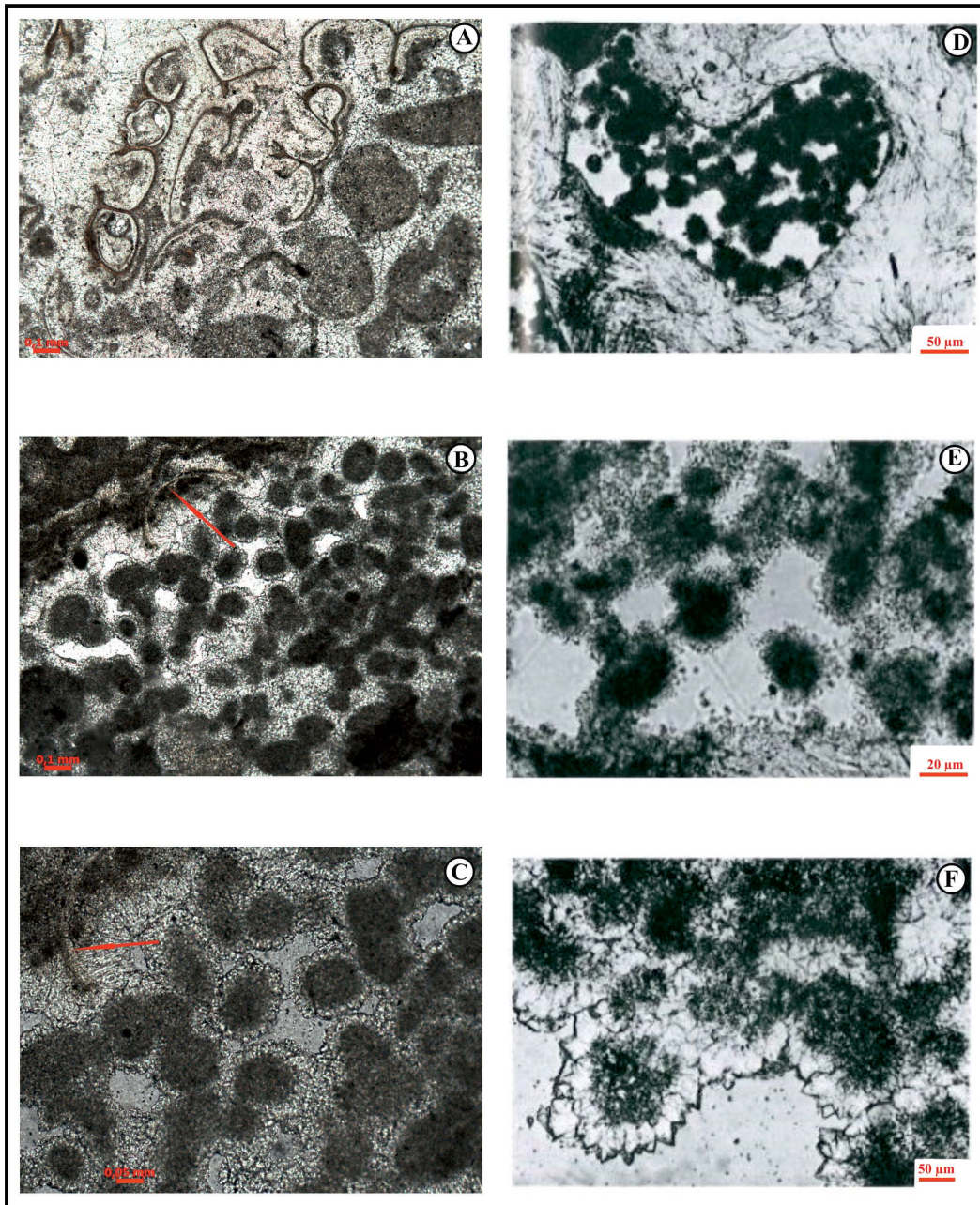


Рис. 1. Бактериальные микросгустки в породах разного происхождения. А, В, С — мшанковые известняки рифа Казантип, миоцен, Крым: А — округлые и овальные ячейки, обрамленные каемками волосяных кристаллов кальцита, ориентированных нормально к стенкам; среди них единичные микросгустки пелитоморфного карбоната; В — пространство между веточками мшанок: обрывок стенки колонии мшанок (показано стрелкой) и обильные микросгустки; С — диагенетические (?) крустификационные каемки развитые по микросгусткам пелитоморфного кальцита. D, E, F — современные образования [17]: D, E — микросгустки пелитоморфного кальцита, окаймленные эвгедральными кристалликами кальцита в коралловых постройках Белиза; F — то же в известковых туфах.

Fig. 1. Bacterial microclots in different origin rocks. A, B, C — bryozoan limestones of the Kazantip reef, Miocene, Crimea: A — rounded and oval cells framed by the edges of calcite capillary crystals oriented normally to the walls; there are single microclots consisting of pelitic carbonate among them; B — the space between the bryozoan branches: bryozoan wall fragments (shown by the arrow) and abundant microclots; C — diagenetic (?) crustified edges of pelitic calcite microclots. D, E, F — modern formations [17]: D, E — pelitic calcite microclots bordered by euhedral calcite crystals in coral structures of Belize; F — the same in calcareous tuffs



Рис. 2. Онколиты и столбики строматолитов в крайне мелководных отложениях со следами перерыва. Описание см. в тексте. Силур. Остров Сааремаа

Fig. 2. Oncolites and stromatolite columns in extremely shallow sediments with traces of interruption. See description in the text. Silurus. Saaremaa Island

некоторого повышения уровня воды и возобновившейся в связи с этим гидродинамической активности вновь начали формироваться онколиты (стрелка е).

На ряде приведенных выше примеров видно, что микробиальные процессы генерируют карбонатный материал и образуют те или иные формы его нахождения не только непосредственно на стадии седиментации, но и в диагенезе. Таковы, например, различные конкреционные образования, а также разнообразные кристификационные

каемки, обрастания в водонасыщенных пустотах, линзовидных и щелевидных пространствах между микробиальными пленками в строматолитах и микробиальных матах.

Более того, в ряде случаев затруднительно строго отделить процессы седиментации от процессов диагенеза, то есть обозначить границу между ними. Так, если линзовидные пустоты между бактериальными наложениями в строматолитах изолированы от вод бассейна, то это процессы диагенетические. Если же они не изолированы, свободно связаны

с водоемом, то это еще стадия седиментогенеза, который, как это было отмечено ранее, является в процессах карбонатакопления не одноактным, а растянутым во времени [8]. В полной мере сказанное относится и к описанному выше образованию микросгустков в пространствах между веточками кораллов и мшанок.

Примером «многоактного» формирования микробиолитов и созданных в результате микробиальной деятельности геологических форм являются особые образования, созданные в результате жизнедеятельности в микробиальных пленках — бактериальных матах. Специфическая геохимическая зональность вертикального разреза подобных слоев описана Г.А. Заварзиным [7], Л.М. Герасименко и Г.Т. Ушатинской [5], а в ископаемом состоянии изучена, например, в отложениях овинпармского горизонта нижнего девона Печорской синеклизы [6, 14].

В этих отложениях встречены прослои битуминозно-глинисто-карбонатного состава с несколько необычным набором сопутствующих минералов — ромбиков доломита, иногда ангидрита, фрамбoidalного пирита (рис. 3). Сочетание минералов, где присутствуют сульфатные и сульфидные

соединения, то есть имеется наличие ионов серы с валентностью 6^+ и одновременно 2^- ($S^{6+}O_4$ и S^{2-}), возможно только при различных геохимических обстановках, которые, однако, как в данном случае, были очень близки по своему местонахождению и, видимо, времени своего существования. Кроме того, наличие стеногалинной фауны, обитавшей в среде среднеокеанической солёности, как будто несовместимо с наличием ангидрита, формирующегося в обстановке повышенной солёности.

Подобные противоречия оказываются мнимыми и объясняются трофической структурой бактериального мата, которая характеризуется определенной вертикальной зональностью, причем мощности отдельных зон составляют миллиметры и доли миллиметров [5]. В верхнем слое бактериального мата обитают фототрофы, которые утилизируют углекислый газ и освобождают кислород. Ниже, уже в условиях аноксии, за счет углерода образуется метан, который удаляется из осадка. Важно при этом, что углекислый газ полностью утилизируется, что создает щелочные условия, определяющие осаждение именно карбонатов, в том числе магнезиальных.

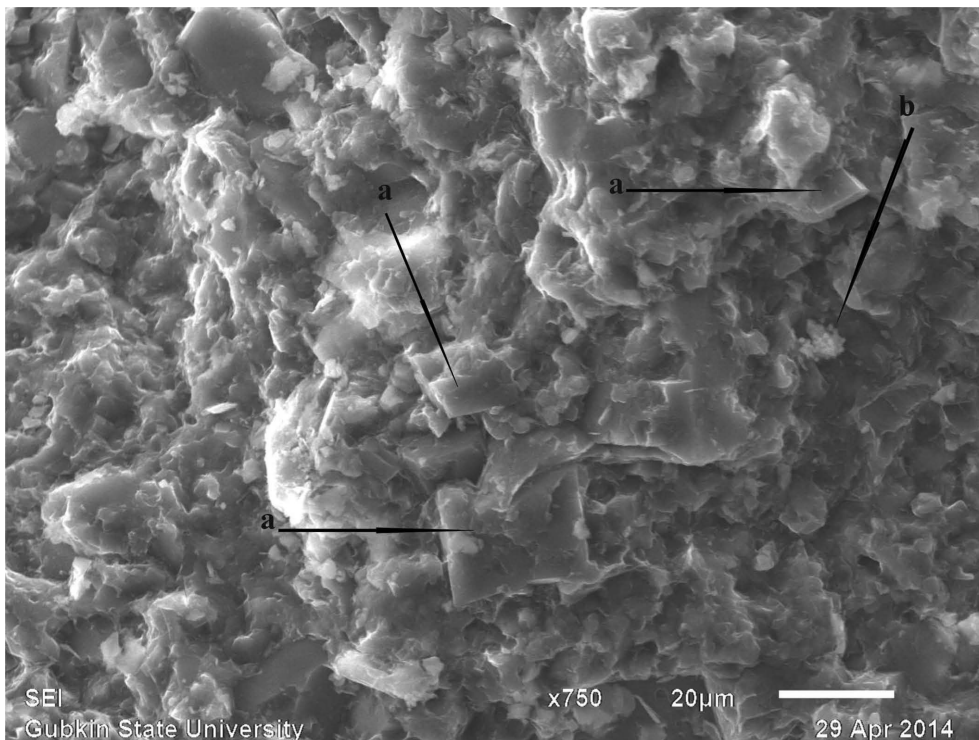


Рис. 3. Ромбики доломита (а) и фрамбoidы пирита (b) в составе битуминозно-глинисто-карбонатных прослоев отложений овинпармского горизонта нижнего девона Печорской синеклизы

Fig. 3. There are dolomite rhombs (a) and pyrite framboids (b) of the bituminous-clay-carbonate interlayers in the Ovinparm deposits. Lower Devonian of the Pechora syneclise

Нижележащий слой населен пурпурными серобактериями, деятельность которых генерирует сульфат-ион и, соответственно, способствует образованию гипса (ангидрита). В самом основании биомата обитают уже сульфатредуцирующие бактерии, создающие сероводородную среду, а наличие именно фрамбоидальных форм пирита подтверждает бактериальную природу образования последнего.

Как отмечено выше, микробиальная деятельность продолжается в диагенезе и ниже самых приповерхностных участков, где формируются конкреции — по-видимому, образования диагенетические. Они образуются за счет перераспределения и стягивания в определенных точках растворенного и рассеянного в осадке вещества с образованием здесь уже твердых минеральных форм. Роль бактерий в этом процессе была давно отмечена Н.М. Страховым: «Причина перераспределения новообразованных минералов кроется

в большой пестроте физико-химических условий, Eh, pH, концентраций отдельных компонентов, возникающих в осадке вследствие жизнедеятельности микроорганизмов в первые моменты диагенеза» [16].

Поскольку основной причиной изменения геохимических обстановок и, в данном случае, щелочности являются микроорганизмы, новообразованные конкреции полностью подпадают под определение микробиолитов и дополняют список подобных объектов.

При этом формируются не только карбонатные по составу конкреции. Растворенные карбонаты цементируют и другие компоненты осадка. Так образуются, например, стяжения песчаного материала, сцементированные кальцитом, нередко очень своеобразных форм (рис. 4). При этом гранулометрический спектр обломочного материала в конкрециях и вмещающих отложениях совершенно идентичен.



Рис. 4. Гроздь шаровидных песчаных образований с кальцитовым цементом — пример диагенетического карбонатного конкрециобразования. Мел. Прикаспийская впадина

Fig. 4. A botryoidal cluster of spherical sand formations with calcite cement is an example of diagenetic carbonate concretion. Cretaceous. The Caspian basin

Заключение

Бактериальные формы жизни появились на ранних этапах развития Земли, и их массовое развитие во многом определило геохимическую обстановку и, соответственно, вещественный состав образующихся под их воздействием осадков и специфических осадочных тел.

Микробиолиты, непосредственно сложенные минерализованными бактериальными остатками различной морфологии, относительно редки. Большинство видов микробиолитов генерируется, главным образом, за счет создания микробиотой соответствующих условий и сорбцией частиц осадка внеклеточным органическим веществом — гликокаликсом.

Морфологические типы микробиолитов весьма разнообразны: имеются обособленные образования — пелитоморфные сгустки, оолиты, онколиты, ооиды, конкреции, а также слоистые, бугристые и столбчатые формы — строматолиты, минерализованные бактериальные маты и т. д.

Образование микробиолитов происходит на стадиях седиментогенеза, а частично — в диа-

генезе. При этом соленость водоемов принципиального значения не имеет, поскольку микробиолиты формируются как в опресненных, так и в аномально соленых бассейнах. Но во всех случаях осаждение материала было обусловлено либо непосредственно бактериями, либо, в более общем и частом случае, влияние было косвенным, через создание определенной геохимической среды и генерацию особой субстанции — гликокаликса, на которой материал осаждался.

Несмотря на «простоту» цианобактерий как организмов, которые либо не эволюционировали в течение длительной геологической истории, либо эволюционировали относительно незначительно, эволюция созданных ими карбонатных микробиолитов все же отмечается [13]. Так, доломитовые по составу микробиолиты, со временем сменялись известковыми, устанавливается абсолютное и относительное сокращение строматолитов и, напротив, возрастание доли изолированных, обособленных форм — онколитов, оолитов и т. д.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алекин О.А.* Основы гидрохимии. Л.: Гидрометеоиздат, 1970. 444 с.
2. *Алекин О.А., Ляхин Ю.И.* Химия океана. Л.: Гидрометеоиздат, 1984. 343 с.
3. *Антошкина А.И., Шеболюкин Д.Н., Шмелева Л.А., Исаенко С.Н.* Биохомогенные известняки и доломиты в нанометровом масштабе: значение для геологической летописи // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2019. № 8. С. 3—13. DOI: 10.19110/2221-1381-2019-8-3-13
4. *Антошкина А.И., Пономаренко Е.С., Канева Н.А.* Фенестровые известняки — специфика позднедевонских морей, Тимано-Североуральский регион // Литология и полезные ископаемые. 2014. № 6. С. 493—505. DOI: 10.7868/S0024497X14060020
5. *Бактериальная палеонтология.* Под ред. А.Ю. Розанова. М.: ПИН РАН, 2002. 188 с.
6. *Журавлева Л.М.* Доломит и ангидрит в карбонатных отложениях овинпармского горизонта лохковского яруса в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2013. № 5. С. 26—29.
7. *Заварзин Г.А.* Лекции по природоведческой микробиологии. М.: Наука, 2003. 348 с.
8. *Кузнецов В.Г.* Специфика литогенеза разнофациальных карбонатных отложений в свете учения Л.В. Пустовалова об этапности осадочного породообразования // Проблемы эндогенного и метаморфогенного породо- и рудообразования. М.: Наука, 1985. С. 60—72.
9. *Кузнецов В.Г.* Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. М.: ГЕОС. 2003. 262 с.
10. *Кузнецов В.Г.* Связь эволюции цианофитов и стратиграфического размещения магнетитов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2004. № 4. С. 30—36.
11. *Кузнецов В.Г.* Эволюция доломитообразования и ее возможные причины // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2005. Т. 80. Вып. 4. С. 49—66.
12. *Кузнецов В.Г.* Эволюция осадочного породообразования в истории Земли. М.: Научный мир, 2016. 212 с.
13. *Кузнецов В.Г.* Некоторые аспекты эволюции микробиального породообразования в истории Земли // Доклады АН. 2018. Т. 478. № 1. С. 59—62. DOI: 10.7868/S0869565218010127
14. *Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М.* Фации отмели среди отложений овинпармского горизонта лохковского яруса. Нижний девон, Тимано-Печорская синеклиза // Литосфера. 2014. № 4. С. 22—35.
15. *Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов.* СПб.: Недра, 1998. 352 с.
16. *Страхов Н.М.* К познанию диагенеза // Вопросы минералогии осадочных образований. Кн. 3-4. Львов: Изд-во Львовского гос. ун-та, 1956. С. 7—26. Цитируется по: Страхов Н.М. Избранные труды. Общие проблемы геологии, литологии, геохимии. М.: Наука, 1983. С. 341—359.
17. *Chafetz H.S.* Marine peloids: a product of bacterially induced precipitation of calcite // Journ. of

- Sedimentology Petrology. 1986. V. 56. No. 6. P. 812—817.
18. Kennard J.M., James N.P. Thrombolites and Stromatolites: two distinct types of microbial structures // *Palaaios*. 1986. V. 1. No. 5. P. 492—503.
 19. Robbins L.L., Tao Y., Evans C.A. Temporal and spatial distribution of whittings on Great Bahama Bank // *Geology*. 1997. V. 25. No. 10. P. 947—950.
 20. Summons R.F., Bird L.R., Gillespie A.I., Pruss S.B., Roberts M., Sessions A.L. Lipid biomarkers in ooids from different locations and ages: evidence for a common bacterial flora // *Geobiology*. 2013. V. 11. P. 420—426.
 21. Thompson J.B. Microbial whittings. In.: *Microbialsediments*. Berlin–Heidelberg: Springer-Verlag, 2000. P. 250—260.
 22. Vasconcelos Cr., McKenzie Yu., Bmasconi St., Grulic D., Tien A. Microbial mediation as a possible mechanism for dolomite formation at low temperatures // *Nature*. 1995. V. 377. P. 220—222.
- ### REFERENCES
1. Alekin O.A. Basics of hydrochemistry. Leningrad: *Gidrometeoizdat Publ.*, 1970. 444 p. (In Russian).
 2. Alekin O.A., Lyahin Yu.I. Ocean Chemistry. Leningrad: *Gidrometeoizdat Publ.*, 1984. 343 p. (In Russian).
 3. Antoshkina A.I., Shebolkin D.N., Shmeleva L.A., Isaenko S.N. Biochemical limestones and dolomites on a nanometer scale: significance for the geological record // *Vestnik. Institute of Geology of Komi Science Center of Ural Branch RAS*. 2019. No. 8. P. 3—13 (In Russian). DOI: 10.19110/2221-1381-2019-8-3-13
 4. Antoshkina A.I., Ponomarenko E.S., Kaneva N.A. Fenestral limestones: specific features of Late Devonian seas in the Timan-Northern Ural region // *Lithology and mineral resources*. 2014. No. 6. P. 493—505 (In Russian). DOI: 10.7868/S0024497X14060020
 5. Bacterial paleontology. By ed. A.Yu. Rozanov. Moscow: *PIN RAS Publ.*, 2002. 188 p. (In Russian).
 6. Zhuravleva L.M. Dolomites and anhydrides in the carbonate deposits of the Oviparmsky horizon of Lohkovsky stage in Timan-Pechora oil-gas province // *Proceeding of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2013. No. 5. P. 26—29 (In Russian).
 7. Zavarzin G.A. Lectures on natural science Microbiology. Moscow: *Nauka Publ.*, 2003. 348 p. (In Russian).
 8. Kuznecov V.G. Specifics of lithogenesis of different facies carbonate deposits in the light of L. V. Pustovalov's teaching on the stages of sedimentary rock formation // *Problems of endogenous and metamorphogenic rock and ore formation*. Moscow: *Nauka Publ.*, 1985. P. 60—72 (In Russian).
 9. Kuznecov V.G. Evolution of the carbonate formation in the Earth's history. Moscow: *GEOS Publ.*, 2003. 262 p. (In Russian).
 10. Kuznecov V.G. Relationship between cyanophyte evolution and stratigraphic placement of magnesites // *Proceeding of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2004. No. 4. P. 30—36 (In Russian).
 11. Kuznecov V.G. Evolution of dolomite formation and its possible reasons // *Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological series*. 2005. V. 80. Iss. 4. P. 49—66 (In Russian).
 12. Kuznecov V.G. Evolution of sedimentary rock formation in the Earth's history. Moscow: *Scientific World Publ.*, 2016. 212 p.
 13. Kuznecov V.G. Some aspects of evolution of microbial rock-formation in the Earth's history // *Doklady Earth Sciences*. 2018. V. 478. No. 1. P. 59—62 (In Russian). DOI: 10.7868/S0869565218010127
 14. Kuznecov V.G., Zhuravleva L.M. Tidal (shallow) facies of Ovinparm horizon of Lohkovian Unit. Lower Devonian. Timan-Pechora syncline // *Litosfera*. 2014. No. 4. P. 22—35 (In Russian).
 15. Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues. Saint-Peterburg: *Nedra Publ.*, 1998. 352 p. (In Russian).
 16. Strahov N.M. To the knowledge of diagenesis // *Questions of Mineralogy of sedimentary formations*. V. 3-4. Lvov: *Lvov University Publ.*, 1956. P. 7—26. Quoted by: Strahov N.M. Selected works. General problems of Geology, Lithology, and Geochemistry. Moscow: *Nauka Publ.*, 1983. P. 341—359 (In Russian).
 17. Chafetz H.S. Marine peloids: a product of bacterially induced precipitation of calcite // *Journ. of Sedimentology Petrology*. 1986. V. 56. No. 6. P. 812—817.
 18. Kennard J.M., James N.P. Thrombolites and Stromatolites: two distinct types of microbial structures // *Palaaios*. 1986. V. 1. No. 5. P. 492—503.
 19. Robbins L.L., Tao Y., Evans C.A. Temporal and spatial distribution of whittings on Great Bahama Bank // *Geology*. 1997. V. 25. No. 10. P. 947—950.
 20. Summons R.F., Bird L.R., Gillespie A.I., Pruss S.B., Roberts M., Sessions A.L. Lipid biomarkers in ooids from different locations and ages: evidence for a common bacterial flora // *Geobiology*. 2013. V. 11. P. 420—426.
 21. Thompson J.B. Microbial whittings. In.: *Microbialsediments*. Berlin–Heidelberg: Springer-Verlag, 2000. P. 250—260.
 22. Vasconcelos Cr., McKenzie Yu., Bmasconi St., Grulic D., Tien A. Microbial mediation as a possible mechanism for dolomite formation at low temperatures // *Nature*. 1995. V. 377. P. 220—222.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHORS CONTRIBUTIONS

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

Журавлева Л.М. — внесла вклад в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vitaly G. Kuznetsov — contributed 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 assume responsibility for all aspects of the work.

Liliya M. Zhuravleva — contributed to the development of the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузнецов Виталий Германович — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры литологии ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»; ведущий научный сотрудник ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»

65, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия
3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

e-mail: vgkuz@yandex.ru

тел.: +7 (499) 507-85-77, +7 (495) 330-39-42

SPIN-код: 9477-8454

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4425-0119>

Vitaly G. Kuznetsov — Dr. of Sci. (Geol.-Mineral.), Prof. of the Department of Lithology of Gubkin University; Leading Researcher at the Oil and Gas Research Institute of RAS

65, Leninsky Prospekt, Moscow 119991, Russia

Oil and Gas Research Institute of RAS

3, Gubkin str., Moscow 119333, Russia

e-mail: vgkuz@yandex.ru

tel.: +7 (499) 507-85-77, +7 (905) 708-47-57

SPIN-code: 9477-8454

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4425-0119>

Журавлева Лилия Маратовна* — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры литологии ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

65, Ленинский проспект, г. Москва 119991, Россия

e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

тел.: +7 (499) 507-85-77, +7 (905) 708-47-57

SPIN-код: 1266-2519

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0360-5414>

Liliya M. Zhuravleva* — Cand. of Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof. of the Department of Lithology of Gubkin University.

65 Leninsky Prospekt, Moscow 119991, Russia

e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

tel.: +7 (499) 507-85-77, +7 (905) 708-47-57

SPIN-code: 1266-2519

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0360-5414>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ МАГМАТИЧЕСКОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ И ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ КВАРЦЕВЫХ ДОЛЕРИТОВ ШТОКА г. КРЕМЕННАЯ (ГОРНЫЙ КРЫМ)

В.А. УТЕНКОВ*, А.В. ТУРОВ

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Шток кварцевых долеритов шириной 60 м в горизонтальном сечении, вскрытый карьером, сильно изменен вторичными процессами, что затрудняет его изучение.

Цель. Восстановление первичных магматических структур, определение условий кристаллизации и поздних изменений.

Материалы и методы. Авторами отобраны образцы, изучены шлифы и химические анализы пород для оценки условий магматической кристаллизации и массовых поздних изменений.

Результаты. Установлено, что шток имеет первичное двойное строение — широкий центр и узкую кольцевую кайму (1 м). Это объясняется контракцией и повторным внедрением расплава вдоль края штока. Расплав внутри кольца адиабатически разогревается до 1175 °С, а давление воды падает до 0,5 кбар по сравнению с центром (900 °С и 2 кбар). Поэтому центр и край имеют разный первичный состав: в центре — плагиоклаз (An50), кварц, биотит, магнетит, стекло (5%), на краю — ранний плагиоклаз, кварц, пироксен, поздние микролиты плагиоклаза, миоароловые пустоты, стекло (30—40%). Окончательное затвердевание и новая контракция приводят к образованию радиальных трещин в кольце. Механическая работа, затраченная на их образование, резко снижает уровень внутренней энергии, а расширение трещин приводит к адиабатическому охлаждению раствора в краевой зоне штока и массовому низкотемпературному метасоматозу (260—132 °С). Реакции идут диффузионно при застойном состоянии раствора с массовым образованием псевдоморфоз. Из-за уменьшения объема твердых фаз в реакциях и нарастания общей пористости в условиях доминирующей декомпрессии часть кремнезема удаляется вверх. Центр охлаждается медленно с сохранением реликтов и последовательной сменой от кислотных к щелочным. Начальные кислотные реакции обеспечиваются полной диссоциацией слабой угольной кислоты, затем сильные кислотные реакции — хлором, а в конце щелочные реакции — неполной диссоциацией угольной кислоты.

Ключевые слова: юго-западная часть Горного Крыма, шток кварцевых долеритов, кольцевая контракция, радиальные трещины контракции, адиабатический разогрев расплава, адиабатическое охлаждение растворов, вулканическое стекло, миоароловые пустоты, диффузионные реакции, псевдоморфозы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Утенков В.А., Туров А.В. Реконструкция условий магматической кристаллизации и процессов изменения кварцевых долеритов штока г. Кременная (Горный Крым). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):22—39. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-22-39>

Статья поступила в редакцию 11.07.2022

Принята к публикации 28.09.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

RECONSTRUCTING THE MAGMATIC CRYSTALLIZATION CONDITIONS AND ALTERATION PROCESSES OF QUARTZ DOLERITES OF THE KREMENNAYA MOUNTAIN STOCK (MOUNTAIN CRIMEA)

VLADIMIR A. UTENKOV*, ALEKSANDR V. TUROV

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

ABSTRACT

Introduction. The 60 m wide quartz dolerite stock, opened by a quarry, is heavily alternated by secondary processes, which makes it difficult to study.

Aim. Reconstruction of primary magmatic structures and determination of conditions conducive to their crystallization and late alterations.

Materials and methods. In order to assess the conditions of magmatic crystallization and massive late alterations, thin sections of selected samples were studied and chemical analysis of rocks was performed.

Results. The stock was established to have a primary double structure with a wide centre and a narrow annular border (1 m). This is due to the contraction and reintroduction of a melt along the edge of the stock. The melt inside the ring is adiabatically heated to 1175° and the water pressure drops to 0.5 kbar, as compared to the centre (900° and 2 kbar). Therefore, the centre and edge have a different primary composition with plagioclase (An_{50}), quartz, magnetite and glass (5%) in the centre and early plagioclase, quartz, pyroxene, plagioclase microlites, miarolitic cavities and glass (30–40%) at the border. Final hardening and new contraction lead to the formation of radial cracks in the ring. The mechanical work, spent on their formation, sharply reduces the level of internal energy, while the expansion of cracks leads both to adiabatic cooling of the solution in the border zone of the stock and massive low-temperature metasomatism (260–132°C). The reactions proceed diffusively when the solution is stagnant with the massive formation of pseudomorphoses. Due to a decrease in the volume of reacting solid phases and an increase in the total porosity under the conditions of dominant decompression, part of the silica is removed upwards. The centre is cooled slowly with the preservation of relics and their successive alteration from acid to alkaline ones. Initial acid reactions are provided by the complete dissociation of a weak carbonic acid, followed by strong acid and final alkaline reactions provided by chlorine and incomplete dissociation of carbonic acid, respectively.

Keywords: southwestern part of the Mountain Crimea, quartz dolerite stock, ring contraction, radial contraction cracks, adiabatic melt heating, adiabatic solution cooling, volcanic glass, miarolitic cavities, diffusion reactions, pseudomorphoses

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

Funding: the study had no sponsorship.

For citation: Utenkov V.A., Turov A.V. Reconstructing the magmatic crystallization conditions and alteration processes of quartz dolerites of the Kremennaya mountain stock (Mountain Crimea). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):22–39. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-22-39>

Manuscript received 11 July 2022

Accepted 28 September 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

Строение и состав штока в горизонтальном сечении

В юго-западной части Горного Крыма в долине р. Бодрак на территории учебного геологического полигона МГРИ, МГУ, СПбГУ распространены среднеюрские (байосские) субвулканические, вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования. Тела интрузивных и субвулканических пород, представленные небольшими дайками, штоками, силлами среднего и основного состава, прорывают отложения таврической серии (верхний триас — нижняя юра) и вулканы байосса [8]. К этому комплексу относится рассматриваемый в статье небольшой шток кварцевых долеритов¹, расположенный в левом борту средней части оврага Шара (г. Кременная). Шток вскрыт старым карьером и представляет его горизонтальное полотно. Шток окружают слабо измененные алевритистые аргиллиты юры. Породы самого штока, напротив, подвержены сильным низкотемпературным изменениям. По положению в разрезе глубина эрозионного среза штока в данном месте не превышает 1 км.

При диаметре штока ~60 м в его горизонтальном сечении четко различаются широкая центральная зона с темно-серой окраской и узкая краевая зона (≤ 1 м) с более светлой желтовато-серой окраской. Мелкозернистые кварцевые долериты, несмотря на сильный автометасоматоз и обилие псевдоморфоз, сохраняют магматические структуры, которые в центре и на краю оказываются разными. Минеральный состав продуктов кристаллизации в этих зонах тоже разный, причем край штока отличается высокой долей стекла.

Проблемой является факт чрезвычайно сильного низкотемпературного изменения пород штока. В отличие от него другие магматические тела данного района (дайки, силлы и др.) содержат преимущественно неизмененные первичные минералы [17]. Это связано с тем, что в этих телах летучие компоненты либо удаляются вверх, либо скапливаются локально у пологой кровли. В штоке большая их часть локализуется в межзерновых растворах и в трещинах контракции, которые возникают в момент затвердевания расплава. Причем контракция в штоке проявляется дважды. Сначала, еще на магматической стадии, она служит фактором кольцевого отслоения и поступления дополнительного расплава с его адиабатическим разогревом

из-за усиливающейся дегазации. А вот окончательное затвердевание ведет к резкому снижению температуры растворов. По-видимому, это связано с высокой скоростью их охлаждения в новых расширяющихся трещинах контракции при отсутствии передачи тепла от горячих стенок (адиабатическое охлаждение растворов). Трещины заполняются низкотемпературными минералами, а в промежутках между трещинами возникают обильные псевдоморфозы.

Доля измененных минералов на краю штока составляет 90%, а в центре — 50—60%. Вторичные минералы в составе псевдоморфоз: кислый плагиоклаз, кварц, гидрослюда, карбонаты, каолинит, хлорит, гематит и гидрооксиды железа. Благодаря хорошей сохранности первичных структур был установлен начальный минеральный состав пород, что необходимо для оценки условий кристаллизации. Учтены также возникающие при метасоматозе пустоты, заполненные поздними кварцем, карбонатами и гематитом.

Воспроизведенный первичный состав пород в центре штока (%): кварц — 10, таблитчатый плагиоклаз — 50—60, биотит — 10, магнетит — 5, апатит — сл., стекло — 5. То же на краю штока: кварц — 10, микролиты плагиоклаза — 30—40, пироксен — 10, стекло — 30—40, миароловые пустоты — ≤ 10 .

Главное отличие восстановленного состава пород в этих зонах состоит в том, что в краевой зоне штока резко повышено содержание стекла по сравнению с центром. Кроме того, судя по псевдоморфозам, на краю штока присутствовал пироксен, а в центре — биотит (в паре с неизмененным магнетитом).

В таблице приводятся составы кварцевых долеритов в центре штока (1а), на краю (1б), а также состав наружных алевритистых аргиллитов на контакте со штоком (1в) и на небольшом удалении от штока (1г). Низкая сумма в анализах пород штока (1а и 1б) обусловлена присутствием большого количества поздних карбонатов (содержание CO_2 не определялось). Обращает внимание более низкое содержание MgO на краю штока при одинаковой высокой доле Fe_2O_3 на краю и в центре. Содержание в породах фтора, хлора ($<0,02\%$) и серы ($<0,01\%$) на пределе чувствительности метода.

Низкое содержание SiO_2 (47% в пробах 1а и 1б против нормы 60% для кварцевых долеритов) связано с выносом кремнезема при массовом развитии каолинита по стеклу и плагиоклазу и при поздней карбонатизации. Боковые алевритистые аргиллиты (1в и 1г) изменены слабо

¹ Название «кварцевый долерит» допускается как частная разновидность долеритов [7] и принято ввиду использования опорного кварц-плагиоклазового равновесия.

Таблица. Химический состав (мас. %) кварцевых долеритов в центре (1а), на краю штока (1б) и алевритистых аргиллитов у контакта (1в) и в 0,5 м (1г) от границы штока. Данные рентгеноспектрального анализа (ВИМС)
Table. Chemical composition (wt. %) of quartz dolerites in the center (1a), at the edge of the stem (1b) and silty mudstones at the contact (1v) and 0.5 m (1g) from the stem boundary. X-ray spectral analysis (VIMS) data

№№	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	S
1а	46,8	0,7	17,4	9,8	0,15	3,8	8,6	3,0	0,27	0,08	90,6
1б	47,4	0,7	21,7	9,3	0,2	0,7	10,0	2,74	0,3	0,08	93,84
1в	65,8	0,8	21,5	4,7	0,04	1,0	1,4	0,91	3,2	0,06	99,41
1г	64,2	0,8	20,5	5,2	0,06	0,7	1,6	0,94	3,11	0,07	97,18

и имеют такой же состав как у контакта со штоком, так и на удалении от него.

Восстановленный по псевдоморфозам первичный минеральный состав пород на краю штока сильно отличается от центра. Выяснение причины этого различия представляет первую задачу данной работы. Второй задачей является установление природы массовых вторичных изменений.

Условия магматической кристаллизации в центре и на краю штока

Обозначенная горизонтальная зональность штока (широкий центр и узкий край) отражается не только в присутствии разных первичных цветных минералов, но и в разной доле стекла. Напомним, что эти первичные фазы устанавливаются по псевдоморфозам. В широком центре штока кварцевые долериты отличаются однородностью, изначальным присутствием биотита и магнетита, а также малым количеством стекла без его активного взаимодействия с минералами. В узкой краевой зоне штока, где вместо биотита и магнетита присутствовал пироксен, резко возрастает доля измененного стекла, образующегося при плавлении плагиоклаза. Это означает, что краевое кольцо представляет результат повторного внедрения расплава, который разогревался и при затвердевании содержал повышенную долю стекла. Очевидно, что краевая (кольцевая) щель возникает из-за контракции в момент начального затвердевания расплава, формирующего широкий центр штока. Это объясняет минеральный и температурный контраст между центром и узким краем. Представление о затвердевании магматической колонны вулкана от краев к центру без учета контракции дано в работе [4] и здесь не рассматривается.

Важно, что, несмотря на минеральные различия начальных продуктов кристаллизации, в широком центре и узкой краевой зоне есть два общих и равновесных магматических минерала — кварц и плагиоклаз. Они весьма информативны в отношении

условий кристаллизации. Наличие кварца отражает верхний уровень среза магматической колонны и является следствием вертикальной дифференциации расплава [4]. Плагиоклаз в центре штока выделяется один раз, достигая равновесия с присоединяющимся кварцем. Плагиоклаз в краевой зоне штока образуется дважды. Здесь он сначала появляется вместе с кварцем, а затем — уже без кварца — в форме микролитов внутри стекла. Судя по разному количеству стекла и разным цветным минералам, условия перемещения и затвердевания расплава в центре и на краю штока существенно отличались. Ниже приведены характерные формы минералов, а также последовательность и условия кристаллизации в центре и на краю штока.

В широком центре штока нет никаких признаков концентрической зональности. Несмотря на большое количество вторичных минералов, повсюду различимы участки, где их все же не очень много. Здесь кроме кварца сохраняются первичный плагиоклаз и магнетит, и лишь биотит замещен хлоритом. Плагиоклаз — главный минерал породы. Он образует вытянутые таблицы (до 0,5 мм), которые выделяются из расплава после биотита и магнетита, причем большей частью без кварца. Лишь в конце кристаллизации к плагиоклазу присоединяется кварц в виде равномерно рассеянных мелких ксеноморфных зерен (рис. 1а). Внутри кварца, всегда рядом с его внешней границей, содержатся таблички плагиоклаза с характерной узкой лейстовидной формой (рис. 1б). Здесь же видно, что по кварцу и плагиоклазу развивается поздний кальцит. В породе иногда встречается и более крупный кварц. Но он является продуктом постмагматического разрастания раннего магматического кварца (см. следующий раздел).

Плагиоклаз, образовавшийся как до появления кварца, так и вместе с ним, имеет устойчивый состав андезин-лабрадора (An_{50}^{2}). Если

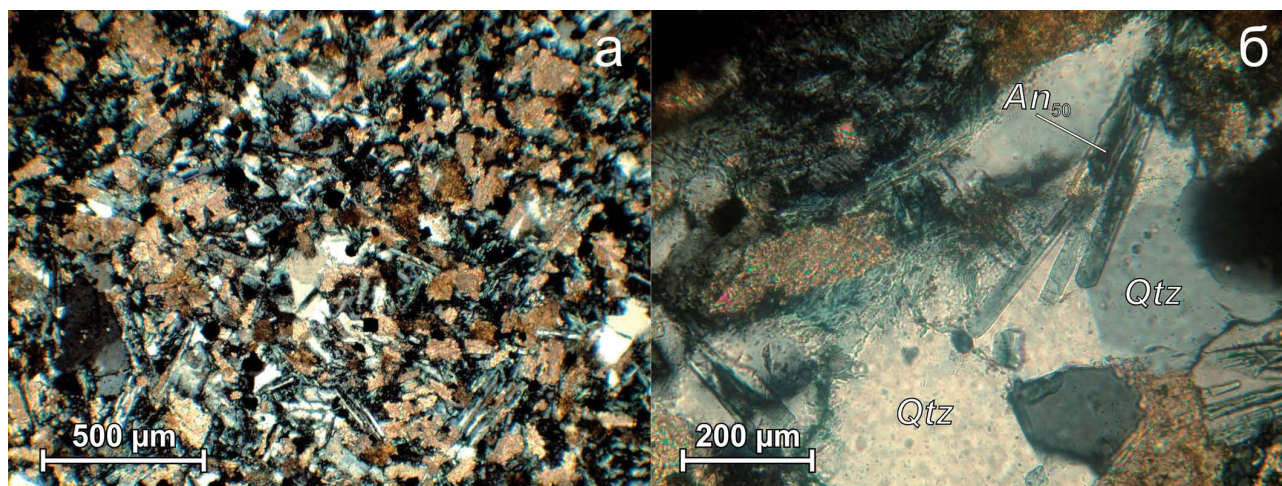


Рис. 1. Структура кварцевого долерита в центре штока: а) мелкий лейстовидный плагиоклаз, редкие ксеноморфные зерна кварца и поздний кальцит (с анализатором, об. 9×); б) кварц с включениями плагиоклаза (с анализатором, об. 20×)

Fig. 1. The structure of quartz dolerite in the center of the stem: а) fine leystoid plagioclase, rare xenomorphic quartz grains and late calcite (with analyzer, vol. 9×); б) quartz with plagioclase inclusions (with analyzer, vol. 20×)

принять давление водного флюида $P_{H_2O} = 2$ кбар, то равновесию $Qtz + An_{50} + L$ будет соответствовать температура 900—950 °С [22]. При таком высоком давлении воды присутствие CO_2 не влияет на температуру солидуса [15]. Конечная (малая) часть расплава затвердевает в условиях пассивной декомпрессии, превращаясь в стекло без повторного плавления кварца и плагиоклаза.

На краю штока, в его контрастной кольцевой зоне шириной всего 0,5—1 м, картина кристаллизации гораздо более сложная. Ее восстановление затруднено еще и тем, что здесь все минералы, кроме кварца с мелкими включениями плагиоклаза, превращены в псевдоморфозы (рис. 2). Тем не менее первичные формы минералов различимы. Среди отличий краевой зоны следует выделить большое количество измененных микролитов и стекла, а также присутствие псевдоморфоз по пироксену (а не по биотиту).

Пироксен, преобразованный в псевдоморфозы гематита и сидерита (с примесью каолинита), имеет вид темных призм (рис. 2а, б). Рядом находятся зональные трещины и гнезда, заполненные по краям гематитом, а в центре — сидеритом. Сохранившийся кварц образует ксеноморфные зерна. В отличие от центра штока здесь рядом с кварцем нет наружного плагиоклаза, а сам кварц как бы корродирован стеклом. Вместо плагиоклаза к кварцу приближен пироксен (точнее, псевдоморфозы по пироксену) (рис. 2в). Но при большом увеличении видно, что внутри кварца, около самого его края, есть очень мелкие идиоморфные

включения раннего плагиоклаза, не затронутого поздними изменениями (рис. 2г). Очевидно, что плагиоклаз изначально все же присутствовал и за пределами зерен кварца, а также примыкал к кварцу. Но он был расплавлен, из-за чего границы кварца приобрели неровную, изъеденную форму. Сокращение расстояния между кварцем и пироксеном отражает удаление части расплава без кристаллов [21]. Избирательное плавление раннего плагиоклаза сменяется образованием стекла и микролитов нового плагиоклаза без кварца. Структурное соотношение микролитов и стекла сохраняется, несмотря на их полное вторичное замещение, и хорошо различается без анализатора (рис. 2д). С анализатором (рис. 2е) видны светлые пластинки гидрослюды, замещающие края микролитов, тогда как их центр замещен каолинитом с поздним наложением красных гидрооксидов Fe.

Обилие стекла и микролитов, а также растворение начального плагиоклаза показывают, что условия и порядок кристаллизации на краю штока существенно отличались от центра. В частности, плавление раннего плагиоклаза указывает на разогрев из-за декомпрессии и дегазации [4, 6]. Верхний уровень разогрева ограничен температурой устойчивости пироксена в паре с плагиоклазом (1175 °С), если принять снижение P_{H_2O} до 0,5 кбар [23]. Частичное плавление пироксена (коррозия стеклом) означает, что этот рубеж иногда преодолевается. В целом температура на краю штока на ~200 °С выше, чем в центре, а давление на ~1,5 кбар ниже.

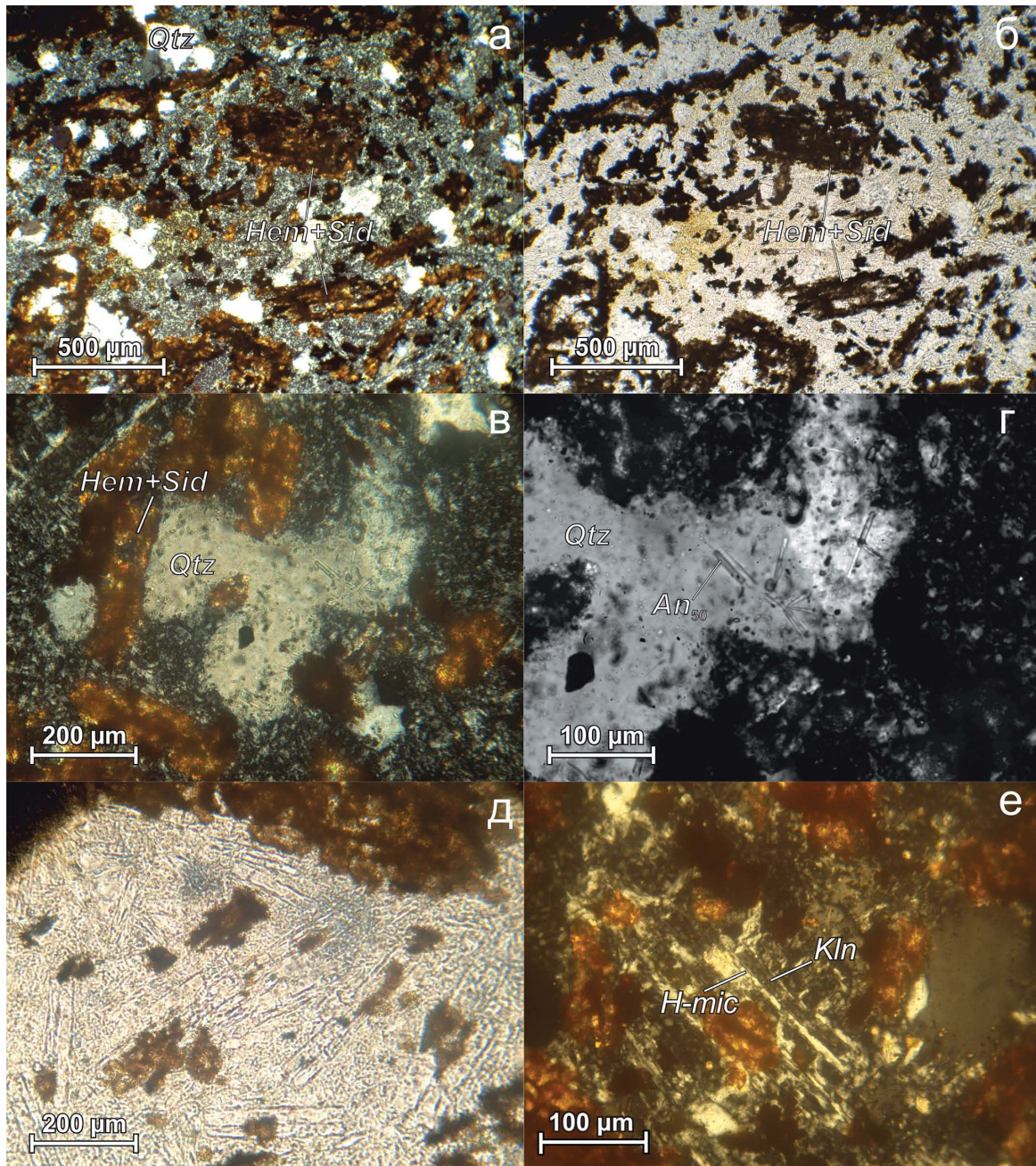


Рис. 2. Кварцевый долерит краевой зоны штока, сохраняющий магматическую структуру на фоне массовых поздних изменений: а) общая структура породы с кварцем и измененным пироксеном (с анализатором); б) то же без анализатора; в) кварц, «корродированный» стеклом; г) тот же кварц при большом увеличении с видимыми включениями мелких таблиц плагиоклаза (в, г — с анализатором); д) микролиты и стекло, превращенные в каолинит, и ожелезненные остатки пироксена (без анализатора); е) микролиты плагиоклаза, в центре замещенные каолинитом (темное), а по краям — гидрослюдой (светлое), с поздним наложением гидрооксидов Fe (с анализатором)

Fig. 2. Quartz dolerite of the marginal zone of the stock, preserving the magmatic structure against the background of massive late changes: а) the general structure of the rock with quartz and modified pyroxene (with an analyzer); б) the same without an analyzer; в) quartz «corroded» by glass; г) the same quartz at high magnification with visible inclusions of small plagioclase tables (в, г — with an analyzer); д) microliths and glass converted into kaolinite, and hardened pyroxene residues (without an analyzer); е) plagioclase microliths, replaced in the center by kaolinite (dark), and at the edges — hydroslud (light), with late application of Fe hydroxides (with analyzer)

Сопоставление условий кристаллизации в центре и на краю штока

Сравнивая центр и край штока, можно видеть, что в обоих случаях до начала декомпрессии и появления стекла из расплава последовательно выделяются магнетит (в центре штока), цветные минералы и плагиоклаз. Это соответствует снижению температуры и давления [6]. Затем к плагиоклазу присоединяется кварц. Между ними и расплавом возникает устойчивое равновесие $Qtz + An_{50} + L$. Это равновесие, судя по постоянству состава плагиоклаза, представляет невариантное состояние — эвтектику при фиксированных значениях T и P_{H_2O} , что полностью исключает передачу тепла в боковые породы по механизму теплопроводности [4].

Дальнейшая дегазация приводит к разогреву остаточного расплава, но с разной интенсивностью в центре и на краю штока. В центре разогреву подвергается весьма малая конечная доля расплава, который пассивно затвердевает в виде стекла. На краю штока возникает узкая кольцевая щель контракции, куда снизу поступает расплав, который из-за дегазации разогревается значительно. Это адиабатический процесс, и выделяющееся тепло не отводится в боковые породы, а расходуется на плавление раннего плагиоклаза. Отсутствие теплоотвода связано с высокой скоростью подъема новой порции расплава вдоль краевой (кольцевой) щели.

Для отражения условий кристаллизации в центре штока применима огибающая кривая солидуса

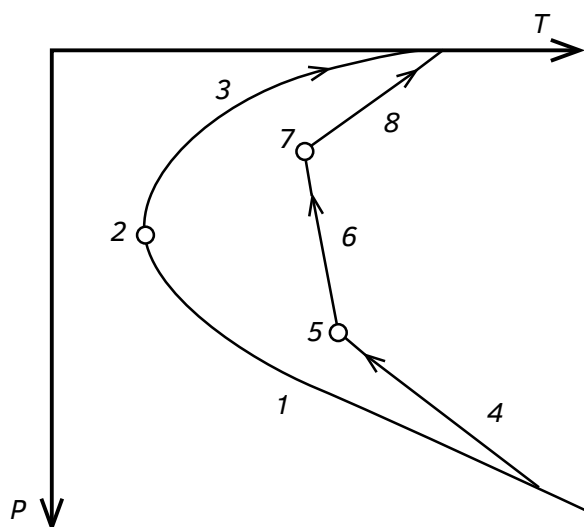


Рис. 3. Кривые солидуса для центра штока (1—3) и для края штока (4—8)

Fig. 3. Solidus curves for the center of the stem (1—3) and for the edge of the stem (4—8)

(рис. 3) [4, 5], где на фоне декомпрессии имеется четкий температурный минимум без промежуточного плавления. Отрезок 1 приходится на стадию сопряженного снижения T и P_{H_2O} при кристаллизации плагиоклаза (после магнетита и биотита). Точка 2 означает завершение снижения температуры перед ростом. Ее маркирует эвтектическое сочетание плагиоклаза фиксированного состава и кварца при температурном минимуме и связанных значениях T и P_{H_2O} [22]. Отрезок кривой 3 выражает конечный адиабатический разогрев остаточного расплава из-за декомпрессии и его застывание в форме стекла без микролитов.

Для отражения условий кристаллизации у края штока применима внутренняя кривая (см. рис. 3) с прямолинейным отрезком повторного плавления [4]. Этот отрезок заменяет точку 2 фазового равновесия в центре штока. Отрезок кривой солидуса 4 смещен в область высоких температур, чему соответствует раннее и обильное выделение пироксена (вместо магнетита и биотита). На этот же отрезок приходится и кристаллизация раннего плагиоклаза с появлением в точке 5 кварца. Отрезок 6 отражает инконгруэнтное плавление плагиоклаза при затрате тепла и небольшом снижении температуры на фоне существенного снижения давления. В точке 7 ранний плагиоклаз исчезает и начинается кристаллизация его мелких микролитов. При этом выделяется скрытая теплота плавления [4, 6], которая не отводится, и конечная температура повышается (8).

Приведенные данные показывают, что условия кристаллизации в центре и на краю штока сильно отличались. На краю штока по сравнению с его центром падает флюидное давление, из-за чего кристаллизация и окончательное затвердевание идут при более высокой температуре. Поэтому здесь меняется состава цветных минералов и появится ранний плагиоклаз, лишь частично сохраняющийся внутри кварца.

Отсутствие постепенного перехода от «горячей» краевой к более «холодной» центральной зоне штока и разница в составе продуктов кристаллизации прямо указывают на повторное внедрение расплава вдоль края штока. Очевидно, что появление свободного пространства, куда поступает новый расплав, вызвано контракцией — краевым отслоением, то есть уменьшением объема при затвердевании центра. Общая ширина сохраняется, но возникает зональность. Предлагаемая модель краевой контракции отличается от модели постепенной кристаллизации колонны расплава от края к центру [4].

Известно, что контракция проявляется по-разному в зависимости от состава расплава и степени его насыщения водой. Например, в гранитных массивах, где сокращение объема значительное и составляет 8—9% [13], трещины контракции заполнены пегматитами в широкой приконтактной зоне. Для крымского штока кварцевых долеритов проблематичной является не сама контракция, а ее смещение в узкую краевую зону. Видимо, здесь сказывается такое свойство расплава, как его вязкость. У основных расплавов, включая расплав кварцевого долерита, вязкость намного ниже, чем у гранитного. Но вязкость зависит от температуры, а главное, от давления воды, причем зависит нелинейно. Для гранитного расплава по Э.С. Персикову [14] при давлении воды 1 кбар его вязкость в 10^5 ниже, чем у «сухого» расплава. Расплав кварцевых долеритов в принципе менее вязкий, чем гранитный, да и давление воды на краю штока остается значимым ($\geq 0,5$ кбар). Поэтому объем сокращается в самый последний момент затвердевания, а контракция имеет форму краевого кольцевого отслоения.

Заполнение кольцевого отслоения, идущее с ростом температуры и падением давления, меняет не только структуру породы, но частично и ее состав. В составе кварцевых долеритов на краю штока по сравнению с центром уменьшается доля Mg при таком же содержании Fe (см. табл.).

Окончательное затвердевание расплава в краевой (кольцевой) зоне также сопровождается контракцией, но уже в форме образования многочисленных секущих трещин. В большинстве они ориентированы радиально, то есть поперек контакта, а отдельные, наиболее крупные трещины выходят во вмещающие породы и в центральную часть штока. Все они заполняются гидротермальными растворами, а затем — низкотемпературными минералами. В промежутках между трещинами контракции породы краевой части штока очень сильно изменены.

Характеристика поздних изменений в центре и на краю штока

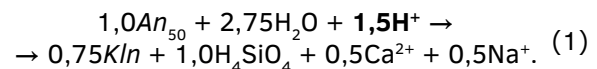
Поздние процессы развиваются при гораздо более низкой температуре, чем в момент затвердевания расплава. Их интенсивность особенно сильно проявлена на краю штока, из-за чего породы здесь выглядят белесыми и местами рыхлыми, тогда как породы в осевой части — серые и плотные.

В центре штока (табл., проба 1а) первичная магматическая структура кварцевых долеритов просматривается регулярно (см. рис. 1а, б),

несмотря на обилие вторичных минералов. Исходные минералы изменяются по-разному. Например, акцессорный магнетит сохраняется, а биотит замещен хлоритом. Цементирующее стекло замещается каолинитом всюду и полностью. Показательно неравномерное изменение плагиоклаза и кварца. Есть места, где они целиком присутствуют в первичном виде. Но в других местах они изменяются, причем последовательно, отражая три стадии смены условий. Здесь сначала плагиоклаз, находящийся за пределами зерен кварца, превращается в псевдоморфозы каолинита. Затем плагиоклаз, включенный в кварц, растворяется и замещается кварцем без участия каолинита. Позже и по плагиоклазу, и по кварцу развивается кальцит. Последовательная смена реакций и сохранение структур соответствуют диффузии с изменением химической активности застойного раствора на фоне снижения температуры.

Характер замещений на всех трех стадиях весьма специфичен. Начальные псевдоморфозы каолинита по плагиоклазу сохраняют первичную форму таблиц. Иногда псевдоморфозы имеют двойное строение. Их широкий центр сложен каолинитом, а очень узкая краевая оболочка (футляр) — раскисленным плагиоклазом ($An_{\sim 20}$) (рис. 4а). Здесь же видно, что каолинит и кислый плагиоклаз предшествуют кальциту.

Замещение широкого центра плагиоклаза An_{50} каолинитом $Al_2(Si_2O_5)(OH)_4$ протекает в реакции (1)² при инертном поведении Al (раствор насыщен глиноземом):



Кислотности реакции (протоны слева) соответствует вынос Ca и Na. Также это гидролиз, идущий с выделением тепла, направленным против общего снижения температуры. Десиликация с переводом кремнезема в раствор отражает диффузионный тип замещения при застойном растворе [10]. Образование каолинита начинается при снижении температуры до 260 °С [2]. Кислотность, скорее всего, обеспечивается полной (относительно высокотемпературной) начальной диссоциацией угольной кислоты.

На стыке плагиоклаза и стекла проявляется разная скорость их замещения.

² An_{50} — плагиоклаз и содержание анортитовой молекулы (%), Arg — арагонит, Cc — кальцит, Hem — гематит, $H-mic$ — гидрослюда, Kln — каолинит, Qtz — кварц, Ser — серицит, Sid — сидерит, L — расплав.

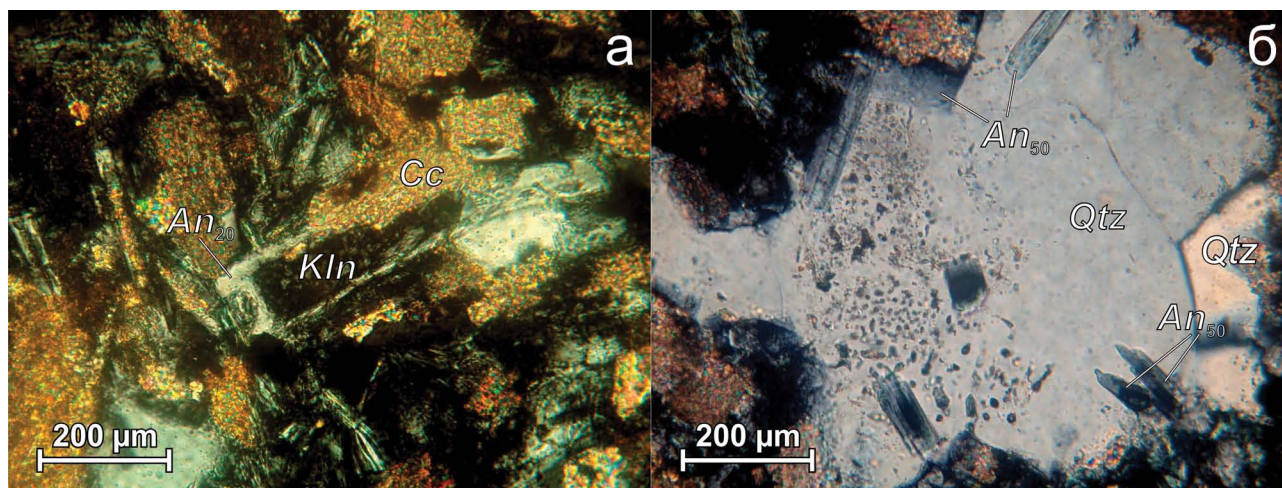
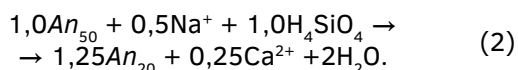


Рис. 4. Метасоматические изменения в центре штока: а) псевдоморфозы по таблицам плагиоклаза с внутренней зоной каолинита и наружной зоной кислого плагиоклаза (An_{20}), а также с поздним наложением кальцита; б) скопление газожидких включений в кварце и растворение плагиоклаза An_{50} , а также наружное слоевое нарастание позднего кварца без включений (оба с анализатором)

Fig. 4. Metasomatic changes in the center of the stem: а) pseudomorphoses according to plagioclase tables with an inner zone of kaolinite and an outer zone of acidic plagioclase (An_{20}), as well as with late calcite overlay; б) accumulation of gas-liquid inclusions in quartz and dissolution of plagioclase An_{50} , as well as an outer layer build-up of late quartz without inclusions (both with analyzer)

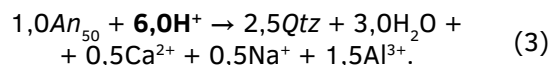
Из-за более быстрого превращения стекла в каолинит раствор на границе с плагиоклазом обогащается Na и Si. В результате край плагиоклаза не замещается каолинитом, а раскисляется:



Если объемный эффект реакции (1) отрицательный ($\Delta V = -26,0 \text{ см}^3/\text{моль}$), то в реакции (2) он положительный и почти такой же по величине ($\Delta V = +24,9 \text{ см}^3/\text{моль}$). Но сочетание обеих реакций не дает объемного баланса, поскольку кайма кислого плагиоклаза заведомо более узкая, чем широкий каолинитовый центр. В результате сокращения объема в породе появляется пористость.

Кварц никак не изменяется, когда за его пределами плагиоклаз массово замещается каолинитом. Более того, кварц предохраняет от замещения каолинитом содержащиеся в нем таблитчатые включения плагиоклаза. Но после массового развития каолинита начинает изменяться и кварц. Он разрастается, а плагиоклаз внутри него начинает растворяться (рис. 4б). В местах растворения плагиоклаза в кварце появляются обильные газожидкие включения, а на периферии разрастающийся кварц приобретает признаки слоевого роста в форме прямолинейных границ зерен. Каолинит в этом процессе не участвует.

Растворение плагиоклаза внутри кварца (см. рис. 4б) идет весьма специфически. Длина таблиц плагиоклаза сокращается, так как они растворяются со стороны торцовых граней (001). Это происходит из-за проникновения раствора сразу вдоль двух систем спайности — (010) и (100). Торцовые грани плагиоклаза становятся изъеденными, а боковые остаются ровными, но их длина укорачивается. Избирательное взаимодействие граней плагиоклаза с раствором отражает диффузионный тип процесса, при котором пораи служат трещины спайности плагиоклаза. Замещение плагиоклаза кварцем представляет кислотную реакцию (3) при инертном поведении Si:



Высокой кислотности ($6,0H^+$ слева) соответствует вынос в раствор Ca и Na, а также форма выноса Al (раствор насыщен кремнекислотой) [3]. Вода синтезируется в реакции и служит основой газожидких включений, возникающих внутри кварца на месте растворяющегося плагиоклаза. Увеличение кислотной активности раствора в реакции (3) по сравнению с реакцией образования каолинита (1) объясняется тем, что реакция (3) протекает внутри кварца, где нет нейтрализации во встречной диффузии со стороны стекла. Кислотность реакции (3), по-видимому, создает

хлор, присутствующий во включениях в кварце (см. ниже). Формально реакция (3) может быть записана как растворение плагиоклаза в сильной соляной кислоте (6HCl) с выносом хлоридов металлов. Объемный эффект реакции (3) резко отрицательный ($\Delta V = -41,17 \text{ см}^3/\text{моль}$), еще более увеличивающий пористость породы. Именно поэтому кварц с газовой-жидкими включениями обростает поздним кварцем уже без включений, но с признаками медленного слоевого роста (см. рис. 46). Этот дополнительный кварц представляет продукт разложения подвижного кремнезема ($\text{H}_4\text{SiO}_4 \rightarrow \text{SiO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$), вынесенного в реакции (1) и не полностью реализованного в реакции (2).

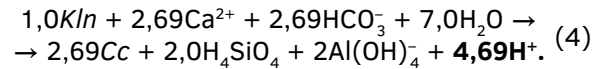
Для оценки условий протекания реакции (3), в которой растворяется плагиоклаз и образуется кварц с газовой-жидкими включениями, был проведен термобарогеохимический анализ. Объектом служили двухфазные газовой-жидкие включения, а целью являлась фиксация температур фазовых переходов (микротермокамера THMSG-600, исполнитель М.М. Комарова). Температура гомогенизации ($T_{\text{гом}}$) устанавливалась по точке перехода газа в раствор. Диапазон $T_{\text{гом}}$ укладывается в интервал от 309 до 132 °С. Температура эвтектического затвердевания ($T_{\text{эвт}}$) находится в диапазоне от -28 до -23 °С, что соответствует водному раствору с невысоким содержанием NaCl (1,05—5,57%) [16]. Наличие хлорида натрия во включениях позволяет считать, что хлор присутствовал в исходном расплаве. Наиболее высокую температуру гомогенизации (309 °С) дает лишь одна точка, а все остальные замеры приходится на интервал 132—250 °С, который принят за основу оценки температур (рис. 5). В системе этих точек просматривается закономерность: в центре скоплений газовой-жидких включений температура гомогенизации выше (160—250 °С), чем на краю (132—160 °С). На краевые низкие температуры приходится и слоевое заполнение пустот кварцем без газовой-жидких включений. Водно-хлоридный состав включений объясняется синтезом воды в реакции (3), кислотность которой обеспечивается хлором.

Усиление кислотной активности растворов при переходе от реакции (1) к реакции (3) вызвано сменой кислот (угольной на хлористоводородную). В реакции (1) остаточный раствор насыщается кремнеземом, а в реакции (3) — глиноземом. Выносу Si и Al способствует увеличение пористости из-за уменьшения объема твердых фаз в обеих реакциях.

Появление кальцита указывает на переход от кислотных условий к щелочным. Важно

отметить, что кальцит развивается не беспорядочно. В частности, можно видеть, что в псевдоморфозах по плагиоклазу кальцит избирательно замещает только каолиническое ядро и не распространяется на олигоклазовую кайму (рис. 6а).

Кальцит по каолиниту образуется в реакции:



Из-за отсутствия в минералах общего катиона реакция (4) рассчитана на равенство объемов твердых фаз (каолинита и кальцита). Щелочность реакции (протоны справа) обеспечивается неполной диссоциацией угольной кислоты при низкой температуре ($\text{pH} \sim 9,9$, 150 °С при 1 кбар [20]). Низкотемпературным условиям соответствует гидролиз, а щелочности — приведенная форма выноса алюминия [3]. Замещение кальцитом только каолинического ядра отражает застойное состояние раствора, то есть диффузию. Десиликация также прямо указывает на диффузию [10].

Кальцит также избирательно и весьма активно развивается по «новому» кварцу с гранными формами и без газовой-жидких включений (рис. 6б). При этом он почти не затрагивает сохранившийся рядом плагиоклаз, что указывает на застойное состояние раствора (диффузионное замещение). Кварц же замещается кальцитом весьма агрессивно, что показано на рисунке 7. Реакция также рассчитана на равенство объема твердых фаз (кварца и кальцита):

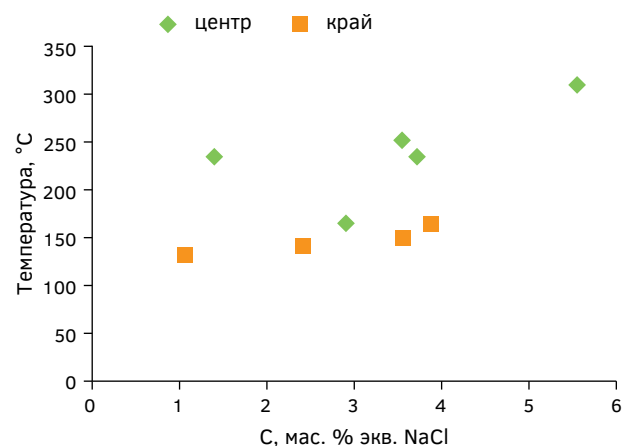


Рис. 5. Диаграмма: температура гомогенизации — концентрация солей на краю и в центре скоплений газовой-жидких включений

Fig. 5. Diagram: homogenization temperature — concentration of salts at the edge and in the center of accumulations of gas-liquid inclusions

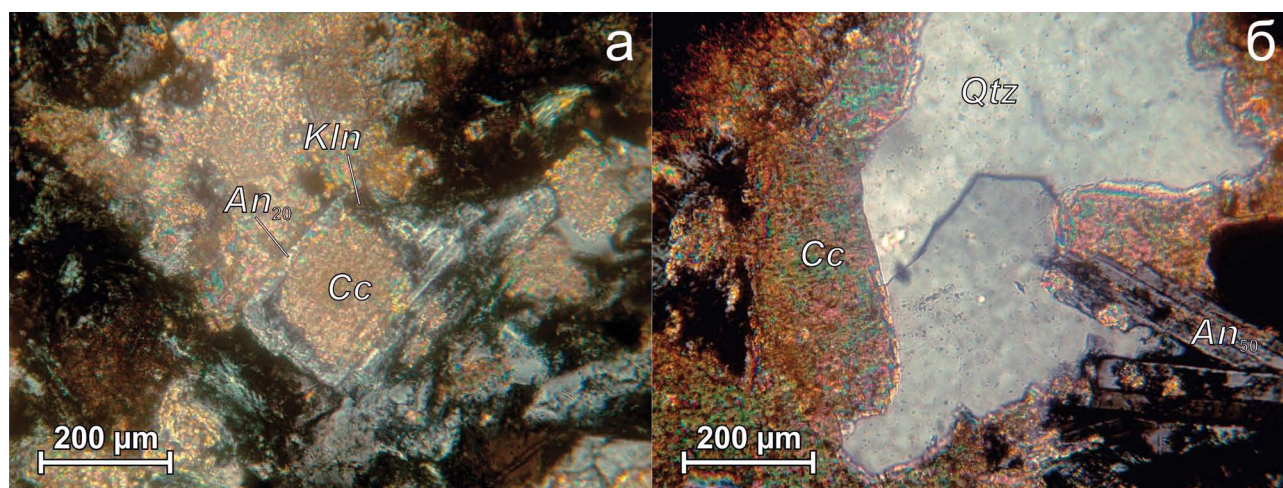
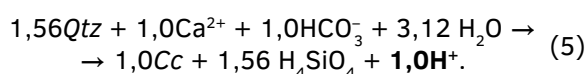


Рис. 6. Образование позднего кальцита в центре штока: а) замещение кальцитом каолинитового ядра псевдоморфоз по плагиоклазу; б) замещение кальцитом позднего кварца, имеющего признаки гранного роста (с анализатором)

Fig. 6. Formation of late calcite in the center of the stem: a) calcite replacement of the kaolinite core of pseudomorphs by plagioclase; б) calcite replacement of late quartz with signs of faceted growth (with analyzer)



Как и реакция (4), это щелочная десиликация при активном участии воды.

Итак, в смене приведенных реакций (1—5) участвуют угольная кислота с ее двойной диссоциацией и хлор. Четкая последовательность обеспечивается застойным состоянием растворов и сменой влияния анионов по мере снижения температуры: CO_3^{2-} (каолинит по плагиоклазу, слабая кислотность, $\sim 260^\circ C$) $\rightarrow Cl^-$ (кварц по плагиоклазу,

сильная кислотность, $\sim 132—250^\circ C$) $\rightarrow HCO_3^-$ (кальцит по каолиниту и кварцу, щелочность, $\leq 132^\circ C$).

В промежуточной стадии проявляется активность хлора. Дополнительный эффект представляет уменьшение объема твердых фаз в реакциях (1, 3). Возникающая пористость в условиях общей декомпрессии нарушает застойное состояние раствора и способствует выносу Al и Si. Этим объясняется низкое содержание SiO_2 в породе (см. табл., анализ 1а).

В краевой части штока (табл., проба 1б) постмагматические изменения кварцевых долеритов намного более сильные, чем в центре, и при этом качественно иные. Здесь замещены все магматические минералы, кроме кварца и мелких включений плагиоклаза внутри кварца. Если снова обратиться к рисунку 2, видно, что магматические структуры сохраняются. Правда, они выглядят контрастно из-за темных гематит-сидеритовых псевдоморфоз по пироксену и светлых псевдоморфоз гидрослюда и каолинита по стеклу и микролитам плагиоклаза в стекле. Характерно также обилие прожилков с гематитовыми краями и сидеритовым центром. Иногда они ответвляются от псевдоморфоз по пироксену. Но большинство таких прожилков представляет заполнение секущих радиальных трещин. Ниже показано образование псевдоморфоз, а затем заполнение трещин и пустот.

Плагиоклаз микролитов преобразован в каолинитовые псевдоморфозы, но вдоль наружного слоя отдельных псевдоморфоз развивается узкая пластинка гидрослюда (см. рис. 2е). Это напоминает

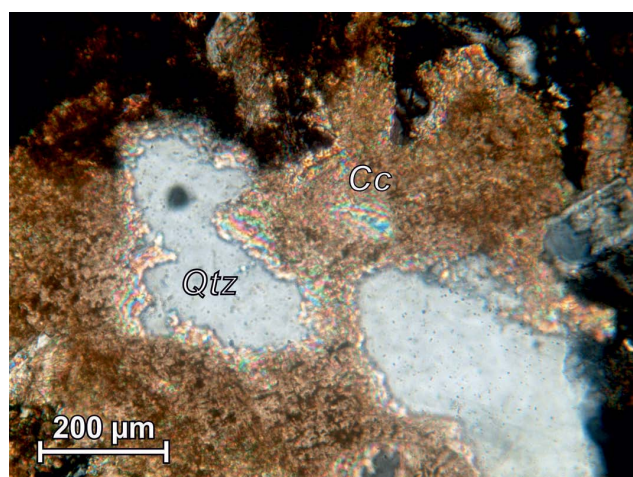
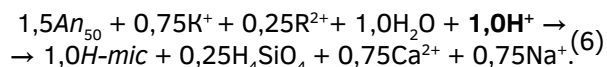


Рис. 7. Замещение кварца кальцитом (с анализатором). Темная точка на кварце — дефект шлица

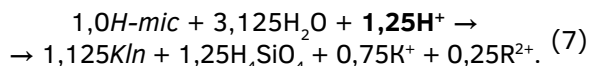
Fig. 7. Replacement of quartz with calcite (with analyzer). A dark dot on quartz is a defect of the slot

похожее явление в центре штока, где край раннего плагиоклаза An_{50} замещается в реакции (1) более кислым плагиоклазом An_{20} , а в середине развивается каолинит. На краю штока замещение плагиоклаза микролитов (условно An_{50}) гидрослюдой происходит с привносом калия и оснований со стороны наружного каолинита по стеклу. Эта начальная реакция (6) имеет кислотную направленность и протекает с выносом кремнезема (диффузия):



Состав гидрослюды принят по [12]: $K_{0,75}(Al_{1,75}R^{2+}_{0,25})Si_{3,5}Al_{0,5}O_{10}(OH)_2$, где R^{2+} — Mg, Fe. По сравнению с реакцией (1) в реакции (6) требуется меньше воды, то есть она более высокотемпературная. Судя по меньшему количеству H^+ на единственный плагиоклаз, реакция (6) менее кислотная, чем (1). Калий оказывается в растворе из-за того, что он не реализуется на магматической стадии (пироксен вместо биотита). Основания (R^{2+}) поступают из-за параллельного изменения смежного пироксена. Расчет реакции (6) показывает уменьшение объема твердых фаз ($\Delta V = -5,2 \text{ см}^3/\text{моль}$).

Дальнейшее превращение гидрослюды и в итоге самих микролитов в каолинит представляет следующую, более кислотную, реакцию:



Это тоже десиликация, но уже с выносом калия и оснований. Реакция идет при явном снижении температуры, так как усиливается гидролиз. Ее объемный эффект тоже отрицательный ($\Delta V = -33,8 \text{ см}^3/\text{моль}$). Начальная гидрослюда образуется при $\leq 300^\circ\text{C}$ [12] в реакции (6), а при 260°C ее сменяет каолинит (7). Из-за сокращения объема здесь возникает масса мелких пустот.

Пироксен полностью превращен в зональные псевдоморфозы гематита, сидерита и каолинита, нередко сохраняющие его первичную форму (рис. 8а, б). Это, как и вынос кремнезема в раствор, прямо указывает на диффузию [10]. В раствор также переходят Ca и щелочи. Железо перераспределяется между гематитом и сидеритом, которые формируют сетчатую, ячеистую и скелетную структуру псевдоморфоз. Гематитом очерчен внешний контур псевдоморфоз и границы ячеек вдоль спайности. Сами ячейки в большинстве заполнены сидеритом, но некоторые (центральные) — каолинитом. Скелетные псевдоморфозы отражают сохранность первичной формы пироксена.

Преимущественно сидеритовый состав псевдоморфоз по пироксену обеспечивается начальной кислотной (полной, высокотемпературной) диссоциацией угольной кислоты. Сочетание сидерита и гематита представляет связь окислительно-восстановительных реакций с переводом $Fe^{2+} \rightarrow Fe^{3+}$ и $HCO_3^- \rightarrow CO_3^{2-}$. Первая (окислительная) реакция отражает локальное повышение щелочности при отложении гематита, а вторая (восстановительная) — общую высокую кислотность с отложением сидерита.

Краевую зону штока отличает не только интенсивное замещение ранних минералов, в том числе развитие гематита и сидерита по пироксену. Но также характерно их отложение в мелких пустотах и микротрещинах. Нередко такие микротрещины отвечают от псевдоморфоз по пироксену (см. рис. 8а, б), отражая уменьшение объема в реакции. Наружную зону таких трещин занимает гематит, а внутреннюю — сидерит. Соединяясь, такие микропрожилки образуют раздувы, края которых обрамлены гематитом. От гематита в направлении центра растёт сидерит с гранными формами, а центр этих раздувов нередко заполняется монокристаллическим кальцитом (рис. 8в, г). Смена карбонатов означает переход застойного раствора от кислотного (сидерит) к щелочному (кальцит). Карбонаты в форме монокристаллов растут, когда скорости расширения и заполнения трещин сопоставимы. В этом случае происходит так называемый «медленный» рост кристаллов (он же слоевой, гранный, тангенциальный).

Есть также другой, довольно редкий, тип отложения карбонатов, когда они заполняют не развивающиеся трещины, а пассивно отлагаются в пустотах, возникших при затвердевании расплава, которые принято называть миароловыми. Большую часть объема таких полостей заполняет сидерит (уже без гематита) с характерной радиально-лучистой почковидной структурой (рис. 8д, е). Вдоль границы с центральной пустотой отлагается узкая лучистая кайма арагонита (вместо кальцита). Такая структура карбонатов характерна для «быстрого» (неслоевого, нетангенциального, «нормального») роста.

Принципы слоевого гранного (медленного) и неслоевого «нормального» (быстрого) роста даны в работе А.А. Чернова [18]. В ней подчеркивается, что медленный слоевой рост достигается при отсутствии пересыщения или переохлаждения, то есть при равновесии. Этому способствует медленное развитие мелких трещин. Если же отложение происходит не в развивающихся трещинах,

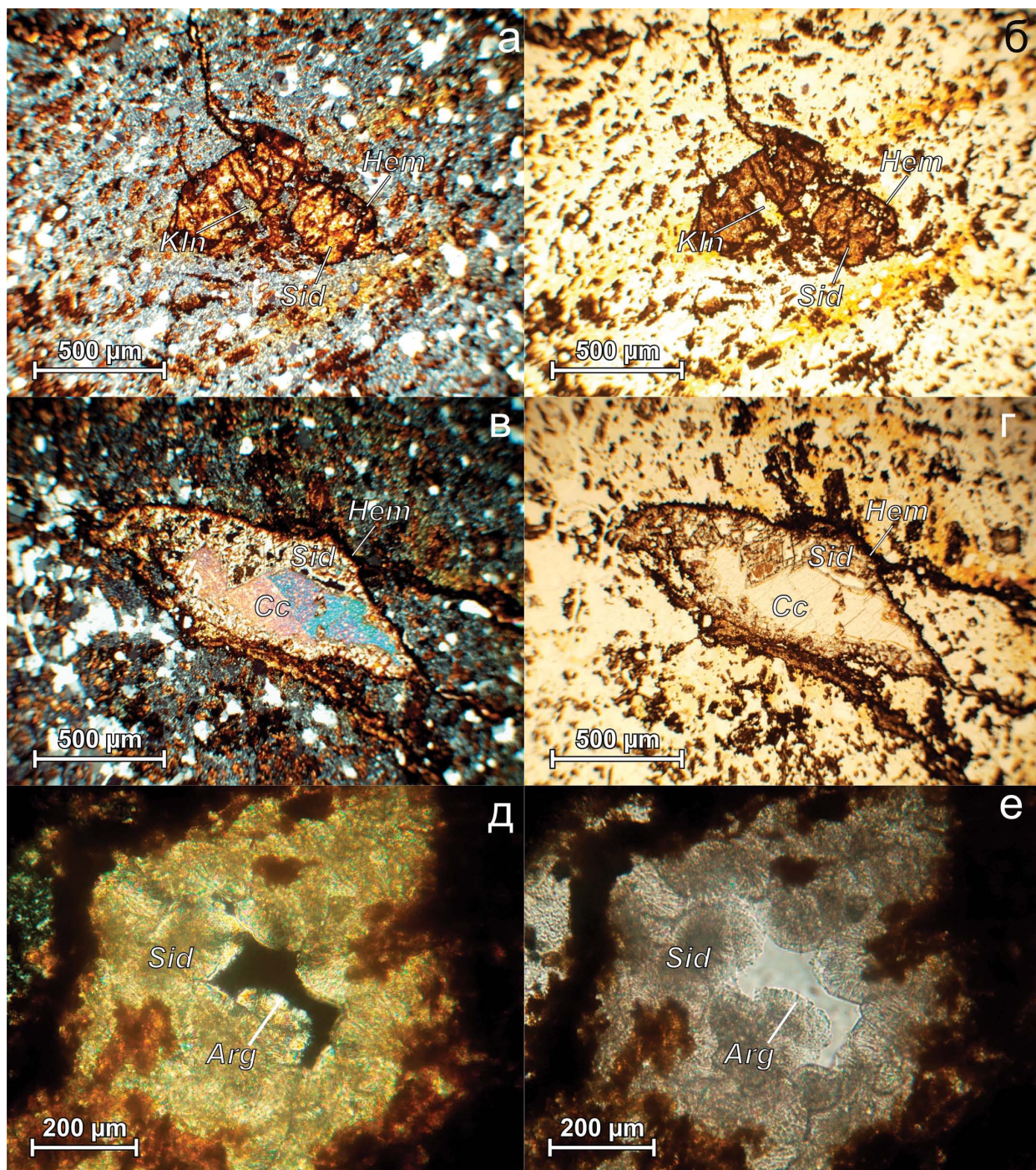


Рис. 8. Поздние метасоматические изменения на краю штока: а) псевдоморфоза сидерита с каймой гематита по пироксену (с анализатором); б) то же без анализатора; в) слоевое заполнение пустот сидеритом (вдоль края) и кальцитом (в центре) и наружной каймой гематита или гидрооксидов железа (с анализатором); г) то же без анализатора; д) радиальное заполнение пустот начальным сидеритом и поздним арагонитом вдоль границы с центральной полостью (с анализатором); е) то же без анализатора

Fig. 8. Late metasomatic changes at the stem edge: а) pseudomorphosis of siderite with hematite border by pyroxene (with analyzer); б) the same without analyzer; в) layered filling of voids with siderite (along the edge) and calcite (in the center) and an outer hematite border or iron hydroxides (with analyzer); г) the same without analyzer; д) radial filling voids of initial siderite and late aragonite along the border with the central cavity (with analyzer); е) the same without analyzer

а в полостях с запасом пустого пространства, то возникает градиент насыщения и индивидуальности минералов (в нашем случае карбонатов) растут быстро с образованием радиально-лучистых структур. Оба способа роста представляют заполнение трещин или пустот путем кристаллизации застойного раствора, в котором начальные кислотные условия сменяются щелочными.

Подчеркнем, что гематит фиксирует начало развития трещин, то есть момент накопления напряжений, очерчивая наружную зону прожилков и их раздувов (см. рис. 8а–г). Но он не отлагается в миароловых пустотах (см. рис. 8д, е).

Приведенная характеристика поздних изменений показывает, что на краю штока они несравненно сильнее, чем в центре. Очевидна связь обильных радиальных трещин контракции и массового низкотемпературного метасоматоза в краевой зоне штока. Из-за расширения трещин раствор в них охлаждается [19], как и поровый раствор в промежутках между трещинами контракции. Это охлаждение усиливает кислотную активность раствора, из-за чего в краевой зоне штока возникают массовые силикатные псевдоморфозы. Характерно, что уменьшение объема проявляется не только в форме радиальных трещин контракции. Сами низкотемпературные реакции идут с уменьшением объема твердых фаз, что приводит к росту пористости и образованию микротрещин (см. рис. 8а, б). Общей причиной служит продолжающаяся декомпрессия. В отсутствие расплава она охлаждает раствор и способствует удалению вверх подвижных продуктов реакций. В этих продуктах доминируют основания и кремнезем. Когда кислотный ресурс раствора исчерпывается, удаленное в реакции 7 железо отлагается в форме гематитовых пятен без сидерита (см. рис. 2д, е). Что касается кремнезема, то на краю штока он удаляется и из-за этого в породе наблюдается низкое содержание SiO_2 (см. табл., анализ 1б). Лишь иногда можно видеть отдельные мелкие прожилки кварца, которые пересекаются прожилками кальцита. Это показывает, что образование трещин продолжается до самых низких температур того же уровня ($\leq 132^\circ\text{C}$), что и в центре штока.

Боковые породы

Вмещающие алевритистые аргиллиты непосредственно на границе со штоком и в 1 м от нее имеют одинаковый устойчивый химический состав (см. табл., пробы 1в, 1г) без признаков выноса SiO_2 . Минеральный состав представляют кварц (~5–10%), слюдисто-каолиновый цемент (80–85%),

гидрооксиды железа (до 10%), кальцит (сл.). Кварц — зерна типичного обломочного вида размером от 0,05 до 0,2 мм. Основу цемента составляет каолинит, по которому развивается мелкая гидрослюда, переходящая в чешуйки серицита, обозначая прогрессивный тип изменений. Равномерное слабое ожелезнение проявлено в форме рассеянных агрегатов гидрооксидов железа размером $\leq 0,1$ мм. Иногда в них встречаются мелкие зерна магнетита. Структура пород псамо-пелитовая. В алевритистых аргиллитах рядом со штоком встречаются поздние гнезда слюдисто-карбонатного агрегата, состоящего из иллита и анкерита (?). Независимо от них развита поздняя сеть тонких прожилков сидерита с каймой гематита, переходящего в гидрооксиды железа. Сеть аналогична системе тонких прожилков в краевой зоне штока.

Ассоциация каолинита и гидрослюда в цементе пород, примыкающих к штоку, соответствует разогреву до $\leq 300^\circ\text{C}$ под термическим (но не флюидным) влиянием штока. Разогрев боковых пород по принципу кондуктивной передачи тепла происходит только после затвердевания расплава. Уровень этих изменений такой же низкотемпературный, как и в самом штоке. Отсутствие высокотемпературного влияния расплава на боковые породы прямо указывает на адиабатическое состояние [4] системы расплав — кристаллы в штоке.

Модель формирования пород штока

Зональное строение штока с повторным кольцевым внедрением расплава и массовые низкотемпературные изменения связаны друг с другом через явления контракции и декомпрессии. Причем общий фон создает сквозная декомпрессия, а контракция проявляется дважды. Начальная контракция происходит в момент первого затвердевания штока и имеет форму узкого кольцевого отслоения, которое снизу заполняется новым расплавом. Декомпрессия в кольцевой зоне усиливается, что приводит к адиабатическому разогреву расплава примерно на 200°C по сравнению с широким центром. Краевая контракция служит причиной мобилизации расплава и его перемещения вверх к вулканическому аппарату.

Окончательное затвердевание краевого кольца снова сопровождается контракцией с образованием обильных поперечных (радиальных) трещин, которые заполняются уже не расплавом, а раствором. Он не поступает извне, а представляет мобилизацию межзернового застойного (порового) раствора, с которым связан массовый диффузионный метасоматоз. В трещинах отлагаются

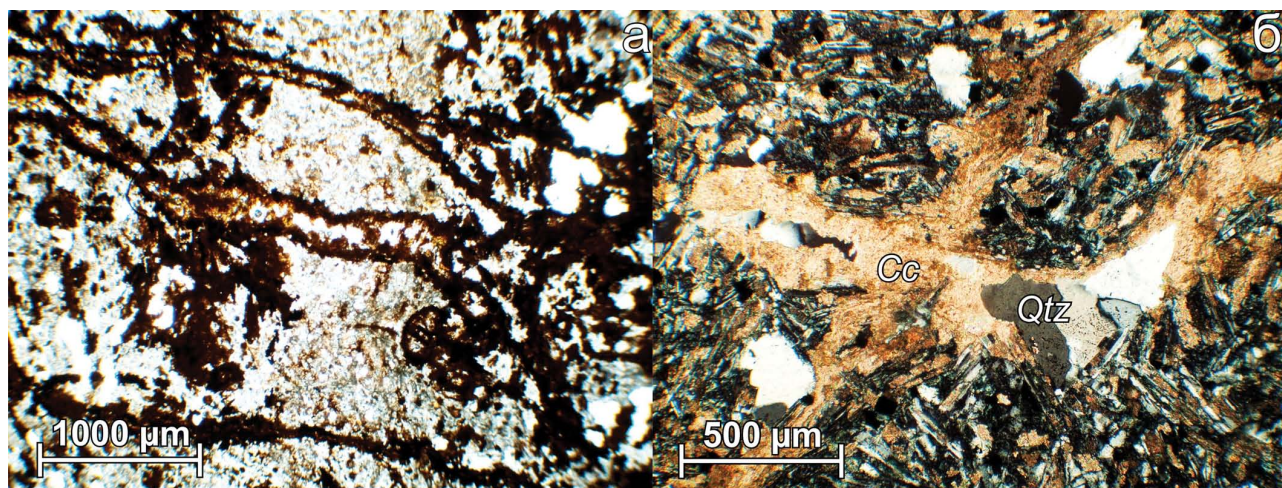


Рис. 9. Позднее заполнение трещин и полостей: а) трещины, заполненные сидеритом и гематитом на краю штока (без анализатора); б) полости, заполненные кварцем и наложенным кальцитом в центре штока (с анализатором)

Fig. 9. Late filling of cracks and cavities: а) cracks filled with siderite and hematite at the edge of the stem (without analyzer); б) cavities filled with quartz and superimposed calcite in the center of the stem (with analyzer)

новые минералы, характерные только для края штока. Главные из них — железистый карбонат и гематит (рис. 9а), из-за которых прожилки

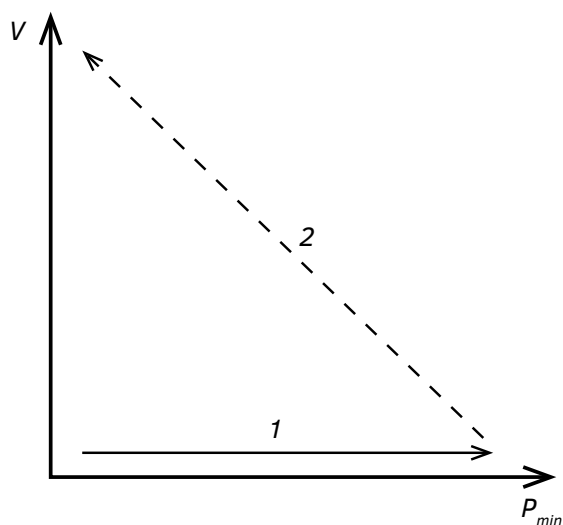


Рис. 10. Изменение давления на минералы (P_{min}) и объема твердых фаз (V) по стадиям: 1 — накопление напряжений (рост давления на минералы при сохранении объема); 2 — снятие напряжений (сброс давления при образовании трещин и увеличении объема, компенсирующее уменьшение объема в реакциях)

Fig. 10. Changes in pressure on minerals (P_{min}) and volume of solid phases (V) by stages: 1 — accumulation of stresses (increase in pressure on minerals while maintaining volume); 2 — stress relief (pressure relief during crack formation and volume increase, compensating for volume reduction in reactions)

выглядят контрастно. Обильные, часто сплошные, новообразования характерны именно для края штока. В центре штока изменения не сплошные и поэтому там лучше видна стадийность. Особенно хорошо проявлено гнездовое наложение кварца, а затем — позднего кальцита (рис. 9б).

Неизбежность резкого снижения температуры при переходе к метасоматозу связана с механической работой, затраченной на массовое образование радиальных трещин контракции. Реализация механической работы ($-PV$) объединяет начальный рост напряжений (P) перед образованием трещин со снятием напряжений и увеличением объема (V) при образовании трещин. Внутренняя энергия системы снижается ($\Delta U = -PV$). На рисунке 10 по горизонтали обозначен рост напряжений, а по диагонали — их снятие при образовании радиальных трещин с увеличением объема. Однако общий объем породы в кольцевой зоне остается на первоначальном уровне, потому что между трещинами идет замещение минералов с уменьшением объема.

Эту же стадийность (1, 2 на рис. 10) показывает двойное заполнение трещин (см. рис. 8в, г, 9а). Начальный рост напряжений (1) маркирует кайма плотного гематита, а снятие напряжений (2) — менее плотный карбонатный центр.

Вопрос состоит в том, куда и как при этом отводится тепло от пород штока, затвердевание которых происходит при высокой температуре, а массовое вторичное замещение идет при низкой температуре. По Д.С. Коржинскому [9] при переходе системы на более низкий уровень внутренней энергии

часть потенциальной энергии системы рассеивается во внешней среде в форме тепла. Если по-другому, это отвод тепла во вмещающие породы. Но в нашем случае нет признаков разогрева вмещающих пород (ороговикования). Очевидно, что если нет передачи тепла во внешнюю среду, то фактором снижения температуры является расширение флюида в трещинах контракции и его адиабатическое охлаждение [19].

Связь механической работы, затраченной на образование трещин, и немедленного адиабатического охлаждения заполняющей их флюидной фазы далеко не всегда очевидна. Например, в литературе [1, 19] детально освещено охлаждение гидротермального флюида, вызванное расширением и падением давления в поствулканических процессах на дне океана. Но при этом механическая составляющая не рассматривается. Для нашего случая она крайне важна, так как помимо охлаждения имеет значение его скорость.

Высокая скорость развития радиальных трещин контракции сопряжена с быстрым адиабатическим охлаждением раствора не только внутри самих трещин, но и межзернового (застойного) раствора в промежутках между трещинами. Фактически происходит разделение энергетических затрат — механической работы на образование трещин и охлаждения раствора внутри этих трещин. Охлаждение раствора в краевом «кольце» происходит гораздо быстрее, чем кондуктивная передача этому раствору тепла от горячего и ранее затвердевшего «центра». Более того, межзерновой раствор охлаждается не только на краю штока, но фрагментарно в центре, судя по неравномерным вторичным изменениям.

Такого рода процессы, которые идут с более высокой скоростью, чем теплообмен с окружающей средой, относятся к особой категории, а именно к категории «быстрых» процессов [11]. То есть наблюдается связанный переход от совершения механической работы ($-PV$) к снижению температуры. Последнее уменьшает величину TS в уравнении внутренней энергии при постоянстве энтропии (изоэнтропическое охлаждение [19]).

Показанные выше реакции, сопутствующие образованию трещин, в большинстве представляют гидролиз, а значит, идут с выделе-

нием тепла (экзотермические реакции). Это выделение тепла направлено против охлаждения растворов в расширяющихся трещинах и межзерновых порах. Сквозная декомпрессия приводит к частичному удалению подвижного кремнезема, усиливая отрицательный объемный эффект реакций и рост пористости.

Итак, последовательность минералообразования в породах штока подчинена смене температур на фоне декомпрессии в адиабатических условиях. Ее главные особенности сводятся к следующему.

1. Шток кварцевых долеритов затвердевает с контракцией в форме краевого кольца, куда снова поступает расплав при декомпрессии и адиабатическом разогреве с повторным плавлением кристаллов и образованием стекла.

2. Температура затвердевания расплава на краю штока ($1175\text{ }^{\circ}\text{C}$) выше, чем в центре ($900\text{ }^{\circ}\text{C}$), а давление воды ($0,5$ кбар) ниже, чем в центре (2 кбар).

3. Окончательное затвердевание краевой зоны сопровождается повторной контракцией в форме радиальных трещин, заполненных раствором.

4. Реализация механической работы при образовании радиальных трещин контракции снижает уровень внутренней энергии системы.

5. Расширение радиальных трещин вызывает быстрое адиабатическое охлаждение растворов, включая поровые, до $300\text{—}132\text{ }^{\circ}\text{C}$ и активизацию кислотных компонентов.

6. На краю штока кислотный диффузионный метасоматоз между радиальными трещинами приводит к массовому образованию псевдоморфоз при сохранении магматической структуры.

7. В центре штока из-за фрагментарного охлаждения застойного раствора идет последовательная смена диффузионных реакций, когда слабое кислотное и сильное щелочное влияние угольной кислоты разделено активностью хлора.

8. Уменьшение объема твердых фаз в большинстве метасоматических реакций и увеличение пористости связано с доминирующей декомпрессией.

9. Декомпрессия приводит к удалению части подвижного кремнезема через возникающие поры и трещины с вероятным переотложением наверху в виде агата и сердолика.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гричук Д.В. Термодинамические модели субмаринных гидротермальных систем. М.: Научный мир, 2000. 304 с.
2. Иванов И.П. Термодинамическое моделирование минеральной зональности на примере системы $\text{Al}_2\text{O}_3\text{--SiO}_2\text{--H}_2\text{O--HCl}$ // Очерки физико-химической петрологии. М.: Наука, 1991. Вып. XVII. С. 36—57.
3. Иванов И.П., Ткаченко Н.А. Анализ парагенезисов

- минералов и моделирование зональности кислотных метасоматитов // Экспериментальное и теоретическое моделирование процессов минералообразования. М.: Наука, 1998. С. 173—188.
4. Кадик А.А., Луканин О.А., Лапин И.В. Физико-химические условия эволюции базальтовых магм в приповерхностных очагах. М.: Наука, 1990. 346 с.
5. Кадик А.А., Френкель М.Я. Термодинамика декомпрессии водосодержащего магматического расплава (на примере системы альбит–вода) и роль понижения давления в механизме магнеобразования // Геохимия. 1980. № 3. С. 307—334.
6. Кадик А.А., Френкель М.Я. Декомпрессия пород коры и верхней мантии как механизм образования магм. М.: Наука, 1982. 120 с.
7. Классификация магматических (изверженных) пород и словарь терминов: Пер. с англ. М.: Недра, 1997. 248 с.
8. Корнейко А.А., Веселовский Р.В. Новые данные о палеомагматизме среднеюрского магматического комплекса долины р. Бодрак (Горный Крым) // Вестник МГУ. Сер. Геология, 2013. С. 10—17.
9. Коржинский Д.С. Теоретические основы анализа парагенезисов минералов. М.: Наука, 1973. 288 с.
10. Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. 2-е изд., доп. М.: Наука, 1982. 103 с.
11. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Статистическая физика. М.: Наука, 1964. Т. 5. 567 с.
12. Метасоматизм и метасоматические породы / Жариков В.А., Русинов В.Л., Маракушев А.А. и др. М.: Научный мир, 1998. 492 с.
13. Осипов М.А. Контракция гранитоидов и эндогенное минералообразование. М.: Наука, 1974. 156 с.
14. Персигов Э.С. Вязкость магматических расплавов. М.: Наука, 1984. 160 с.
15. Перчук Л.Л. Термодинамический режим глубинного петрогенеза. М.: Наука, 1973. 318 с.
16. Реддер Э. Флюидные включения в минералах: Пер. с англ. М.: Мир, 1987. Т. 1. 558 с.
17. Спиридонов Э.М., Федоров Т.О., Ряховский В.М. Магматические образования Горного Крыма. Статья 2 // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 1990. Т. 65. Вып. 6. С. 103—112.
18. Чернов А.А. Процессы кристаллизации // Современная кристаллография. Т. 3. М.: Наука, 1980. С. 7—232.
19. Bischoff J.L., Pitzer K.S. Phase relations and adiabats in boiling seafloor geothermal systems // Earth and planetary science letters. 1985. No. 75. P. 327—338.
20. Johnson J.W., Oelkers E.H., Helgeson H.C. SUPCRT 92: A software package for calculating the standard molal thermodynamic properties of minerals, gases, aqueous species, and reactions from 1 to 5000 bars and 0° to 1000°C // Comp. Geosci. 1992. No. 18. P. 899—947.
21. Sleep N.H. Segregation of magma from a mostly crystalline mush // Geol. Soc. Amer. Bull. 1974. Vol. 85. P. 1225—1232.
22. Yoder H.S. Albite–Anorthite–Quartz at 5 kb // Carnegie Institution of Washington. Year Booc. 1966—1967. No. 66. P. 477—478.
23. Yoder H.S., Tilley C.E. Origin of basalt magmas, an experimental study of natural and synthetic rock systems // J. Petrol. 1962. Vol. 3. No. 3. P. 342—532.

REFERENCES

1. Grichuk D.V. *Termodinamicheskie modeli submarinnyh gidrotermal'nyh sistem* [Thermodynamic models of submarine hydrothermal systems]. Moscow: Nauchnyj mir, 2000. 304 p. (In Russian).
2. Ivanov I.P. *Thermodynamic modeling of mineral zonality by the example of the Al_2O_3 — SiO_2 — H_2O — HCl system. Essays of physico-chemical petrology*. Moscow: Nauka, 1991. Vol. XVII. P. 36—57. (In Russian).
3. Ivanov I.P., Tkachenko N.A. *Analysis of paragenesis of minerals and modeling of zonality of acid metasomatites. Experimental and theoretical modeling of mineral formation processes*. Moscow: Nauka, 1998. P. 173—188 (In Russian).
4. Kadik A.A., Lukanin O.A., Lapin I.V. *Fiziko-himicheskie usloviya evolyucii bazal'tovyh magm v pripoverhnostnyh ochagah* [Physico-chemical conditions of evolution of basaltic magmas in near-surface foci]. Moscow: Nauka, 1990. 346 p. (In Russian).
5. Kadik A.A., Frenkel' M.Ya. *Termodinamika dekompressii vodosoderzhashchego magmaticheskogo raspлава (na primere sistemy al'bit—voda) i rol' ponizheniya davleniya v mekhanizme magmoobrazovaniya* [Thermodynamics of decompression of a water-containing magmatic melt (on the example of the albite-water system) and the role of pressure reduction in the mechanism of magma formation]. *Geokhimiya*. 1980. Vol. 3. P. 307—334 (In Russian).
6. Kadik A.A., Frenkel' M.Ya. *Dekompressiya porod kory i verhnjej mantii kak mekhanizm obrazovaniya magm*. [Decompression of crustal and upper mantle rocks as a mechanism of magma formation]. Moscow: Nauka, 1982. 120 p. (In Russian).
7. *Igneous rocks. A classification and glossary of terms*. 1989, 251 p. (Russ. ed.: S.V. Efremovoj. *Klassifikaciya magmaticheskikh (izverzhennyh) porod i slovar' terminov*. Moscow: Nedra, 1997. — 248 p.
8. Korneiko A.A., Veselovskiy R.V. New paleomagnetic data of the middle Jurassic igneous complex in the Bodrak river valley, Mountainous Crimea. *Moscow University Geology Bulletin*. 2013. Vol. 68. № 4. 219227p. (In Russian).
9. Korzhinskij D.S. *Teoreticheskie osnovy analiza paragenезисов минералов* [Theoretical foundations of the analysis of mineral paragenesis]. Moscow: Nauka, 1973. 288 p. (In Russian).
10. Korzhinskij D.S. *Teoriya metasomaticheskoy zonal'nosti* [The theory of metasomatic zonality]. 2-nd ed. Moscow: Nauka, 1982. 103 p. (In Russian).
11. Landau L.D., Lifshic E.M. *Teoreticheskaya fizika: Statisticheskaya fizika*. [Fisika teorikoa: fisika Estatistikoa]. Moscow: Nauka, 1964. Vol. 5. 567 p. (In Russian).
12. Zharikov V.A., Rusinov V.L., Marakushev A.A. i dr. *Metasomatizm i metasomaticheskie породы* [Metasomatism and metasomatic rocks]. Moscow: Nauchnyj mir, 1998. 492 p. (In Russian).

13. Osipov M.A. *Kontrakciya granitoidov i endogennoe mineraloobrazovanie*. [Granitoid contraction and endogenous mineral formation]. Moscow: Nauka, 1974. 156 p. (In Russian).
14. Persikov E.S. *Vyazkost' magmaticheskikh rasplavov* [Viscosity of magmatic melts]. Moscow: Nauka, 1984. 160 p. (In Russian).
15. Perchuk L.L. *Termodinamicheskij rezhim glubinnogo petrogenеза*. [Petrogenesis sakoneko erregimen termodinamika]. Moscow: Nauka, 1973. 318 p. (In Russian).
16. Redder E. *Fluid inclusions*. 1987, 558 p. [Russ. ed.: D.N. Khitarova. *Flyuidnye vklucheniya v mineralah*. Moscow: Mir, 1987. Vol. 1. 558 p.]
17. Spiridonov E.M., Fedorov T.O., Ryahovskij V.M. Magmatic formations of the Mountainous Crimea. Article 2. *Byull. MOIP. Otd. geol.* 1990. Vol. 65. No. 6. P. 103—112 (In Russian).
18. Chernov A.A. *Crystallization processes. Modern crystallography*. Vol. 3. Moscow: Nauka, 1980. 232 pp. (In Russian).
19. Bischoff J.L., Pitzer K.S. Phase relations and adiabats in boiling seafloor geothermal systems. *Earth and Planetary Science Letters*. 1985. No. 75. P. 327—338.
20. Johnson J.W., Oelkers E.H., Helgeson H.C. SUPCRT 92: A software package for calculating the standard molal thermodynamic properties of minerals, gases, aqueous species, and reactions from 1 to 5000 bars and 0 ° to 1000 °C. *Comp. Geosci.* 1992. No. 18. P. 899—947.
21. Sleep N.H. Segregation of magma from a mostly crystalline mush. *Geol. Soc. Amer. Bull.* 1974. Vol. 85. P. 1225—1232.
22. Yoder H.S. Albite—Anorthite—Quartz at 5 kb. *Carnegie Institution of Washington. Year Booc.* 1966—1967. No. 66. P. 477—478.
23. Yoder H.S., Tilley C.E. Origin of basalt magmas, an experimental study of natural and synthetic rock systems. *J. Petrol.* 1962. Vol. 3. No. 3. P. 342—532.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

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

Vladimir A. Utenkov — contributed 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 assume responsibility for all aspects of the work.

Aleksandr V. Turov — contributed 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 assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Утенков Владимир Александрович* — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры минералогии и геммологии ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия e-mail: vutenk@yandex.ru SPIN-код: 5758-2292 ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0132-5547>

Туров Александр Васильевич — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры палеонтологии и региональной геологии ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия e-mail: avturov@yandex.ru SPIN-код: 3461-0455 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2882-0364>

Vladimir A. Utenkov* — Cand. of Sci. (Geol. and Mineral), Assoc. Prof., of the Department Mineralogy and Gemology of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia e-mail: vutenk@yandex.ru SPIN-code: 5758-2292 ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0132-5547>

Aleksandr V. Turov — Cand. of Sci. (Geol. and Mineral), Assoc. Prof., of the Department paleontology and regional geology of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia e-mail: avturov@yandex.ru SPIN-code: 3461-0455 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2882-0364>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



МЕХАНИЗМЫ И ВАРИАНТЫ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В НЕДРАХ

А.В. ОСИПОВ^{1,*}, Р.Н. МУСТАЕВ², А.С. МОНАКОВА¹, Л.И. БОНДАРЕВА¹, К.И. ДАНЦОВА¹

¹ ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»
65, корп. 1, Ленинский просп., г. Москва 119991, Россия

² ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Для снижения долгосрочных последствий глобального потепления в качестве одной из ключевых технологий рассматривается технология улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа. Российская Федерация является одним из лидеров по эмиссии углекислого газа. Вместе с тем, обладая значительным потенциалом в области захоронения CO₂ в недрах, к настоящему времени промышленные проекты улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения CO₂ в Российской Федерации отсутствуют. **Цель.** Изучение механизмов удержания и особенностей захоронения углекислого газа в различных геологических формациях.

Материалы и методы. На основании анализа обширного материала подготовлен обзор существующих вариантов утилизации и хранения диоксида углерода в недрах.

Результаты. Захоронение CO₂ предполагает его закачку в пласты горных пород, которые способны к его поглощению и долгосрочному безопасному удержанию. Рассмотрены различные варианты захоронения углекислого газа в недрах. Основные из них — это пласты истощенных залежей углеводородного сырья и минерализованные водоносные горизонты. Также хранение углекислого газа может осуществляться в неразрабатываемых угольных пластах, соленосных и базальтовых формациях. Описаны основные механизмы удержания, необходимые геологические условия и характеристики потенциальных резервуаров. Проанализированы риски и неопределенности захоронения в различных геологических формациях. Приведены примеры наиболее значимых мировых проектов по утилизации и захоронению CO₂ в недрах, такие как Слейпнер в Норвегии, Ин-Салах в Алжире и др. Освещено, что потенциал России в области утилизации и (или) захоронения углекислого газа в недрах достаточно высок, однако оценен не в полной мере.

Заключение. В настоящее время наиболее изученными и апробированными вариантами утилизации и хранения углекислого газа в недрах являются: использование диоксида углерода в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи, хранение CO₂ в пластах выработанных залежей углеводородного сырья и в минерализованных водоносных горизонтах.

Для развития в Российской Федерации проектов по утилизации и (или) захоронению углекислого газа в недрах необходимо сосредоточение усилий на целенаправленном геологическом изучении различных условий хранения углекислого газа, а также разработка на законодательном уровне единых требований к геологическим параметрам подземных хранилищ CO₂.

Ключевые слова: CCUS, декарбонизация, недра, резервуар, увеличение нефтеотдачи, углекислый газ, утилизация, хранение CO₂

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С., Бондарева Л.И., Данцова К.И. Механизмы и варианты утилизации и захоронения углекислого газа в недрах. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):40—53.
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-40-53>

Статья поступила в редакцию 13.07.2022

Принята к публикации 11.08.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

MECHANISMS AND OPTIONS OF THE UTILIZATION AND BURIAL OF CARBON DIOXIDE IN THE EARTH INTERIOR

ALEXANDER V. OSIPOV^{1,*}, RUSTAM N. MUSTAEV², ALEXANDRA S. MONAKOVA¹,
LIANA I. BONDAREVA¹, KRISTINA I. DANTSOVA¹

¹ Gubkin University

65, bldg. 1, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

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

ABSTRACT

Background. One of the key approaches to reducing the long-term effects of global warming consists in capturing, transporting and disposing and/or burial of carbon dioxide.

The Russian Federation is one of the leaders in carbon dioxide emissions. At the same time, having great potential in the field of CO₂ burial in the subsoil, there are currently no industrial projects for capturing, transporting and utilizing and (or) storing CO₂.

Aim. To study of the retention mechanisms and burial features of carbon dioxide within various geological formations.

Materials and methods. Based on the analysis of extensive material, a review of existing options for the utilization and storage of carbon dioxide in the bowels has been prepared.

Results. Burial assumes CO₂ injection into rock layers, which are capable of its absorption and safe long-term retention. Various options for the burial of carbon dioxide in the Earth interior are considered. The main ones are layers of depleted hydrocarbon deposits and mineralized aquifers. Also, carbon dioxide storage can be carried out in undeveloped coal seams, saline and basalt formations. The basic mechanisms of retention, necessary geological conditions and characteristics of potential reservoirs are described. The risks and uncertainties of burial in various geological formations are analyzed. Examples of the world's most significant projects for the utilization and disposal of CO₂ in the Earth interior are given. Such as Sleipner in Norway, In-Salah in Algeria, etc. It is indicated that the potential of Russia in the field of utilization and (or) disposal of carbon dioxide in the bowels is quite high, but it has not been fully assessed.

Conclusion. At present, the most studied and tested options for the utilization and storage of carbon dioxide in the Earth interior are as follows: the use of carbon dioxide as an agent in the methods of enhanced oil recovery, the storage of CO₂ in the strata of depleted deposits of hydrocarbon raw materials and in mineralized aquifers.

It is necessary to concentrate efforts on a purposeful geological study of various conditions for storing carbon dioxide in the Russian Earth interior, as well as on the development of uniform requirements for the geological parameters of CO₂ underground storage facilities.

Keywords: CCUS, decarbonization, Earth interior, reservoir, enhanced oil recovery, carbon dioxide, utilization, CO₂ storage

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

Funding: no financial support was provided for this study.

For citation: Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S., Bondareva L.I., Dantsova K.I. Mechanisms and options of the utilization and burial of carbon dioxide in the earth interior. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):40—53. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-40-53>

Изменение климата представляет собой актуальную и потенциально необратимую угрозу для человечества [11]. В знак признания этого подавляющее большинство стран мира, включая Российскую Федерацию, приняли Парижское соглашение от 12.12.2015, главная цель которого заключается в концентрации усилий по ограничению глобального повышения температуры. Смягчение последствий глобального потепления может быть достигнуто в том числе сокращением и предотвращением выбросов парниковых газов (прежде всего углекислого газа), а также увеличением объемов их поглощения.

Текущие суммарные мировые объемы выбросов углекислого газа составляют порядка 32 млрд т [2, 3, 17]. При этом на долю стран-лидеров — Китая, США, Индии, России и Японии — приходится около 60% общемировой эмиссии CO₂ (рис. 1).

Краткий обзор технологий улавливания, транспортировки, утилизации и (или) захоронения углекислого газа

В настоящее время в качестве одной из ключевых для смягчения последствий глобального потепления рассматривается технология улавливания, транспортировки, утилизации и (или) за-

хоронения углекислого газа (CCUS — Carbon Capture, Utilization and Storage) [10, 19, 23]. Таким образом, технология CCUS может служить двум основным целям: предотвращению попадания новых объемов CO₂ в атмосферу или удалению ранее произошедших выбросов.

Технологическая цепочка проектов CCUS включает ряд процессов.

Улавливание углекислого газа — процесс поимки CO₂ из техногенного источника. Это самая капиталоемкая часть проектов CCUS. Существующие на текущий момент технологии улавливания можно разделить на три категории.

- Улавливание до сжигания. Происходит предварительная конвертация топлива в газообразную смесь водорода и диоксида углерода. После этого CO₂ отделяется от водорода на основе физической адсорбции.

- Улавливание после сжигания. Происходит с помощью разделения дымовых газов на составляющие. Углекислый газ улавливается с помощью механических сепараторов и жидких растворителей (химическая адсорбция).

- Улавливание при сжигании в чистом кислороде. Происходит образование газовой смеси из водяного пара и CO₂, который можно отделить

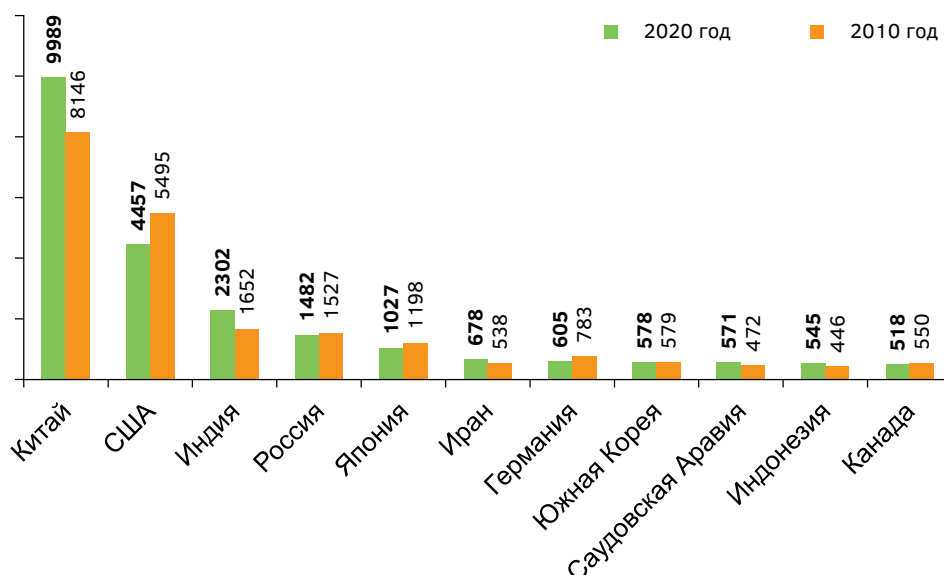


Рис. 1. Распределение глобальной эмиссии CO₂ по странам в 2010 и 2020 годах, млн т [17]

Fig. 1. Distribution of global CO₂ emissions by countries in 2010 and 2020, million tons [17]

посредством охлаждения и компрессии газового потока.

Транспортировка диоксида углерода во многом схожа с перемещением природного газа. Перед транспортировкой требуется осушка CO_2 в целях предотвращения коррозии и гидратообразования и избегания расходов, связанных со строительством трубопроводов из коррозионно-стойкого материала.

В качестве основного вида транспортировки существенных объемов углекислого газа рассматривается трубопроводный транспорт. На текущий момент протяженность трубопроводов непосредственно для CO_2 в мире составляет порядка 7 тыс. км, в то время как предполагаемая протяженность трубопроводов для выполнения плана развития технологий CCUS только в Европе должна составить около 18 тыс. км [23]. Для экономически эффективного использования пропускной способности трубопроводов CO_2 сжимается до сверхкритического состояния, что придает ему плотность жидкости одновременно с вязкостью газа и облегчает прохождение по трубопроводам.

Кроме трубопроводного транспорта, для транспортировки углекислого газа могут быть использованы суда-газовозы, что особенно актуально для прибрежных регионов, а также авто- и ЖД-цистерны для небольших объемов перевозок.

По мере увеличения количества проектов CCUS будет расти спрос на разветвленную газотранспортную сеть, представляющую собой комбинацию всех вышеуказанных видов транспорта. Для оптимизации системы сбора и захоронения (утилизации) диоксида углерода важное значение будет иметь организация так называемых кластеров и хабов CO_2 , в которых выбросы из нескольких источников будут объединяться и совместно транспортироваться к общему хранилищу. Подобное распределение транспортных расходов между несколькими источниками выбросов приведет к экономии средств за счет масштаба.

Геологическое хранение предполагает закачку CO_2 в пласты горных пород, которые способны к его поглощению и долгосрочному безопасному удержанию. Подходящие для этих целей породы находятся в осадочных бассейнах, повсеместно распространенных по земному шару. Непосредственно в качестве естественных хранилищ углекислого газа в недрах рассматриваются пласты горных пород выработанных месторождений углеводородного сырья, высокоминерализованные

водоносные горизонты, а также базальтовые и соленосные породы и неразрабатываемые угольные пласты.

Наиболее типичное и наиболее коммерчески успешное применение уловленного углекислого газа в настоящее время — это использование CO_2 в качестве агента для увеличения нефтеотдачи. В целом же сферы применения диоксида углерода достаточно обширны и их можно разделить на 3 основные области:

- химическое использование (сферы применения — производство химических веществ, удобрений, продуктов питания и др.);
- «минерализация» (производство строительных материалов и др.);
- биологическое использование (стимулирование роста растений).

Механизмы и варианты хранения углекислого газа в недрах

В основе удержания CO_2 в недрах лежат четыре основных механизма (рис. 2) [21].

1. Структурное удержание, обусловленное наличием геологической ловушки. Углекислый газ, закачанный в пласт-коллектор ловушки, остается неподвижным и физически не способен мигрировать за его пределы из-за наличия непроницаемой преграды (породы-покрышки, экранирующего разлома и др.).

2. Гидродинамическое удержание за счет капиллярных сил в поровом пространстве породы-коллектора.

3. Удержание путем растворения CO_2 в пластовых водах, в результате которого нейтрализуются агрессивные свойства закачиваемого газа.

4. Минеральное удержание за счет химического взаимодействия с вмещающими горными породами и флюидами с образованием твердого осадка или водных растворов. В результате углекислый газ полностью преобразуется и перестает существовать в своем первоначальном составе.

Относительная важность указанных механизмов удержания CO_2 зависит непосредственно от потенциального хранилища. При этом механизмы действуют не одновременно, а последовательно в течение продолжительных периодов времени. Поэтому на этапе закачки преобладает физическое удержание углекислого газа, которое в итоге переходит в минеральное удержание за счет химических реакций. Подобная совокупность создает комбинированный эффект, благодаря которому различные механизмы удержания, как правило, увеличивают долю неподвижного CO_2 .

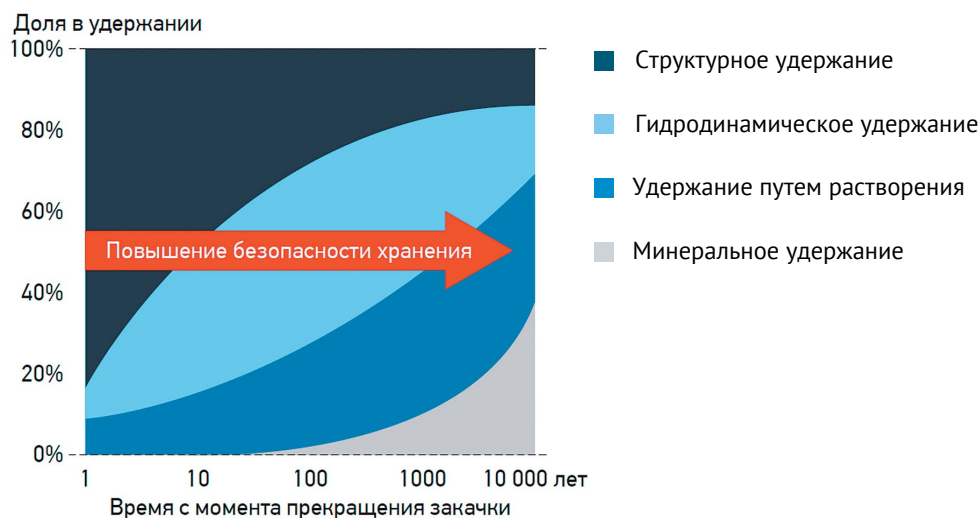


Рис. 2. Вклад механизмов удержания CO_2 в недрах в зависимости от времени [23]
Fig. 2. Contribution of the mechanisms of CO_2 retention in the subsoil as a function of time [23]

К геологическим условиям и характеристикам резервуаров для хранения углекислого газа должны предъявляться особые требования по обеспечению долгосрочного безопасного хранения CO_2 . Должны быть исключены утечки углекислого газа, в том числе в целях обеспечения безопасности подземных источников питьевого водоснабжения, а также его выходы на поверхность. В связи с этим потенциальные геологические объекты для захоронения диоксида углерода должны оцениваться по следующим основным критериям:

- соответствие рассматриваемого потенциального пласта горных пород условиям долгосрочного удержания и невысвобождения закачанного углекислого газа;
- степень воздействия кислых компонентов на рассматриваемые горные породы и насыщающие их флюиды с целью защиты минеральных ресурсов и пластовых вод.

К настоящему времени, как уже упоминалось, в качестве основных вариантов хранилищ углекислого газа рассматриваются пласты истощенных залежей углеводородного сырья и минерализованные водоносные горизонты.

Хранение в пластах выработанных залежей углеводородов. Продуктивные пласты истощенных залежей углеводородного сырья могут рассматриваться в качестве благоприятных объектов долгосрочного безопасного хранения CO_2 по ряду факторов. Во-первых, наличие ловушки и, в частности, эффективной породы-покрышки, способствовавшей сохранению залежи в течение геологических периодов. Во-вторых, высокие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов,

обеспечивавшие естественное накопление и хранение углеводородов и последующую их добычу. Они позволяют осуществлять эффективную закачку углекислого газа в пласт. Третий аспект заключается в том, что в ходе разведки и освоения месторождения углеводородного сырья накапливается значительный объем подробных сведений о геологической структуре, свойствах пород-коллекторов и герметичности пород-покрышек. Это существенно снижает неопределенность поведения закачанного CO_2 в пласте.

Вместе с тем закачка агрессивного углекислого газа в пласты выработанных месторождений нефти и газа ставит задачи ликвидации существующих скважин, оценки риска коррозии металлов и деградации цемента, оборудования с последующими возможными утечками [5].

Хранение в минерализованных водоносных пластах. Водоносные пласты могут рассматриваться как объекты для хранения CO_2 , если они отвечают следующим основным требованиям: достаточная для поглощения углекислого газа пористость и проницаемость пласта; наличие перекрывающей водоносный горизонт флюидоупорной породы, способной препятствовать рассеиванию диоксида углерода; значительные мощность и laterальное распространение вмещающего пласта для хранения больших объемов CO_2 ; достаточная для обеспечения безопасного хранения глубина залегания пласта (более 800 м — на таких глубинах, в условиях повышенных термобарических условий, углекислый газ переходит в жидкое или сверхкритическое состояние с относительно высокой плотностью).

Некоторым сдерживающим фактором развития этого варианта хранения углекислого газа является необходимость проведения дополнительного детального геологического изучения потенциальных хранилищ.

Помимо указанных основных вариантов, хранение углекислого газа также может осуществляться в неразрабатываемых угольных пластах, соленосных и базальтовых формациях.

Хранение в неразрабатываемых угольных пластах. Как правило, угольные месторождения разрабатываются до глубины порядка 1500 м, поэтому относительно глубокозалегающие угольные пласты могут рассматриваться в качестве хранилищ для CO_2 . Углекислый газ после закачки в угольный пласт в результате адсорбции прочно связывается с поверхностью угольной матрицы.

В случае захоронения CO_2 в угольные пласты присутствует еще один дополнительный стимул. По мере того как углекислый газ адсорбируется на поверхности угольной матрицы, изначально связанный с угольным пластом метан десорбируется и высвобождается и, следовательно, может быть извлечен. Такой процесс извлечения метана из угольных пластов, к примеру, используется в бассейне Сан-Хуан в США [6].

Важнейшим критерием осуществимости подобного варианта хранения является проницаемость угольных пластов, которая определяет, сможет ли закачиваемый диоксид углерода охватить большие площади угольной матрицы. Пласты, которые залегают относительно глубоко для добычи, зачастую сильно уплотнены и обладают низкой проницаемостью, чтобы обеспечить возможность эффективной закачки CO_2 . Кроме того, существует риск разбухания угольных пластов при закачке углекислого газа, что значительно снижает их проницаемость.

Хранение в соляных кавернах. Пустоты в отложениях каменной соли могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов хранения CO_2 поскольку каменная соль характеризуется значительной устойчивостью во времени, имеет практически ничтожную проницаемость, низкое содержание влаги и склонность к пластическому течению, что приводит к быстрому устранению образующихся дефектов (трещин).

При этом для долгосрочного безопасного хранения углекислого газа каменная соль не должна содержать прослоев легкорастворимых калийных и магниевых солей. Кроме того, такие хранилища, как правило, будут относительно менее емкими и сами пласты каменных солей имеют

ограниченное распространение в осадочных бассейнах по миру.

Хранение в базальтовых формациях. Обладая различными фильтрационно-емкостными свойствами, базальт является высокоактивным в химическом отношении к углекислому газу, что в итоге приводит к образованию карбонатных пород. Базальтовые формации, встречающиеся во многих регионах мира, могут рассматриваться в качестве варианта захоронения диоксида углерода, в особенности в районах без подходящего осадочного выполнения.

Утилизация углекислого газа в рамках операций по увеличению нефтеотдачи

Помимо непосредственно захоронения углекислого газа в недрах, широко используемым процессом в нефтедобывающем секторе является закачка CO_2 в пласты горных пород, содержащих нефтяные залежи, с целью увеличения нефтеотдачи. Почти половина всех существующих проектов по использованию методов увеличения нефтеотдачи в мире — это закачка углекислого газа [23]. При этом по окончании эксплуатации объекта практически весь закачанный углекислый газ остается в пласте. Часть закачанного CO_2 , которая прорывается в добывающую скважину вместе с нефтью, отделяется от нее, компримируется и затем вновь закачивается в пласт. Такая цикличность минимизирует утечки углекислого газа при добыче нефти.

Показателем эффективности закачки является достижение смесимости диоксида углерода с нефтью. При смешивающемся вытеснении практически исчезает граница раздела фаз между углекислым газом как вытесняющим агентом и нефтью, что увеличивает текущую добычу и повышает коэффициент извлечения. Примечательно, что в реальных проектах при закачке CO_2 наблюдается снижение охвата пласта-коллектора на 20—30% по сравнению с заводнением, но данное падение компенсируется лучшими вытесняющими свойствами диоксида углерода [23].

Вместе с тем следует отметить, что не все нефтяные месторождения подходят для применения методов увеличения нефтеотдачи с использованием углекислого газа. Это зависит от свойств пород-коллекторов и насыщающих их нефтей.

Кроме того, углекислый газ как высококоррозионный агент по отношению к добычному оборудованию и оборудованию системы сбора предъявляет особые требования к материалам оборудования, требует регулярного мониторинга

состояния оборудования и применения ингибиторов коррозии.

Закачка углекислого газа в нефтесодержащий пласт для целей увеличения нефтеотдачи может осуществляться в нескольких вариантах [16].

- Закачка в пласт карбонизированной воды. При растворении диоксида углерода в воде вязкость воды увеличивается незначительно, а образующаяся при этом угольная кислота (H_2CO_3) растворяет некоторые виды цемента и породы пласта, увеличивая проницаемость. Согласно результатам лабораторных исследований проницаемость песчаников может вырасти на 5—15%, а доломитов на 6—75%.

- Закачка в пласт непосредственно CO_2 в газообразном или жидком состоянии. При растворении углекислого газа в нефти ее вязкость уменьшается, следовательно, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой. Также углекислый газ способен увеличить объем нефти при растворении в ней, что позволяет существенно увеличить нефтеотдачу.

- Закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии. В данном состоянии CO_2 является растворителем. Растворяющая способность углекислого газа в сверхкритическом состоянии возрастает при увеличении давления. По сравнению с другими газами CO_2 легко переходит в сверхкритическое состояние (при $P = 73,8$ МПа и $t = 31,1$ °C).

Краткий глобальный обзор проектов улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа

Количество проектов CCUS в мире в последние годы быстро растет. К настоящему моменту в эксплуатации находятся 29 таких проектов (табл., рис. 3), 20 из которых были запущены в последние два года. Тем не менее существующие в мире мощности проектов CCUS (суммарно порядка 40 млн т CO_2 в год) позволяют осуществлять улавливание

всего лишь немногим более 0,12% от глобальных выбросов диоксида углерода.

Более половины действующих проектов CCUS приурочено к Северной Америке, большинство из них находятся в США. Это связано в том числе с благоприятной государственной политикой развития проектов улавливания, утилизации и (или) захоронения CO_2 , включая налоговое стимулирование. В целом следует отметить, что большинство действующих в мире проектов — это проекты с прямым государственным участием или стимулированием.

Притом что основной объем (~70%) глобальных выбросов диоксида углерода приходится на электро- и теплогенерацию и транспорт [20], мощности действующих проектов улавливания, утилизации и (или) захоронения углекислого газа в значительной степени приурочены к газовой отрасли, и в частности сконцентрированы на заводах по переработке природного газа, а также к производству удобрений. Это связано с тем, что эти отрасли имеют самые низкие затраты на улавливание, поскольку они обычно генерируют чистый поток CO_2 , который удаляется как часть производственного процесса. Вместе с тем CCUS начинает применяться в более широком спектре отраслей, где стоимость улавливания диоксида углерода выше из-за более низкой его концентрации в дымовых газах, к примеру в таких, как производство цемента и стали, а также производство электроэнергии.

Крупнейшим по подземному хранению CO_2 является проект Слейпнер (Sleipner) в Норвегии (Северное море) (рис. 4) [13, 18, 22]. Это первый коммерческий проект (действует с 1996 года), связанный с захоронением углекислого газа. В качестве хранилища углекислого газа используется водоносный песчаный пласт формации Утсира (Utsira), залегающий на глубине 800—1000 м от поверхности морского дна. Толщина коллектора в среднем составляет 200 м. Покрышкой

Таблица. Распределение производств по улавливанию, утилизации и хранению CO_2 по регионам, 2022 г. [20]
Table. Distribution of carbon capture, utilization and storage by regions, 2022 [20]

Регион	Действующие	В разработке	Приостановленные	Всего по региону
Северная Америка	16	80	2	98
Китай	4	3		7
Европа	4	46		50
Персидский залив	3	1		4
Остальной мир	2	11		13
ИТОГО	29	141	2	172

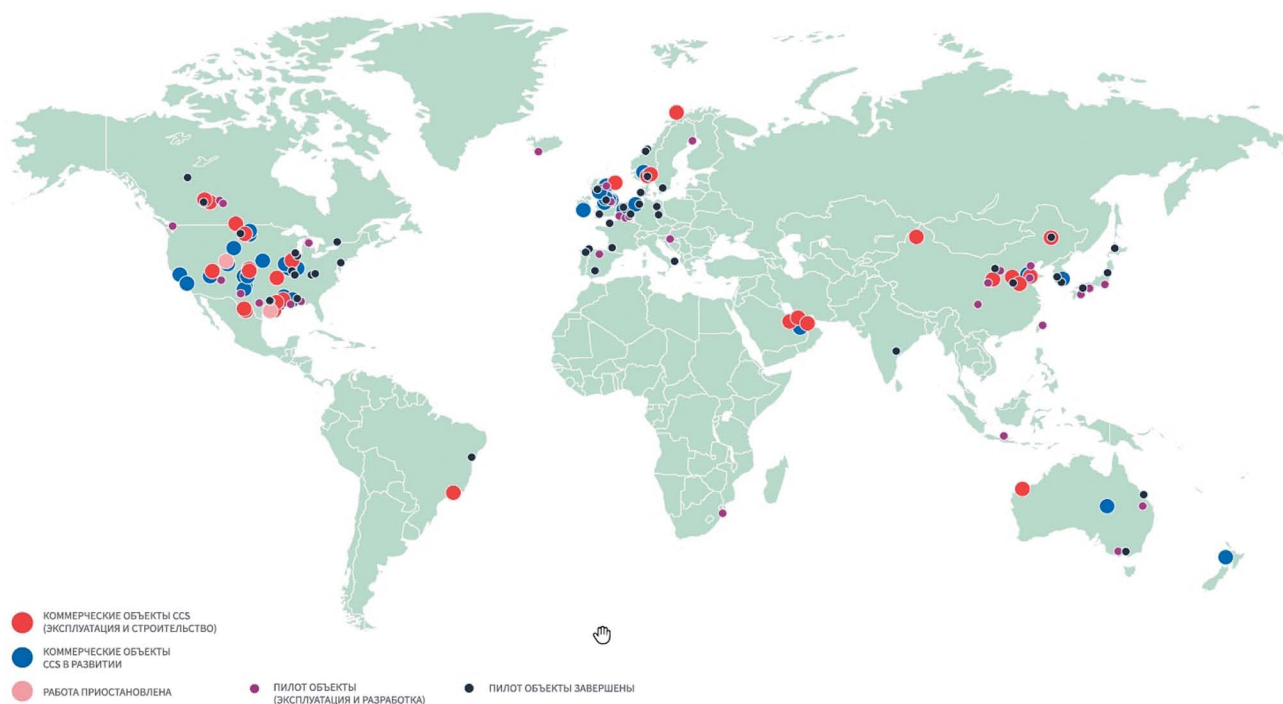


Рис. 3. Распределение проектов CCUS на различных стадиях развития по странам, 2021 г. [6]
Fig. 3. Distribution of CCUS projects at various stages of development by country, 2021 [6]

служит мощный слой аргиллитов. С 1996 года здесь ежегодно закачивается до 1 млн т диоксида углерода. Общая площадь этого хранилища составляет примерно 26 тыс км². Расчетный объем пласта предполагает возможность закачки более 42 млн т CO₂. Мониторинг распределения и хранения углекислого газа отслеживается с помощью регулярно повторяющейся трехмерной сейсморазведки.

Проект Ин-Салах (In Salah), расположенный в Алжире в центральной части Сахары, является первым в мире крупномасштабным проектом по захоронению CO₂ в газоносном пласте [22]. На месторождении Кречба (Krechba) осуществляется добыча углеводородного газа с содержанием CO₂ до 10%. Выделенный углекислый газ с помощью трех нагнетательных скважин, в том числе горизонтальных, повторно закачивается в пласт песчаника на глубине 1800 м (рис. 5). Покрышкой является мощная, до 950 м, толща аргиллитов. Проект, стартовавший в 2004 году, предусматривает закачку до 1,2 млн т диоксида углерода ежегодно. Всего в течение срока реализации проекта предполагается закачать 17 млн т CO₂.

Одним из значимых проектов CCUS, включающих в том числе захоронение CO₂ в недрах, является Баундари Дам (Boundary Dam) в Канаде [14, 22]. Он сочетает улавливание углекислого газа после

сжигания с выработкой электроэнергии на угольной электростанции Boundary Dam Power Station, захоронение CO₂ в недрах в рамках проекта Aquistore, а также закачку CO₂ с целью увеличения нефтеотдачи на нефтяном месторождении Вейбурн (Weyburn). Объем улавливаемого CO₂ проекта составляет 1 млн т ежегодно. Часть углекислого газа (10%) направляется на экспериментальный проект Aquistore в 2 км от электростанции. Указанный проект нацелен на мониторинг хранения CO₂ для проверки гипотезы о том, что хранение углекислого газа в водонасыщенном песчанике на глубине 3,4 км является безопасным и эффективным решением по сокращению и поглощению выбросов парниковых газов. Другая часть (90%) диоксида углерода подвергается сжатию и транспортировке по трубопроводу длиной 66 км на месторождение Вейбурн. Продуктивный пласт, в который осуществляется закачка, сложен трещиноватыми известняками мощностью 20—25 м. Покрышкой являются ангидриты. Предполагаемый объем хранения на месторождении составляет 20 млн т CO₂.

Инновационным проектом является Орка (Orca) в Исландии [20]. Это крупнейшая в мире установка, работающая на геотермальной электростанции Хеллишейди (Hellisheiði Geothermal Plant) и удаляющая углекислый газ из атмосферы. При работе на полную мощность завод будет ежегодно удалять

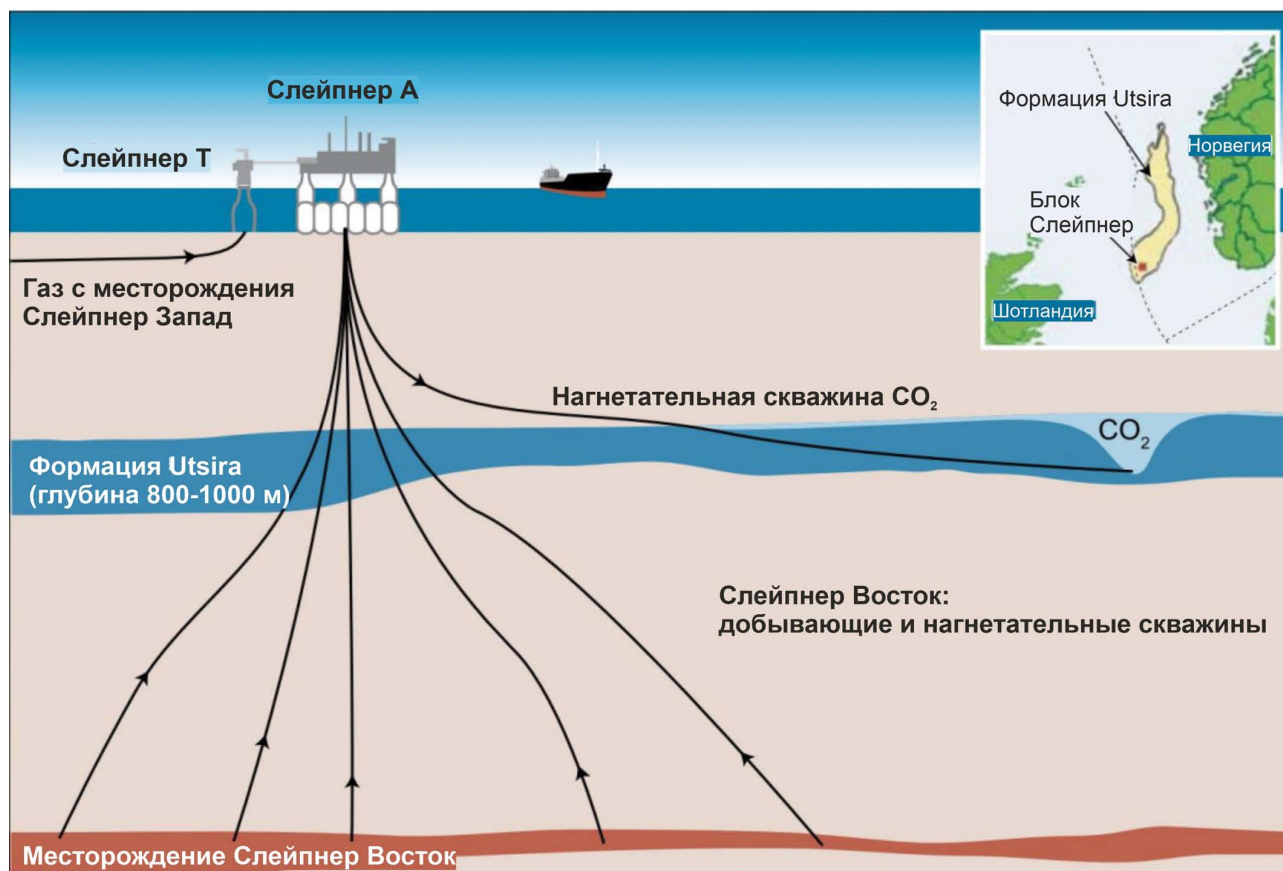


Рис. 4. Схема проекта хранения углекислого газа Слейпнер (Sleipner) в Норвегии [22]

Fig. 4. Scheme of the Sleipner carbon dioxide storage project in Norway [22]

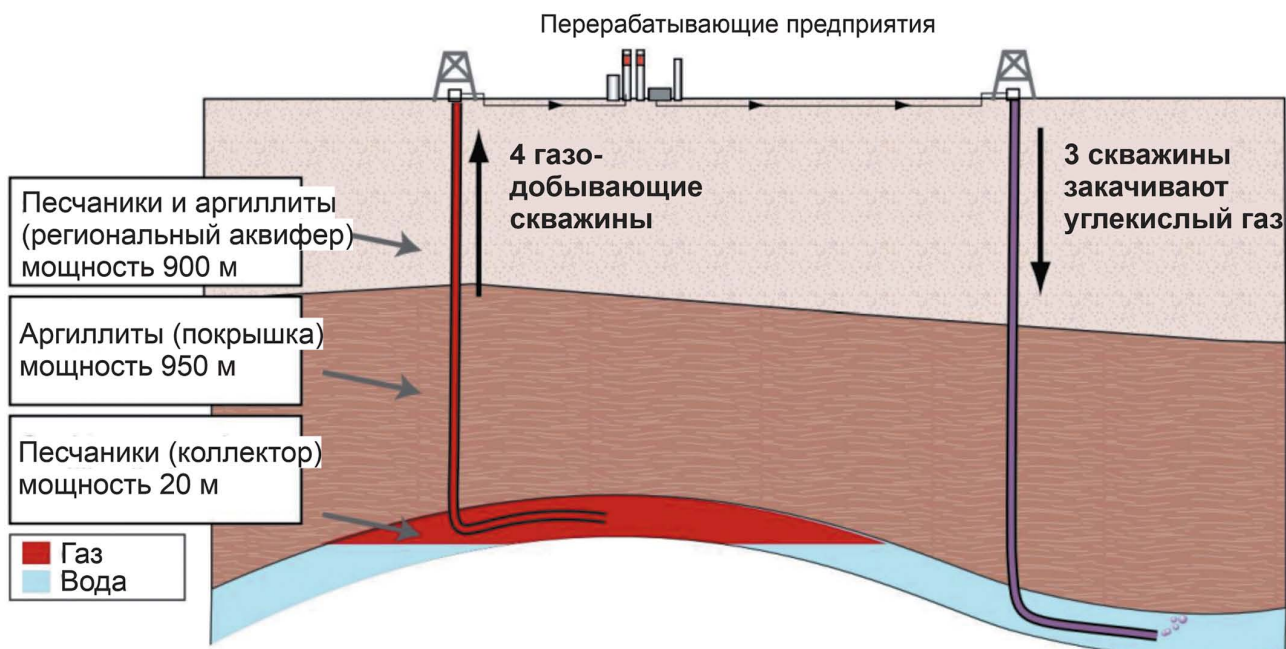


Рис. 5. Схема проекта хранения углекислого газа Ин-Салах (In Salah) в Алжире [22]

Fig. 5. Scheme of the In Salah carbon dioxide storage project in Algeria [22]

из воздуха 4 тыс. т углекислого газа. Орка втягивает большое количество воздуха с помощью вентиляторов, приводя воздух в контакт с химическими веществами, которые могут выборочно удалять CO_2 , одновременно выделяя азот, кислород и другие газы обратно в атмосферу. Затем обогащенные углеродом химикаты нагревают примерно до 100°C , чтобы выделить CO_2 в виде чистого газа. Установка смешивает газ с водой и закачивает его глубоко в недра в базальтовые породы. Растворенный CO_2 кристаллизуется в твердый минерал примерно за два года, навсегда удаляясь из атмосферы.

Перспективы развития проектов захоронения углекислого газа в России

Россия является одним из лидеров по объемам эмиссии диоксида углерода. По оценкам [2, 23] суммарные выбросы углекислого газа составляют порядка 1,5—1,7 млрд т ежегодно. Формирование эмиссии CO_2 происходит в основном за счет выбросов в сферах электроэнергетики и теплоснабжения, транспорта и металлургии (суммарно порядка 87%) [1].

Доля нефтегазового сектора от общего количества выбросов составляет порядка 5%. При этом накопленный опыт работы с газами (транспортировка, подземное хранение и др.), в том числе с кислыми, доступ к обширной геологической информации создают нефтегазовой отрасли глобальное преимущество для раскрытия потенциала Российской Федерации в вопросах захоронения CO_2 в недрах.

Учитывая богатство недр и разнообразие геологических условий, потенциал России в части

утилизации и захоронения диоксида углерода в недрах очень высок (рис. 6 и 7) [5, 7, 15, 23], но оценен не в полной мере. Недостаточно информации о местонахождении, пригодности и фактических объемах потенциальных хранилищ для углекислого газа. Проработка указанных вопросов позволит оценить суммарный потенциал Российской Федерации в области захоронения CO_2 , выработать стратегию развития и в итоге вывести страну в лидеры в этой отрасли.

По предварительным оценкам [5, 9, 15, 23], наиболее подходящие локации для создания проектов утилизации и хранения CO_2 в недрах Российской Федерации расположены в традиционных нефтегазодобывающих регионах, таких как Урало-Поволжье, Западная Сибирь и др. Одним из приоритетных регионов для реализации первого проекта CCUS в России может рассматриваться Оренбургская область. С одной стороны, на территории области сконцентрированы промышленные предприятия с крупнотоннажной эмиссией CO_2 энергетических, металлургических и нефтегазохимических отраслей. С другой стороны, регион обладает значительным потенциалом для утилизации и хранения значительных объемов углекислого газа в недрах. Таким образом, создание первого российского кластера CCUS возможно на базе нефтегазодобывающих компаний и предприятий-эмитентов, что обеспечит взаимодействие нефтегазодобывающей, металлургической, нефтеперерабатывающей и химической отраслей, которое позволит достичь синергетического эффекта в рамках климатической повестки в масштабах региона и снизить инвестиционные издержки.

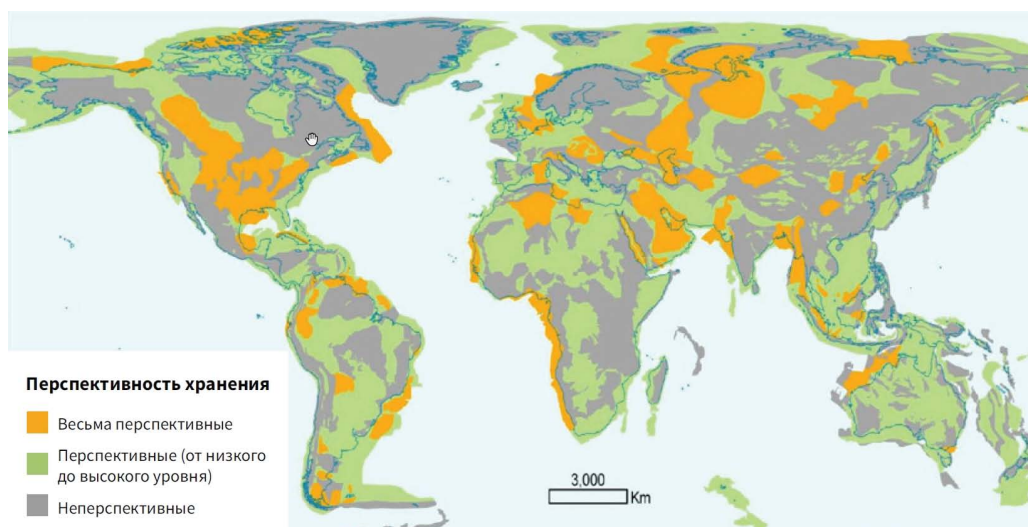


Рис. 6. Потенциал хранения углекислого газа [7]

Fig. 6. Carbon dioxide storage potential [7]

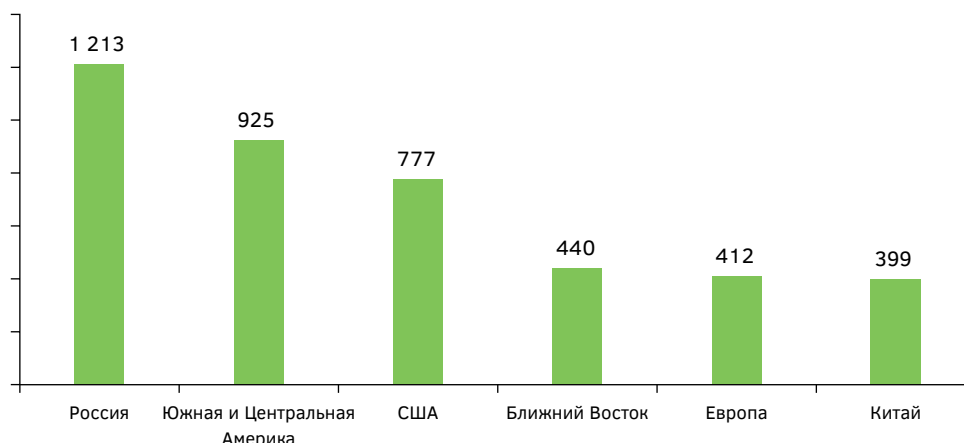


Рис. 7. Теоретический потенциал захоронения углекислого газа по регионам в осадочных бассейнах (залежи нефти и газа, водоносные горизонты и др.), млрд т [23]

Fig. 7. Theoretical potential of carbon dioxide storage by regions in sedimentary basins (oil and gas deposits, aquifers, etc.), billion tons [23]

В связи с вышеизложенным актуальными вопросами развития новой для нашей страны отрасли являются целенаправленное геологическое изучение различных условий хранения углекислого газа в недрах и выработка единых нормативных требований к геологическим параметрам подземных хранилищ диоксида углерода. Кроме этого, важной является проработка вопросов долгосрочной ответственности, связанной с осуществлением непрерывного геологического мониторинга возможных утечек CO_2 , в том числе с использованием методов дистанционного зондирования [4, 8].

Выводы

1. Достижение глобальных целей декарбонизации экономики невозможно без реализации проектов улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа. Одним из наиболее важных факторов успешной реализации подобных проектов является наличие геологических объектов для безопасного длительного хранения CO_2 .

2. Основные механизмы удержания CO_2 в пластах горных пород действуют последовательно в течение длительного времени. При этом структурное и гидродинамическое удержание являются наиболее важными факторами, способствующими сохранению углекислого газа в пласте с начала процесса его закачки. Поэтому наличие указанных факторов в потенциальном объекте закачки определяет преимущество рассматриваемого хранилища.

3. В настоящее время наиболее изученными и апробированными вариантами утилизации

и хранения углекислого газа в недрах являются использование диоксида углерода в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи, хранение CO_2 в пластах выработанных залежей углеводородного сырья и в минерализованных водоносных горизонтах. Кроме этого, хранение углекислого газа возможно в неразрабатываемых угольных пластах, соленосных и базальтовых формациях.

4. К геологическим условиям и характеристикам вмещающих CO_2 резервуаров должны предъявляться особые требования по обеспечению долгосрочного безопасного хранения, которое должно контролироваться посредством непрерывного геологического мониторинга возможных утечек из хранилищ с последствиями для окружающей среды.

5. Несмотря на то что в России к настоящему времени промышленные проекты CCUS отсутствуют, потенциал страны в части утилизации и захоронения диоксида углерода в недрах достаточно высок, но оценен не в полной мере.

6. Российская Федерация обладает конкурентными преимуществами в области транспорта и хранения углекислого газа, поскольку имеет развитую нефтегазовую отрасль, которая готова реализовывать подобные проекты, обеспечивая надежность и безопасность для окружающей среды и человека.

7. Перспективы развития российских проектов CCUS на текущем этапе — зарождения и становления новой отрасли — в первую очередь будут зависеть от мер государственной поддержки.

ЛИТЕРАТУРА

1. *ВТБ Капитал*. Аналитические материалы «ESG и декарбонизация». Москва, 2021. 28 с.
2. *Высоцкий В.И.* Нефть, газ, возобновляемые источники энергии и выбросы двуокиси углерода (информационный обзор). Москва, 2021. 44 с.
3. *Высоцкий В.И.* Энергетический переход и его влияние на мировое потребление нефти и газа // Материалы Всероссийского совещания «Проблемы геологии нефти и газа». Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 2021. 8 с.
4. *Данцова К.И., Милосердова Л.В., Осипов А.В., Монакова А.С., Бондарева Л.И.* Мониторинг дегазации недр по материалам дистанционного зондирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 5. С. 48—51. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-5-48-51
5. *Дымочкина М.Г., Самодуров М.С., Павлов В.А., Пенигин А.В., Урмаев О.С.* Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 20—23.
6. *Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций.* Отчет «Геологическое хранение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики». Женева, 2021. 45 с.
7. *Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций.* Технологический обзор «Улавливание, использование и хранение углерода». Женева, 2021. 36 с.
8. *Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н.* Дегазация Земли, антропогенные выбросы парниковых газов и условия захоронения углекислого газа // Научный форум «Углеродная дегазация и условия захоронения углекислого газа в недрах Земли». Москва: МГРИ, 2022. 42 с.
9. *Кнелъц А.* Отрасль CCUS в России: от государства ждут правила игры, сокращение рисков и финансирование. 2022. 14 с. URL: www.fuelsdigest.com
10. *Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК).* Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. Т. 2 «Энергетика», раздел 5. Транспортировка, впрыскивание и геологическое хранение CO₂. ИГЕС: Хаяма, 2006. 35 с.
11. *Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК).* Специальный доклад «Глобальное потепление на 1,5 °C». Инчхон, 2019. 110 с.
12. *Молодцов К.В.* Парад углеводородов // Нефтегазовая вертикаль. 2022. № 1. С. 4—9.
13. *Соломон С.* Хранение углекислого газа: геологическая и экологическая безопасность — исследование на примере газового месторождения Слейпнер (Sleipner) в Норвегии. Осло: Фонд Беллона, 2007. 128 с.
14. *Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.* Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Москва, 2021. 158 с.
15. *Черепанов В.В., Трусков А.И., Балух С.А., Золотухин В.С., Рублев М.Е.* Выявление и предварительная оценка потенциальных геологических резервуаров на ЛУ ПАО «Газпром» Надым-Пур-Тазовского региона, пригодных для осуществления проектов хранения CO₂ // Недропользование XXI век. 2022. № 2(94), С. 58—71.
16. *Шпуров И.В.* Задачи ГКЗ в условиях энергоперевода и низкоуглеродной экономики // Материалы Всероссийского совещания «Проблемы геологии нефти и газа». Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 2021. 11 с.
17. *BP.* Statistical Review of World Energy. London, 2021. 72 p.
18. *Chadwick A., Arts R., Bernstone C. et al.* Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. UK: British Geological Survey, 2008. 267 p.
19. *Global CCS Institute.* Report «Global Status of CCS 2020». Melbourne, 2020. 44 p.
20. *Gordon O.* Carbon capture: Where is it working? 2022. URL: www.power-technology.com/analysis/carbon-capture-where-is-it-working/
21. *Gunter W.D., Benson S., Bachu S.* The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide // Geological Society, London, Special Publications. 2004. № 233, P. 129—145. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.233.01.09
22. *Intergovernmental Panel on Climate Change.* Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. New York: Cambridge University Press, 2005. 442 p.
23. *YVGON Consulting.* CCUS: Монетизация выбросов CO₂. Москва, 2021. 48 с.

REFERENCES

1. VTB Capital. Analytical materials “ESG and decarbonization”. Moscow, 2021. 28 p. (In Russian).
2. Vysotskiy V.I. Oil, gas, energy sources and dioxide emissions (Informative review). Moscow, 2021. 44 p. (In Russian).
3. Vysotskiy V.I. Energy transition and its impact on world oil and gas consumption // Proceedings of the All-Russian agreement “Problems of oil and gas geology”. Moscow: FGBU “VNIIGNI”, 2021. 8 p. (In Russian).
4. Dantsova K.I., Miloserdova L.V., Osipov A.V., Monakova A.S., Bondareva L.I. Monitoring of degassing of subsurface resources based on remote sensing data // Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry. 2022. No. 5. P. 48—51 (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-5-48-51
5. Dymochkina M.G., Samodurov M.S., Pavlov V.A., Penigin A.V., Ushmaev O.S. Geological potential of carbon dioxide capture and storage in the Russian Federation // Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry. 2021. No. 12. P. 20—23 (In Russian).
6. United Nations Economic Commission For Europe. Report “Geologic CO₂ storage in Eastern Europe, Caucasus and Central Asia”. Geneva, 2021. 45 p. (In Russian).

7. United Nations Economic Commission For Europe. Technology Brief "Carbon Capture, Use and Storage (CCUS)". Geneva, 2021. 36 p. (In Russian).
8. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Earth degassing, anthropogenic carbon dioxide emissions and conditions of carbon dioxide burial // Scientific forum "Hydrocarbon degassing and conditions of carbon dioxide burial in the bowels of the Earth". Moscow: MGRI, 2022. 42 p. (In Russian).
9. Knel'ts A. Otrastl' CCUS industry in Russia: games, risks, risks and financing are expected from the future. 2022. 14 p. URL: www.fuelsdigest.com (In Russian).
10. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Guidelines for individual gas vapor inventories. Vol. 2 "Energy", section 5. Transportation, injection and removal of CO₂. IGES: Hayama, 2006. 35 p. (In Russian).
11. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Special report "Global Warming of 1.5°C". Incheon, 2019. 110 p. (In Russian).
12. Molodtsov K.V. Parade of hydrocarbons // Oil and gas vertical. 2022. No. 1. P. 4—9 (In Russian).
13. Solomon S. Exploration of hydrocarbon gas: geological and environmental safety — based on natural gas Sleipner (Sleipner) in Norway. Oslo: Bellona Foundation, 2007. 128 p. (In Russian).
14. Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO. Decarbonization of the oil and gas industry: international experience and Russian priorities. Moscow, 2021. 158 p. (In Russian).
15. Cherepanov V.V., Trusov A.I., Baluev S.A., Zolotukhin V.S., Rublev M.E. Identification and preliminary assessment of the results of studies of reservoirs in the license area of "Gazprom" in the Nadym-Pur-Taz region suitable for the implementation of CO₂ storage projects // Subsoil use XXI century. 2022. № 2(94). P. 58—71 (In Russian).
16. Shpurov I.V. GKZ tasks in the conditions of energy transition and low-carbon economy // Proceedings of the All-Russian agreement "Problems of oil and gas geology". Moscow: FGBU "VNIGNI", 2021. 11 p. (In Russian).
17. BP. Statistical Review of World Energy. London, 2021. 72 p.
18. Chadwick A., Arts R., Bernstone C. et al. Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. UK: British Geological Survey, 2008. 267 p.
19. Global CCS Institute. Report «Global Status of CCS 2020». Melbourne, 2020. 44 p.
20. Gordon O. Carbon capture: Where is it working? 2022. URL: www.power-technology.com/analysis/carbon-capture-where-is-it-working/
21. Gunter W.D., Benson S., Bachu S. The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide // Geological Society, London, Special Publications. 2004. № 233, P. 129—145. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.233.01.09
22. Intergovernmental Panel on Climate Change. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. New York: Cambridge University Press, 2005. 442 p.
23. VYGON Consulting. CCUS: Монетизация выбросов CO₂. Москва, 2021. 48 с.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Осипов А.В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Мустаев Р.Н. — присоединился к подготовке текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Монакова А.С. — присоединилась к подготовке текста статьи, внесла дополнения в раздел, связанный с перспективами развития проектов захоронения углекислого газа в России, и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Бондарева Л.И. — присоединилась к подготовке текста статьи, внесла дополнения в раздел, связанный с утилизацией углекислого газа в рамках операций по увеличению нефтеотдачи, и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Данцова К.И. — присоединилась к подготовке текста статьи, внесла дополнения в раздел, связанный с кратким обзором технологий улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа, и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander V. Osipov — developed the concept of the article, prepared the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Rustam N. Mustaev — joined the preparation of the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexandra S. Monakova — joined the preparation of the text of the article, made adjustments to the section related to the prospects for the development of carbon dioxide storage projects in Russia, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Liana I. Bondareva — joined the preparation of the text of the article, made adjustments to the section related to the utilization of carbon dioxide as part of enhanced oil recovery operations, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Kristina I. Dantsova — joined the preparation of the text of the article, made adjustments to the section related to a brief overview of technologies for capturing, transporting and utilizing and (or) storing carbon dioxide, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Осипов Александр Викторович* — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, член-корреспондент РАЕН, доцент кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

65, корп. 1, Ленинский просп., г. Москва 119991, Россия

e-mail: osipov.a@gubkin.ru

SPIN-код: 7992-0199

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>

Мустаев Рустам Наильевич — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, проректор по научной работе ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

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

e-mail: mustaevrn@mgri.ru

SPIN-код: 1174-1790

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8808-1359>

Монакова Александра Сергеевна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

65, корп. 1, Ленинский просп., г. Москва 119991, Россия

e-mail: a.monakova@mail.ru

SPIN-код: 5619-7973

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3854-4436>

Бондарева Лиана Ильясовна — старший преподаватель кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

65, корп. 1, Ленинский просп., г. Москва 119991, Россия

e-mail: liana_abril@mail.ru

SPIN-код: 1584-1518

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>

Данцова Кристина Игоревна — старший преподаватель кафедры поисков и разведки нефти и газа ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».

65, корп. 1, Ленинский просп., г. Москва 119991, Россия

e-mail: kristinadantsova@yandex.ru

SPIN-код: 6655-4404

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2283-8747>

Alexander V. Osipov* — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Associate Professor of the Department of Search and Exploration of Oil and Gas of the Gubkin University.

65, bldg. 1, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

e-mail: osipov.a@gubkin.ru

SPIN-code: 7992-0199

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>

Rustam N. Mustaev — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Vice-Rector for Research at the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: mustaevrn@mgri.ru

SPIN-code: 1174-1790

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8808-1359>

Alexandra S. Monakova — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of the Department of Search and Exploration of Oil and Gas of the Gubkin University.

65, bldg. 1, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

e-mail: a.monakova@mail.ru

SPIN-code: 5619-7973

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3854-4436>

Liana I. Bondareva — Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration of the Gubkin University.

65, bldg. 1, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

e-mail: liana_abril@mail.ru

SPIN-code: 1584-1518

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>

Kristina I. Dantsova — Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration of the Gubkin University.

65, bldg. 1, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

e-mail: kristinadantsova@yandex.ru

SPIN-code: 6655-4404

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2283-8747>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ БЕРИНГОВА МОРЯ

С.А. ГУРЯНОВ

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Для характеристики нефтегазогенерационного потенциала изучаемой территории необходимо иметь представление о его структурно-тектоническом строении. С этой целью в данной работе было проведено структурно-тектоническое моделирование Берингова моря.

Цель исследования. Выявление структурно-тектонических особенностей Берингова моря путем рассмотрения результатов геодинамического анализа формирования осадочных бассейнов, основанных на тектоно-геодинамических палеорекострукциях и результатах моделирования осадочных бассейнов Берингова моря.

Материалы и выводы. Структурно-тектоническое моделирование осадочных бассейнов Берингова моря было проведено с применением современных методов бассейнового анализа и численного геологического моделирования (PetroMod Schlumberger). Для формирования трехмерных пространственно-временных структурно-тектонических моделей Берингова моря были использованы структурные карты по подошве плиоцен-четвертичных отложений, вблизи кровли нижнего миоцена, кровли олигоцена и по подошве акустического фундамента. Карты были оцифрованы и переведены в гриды (с шагом 500 м), в которых невязки (пересечения) устранялись с учетом доступной геолого-геофизической информации (сейсмогеологических разрезов). Построение современной поверхности осадочного бассейна было выполнено путем увязки батиметрической и топографических карт. Время начала и окончания периодов осадконакопления отложений определялось в соответствии с Международной стратиграфической шкалой.

Результаты. Были выявлены достаточно обширные области развития океанической или субокеанической коры глубоководных (задуговых) котловин, имеющие возраст от верхней юры-мела до кайнозоя, неоднократно затронутые последующими фазами тектоно-магматической активизации; пояса развития мел-кайнозойского блоково-магматического фундамента островных дуг, местами включающего переработанные блоки фундамента более древней, палеозойской или киммерийской консолидации; обширные, дифференцированные по глубине дна альпийские/новейшие (синокеанические) шельфовые платформы, иногда частично разрушенные в результате новейшей деструкции, включающие в структуру своего основания глыбы или крупные блоки докембрийских или палеозойских относительно жестких массивов.

Заключение. Результаты моделирования свидетельствует о том, что глубоко погруженные Западно-Анадырский, Восточно-Анадырский и Центрально-Анадырский бассейны являются возможными депоцентрами с собственными очагами генерации углеводородов.

Ключевые слова: осадочные бассейны, Берингово море, тектоника, моделирование, геодинамический анализ

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Гурянов С.А. Структурно-тектонические условия развития осадочных бассейнов Берингова моря. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2022;64(4):54—63. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-54-63>

Статья поступила в редакцию 25.01.2021

Принята к публикации 10.11.2022

Опубликована 14.11.2022

STRUCTURAL AND TECTONIC CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE BERING SEA SEDIMENTARY BASIN

SANAN A. GURYANOV

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

ABSTRACT

Introduction. In order to characterize the oil and gas potential of any area under exploration, its structural and tectonic evolution should be studied. In this paper, a structural and tectonic modelling of the Bering Sea is carried out.

Aim. To identify the structural and tectonic characteristics of the Bering Sea by interpreting the results obtained during a geodynamic analysis of sedimentary basin formation, based on the tectonic and geodynamic paleoreconstructions and sedimentary basin modelling of the Bering Sea.

Materials and methods. A structural and tectonic modelling of the Bering Sea sedimentary basins was carried out using contemporary methods of basin analysis and numerical geological modelling (PetroMod software, Schlumberger). Three-dimensional time-spatial structural-tectonic models of the Bering Sea were formed using the bottom structural maps of Pliocene-Quaternary deposits, near the Lower Miocene and Oligocene tops and along the acoustic basement bottom. Maps were digitalized and converted to grids (with a 500-m step), in which the discrepancies (intersections) were removed taking into account the available geological and geophysical data (seismogeological sections). The contemporary surface of sedimentary basins was constructed by the connection of bathymetric and topographic maps. The beginning and end time of sedimentary accumulation periods was determined in accordance with the international stratigraphic scale.

Results. The performed study identified the sufficiently continuous development areas of the oceanic or suboceanic crust of deep-water (back-arc) basins, aged from the Upper Jurassic-Cretaceous to the Cenozoic and repeatedly affected by the subsequent phases of the tectonic and magmatic activation; development belts of the Cretaceous-Cenozoic block-magmatic basement of island arcs, locally including reformed basement blocks of an older, Paleozoic or Cimmerian, consolidation; extensive depth-differentiated alpine/newest (syn-oceanic) shelf platforms, occasionally partially destroyed due to the latest destruction, including blocks or large blocks of Pre-Cambrian or Paleozoic relatively rigid massifs in the structure of their base.

Conclusion. The modelling results indicate the deeply submerged West Anadyr, East Anadyr and Central Anadyr basins to be possible depocentres with their own hydrocarbon generation centres.

Keywords: sedimentary basins, Bering Sea, tectonics, modelling, geodynamic analysis

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

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

For citation: Guryanov S.A. Structural and tectonic conditions for the development of the Bering Sea sedimentary basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):54—63. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-54-63>

Manuscript received 25 January 2022

Accepted 10 November 2022

Published 14 November 2022

Введение

Среди дальневосточных морей России Берингово море является наименее изученным. В шельфовой зоне российской части Берингова моря выделяются Ильпинский (Карагинский), Олюторский, Хатырский, Анадырский и Наваринский

осадочные бассейны. В глубоководной зоне расположены два бассейна: Командорский на западе и Алеутский на востоке, разделенные поднятием хребта Ширшова (рис. 1).

Осадочные бассейны Берингова моря Дальнего Востока являются открытыми природными

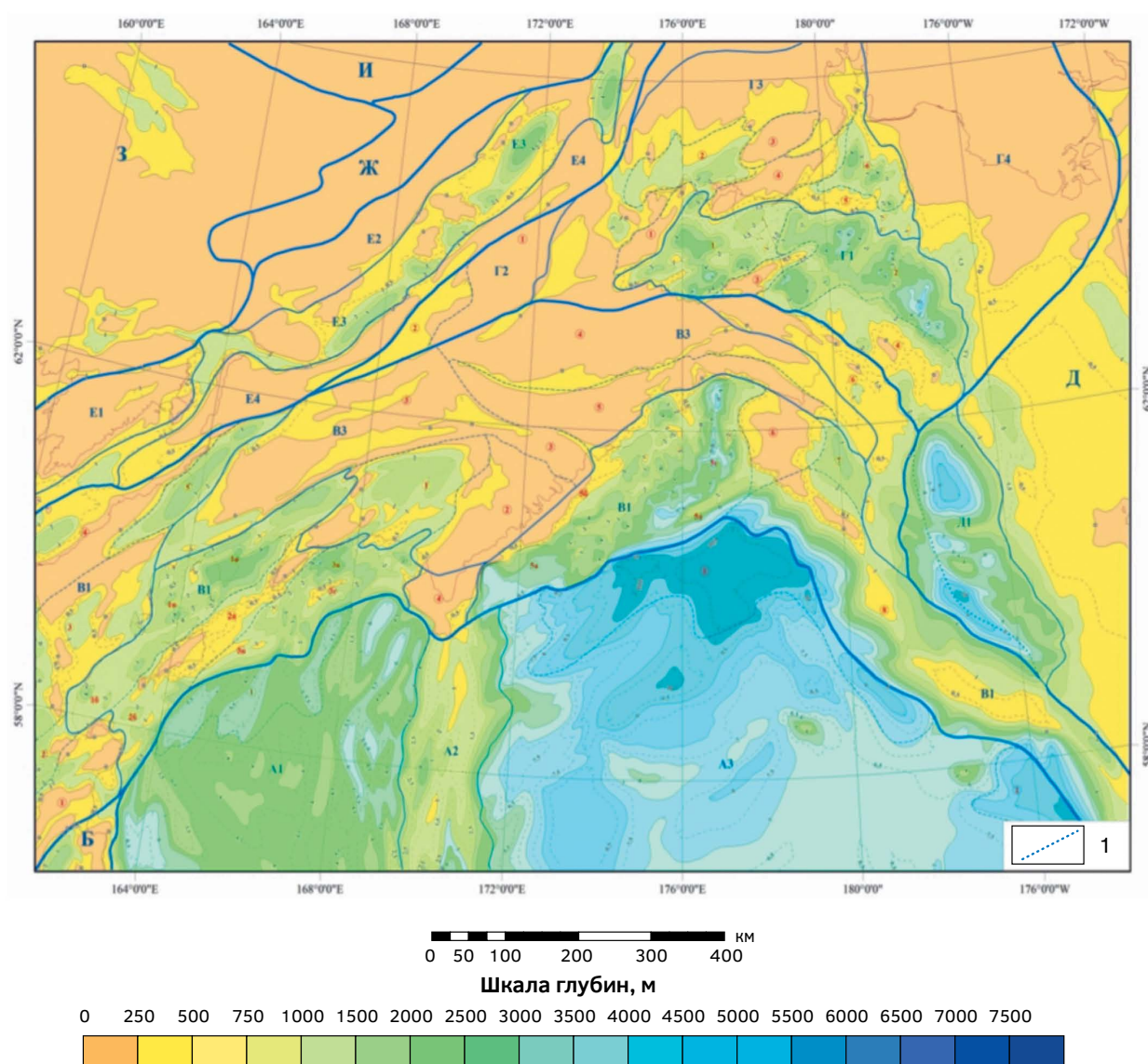


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема российской части Берингова моря и прилегающих территорий и акваторий (по данным АО «Союзморгео», 2018).

1 — шовные зоны под осадочным чехлом прогибов. Прочие обозначения: Структурные элементы. А — Берингоморская глубоководная впадина. А1 — Алеутская котловина: 1 — Северо-Алеутский присклоновый прогиб, 2 — Восточно-Алеутский присклоновый прогиб; А2 — подводный хребет (поднятие) Ширшова; А3 — Командорская котловина: 1 — Северо-Командорский присклоновый прогиб. Б — Курило-Камчатская вулканическая островодужная система (Восточно-Камчатская блоково-вулканическая зона). В — Камчатско-Корякская складчато-орогенная система. В1 — Карагинско-Олюторско-Хатырская зона предокеанических (окраинно-континентальных) блоково-рифогенных дислокаций/Берингоморская зона предокеана: 1 — Ильпинско-Олюторская депрессионная область/депрессия/бассейн (1а — прогиб Корфа; 1б — прогиб Литке, 1в — Оссорская ступень), 2 — Озерновско-Пылгинская гряда (2а — Карагинский антиклинорий, 2б — Озерновско-Карагинская седловина), 3 — Олюторская депрессионная область/депрессия/бассейн (3а — Олюторский прогиб, 3б — Южно-Олюторская мульда; 3в — Западно-Олюторская ступень; 3г — Пылгинское поднятие); 4 — поднятие Олюторского мыса; 5 — Хатырская депрессионная область/депрессия/бассейн (5а — Корякско-Алеутский прогиб, 5б — Южно-Укэлаятская моноклиналь, 5в — Центрально-Хатырская блоковая ступень; 5г — Восточно-Хатырский прогиб, 5д — Краевой горст); 6 — поднятие Сарычева; 7 — впадина Восточная Ореанда/Гавриила; 8 — Западно-Наваринская погребенная блоково-складчатая гряда. В2 — Камчатская складчато-орогенная область: 1 — Восточно-Камчатский горст-антиклинорий; 2 — Срединно-Камчатский грабен-рифт;

3 — Центрально-Камчатский мегантиклинорий; 4 — Паланская складчатая зона; 5 — Кукульский прогиб. ВЗ — Корьякская складчато-орогенная область: 1 — Вывенско-Паханчешский синклиний; 2 — Ватынское (Олюторское) поднятие; 3 — Укэлайтская зона дислокаций; 4 — Майницкая (Научиньрай-Алкатваамская) складчатая зона; 5 — Хатырская складчато-блоковая орогенная зона; 6 — Беринговская зона. Г — Чукотско-Анадырская система докембрийских массивов (альпийская/новейшая плита — активизированный фрагмент Юконско-Берингоморской подвижной платформы). Г1 — Ваеги-Майнская зона дислокаций: 1 — Ваегинский выступ; 2 — Парапольский прогиб. Г2 — Танюрер-Анадырская ступень: 1 — Рарытское поднятие; 2 — Канчаланская мульда, 3 — Ушканье поднятие, 4 — Золотогорское поднятие, 5 — Анаутское поднятие; 6 — прогиб Креста; ГЗ — Анадырский краевой прогиб: 1 — Западно-Анадырская впадина, 2 — Восточно-Анадырская впадина, 3 — Туманский горст, 4 — Ламутская ступень. Г4 — Восточно-Чукотская блоково-вулканическая зона. Д — Юконско-Берингоморская эпигренвиле-эпибайкальская подвижная платформа: Д1 — Наваринский прогиб. Е — Кони-Мургалевская блоково-складчато-вулканическая система: Е1 — Тайгоносско-Пенжинский горст; Е2 — Мургалевский антиклинорий; ЕЗ — Пенжинско-Марковская зона прогибов; Е4 — Таловско-Пекуневская складчато-орогенная зона. Ж — Приохотско-Ламутская блоково-вулканическая система (Эвенская вулканическая зона). З — Восточно-Якутская (Колымско-Омолонская) эпикиммерийская подвижная платформа (Омолонско-Тайгоноская область домезозойских массивов). И — Лаптевско-Нижнеколымская раннеальпийская (пострифтовая) подвижная платформа (Нижнеколымско-Южно-Анюйская зона прогибов)

Fig. 1. Structural and tectonic scheme of the Russian part of the Bering Sea and adjacent territories and water areas (according to JSC Soyuzmorgeo, 2018).

1 — Suture zones under the sedimentary cover of the troughs. Other designations: Structural elements. А — Bering Sea deep-water depression. А1 — Aleutian depression: 1 — North Aleutian trough, 2 — East Aleutian trough; А2 — underwater ridge (uplift) of Shirshov; А3 — Commander Basin: 1 — North-Commander downslope trough. Б — Kuril-Kamchatka volcanic island arc system (East Kamchatka block-volcanic zone). В — Kamchatka-Koryakskaya fold-orogenic system. В1 — Karaginsko-Olyutorsko-Khatyr zone of preoceanic (marginal-continental) block-reef dislocations / Bering Sea zone of the pre-ocean: 1 — Ilpa-Olyutorsky depression area / depression / basin (1a — Korf trough; 1б — Litke trough, 1в — Oss step), 2 — Ozernovsko-Pylginsky ridge (2a — Karaginsky anticlinorium, 2б — Ozernovsko-Karaginsky saddle), 3 — Olyutorsky depression area / depression / basin (3a — Olyutorsky trough, 3б — South Olyutorsky trough; 3в — West Olyutorsky step; 3г — Pylga uplift); 4 — raising the Olyutorsky cape; 5 — Khatyr depression area / depression / basin (5a — Koryak-Aleutian trough, 5б — South Ukelayat monocline, 5в — Central Khatyr block step; 5г — East Khatyr trough, 5е — Regional horst); 6 — raising Sarychev; 7 — East Oreanda / Gabriel depression; 8 — West Navarino buried block-fold ridge. В2 — Kamchatka fold-orogenic region: 1 — East Kamchatka horst-anticlinorium; 2 — Sredinno-Kamchatsky graben-rift; 3 — Central Kamchatka meganticlinorium; 4 — Palanian folded zone; 5 — Kuyul trough. ВЗ — Koryakskaya folded-orogenic area: 1 — Vyvensko-Pakhansky synclinorium; 2 — Vatynskoe (Olyutorskoe) uplift; 3 — Ukelayat dislocation zone; 4 — Mainitskaya (Nauchinyrai-Alkatvaamskaya) fold zone; 5 — Khatyr fold-block orogenic zone; 6 — Bering zone. Г — Chukotka-Anadyr system of Precambrian massifs (alpine / recent plate — an activated fragment of the Yukon-Bering Sea mobile platform). Г1 — Vayegi-Main dislocation zone: 1 — Vayegi ledge; 2 — Parapolian trough. Г2 — Tanyurer-Anadyr step: 1 — Rarytinskoe uplift; 2 — Kanchalanskaya trough, 3 — Ushkanye uplift, 4 — Zolotogorsk uplift, 5 — Anautskoye uplift; 6 — deflection of the Cross; ГЗ — Anadyr foredeep: 1 — West Anadyr depression, 2 — East Anadyr depression, 3 — Tuman horst, 4 — Lamut step. Г4 — East Chukotka block-volcanic zone. Д — Yukon-Bering Sea epigrenville-epibaikal mobile platform: Д1 — Navarino trough. Е — Koni-Murgalskaya block-fold-volcanic system: Е1 — Taigonosko-Penzhinsky horst; Е2 — Murgalsky anticlinorium; ЕЗ — Penzhinsko-Markovskaya trough zone; Е4 — Talovsko-Pekulneiskaya fold-orogenic zone. Ж — Priokhotsk-Lamut block-volcanic system (Even volcanic zone). З — East Yakutsk (Kolyma-Omolon) epikimmerian mobile platform (Omolon-Taigonos region of the pre-Mesozoic massifs). И — Laptev-Nizhnekolymskaya early Alpine (post-rift) mobile platform (Nizhnekolymsko-South-Anyui trough zone)

системами: их заложение и развитие определяются совместным действием множества факторов. Приоритетными среди них являются, вероятно, факторы, обусловленные процессами, происходящими в верхней мантии непосредственно в районе развития бассейна или на некотором удалении от него, и связанные с ним прямо или опосредованно процессы латерального взаимодействия плит, глыб, блоков литосферы, консолидированной земной коры, то есть того субстрата, который представляет собой основание (фундамент) осадочного заполнения бассейнов [10].

Исследуемые осадочные бассейны: Анадырский, Хатырский, Олюторский, Ильпинский располагаются в зоне сочленения Камчатско-Корьякской складчато-орогенной системы, Карагинско-Олюторско-Хатырской системы рифтогенных окраинно-континентальных дислокаций и глубоководной впадины Берингова моря [1]. Согласно существующим на сегодня воззрениям, нашедшим отражение в тектонических картах, Камчатско-Корьякская складчато-орогенная система сформировалась во время альпийского этапа тектонического развития, на позднем этапе которого некоторые ее

подкомплексы, как считает Б.В. Сенин, были переработаны в окраинно-континентальной зоне.

По мнению Л.П. Зоненшайна, Корякско-Камчатский складчатый пояс является примером аккреционных структур. Согласно его точке зрения, это подтверждается широким развитием здесь тектонических покровов, серпентинитового меланжа, олистостромов. В его модели Корякско-Камчатский пояс отчетливо распадается на две системы: Корякскую, в которой складчатые движения закончились в конце мела, и Олюторско-Камчатскую, в которой складчатые движения закончились перед неогеном.

Методика моделирования

Решение задачи геодинамического анализа формирования осадочных бассейнов опиралось

на тектоно-геодинамические палеореконструкции, отображающие взаимодействие глыб и блоков консолидированной земной коры. Они выполнялись для геохронологических рубежей, которые разделяют фазы мезозойского и альпийского тектогенеза, характеризующиеся формированием и развитием крупных осадочных бассейнов дальневосточных морей и их углеводородных систем.

Структурно-тектоническое моделирование осадочных бассейнов Берингова моря было проведено с применением современных методов бассейнового анализа и численного геологического моделирования (PetroMod Schlumberger).

Для формирования трехмерных пространственно-временных структурно-тектонических моделей Берингова моря были использованы структурные карты (рис. 2) по подошве плиоцен-четвертичных

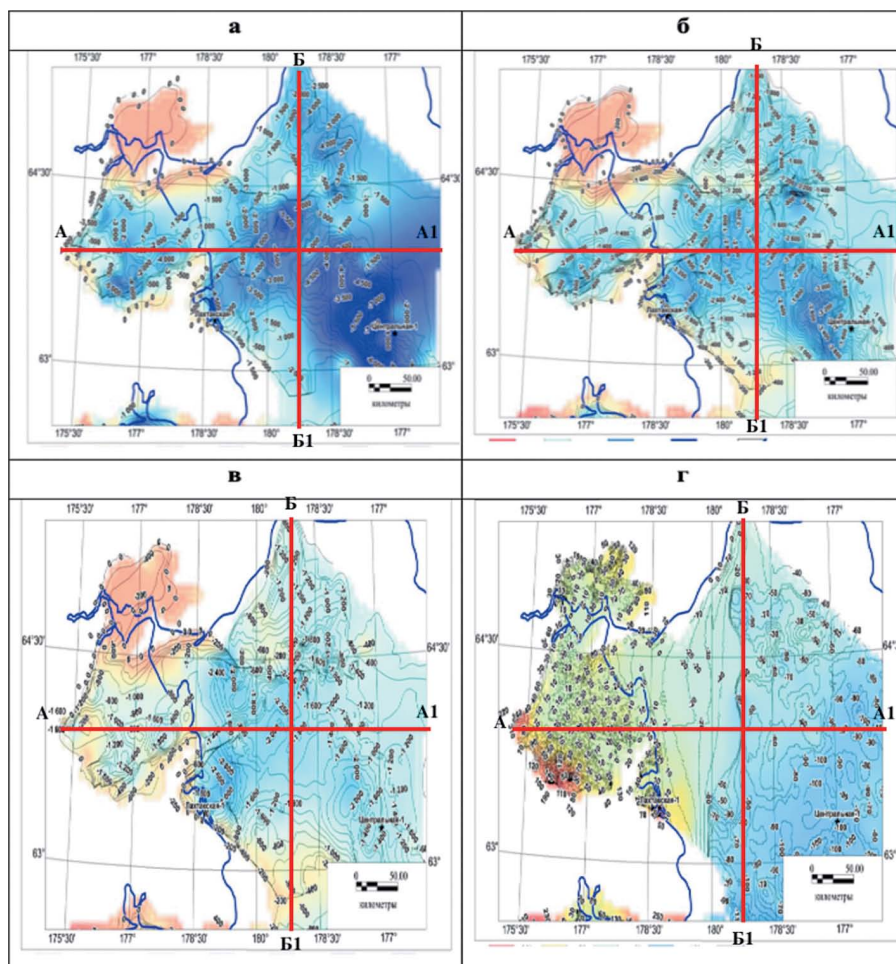


Рис. 2. Анадырский прогиб и прилегающие территории. Структурные карты: а — по поверхности акустического фундамента; б — по кровле палеогеновых отложений; в — по кровле нижнемиоценовых отложений; г — по подошве плиоцен-четвертичных отложений

Fig. 2. Anadyr trough and adjacent territories. Structural maps: а — along the surface of the acoustic foundation; б — along the roof of Paleogene sediments; в — along the roof of the Lower Miocene deposits; г — along the base of the Pliocene-Quaternary deposits

отложений, вблизи кровли нижнего миоцена, кровли олигоцена и по подошве акустического фундамента. Карты были оцифрованы и переведены в grids (с шагом 500 м), в которых невязки (пересечения) устранялись с учетом доступной геолого-геофизической информации (сейсмогеологических разрезов). Построение современной поверхности осадочного бассейна было выполнено путем увязки батиметрической и топографических карт [6]. Время начала и окончания периодов осадконакопления отложений определялось в соответствии с Международной стратиграфической шкалой.

Результаты моделирования

В осадочных бассейнах Берингова моря выделяются два структурно-тектонических этажа: фундамент и осадочный чехол. Первый образован дислоцированными доолигоценовыми толщами, второй — эоцен(или миоцен)-четвертичным разрезом. При этом в отдельных районах бассейнов по сейсмическим материалам в структуре фундамента выделяются комплексы с ярко выраженной плоскопараллельной записью сейсмического поля, относимые к мел-палеоценовому возрасту и представляющие собой участки недислоцированного эпикиммерийского чехла [3, 5].

Областью фактического океанообразования с формированием океанической коры предположительно является только та, которая соответствует современным беринговоморским котловинам. Геодинамические взаимодействия в границах остальной части региона осуществляются, скорее всего, на более высоком, верхнекоровом уровне. В связи с этим в восточной части региона формируется фронт геодинамического взаимодействия океанических (западный геоблок Тихоокеанской плиты) и материковых (Евразийская плита) литосферных масс, с которым сопрягаются участки и зоны развития вулканических процессов, примерно соответствующие районам суббассейна ТИНРО, Колымского нагорья и сопряженных с ними более северных районов. Положение и конфигурация главных осадочных бассейнов региона и наиболее крупных элементов их внутренней структуры (суббассейнов) определялись на основе анализа особенностей строения поверхности разновозрастного фундамента, и в первую очередь зон разнопорядковых градиентов, разделяющих области поднятий и погружений.

В результате моделирования были построены трехмерные (рис. 3) и двухмерные (рис. 4 и 5) пространственно-временные структурно-тектонические модели Берингова моря: к концу мелового

периода, к концу палеогенового периода, к концу неогенового периода и на настоящее время.

Как показывают результаты геодинамического анализа формирования осадочных бассейнов, основанных на тектоно-геодинамических палеореконструкциях, и результаты моделирования, глубоко погруженные Западно-Анадырский, Восточно-Анадырский и Центрально-Анадырский бассейны являются возможными депоцентрами с собственными очагами генерации углеводородов.

В качестве главных факторов образования исходного фундамента (после формирования первичной земной коры) и его последующей

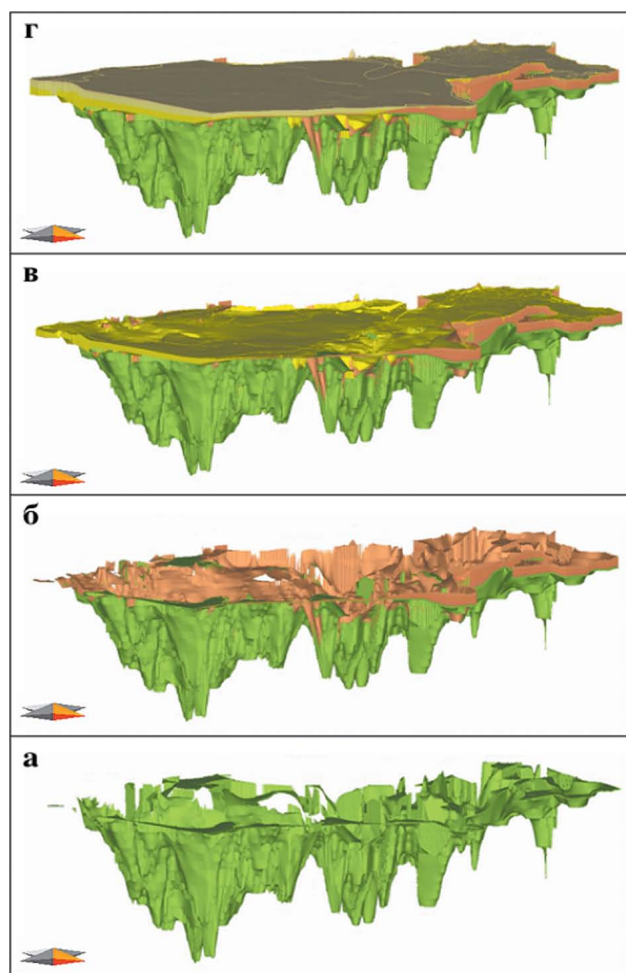


Рис. 3. Трехмерные пространственно-временные структурно-тектонические модели Берингова моря: а — к концу мелового периода; б — к концу палеогенового периода; в — к концу неогенового периода; г — на настоящее время

Fig. 3. Three-dimensional space-time, structural-tectonic models of the Bering Sea: а — by the end of the Cretaceous; б — by the end of the Paleogene period; в — by the end of the Neogene period; г — at present

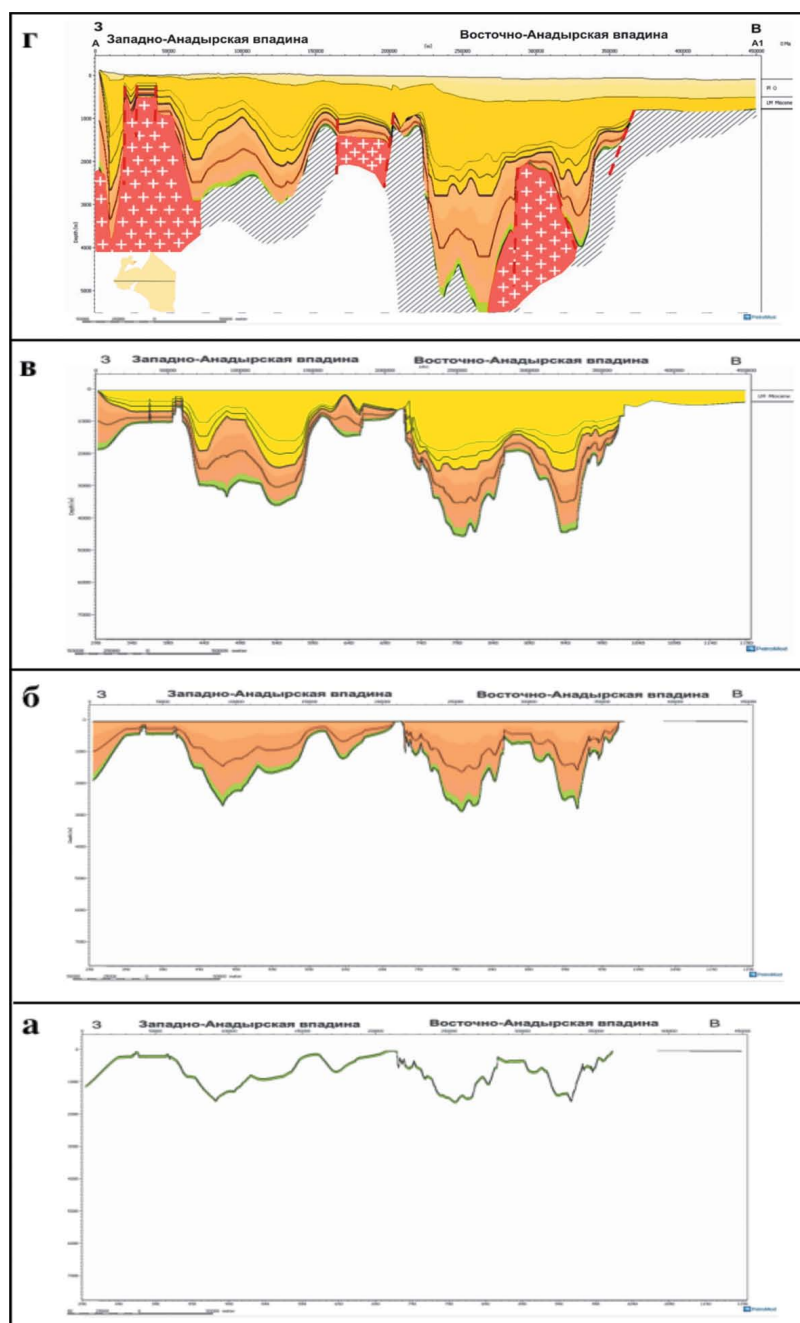


Рис. 4. Двухмерные пространственно-временные структурно-тектонические модели Берингова моря (направление запад—восток): а — к концу мелового периода; б — к концу палеогенового периода; в — к концу неогенового периода; з — на настоящее время

Fig. 4. Two-dimensional space-time, structural-tectonic models of the Bering Sea (West-East direction): а — by the end of the Cretaceous; б — by the end of the Paleogene period; в — by the end of the Neogene period; з — at present

переработки рассматриваются такие комплексные тектонические процессы, часто сопровождаемые магматическими явлениями, как:

- *конструкция* — создание тектонических систем (структурно-вещественных комплексов (СВК)) в результате одно- или многоактного цикла

сжатия, скупивания, смятия, складкообразования, метаморфизма, орогенеза;

- *деструкция* — создание тектонических систем в результате разрушения прежде сформированных СВК за счет одно- или многоактного цикла растяжения, рифтогенеза, дробления, погружения.

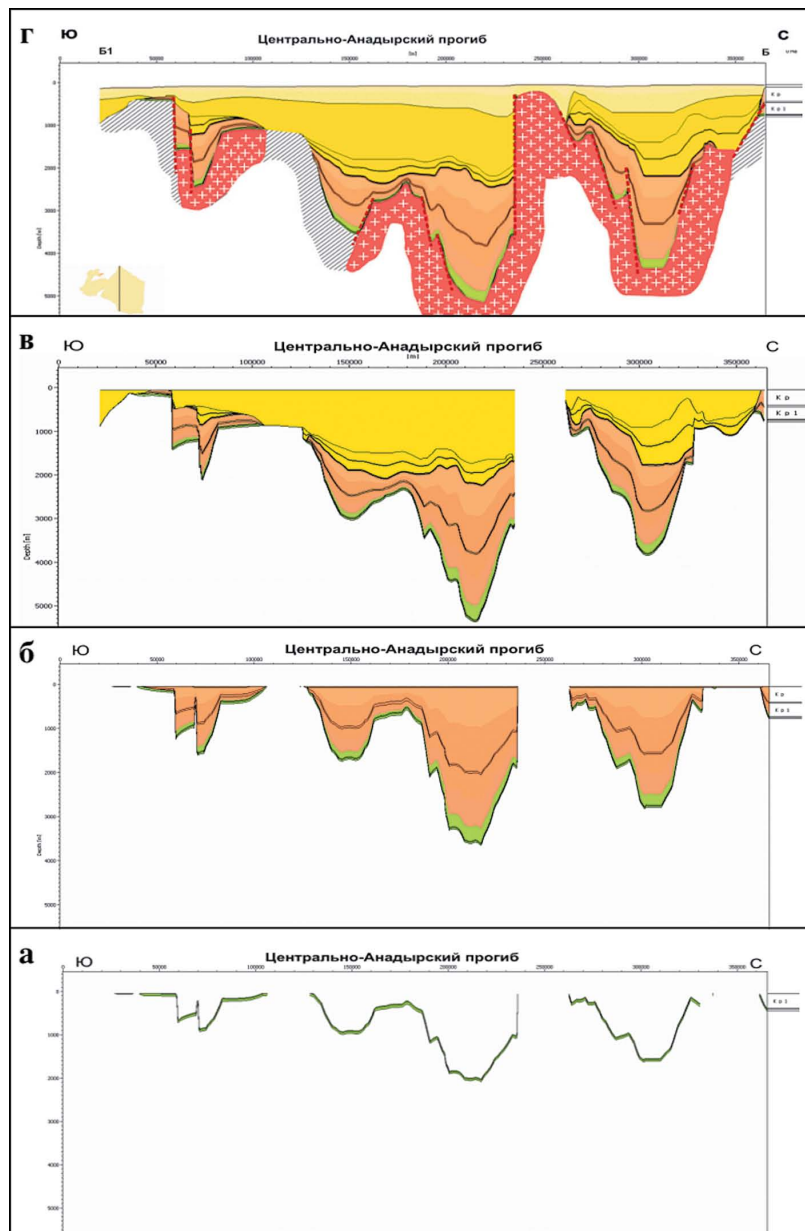


Рис. 5. Двухмерные пространственно-временные структурно-тектонические модели Берингова моря (направление север—юг): а — к концу мелового периода; б — к концу палеогенового периода; в — к концу неогенового периода; г — на настоящее время

Fig. 5. Two-dimensional space-time, structural-tectonic models of the Bering Sea (North-South direction): а — by the end of the Cretaceous; б — by the end of the Paleogene period; в — by the end of the Neogene period; г — at present

В соответствии с моделью на вторую половину и конец древнекimmerийской фазы тектогенеза регион расположения Берингова моря, как и все дальневосточные моря, характеризуется развитием двух крупных клинообразно расходящихся поясов растяжения, рифтогенеза и погружения, ориентированных из области их сопряжения в районе современного Северного Ледовитого океана в направлениях Японского и Беринго-

ва морей. Эти пояса иногда маркируются областями распространения в разрезах вулканогенных или кремнисто-вулканогенных пород и определяют контуры гигантской бассейновой системы, которая, вероятно, определяла существовавшие в указанную эпоху на месте современного Верхояно-Чукотского региона структурно-геодинамические связи между Центрально-Арктическим и Тихоокеанским регионами. К комплексу

элементов древнего (докембрийско-палеозойского) фундамента подвижной плиты, по-видимому, следует относить Чукотско-Анадырскую систему массивов, которая образует основание осадочного разреза Анадырской впадины, Восточной Чукотки и ее морского продолжения. Породы этого возраста — от протерозоя до разных подразделений палеозоя — присутствуют в виде тектонических блоков в складчатом и вулканогенно-складчатом обрамлении впадины [8, 9, 11]. Последнее представлено на северо-западе вулканическими зонами Охотско-Чукотского вулканического пояса и складчато-блоковыми зонами киммерид Верхояно-Чукотской области, а на юге и юго-востоке — складчато-орогенными структурами Корьякско-Камчатской системы альпийского тектонического цикла.

Фундамент районов российского шельфа Берингова моря, обращенных к Алеутской и Командорской глубоководным котловинам, представляет собой продолжение альпийских складчатых и вулканогенно-складчатых зон альпийского цикла, местами также включающих переработанные блоки палеозойских складчатых комплексов (см. рис. 4г и 5г). В области сопряжения складчато-орогенных структур и глубоководной котловины, где формируются эти шельфовые районы, альпийский фундамент подвержен неотектонической деструктивной переработке с образованием сбросо-сдвиговых нарушений, наклонных и ротационных блоков и других вторичных дислокаций фундамента [2, 4, 7].

Заключение

Результаты геодинамического анализа формирования осадочных бассейнов, основанных

на тектоно-геодинамических палеореконструкциях, и моделирование свидетельствуют о том, что глубоко погруженные Западно-Анадырский, Восточно-Анадырский и Центрально-Анадырский бассейны являются возможными депоцентрами с собственными очагами генерации углеводородов.

Результаты моделирования позволили выявить следующие структурно-тектонические особенности Берингова моря:

- различающиеся по площади, но достаточно обширные области развития океанической или субокеанической коры глубоководных (задуговых) котловин, имеющие возраст от верхней юры-мела до кайнозоя, неоднократно затронутые последующими фазами тектоно-магматической активизации;
- пояса развития мел-кайнозойского блоково-магматического фундамента островных дуг, местами включающего переработанные блоки фундамента более древней, палеозойской или киммерийской консолидации;
- обширные, дифференцированные по глубине дна альпийские/новейшие (синокеанические) шельфовые платформы, иногда частично разрушенные в результате новейшей деструкции, включающие в структуру своего основания глыбы или крупные блоки докембрийских или палеозойских относительно жестких массивов.

Вышеперечисленные выявленные структурно-тектонические особенности Берингова моря могут свидетельствовать о наличии возможных очагов генерации углеводородов, что является важным показателем для нефтегазоносности данной территории.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас геолого-геофизических карт. Берингово море / Под ред. Грамберга И.С. Л., 1992.
2. Беляев И.В., Борщева Н.А., Бутков В.П., Бычков Ю.М., Гладенков Ю.Б., Дундо О.П., Лопатин Б.Г., Марковский Б.А., Орадовская М.М., Радченко В.Г., Ротман В.К., Сей И.И., Устинов Н.В. Геология Берингова моря и его континентального обрамления. Л.: Наука. 1985. 127 с.
3. Воробьев Ю.М. и др. Отчет «Комплексные рекогносцировочные геофизические исследования в районе Берингова и Чукотского морей» // ВПО «Сахалинморнефтегазпром», г. Оха. 1984.
4. Голубев В.М. Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Берингоморского региона // Комитет Российской Федерации по геол. и использ. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана. СПб., Недра, 1994, 125 с.
5. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. № 1. С. 4—16.
6. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel. 2009. М., 2010. 110 с.
7. Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Хай В.Н. Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования // Геотектоника. 2019. № 1. С. 44—61.
8. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 22—17.
9. 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. No. 34(2). С. 934—947.

10. Лавренова Е.А., Горбунов А.А., Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Тектонические и палеогеографические условия нефтяных систем Анадырского прогиба // 7-я EAGE Санкт-Петербургская междуна-

родная конференция и выставка: понимание гармонии ресурсов Земли через интеграцию наук о Земле, Санкт-Петербург, 2016. С. 369—373.

11. Мустаев Р.Н., Хай В.Н., Керимов В.Ю., Леонова Е.А. Генерация и условия образования залежей углеводородов в бассейне Кюлонг по результатам моделирования углеводородных систем // Геомодель. 2015. С. 212—216.

REFERENCES

1. Atlas of geological and geophysical maps. Bering Sea. Ed. Gramberga I.S. Leningrad, 1992.
2. Beliaev I.V., Borshcheva N.A., Butkov V.P., Bychkov I.U.M., Gladenkov I.U.B., Dundo O.P., Lopatin B.G., Markovskii B.A., Oradovskaia M.M., Radchenko V.G., Rotman V.K., Sei I.I., Ustinov N.V. Geology of the Bering Sea and its continental framing. Leningrad: Science, 1985, 127 p.
3. Vorobyov Yu.M. and others. Report "Integrated reconnaissance geophysical research in the area of the Bering and Chukchi Seas" // VPO Sakhalinmorneftegazprom, Okha. 1984.
4. 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.
5. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proceedings. 2017. No. 1. P. 4—16.
6. Zakrevsky K.E. Workshop on 3D geological modeling. Building a test model in Petrel. 2009. Moscow, 2010, 110 p.
7. Kerimov V.Yu., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Hai V.N. Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural-Tectonic Model of their Formation // Geotectonics. 2019. No. 53(1). P. 42—59.
8. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Yu. The conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems in Sakhalin shelf, the Sea of Okhotsk // Neftyanoe Khozyaystvo. Oil Industry. 2015. No. 8. P. 22—27.
9. 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.
10. 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. P. 369-373.
11. Mustaev R.N., Hai W.N., Kerimov V.Yu., Leonova E.A. Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong basin by simulation results hydrocarbon systems. // Geomodel 2015 — 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. P. 212—216.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Sanan A. Guryanov — made the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Гурянов Санан Агилевич — 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: guryanov_1996@inbox.ru тел.: +7 (903) 187-88-88 SPIN-код: 1663-2705 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>

Sanan A. Guryanov — Lecturer at 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: guryanov_1996@inbox.ru tel.: +7 (903) 187-88-88 SPIN-code: 1663-2705 ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1833-8320>



ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

У.С. СЕРИКОВА, П.А. РОМАНОВ*

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассматриваются условия формирования и распределения скоплений ловушек и залежей в Каспийском регионе.

Цель. Оценка условий формирования и распределения ловушек и залежей в Каспийском регионе.

Материалы и методы. Статистическое обобщение и систематизация данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ [2, 5, 7].

Результаты. В результате преимущественно в платформенных шельфовых условиях и на локальных участках относительной стабилизации или слабых колебательных движений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек может быть связано с разнообразными аккумулятивными и эрозионно-аккумулятивными формами прибрежных и удаленных от берега обособленных мелководий. Наконец, отдельные группы ловушек образуются в периоды относительной геодинамической стабилизации в акваториях, где обеспечиваются условия карбонатакопления и образования биогенных сооружений.

Ключевые слова: Каспийский регион, нефтегазоносная провинция, месторождение, стратиграфический интервал, структура, УВ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С., Романов П.А. Оценка условий формирования и распределения ловушек и залежей в Каспийском регионе. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):64—80. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-64-80>

Статья поступила в редакцию 15.10.2022

Принята к публикации 11.11.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

ASSESSMENT OF CONDITIONS FOR THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF TRAPS AND DEPOSITS IN THE CASPIAN REGION

ULYANA S. SERIKOVA, PAVEL A. ROMANOV*

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

ABSTRACT

Introduction. The conditions of formation and distribution of accumulations of traps and deposits in the Caspian region are considered.

Goal. Assessment of conditions for the formation and distribution of traps and deposits in the Caspian region.

Materials and methods. Statistical generalization and systematization of data and materials partially borrowed from reference literature, stock sources, field data and published works [2, 5, 7].

Results. As a result, mainly in platform shelf conditions and in local areas of relative stabilization or weak oscillatory movements, the formation of lithological-stratigraphic and combined traps can be associated with a variety of accumulative and erosive-accumulative forms of coastal and isolated shallow waters remote from the coast. Finally, separate groups of traps are formed during periods of relative geodynamic stabilization, in water areas where conditions for carbonation accumulation and the formation of biogenic structures are provided.

Keywords: Caspian region, oil and gas province, deposit, stratigraphic interval, structure, UV

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

Funding: The study had no sponsorship.

For citation: Serikova U.S., Romanov P.A. Assessment of conditions for the formation and distribution of traps and deposits in the Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):64—80. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-64-80>

Manuscript received 15 October 2022

Accepted 11 November 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

Источниками информации для оценки условий формирования и распределения указанных категорий ловушек и залежей углеводородов (УВ) в Каспийском регионе стали нефтегазогеологические характеристики морских и континентальных месторождений, содержащиеся в известных справочных изданиях разных лет Северного Кавказа, Каспия и Прикаспия. Разнообразие типов ловушек и залежей углеводородов в месторождениях в нефтегазоносных провинциях и соответствующих областей Каспийского региона отражено в таблице 1. В соответствии с определениями и характеристиками некоторых типов ловушек и залежей, приведенными выше, а также данными о месторождениях разного флюидного

состава и возраста вмещающих толщ в регионе, изложенных в справочных и прочих литературных источниках, вся совокупность анализируемых характеристик, отражающих принадлежность месторождения к тому или иному классу, распределена по отношению к двум факторам — структурному и седиментационному (литолого-стратиграфическому).

Методика исследований

Первый фактор определяет полную конфигурацию месторождения в геологическом пространстве (т.е. обобщенную морфологию занимаемой им части этого пространства), второй, совместно с первым или самостоятельно, —

внутреннюю структуру месторождения, образуемую одной или несколькими залежами. К структурному фактору в процессе анализа (см. табл. 1) отнесены приводимые в отмеченных выше справочных и научных публикациях (см. табл. 1) типы структурных элементов в генерализованном, сокращенном до 5 основных форм варианте (антиклиналь, брахиантиклиналь, купол, диапировая структура, моноклиналь). Седиментационный (литолого-стратиграфический) фактор в указанной таблице представлен четырьмя основными типами элементарных (единичных) залежей: литологически ограниченными (ЛО), литологически экранированными (ЛЭ), стратиграфически экранированными (СЭ), связанными с биогенными выступами (БВ). При этом литологически экранированные залежи вместе с литологически ограниченными при анализе включены в сводную условную группу литологически обусловленных.

Результаты исследований

С учетом принятых и приведенных выше условий по каждому из месторождений УВ Каспийского региона произведена выборка соответствующих анализируемых характеристик, которые собраны в таблице типов и стратиграфического распределения залежей и ловушек.

При анализе полученных характеристик возникла необходимость принять дополнительное условие, которое вытекает из наблюдаемых вариантов сочетания седиментационного и структурного факторов в строении месторождения. Из таблицы следует наличие трех вариантов, в соответствии с которыми устанавливается тип ловушки, определяющей все месторождение в целом: 1 — оно формируется только за счет седиментационного фактора (структурный фактор не выражен в характеристике); 2 — то же за счет структурного фактора (седиментационный фактор не выражен

Таблица 1. Типы ловушек и залежей УВ, распространенных на территории Каспийского региона
Table 1. Types of traps and hydrocarbon deposits common in the Caspian region

Класс	Группа и подгруппа месторождений, приуроченных:
Структурный	• к антиклиналям и куполам простого и ненарушенного строения; • к антиклиналям и куполам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений; • к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; • к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; • к антиклиналям и куполам, осложненным разрывной дислокацией; • к антиклиналям и куполам, осложненным соляной тектоникой; • к антиклиналям и куполам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; • к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; • к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; • к антиклиналям и куполам, осложненным вулканогенными образованиями; • к моноклиналям; • к синклиналям
Рифогенный	• к одиночным рифовым массивам; • к группе (ассоциации) рифовых массивов
Литологический	• к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные); • к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; • к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми, в том числе запечатанными асфальтом; • к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей; • к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек; • к прибрежным валоподобным песчаным образованиям ископаемых баров; • к гнездообразно и линзообразно залегающим пластам-коллекторам
Стратиграфический	• к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах; • к участкам стратиграфических несогласий на моноклиналях; • к стратиграфическим несогласиям на участках эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	• к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно непроницаемыми отложениями более молодого возраста

в характеристиках); 3 — то же за счет сочетания седиментационного и структурного факторов. В первом случае не только залежь, но и вся ловушка рассматриваются как неструктурная, то есть литологическая, стратиграфическая или литолого-стратиграфическая. Во втором — как структурная, в третьем — как комбинированная структурно-литолого-стратиграфическая.

Общая характеристика распределения месторождений УВ в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона по стратиграфическим интервалам и флюидному составу представлена на рисунке 1 и в таблицах 2 и 3. Скопления углеводородов в Каспийском регионе распределены в трех нефтегазоносных провинциях (см. рис. 1) [1]. Две из них — Северо-Кавказско-Мангышлакская

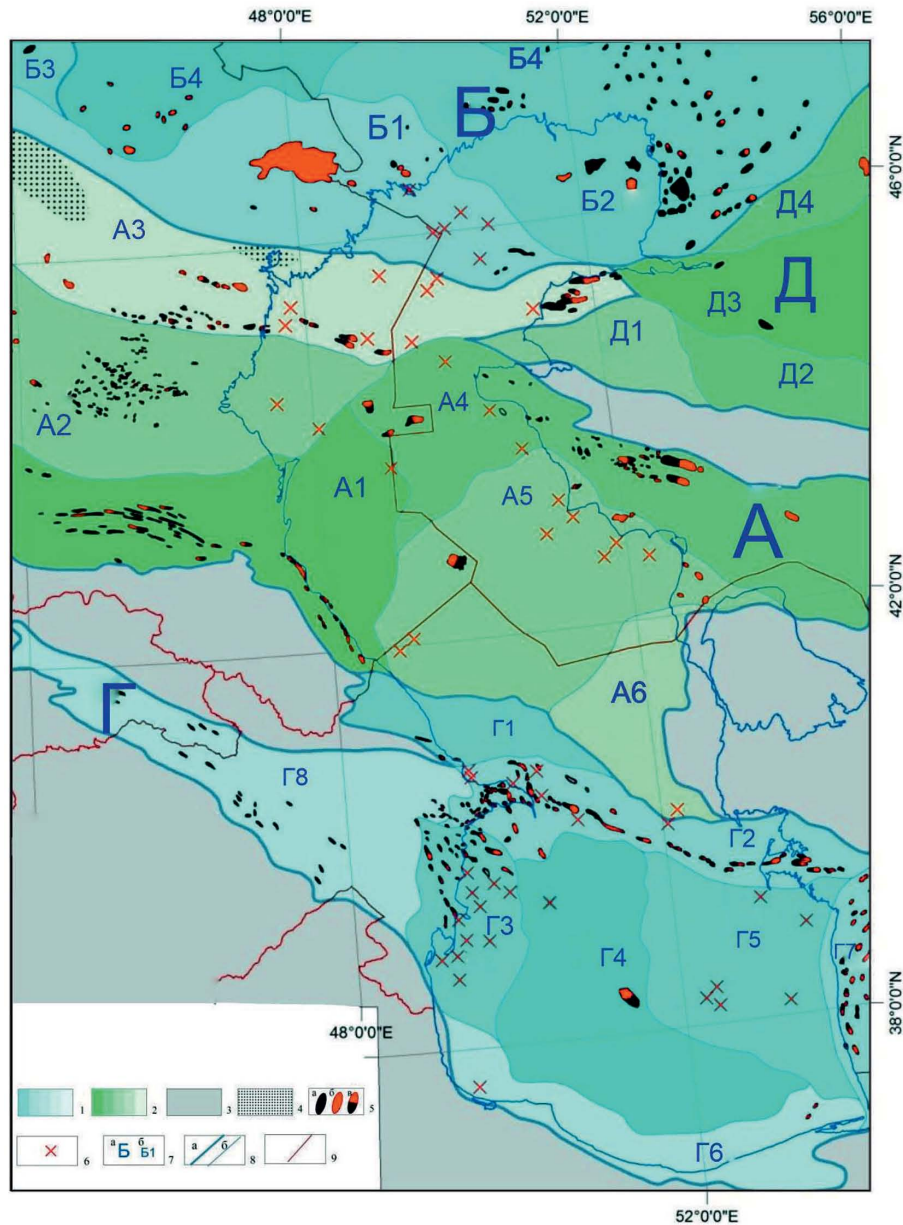


Рис. 1. Нефтегазоносные провинции и области Каспийского региона и прилегающих территорий. Условные обозначения: 1 — нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; 2 — нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; 3 — неперспективные области за пределами провинций; 4 — перспективные зоны в границах провинций; 5 — месторождения: а — нефти, б — газа и конденсата, в — смешанного состава; 6 — площади, не давшие положительного или коммерчески значимого результата; 7 — индексы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 8 — границы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 9 — границы государств и национальных

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

зон морского недропользования. Нефтегазоносные провинции и области (индексы на карте) А — Северо-Кавказско-Мангышлакская (НГО, ПНГО: А1 — Терско-Каспийская, А2 — Восточно-Предкавказская, А3 — Кряж Карпинского, А4 — Южно-Мангышлакская, А5 — Центрально-Каспийская, А6 — Западно-Карабогазская); Б — Прикаспийская (НГО, ПНГО: Б1 — Астраханско-Калмыцкая, Б2 — Южно-Эмбенская, Б3 — Волгоградско-Карачаганакская, Б4 — Центрально-Прикаспийская); В — Южно-Каспийская (НГО, ПНГО: В1 — Северо-Апшеронская, В2 — Апшерон-Прибалханская, В3 — Восточно-Азербайджанская / Западного Борта, В4 — Южно-Каспийской котловины / глубоководная, В5 — Туркменской ступени, В6 — Мазандаранская / Южного Борта; В7 — Западно-Туркменская / Восточного Борта, В8 — Кобыстано-Курунская); Г — Арало-Устюртская (НГО, ПНГО: Г1 — Южно-Бузачинская, Г2 — Яркимбай-Арстановская, Г3 — Бейнеуская, Г4 — Мынсуалмасская)

Fig. 1. Oil and gas provinces and regions of the Caspian region and adjacent territories.

Legend: 1 — oil and gas provinces of pericratonic dives and large alpine depressions; 2 — oil and gas provinces and areas of mobile platforms; 3 — unpromising areas outside the provinces; 4 — promising zones within the borders of provinces; 5 — deposits: а — oil, б — gas and condensate, в — mixed composition; 6 — areas that did not give a positive or commercially significant result; 7 — indexes: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 8 — borders: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 9 — borders of states and national zones of marine subsoil use. Oil and gas provinces and regions (indexes on the map) А — North Caucasian-Mangyshlak (NGO, PNGO: А1 — Tersk-Caspian, А2 — East-Pre-Caucasian, А3 — Karpinsky Ridge, А4 — South Mangyshlak, А5 — Central Caspian, А6 — West Karabogaz); Б — Caspian (NGO, PNGO: Б1 — Astrakhan-Kalmyk, Б2 — Yuzhno-Embenskaya, Б3 — Volgograd-Karachaganak, Б4 — Central Caspian); В — South Caspian (NGO, PNGO: В1 — North Absheron, В2 — Absheron-Balkhanskaya, В3 — East Azerbaijan/West Side, В4 — South Caspian Basin/deepwater, В5 — Turkmen stage, В6 — Mazandaran/South Side; В7 — West Turkmen/East Side, В8 — Kobystano-Kurinskaya); Г — Aralo-Ustyurt (NGO, PNGO: Г1 — Yuzhno-Buzachinskaya, Г2 — Yarkimbai-Arstanskaya, Г3 — Beineu, Г4 — Mynsualmasskaya)

Таблица 2. Распределение скоплений (месторождений) УВ в продуктивных стратиграфических интервалах осадочного разреза нефтегазоносных провинций и областей* Каспийского региона
Table 2. Distribution of hydrocarbon accumulations (deposits) in productive stratigraphic intervals of the sedimentary section of oil and gas provinces and regions* The Caspian region

Тектоно-седиментационный цикл	Стратиграфический интервал продуктивности	НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РЕГИОНА													ВСЕГО
		Центральный (СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НГП)					Северный (ПРИКАСПИЙСКАЯ НГП)		Южный (ЮЖНО-КАСПИЙСКАЯ НГП)						
		A1	A2	A3	A4	A5	Б1	Б2	В2	В3	В4	В6	В7	В8	
новейший	N ₁ —N ₁	7	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	11
	N ₂ ²	-	-	-	-	-	1	-	64	15	1	2	13	2	98
	P ₃ —N ₁	5	7	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	5	19
	P—N (KZ?)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
альпийский	P ₁ —P ₂	2	3	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	3	10
	K ₂	19	5	1	-	-	-	5	-	-	-	-	-	2	32
	K ₁	11	20	26	4	4	4	11	-	-	-	-	-	-	80
	J ₃	5	16	4	2	1	1	3	-	-	-	-	-	-	31
киммерийский	J ₂	-	21	9	1	-	3	10	-	-	-	-	-	-	44
	J ₁	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
	T ₂ -T ₃	-	11	-	-	1	-	7	-	-	-	-	-	-	19
герцинский	(P?) T ₁ —T ₂	-	18	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	21
	D ₂₋₃ —C	-	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	4
Всего месторождений		49	107	41	7	7	10	42	65	17	1	2	13	14	375
ИТОГО в провинциях (в рамках региона)		211					52		112						

Примечание. Индексы и наименования НГО см. на рисунке 1.

Note. The indexes and names of oil and gas areas are shown in Figure 1.

и Южно-Каспийская — практически полностью расположены в пределах региона, а одна — Прикаспийская — входит в него своей южной частью, географически соответствующей Северо-Каспийскому мелководью и прилегающим низменным территориям Прикаспийской впадины.

Месторождения/скопления нефти, газа и конденсата крайне неравномерно распределены по выделяемым здесь нефтегазоносным провинциям (рис. 1, табл. 2).

В частности, показано, что наибольшее число месторождений разного состава связано с новейшим (44%) и альпийским (около 40%) тектоно-седиментационными циклами и что в месторождениях развиты как газовая и конденсатная фазы флюидного состава, так и нефтяная.

В порядке детализации этой характеристики и на основе проведенного анализа необходимо добавить, что более половины всех месторождений региона (более 53%) связано с отложениями кайнозоя, в составе которого 28% скоплений приходится на средний плиоцен — Южно-Каспийской НГП и около 53% — на отложения олигоцена и миоцена (включая майкопскую толщу и надмайкопский миоцен) Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП [16]. Оставшаяся часть месторождений распределена в палеоцен-эоценовых горизонтах разрезов, относящихся к Северо-Кавказско-Мангышлакской и Прикаспийской провинциям.

Немногим менее половины месторождений региона (около 46%) связано с отложениями мезозоя. В их составе наибольшее число месторождений (41%) выявлено в нижнемеловых отложениях [2]. Остальные скопления примерно в равных долях (13—16% от общего числа месторождений) распределены между продуктивными горизонтами верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Наименьшее количество месторождений (менее 1% от их общего числа региона) в границах рассматриваемого региона приходится на средневерхнепалеозойские карбонаты морских и приморских районов Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Обсуждение результатов

Распределение месторождений по составу образующих их флюидных компонент (фазовому составу) в разных стратиграфических интервалах продуктивного разреза представлено на рисунке 2. Оно оценивается по сумме компонент (нефть, газ, конденсат), представленных на разных

уровнях разреза в составе 375 скоплений УВ (см. табл. 2), учтенных в рамках Каспийского региона по материалам публикаций [8, 9].

Отражаемый на рисунке характер соотношения флюидных компонент в продуктивных интервалах разреза Каспийского региона показывает его отчетливое разделение на области преобладающей или преимущественной нефтеносности всего разреза к востоку от Центрально-Предкавказской ГНО и преобладающей газо- и конденсатоносности к западу от нее [5]. Это разделение следует, вероятно, понимать как свидетельство роли рассмотренного выше Транскавказского поперечного поднятия в распределении скоплений, которое проявилось во всем продуктивном диапазоне разреза [22].

Данные о компонентном (фазовом) составе углеводородных месторождений и проявлений в континентальных и морских областях Каспийского региона, дополненные опубликованными материалами геолого-геохимического изучения их разрезов и результатами анализа размещения месторождений относительно разновозрастных структурно-геодинамических и бассейновых систем, позволяют представить прогнозную схему районов возможного преобладания разных типов флюида в составе потенциальных скоплений и проявлений УВ на территориях и в акваториях региона (рис. 3).

Согласно этой схеме и в соответствии с результатами проведенного анализа разрезы субрегиона Каспийского моря, включающего и приморские территории западного, северного, северо-восточного и юго-восточного Прикаспия, могут содержать скопления, в которых в разных сочетаниях и количествах присутствуют нефть, газ и конденсат, а на отдельных участках преобладающие нефтяные компоненты будут иметь абсолютный характер.

В направлении на запад и северо-запад происходит сокращение площадей, где возможно присутствие в скоплениях нефтяной фазы, их замещение районами ожидаемого развития преимущественно газовых и газоконденсатных скоплений. На представленной схеме (рис. 3) эти районы образуют пояс, окаймляющий южную окраину Восточно-Европейской платформы.

Преобладающим газовым составом будут отличаться скопления Черноморской провинции, на что указывают и открытия последнего времени, сделанные в глубоководных секторах румынского и турецкого районов акватории. В то же время здесь намечаются и вероятные нефтяные тренды,

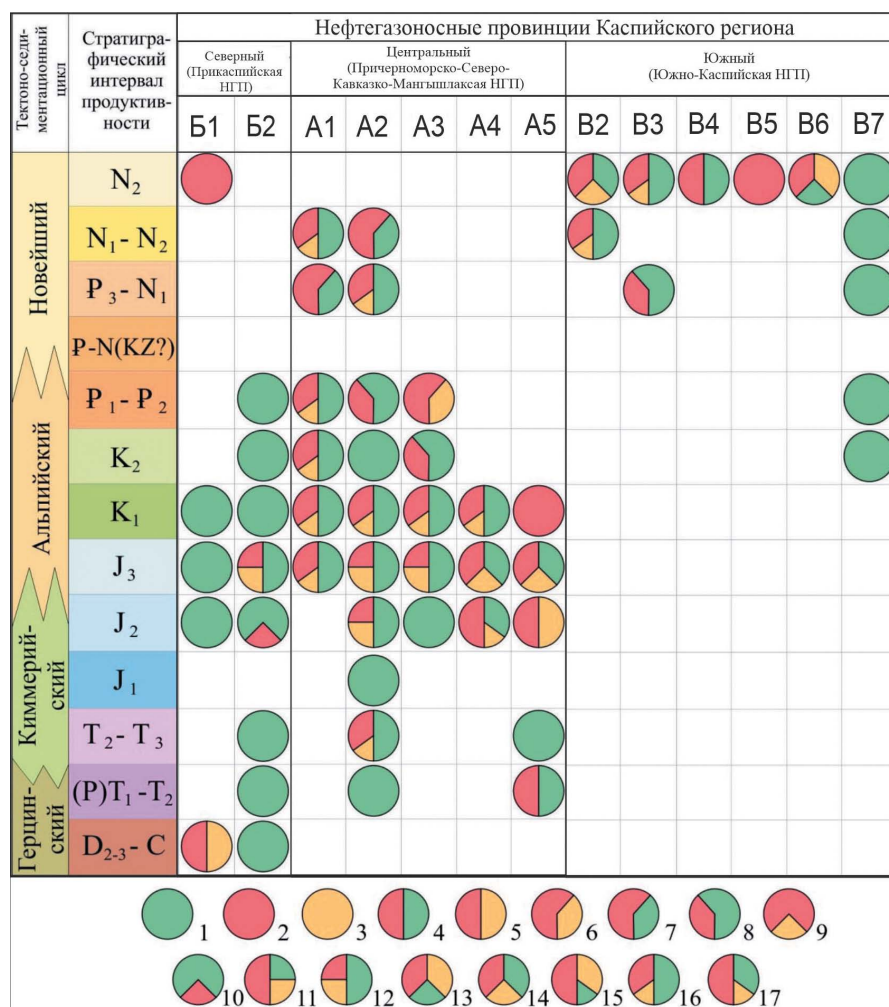


Рис. 2. Соотношения флюидных компонент в продуктивных стратиграфических интервалах нефтегазоносных областей Каспийского региона.

Наименования областей, соответствующих индексам — см. рисунок 1. Условные обозначения к рисунку 2: 1—3 — однокомпонентные скопления УВ: 1 — нефть (далее Н); 2 — газ (далее Г); 3 — конденсат (далее К). 4—10 — двухкомпонентные скопления УВ. 4 — примерное равенство числа залежей, $H \approx G$; 5 — то же, $G \approx K$; 6 — преобладание числа залежей одной из компонент, $G > K$; 7 — то же, $G > H$; 8 — то же, $H > G$; 9 — существенное (кратное) преобладание числа залежей одной из компонент, $G \gg K$; 10 — то же, $H \gg G$; 11—17 — трехкомпонентные скопления УВ. 11 — преобладание числа залежей одной из компонент над двумя другими, примерно равными по числу залежей компонентами, $G > (H \approx K)$; 12 — то же, $H > (G \approx K)$; 13 — преобладание двух примерно равных по числу залежей компонент над третьей, меньшей по числу залежей, $(G \approx K) > H$; 14 — то же, $(G \approx H) > K$; 15 — преобладание одной из компонент над двумя другими, разными по числу залежей, $G > K > H$; 16 — то же, $H > G > K$; 17 — то же, $G > H > K$.

Fig. 2. Ratios of fluid components in productive stratigraphic intervals of oil and gas bearing areas of the Caspian region. The names of the regions corresponding to the indices — see Figure 1. Symbols for Figure 2: 1—3 — single-component accumulations of hydrocarbons: 1 — oil (hereinafter H); 2 — gas (hereinafter G); 3 — condensate (hereinafter K). 4—10 — two-component accumulations of hydrocarbons. 4 — approximate equality of the number of deposits, $H \approx G$; 5 — the same, $G \approx K$; 6 — the predominance of the number of deposits of one of the components, $G > K$; 7 — the same, $G > H$; 8 — the same, $H > G$; 9 — a significant (multiple) predominance of the number of deposits one of the components, $G \gg K$; 10 — the same, $H \gg G$; 11—17 — three-component clusters of hydrocarbons. 11 — the predominance of the number of deposits of one of the components over the other two, approximately equal in number of deposits of components, $G > (H \approx K)$; 12 — the same, $H > (G \approx K)$; 13 — the predominance of two components approximately equal in number of deposits over the third, smaller in number of deposits, $(G \approx K) > H$; 14 — the same, $(G \approx H) > K$; 15 — the predominance of one of the components over the other two, different in number of deposits, $G > K > H$; 16 — the same, $H > G > K$; 17 — the same, $G > H > K$.

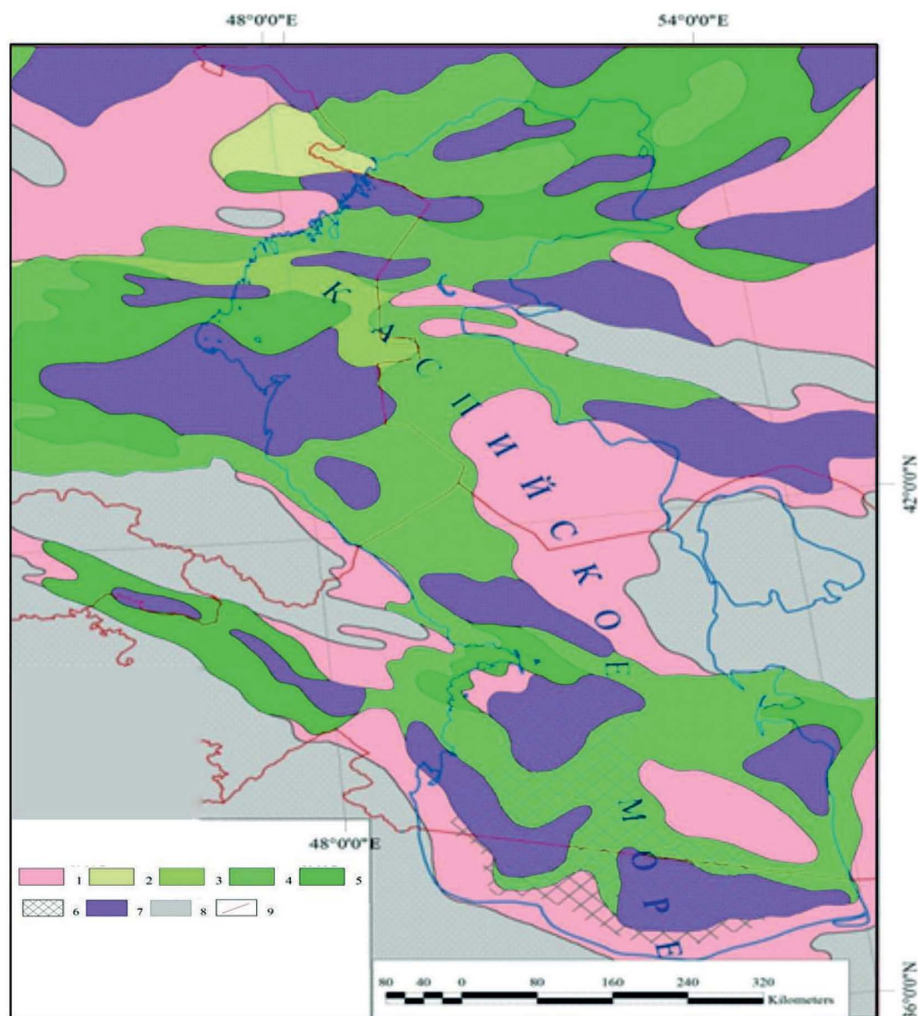


Рис. 3. Схема районирования Каспийского региона по преобладающему фазовому составу УВ в месторождениях и донно-грунтовых пробах акватории.

Условные обозначения: 1—6 — преобладающий фазовый состав УВ: 1 — газ, 2 — газ и конденсат, 3 — нефть, газ, конденсат, 4 — нефть и газ, 5 — нефть, 6 — газогидрат, 7 — главные области питания (очаговые области, нефтегазогенерационные бассейны), 8 — неперспективные земли, 9 — границы государств и национальных зон морского недропользования

Fig. 3. The scheme of zoning of the Caspian region by the predominant phase composition of hydrocarbons in deposits and bottom-soil samples of the water area.

Symbols: 1—6 — predominant phase composition of hydrocarbons: 1 — gas, 2 — gas and condensate, 3 — oil, gas, condensate, 4 — oil and gas, 5 — oil, 6 — gas hydrate, 7 — main areas of nutrition (focal areas, oil and gas generation basins), 8 — unpromising lands, 9 — borders of states and national zones of marine subsoil use

приуроченные к северо-западному и восточному присклоновым районам глубоководной впадины.

С глубоководными впадинами Каспийского моря связаны также районы развития в верхней части осадочного чехла газогидратов [4]. Наиболее крупные из них предполагаются в Южно-Каспийской впадине.

Анализ распределения типов залежей и ловушек в нефтегазоносных провинциях Каспийского региона показывает следующее.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции, согласно результатам исследований выявлено 463 месторождения нефти, газа и конденсата в продуктивных интервалах разреза от триаса до плиоцена. Наибольшим количеством скоплений углеводородного сырья характеризуются отложения миоцена, майкопской толщи и нижнего мела, содержащие 60% всех месторождений провинции (миоцен — 18%, майкоп — 18%, нижний мел — 24%). Наименьшую долю от общего числа месторождений

(около 1,5%) составляют скопления в плиоцене и нижней юре [15]. Остальные месторождения относительно равномерно (в доленом отношении от 7,0 до 8,2%) распределены в стратиграфических интервалах палеоцена-эоцена, верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Ввиду особенностей территориального распределения толщ в границах провинции, в частности отсутствия или значительного сокращения мощности отдельных региональных продуктивных комплексов кайнозоя в области кряжа Карпинского и восточной части Среднего Каспия, отсутствуют или весьма редки в этих областях и связанные с ними месторождения или проявления УВ [20].

Продуктивность нижнемеловых отложений установлена во всех областях провинции [7]. При этом наибольшее число связанных с ними месторождений сосредоточено в платформенной части провинции и в Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Продуктивность средне-верхнеюрских отложений наиболее выражена в восточной части провинции. В ее западных, северо-западных и северных районах на всех уровнях разреза преобладают газовые и газоконденсатные скопления.

Терско-Каспийская НГО включает 49 месторождений с абсолютным преобладанием нефтяных залежей. Залежи 11 месторождений из этого числа относятся к литологическому типу и одного (Дузлак) — стратиграфическому (стратиграфически экранированному). Практически все залежи локализуются в антиклинальных или, значительно реже, в брахиантиклинальных структурах за исключением Тернаирского месторождения [21]. В последнем одна литологически экранированная залежь в чокракских песчаниках приурочена к моноклинали.

Восточно-Предкавказская НГО насчитывает 105 месторождений, в флюидном составе которых на всех стратиграфических уровнях продуктивности существенно преобладает нефть. Из общего числа месторождений 20 сформировано залежами литологического типа и 2 — стратиграфически экранированными залежами. Абсолютное большинство залежей локализуется в антиклинальных, брахиантиклинальных и, значительно реже, — в куполовидных структурах, в связи с чем полные конфигурации ловушек, с которыми связаны месторождения, квалифицируются как комбинированные. Исключение составляет Емельяновское нефтяное месторождение в среднеюрских песчаниках и алевролитах, образованное стратиграфически экранированной залежью и связанное с моноклиалью.

Кряж Карпинского НГО включает 41 месторождение. Скопления представлены нефтью, газом и конденсатом и распределены как непосредственно в системе структур континентальной части кряжа, так и в системе продолжающих его по простиранию валлообразных структур северной части Каспийского моря и коррелируемых с ними в структурно-тектоническом и нефтегазогеологическом отношении структур Бузачинского свода. Основные продуктивные интервалы этой НГО образованы отложениями нижнего мела и средней юры. Сравнительно редки залежи в отложениях палеоцена-эоцена и верхней юры. В общем числе месторождений шесть формируются залежами литологического типа, пять из которых локализируются в антиклинальных структурах. Шестая — литологически экранированная нефтяная залежь в аптских песчаниках месторождения Двойного приурочена к моноклинали.

В прочих нефтегазоносных областях провинции конфигурация месторождений, согласно имеющимся данным, определяется исключительно структурными ловушками.

В целом по Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции суммарная доля литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в общем числе известных здесь месторождений составляет около 28%. При этом их большая часть представляет собой комбинацию структурной формы и расположенных в ее контуре залежей литологического, стратиграфического или литолого-стратиграфического типа. Ловушки собственно литолого-стратиграфического характера, сформированные без явного участия или при ограниченном (моноклиналь) участии структурного фактора, составляют до 6% от общего числа ловушек, определяющих конфигурацию месторождения [14]. Наибольшее количество таких ловушек в границах этой провинции связано с восточным предгорным районом Индоло-Кубанской НГО.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (см. табл. 3 и 4) в границах рассматриваемого региона включает 52 месторождения, из состава которых данные о типах залежей и ловушек известны по 51 площади [12]. Во флюидном составе рассмотренных месторождений существенно преобладает нефть, хотя имеются также месторождения газа и конденсата, среди которых уникальное по объему запасов Астраханское месторождение. Продуктивные горизонты присутствуют во всех стратиграфических подразделениях мезозоя (от триаса до верхнего мела), в подсолевых карбонатах девона — среднего карбона; редкие

скопления УВ связаны также с отложениями палеогена и неогена.

Астраханско-Калмыцкая НГО в границах рассматриваемого региона включает в свой состав 10 месторождений, среди которых, согласно изученным источникам, не выявлены ловушки и залежи литолого-стратиграфического или комбинированного типа.

Южно-Эмбенская НГО в границах региона включает 41 месторождение. Их флюидный состав представлен преимущественно нефтью. В двух месторождениях, относящихся к Провинской группе, присутствуют также газ и конденсат. Стратиграфический интервал продуктивности, как и в предыдущей НГО, охватывает весь мезозой от триаса до верхнего мела, а также отложения среднего-верхнего подсолевого палеозоя. В общем числе два — Доссор и Кошкар Южный — содержат залежи литологического типа, а одно — Искине — стратиграфически экранированную залежь. При этом залежи всех трех месторождений локализуются в ловушках, связанных с диапировыми (галокинетическими) структурами. Четыре месторождения (Тенгиз, Кашаган, Кашаган Юго-Западный, Актоты) этой области приурочены к ловушкам типа «биогеотектонический выступ».

Таким образом, общая доля ловушек литолого-стратиграфического и комбинированного типов в данной области составляет около 17% от общего числа месторождений, а в пределах южной части Прикаспийской провинции, относящейся к Каспийскому региону в целом — до 14%.

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции (см. табл. 3 и 4) рассмотрено распределение залежей и ловушек входящих в ее состав 112 месторождений, распределенных в шести нефтегазоносных областях. Абсолютное большинство месторождений здесь связано с плиоценовыми отложениями, в составе которых выделены две основные синхронные (средний плиоцен) нефтегазоносные толщи: *Продуктивная* в западной части провинции и *Красноцветная* в ее восточной части. Местами в число продуктивных включаются и более молодые (верхний плиоцен) отложения. Более древние нефтегазопродуктивные интервалы, включающие горизонты от верхнего мела до миоцена, установлены в Кобыстанско-Куринской НГО.

В числе 65 месторождений Апшероно-Прибалханской НГО выявлено 5 месторождений, залежи которых относятся к литологическому типу, и 2 месторождения со стратиграфически экранированными залежами. Все эти месторождения

локализуются в контурах брахиантиклинальных или куполовидных структур.

Из 17 рассмотренных месторождений Восточно-Азербайджанской НГО только одно, Дуванский-суша, связанное с антиклинальной ловушкой, содержит залежи литологического типа [19].

Аналогичная ситуация характерна для Западно-Туркменской НГО, где в составе газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений лишь одно — газоконденсатное Эрдкли, связанное с брахиантиклинальной ловушкой, содержит пять литологически экранированных залежей в верхнемиоценовых отложениях (акчагыл) [23].

В Кобыстанско-Куринской НГО, включающей 14 нефтяных месторождений, 5 скоплений, связанных с антиклинальными ловушками, образованы залежами литологического типа (литологически ограниченные или литологически экранированные).

Таким образом, в целом в составе Южно-Каспийской провинции, согласно данным справочных источников и прочих публикаций, от 12 до 13% от общего числа открытых здесь месторождений связаны с комбинированными ловушками, образованными при участии литолого-стратиграфического и структурного факторов [13].

Литологические и палеогеографические условия, определяющие распространение на месторождениях Каспийского региона литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек, оцененные на основании результатов, представлены на рисунке 1.

Как следует из приведенной схемы (см. рис. 4), в границах Южного Каспия их формирование в значительной степени связывается с песчаными и песчано-алевролитовыми комплексами неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, а также зон развития турбидитов в их внешних зонах [10]. Пример развития таких комплексов в Южном Каспии представлен на рисунке 5.

С устьевыми участками палеоген-неогеновых палеодолин и подгорными молассовыми шлейфами, в формировании которых участвует обломочный материал, выносимый этими долинами, связаны литолого-стратиграфические и комбинированные ловушки в межгорных и предгорных (краевых) прогибах альпийских складчато-орогенных систем и сопряженных платформенных зон [25].

В затопляемых приорогенных впадинах платформенной области Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции и орогенных прогибах альпийских горно-складчатых сооружений образование

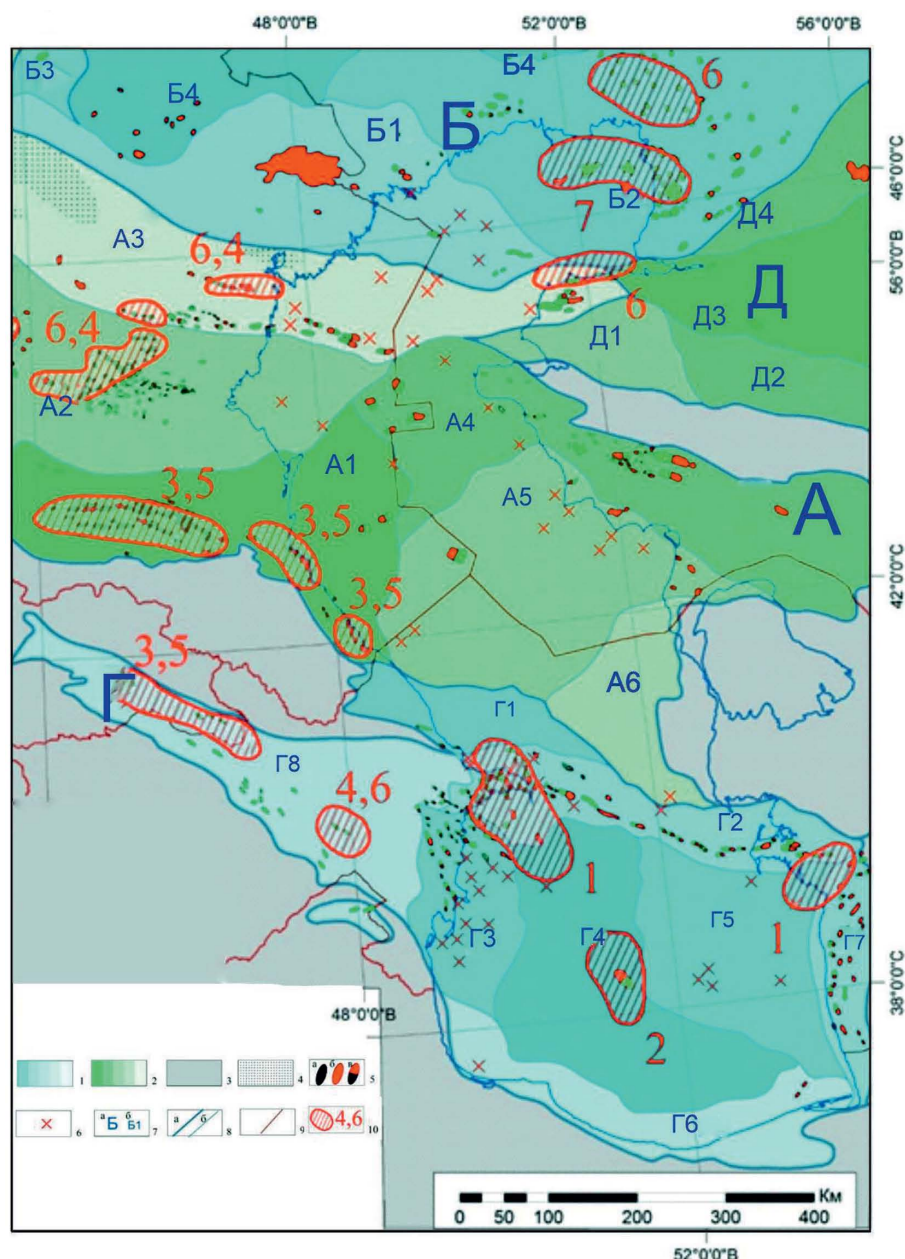


Рис. 4. Литолого-формационные и палеогеографические условия зон развития литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек и залежей на месторождениях УВ Каспийского региона.

Условные обозначения: 1 — нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; 2 — нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; 3 — неперспективные области за пределами провинций; 4 — перспективные зоны в границах провинций; 5 — месторождения: а — нефти, б — газа и конденсата, в — смешанного состава; 6 — площади, не давшие положительного или коммерчески значимого результата; 7 — индексы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 8 — границы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 9 — границы государств и национальных зон морского недропользования, 10 — контуры зон распространения ловушек и залежей и индексы характерных условий. Индексы литолого-формационных и палеогеографических условий (цифры на схеме): коллекторы терригенных формаций: 1 — песчаные и песчано-алевритовые комплексы неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, 2 — турбидитные песчаные и песчано-алевритовые комплексы внешних (дистальных) зон неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, 3 — зоны палеоген-неогеновых устьевых участков палеодолин, подгорных песчано-глинистых молассовых шлейфов («седиментационных клиньев»), 4 — зоны проградирующей разгрузки юрских, меловых и палеогеновых

потоков осадочного материала ниже внутренних уступов, террас, валообразных поднятий континентального шельфа, 5 — зоны мезозойских молассовых шлейфов в проградационно заполняемых и затопляемых орогенных и приорогенных впадинах и прогибах, 6 — разновозрастные платформенные аккумулятивные и эрозионно-аккумулятивные формы прибрежных мелководий и обособленных отмелей (бары, косы, береговые валы, плитные шлейфы, погребенные долины). Коллекторы карбонатных формаций: 7 — рифовые сооружения (коралловые, мшанковые рифы, ракушняковые банки)

Fig. 4. Lithological-formation and paleogeographic conditions of the zones of development of lithological-stratigraphic and combined traps and deposits in the hydrocarbon deposits of the Caspian region.

Legend: 1 — oil and gas provinces of pericratonic dives and large alpine depressions; 2 — oil and gas provinces and areas of mobile platforms; 3 — unpromising areas outside the provinces; 4 — promising zones within the borders of provinces; 5 — deposits: а — oil, б — gas and condensate, в — mixed composition; 6 — areas that did not give a positive or commercially significant result; 7 — indexes: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 8 — borders: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 9 — borders of states and national zones of marine subsurface use, 10 — contours of zones of distribution of traps and deposits and indexes of characteristic conditions. Indices of lithological-formation and paleogeographic conditions (figures in the diagram): reservoirs of terrigenous formations: 1 — sand and sand-siltstone complexes of Neogene and Neogene-quaternary paleodelts and removal cones, 2 — turbidite sand and sand-siltstone complexes of external (distal) zones of Neogene and Neogene-quaternary paleodelts and removal cones, 3 — zones of Paleogene-Neogene estuaries of paleodolines, sub-mountain sandy-clay molasses plumes ("sedimentation wedges"), 4 — zones of progressive unloading of Jurassic, Cretaceous and Paleogene sedimentary material flows below internal ledges, terraces, shaft-like uplifts of the continental shelf, 5 — zones of Mesozoic molasses plumes in progradationally filled and flooded orogenic and near-orogenic depressions and deflections, 6 — platform accumulative and erosive-accumulative forms of coastal shallow waters and isolated shoals (bars, braids, coastal ramparts, slab plumes, buried valleys). Reservoirs of carbonate formations: 7 — reef structures (coral, mossy reefs, shell banks)

литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек определяется зонами проградирующих разгрузок юрских, меловых и палеогеновых потоков осадочного материала за бровками внутренних уступов и валообразных поднятий континентального шельфа, зонами мезозойских и кайнозойских молассовых шлейфов и проградационно заполняемых орогенных и прочих впадин складчато-орогенных систем.

Заключение

Преимущественно в платформенных шельфовых условиях и на локальных участках относительной стабилизации или слабых колебательных движений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек может быть связано с разнообразными аккумулятивными и эрозионно-аккумулятивными формами прибрежных и удаленных от берега обособленных мелководий [11]. Наконец, отдельные группы ловушек образуются в периоды относительной геодинамической стабилизации, в акваториях, где обеспечиваются условия карбонатонакопления и образования биогенных сооружений.

Сводные количественные характеристики типов ловушек в нефтегазоносных провинциях Каспийского региона, а также распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам представлены в таблицах 3 и 4.

Из таблиц следует, что доля литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в составе месторождений региона составляет немногим более 25% (см. табл. 3) [17]. При этом число залежей литологического, стратиграфического, литолого-стратиграфического типов и связанных с биогенными выступами превышает общее число литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек (см. табл. 4), определяющих полный контур месторождения, что обусловлено наличием как однозалежных, так и многозалежных скоплений, локализованных в одной объединяющей их ловушке.

Доля собственно «неструктурных» ловушек, образование которых связано с действием седиментационных факторов (литологическое ограничение или экранирование, стратиграфическое экранирование, формирование биогерма — как формы и как резервуара), составляет около 5% от общего числа месторождений региона. Они представлены в основном теми классическими объектами, которые были изучены и описаны в этом регионе И.М. Губкиным, М.Ф. Мирчинком и другими исследователями, и, как показывает приведенный анализ, структурный фактор все же принимает косвенное участие в их формировании, определяя направление миграционных потоков УВ и объединяя отдельные скопления УВ в зоны нефтегазонакопления.

Существенное участие структурного фактора в формировании большинства комбинированных

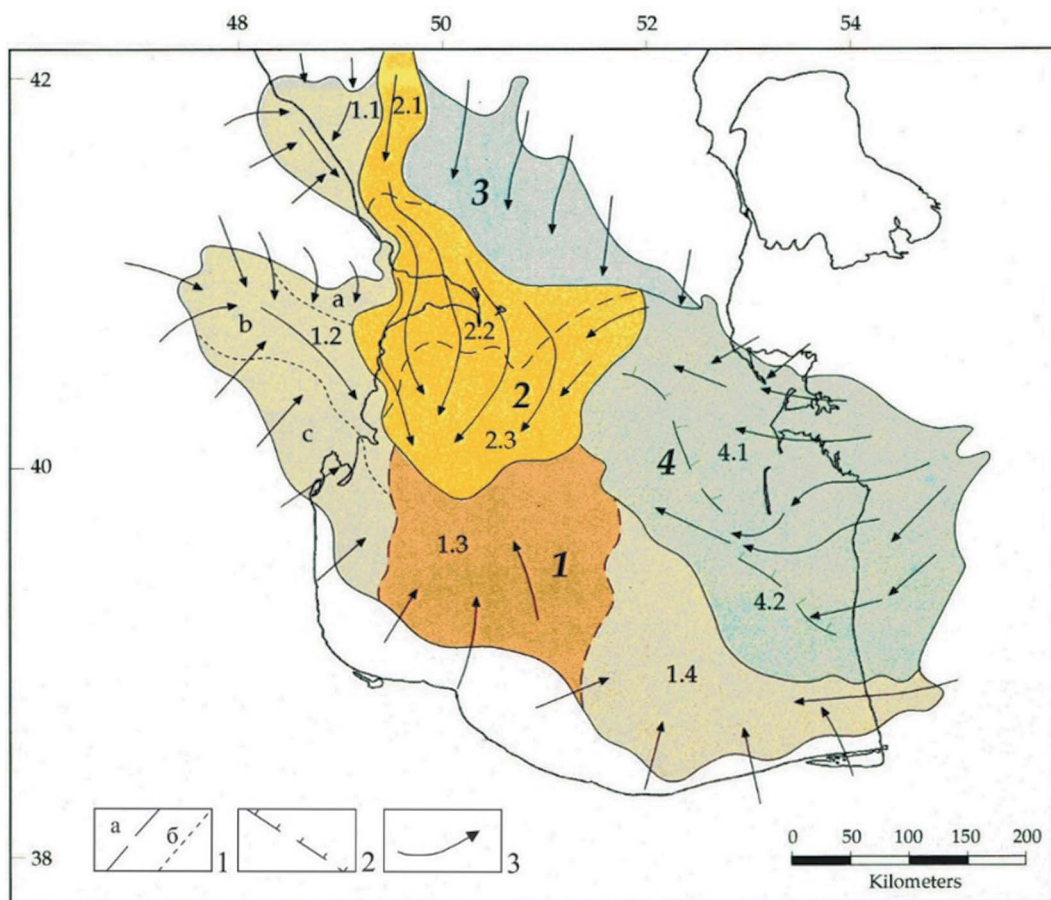


Рис. 5. Литолого-формационные районы плиоценовых отложений Южного Каспия и прилегающих территорий [9].
Условные обозначения 1 — границы литолого-стратиграфических районов, подрайонов и зон; 2 — структурные или палеогеографические барьеры, препятствующие сносу обломочного материала; 3 — направления переноса обломочного материала. Цифровые индексы, районы: 1 — преобладания молассовых отложений (зоны: 1.1 — Терско-Каспийско-Дивичинская; 1.2 — Нижнекудринско-Талышская с присутствием туфогенных и вулканокластических комплексов, подзоны — а — Прикавказская, б — Куринская горно-долинная, с — Приталышская; 1.3 — Эльбурская; 1.4 — Чикишлярская); 2 — Терско-Сулакского и Волго-Уральского палеодельтового комплекса (зоны: 2.1 — долинно-устьевая зона, 2.2 — проксимальная/вершинная, 2.3 — дистальная/периферийная); 3 — транзита обломочного материала плоскостного смыва и абразивного разрушения окраины приморского плато; 4 — Узбой-Гогранского палеодельтового комплекса (зоны: 4.1 — проксимальная/вершинная, 4.2 — дистальная/периферийная)

Fig. 5. Lithological-formational areas of Pliocene deposits of the Southern Caspian and adjacent territories [9].
Symbols: 1 — boundaries of lithological-stratigraphic areas, subdistricts and zones; 2 — structural or paleogeographic barriers preventing the demolition of detrital material; 3 — directions of transfer of detrital material. Digital indexes, areas: 1 — predominance of molasses deposits (zones: 1.1 — Tersko-Kaspiysko-Divichinskaya; 1.2 — Nizhnekudrinsko-Talyshskaya with the presence of tufogenic and volcano-cluster complexes, subzones — a — Prikavkazskaya, b — Kurinskaya gorno-dolinnaya, c — Pritalyshskaya; 1.3 — Elbursa; 1.4 — Chikishlyar); 2 — Tersko-Sulak and Volga-Ural paleodelt complex (zones: 2.1 — valley-estuarine zone, 2.2 — proximal/vertex, 2.3 — distal/peripheral); 3 — transit of detrital material of planar flushing and abrasive destruction of the outskirts of the Primorsky plateau; 4 — Uzbek-Gogran paleodelt complex (zones: 4.1 — proximal/vertex, 4.2 — distal/peripheral)

ловушек региона отчасти может объясняться высоким уровнем его тектоно-геодинамической активности в мезозое и кайнозое, которая была показана выше. Она обусловлена тесным соседством и взаимодействием молодой платформы и области

альпийской и новейшей складчатости, с контрастными орогенными движениями и образованием высоких горных систем и глубочайших впадин. Это взаимодействие определяет не только разнообразие условий осадконакопления и формационного

Таблица 3. Сводная характеристика распределения типов ловушек в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона

Table 3. Summary characteristics of the distribution of trap types in oil and gas provinces and regions of the Caspian region

Типы ловушек	Центральная (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)						Всего типов ловушек	в т.ч. ЛСК
	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B2	B3	B4	B6	B7	B8		
Антиклиналь	43	26	31	6	3	1	5	11	5				13	144	41
Брахiantiклиналь	5	73	6	1		2	3	51	12	1	2	13	1	170	27
Куполовидная		5			1									6	2
Диapiroвая						7	29							36	
Моноклиналь	1	1	4					3						9	6
Рифовая (Биогенный выступ)							4							4	4
ВСЕГО	49	105	41	7	4	10	41	65	17	1	2	13	14	369	
В том числе литолого-стратиграфические и комбинированные (ЛСК)	12	23	4				7	7	1			1	5	53	53

Таблица 4. Распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Каспийского региона

Table 4. Distribution of deposits in lithological-stratigraphic and combined traps by stratigraphic intervals and oil and gas bearing areas of the Caspian region

	Центральная (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)						Всего по стратиграфическим интервалам
	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B2	B3	B4	B6	B7	B8	
N_2^2								4	1			1		6
N_1-N_2	10	1						1					3	15
P_3-N_1		5											1	6
P_1-P_2	2												1	3
K_2		2					1							3
K_1	3	12	4				2							21
J_3	1	5												6
J_2		6	2				1							9
T_{2-3}														
(P?) T_1-T_2														
$D_{2-3}-C$							4							4
Всего по НГО	16	31	6				8	5	1			1	5	73
Всего по НГП в пределах Каспийского региона			53				8			12				73

состава, размывов и несогласий в прилегающих к орогенным системам областях подвижной платформы, но также движения и структурообразование в этих областях как на уровне блоков и глыб фундамента, так и на уровне осадочного чехла, как это было показано в предыдущих разделах данного проекта [18]. Надо полагать, что в геодинамически более спокойных, удаленных от зон активной геодинамики и тектогенеза платформенных регионах роль «неструктурных» ловушек, образование которых контролируется преимущественно или исключительно седиментационными (литологическими, стратиграфическими) факторами в формировании месторождений УВ, может быть более существенной.

Еще одной причиной относительно небольшой доли «неструктурных» ловушек, определяющих

полную конфигурацию скопления УВ в составе месторождений региона, является, очевидно, установившаяся стратегия и тактика поисков УВ, которая ориентируется на поиски «локальных поднятий» как главных объектов, определяющих результативность [24]. Этапы геофизических поисков, относительно просты для определения их геометрических параметров, последующей ресурсной оценки и планирования дальнейших геолого-разведочных работ.

Совершенствование геофизических методов, технологий сбора и обработки информации, уже сегодня позволяющих получать достаточно детальную картину объемной (3D) структуры геологического разреза, очевидно, будет способствовать увеличению числа «неструктурных» ловушек в нефтегазоперспективных объектах региона.

ЛИТЕРАТУРА

1. Али-Заде А.А. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Под ред. М.Ф. Мирчинка. М.: Недра, 1966. 392 с.
2. Алиханов Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку: Азерб. гос. изд-во, 1964. 383 с.
3. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. Под ред. М.С. Бурштара и С.П. Максимова. М.: Недра, 1966. 424 с.
4. Глумов И.Ф. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Под ред. Б.В. Сенина. В 2 ч. Ч. 2. М.: Недра, 2014. 181 с.
5. Гулиев И.С., Абдуллаев Н.Р., Гусейнова Ш.М. Объем и распределение пород в осадочных бассейнах — уникальность Южно-Каспийского бассейна // Socar Proceedings. 2020. №3. С. 7—13.
6. Гулиев И.С. Алиев А.А., Бабаев Ф.Р. Геохимическая характеристика нефтей месторождений южно-каспийской впадины // Геология нефти и газа 2012, №4, С. 79—83.
7. Ермолин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 2012. 460 с.
8. Исмаилов Д.Д., Серов С.Г., Мустаев Р.Н., Петров А.В. Условия нефтегазообразования на территории восточного и центрального Предкавказья // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. № 6. С. 63—72.
9. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. 599 с.
10. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в 2 книгах. Кн. 1. М.: ВНИГНИ, 2010. 832 с.
11. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. Флюидогенные формации в осадочном выполнении Черноморской впадины // Разведка и охрана недр. 1997. № 7. С. 18—21.
12. Табасаранский З.А. Условия формирования локальных структур Центрального Предкавказья // Геология нефти и газа. 1960. № 6. С. 31—36.
13. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухов С.М., Мустаев Р.Н. Геотемпературное поле Южно-Каспийского бассейна // Отечественная геология. 2012. № 3. С. 18—24.
14. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н. Геологоразведочные работы в туркменской акватории Южного Каспия — неудачи, перспективы и задачи // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 11. С. 17—24.
15. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация земли: масштабы и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38—42.
16. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 50—53.
17. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н., Осипов А.В. Геофлюидодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в регионах Альпийской складчатости // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476. № 2. С. 209—212.
18. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 8—11.
19. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах // Доклады Академии наук. 2016. Т. 471. № 2. С. 187—190.
20. Керимов В.Ю., Липидус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии

предкавказья // Химия твердого топлива. 2017. № 2. С. 58—66.

21. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences. 2018. Vol. 10. No. 1. P. 78—89.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of the parameters of secondary filtration of low-permeable shale formations of the Maikop series of the Central and Eastern Precaucasia based on the results of geomechanical modeling. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 9. P. 18—21.
23. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen: physico-chemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. No. 52(6). P. 344—355.
24. Petroleum Geology Atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III (Ed. by Ya. P. Malovitsky, B.V. Senin, F.T. Lysell). PGS Reservoir AS, PA Soyuzmorgeo. Norway. Oslo, 1997.

REFERENCES

1. Ali-Zade A.A. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan Edited by M.F. Mirchinka. Moscow: Nedra, 1966. 392 p. (In Russian).
2. Alikhanov E.N. Oil and gas fields of the Caspian Sea. Baku: Azerbaijan state publishing house, 1964. 383 p. (In Russian).
3. Geology of oil and gas fields of the North Caucasus. Edited by M.S. Burshtar and S.P. Maksimov. Moscow: Nedra, 1966. 424 p. (In Russian).
4. Glumov I.F. Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deepwater basin and adjacent shelf zones. Edited by B.V. Senin. In two parts. Part 2. Moscow: Nedra, 2014. 181 p. (In Russian).
5. Guliyev I.S., Abdullaev N.R., Huseynova Sh.M. Volume and distribution of rocks in sedimentary basins — uniqueness of the South Caspian basin // Socar Proceedings 2020., No. 3, P. 7—13 (In Russian).
6. Guliyev I.S., Aliev A.A., Babayev F.R. Geochemical characteristics of the oil fields of the South Caspian depression // Geology of Oil and Gas 2012, No. 4, P. 79—83 (In Russian).
7. Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Nedra, 2012. 460 p. (In Russian).
8. Ismailov D.D., Serov S.G., Mustaev R.N., Petrov A.V. Conditions of oil and gas formation in the territory of the eastern and central Ciscaucasia // Proceeding of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2019. No. 6. P. 63—72 (In Russian).
9. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile belts. Moscow: Nedra, 2011. 599 p. (In Russian).
10. Kleshchev K.A., Shein V.S. oil and gas fields of Russia. A reference book in two books. First book. Moscow: VNIGNI, 2010. 832 p. (In Russian).
11. Meisner L.B., Tugolosev D.A. Fluidogenic formations in the sedimentary formation of the Black Sea basin // Exploration and protection of mineral resources. 1997. No. 7. P. 18—21 (In Russian).
12. Tabasaransky Z.A. Conditions for the formation of local structures of the Central Caucasus // Geology of Oil and Gas. 1960. No. 6. P. 31—36 (In Russian).
13. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Karnaukhov S.M., Mustaev R.N. Geotemperature field of the South Caspian basin // Domestic geology. 2012. No. 3. P. 18—24 (In Russian).
14. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Shilov G.Ya., Mustaev R.N. Geological exploration in the Turkmen water area of the Southern Caspian — failures, prospects and challenges // Oil, gas and business. 2011. No. 11. P. 17—24 (In Russian).
15. Guliyev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: scales and consequences // Mining Journal. 2018. No. 11. P. 38—40. (In Russian).
16. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev, N.Sh., Kozlova E.V. Prospects of shale hydrocarbons in the low-permeable Khadum formation of the Pre-Caucasian oil industry // Oil Industry. 2015. No. 10. P. 50—53 (In Russian).
17. Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V., Rachinsky M.Z. Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in alpine mobile belt basins Doklady Earth Sciences. 2017. Vol. 476. № 1. P. 1066—1068.
18. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in low-permeable oil reservoirs of the Khadum formation of the Pre-Caucasus. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 2. P. 8—11 (In Russian).
19. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. 2016. Vol. 471. № 1. P. 1123—1125.
20. V. Y. Kerimov, A. L. Lapidus, R. N. Mustaev Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry. 2017. Vol. 51. No 2. P. 122—130.
21. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences. 2018. Vol. 10. No. 1. P. 78—89.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of the parameters of secondary filtration of low-permeable shale formations of the Maikop series of the Central and Eastern Precaucasia based on the results of geomechanical modeling. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 9. P. 18—21 (In Russian).
23. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen: physico-chemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. Vol. 52. No 6. P. 344—355.
24. Petroleum Geology Atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III (Ed. by Ya. P. Malovitsky, B.V. Senin, F.T. Lysell). PGS Reservoir AS, PA Soyuzmorgeo. Norway. Oslo, 1997.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Серикова У.С. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Романов П.А. — проанализировал информацию по нефтегазоносным провинциям Каспийского региона, составил таблицы по распределению залежей и ловушек по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Каспийского региона и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ulyana S. Serikova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel A. Romanov — analyzed the information on the oil and gas provinces of the Caspian region, compiled tables on the distribution of deposits and traps by stratigraphic intervals and oil and gas-bearing areas of the Caspian region and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Серикова Ульяна Сергеевна — кандидат технических наук, доцент, 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: lubava45@gmail.com

тел.: +7 (965) 429-39-79

SPIN code: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Ulyana S. Serikova — Cand. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: lubava45@gmail.com

tel.: +7 (965) 429-39-79

SPIN code: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Романов Павел Анатольевич* — 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: romanovpa@mgri.ru

тел.: +7 (960) 300-32-66

SPIN-код: 5640-9573

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Pavel A. Romanov* — Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: romanovpa@mgri.ru

tel.: +7 (960) 300-32-66

SPIN code: 5640-9573

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И КОНСТРУКЦИИ СЪЕМНОГО ОТКЛОНЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

В.В. НЕСКОРОМНЫХ, И.А. КОМАРОВСКИЙ*, П.Г. ПЕТЕНЕВ

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
79, Свободный проспект, г. Красноярск 660041, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В процессе бурения все скважины в большей или меньшей степени искривляются. В ряде случаев искривление скважин не оказывает существенного влияния на результаты бурения, поэтому фактическое положение ствола скважины и координаты забоя не определяются. Это относится к картировочным, инженерно-геологическим, взрывным и другим скважинам, имеющим незначительную глубину. При бурении глубоких скважин, особенно на поздних стадиях разведки месторождений, вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают очень большое значение, и на их решение затрачиваются значительные средства. При использовании технических средств для изменения направления скважины (отклонителей) возникает ряд проблем, связанных со спускоподъемными операциями.

Цель — снижение времени, затрачиваемого на корректировку траектории направления скважины, путем исключения спускоподъемных операций при проведении работ по направленному бурению.

Материалы и методы. Изучен принцип работы различных типов отклонителей. В основу написания статьи легли результаты анализа работы отклонителя непрерывного действия, средств для корректировки направления траектории ствола скважины, а также результаты разработок, направленных на снижения затрачиваемого времени на работы по направленному бурению.

Результаты. Анализ позволил выявить, что основное время, затрачиваемое на проведение работ по искусственному искривлению скважины, приходится на спускоподъемные операции, которые прямо пропорционально влияют на себестоимость работ по направленному бурению.

Заключение. Для снижения затрат времени на спускоподъемные операции возникла необходимость создания технических средств, использование которых позволило бы исключить спускоподъемные операции, связанные с направленным бурением.

Ключевые слова: ССК, отклонитель, скважина, устройство, съемный отклоняющий комплекс, спускоподъемные операции

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Нескоромных В.В., Комаровский И.А., Петенев П.Г. Разработка технологии и конструкции съемного отклоняющего комплекса для бурения геолого-разведочных скважин снарядами со съемными керноприемниками. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2022;64(4):81—90. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-81-90>

Статья поступила в редакцию 22.03.2020

Принята к публикации 01.07.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

DEVELOPMENT OF A TECHNOLOGY AND DESIGN OF A REMOVABLE WHIPSTOCK ASSEMBLY FOR DRILLING EXPLORATION WELLS USING WIRELINE CORE BARRELS

VYACHESLAV V. NESKOROMNYKH, IGOR A. KOMAROVSKY*, PAVEL G. PETENEV

*Siberian Federal University
79, Svobodnyy prosp., Krasnoyarsk 660041, Russia*

ABSTRACT

Background. During the drilling process, all wells undergo distortion to a greater or lesser extent. In a number of cases, the distortion of wells causes no significant effect on the results of drilling. Therefore, the actual position of the well shaft and bottom coordinates are not determined. This applies to mapping, engineering-geological, blasting and other wells having a shallow depth. During deep-well drilling, especially at the final exploration stages, issues of drilling wells according to design trajectories acquire a greater importance and significant resources for their solution. The application of technical means for changing the direction of the well (whipstocks) is associated with a number of problems related to tripping operations.

Aim. To reduce the time input needed for adjusting drilling trajectories by excluding tripping operations when conducting controlled drilling works.

Materials and methods. The operating principles of various types of deflectors were studied. The results of investigating deflectors of continuous action are presented, along with means for adjusting drilling trajectories and optimizing the time required for controlled drilling works.

Results. The conducted analysis revealed the direct proportion between the time spent on tripping operations and the costs incurred in controlled drilling.

Conclusion. In order to reduce the time input needed for tripping operations during drilling, technological means should be developed to exclude them from the entire process.

Keywords: Wire-line, wellbore, device, removable deflecting complex, descent and lifting operations

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

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

For citation: Neskromnykh V.V., Komarovskiy I.A., Petenev P.G. Development of a technology and design of a removable whipstock assembly for drilling exploration wells using wireline core barrels. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):81—90. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-81-90>

Manuscript received 22 March 2020

Accepted 01 July 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

На сегодня в геолого-разведочном бурении наиболее распространены снаряды со съемными керноприемниками (ССК). При бурении геолого-разведочных скважин снарядами ССК возникают ситуации, когда при необходимости корректировки буровой скважины нет подходящих технических средств, которые удовлетворяли бы допустимой интенсивности набора кривизны из условий прочности буровой колонны. Из отечественных самое

подходящее техническое средство для изменения направления буровой скважины — это забойный комплекс «КЕДР-76». Комплекс «КЕДР-76» обеспечивает реализацию требуемой интенсивности искривления в диапазоне 0,2—1,5 град/м. Данный диапазон подойдет только для снаряда типа NQ, его диапазон составляет 0,16—0,24 град/м. К недостаткам можно отнести сложность доставки, так как данный отклонитель делают только под заказ [3].

Из современных технических средств для изменения направления скважины стоит отметить снаряд направленного бурения для ССК компании Devisco. Данный снаряд способен изменять скважину в пространстве в процессе бурения и одновременно отбирать керн диаметром 31,5 мм. Снаряд может применяться с серийным снарядом типа NQ. Данный снаряд обеспечивает интенсивность

искривления 0,3 град/м. Принцип работы устройства Devidrill заключается в использовании ведущего вала (бурильной колонны), проходящего через эксцентриковую втулку (см. рис. 1), смещенную от центральной оси устройства, что обеспечивает изгиб колонкового набора под действием осевого усилия и перекося коронки. В верхней части набора на расстоянии 2 м устройство имеет

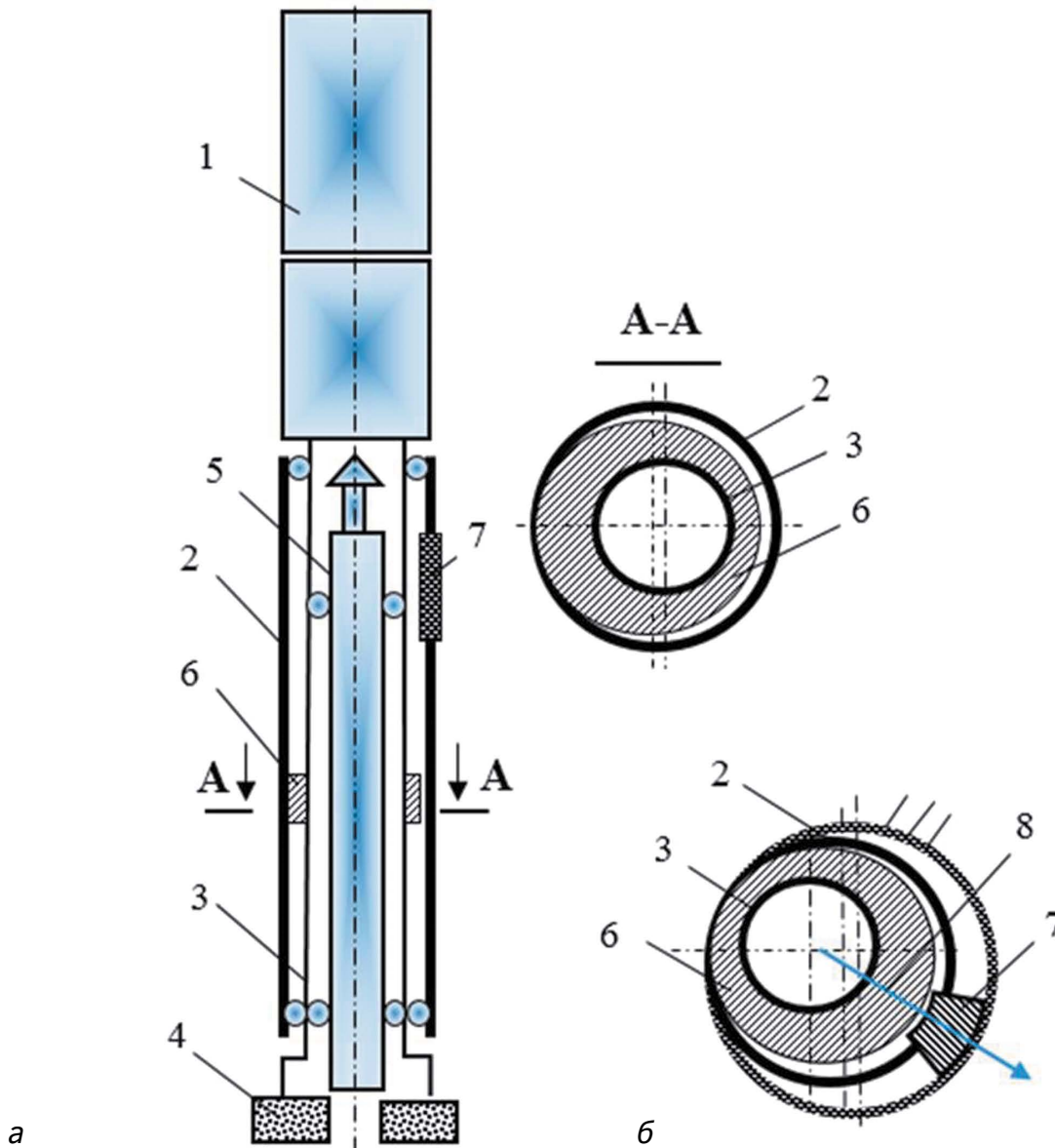


Рис. 1. Снаряд Devidrill: а — положение снаряда без реализации искривления; б — положение деталей снаряда при реализации искривления; 1 — бурильные трубы ССК; 2 — наружная труба колонкового набора; 3 — ведущий вал отклонителя; 4 — керноприемная труба; 5 — эксцентричная отклоняющая втулка; 6 — специальная коронка; 7 — выдвижной ползун; 8 — направление искривления ствола скважины

Fig. 1. Devidrill projectile: а — position without the implementation of curvature; б — the position of the parts of the projectile when the curvature is implemented; 1 — drill-pipes WCB; 2 — outside barrel core retrieving barrel; 3 — drive shaft diverter; 4 — inner core tube; 5 — eccentric deflecting sleeve; 6 — special diamond crown; 7 — retractable slider; 8 — direction of curvature of the wellbore

выдвижной ползун, который работает под давлением промывочной жидкости и воздействует на стенку скважины. Ползун выдвигается за пределы поверхности колонкового набора и, упираясь в стенку скважины с определённым усилием, фиксирует плоскость изгиба колонкового набора.

Внутренние составляющие снаряда включают в себя средства ориентирования отклонителя, съёмный керноприемник, систему переводников, трубу с инструментом для инклинометрии, который фиксирует данные с последующей их передачей на компьютер. Информация записывается внутри устройства и загружается на компьютер после каждого рейса. Основным недостатком отклонителя типа DeviDrill является необходимость подъема всей бурильной колонны для замены стандартного колонкового набора на специальный колонковый набор с отклонителем. Это дает возможность проводить искривление с отбором керна (меньшего диаметра), но резко ограничивает возможности оперативного корректирования направления ствола скважины при естественном ее искривлении. Также стоит отметить, что компания Devico не продает данный снаряд, а лишь оказывает услуги по бурению геолого-разведочных скважин [2].

Исходя из вышеперечисленного понятно, что геолого-разведочное бурение нуждается в оперативной корректировке направления ствола скважины без подъема бурильной колонны. Также интенсивность искривления таким отклонителем не должна превышать допустимые значения интенсивности искривления по условию прочности бурильной колонны (табл. 1).

В поисках решения данной проблемы появилась идея создания съёмных отклоняющих комплексов. Разработки съёмных отклоняющих комплексов начались еще в Советском Союзе. Уже тогда была надобность в оперативной корректировке направления скважины. Данные отклонители призваны сократить затраты времени на спускоподъемные

операции, при проведении работ по искусственному искривлению скважин.

В 1982 году был предложен способ направленного бурения скважин. Принцип работы таких устройств заключается в спуске отклонителя в скважину за место керноприемника, отбуривании интервала искривления, поднятии отклонителя на поверхность, спуске керноприемника и продолжении бурения [6].

В 1984 году было предложено устройство для изменения направления буровой скважины. Цель изобретения — повышение надежности в работе. Устройство для направленного бурения скважин включало колонковую трубу с коронкой, свободно расположенный в ее полости узел отклонения, состоящий из верхней полумуфты с выступом и нижней полумуфты с наклонным пазом для его размещения, жестко связанный с нижней полумуфтой направляющий шток с фиксирующим элементом и средство центрирования верхней полумуфты. Недостатком данного отклонителя является сложность конструкции, что вызывает его низкую надежность и работоспособность [5].

На основе двух вышеперечисленных способов и устройства был разработан съёмный отклоняющий комплекс «Рейс 59» [1]. Он предназначен для искусственного искривления геолого-разведочных скважин, буримых ССК-59, глубиной до 1200 метров, в монолитных и слабо трещиноватых породах VI—X категории по буримости без нарушения общей технологической схемы работы ССК, так как спуск «Рейс-59» в скважину и извлечение из нее осуществляются через внутренний канал бурильных труб без их подъема на поверхность. К недостаткам данного съёмного отклонителя можно отнести то, что при его работе на забой устанавливается деревянная пробка, которая по завершении процесса искривления скважины остается на забое. Также стоит отметить, что данная конструкция подходит только для снаряда ССК-59 [1].

Таблица 1. Допустимые значения интенсивности искривления по условию прочности бурильной колонны
Table 1. Permissible values of the intensity of curvature according to the condition of the drill string strength

Тип бурильной колонны	Допустимые значения интенсивности искусственного искривления, град/м
ССК-AQ	0,33—0,4
ССК-BQ	0,25—0,3
ССК-NQ	0,16—0,24
ССК-HQ	0,1—0,15
ССК-PQ	меньше 0,1

В связи с недостатками вышеперечисленных отклонителей предлагается устройство для направленного бурения скважин, включающее отклонитель с ориентирующим устройством и корпус с механизмом блокирования устройства внутри колонны бурильных труб с коронкой. Данный снаряд позволит оперативно производить корректировку направления скважины путем исключения спускоподъемных операций.

Устройство выполнено в виде подпружиненного штока с возможностью продольного перемещения на длину штока внутри корпуса отклонителя, при этом внешний диаметр штока не превышает внутреннего диаметра коронки, а корпус отклонителя соединен с корпусом механизма блокирования с помощью шарнира, обеспечивая возможность отклонения штока в одной заданной плоскости. На нижнем конце штока выполнен профильный башмак, профиль которого имеет скос торца, при этом направление скоса торца противоположно направлению отклонения штока, а на штоке над шарниром установлена втулка с возможностью продольного скольжения по штоку, при этом наружная форма втулки соответствует внутренней форме коронки. Длина штока находится по формуле:

$$L_{\omega} = N / \sin(\beta),$$

где β — угол отклонения штока, град; N — расстояние от нижнего конца штока до осевой линии съёмного отклонителя.

Данное устройство будет разрабатываться под каждый тип снаряда со съёмным керноприемником исходя из допустимых значений интенсивности по условию прочностных свойств бурильной колонны (табл. 1).

Съёмный снаряд направленного бурения имеет скос (рис. 2), на торце которого имеются резцы 10. Над штоком установлен шарнир 5, который фиксирует угол отклонения штока 4. Шток 4 закреплен в корпусе отклоняющего модуля 3. Также имеется фиксирующая втулка 6, которая повторяет внутреннюю форму коронки 13, за счет этого плотно прилегает к ней и отклонитель надежно зафиксирован в колонне бурильных труб 12, также втулка 6 снижает вибрации штока 4. В фиксирующую втулку 6 впрессована металлическая резьба 11 для соединения с корпусом 3, также во втулке 6 имеются промывочные каналы 9, общая площадь которых примерно равна зазору между керноприемной тубой (не показана на чертеже) и колонной бурильных труб 12, ориентатор 1 и механизм блокирования 2.

Отклоняющий модуль включает в себя направляющий шток 4 с профильным башмаком 8.

Устройство работает следующим образом (рис. 3). Перед началом работ устройство ориентируют на поверхности, поднимают керноприемник (не показан на чертеже) из колонны бурильных труб 12, колонну приподнимают на длину штока 4 и отклонитель на забой, за счет ориентатора 1 устройство само ориентируется под действием сил тяжести. С помощью механизма блокирования 2 устройство для направленного бурения скважин закрепляется в колонне бурильных труб 12. Шток 4 может отклоняться относительно шарнира 5, что позволяет установить отклонитель на самый край пенька. Фиксирующая втулка 6 повторяет внутреннюю форму коронки 13, за счет этого плотно прилегает к ней и отклонитель зафиксирован в колонне бурильных труб 12. Также втулка 6 снижает вибрации штока 4. После установки под действием осевой нагрузки и скоса на башмаке 8 (рис. 4) шток 4 отклоняется в одной плоскости, за счет шарнира 5 угол перекоса штока 4 фиксируется. Резцы 10 врезаются в породу, за счет этого происходит фиксация штока 4 на забое. По мере фрезерования стенки скважины и углубления штока 4 под действием осевого усилия заезжает внутрь отклонителя, сжимая пружину 7. При отбуривании интервала, равного длине штока 4, при необходимости набора большего угла отклонения необходимо повторить вышеперечисленные операции. После проведения работ по корректировке направления скважины устройство извлекают из колонны бурильных труб без подъема колонны, спускают керноприемник и продолжают бурение.

В дальнейшем планируется модернизация профильного башмака под разные типы забоев, также возможен отказ от искривленного направляющего штока с целью повышения его прочностных свойств.

Данное решение позволит сократить затраты времени на спускоподъемные операции, а также понизит себестоимость одного метра бурения.

Для обоснования экономической эффективности были произведены расчеты для трех отклонителей исходя из затрат времени на спускоподъемные операции [4]. Стоимость метра бурения для отклонителя непрерывного действия рассчитана по формуле (1):

$$C_M = \frac{C_{st}}{T} \cdot \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K}{l_r} + \frac{2H \cdot K + S}{l_p} + \frac{2H \cdot K}{n \cdot l_p} \right), \quad (1)$$

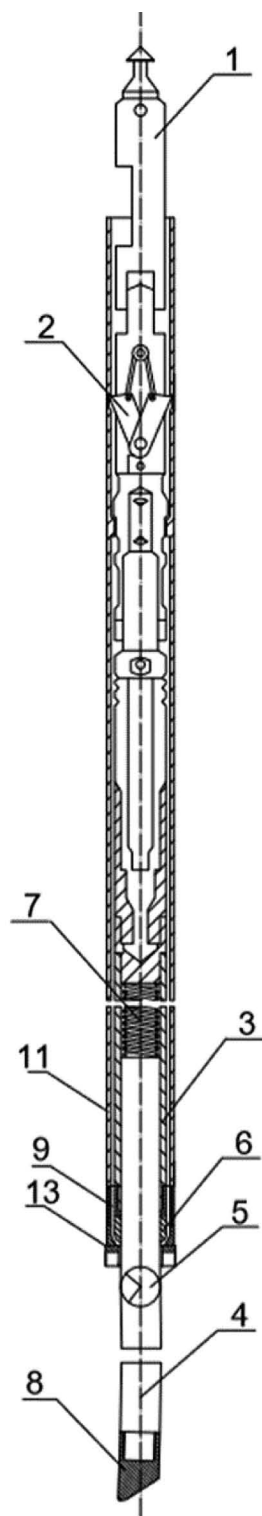


Рис. 2. Схема съемного отклонителя: 1 — ориентатор, 2 — механизм блокирования, 3 — корпус отклоняющего модуля, 4 — направляющий шток, 5 — шарнир, 6 — фиксирующая втулка, 7 — пружина сжатия, 8 — профильный башмак, 9 — промывочные каналы, 11 — металлическая резьба, 13 — алмазная коронка
Fig. 2. Scheme of a removable diverter: 1 — orientator, 2 — blocking mechanism, 3 — deflector module body, 4 — guide rod, 5 — hinge, 6 — fixing sleeve, 7 — compression spring, 8 — profile shoe, 9 — flushing channels, 11 — metal thread, 13 — diamond crown

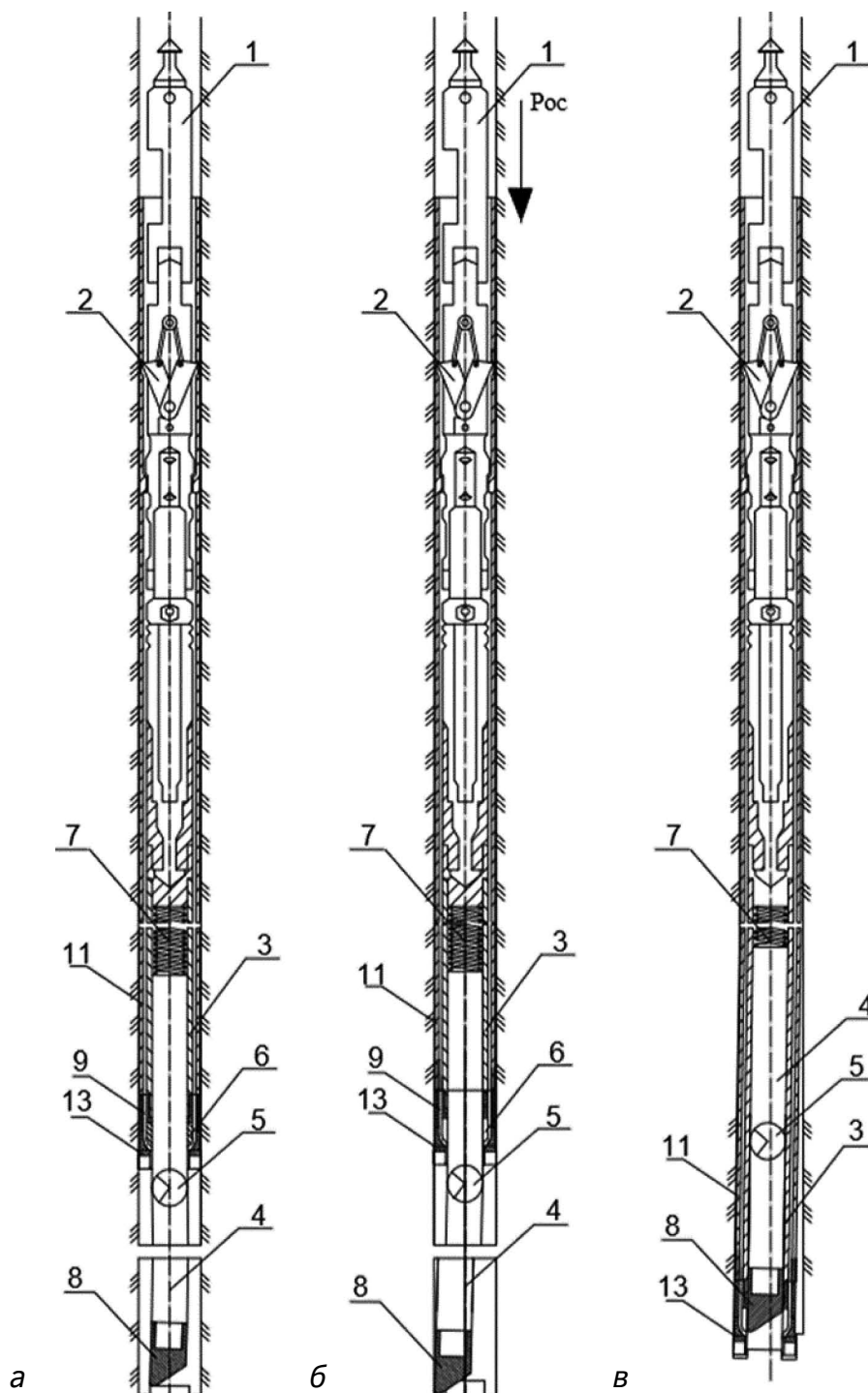


Рис. 3. Схема работы съемного отклоняющего комплекса: а — установка отклонителя на забой; б — отклонение штока под действием осевой нагрузки; в — корректировка направления: 1 — ориентатор, 2 — механизм блокирования, 3 — корпус отклоняющего модуля, 4 — направляющий шток, 5 — шарнир, 6 — фиксирующая втулка, 7 — пружина сжатия, 8 — профильный башмак, 9 — промывочные каналы, 11 — металлическая резьба, 13 — алмазная коронка

Fig. 3. Scheme of operation of the removable deflecting complex: а — installation of the diverter at the bottom; б — stem deflection under the action of axial load; в — direction correction: 1 — orientator, 2 — blocking mechanism, 3 — deflecting module housing, 4 — guide rod, 5 — hinge, 6 — fixing sleeve, 7 — compression spring, 8 — profiled shoe, 9 — flushing channels, 11 — metal thread, 13 — diamond crown

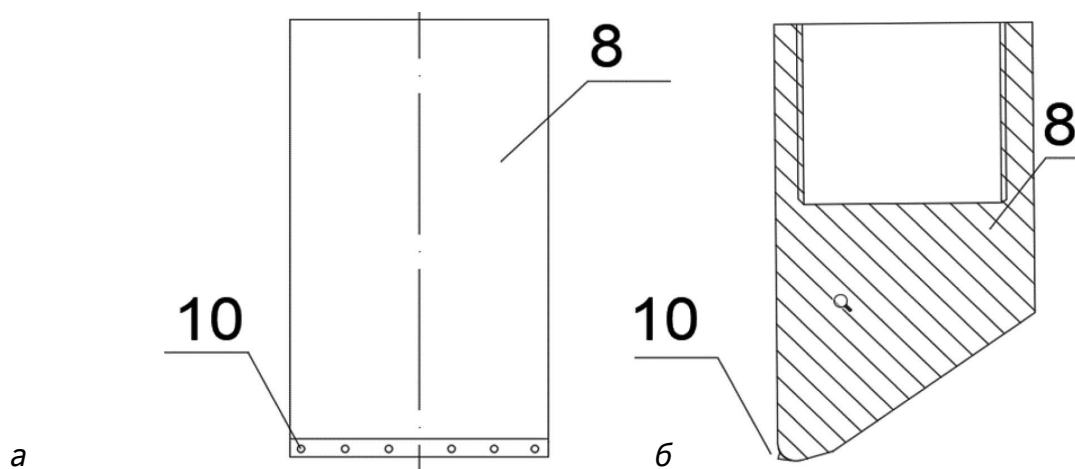


Рис. 4. Схема профильного башмака: а — схема размещения резцов на башмаке; б — профиль башмака: 8 — профильный башмак, 10 — породоразрушающий резец
Fig. 4. Scheme of the profile shoe: а — the layout of the cutters on the shoe; б — shoe profile: 8 — profile shoe, 10 — rock cutting cutter

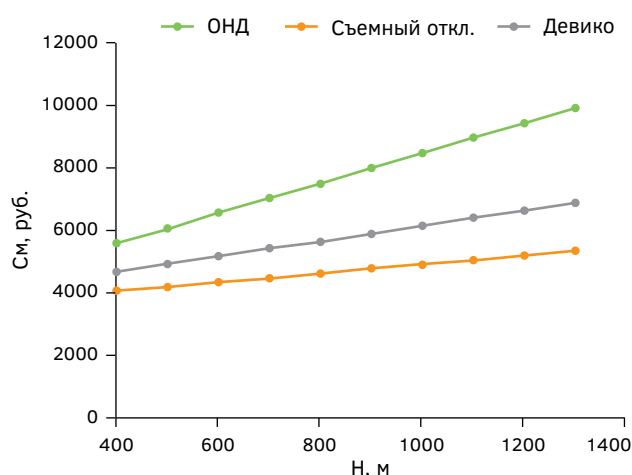


Рис. 5. График зависимости стоимости одного метра бурения от глубины
Fig. 5. Graph of the dependence of the cost of one meter of drilling on the depth

где C_{st} — стоимость станкосмены, тыс. руб.; T — время станкосмены, час; H — глубина скважины; K — время, затрачиваемое на спуск 1 м колонны; l_r — длина рейса; S — время, затрачиваемое на ориентацию отклонителя; n — число проработок интервала искривления; v_m — механическая скорость бурения; l_p — длина участка искривления / проработки.

Для устройства Devidrill формула будет иметь следующий вид:

$$C_m = \frac{C_{st}}{T} \cdot \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot K}{l_r} + \frac{2H \cdot K + S}{l_p} \right). \quad (2)$$

Так как снаряд направленного бурения компании Deviso разработан для ССК, ему не требуется проработка интервала искривления, но перед бурением необходимо заменить нижнюю часть компоновки.

Расчет экономической эффективности предлагаемого устройства был выполнен по формуле (3):

$$C_m = \frac{C_{st}}{T} \cdot \left(\frac{1}{v_m} + \frac{2H \cdot C + S}{l_p} \right), \quad (3)$$

где C — время на спуск 1 метра троса съёмного снаряда направленного бурения.

Для визуализации и удобства сравнения были построены графики зависимости стоимости метра бурения от глубины бурения (рис. 5).

Из всего этого можно сделать вывод, что использование отклонителей непрерывного действия целесообразно для корректировки направления скважины, так как повышается время, требуемое для проходки скважины. Использование предлагаемого устройства позволит существенно сократить это время.

ЛИТЕРАТУРА

1. Костицин Ю.С., Соловьев Ю.Г., Нескоромных В.В., Закиев Р.Б., Блохин Ю.Ф. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. Иркутск: Изд-во. ИрГТУ, 2004.
2. Нескоромных В.В., Лысаков Д.В. Разработка технологий и средств забуривания дополнительных стволов скважин с искусственного забоя отклонителями непрерывного действия в твердых и очень твердых горных породах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020, №2, С. 86—94.
3. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. М.: ИНФРА-М, 2015. 41 с.
4. Пат. 2714998 РФ, СПК E21B 7/06. Устройство для направленного бурения скважин / Нескоромных В.В. Комаровский И.А.; заявитель и патентообладатель федерально государственное автономное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет»; опубл. 21.02.2020.
5. Пат. 1615306 СССР, МПК E21B 7/08. Устройство для изменения направления буровой скважины / Р.Б. Закиев, Ю.В. Андреев; заявитель и патентообладатель Забайкальский комплексный научно-исследовательский институт. № 622.243.2(088.8); опубл. 23.12.1990.
6. Пат. 1067187 СССР, МПК E21B 7/04. Способ направленного бурения скважин / Ю.С. Костицин, Ю.В. Андреев, Р.Б. Закиев; заявитель и патентообладатель Забайкальский комплексный научно-исследовательский институт. № 622.243.2(088.8); опубл. 15.01.1984.

REFERENCES

1. Kostitsin Yu.S., Soloviev Yu.G., Neskormnykh V.V., Zakiev R.B., Blokhin Yu.F. Modern methods and technologies for controlling the trajectories of exploration wells. Irkutsk: Publishing House. IrSTU, 2004.
2. Neskormnykh V.V., Lysakov D.V. Development of technologies and means of drilling additional boreholes with artificial face defectors of continuous action in solid and very hard rocks // Izvestiya higher educational institutions. Geology and exploration. 2020, No. 2, pp. 86—94.
3. Neskormnykh V.V. Optimization in geological exploration production. Moscow: INFRA-M, 2015. 41 p.
4. Pat. 2714998 RF, SEC E21B 7/06. Device for directional drilling of wells /Neskormnykh V.V. Komarovskiy I.A.; applicant and patent holder Federal State Autonomous Institution of Higher Education «Siberian Federal University»; publ. 02/21/2020.
5. Pat. 1615306 USSR, IPC E21B 7/08. Device for changing the direction of a drilling well / R.B. Zakiev, Yu.V. Andreev; applicant and patent holder Zabaikalsky Integrated Research Institute. No. 622.243.2(088.8); publ. 23.12.1990.
6. Pat. 1067187 USSR, IPC E21B 7/04. Method of directional drilling of wells / Yu.S. Kostitsin, Yu.V. Andreev, R.B. Zakiev; applicant and patent holder Zabaikalsky Integrated Research Institute. No. 622.243.2(088.8); publ. 15.01.1984.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Комаровский И.А. — внес вклад в анализ работы отклонителей, участвовал в разработке конструкции съемного отклоняющего комплекса, выполнил перевод текста на английский язык, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Петенев П.Г. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vyacheslav V. Neskormnykh — contributed 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.

Igor A. Komarovskiy — contributed to the analysis of the work of the defectors, participated in the design of the removable deflecting complex, translated the text into English, approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel G. Petenev — 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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT AUTHORS

Нескоромных Вячеслав Васильевич — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Технология и техника разведки» Института горного дела технологии и геотехнологий ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

79, Свободный проспект, г. Красноярск 660041, Россия

e-mail: sovair@bk.ru

тел.: +7 (902) 976-23-64, +7 (391) 206-37-72

SPIN-код: 1506-9273

Scopus ID: 57194141875

Vyacheslav V. Neskormnykh — Dr. of Sci. (Tech.), Prof., Head of the Department of Exploration Technologies and Techniques, Institute of Mining Technology and Geotechnology, Siberian Federal University.

79, Svobodnyy prosp., Krasnoyarsk 660041, Russia

e-mail: sovair@bk.ru

tel.: +7 (902) 976-23-64, +7 (391) 206-37-72

SPIN-code: 1506-9273

Scopus ID: 57194141875

Комаровский Игорь Андреевич* — старший лаборант кафедры технологии и техники разведки Института горного дела технологии и геотехнологий ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

79, Свободный проспект, г. Красноярск 660041, Россия

e-mail: igorkomarovskij702@gmail.com

тел.: +7 (923) 758-79-77; +7 (391) 206-37-72

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8052-2770>

Igor A. Komarovskiy* — Senior Laboratory Assistant at the Department of Exploration Technology and Engineering, Institute of Mining Technology and Geotechnology, Siberian Federal University.

79, Svobodnyy prosp., Krasnoyarsk 660041, Russia

e-mail: igorkomarovskij702@gmail.com

tel.: +7 (923) 758-79-77; +7 (391) 206-37-72

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8052-2770>

Петенев Павел Геннадьевич — кандидат технических наук, доцент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела технологии и геотехнологий ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

79, Свободный проспект, г. Красноярск 660041, Россия

e-mail: pavel-whait@mail.ru

тел.: +7 (929) 357-38-98; +7 (391) 206-37-72

SPIN-код: 2580-8023

Pavel G. Petenev — Cand. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Department of Exploration Technology and Engineering, Institute of Mining Technology and Geotechnology, Siberian Federal University.

79, Svobodnyy prosp., Krasnoyarsk 660041, Russia

e-mail: pavel-whait@mail.ru

tel.: +7 (929) 357-38-98; +7 (391) 206-37-72

SPIN-code: 2580-8023

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100>
УДК 550.822.7



СНИЖЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ДОЛОТАМИ PDC

Б.А. ОВЕЗОВ, К.О. ЩЕРБАКОВА, Л.Р. КАЛЕНДАРОВА*, П.А. РОМАНОВ, Д.А. КУЗНЕЦОВА

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

АННОТАЦИЯ

Введение. В ходе исследования торсионных вибраций при бурении долотом из поликристаллического алмаза (PDC) были рассмотрены данные скважин при различных режимах бурения. Проанализировано возникновение торсионных вибраций во время бурения. Были выявлены два типа торсионных вибраций: вызванная режущим действием долота и вызванная силами трения. **Цель.** Исследование возникновения торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC.

Материалы и методы. Используется изучение моделей Richard-Germay-Detournay и Tian and Detournay и методы снижения критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC.

Результаты. Статистический анализ показал, что эффективная буримость долота (DE — drilling efficiency) хорошо коррелирует с возникновением торсионных вибраций, вызванных долотом. Агрессивность режущей структуры долота PDC может быть представлена средней оценкой DE. Если долото PDC спроектировано так, что его DE превышает критическое значение, то при бурении возникновение торсионных вибраций на долоте маловероятно.

Заключение. При бурении долотом из поликристаллического алмаза PDC возникают два типа вибраций. Если торсионная вибрация возникает из-за режущего действия долота, то борьба с данным процессом сосредоточена на конструкции долота и эксплуатационных параметрах, нагрузки на долото и скорости вращения долота. Если торсионная вибрация вызвана трением, методы снижения вибраций должны быть сосредоточены на изменении конструкции КНБК и бурильной колонны или профиля скважины. Следовательно, очень важно определить, вызвана ли торсионная вибрация силой трения элементами, режущим действием долота или и тем и другим. В бурении всегда необходим поиск максимальной скорости проходки путем изменения нагрузки на долото при заданных условиях бурения. Для этого необходимо оценить эффективность бурения долота DE, поэтому в данной статье была проведена оценка параметра в зависимости от размера долота, которая позволит определить критическое значение параметра эффективности бурения.

Ключевые слова: торсионные вибрации, долото, бурение, трение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследования не финансируются.

Для цитирования: Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р., Романов П.А., Кузнецова Д.А. Снижение критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):91—100. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100>

Статья поступила в редакцию 05.10.2022

Принята к публикации 11.11.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

REDUCING CRITICAL EFFECTS OF TORSIONAL VIBRATIONS INDUCED BY PDC BITS DURING ROCK DESTRUCTION

BATYR A. OVEZOV, KSENIA O. SHCHERBAKOVA, LEILI R. KALENDOROVA*,
PAVEL A. ROMANOV, DARIA A. KUZNETSOVA

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

ABSTRACT

Introduction. Torsional vibrations caused by drilling using a polycrystalline diamond compact (PDC) bit are analysed using wellbore data obtained under various drilling modes. The drilling caused by torsional vibrations are analysed. Two types of torsional vibrations, including those caused by the cutting action of a bit and by frictional forces.

Aim. To investigate the induction of torsional vibrations as a result of rock destruction by PDC bits.

Materials and methods. The research methodology was based on “Richard-Germay-Detournay” and “Tian-Detournay” bit designs and methods for reducing the critical effects of torsional vibrations induced by PDC bits during rock destruction.

Results. Statistical analysis has shown that the drilling efficiency of the bit (DE) correlates well with the occurrence of torsion vibrations caused by the bit. The aggressiveness of the cutting structure of the PDC bit can be represented by an average DE rating. If the PDC bit is designed so that its DE exceeds a critical value, then the occurrence of torsion vibrations on the bit is unlikely during drilling.

Conclusion. When drilling with a polycrystalline diamond PCD bit, two types of vibrations occur. If torsional vibration occurs due to the cutting action of the bit, then the fight against this process is focused on the design of the bit and operational parameters, the load on the bit and the speed of rotation of the bit. If the torsional vibration is caused by friction, vibration reduction methods should be focused on changing the design of the BHA and the drill string or the profile of the well. Therefore, it is very important to determine whether the torsional vibration is caused by the friction force of the elements, the cutting action of the bit, or both. In drilling, it is always necessary to search for the maximum penetration speed by changing the load on the bit under specified drilling conditions. To do this, it is necessary to evaluate the drilling efficiency of the DE bit, therefore, this article has evaluated the parameter depending on the size of the bit, which will determine the critical value of the drilling efficiency parameter.

Keywords: torsional vibrations, bit, drilling, friction

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

Funding: The study had no sponsorship.

For citation: Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R., Romanov P.A., Kuznetsova D.A. Reducing critical effects of torsional vibrations induced by PDC bits during rock destruction. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):91—100. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100>

Manuscript received 05 October 2022

Accepted 11 November 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

При бурении долотом из поликристаллического алмаза PDC было выявлено два типа вибраций. Если торсионная вибрация вызвана режущим действием долота, способы снижения вибраций должны быть сосредоточены на конструкции долота и эксплуатационных параметрах, нагрузке

на долото и скорости вращения долота (об/мин), чтобы уменьшить крутящий момент на долоте и уменьшить глубину резания породы вооружением долота. И наоборот, если торсионная вибрация вызвана трением, методы снижения вибраций должны быть сосредоточены на изменении конструкции

КНБК и бурильной колонны или профиля скважины. Следовательно, очень важно определить, вызвана ли торсионная вибрация силой трения элементами, режущим действием долота или и тем и другим. Однако до сих пор не было предпринято никаких попыток определить разницу между торсионной вибрацией, вызванной режущим действием и вызванной трением [1, 2, 5, 6].

В нефтяной промышленности идут споры относительно того, влияет ли агрессивность режущей структуры долота PDC на торсионную вибрацию. Агрессивность долота PDC напрямую связана с тем, насколько быстро и как долго долото может бурить. Следовательно, для отрасли важно иметь четкий ответ на вопрос, влияет ли агрессивность долота на возникновение торсионных вибраций при бурении?

Возникновение скачкообразной вибрации при бурении зависит не только от долота, но и от условий бурения и систем бурения [3]. Факторы, которые влияют на возникновение торсионной вибрации, включают: тип породы, тип скважины, прилагаемую нагрузку на долото и скорость вращения долота, тип двигателя, тип роторной управляемой системы, конструкцию бурильной колонны и конструкцию долота [7, 12, 19]. В рамках данного анализа усилия были сосредоточены только на влиянии агрессивности долота на вызываемую режущим действием долота торсионную вибрацию [4].

Из анализа различных моделей выявлены три типа вызванных трением торсионных вибраций: вызванное трением бурильной трубы (псевдо), вызванное трением КНБК и вызванное трением долота [8].

Торсионная вибрация, вызванная трением бурильной колонны (псевдо), изображает типичное прерывистое вращение бурильной трубы, вызванное трением, при котором скорость вращения долота отлична от нуля в фазе подлипания. Этот тип вибрации называется «псевдо» [13, 17]. Псевдоторсионная вибрация часто наблюдается в горизонтальных скважинах, пробуренных с помощью двигателя. Во время бурения скорость вращения долота равна сумме скорости вращения шпинделя двигателя и скорости вращения бурильной трубы. Важной характеристикой является то, что поперечная вибрация почти одинакова в фазах прилипания и скольжения. Другими словами, нет никакой связи между осевыми и торсионными вибрациями. Этот факт указывает на то, что торсионная вибрация вызвана трением, а не режущим действием долота.

Торсионная вибрация, возникающая из-за трения КНБК со стенкой скважины, представляет собой типичную торсионную вибрацию КНБК, вызванную трением КНБК о стенки скважины, при котором долото свободно вращается над забоем и не режет породу. Между осевыми и крутильными колебаниями нет корреляции. Этот факт указывает на то, что торсионная вибрация вызвана именно трением, а не режущим действием долота. Чтобы долото вращалось, приложенный к долоту крутящий момент должен преодолевать силу трения, действующую на КНБК, и реактивный крутящий момент от режущего действия долота. Во многих случаях как трение, так и режущее действие способствуют возникновению торсионной вибрации на долоте [14].

Таким образом, возникающие торсионные вибрации, которые включают в себя все вышеперечисленные типы вибраций (бурильной колонны, КНБК, долота), имеют две общие характеристики: осевая вибрация возникает как в фазе залипания, так и в фазе скольжения; нет связи между осевыми и торсионными колебаниями. Эти две характеристики используются, чтобы определить, вызвана ли вибрация силой трения.

Во многих ситуациях сложно отделить торсионную вибрацию, которая возникает в результате резания породы долотом, от торсионной вибрации, вызванной трением. Фазу подлипания можно разделить на три части [18].

Реактивный крутящий момент долота отвечает за возникновение торсионной вибрации во время резания породы. Чтобы понять влияние агрессивности долота на торсионную вибрацию на долоте, необходимо понимать взаимосвязь между крутящим моментом долота и агрессивностью долота [16]. Как показано на рисунке 1, соотношение между нагрузкой на долото (WOB) и скоростью проходки (ROP), а также нагрузкой на долото (WOB) и крутящим моментом на долоте (TOB) даны для двух долот — долота **A** и долота **B** соответственно. Оба долота **A** и **B** имеют одинаковый размер. Из отношения «нагрузка на долото/скорость проходки», можно увидеть, что долото **B** более агрессивное, чем долото **A**, потому что долото **B** бурит быстрее. Однако для той же нагрузки на долото долоту **B** требуется больший крутящий момент. Другими словами, более агрессивное долото **B** требует большего крутящего момента, чем менее агрессивное долото **A**, если к долоту применяется заданная нагрузка на долото. Следовательно, более агрессивное долото будет с большей вероятностью вызывать торсионные вибрации, чем менее

агрессивное долото при той же нагрузке на долото. Это явление наблюдалось в работах [9—11, 15]. В их испытаниях более агрессивное и менее агрессивное долото использовались для бурения участка горной породы на глубину до 15 м при заданной нагрузке на долото и частоте вращения. Для каждого долота была построена карта стабильности в пространстве (нагрузка на долото — скорость вращения) путем изменения нагрузки на долото и скорости вращения соответственно. При той же нагрузке на долото более агрессивное долото было более склонным вызывать торсионные вибрации. Однако они также подтвердили, что изношенное долото (менее агрессивное) вызывает значительно большую торсионную вибрацию, чем новое долото (более агрессивное). Было отмечено, что менее агрессивное долото, которое имело ограничители глубины внедрения резцов (долото с DOCC), могло способствовать снижению торсионной вибрации.

С другой стороны, для той же скорости проходки (ROP) более агрессивное долото **Б** требует меньшей нагрузки на долото (WOB) и меньший

крутящий момент на долото (TOB). По сравнению с долотом **А** долото **Б** требует только 55% нагрузки на долото и 60% крутящего момента на долото при заданной скорости проходки. С этой точки зрения более агрессивное долото с меньшей вероятностью вызовет торсионные вибрации.

В бурении всегда необходим поиск максимальной скорости проходки путем изменения нагрузки на долото при заданных условиях бурения. Буровые станки склонны давать большие нагрузки на долото при бурении с менее агрессивным долотом, чем при бурении с более агрессивным долотом, чтобы обеспечить планируемую или большую скорость проходки. Если пласт можно пробурить с помощью как более агрессивного долота **Б**, так и менее агрессивного долота **А**, то для любой ожидаемой скорости проходки более агрессивное долото требует гораздо меньшей нагрузки на долото (WOB) и крутящего момента (TOB). Следовательно, более агрессивное долото будет в меньшей степени создавать торсионные вибрации. Этот факт объясняет, почему изношенное долото PDC было более склонным вызвать торсионные вибрации.

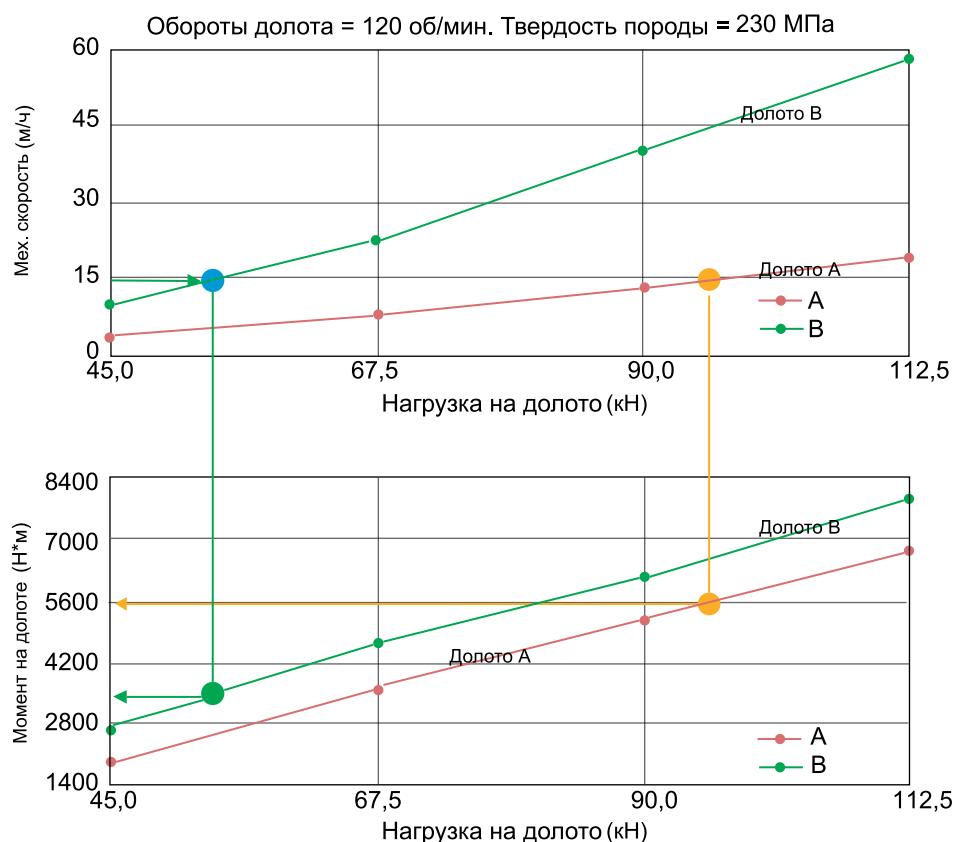


Рис. 1. Взаимосвязь WOB/ROP и WOB/TOB для долота А и долота Б (результаты модели взаимодействия «долото/порода»)

Fig. 1. WOB/ROP and WOB/TOB relationship for bit A and bit B (bit/rock interaction model results)

Таким образом, можно сделать вывод, что более агрессивное долото менее склонно к возникновению торсионных вибраций по двум причинам: меньший реактивный момент долота для заданной скорости проходки и меньшая требуемая нагрузка на долото при заданной скорости проходки.

Оценка эффективности бурения долота DE (drilling efficiency) определяется как:

$$DE = \frac{\sigma_{rock}}{E_s} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$E_s = \frac{WOB}{A} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{A \cdot ROP}, \quad (2)$$

где E_s — удельная энергия (МПа), A — площадь поперечного сечения скважины, пробуренной долотом (см²), σ_{rock} — прочность породы на сжатие (МПа), RPM — скорость вращения (об/мин).

В уравнении (2) первый член, WOB/A , очень мал по сравнению со вторым членом, и поэтому им можно пренебречь. Другими словами, следующий набор данных — RPM , ROP , TOB вносит основной вклад в E_s . В результате DE (эффективная буримость долота) обратно пропорциональна TOB для заданных оборотов вращения и прямо пропорциональна ROP и σ_{rock} . Более агрессивная режущая структура может привести к меньшему крутящему моменту и, как следствие, большей оценке DE. Обычно DE — это функция глубины резания.

Во многих ситуациях сложно разделить торсионную вибрацию, которая возникает в результате резания породы долотом, от торсионной вибрации, вызванной трением. Рисунок 2 изображает типичный пример торсионной вибрации, вызванной как силой трения, так и режущим действием долота. Фазу подлипания можно разделить на три части. В первой и третьей секциях присутствуют осевые и радиальные вибрации, что указывает на то, что торсионная вибрация в этих частях вызвана трением. Во второй секции отсутствуют осевые или радиальные вибрации, что указывает на то, что торсионная вибрация в этой секции вызвана режущим действием долота. Очевидно, что этот тип торсионной вибрации вызывается как трением, так и режущим действием.

Рисунок 3 показывает другой пример гибридной торсионной вибрации, вызванной сначала трением бурильной трубы (псевдо), а затем резанием породы долотом. В этом случае возникает псевдоторсионная вибрация, вызванная трением, за которым следует торсионная вибрация, вызванная режущим действием долота.

Среднее значение DE можно использовать для определения того, является ли агрессивность вооружения достаточной для уменьшения торсионной вибрации долота PDC, вызванной режущим действием. Агрессивность режущей структуры

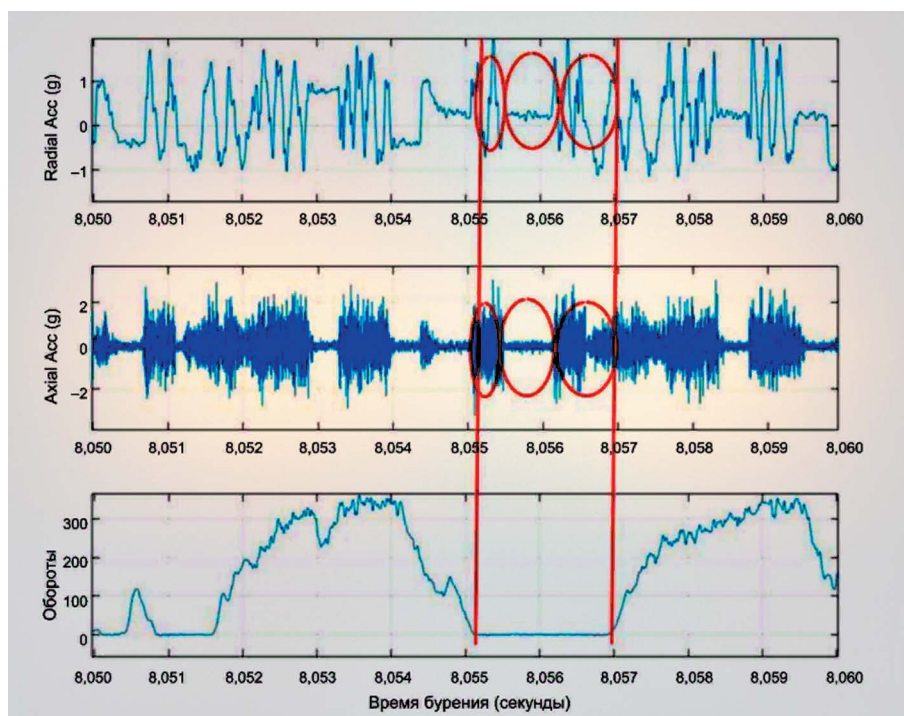


Рис. 2. Торсионная вибрация на долоте, вызванная трением и режущим действием долота

Fig. 2. Stick/slip vibration on the bit caused by friction and the cutting action of the bit

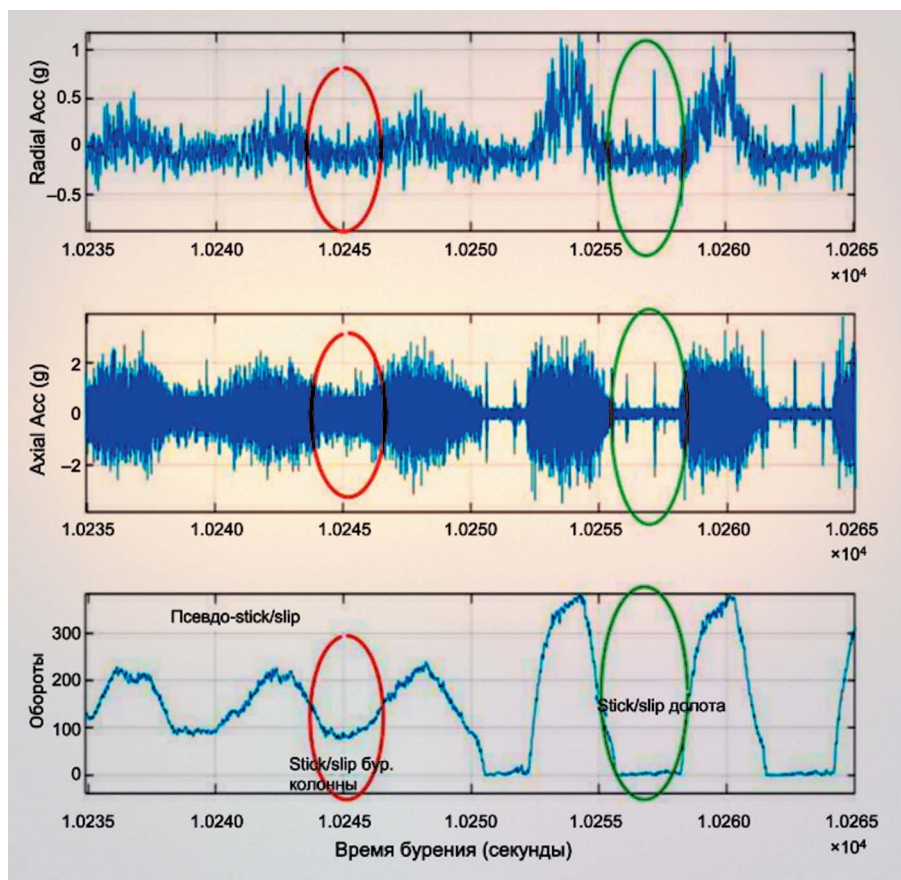


Рис. 3. Псевдоторсионная вибрация, вызванная трением буровой колонны, и торсионная вибрация, вызванная режущим действием долота

Fig. 3. Pseudo-stick/slip caused by drillstring friction and stick/slip caused by bit cutting action

долота PDC может быть представлена средней оценкой DE. На рисунке 4 изображена корреляция между вычисленным средним значением DE долота и возникновением торсионной вибрации, вызванной режущим действием долота. Пунктирная вертикальная линия представляет критическое значение DE долота ($DE = 45\%$). Для долот со значениями DE, превышающими 45%, торсионные вибрации, вызванные режущим действием долота, не возникали. Другими словами, если долото спроектировано с DE более 45%, то при бурении не должны возникать торсионные вибрации, вызванные режущим действием долота. Следовательно, долото должно быть спроектировано с DE не менее 45% для уменьшения торсионной вибрации, вызванной режущим действием долота.

Рисунок 5 показывает корреляцию между рассчитанной DE долота и торсионной вибрацией, вызванной трением КНБК и резанием породы долотом. Пунктирная вертикальная линия представляет критическое значение DE долота ($DE = 51\%$).

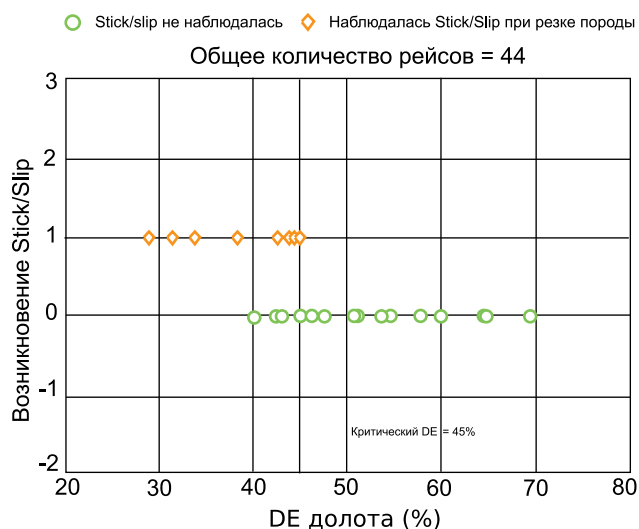


Рис. 4. Корреляция между DE долота и возникновением торсионных вибраций, вызванных режущим действием долота

Fig. 4. Correlation between bit DE and occurrence of Stick/slip vibrations caused by bit cutting action

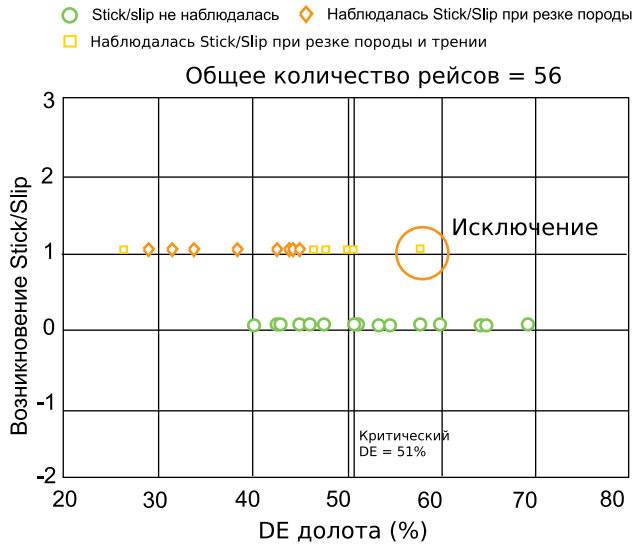


Рис. 5. Корреляция между DE и возникновением торсионной вибрации, вызванной трением и резанием долотом породы

Fig. 5. Correlation between DE and occurrence of Stick/slip vibration caused by friction and rock cutting by the bit

Как видно из рисунка, торсионных вибраций для долот с DE более 51% не наблюдалось, за исключением одного случая, которым можно пренебречь и его исключить. Другими словами, если долото спроектировано с DE более 51%, при бурении маловероятно возникновение торсионной вибрации, вызванной трением и режущим действием долота. Следовательно, долото PDC должно быть спроектировано с DE не менее 51% для уменьшения торсионных вибраций, вызванной силой трения и режущим действием долота.

Как описано выше, долота с большим значением DE помогают уменьшить торсионную вибрацию. Более высокие значения DE означают более высокую агрессивность. Общие правила повышения агрессивности долота PDC включают: уменьшение количества лопастей; уменьшение количества резцов; увеличение размера резцов; уменьшение угла атаки резца; уменьшение размера фаски резца.

Режущая структура (основные и дублирующие резцы) долота PDC должна быть спроекти-

рована так, чтобы быть максимально агрессивной при ограниченной глубине внедрения зубцов в породу. Единственным ограничением в этом отношении является долговечность долота при бурении твердых пород. После того, как будет достигнута ограниченная глубина внедрения зубцов в породу, DOCC (depth-of-cut controller) должна начать контактировать с пластом, чтобы избежать чрезмерного зацепления резца с породой.

Результаты и обсуждение

1. Торсионная вибрация при бурении долотами PDC может быть вызвана трением бурильной колонной / КНБК со стволом скважины и режущим действием долота.

2. Возникновение осевой вибрации в фазе подлипания и связь между осевой и торсионной вибрациями можно использовать для определения того, вызвана ли торсионная вибрация трением или резанием породы долотом. Если нет связи между осевыми и крутильными колебаниями и осевая вибрация возникла в фазе подлипания, то торсионная вибрация вызвана трением. Если существует связь между осевыми и торсионными вибрациями и в фазе подлипания нет осевой вибрации, то торсионная вибрация вызывается режущим действием долота.

3. Высокая агрессивность долота способствует снижению торсионной вибрации долота, вызванной режущим действием долота.

Заключение

Маленький размер долота обычно имеет большее значение DE, а большой размер долота обычно имеет меньшее значение DE. Другими словами, долоту небольшого размера легче увеличить DE за счет изменения режущей конструкции, чем долоту большого размера. Для долот меньшего размера или долот большого размера критическое значение DE, указанное в этой работе (45 и 51%), возможно, потребует скорректировать. Более высокое критическое значение DE может использоваться для долот малого размера, а более низкое критическое значение DE может использоваться для долот большого размера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алимова М.М., Машкова А.М., Соловьев Н.В. и др. Анализ природы дифференциальных прихватов и методов их эффективного предупреждения // Молодые — Научкам о Земле: тезисы докладов X Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 31 марта 2022 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. С. 172—176.
2. Борисов К.А., Третьяк А.А., Сидорова Е.В. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых долот, армированных PDC // Разведка и охрана недр. 2019. № 12. С. 33—37.
3. Мешков С.В., Третьяк А.А., Сидорова Е.В. К

- вопросу уменьшения коэффициента трения при бурении скважин // Молодые — Научкам о Земле: мат-лы IX Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 23 октября 2020 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2020. С. 231—233.
4. Шихбабаева Е.Г., Соловьев Н.В., Машкова А.М. и др. Инклинометр МГРИ — Вибрации во время бурения // Молодые — Научкам о Земле: тезисы докладов X Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 31 марта 2022 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. С. 300—304.
 5. Bailey J.R., Payette G. S., Wang L. Improved Methods to Understand and Mitigate Stick-Slip Torsional Vibrations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2018.
 6. Chen S., Grosz G., Anderle S., et al. The Role of Rock-Chip Removals and Cutting-Area Shapes in Polycrystalline-Diamond-Compact-Bit Design Optimization // SPE Drill & Compl. 2015. No. 30(40). P. 334—347.
 7. Chen S., Khlefat Y., Cleboski C., et al. A New Method of Backup-Cutter Layout To Extend Bit Life without Sacrificing Rate of Penetration // SPE Drill & Compl. 2018. No. 33(2). P. 115—129.
 8. Dao N.H., Menand S., Isbell M. Mitigating and understanding stick-slip in unconventional wells // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2019.
 9. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling Response of Drag Bits: Theory and Experiment // Int J Rock Mech Mining Sci. 2008. No. 45(8). P. 1347—1360.
 10. Jain J. R. et al. Mitigation of torsional stick-slip vibrations in oil well drilling through PDC bit design: putting theories to the test // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2011.
 11. Jain J.R., Ricks G., Baxter B., et al. A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits // SPE Drill & Compl. 2016. No. 31(4). P. 286—294.
 12. Ledgerwood L.W., Jain J.R., Hoffmann O.J., et al. Downhole Measurement and Monitoring Lead to an Enhanced Understanding of Drilling Vibrations and Polycrystalline Diamond Compact Bit Damage // SPE Drill & Compl. 2013. No. 28(3). P. 254—262.
 13. Macpherson J. D. et al. A Framework for Transparency in Drilling Mechanics and Dynamics Measurements // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2015.
 14. Richard T., Germy C., Detournay E. Self-Excited Stick-Slip Oscillations of Drill Bits // C R Me'canique. 2004. No. 332(8). P. 619—626.
 15. Richard T., Germy C., Detournay E. A Simplified Model To Explore the Root Cause of Stick-Slip Vibrations in Drilling Systems with Drag Bits // J Sound Vib. 2007. No. 305(3). P. 432—456.
 16. Schwefe T. et al. Development and testing of stick/slip-resistant PDC bits // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2014.
 17. Shen Y. et al. The origin and mechanism of severe stick-slip // SPE annual technical conference and exhibition. — OnePetro, 2017.
 18. Sugiura J., Jones S. A Drill Bit and a Drilling Motor with Embedded High-Frequency (1600 Hz) Drilling Dynamics Sensors Provide New Insights into Challenging Downhole Drilling Conditions // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(3). P. 223—247.
 19. Wilson J.K., Whitacre T., Heisig G. High-Frequency At-Bit Measurements Provide New Insights into Torsional Dynamics when Drilling with Steerable Mud Motors in Unconventional Horizontal Wells // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(4). P. 414—425.

REFERENCES

1. Alimova M.M., Mashkova A.M., Solov'ev N.V. et al. Analysis of the nature of differential seizures and methods of their effective prevention // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 31.03.2022. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2022. P. 172—176.
2. Borisov K.A., Tret'yak A.A., Sidorova E.V. Effect of vibrations on the strength properties of PDC-reinforced drill bits // Exploration and subsurface protection. 2019. No. 12. P. 33—37.
3. Meshkov, S.V., Tret'yak A.A., Sidorova E.V. On the issue of reducing the friction coefficient when drilling wells // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 23.10.2020. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2020. P. 231—233.
4. Shihbabaeva E.G., Solov'ev N.V., Mashkova A.M. et al. MGRI inclinometer — Vibrations while drilling // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 31.03.2022. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2022. P. 300—304.
5. Bailey J.R., Payette G. S., Wang L. Improved Methods to Understand and Mitigate Stick-Slip Torsional Vibrations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2018.
6. Chen S., Grosz G., Anderle S., et al. The Role of Rock-Chip Removals and Cutting-Area Shapes in Polycrystalline-Diamond-Compact-Bit Design Optimization // SPE Drill & Compl. 2015. No.30(40). P. 334—347.
7. Chen S., Khlefat Y., Cleboski C., et al. A New Method of Backup-Cutter Layout To Extend Bit Life without Sacrificing Rate of Penetration // SPE Drill & Compl. 2018. No. 33(2). P. 115—129.
8. Dao N.H., Menand S., Isbell M. Mitigating and understanding stick-slip in unconventional wells //

- SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2019.
9. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling Response of Drag Bits: Theory and Experiment // Int J Rock Mech Mining Sci. 2008. No. 45(8). P. 1347—1360.
 10. Jain J.R. et al. Mitigation of torsional stick-slip vibrations in oil well drilling through PDC bit design: putting theories to the test // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2011.
 11. Jain J.R., Ricks G., Baxter B., et al. A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits // SPE Drill & Compl. 2016. No. 31(4). P. 286—294.
 12. Ledgerwood L.W., Jain J.R., Hoffmann O.J., et al. Downhole Measurement and Monitoring Lead to an Enhanced Understanding of Drilling Vibrations and Polycrystalline Diamond Compact Bit Damage // SPE Drill & Compl. 2013. No. 28(3). P. 254—262.
 13. Macpherson J. D. et al. A Framework for Transparency in Drilling Mechanics and Dynamics Measurements // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2015.
 14. Richard T., Gernay C., Detournay E. Self-Excited Stick-Slip Oscillations of Drill Bits // C R Me ´canique. 2004. No. 332(8). P. 619—626.
 15. Richard T., Gernay C., Detournay E. A Simplified Model To Explore the Root Cause of Stick-Slip Vibrations in Drilling Systems with Drag Bits // J Sound Vib. 2007. No. 305(3). P. 432—456.
 16. Schwefe T. et al. Development and testing of stick/slip-resistant PDC bits // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2014.
 17. Shen Y. et al. The origin and mechanism of severe stick-slip // SPE annual technical conference and exhibition. — OnePetro, 2017.
 18. Sugiura J., Jones S. A Drill Bit and a Drilling Motor with Embedded High-Frequency (1600 Hz) Drilling Dynamics Sensors Provide New Insights into Challenging Downhole Drilling Conditions // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(3). P. 223—247.
 19. Wilson J.K., Whitacre T., Heisig G. High-Frequency At-Bit Measurements Provide New Insights into Torsional Dynamics when Drilling with Steerable Mud Motors in Unconventional Horizontal Wells // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(4). P. 414—425.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Щербакова К.О. — провела анализ характеристик торсионных вибраций, вывела классификацию различий вибраций, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Календарова Л.Р. — провела оценку эффективности бурения долота, провела корреляцию между предыдущим параметром и возникновением вибраций, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Романов П.А. — провел анализ различий осевой и торсионной вибраций и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кузнецова Д.А. — внесла вклад в работу над оформлением текста, провела исследования модели Richard-Gernay-Detournay, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Batyr A. Ovezov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ksenia O. Shcherbakova — conducted an analysis of the characteristics of stick/slip vibrations, derived a classification of vibration differences, performed an English translation, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Leili R. Kalendarova — made an evaluation of bit performance, made a correlation between the previous parameter and the occurrence of vibrations, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel A. Romanov — performed an analysis of the differences between axial and torsional vibration and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Daria A. Kuznetsova — contributed to the paperwork, conducted research on the Richard-Gernay-Detournay model, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Овезов Батыр Аннамухаммедович — старший преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: ovezovba@mgri.ru
тел.: +7 (922) 472-20-86
SPIN-код: 1806-6788
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0213-8137>

Щербакowa Ксения Олеговна — преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: sherbakovak@mgri.ru
тел.: +7 (922) 472-26-47
SPIN-код: 2966-3350
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>

Календарова Лейли Рустамовна* — аспирант кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: kalendarovalr@mgri.ru
тел.: +7 (977) 799-71-02
SPIN-код: 3291-4278
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5114-0853>

Романов Павел Анатольевич — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: romanovpa@mgri.ru
тел.: +7 (960) 300-32-66
SPIN-код: 5640-9573
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Кузнецова Дарья Александровна — студентка 4-го курса кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: dariyakuz@bk.ru
тел.: +7 (965) 271-41-72
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2830-771X>

Batyr A. Ovezov — Senior Lecturer of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ovezovba@mgri.ru
tel: +7 (922) 472-20-86
SPIN-code: 1806-6788
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0213-8137>

Ksenia O. Shcherbakova — Lecturer of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya St., Moscow 117997, Russia
e-mail: sherbakovak@mgri.ru
tel.: +7 (922) 472-26-47
SPIN-code: 2966-3350
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>

Leili R. Kalendarova* — Graduate student of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: kalendarovalr@mgri.ru
tel.: +7 (977) 799-71-02
SPIN-code: 3291-4278
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5114-0853>

Pavel A. Romanov — Lecturer 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: romanovpa@mgri.ru
tel.: +7 (960) 300-32-66
SPIN-code: 5640-9573
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Daria A. Kuznetsova — 4th year student of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya St., Moscow 117997, Russia
e-mail: dariyakuz@bk.ru
tel.: +7 (965) 271-41-72
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2830-771X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

