

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, № 6
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 (MGRI)

PROCEEDINGS OF HIGHER EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY
AND
EXPLORATION
Scientific methodological journal

Vol. 64, No. 6
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	31.01.2023
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	31.01.2023
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

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

- 8 ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА**
В.Ю. КЕРИМОВ, Д.А. КИСЛЕР, А.К. ШАТЫРОВ, Э.З. ИДИЯТУЛЛИНА
- 22 СВЯЗЬ АНОМАЛИЙ В ГЛУБИННОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА С ПРОЯВЛЕНИЯМИ ДИНАМОКАТАГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ ВПАДИНЫ ЧДЖИН НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА БОХАЙ)**
Н.А. КАСЬЯНОВА, Ш. ЦЮ
- 29 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
К.О. ЩЕРБАКОВА

ГЕОЛОГИЯ

- 39 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕСТНЫЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ВЕРХНЕГО МИОЦЕНА РОСТОВСКОГО СВОДА**
Д.А. РУБАН

МИНЕРАЛОГИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ, ЛИТОЛОГИЯ

- 48 НОВАЯ РУДНО-МАГМАТИЧЕСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА В МУЗКОЛ-РАНГУЛЬСКОМ АНТИКЛИНОРИИ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПАМИР**
А.К. ЛИТВИНЕНКО, Ш.А. ОДИНАЕВ

ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

- 59 РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОЙ АВТОНОМНОЙ ВИБРОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ**
Б.А. ОВЕЗОВ, К.О. ЩЕРБАКОВА, Л.Р. КАЛЕНДАРОВА, В.А. ПЕТИНА

ИСТОРИЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ

- 70 ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ**
У.С. СЕРИКОВА

ВОПРОСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

- 84 ГЕОРЕСУРСЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ЗАДАЧИ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ**
А.А. ВЕРЧЕБА, А.Е. ВОРОБЬЕВ

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- 8 PALEOTECTONIC AND PALEO GEOGRAPHIC CRITERIA FOR FORECASTING HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN THE WATER AREA OF THE SAKHALIN SHELF**
VAGIF Yu. KERIMOV, DENIS A. KISLER, ANAR K. SHATYROV, ELMIRA Z. IDIYATULLINA
- 22 RELATIONSHIP BETWEEN ANOMALIES IN THE DEEP ZONALITY OF ORGANIC MATTER CATAGENESIS AND DYNAMOCATAGENAISE MANIFESTATIONS (ON EXAMPLE OF THE CHEZHEN SAG OF THE BOHAI OIL AND GAS BASIN)**
NATALIA A. KASYANOVA, SHIZHE QIU
- 29 THE PROBLEM OF HIGH WATER CUT IN THE PRODUCTS OF HORIZONTAL WELLS**
KSENIIA O. SHCHERBAKOVA

GEOLOGY

- 39 ALTERNATIVE LOCAL STRATIGRAPHICAL SCALES OF THE UPPER MIOCENE OF THE ROSTOV DOME**
DMITRY A. RUBAN

MINERALOGY, PETROGRAPHY, LITHOLOGY

- 48 NEW ORE-MAGMATIC RING-TYPE STRUCTURE IN THE MUZKOL-RANGKUL ANTICLINORIUM, CENTRAL PAMIR**
ANDREY K. LITVINENKO, SHARIFJON A. ODINAEV

GEOLOGICAL EXPLORATION TECHNIQUE

- 59 DEVELOPMENT OF AUTONOMOUS DOWNHOLE VIBRATION MEASURING EQUIPMENT**
BATYR A. OVEZOV, KSENIIA O. SHCHERBAKOVA, LEILI R. KALENDAROVA, VICTORIA A. PETINA

HISTORY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

- 70 MAIN STAGES IN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE CASPIAN REGION**
ULYANA S. SERIKOVA

GEOLOGIC AND PROSPECTING EDUCATION ISSUES

- 84 ENERGY GEORESOURCES AND PERSONNEL TRAINING**
ALEXANDER A. VERCHEBA, ALEXANDER E. VOROBYOV



ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

В.Ю. КЕРИМОВ¹, Д.А. КИСЛЕР², А.К. ШАТЫРОВ^{1,*}, Э.З. ИДИЯТУЛЛИНА¹

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

² ООО «ТНГ-Групп»
21, ул. Ворошилова, г. Бугульма 423236, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В статье рассмотрены палеотектонические и палеогеографические критерии прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных геолого-разведочных работ (ГРР) на Присахалинском шельфе.

Цель. На основе анализа палеотектонических и палеогеографических критериев определены первоочередные объекты ГРР на Присахалинском шельфе.

Материалы и методы. Систематизация данных и статистическое обобщение, частичное заимствование материалов из промысловых данных, справочной литературы и опубликованных материалов. Моделирование тектонической эволюции кайнозойского осадочного бассейна на рассматриваемой части Присахалинского шельфа и отдельных его участков. Формирование и эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в акватории Присахалинского шельфа происходили в процессе геодинамической эволюции Западно-Охотского мегабассейна, захватывающего территорию современного Сахалина и прилегающей к нему акватории, выполнялось с использованием программы PetroMod компании Schlumberger, построение карт с использованием программного комплекса Qgis.

Результаты. Анализ разработанных палеотектонических и палеогеографических критериев анализов позволяют обосновать выбор первоочередных объектов ГРР и предложить соответствующие рекомендации. Составлены схемы с выделением зон, удовлетворяющих выработанным критериям. Для всех трех лицензионных участков (ЛУ) требуется проведение стадии поисков и оценки месторождения (залежей нефти и газа) поисково-оценочного этапа ГРР на выявленных структурах и завершение на уже открытых месторождениях стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации разведочно-эксплуатационного этапа ГРР. В пределах ЛУ выделены наиболее перспективные структуры и намечены скважины.

Ключевые слова: ГРР, палеотектонические, палеогеографические, Присахалинский шельф, ГАУС, УВ, Мынгинский, Кириновский, Одоптинский

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Керимов В.Ю., Кислер Д.А., Шатыров А.К., Идиятуллина Э.З. Палеотектонические и палеогеографические критерии прогнозирования скоплений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):8—21. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-8-21>

Статья поступила в редакцию 01.12.2022

Принята к публикации 28.12.2022

Опубликована 31.01.2023

* Автор, ответственный за переписку

PALEOTECTONIC AND PALEO GEOGRAPHIC CRITERIA FOR FORECASTING HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN THE WATER AREA OF THE SAKHALIN SHELF

VAGIF Yu. KERIMOV¹, DENIS A. KISLER², ANAR K. SHATYROV^{1,*}, ELMIRA Z. IDIYATULLINA¹

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

² *ООО "TNG-Group"
21, Voroshilova str., Bugulma 423236, Russia*

ABSTRACT

Background. The article considers paleotectonic and paleogeographic criteria for forecasting hydrocarbon accumulations and determining the sites of priority exploration on the Sakhalin shelf.

Aim. To determine the priority objects of geological exploration on the Sakhalin shelf based on paleotectonic and paleogeographic criteria.

Materials and methods. Generalization and statistical processing of available data, fieldwork materials, reference literature, and scientific publications. Modeling of the tectonic evolution of the Cenozoic sedimentary basin in the studied section of the Sakhalin shelf and its individual sections. The formation and evolution of hydrocarbon systems in the waters of the Sakhalin shelf occurred in the process of geodynamic evolution of the West Okhotsk megabasin covering modern Sakhalin and the adjacent water area. The PetroMod (Schlumberger) and Qgis software packages were used.

Results. The developed paleotectonic and paleogeographic criteria are suitable for both determining the sites of priority exploration and developing appropriate recommendations. Schemes with the allocation of areas that meet the developed criteria were constructed. For all three license areas, the stage of prospecting and evaluation of the oil and gas deposits is required, along with the completion of the exploration and production stage at already discovered fields. Within the license areas, the most promising structures were identified and boreholes were outlined.

Keywords: geological survey, paleotectonic, paleogeographic, Sakhalin shelf, GAUSS, HC, Mynginsky, Kirinsky, Odoptinsky

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

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

For citation: Kerimov V.Yu., Kisler D.A., Shatyrov A.K., Idiyatullina E.Z. Paleotectonic and paleogeographic criteria for forecasting hydrocarbon accumulations in the water area of the Sakhalin shelf. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):8—21. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-8-21>

Manuscript received 01 December 2022

Accepted 28 December 2022

Published 31 January 2023

* Corresponding author

К настоящему времени в пределах северо-восточного шельфа Сахалина выявлено девять месторождений: пять нефтегазоконденсатных, одно газоконденсатное, два газовых и одно газонефтяное. Ряд месторождений относятся к крупным: в их числе Лунское — по запасам газа и конденсата, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское — по запасам нефти. Залежи нефти и газа разведаны в стратиграфическом интервале от олигоцена

до плиоцена, но подавляющее их большинство и практически все разведанные запасы сосредоточены в отложениях миоцена: дагинский, окобыкайский горизонты (нижний-средний миоцен) и нижненутовский подгоризонт (верхний миоцен). Залежи связаны с коллекторами порового типа в песчано-алевритовых пластах, разделенных глинистыми породами. В северной части Присахалинского шельфа (месторождения Южно-Аяшское,

Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Чайвинское) все залежи УВ сосредоточены в отложениях нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах от 1100 до 2900 м. Месторождения — многопластовые (10—15 пластов).

Формирование и эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) в акватории Присахалинского шельфа происходили в процессе геодинамической эволюции Западно-Охотского мегабассейна, захватывающего территорию современного Сахалина и прилегающей к нему акватории. Специфику формирования, распространения и состава ГАУС Присахалинского шельфа определили особенности строения и геодинамического развития бассейнов и суббассейнов.

Разработка тектонических критериев выделения первоочередных объектов ГРП на Присахалинском шельфе базируется на палеотектонических критериях его нефтегазогеологического районирования. Эти критерии основаны на выводах, полученных в результате выполненных региональных палеотектонических исследований, а также на результатах анализа, выполненного авторами 2D- и 3D-бассейнового моделирования тектонической эволюции кайнозойского осадочного бассейна на рассматриваемой части Присахалинского шельфа и отдельных его участков.

Геологические структуры (складки, фидерные разломные зоны, поровое пространство пород и т. п.) — один из элементов ГАУС. Важнейшими представителями структурных элементов ГАУС являются антиклинали и горстантиклинали, нефтегазогеологические структуры, представляющие собой структурные ловушки антиклинального типа, в сводовых (купольных) частях которых возможно образование скоплений УВ. Очевидно, что правильный прогноз и выявление нефтегазогеологических структур могут обеспечить обоснованное выделение первоочередных объектов ГРП. Именно для этого и была поставлена задача — сформулировать набор конкретных, надежных, регионально работающих тектонических критериев прогнозирования нефтегазогеологических структур на Присахалинском шельфе.

На основе результатов выполненных работ региональные тектонические критерии прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе можно разделить на две группы — палеотектонические и структурно-тектонические.

К категории палеогеографических критериев прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе могут быть отнесены палеоклиматические критерии, связанные с вариациями уровня моря (с трансгрессиями и регрессиями), и критерии, связанные с фациальной зональностью.

Результаты исследований

Палеотектонические критерии прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе основаны на выработанных представлениях о тектонической эволюции Охотоморского региона в целом и его Присахалинской части в частности. Кроме того, для выработки этих критериев использованы результаты анализа региональной модели и анализа локальных моделей (построенных в отдельности для Киринского, Аяшского, Восточно-Одоптинского ЛУ) бассейновой эволюции. Палеотектонические критерии, в свою очередь, подразделяются на две группы.

Палеотектонические критерии первой группы основаны на разработанных авторами представлениях о периодизации формирования кайнозойского чехла на Присахалинском шельфе. Вторая группа палеотектонических критериев связана с разработанной концепцией истории образования (заложения и развития) разнотипных нефтегазогеологических структур — субширотных структур Мынгинского типа и субмеридиональных структур Киринского типа.

В соответствии с обоснованной фактическими данными, а также результатами выполненного компьютерного бассейнового моделирования выделяемые на Присахалинском шельфе субширотные и субмеридиональные нефтегазогеологические структуры формировались в разное время.

Для внутреннего строения рассматриваемого района характерно то, что комплексы кайнозойского чехла здесь сгруппированы в антиклинальные и синклинальные зоны (рис. 2), представляющие собой крупные складчатые и складчато-блоковые сооружения, разделенные грабенообразными прогибами, контролирующими очаги нефтегазообразования и зоны нефтегазонакопления.

Первые из них (субширотные нефтегазогеологические структуры — структуры Мынгинского типа) формировались одновременно с этапом накопления стратифицированных комплексов, участвующих в сложении нижнего структурного

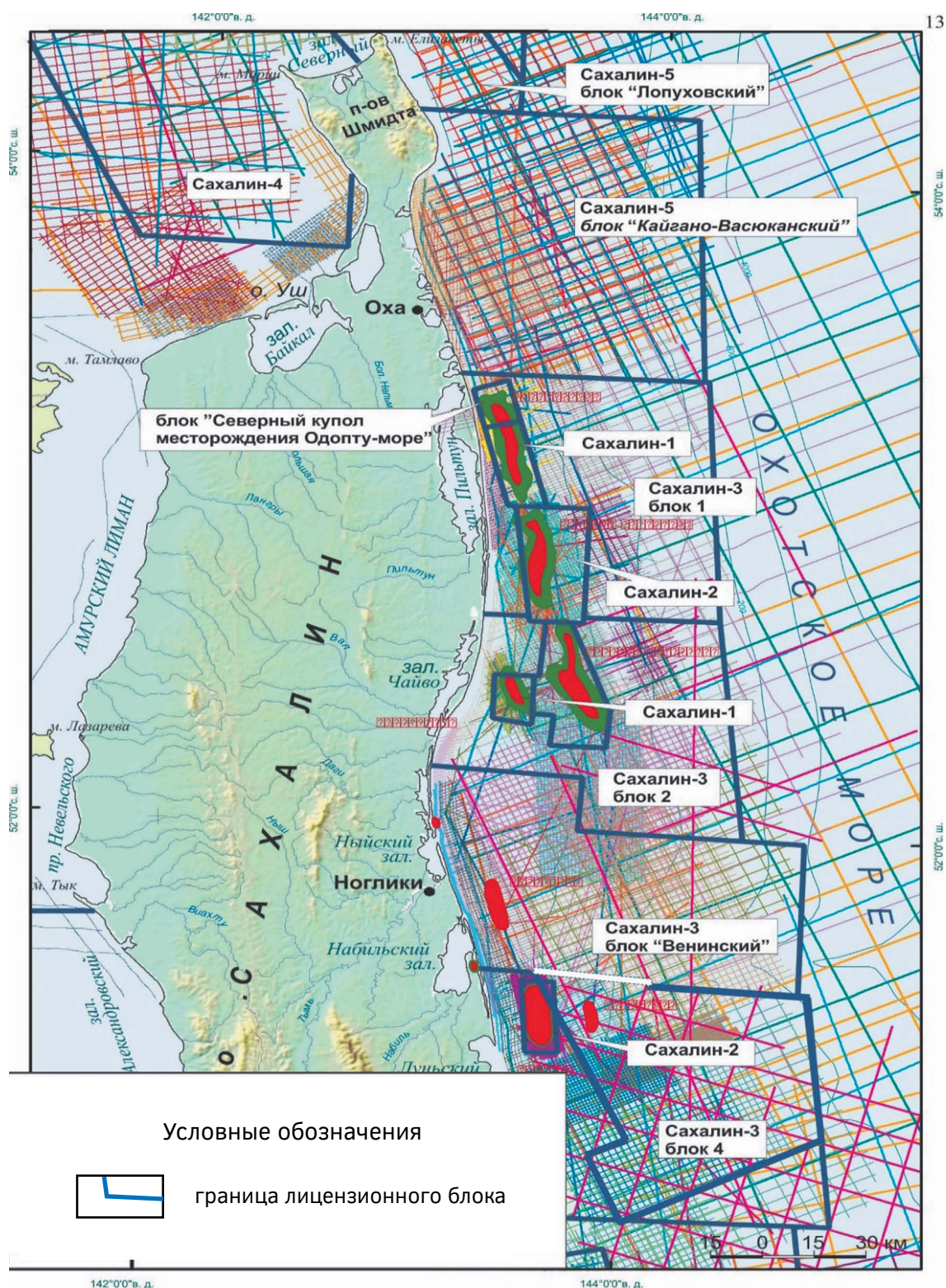


Рис. 1. Схема лицензионных участков на шельфе Сахалина (по материалам ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
Fig. 1. Scheme of license areas on the Sakhalin shelf (based on the materials of "Gazprom VNIIGAZ")

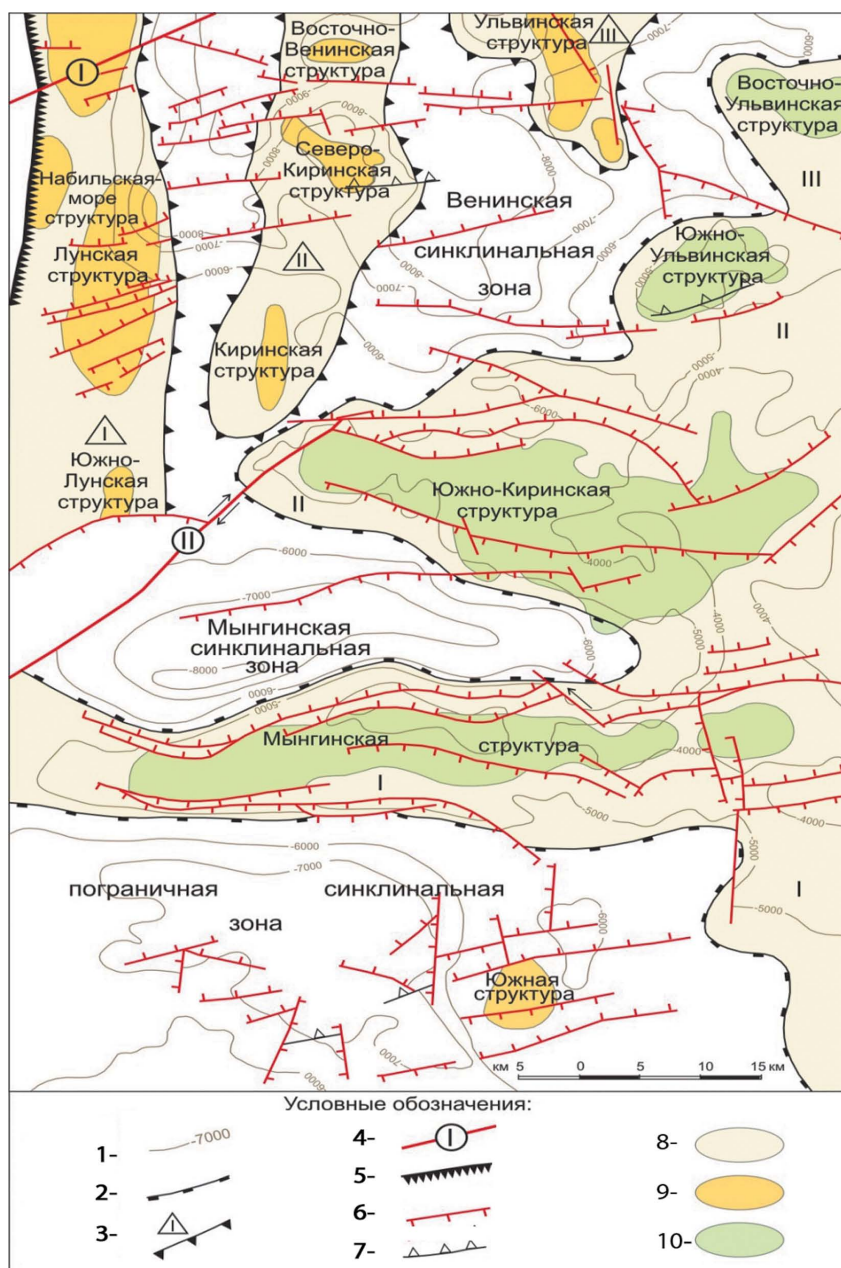


Рис. 2. Тектоническая схема Северо-Сахалинского бассейна [8].

Условные обозначения: 1 — изогипсы по кровле акустического фундамента, м; 2 — границы поднятий фундамента: I — Мынгинское, II — Южно-Кириновское, III — Восточно-Ульвинское; 3 — границы антиклинальных зон: I — Ныйская, II — Кириновская, III Дагинская; 4 — разломные деформации. Региональные сдвиги: I — Набилский, II — Кириновский; 5 — Венинский региональный взброс; 6 — сбросы; 7 — взбросы; 8 — конседиментационные антиклинальные складки палеоген-миоценового возраста (камчатская фаза складчатости); 9 — постседиментационные антиклинальные складки плиоценового возраста (сахалинская фаза складчатости); 10 — складки облекания выступов фундамента палеоген-миоценового возраста

Fig. 2. Tectonic scheme of the North Sakhalin basin.

Symbols: 1 — isohypses on the roof of the acoustic foundation, m; 2 — the boundaries of the foundation elevations: I — Mynginsky, II — Yuzhno-Kirinsky, III — Vostochno-Ulinsky; 3 — the boundaries of anticlinal zones: I — Nyskaya, II — Kirinskaya, III Daginskaya; 4 — fault deformations. Regional shifts: I — Nabil, II — Kirinsky; 5 — Veninsky regional upsurge; 6 — upsurges; 7 — upsurges; 8 — consedimentary anticlinal folds of Paleogene-Miocene age (Kamchatka folding phase); 9 — postsedimentary anticlinal folds of Pliocene age (Sakhalin folding phase); 10 — folds of the covering of the protrusions of the foundation of Paleogene-Miocene age

яруса кайнозойского чехла рассматриваемого района [13].

Вторые (субмеридиональные нефтегазгеологические — структуры Киринского типа) начали формироваться одновременно со стратифицированными комплексами, слагающими верхний структурный этаж кайнозойского чехла региона. Эти структуры фактически продолжают формироваться в настоящее время.

Нефтегазовые структуры Мынгинского типа представляют собой остаточные горстообразные поднятия. Они образовывались в обстановке близмеридионального растяжения во второй половине палеогена и раннем-среднем миоцене. Формирование этих структур происходило в той части Присахалинского шельфа, которая расположена к востоку от субмеридионального Восточно-Сахалинского

левого сдвига, служившего во второй половине палеогена и раннем-среднем миоцене трансформной границей Палео-Охотской микроплиты.

Структуры Мынгинского типа «запечатаны» толщей окобыкайской глины — региональным флюидоупором и в более молодых комплексах чехла не проявлены. Целевым горизонтом в нефтегазовых структурах Мынгинского типа являются коллекторы, связанные с песчаниками дагинского горизонта [11].

Таким образом, один из критериев прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП заключается в следующем. Обнаружение целевых объектов, связанных с породами-коллекторами, залегающими в разрезах дагинского горизонта и приуроченных к структурам Мынгинского типа, можно ожидать

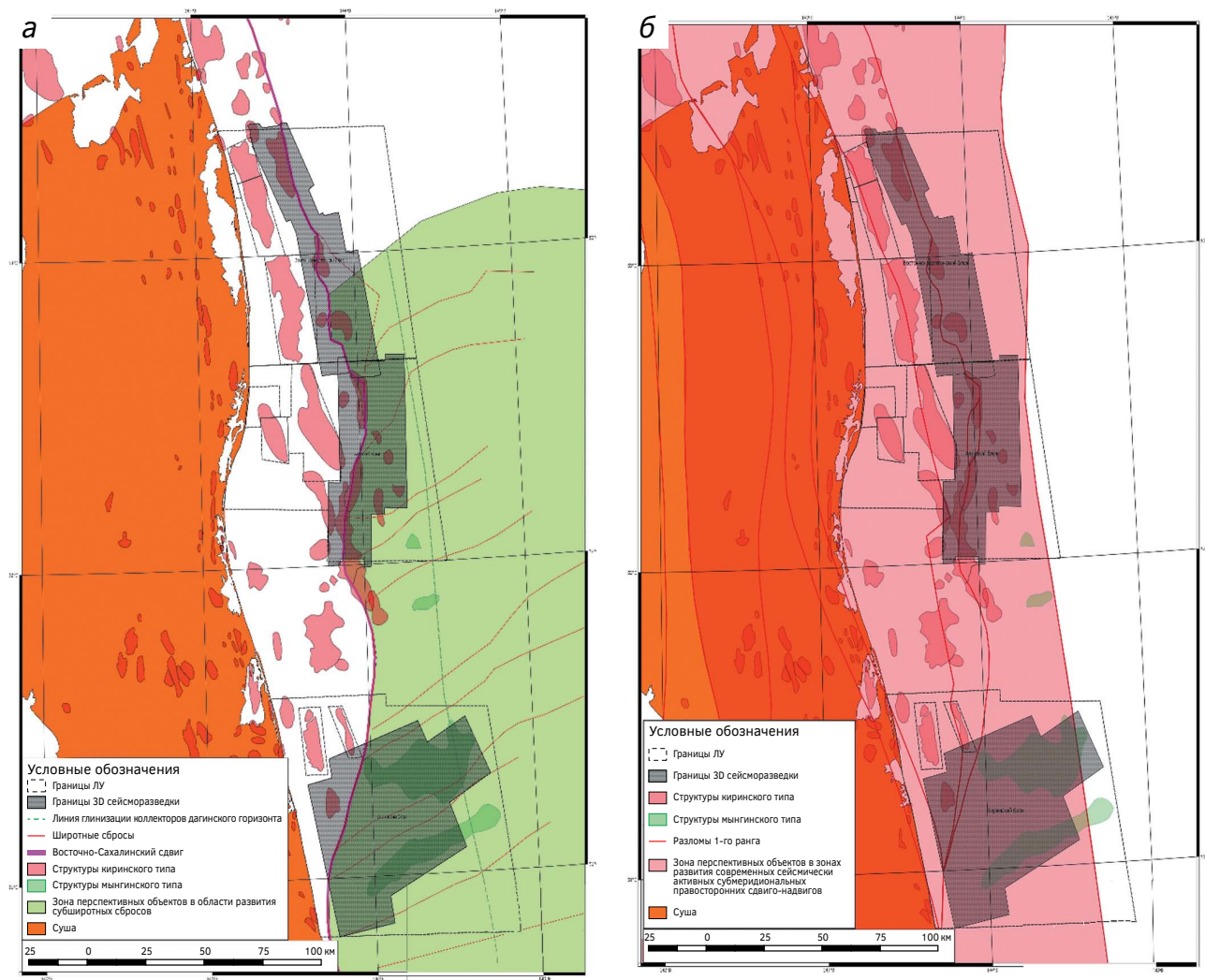


Рис. 3. Карта зоны распространения: а — структура Мынгинского типа; б — структуры Кириинского типа
Fig. 3. Map of the distribution zone: а — of the Mynga type structure; б — of the Kirin type structures

на востоке рассматриваемой части Присахалинского шельфа. Она расположена к востоку от субмеридионального Восточно-Сахалинского левого сдвига. Здесь развиты субширотные сбросы, формирующиеся в условиях позднепалеогенового и ранне-среднемиоценового растяжения (рис. 3а) [10].

Нефтегазовые структуры Киринского типа — конседиментационные антиклинали, образующие протяженные субмеридиональные цепочки, проявлены в самых молодых комплексах кайнозойского чехла Присахалинского шельфа в его северной прибрежной части (рис. 3б). Образование этих структур связано с правосторонней транспрессией в зоне активного позднекайнозойско-современного взаимодействия Амурской и Охотской микроплит. Целевыми объектами в нефтегазовых структурах Киринского типа являются коллекторы, связанные с песчаниками дагинского горизонта и нутовского подгоризонта.

Такое понимание строения и образования структур Киринского типа позволяет сформулировать основные критерии поисков этих структур, прогнозирования скоплений УВ в целевых объектах, связанных с этими структурами, и определения первоочередных ГРП следующим образом. Нефтегазовые структуры Киринского типа и связанные с ними целевые объекты следует прогнозировать в западной краевой части Охотской микроплиты, в полосе, приближенной к зоне ее активного взаимодействия с Амурской микроплитой (см. рис. 3б).

Структурно-тектонические критерии прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе тоже подразделяются на две группы. Структурно-тектонические критерии первой группы связаны с морфологией нефтегазогеологических структур. Вторая группа структурно-тектонических критериев основана на результатах анализа кинематики разломов и их систем [12].

Критерии, связанные с морфологией нефтегазовых структур Мынгинского и Киринского типа, вытекают из представлений о формировании этих структур. Первые — это остаточные горстоподобные поднятия, а вторые — конседиментационные антиклинали. Критерии латеральной и вертикальной локализации структур этих генетических и морфологических типов описаны выше [10].

Вторая группа структурно-тектонических критериев прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП определяется кинематикой разломов и их систем. В кратком виде основные критерии этой группы могут быть

сформулированы следующим образом: обнаружение структур Мынгинского типа и связанных с ними целевых объектов (дагинских коллекторов, запечатанных окобыкайскими покрывками) следует ожидать в зонах развития субширотных сбросов, отходящих на восток от Восточно-Сахалинской левосдвиговой трансензионной зоны, активной во второй половине палеогена, раннем и среднем миоцене (рис. 4а).

Выработанное понимание строения и образования структур Киринского типа и их связь с меридионально ориентированными магистральными разломами правосдвига-надвиговой кинематики позволяют сформулировать структурно-геологические критерии прогнозирования, поисков скоплений УВ и определения первоочередных ГРП для обнаружения в целевых объектах, связанных с этими структурами, следующим образом. Обнаружение структур Киринского типа и связанных с ними целевых объектов (дагинских и нижнелутовских коллекторов, запечатанных окобыкайскими и верхнелутовскими покрывками) следует ожидать в зонах развития современных сейсмически активных субмеридиональных правосторонних сдвиго-надвигов, проявленных в западной краевой части Охотской микроплиты, в полосе, приближенной к зоне ее активного взаимодействия с Амурской микроплитой. Пространственно зона этих разломов расположена в прибрежной части северо-восточного Сахалина (рис. 4б) [9].

Палеогеографические критерии являются важнейшими, определяющими формирование нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). На Присахалинском шельфе основой НГМТ являются палеогеновые угленосные отложения. Эти отложения слагают нижние горизонты кайнозойского чехла южной части Охотоморского региона, формировались в прибрежных и лагунно-континентальных обстановках и представлены в основном глинами и аргиллитами с преобладанием гумусового ОВ. Они изучены на Сахалине и прогнозируются на некоторых обширных участках Присахалинского шельфа. Углеобразование начинается в торфяном болоте и существенно зависит от климата, гидрологического режима, рельефа, состава фито- и биоценозов, геохимических условий. Известно, что климат в регионе во время формирования здесь угленосных палеогеновых толщ был теплым. Это было время так называемого климатического оптимума [1].

Другим видом прогнозируемых в рассматриваемом районе НГМТ являются олигоценые

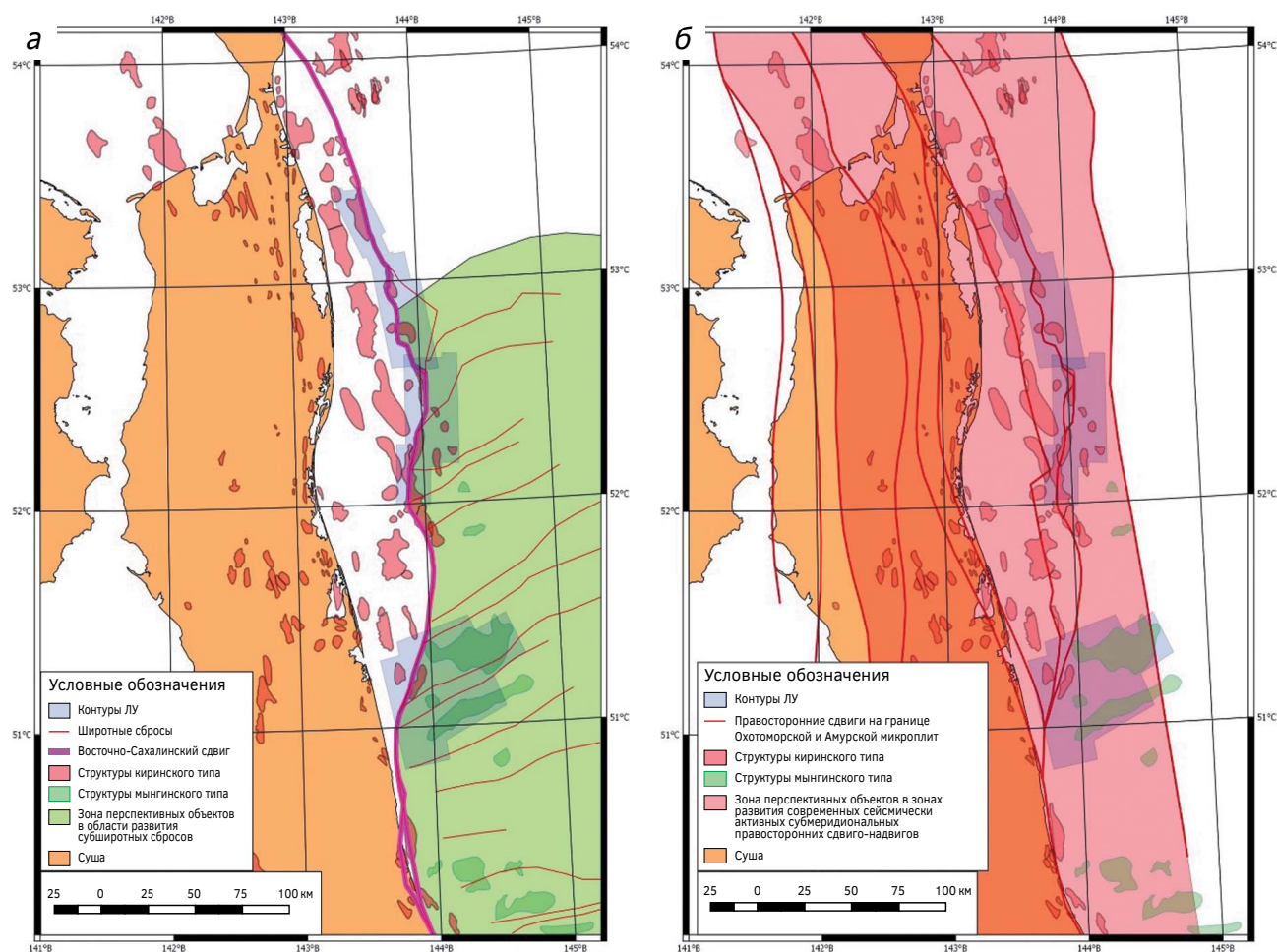


Рис. 4. Карта зоны распространения пород коллекторов: а — дагинского горизонта в структурах Мынгинского типа; б — дагинского горизонта и нижненутовского подгоризонта в структурах Киринского типа

Fig. 4. Map of the distribution zone of reservoir rocks: а — of the Daginsky horizon in structures of the Mynginsky type; б — of the Daginsky horizon and the Nizhenutovsky subhorizon in structures of the Kirinsky type

и миоценовые органогенные кремнистые образования, представленные диатомитовой формацией.

Критерии, связанные с палеогеографическими условиями, способствующими формированию НГМТ, формулируются следующим образом. Формирование НГМТ происходит в периоды климатических оптимумов. При этом в мелководных условиях формируются углесодержащие НГМТ с гумусовым типом органического вещества, а в глубоководных условиях возможно формирование кремнисто-диатомитовых НГМТ с сапропелевым типом органического вещества [4].

В соответствии с этими критериями и данными о пространственном распространении НГМТ на Присахалинском шельфе можно выделить Пильтун-Чайвинскую и Менинскую перспективные зоны и Дерюгинскую перспективную зону с недоказанной нефтегазоносностью (рис. 5а) [8].

Палеогеографические критерии, способствующие формированию пород-коллекторов. Регионально распространенными на Присахалинском шельфе породами-коллекторами являются песчаники, слагающие выдержанные слои, участвующие в строении разрезов уйнинского и в особенности дагинского горизонтов. При этом песчаность дагинского горизонта нарастает вверх по разрезу, что можно считать стратиграфической предпосылкой прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе. Кроме того, песчаность разреза дагинского горизонта на Присахалинском шельфе убывает в направлении с запада на восток (в сторону открытого моря, т. е. по мере удаления от источников сноса обломочного материала, располагавшихся преимущественно к западу от рассматриваемого района).

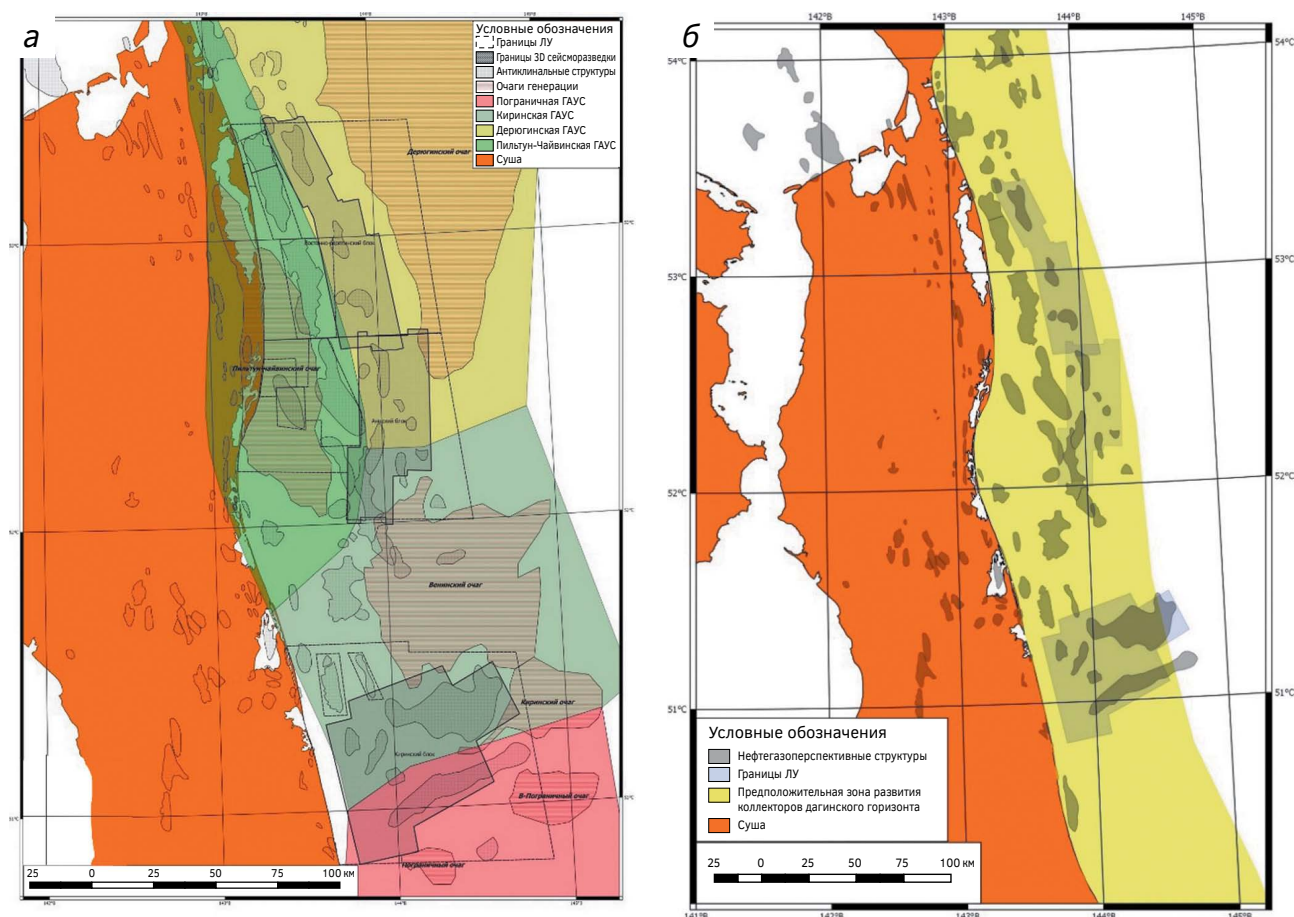


Рис. 5. Карты: а — ГАУС и очагов генерации; б — зоны развития коллекторов дагинского горизонта
Fig. 5. Maps: а — of GAUSS and foci of generation; б — of the reservoir development zone of the Daginsky horizon

В связи с этим и учитывая отмеченную выше стратиграфическую поисковую предпосылку основной критерий прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе, связанный с палеогеографическими условиями, способствующими формированию пород-коллекторов, может быть сформулирован следующим образом.

Обнаружение пород коллекторов и связанных с ними целевых объектов, залегающих в разрезах дагинского горизонта, запечатанных окобыкайскими покрывками, следует ожидать преимущественно в верхних элементах разреза этого горизонта, при этом вероятность обнаружения максимальна на западе Присахалинского шельфа и может убывать до нуля в его восточных районах, максимально удаленных от областей эрозии, поставивших обломочный материал в осадочный бассейн (рис. 5б) [3].

В районе прогнозируемы также коллекторы, связанные с силицитами в разрезах олигоцена

и нижнего миоцена. Они сформировались в относительно глубоководных условиях при угнетенном характере поступления терригенного обломочного материала. Эти коллекторы на Присахалинском шельфе скважинами не вскрыты, но они хорошо изучены на восточном Сахалине, где на Окружном и Междуреченском месторождениях коллектором служат кремни пиленгской свиты. Это означает, что еще один критерий прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе, связанный с палеогеографическими условиями, способствующими формированию кремнистых пород-коллекторов, может быть сформулирован следующим образом. Обнаружение кремнистых пород коллекторов и связанных с ними целевых объектов, залегающих в разрезах олигоцена и нижнего миоцена, возможно в зонах, где в это время доминировали глубоководные условия с угнетенным поступлением обломочного материала [2].

Палеогеографические критерии, способствующие формированию пород-покрышек. Известно, что на Присахалинском шельфе главные породы-покрышки представлены глинистыми породами. Эти являющиеся регионально и локально распространенными флюидоупорами глинистые породы формировались как в прибрежных условиях, так и в удаленных от берега частях шельфа: в относительной глубоководной зоне бассейна осадконакопления. Важнейшим условием их накопления является спокойная обстановка и очень слабая гидродинамическая активность. Наиболее распространенной флюидоупорной толщей на Присахалинском шельфе является окобыкайская свита, сложенная в существенной степени глинами, особенно в тех местах, где ее мощность превышает 100 м. Почти все известные месторождения Присахалинского шельфа и всей Северо-Сахалинской НГО

связаны с дагинскими песчаниками, залегающими под окобыкайской покрышкой [5].

Накопление окобыкайской глины происходило при региональной трансгрессии и затоплении региона. Это выразилось, в числе прочего, еще и в том, что источники сноса обломочного терригенного материала оказались исключительно удалены от области, которая находилась в пределах современного Присахалинского шельфа.

Таким образом, основной критерий прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе, связанный с палеогеографическими условиями, способствующими формированию здесь пород-покрышек, может быть сформулирован следующим образом. Обнаружение целевых объектов, залегающих в разрезах дагинского горизонта, запечатанных окобыкайскими покрышками, следует ожидать в пределах всего Присахалинского шельфа

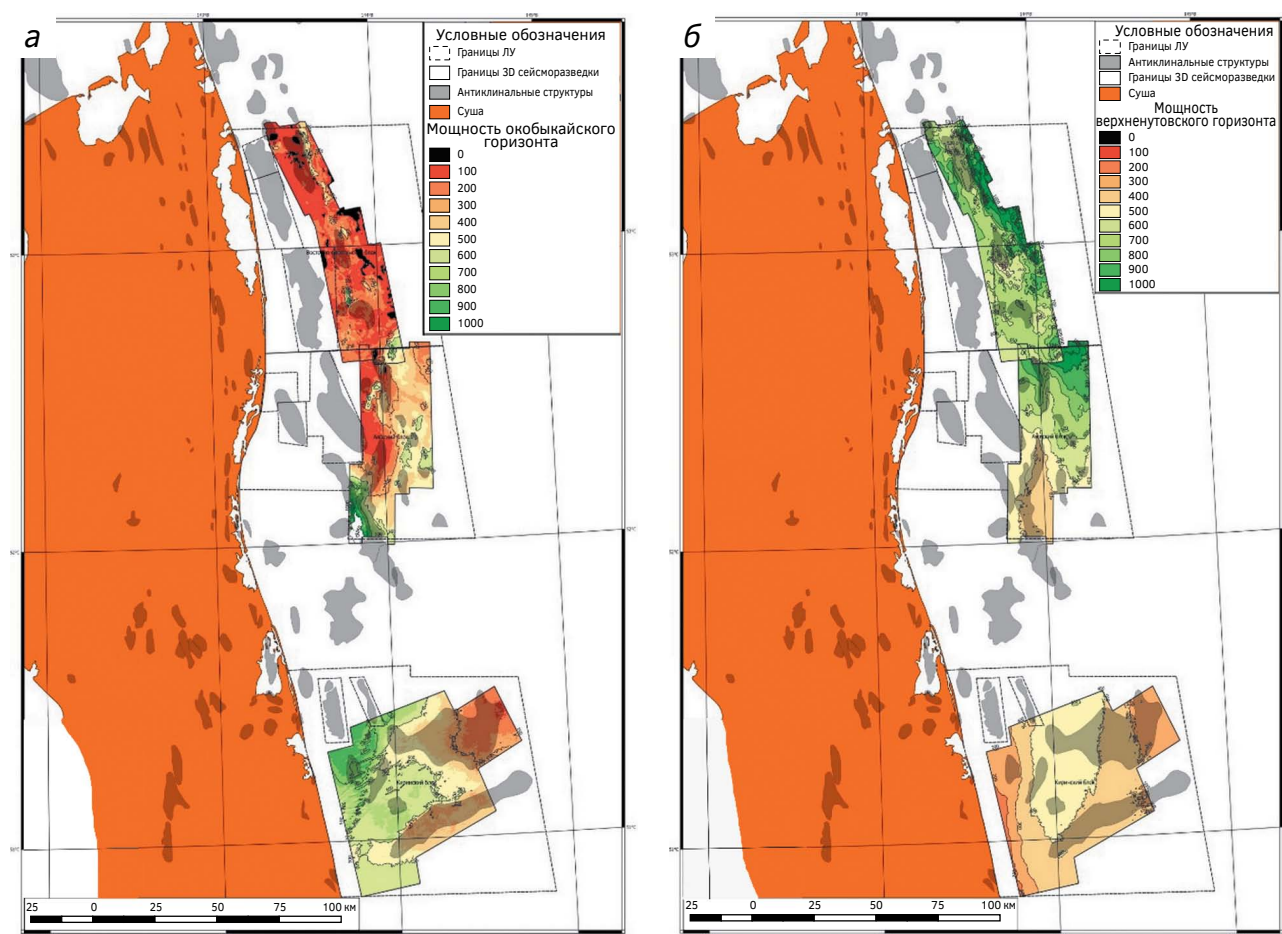


Рис. 6. Карта распространения пород-флюидоупоров (покрышек): а — окобыкайского горизонта в пределах лицензионных участков; б — верхненутовского подгоризонта в пределах лицензионных участков

Fig. 6. Map of the distribution of fluid-resistant rocks (tires) а — of the Okobikay horizon within the license areas; б — of the Verkhnenutovsky subhorizon within the license areas

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

в связи с тем, что во всем этом районе распространена окобыкская толща, разрез которой сложен в основном глинистыми породами, являющимися породами-покрышками, надежно экранирующими УВ скопления (особенно в тех местах, где ее мощность превышает 100 м), образовавшиеся в подстилающих окобыкскую свиту дагинских породах-коллекторах (рис. 6а).

Кроме того, глинистые породы-покрышки отмечены в разрезах нутовского горизонта. Это позволяет сформулировать еще один критерий прогнозирования скоплений УВ и определения первоочередных ГРП на Присахалинском шельфе. Обнаружение целевых объектов, залегающих в разрезах нижненутовского горизонта, запечатанных глинистыми покрышками, следует ожи-

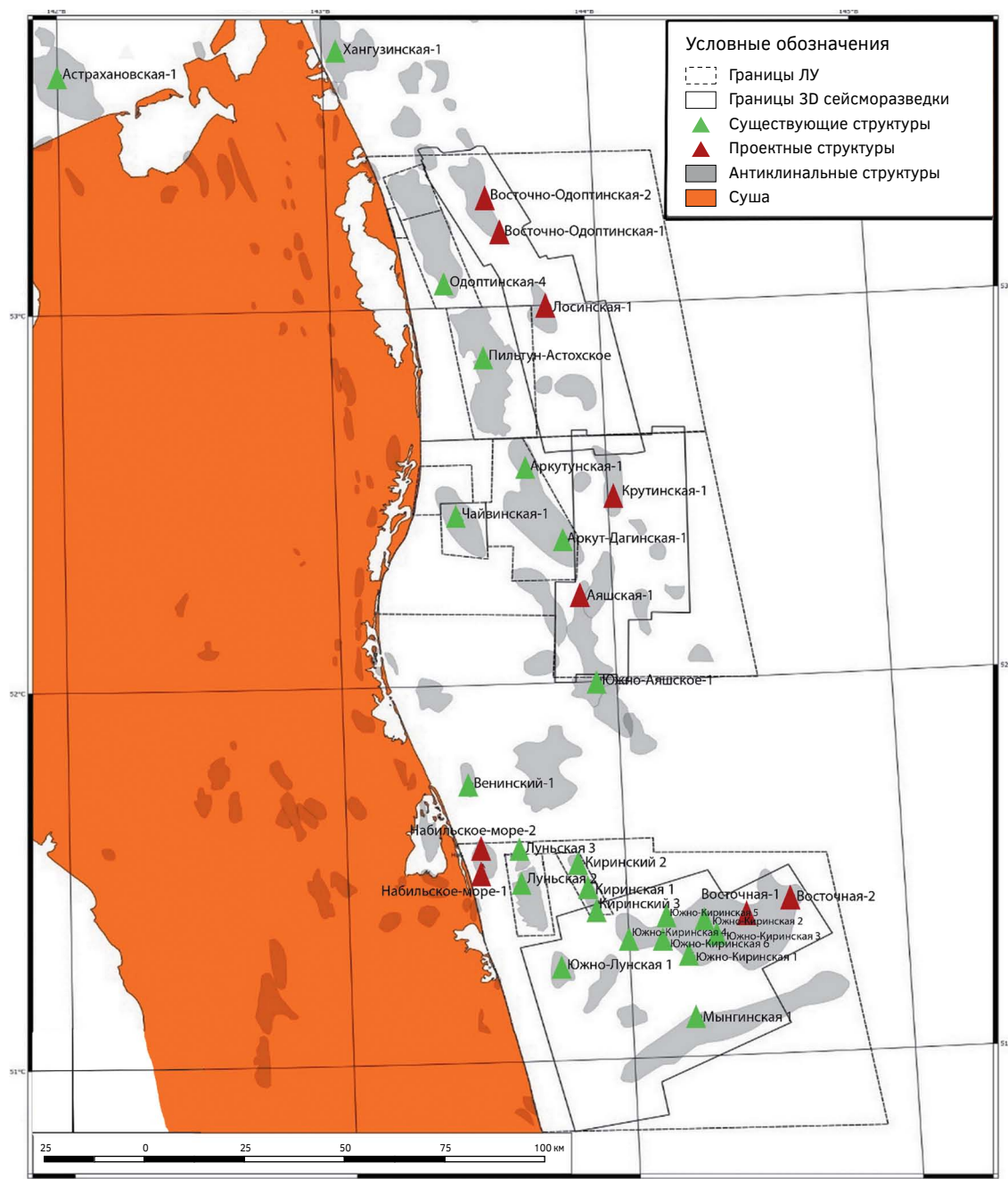


Рис. 7. Карта расположения проектных скважин
Fig. 7. Location map of project wells

дать в зонах распространения глинистых пластов в верхненутовском подгоризонте (рис. 6б) [6].

Заключение

Осадочный чехол Присахалинского шельфа начинается с палеогеновых отложений и состоит из четырех структурно-формационных комплексов: нижнепалеогеновый (доолигоценный), верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, среднемиоцен-нижнеплиоценовый и верхнеплиоценчетвертичный, формирование которых обусловлено проявлением определенных фаз складчатости, соответственно: ларамийской, курильской, алеутской и сахалинской. Три комплекса: верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный соответствуют трансгрессивно-регрессивным циклам [7].

В периоды максимальных трансгрессий (уйнийское, окобыкайское и верхненутовское время) формируются покрывки, а в периоды регрессий — коллекторские толщи (верхнедаехурийское, дагинское и нижненутовское время). Весьма перспективны в нефтегазоносном отношении нетрадиционные резервуары: баровые дельтовые

комплексы, турбидиты кремнистых толщ и глубоководные конусы выноса.

Анализ разработанных палеотектонических и палеогеографических критериев позволяет обосновать выбор первоочередных объектов ГРП и предложить соответствующие рекомендации (рис. 7). Составлены схемы с выделением зон, удовлетворяющих выработанным критериям. Для всех трех ЛУ требуется проведение стадии поисков и оценки месторождения (залей нефти и газа) поисково-оценочного этапа ГРП на выявленных структурах и завершение на уже открытых месторождениях стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации разведочно-эксплуатационного этапа ГРП. В пределах ЛУ выделены наиболее перспективные структуры и намечены скважины (см. рис. 7).

Основными НГК северо-восточного Сахалина и примыкающего шельфа являются окобыкайско-нижненутовский и уйнинско-дагинский; значительные перспективы связываются с трещинными коллекторами даехурийского комплекса. В разрезах этих НГК присутствуют три типа природных резервуаров: пластовый, массивно-пластовый и линзовидный.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексейчик С.Н., Арешев Е.Г., Борисова А.А., Грошев Г.Г., Евдокимова Т.И., Клецев А.А., Ковальчук В.С., Лушникова В.Е., Мавринский Ю.С., Мирзоев Р.С., Равдоникас О.В., Рубан В.Г., Тронов Ю.А. Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина. Л.: Недра, 1974. 183 с.
2. Алексейчик С.Н., Брутман В.Ш., Лившиц М.Х., Новиков Г.Н., Таболяков А.А. Направление поисков нефти и газа на шельфе Сахалина // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 52—63.
3. Алексейчик С.Н., Ковальчук В.С., Остистый Б.К., Равдоникас О.В., Игнатов М.Н., Шеремета О.О., Тронов Ю.А., Мирзоев Р.С., Арешев Е.Г., Таболяков А.А. Задачи уточнения прогноза нефтегазоносности Сахалина, основных направлений поисково-разведочных работ и пути их разрешения // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 5—17.
4. Арешев Е.Г., Брутман В.Ш., Клецев А.А., Мишаков Г.С. Некоторые особенности размещения залежей нефти и газа в неогеновых отложениях Северного Сахалина // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973. С. 22—32.
5. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О., Мустаев Р.Н. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря // Территория Нефтегаз. 2016. № 10. С. 24—32.
6. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Шилов Г.Я. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. М.: Недра, 2016. 410 с.
7. Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Карнаухов С.М., Сенин Б.В. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. М.: Недра, 2014. 460 с.
8. Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. СПб.: Недра, 2005. 384 с.
9. Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Макарова А.Ю. Особенности состава и свойства продуктивных пород дагинского горизонта месторождений Киринского блока // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 12. С. 37—44.
10. 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—27.
11. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Синявская О.С., Сизиков Е.А. Оценка углеводородного потенциала генерационно-аккумуляционных углеводородных систем Охотского моря // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. С. 18—30.
12. Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И., Леончик М.И., Мустаев Р.Н. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий.

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

М.: Недра, 2020. 341 с.

13. Sinyavskaya O.S., Kerimov V.Yu., Sizikov E.A., Makarova A.U., Lavrenova E.A. The estimation of hydrocarbon potential of the generative-accumulative

hydrocarbon systems in the Okhotsk sea // In book: Geomodel 2015 — 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2015. P. 518—522.

REFERENCES

1. Alekseychik S.N., Areshev E.G., Borisova A.A., Groshev G.G., Evdokimova T.I., Kleshev A.A., Kovalchuk V.S., Lushnikova V.E., Mavrinsky Yu.S., Mirzoev R.S., Ravdonikas O.V., Ruban V.G., Tronov Yu.A. Geology of Sakhalin oil and gas fields. Leningrad: Nedra, 1974. 183 p. (In Russian).
2. Alekseychik S.N., Brutman V.Sh., Livshits M.H., Novikov G.N., Taboyakov A.Ya. Direction of oil and gas searches on the Sakhalin shelf // Main directions of oil and gas searches on Sakhalin. Vladivostok, 1969. P. 52—63 (In Russian).
3. Alekseychik S.N., Kovalchuk B.C., Ostistiy B.K., Ravdonikas O.V., Ignatov M.N., Sheremeta O.O., Tronov Yu.A., Mirzoev R.S., Areshev E.G., Taboyakov A.Ya. Tasks of refining the forecast of Sakhalin's oil and gas potential, the main directions of exploration and ways of their resolution // The main directions of the search for oil and gas on Sakhalin. Vladivostok, 1969. P. 5—17 (In Russian).
4. Areshev E.G., Brutman V.Sh., Kleshchev A.A., Mishakov G.S. Some features of the placement of oil and gas deposits in the Neogene deposits of Northern Sakhalin // Geology and development of Sakhalin oil fields. Moscow, 1973. P. 22—32 (In Russian).
5. Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O., Mustaev R.N. Improving the efficiency and safety of prospecting, exploration and development of oil and gas fields in the waters of the Sea of Okhotsk // The territory of Neftegaz. 2016. No. 10. P. 24—32 (In Russian).
6. Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Senin B.V., Shilov G.Ya. Geology, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in the waters of the world Ocean. Moscow: Nedra, 2016. 410 p. (In Russian).
7. Glumov I.F., Gulev V.L., Karnaukhov S.M., Senin B.V. Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deepwater basin and adjacent shelf zones. Moscow: Nedra, 2014. 460 p. (In Russian).
8. Jafarov I.S., Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya. Shelf, its study and significance for the search and exploration of oil and gas accumulations. St. Petersburg: Nedra, 2005. 384 p. (In Russian).
9. Dzyublo A.D., Shnip O. A., Makarova A. Yu. Features of the composition and properties of productive rocks of the Daginsky horizon of the Kirinsky block deposits // Oil, gas and business. 2014. No. 12. P. 37—44 (In Russian).
10. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Yu. Conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk // Oil economy. 2015. No. 8. P. 22—27 (In Russian).
11. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Sinyavskaya O.S., Sizikov E.A. Assessment of the hydrocarbon potential of generation and accumulation hydrocarbon systems of the Sea of Okhotsk // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2015. P. 18—30 (In Russian).
12. Senin B.V., Kerimov V.Yu., Bogoyavlensky V.I., Leonchik M.I., Mustaev R.N. Oil and gas provinces of the seas of Russia and adjacent water areas. Moscow: Nedra, 2020. 341 p. (In Russian).
13. Sinyavskaya O.S., Kerimov V.Yu., Sizikov E.A., Makarova A.U., Lavrenova E.A. The estimation of hydrocarbon potential of the generative-accumulative hydrocarbon systems in the Okhotsk sea In the collection: Geomodel 2015, 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2015. P. 518—522.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Керимов В.Ю. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кислер Д.А. — внес вклад в работу при построении и моделировании зон распространения структур Мынгинского и Кишинского типа и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vagif Yu. Kerimov — 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.

Denis A. Kisler — contributed to the work in the construction and modeling of the distribution zones of the structures of the Mynginsky and Kirinsky types and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Шатыров А.К. — внес вклад в работу при построении и моделировании распространения зон флюидоупоров и коллекторов горизонтов и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Идиятуллина Э.З. — присоединилась к подготовке текста статьи, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anar K. Shatyrov — contributed to the work on the construction and modeling of the propagation of zones of fluid barriers and reservoirs of horizons and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elmira Z. Idiyatullina — joined the preparation of the text of the article, translated into English and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

Vagif Yu. Kerimov — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Prof., academician of the RANS, Honored Geologist of the Russian Federation, Head 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: kerimovvy@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN-code: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

Кислер Денис Александрович — заместитель генерального директора — директор разведочной геофизики ООО «ТНГ-Групп».

21, ул. Ворошилова, г. Бугульма 423236, Россия
e-mail: kisler@tngf.tatneft.ru
тел.: +7 (919) 622-20-96

Denis A. Kisler — Deputy General Director — Director of Exploration Geophysics of TNG-Group LLC.

21, Voroshilova str., Bugulma 423236, Russia
e-mail: kisler@tngf.tatneft.ru
tel.: +7 (919) 622-20-96

Шатыров Анар Камандарович* — инженер лаборатории «Моделирование углеводородных систем» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
тел.: +7 (926) 142-77-63
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Anar K. Shatyrov* — engineer of the Laboratory “Modeling of Hydrocarbon Systems” of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya st., Moscow 117997, Russia
e-mail: anar.shatyrov@mail.ru
tel.: +7 (926) 142-77-63
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Идиятуллина Эльмира Занфировна — студентка 5-го курса 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: idiyatullinae@icloud.com
тел.: +7 (917) 492-12-71
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7192-9015>

Elmira Z. Idiyatullina — 5th year student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: idiyatullinae@icloud.com
tel.: +7 (917) 492-12-71
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7192-9015>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



СВЯЗЬ АНОМАЛИЙ В ГЛУБИННОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА С ПРОЯВЛЕНИЯМИ ДИНАМОКАТАГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ ВПАДИНЫ ЧДЖИН НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА БОХАЙ)

Н.А. КАСЬЯНОВА*, Ш. ЦЮ

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Работами ряда исследователей доказана заметная роль динамокатагенеза в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении, при этом с оговоркой, что проявления динамокатагенеза связаны с тектоническими нарушениями избирательно. Остается неизвестным, с какими именно морфодинамическими характеристиками разрывных нарушений связаны проявления динамокатагенеза и каковы фактические количественные характеристики самих проявлений катагенеза. Эти исследования имеют большое значение для оценки нефтегазообразования и нефтегазонакопления для любой территории, особенно при прогнозе нетрадиционных ресурсов и запасов нефти и газа.

Цель. Установить причину и исследовать фиксируемые аномалии в глубинной зональности катагенетической преобразованности органического вещества для понимания условий образования углеводородов во впадине Чджин нефтегазоносного бассейна Бохай.

Материалы и методы. Исследования проведены на скважинном уровне на основе комплексного анализа большого объема новейших данных геолого-геофизических и геохимических исследований (данные нефтяной компании «Шэнли» АКОО «Синопек»).

Результаты. На скважинном уровне установлен динамический тип катагенеза органического вещества. Дана структурно-кинематико-возрастная характеристика разрывных нарушений, к которым приурочены проявления динамокатагенеза. Определены фактические количественные выражения теплового воздействия разрывных нарушений на породы осадочной толщи.

Заключение. Проведенные исследования показали, что имеющие место аномалии в глубинной зональности преобразованности органического вещества, не связанные с региональным погружением, связаны с проявлениями динамокатагенеза.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, впадина Чджин, разлом, динамокатагенез

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Касьянова Н.А., Цю Ш. Связь аномалий в глубинной зональности катагенеза органического вещества с проявлениями динамокатагенеза (на примере впадины Чджин нефтегазоносного бассейна Бохай). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):22—28. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-22-28>

Статья поступила в редакцию 11.12.2022

Принята к публикации 30.01.2023

Опубликована 31.01.2023

* Автор, ответственный за переписку

RELATIONSHIP BETWEEN ANOMALIES IN THE DEEP ZONALITY OF ORGANIC MATTER CATAGENESIS AND DYNAMOCATAGENAISE MANIFESTATIONS (ON EXAMPLE OF THE CHEZHEN SAG OF THE BOHAI OIL AND GAS BASIN)

NATALIA A. KASYANOVA*, SHIZHE QIU

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

ABSTRACT

Background. The role of dynamocatagenesis in oil and gas formation has been confirmed in a number of publications. However, all of them indicate that dynamocatagenesis manifestations are associated with tectonic disorders selectively. It remains unclear which morphodynamic characteristics of tectonic disorders relate to dynamocatagenesis manifestations, and which values the actual quantitative characteristics of dynamocatagenesis manifestations obtain. Research in this direction is of importance for assessing oil and gas formation in any area, particularly when forecasting unconventional oil and gas resources.

Aim. To determine the reasons for the appearance of anomalies recorded in the deep zonality of the catagenetic transformation of organic matter within the Chezhen Sag of the Bohai oil and gas basin in order to understand conditions for the formation of hydrocarbons.

Materials and methods. Studies were conducted at the borehole level, based on a comprehensive analysis of the latest geological, geophysical, and geochemical information obtained by the Sinopec Shengli Oilfield Company.

Results. At the borehole level, the dynamic type of catagenesis of organic matter was established. A structural-kinematic-age characteristic of faults, to which dynamocatagenesis manifestations are confined, was described. Actual quantitative expressions of thermal impact of faults on the rocks of sedimentary strata were determined.

Conclusion. The conducted research confirmed that anomalies in the deep zonality of organic matter catagenesis are related to dynamocatagenesis manifestations, rather than to the regional immersion.

Keywords: oil and gas basin, Chezhen sag, fault, dynamocatagenesis

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

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

For citation: Kasyanova N.A., Qiu Sh. Relationship between anomalies in the deep zonality of organic matter catagenesis and dynamocatagenaise manifestations (on example of the Chezhen sag of the Bohai oil and gas basin). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):22—28. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-22-28>

Manuscript received 11 December 2022

Accepted 30 January 2023

Published 31 January 2023

* Corresponding author

Нефтегазоносный бассейн Бохай — крупнейший в Китае, занимает залив (Бохай) Желтого моря и прилегающие районы суши общей площадью около 200 тыс. км² (рис. 1). Формирование кайнозойского осадочного бассейна Бохай, как и других многочисленных бассейнов восточной окраины Восточного

Китая, связано с кайнозойской гигантской Восточно-Китайской рифтовой системой с главным разломом Тан-Лу северо-восточной ориентировки и шириной 80 км [7, 11—13], относящимся к литосферным разломам, с глубиной проникновения 90 км [15]. Восточно-Китайская рифтовая система

является частью Восточно-Азиатской глобальной сдвиговой зоны, которая протягивается в север-северо-восточном направлении от Южно-Китайского до Восточно-Сибирского моря и контролирует окраинно-континентальный вулканический пояс, который с небольшими перерывами прослеживается от Юго-Восточного Китая до Чукотки [7].

Наиболее энергичные тектонические активности в данном суперрегионе каждый раз ознаменовывались широкомасштабным магматизмом [14]. Так, в кайнозойскую эру широкомасштабное тектоническое растяжение трижды сопровождалось широкой активизацией вулканической деятельности в Восточном Китае, в режиме которой зафиксированы три активности: в позднем миоцене, среднем плейстоцене и в историческое время (1719—1721 гг.) [1].

Как результат высокой геодинамической нестабильности в регионе, в пределах изучаемой впадины Чджин нефтегазоносного бассейна Бохай развита сложная разломная система, включающая разломные системы разных генераций [9]: молодые/кайнозойские (СВ и СЗ ориентировки сбросы и сбросо-сдвиги) и древние (субширотные, взбросо-сдвиги). Все древние и некоторые кайнозойские разломы корнями уходят в фундамент.

Нестабильная геодинамическая ситуация в регионе сохраняется до сих пор, о чем убедительно свидетельствуют аномально повышенные величины тепловых потоков в пределах активных структур растяжения, которые испытали термальное влияние вертикально поднимающихся литосферных и мантийных диапиров. Так, в районе исследования фоновые величины тепловых потоков

повышенные (60—80 мВт/м²), имеются аномалии (более 100 мВт/м²) [2]. Геотермический градиент над магматическими массивами составляет 4,0—5,0 °С/100 м (на фоне 2,5—3,0 °С/100 м), что отражается в дополнительном прогреве пород осадочного чехла [4].

Первым, кто обозначил и применил связь аномального локального прогрева пород с тектоническими нарушениями к нефтегазовой геологии, был Б.А. Соколов, автор термина «динамокатагенез» (1975) (рост давления и температуры в зонах тектонических нарушений). Вскоре появились тематические публикации, в которых утверждалось, что сейсмотектонические процессы — фактор, вызывающий преобразование органического вещества осадочных пород [6, 10]. Первая попытка количественной оценки динамокатагенетического фактора была предпринята А.Н. Резниковым (1988). В геологической литературе всё чаще встречаются работы, в которых приводятся материалы, в том числе экспериментальные данные, указывающие на возможное тепловое и динамическое воздействие на породы в природных условиях [5, 8].

Материалы и методы

В исследовании использован большой объем новейших данных бурения поисково-разведочных скважин и лабораторных геохимических исследований (определение отражательной способности витринита), предоставленные для исследования нефтяной компанией «Шэнли» АКОО «Синопек». Исследования проведены методом комплексного анализа разноплановой информации: геолого-геофизической, геодинамической, геохимической и промысловой.

Результаты и обсуждение

Приведены результаты исследования, выполненного на скважинном уровне.

Ниже представлены фактические геолого-геохимические данные, свидетельствующие о локализованном проявлении динамокатагенеза органического вещества, с указанием количественных характеристик теплового воздействия разлома на окружающие его породы осадочной толщи.

Для впадины Чджин установлено [3], что тектонический фактор контролирует термобарические условия в залежах. Локализованные по площади (охватом 1—3 скважины) зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и повышенных температур приурочены к разрывным нарушениям молодого возраста (флюидопроницаемым). В зонах

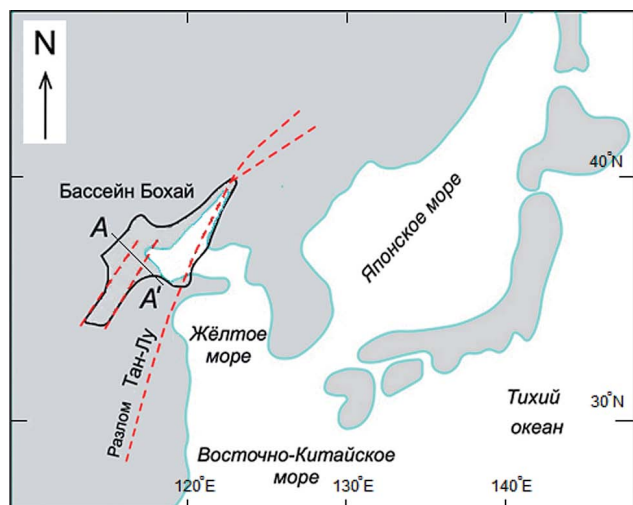


Рис. 1. Местоположение района исследования
Fig. 1. Location of the study area

АВПД, в частности палеогеновых (эоценовых) нефтяных залежей, значения глубинного градиента пластового давления достигают 1,34 (на фоне 0,7—1,0), значение геотермического градиента 4,9 °C/100 м. Сильное тепловое воздействие отражается и на физических свойствах нефтей (вязкость нефтей меньше на 2—3 порядка, плотность снижена).

Анализ глубинной зональности катагенеза органического вещества, заключенного в породах осадочной толщи, показал:

- в целом для впадины Чджин прямой зависимости степени катагенетической преобразованности ОВ от глубины его захоронения нет (коэффициент корреляции 0,59) (рис. 2а):

- *отдельно* для палеозойского разреза впадины (рис. 2б) коэффициент корреляции между рассматриваемыми параметрами составляет 0,77;

- *отдельно* для палеогенового (эоценового) разреза (рис. 2в) зависимость степени преобразованности ОВ от глубины почти прямая (коэффициент корреляции 0,98).

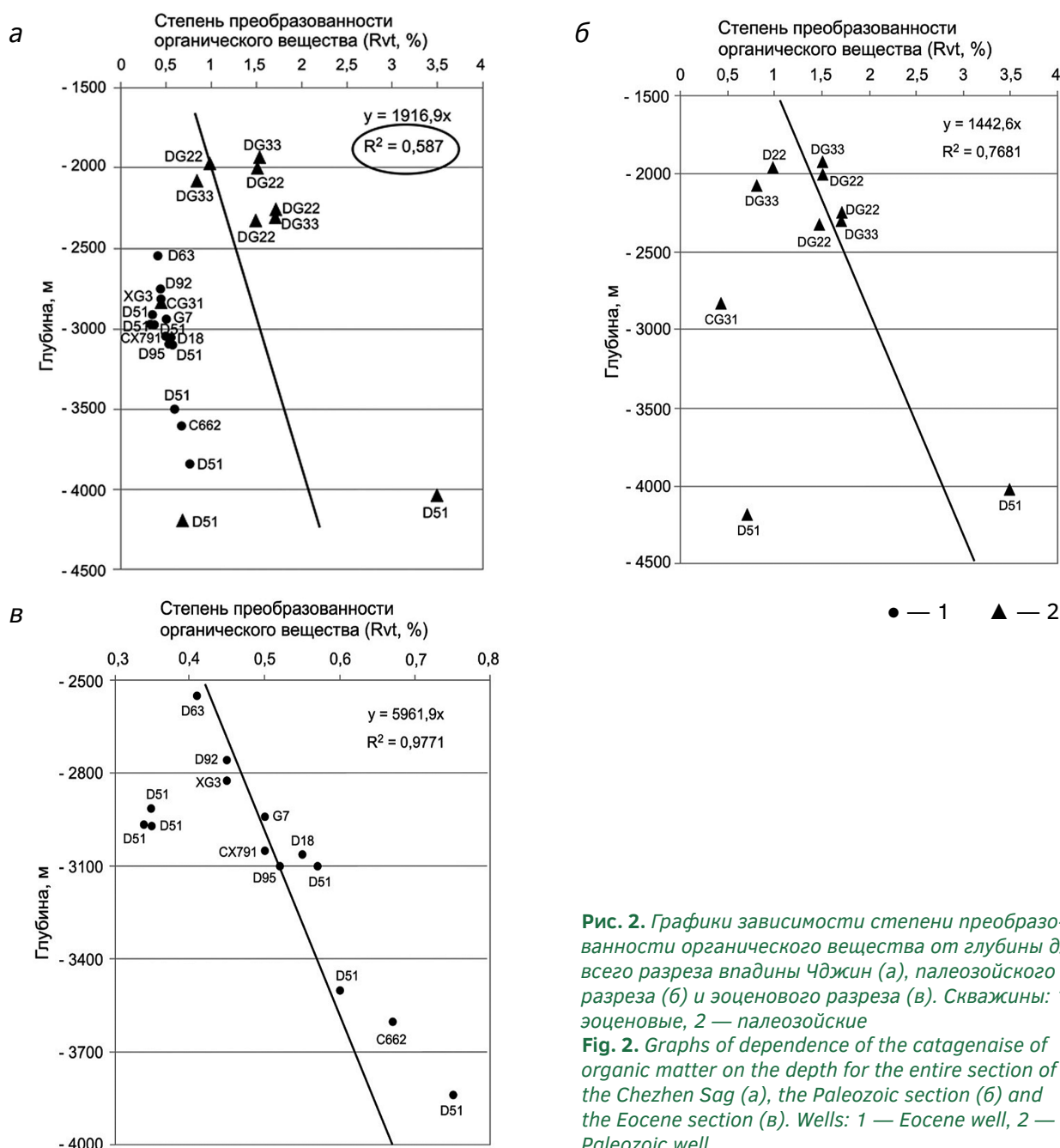


Рис. 2. Графики зависимости степени преобразованности органического вещества от глубины для всего разреза впадины Чджин (а), палеозойского разреза (б) и эоценового разреза (в). Скважины: 1 — эоценовые, 2 — палеозойские

Fig. 2. Graphs of dependence of the catagenise of organic matter on the depth for the entire section of the Chezhen Sag (а), the Paleozoic section (б) and the Eocene section (в). Wells: 1 — Eocene well, 2 — Paleozoic well

Наблюдаемые противоречия в глубинной зональности катагенеза ОВ имеют тектоническую природу: 1) в результате тектонических реконструкций в регионе более прогретые палеозойские толщи на значительной части впадины оказались в современной геоструктуре впадины на небольших глубинах (1—1,5 км); 2) глубинные разломы, относящиеся к системе главного в регионе литосферного разлома Тан-Лу СВ ориентировки, оказывали сильное (локальное) тепловое воздействие на породы, что фиксируется на скважинном уровне.

На примере скважины D51 (рис. 3), по которой исследовано 8 образцов разновозрастных аргиллитов (эоцен-ордовикского возраста), показано, что степень преобразованности ОВ пласта Ш-1 горизонта Шахэцхе (эоцен) соответствует диагенезу (ПК2); пластов Ш-2 и Ш-3 — катагенезу (МК1—МК2); нижнепермских отложений на участке пересечения скважиной разлома — метагенезу (АК2), ордовикских отложений — катагенезу (МК2).

Участок аномально высокой степени преобразованности ОВ ($R_{vt} = 3,5\%$) на глубине 4038,2 м совпадает с участком пересечения скважиной кайнозойского сброса СВ ориентировки. Здесь степень преобразованности ОВ, заключен-

ного в нижнепермских отложениях, увеличена на 2 градации (метагенез АК2) относительно соседних сверху (эоценовых) и снизу (ордовикских) отложений (катагенез МК2). Происхождение фиксируемой катагенетической аномалии, вероятнее всего, имеет миграционно-геодинамическую природу и указывает на активную миграцию (снизу вверх) сильно прогретых глубинных флюидов в проницаемом трещинном пространстве данного разрывного нарушения (молодого возраста, СВ ориентировки).

Таким образом, на примере скважины D51, зафиксировавшей проявление динамокатагенеза, установлены **фактические количественные выражения теплового воздействия разрывного нарушения** (молодого возраста, СВ ориентировки, сброса) на породы осадочной толщи:

- локализованный (по разрезу) аномально высокий катагенез органического вещества, совпадающий с участком пересечения скважиной проницаемого разрывного нарушения, отличается от фоновых значений (по разрезу) на две градации, что может иметь миграционно-геодинамическую природу;

- радиус сильного теплового воздействия разлома на окружающие его породы осадочной толщи составляет 100—150 м.

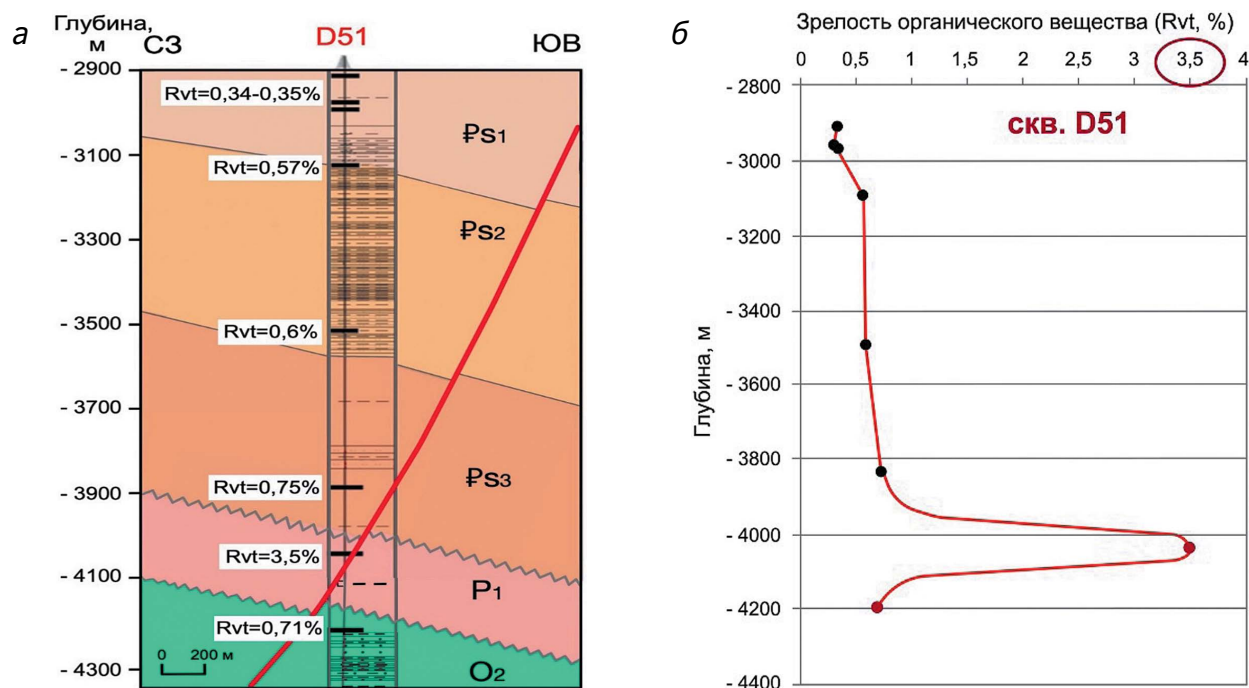


Рис. 3. Распределение степени катагенетической преобразованности по глубине органического вещества, заключенного в аргиллитах эоцен-ордовикского разреза в пределах скважины D51

Fig. 3. Distribution of the degree of catagenetic transformation of organic matter on depth, enclosed in the argillites of the Eocene-Ordovician section within the well D51

Заключение

По результатам проведенного исследования, выполненного на скважинном уровне, установлено, что аномалии в глубинной зональности катагенеза органического вещества связаны с проявлениями динамокатагенеза. Дана структурно-кинематико-возрастная характеристика разрывных нарушений, к которым приурочены проявления динамокатагенеза. Определены фактические количественные выражения теплового воздействия разрывных нарушений на окружающие его породы.

Эти новые полученные знания имеют важное теоретическое и практическое значение, которые целесообразно учитывать при оценке/ уточнении генерационного потенциала нефтематеринских толщ, при геомоделировании углеводородных систем нефтегазоносных бассейнов, при прогнозе нетрадиционных ресурсов и запасов нефти и газа, особенно при поисках трещинной сланцевой нефти и газа, имеющей наибольший поисковый интерес, в частности в Китае.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грачев А.Ф. Основные проблемы новейшей тектоники и геодинамики северной Евразии // Физика Земли. 1996. № 12. С. 5—36.
2. Лысак С.В. Термальная эволюция, геодинамика и современная геотермальная активность Китайской плиты // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 9. С. 1058—1071.
3. Касьянова Н.А., Цю Ш. Структурно-геодинамический контроль аномальных термобарических условий в залежах нефти и физических свойств нефтей впадины Чджин депрессии Цзиян (Восточный Китай) // Горный журнал. 2022. № 9. С. 9—14.
4. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2009. № 50(11). С. 1191—1200.
5. Сианисян Э.С., Резников А.Н. Опыт оценки палеотемператур и динамокатагенетического фактора осадочных отложений на примере сверхглубоких скважин Предкавказья // Литология и полезные ископаемые. 1994. № 3. С. 140—143.
6. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. и др. Сейсмостектонические процессы – фактор, вызывающий преобразование органических веществ осадочных пород / Доклады Академии наук СССР, 1983. № 3. С. 1460–1464.
7. Уткин В.П., Митрохин А.Н., Неволин П.Л. Сдвиговой континентальный рифтогенез восточной окраины Азии // Литосфера. 2016. № 4. С. 5—29.
8. Царев В.В., Скачек К.Г., Бакуев О.В., Еремин Ю.Г., Костров Ю.В., Беляев М.О. Влияние тектонических факторов на постседиментационное преобразование пород и его связь с генерацией и накоплением углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 14—19.
9. Цю Ш., Касьянова Н.А. Особенности геологического строения, эволюции тектонического развития и нефтегазоносности впадины Чджин (бассейн залива Бохай) // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. Т. 63. № 5. С. 8—16.
10. Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. и др. Влияние тектоносейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука, 1985. 224 с.
11. Tian J.H., Luo Y. Characteristics of stress field in mainland China and surrounding areas // Earthquake. 2019. Vol. 39. No 2. P. 110—121.
12. Xu J.W., Zhu G. Tectonic models of the Tan-Lu fault zone, eastern China // International Geology Review. 1994. Vol. 36. P. 771—784.
13. Zhang J., Li W., Wu Z., et al. Structural Characteristics of Tan-Lu Fault Zone in South Area of Bohai Sea and Its Control on Basin Structure // Earth Science. 2017. Vol. 42. No. 9. P. 1549—1564.
14. Zhang Y., Ma Y., Yang N., et al. Cenozoic extensional stress evolution in North China // Journal of Geodynamics. 2003. Vol. 36. No. 5. P. 6—13.
15. Zhao L. The Interplay between Extension and Strike-slip Faulting in Western Shandong Rise — Jiyang Depression since Late Mesozoic: Doctoral dissertation. China University of Petroleum (East China), 2015. 134 p.

REFERENCES

1. Grachev A.F. The main problems of the latest tectonics and geodynamics of the North Eurasia // Earth's Physics. 1996. No. 12. P. 5—36 (In Russ.).
2. Lysak S.V. Thermal history, Geodynamics, and Current Thermal activity of Lithosphere in China // Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50. No. 9. P. 1058—1071 (In Russ.).
3. Kasyanova N.A., Qiu Sh. Structural and geodynamic control of abnormal thermobaric conditions and physical properties of oil reservoirs in the Chezhen sag of the Jiyang depression, East China // Mining Journal. 2022. Vol. 9(2302). P. 9—14.
4. Kontorovich A.EH., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin // Geology and Geophysics, 2009. Vol. 50(11). P. 1191—1200 (In Russ.).
5. Sianisyan E.S., Reznikov A.N. The experience of

- assessing of paleo-temperature and dynamic-cata-genetic factor of sediments on the example of ultra-deep wells of the Ciscaucasia // *Lithology and Mineral Resources*. 1994. No. 3. P.140—143 (In Russ.).
6. Trofimuk A.A., Cherskiy N.V., Tsarev V.P., et al. Seismotectonic processes as factor resulting in transformation of organic matter of sedimentary rocks // *Proceedings of the USSR Academy of Science*, 1983. No 3. Pp.1460-1464.
 7. Utkin V.P., Mitrokhin A.N., Nevolin P.L. Strike-slip related continental rifting of the eastern margin of Asia // *Lithosphere*. 2016. No. 4. P. 5—29 (In Russ.).
 8. Tsarev V.V., Skachek K.G., Bakuev O.V., Eremin Yu.G., Kostrov Yu.V., Belyaev M.O. Influence of tectonic factors on post-sedimentation transformation of rocks and its relation to generation and accumulation of hydrocarbons // *Oil Industry*, 2020. No. 10. P. 14—19 (In Russ.).
 9. Qiu Sh., Kasyanova N.A. Features of the geological structure, tectonic development and oil and gas potential of the Chezhen sag (Bohai bay basin). *Proceedings of higher educational establishments // Geology and Exploration*. 2020. Vol. 63. No. 5. P. 8—16 (In Russ.).
 10. Cherskiy N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I., et al. Impact of tectonoseismic processes on hydrocarbon generation and accumulation. Novosibirsk: Nauka Publ., 1985. 224 p.
 11. Tian J.H, Luo Y. Characteristics of stress field in mainland China and surrounding areas // *Earthquake*. 2019. Vol. 39. No 2. P. 110—121.
 12. Xu J.W, Zhu G. Tectonic models of the Tan-Lu fault zone, eastern China // *International Geology Review*. 1994. Vol. 36. P. 771—784.
 13. Zhang J., Li W., Wu Z., et al. Structural Characteristics of Tan-Lu Fault Zone in South Area of Bohai Sea and Its Control on Basin Structure // *Earth Science*. 2017. Vol. 42. No. 9. P. 1549—1564.
 14. Zhang Y., Ma Y., Yang N., et al. Cenozoic extensional stress evolution in North China // *Journal of Geodynamics*. 2003. Vol. 36. No. 5. P. 6—13.
 15. Zhao L. The Interplay between Extension and Strike-slip Faulting in Western Shandong Rise-Jiyang Depression since Late Mesozoic: Doctoral dissertation. China University of Petroleum (East China), 2015. 134 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHORS CONTRIBUTIONS

Касьянова Н.А. — внесла вклад в решение проблемы использования структурно-геодинамических исследований для изучения степени катагенетической преобразованности органического вещества при поисках месторождений углеводородов, в разработку концепции статьи, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Цю Ш. — собрала исходный фактический материал, подготовила графику, приняла участие в разработке концепции статьи и подготовке текста статьи.

Natalia A. Kasyanova — contributed to solving of problem of using structural-geodynamic studies to study the catagenesis of organic matter in the search for hydrocarbon deposits; contribution to the development of the concept of the article, prepared the text of article and agrees to take responsibility for all aspects of the article.

Shizhe Qiu — collected initial actual data, made the graphics, took part in the development of the concept of the article and the preparation of article text.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT AUTHORS

Касьянова Наталья Александровна* — профессор кафедры «Геология и разведка месторождений углеводородов» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия e-mail: nkasyanova@mail.ru

Цю Шичжэ — аспирант кафедры «Геология и разведка месторождений углеводородов» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия e-mail: qiushizhe@qq.com

Natalia A. Kasyanova* — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Professor of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia e-mail: nkasyanova@mail.ru

Qiu Shizhe — postgraduate student, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia e-mail: qiushizhe@qq.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>
УДК 622.276



АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

К.О. ЩЕРБАКОВА

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Добыча нефти и газа горизонтальными скважинами, несмотря на все их преимущества, подвержена осложнениям при разработке и эксплуатации. Запасы месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, со временем переходят в категорию трудноизвлекаемых запасов, эксплуатация нефти и газа зачастую сопряжена с высокой обводненностью добываемой продукции, значительным падением пластового давления, выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Цель. Анализ проблемы раннего обводнения скважин с горизонтальным окончанием и исследование существующих решений на сегодня.

Материалы и методы. Исследования зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти, анализ кривых падения дебита, графическая диагностика развития обводнения.

Результаты. Определена прогнозная накопленная добыча путем продолжения линейной зависимости до экономического предела, построен график в полулогарифмических координатах для анализа кривых падения дебита, по форме графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) от времени в логарифмических координатах определен тип проблемы раннего обводнения скважин.

Заключение. Одной из самых значительных проблем в процессе разработки месторождения является высокая обводненность добываемой продукции. По данным на 2020 год, средняя обводненность на основных месторождениях России составляет не менее 85%, а массовое соотношение добытой нефти и попутной воды приближается к значению 1:7.

Перспективным направлением в сфере водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах является применение водорастворимых полимеров, так как данная группа технологий показывает эффективность при ограничении водопритока в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Ключевые слова: разработка, эксплуатация, горизонтальный ствол, обводненность

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):29—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>

Статья поступила в редакцию 15.12.2022

Принята к публикации 30.01.2023

Опубликована 31.01.2023

THE PROBLEM OF HIGH WATER CUT IN THE PRODUCTS OF HORIZONTAL WELLS

KSENIIA O. SHCHERBAKOVA

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

ABSTRACT

Background. The production of oil and gas by horizontal wells, despite all its advantages, is subject to exploratory and operational complications. At the final stage of their development, such fields become hard-to-recover reserves. Production of oil and gas is often associated with a high water cut, a significant drop in reservoir pressure, and precipitation of asphaltene deposits.

Aim. To analyze the problem of early indication of flooding of horizontal wells and do research on existing solutions nowadays.

Materials and methods. The dependence of the logarithm of the water-oil ratio on the cumulative oil production was investigated. An analysis of production decline curves was carried out, along with a graphical diagnostics of flooding evolution.

Results. The anticipated cumulative production of a well was determined by continuing the linear dependence to its economic limit. A graph was plotted in semi-logarithmic coordinates for the analysis of production decline curves. According to the dependence of the water-oil ratio versus time, the type of early well flooding was determined in logarithmic coordinates.

Conclusion. One of the most significant problems in the development of horizontal wells consists in the high water cut of the obtained products. According to the data for 2020, the average water cut in the main fields of Russia comprises at least 85%, with the mass ratio of produced oil and associated water approaching 1:7. The use of water-soluble polymers for waterproofing of horizontal wells can be considered a promising direction due to their efficiency in limiting water inflow in vertical and directional wells.

Keywords: development, operation, horizontal wells, water cut

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

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

For citation: Shcherbakova K.O. The problem of high water cut in the products of horizontal wells. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):29—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>

Manuscript received 15 December 2022

Accepted 30 January 2023

Published 31 January 2023

Количество скважин с горизонтальным окончанием ствола постоянно увеличивается в России и во всем мире. В 70—80-е годы предыдущего столетия эксплуатация месторождений горизонтальными скважинами была редким явлением и служила скорее способом демонстрации инновационных решений техники и технологии. На сегодня бурение скважин с горизонтальным окончанием является производственной необходимостью, о чем свидетельствуют статистические данные. В 2010 году доля горизонтального бурения в эксплуатационном бурении составляла 10%, в 2019-м — 45% [3].

Добыча нефти и газа с помощью горизонтальных стволов обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными вертикальными скважинами. Общими преимуществами являются:

- снижение количества скважин;
- увеличение дебита скважин;
- увеличение коэффициента извлечения нефти;
- снижение капитальных затрат на тонну добываемой нефти.

Средний дебит скважины с горизонтальным окончанием может быть в несколько раз выше дебита вертикальной и наклонно-направленной скважины, а значит, горизонтальный ствол может быть

эквивалентен нескольким вертикальным скважинам [5]. С развитием методов строительства скважин стало возможно бурение многоствольных и многозабойных скважин разного профиля. Такие скважины могут иметь дебит, значительно превышающий дебит одиночной горизонтальной скважины.

Вследствие увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования приток нефти и газа происходит более интенсивно, за счет чего увеличиваются дебиты скважин, а также коэффициент охвата разработкой и вытеснения нефти и газа.

С помощью направленного бурения, частью которого является строительство горизонтальных стволов, стало возможным обеспечение бурения под моря, озера и искусственные сооружения, строительство скважин с площадок ограниченных размеров, с морских буровых платформ, обход аварийных зон, глушение фонтанов и разработка крутопадающих залежей.

Однако применение горизонтальных стволов обладает своими недостатками. По условиям экономической эффективности строительству горизонтальных скважин в России удовлетворяют только 42% случаев, в США — 65%. В Российской Федерации 71,5% горизонтальных скважин имеют более высокий дебит нефти по сравнению с вертикальными скважинами [9].

Одним из основных отрицательных аспектов строительства горизонтальных скважин является стоимость их бурения. По данным авторов [9], в России стоимость строительства горизонтальных стволов в 1,2—5 раз превышает стоимость строительства вертикальных скважин (в среднем в 3,2 раза), а в США — в 2 раза. Также увеличивается стоимость метра скважины и объем бурения по отдельной скважине. Во время эксплуатации снижение дебита горизонтальной скважины происходит более интенсивно, чем вертикальной, но накопленная добыча в первом случае зачастую выше.

Следует сказать, что строительство и эксплуатация горизонтальных стволов технически и технологически являются более сложными процессами по сравнению с традиционными вертикальными скважинами. При бурении требуется тщательный контроль траектории и зенитного и азимутально-искривления скважины, имеют место проблемы и осложнения, связанные с выносом разбуренной породы, разобщением продуктивного пласта, ориентированием перфорационного оборудования при проектировании ГРП [7]. При эксплуатации и геофизических исследованиях большое

значение имеют размеры внутрискважинного обводнения. Также следует заметить, что ремонт наклонно-направленных и горизонтальных скважин сопряжен с высокими рисками, осложнениями.

По мнению авторов статьи [7], перспективным направлением бурения горизонтальных стволов является строительство боковых стволов, кустовых, многозабойных и многоствольных скважин. Скважина, пробуренная по данным технологиям, может заменить несколько наклонно-направленных скважин при меньших затратах на строительство.

Обводненность добываемой продукции

За 2019 год на добычу, подготовку и очистку нефти было потрачено около 146 млрд кВт, что составляет 13,3% из 1096,43 млрд кВт произведенной в РФ электроэнергии [9]. Такое высокое значение потребления электроэнергии во время добычи нефти в России связано с высокой обводненностью добываемой продукции и огромными объемами закачиваемой воды обратно в нефтяные пласты как для ППД, так и с целью ее утилизации (захоронения), а также с несовершенством технологических процессов по добыче нефти.

На сегодня ведется активный поиск эффективного решения проблемы обводнения добываемой продукции, которое заключается в предотвращении и ограничении притока воды (ОВП) в нефтенасыщенные горизонты и призабойную зону скважины. Существует множество способов ограничения водопитока и проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), и с каждым годом их количество растет.

В большинстве случаев конечная эффективность РИР определяется грамотным выбором технологии и правильной разработкой дизайна при проведении работ по ограничению водопитока. Выбор должен основываться в первую очередь на анализе геолого-технических условий и причин обводнения скважины.

Автором статьи [12] было сформулировано 10 причин образования избыточных водопитоков:

1. Негерметичность обсадной колонны.
2. Заколонные перетоки.
3. Движение водонефтяного контакта.
4. Конусообразование.
5. Поступление воды из обводненного пропластка без внутрислоевых перетоков.
6. Поступление воды из обводненного пропластка с внутрислоевыми перетоками.
7. Высокая трещиноватость и наличие разломов, связывающих добывающие и нагнетательные скважины.

8. Высокая трещиноватость и наличие разломов, связывающих нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты.

9. Низкий коэффициент охвата по площади.

10. Наличие пласта, стратифицированного по насыщенности гравитационным разделением флюидов.

Нарушение герметичности скважинного оборудования может служить причиной попадания воды в добывающую скважину из других водонасыщенных горизонтов/пропластков (рис. 1а). В данном случае большое значение имеет конструкция скважины. В зависимости от простоты конструкции выбираются метод диагностики водопритоков и меры ограничения избыточной воды. При простых конструкциях определение проблемы осуществляется с помощью эксплуатационного каротажа (термометрии, плотнометрии). При сложных компоновках желательным способом является определение внутрискважинным оборудованием объемного содержания фаз и профиля притока. При потере герметичности ствола скважины решением являются дешевые способы механической изоляции, такие как применение пробок, цементных мостов и пакеров.

Низкое качество цементирования может привести к тому, что водоносные пласты оказываются гидродинамически связаны с нефтяными пластами, что приводит к перетокам воды из заколонного пространства в межтрубное (рис. 1б). При выносе песка также возможно попадание воды в скважину вследствие образования пустот в заколонном пространстве. Диагностика воды осуществляется с помощью термометрии и кислородно-активационного каротажа. Изоляция проводится в основном изолирующими составами, например, высокопрочным цементом или смолистыми полимерами в затрубном пространстве либо менее прочными жидкостями на гелевой основе, закачиваемыми

в пласт для остановки притока в затрубное пространство. При данной проблеме особое внимание следует уделить точному размещению реагентов, которое обеспечивается применением гибких труб.

При низкой вертикальной проницаемости и разработке водонапорным режимом имеет место постоянное движение водонефтяного контакта вверх, в зону перфорации скважины, что может привести к нежелательному прорыву воды. В данном случае в вертикальных скважинах изоляция производится путем перекрытия нижних отверстий перфорационного интервала механическими системами, например цементными мостами и пакерами на кабелях.

При относительно высокой вертикальной проницаемости происходит образование водяного конуса (рис. 2а) и языкообразование (рис. 2б). Максимальный дебит, при котором не происходит образование конуса, называется критическим дебитом конусообразования и обычно слишком мал с экономической точки зрения. Одним из способов ограничения воды является закачка слоя геля выше ВНК. Также возможно бурение дополнительных горизонтальных стволов вблизи кровли пласта.

В горизонтальных скважинах способом предотвращения языкообразования может являться проведение изоляции в прискважинной зоне пласта, что, по крайней мере, замедлит процесс образования водяных языков.

При наличии обводненного пропластка без перетоков источником воды является активная законтурная вода или нагнетательная скважина. Данная проблема часто распространена при одновременной эксплуатации нескольких пластов. Прорыв воды происходит по высокопроницаемому пласту к добывающим скважинам. Изоляционные работы представляют собой химическое или механическое перекрытие высокопроницаемых обводненных пластов добывающих и нагнетательных

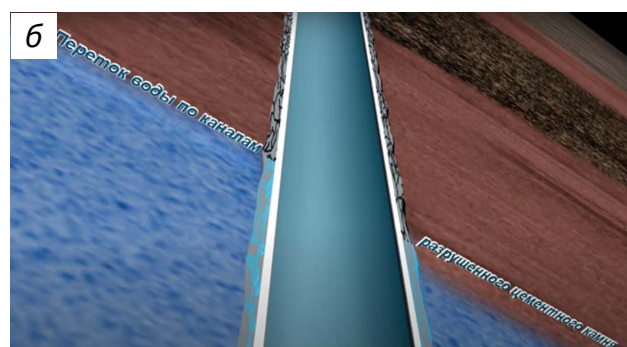
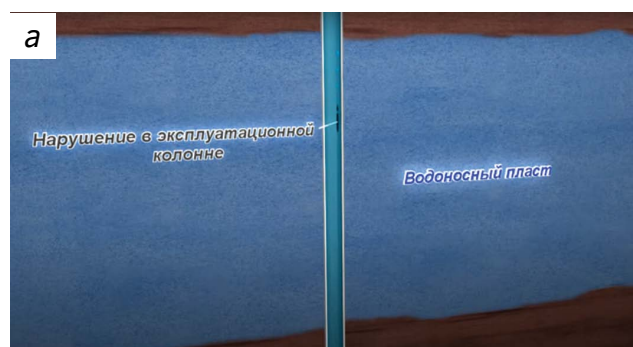


Рис. 1. Негерметичность эксплуатационной колонны (а), наличие заколонных перетоков (б) [12]
Fig. 1. Leakiness of the production column (a), the presence of backwater flows (b) [12]

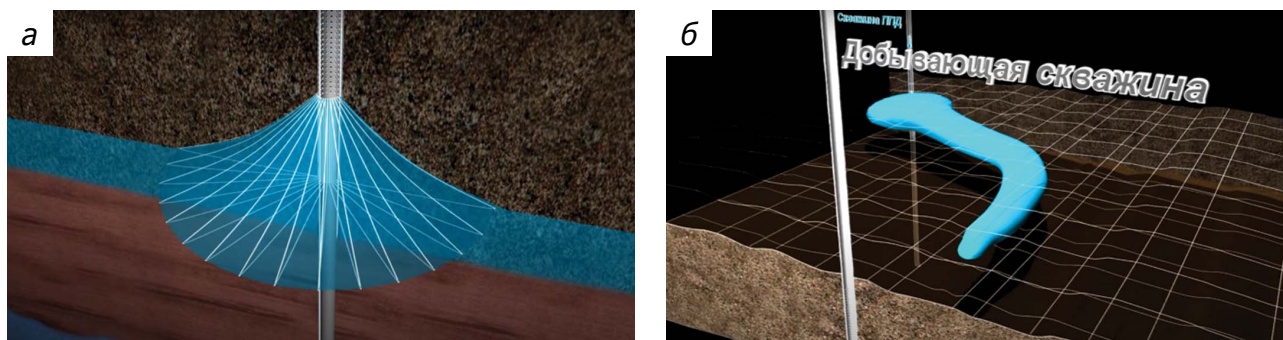


Рис. 2. Конусообразование (а), языкообразование (б) [12]

Fig. 2. Cone formation (a), tongue formation (б) [12]

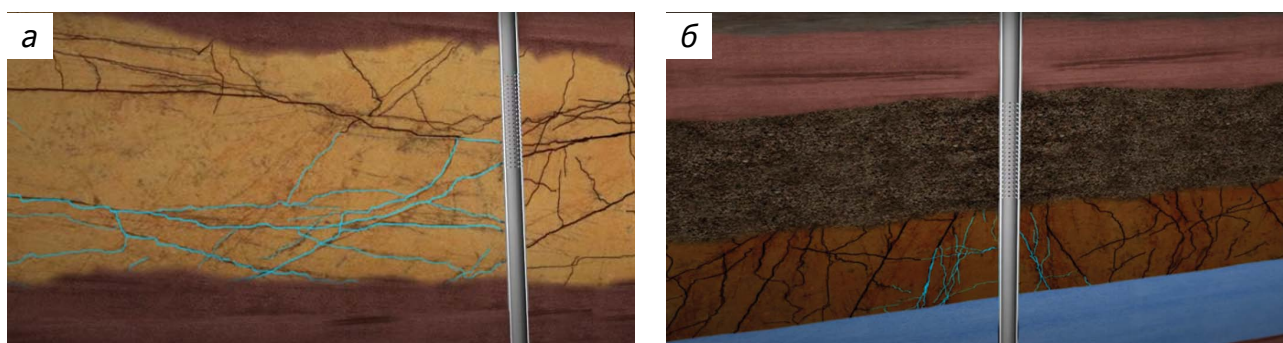


Рис. 3. Трещиноватость или высокопроницаемые каналы между добывающей и нагнетательной скважинами (а), трещиноватость или высокопроницаемые каналы между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами (б) [12]

Fig. 3. Fracturing or highly permeable channels between the producing and injection wells (a), fracturing or highly permeable channels between oil-saturated and water-saturated formations (б) [12]

скважин. Эффективность проведения изоляции в большой степени зависит от правильности подбора подходящей технологии.

При наличии обводненного пропластка с перетоками вода также перемещается по высокопроницаемому пласту, но ситуация осложнена из-за перетоков воды в соседние пласты. Диагностика в данном случае имеет особое значение, так как способы ограничения водопритока для этих двух проблем сильно разнятся. Модификация профиля приемистости и притока в данном случае неэффективна, так как перетоки происходят в удаленных участках пласта. Решением может являться закачка геля в тонкий водонасыщенный пропласток на значительное расстояние. Следует заметить, что данный способ требует осторожного инженерного подхода и грамотного проектирования проведения мероприятий.

При разработке трещиноватых или трещиновато-пористых пластов имеет место прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины через систему разветвленных трещин (рис. 3а).

Трещины могут соединять добывающую и нагнетательную скважины, а также нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты. Диагностика данной причины возможна проведением различных трассерных (индикаторных) исследований, а также геофизических работ с применением радиоактивных изотопов. Подобные трещины могут быть обработаны гелевыми составами. Данный вид обработки особенно успешен, когда по трещинам нет притока нефти (рис. 3б).

Следующей причиной является низкий коэффициент охвата при заводнении в силу наличия неоднородности проницаемости по площади. С целью увеличения охвата вытеснением применяются технологии отклонения потока полимерными составами, которые требуют большого объема закачки раствора или продолжительного заводнения системой вода + полимер, а также бурения боковых горизонтальных стволов.

При разработке пласта, стратифицированного по насыщенности гравитационным разделением нефти и воды, существует возможность прорыва

воды к добывающим скважинам. Это обусловлено высокой вертикальной проницаемостью. Зачастую такая проблема сопряжена с формированием водяного конуса. Решением является бурение дополнительных горизонтальных боковых стволов в верхней части залежи для воздействия на не затронутые вытеснением пласты.

Диагностика водопритокков

В прошлом ограничение водопритокков или проведение ремонтно-изоляционных работ сводилось к установке цементных стаканов или пробок либо закачке полимерных композиций. Главной причиной последовательных неудач в попытках борьбы с водопритокками являлось недостаточное понимание возникающих проблем и, как результат, применение неправильных решений. Большое значение имеет правильное определение причин обводнения добываемой продукции, а именно диагностика водопритокков.

Достоверные данные по истории добычи обычно содержат достаточно полезной информации для определения проблем обводнения. Помимо известных геофизических и индикаторных исследований существует несколько аналитических способов диагностики избыточных водопритокков. Сущностью данных методов является обработка и анализ зависимостей водонефтяного фактора (ВНФ), динамики добычи, а также данных каротажа.

График ВНФ от накопленной добычи (рис. 4)

При исследовании зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти определим прогнозную накопленную добычу

путем продолжения линейной зависимости до экономического предела. Значение ожидаемой накопленной добычи должно соответствовать извлекаемым запасам либо быть немного меньше их, что будет свидетельствовать о наличии в добываемой продукции приемлемого количества воды. При значительных расхождениях в значениях имеет место наличие избыточной воды, а значит, требуется проведение мероприятий по ограничению водопритокков.

График истории добычи (рис. 5)

Изменение во времени дебита по нефти и по воде скважины также позволяет выявить избыточные водопритокки. Зачастую снижение добычи нефти и увеличение добычи воды происходит одновременно. На рисунке 5 видно, что на момент

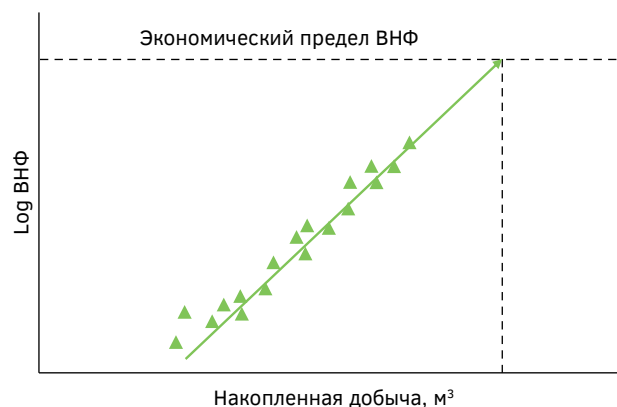


Рис. 4. График зависимости логарифма (log) ВНФ от величины накопленной добычи

Fig. 4. Plot of log WOR versus cumulative production

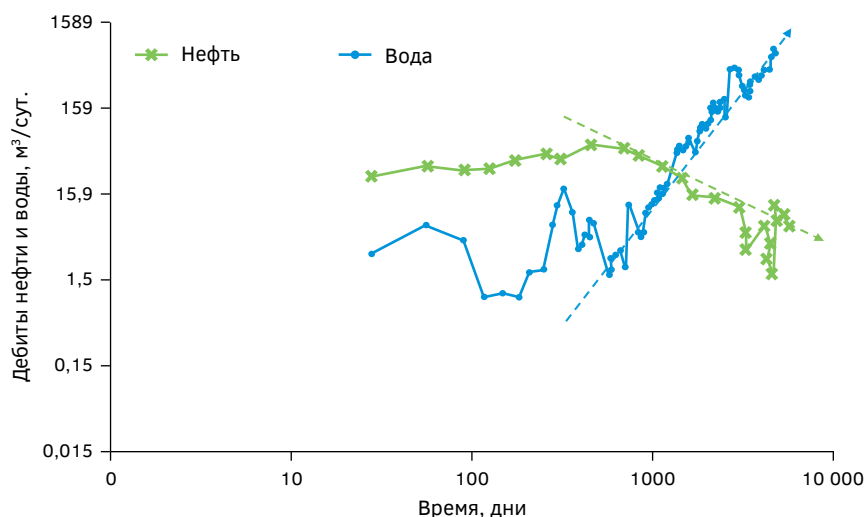


Рис. 5. История добычи нефти и воды с динамикой дебита

Fig. 5. History of the oil and water production dynamics

времени чуть раньше 1000 дней один линейный участок сменяется другим с изменением угла падения прямых, что свидетельствует об изменении соотношения в продукции нефти и воды. Зачастую по такому явному одновременному изменению выделяют скважины-кандидаты для водоизоляционных работ.

Анализ кривых падения дебита (рис. 6)

Данный график построен в полулогарифмических координатах. Любое изменение угла наклона дебита по нефти и по воде свидетельствует о поступлении в скважину избыточной воды. Также изменение угла может являться следствием падения давления из-за снижения гидравлической проводимости прискважинной зоны.

Графическая диагностика развития обводнения (рис. 7)

По форме графика зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах определяем конкретный тип проблемы раннего обводнения скважин. По мнению В. Bailey и др., существует три вида графиков, каждый из которых соответствует определенному источнику избыточной воды в продукции. Резкое увеличение ВНФ после относительно стабильного режима с постоянной обводненностью свидетельствует о прорыве воды по системе трещин и разломов или о наличии заколонного канала (рис. 7а). Резкий рост от нуля и дальнейший переход на линейный режим возможен в случае прорыва законтурной воды (рис. 7б). Постепенное увеличение ВНФ с участком

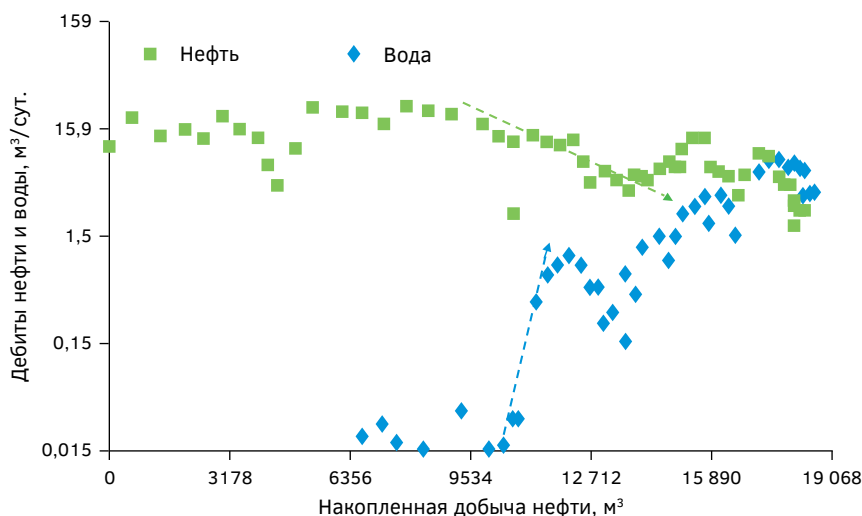


Рис. 6. Кривая падения дебита

Fig. 6. Fall curve of production rate

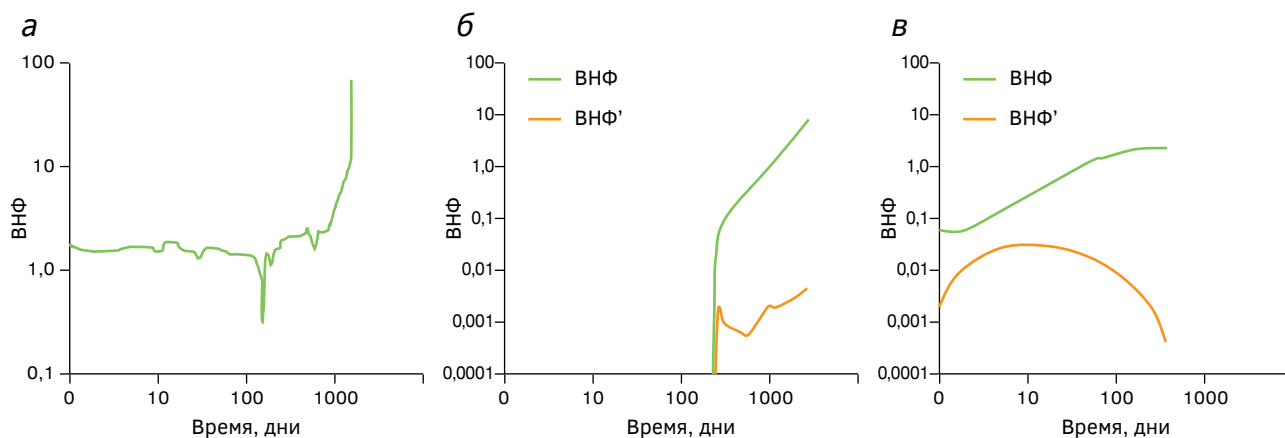


Рис. 7. Прорыв воды по системе трещин (а), прорыв законтурной воды (б), образование водяного конуса или языкообразование (в), ВНФ' — производная графика ВНФ (угол наклона кривой)

Fig. 7. Water breakthrough along the system of cracks (а), breakthrough of edge water (б), formation of a water cone or tongue formation (в), WOR' — derivative of the WOR graph (curve slope angle)

стабилизации характерно для раннего образования конуса. Участок стабилизации можно выделить с помощью вычисления производной водонефтяного фактора ВНФ' (рис. 7в).

Анализ остановок скважин и ограничений их дебитов

Остановки и ограничение дебитов скважин вызывают колебания значений ВНФ. По анализу данных изменений также можно получить данные о механизмах обводнения скважин. При конусообразовании или наличии трещины амплитуды колебаний будут значительно ниже. При обширной системе трещин или разломов ВНФ будет изменяться гораздо быстрее, следовательно, колебания будут иметь более высокую амплитуду.

Совместное использование промысловых геофизических и индикаторных исследований, а также аналитических способов позволяет заранее спрогнозировать возможный рост обводненности продукции и предпринять своевременные меры по предупреждению прорыва воды к добывающим скважинам.

Ограничения водопритока водорастворимыми полимерами

Существует огромное количество технологий ограничения избыточной воды в продукции скважин, и с каждым днем их количество увеличивается. Поиск новых материалов и модифицирование состава уже известных является важной задачей для нефтегазовой отрасли. С этой целью в данном пункте рассматриваются современные материалы для ограничения водопритока.

В работе [8] рассматриваются селективные изоляционные составы. Рассматриваются такие водорастворимые полимерные составы, как ГПАН и ОВП-1. ГПАН представляет собой гидролизированный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками фруктозы и сульфанола. ОВП-1 — щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицированный специальными добавками. При лабораторном тестировании данные реагенты показали достаточно высокое снижение проницаемости: 93,1% (ОВП-1) и 97% (ГПАН). При опытно-промысловых испытаниях данные реагенты суммарно позволили добыть около 65 тыс. т дополнительной нефти, продолжительность эффекта — до 3 лет. Также данные реагенты были протестированы при изоляции в горизонтальной скважине. Закачанные поочередно ГПАН, раствор КМЦ и кремнийорганическое

соединение АКОР-БН102 снизили обводненность со 100 до 87% и позволили добыть по состоянию на 05.2011 13 тонн дополнительной нефти.

В работе [10] для ограничения водопритока предлагается модифицированный состав реагента «Витам», который представляет собой сополимер метакрилата натрия и метакриловой кислоты, а также глицидиловых производных. По мнению авторов, недостатком данного состава является непродолжительность эффекта при долгом контакте с пресной водой. Решением проблемы является модификация состава раствора путем смешивания с силикатом натрия, а также использование нового эффективного структурообразователя — полиалюминия хлорида, также для армирования раствора добавляется древесная мука в малых концентрациях. Предложенный реагент прошел лабораторное тестирование и показал положительные результаты: коэффициент изоляции через 36 часов составил в среднем 98%, а через 6 месяцев — 92%.

Интерес представляет также работа [11], в которой авторы предлагают реагент на основе КМЦ для проведения изоляционных работ в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах. В состав также входит органическая соль хрома (ацетат хрома) в качестве сшивателя и водный раствор сульфата меди в качестве катализатора-загустителя. Данный состав был протестирован в лабораторных условиях при закачке сильно минерализованной воды (180 г/л) и показал высокую эффективность: проницаемость по воде после обработки уменьшилась в 46 раз через сутки после обработки.

В работе [6] рассматривается водорастворимый состав Block system (BS-2), который состоит преимущественно из синтетического полимера DSGA, сшивателя бихромата натрия и тиосульфата натрия. Данный состав может использоваться в условиях повышенной температуры и минерализации жидкости. Изоляционные работы значительно снизили обводненность продукции, а также повысили дебит по нефти.

В работе [1] было произведено исследование эффективности циклической закачки составов для ограничения водопритоков на основе лигносульфонатов натрия. По полученным данным, проведение двух циклов существенно увеличивает положительный эффект гидроизоляции, при больших количествах циклов закачки эффективность возрастает в меньшей степени.

Особый интерес представляет исследование термотропности и процесса гелеобразования

этилцеллюлозы, проведенное авторами работы [2]. Анализ зависимостей реологических и физико-химических свойств от температуры, а также влияния электролитов в составе на температуру гелеобразования позволил разработать состав, применимый для водоизоляционных работ в нефтегазовой отрасли. Была разработана композиция МЕТКА, успешно применяемая на месторождениях России и других стран, причем гидроизоляция проводилась как в нефтедобывающих, так и в газодобывающих скважинах, также применение данного состава повысило эффективность при пароциклическом воздействии на залежь высоковязкой нефти. Полученные гели обладают высокой термостойкостью, сохраняют свои свойства до 150—220 °С, а градиент закачки в водонасыщенные и нефтенасыщенные зоны отличается в 2—3 раза.

Авторами работы [4] был синтезирован полимер на основе ПАА методом блочной полимеризации с целью применения для водоизоляционных работ. Технология использования данного реагента относится к типу PPG (preformed particle gel), успешно применяется в трещиноватых коллекторах. В ходе лабораторных исследований было установлено,

что проницаемость после закачки композиции снизилась в 17 раз, а размер частиц вследствие набухания увеличился в 20 раз, при этом частицы размеров 1700 мкм успешно заходят в трещину с раскрытостью 60—70 мкм.

Заключение

На сегодня ведется активный поиск эффективного решения проблемы раннего обводнения добываемой продукции, которое заключается в предотвращении и ограничении притока воды (ОВП) в нефтенасыщенные пласты, колонну и призабойную зону скважины.

Анализ проблемы раннего обводнения скважин позволяет выделить основные способы их решения и составить классификацию существующих методов водоизоляционных работ.

Перспективным направлением в сфере водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах считается применение водорастворимых полимеров, так как данная группа технологий показывает эффективность при ограничении водопритока в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Адебайо А.А., Крупин С.В. Способ повышения эффективности изоляции пластов с различной степенью минерализации // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 19. С. 328—330.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. Т. 19. № 2. С. 127—136.
3. Гусев В.В. Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 2. С. 28—30.
4. Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П., Гладких Е.А., Галкин С.В. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91—96.
5. Колонтай М.В., Путохин В.С. Проблемы применения горизонтальных скважин для повышения нефтеотдачи многослойных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 3. С. 33—36.
6. Крупин С.В., Белодед А.В., Губайдуллин Ф.А. Селективный технологический состав для изоляции водопритоков Block system (BS-2) // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 10. С. 297—299.
7. Кульчицкий В.В., Закиров А.Я. и др. Состояние и перспективы горизонтального бурения в России // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 11—19.
8. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 5. С. 122—132.
9. Подкуйко П.П., Лукманов Р.Р., Абдрахманов Р.Х. Оценка эффективности строительства горизонтальных скважин на различных объектах разработки в Когалымском регионе Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 1. С. 48—54.
10. Фаттахов, И.Г., Кадыров Р.Р., Галушка А.С. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 6. С. 331.
11. Шагиахметов А.М., Петраков Д.Г., Рязанов А.А. Разработка водоизоляционного состава для трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов на основе карбоксиметилцеллюлозы // Нефтепромысловое дело. 2016. № 3. С. 30—35.
12. Bailey B., et al. Water control // Oilfield review. 2000. Vol. 12. No. 1. P. 30—51.

REFERENCES

1. Adebayo A.A., Krupin S.V. A way to improve the efficiency of isolation of reservoirs with different degrees of mineralization // Bulletin of the Kazan Technological University. 2014. Vol. 17. No. 19. P. 328—330.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Thermoreversible polymeric gels for enhanced oil recovery // Chemistry for Sustainable Development. 2011. Vol. 19. No. 2. P. 127—136.
3. Gusev V.V. Resource-saving technology of collecting, preparing and injecting reservoir water // Business magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 2. P. 28—30.
4. Ketova Yu.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladkikh E.A., Galkin S.V. Testing the technology of pre-crosslinked polymer gel particles to limit water inflows on filtration core models // Notes of the Mining Institute. 2020. Vol. 241. P. 91—96.
5. Kollontai M.V., Potekhin V.S. Problems of using horizontal wells to increase oil recovery of multilayer formations // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2003. No. 3. P. 33—36.
6. Krupin S.V., Beloded A.V., Gubaidullin F.A. Selective technological composition for the isolation of water inflows B10sk system (BS-2) // Bulletin of the Kazan Technological University. 2011. No. 10. P. 297—299.
7. Kulchitsky V.V., Zakirov A.Ya., et al. The state and prospects of horizontal drilling in Russia // Drilling and oil. 2020. No. 10. P. 11—19.
8. Lyamar I.V. Review of new water inflow isolation technologies introduced at oil fields of the Republic of Belarus // Electronic scientific journal Oil and gas business. 2011. No. 5. P. 122—132.
9. Podkuiko P.P., Lukmanov P.P., Abdrakhmanov R.H. Evaluation of the effectiveness of the construction of horizontal wells for various development facilities in the Kogalym region of Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2005. No. 1. P. 48—54.
10. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Galushka A.S. Isolation of water inflow in wells through the use of gel-forming compositions // Modern problems of science and education. 2014. No. 6. P. 331.
11. Shagiakhmetov A.M., Petrakov D.G., Ryazanov A.A. Development of a water-insulating composition for fractured and fractured-porous reservoirs based on carboxymethyl cellulose // Oilfield business. 2016. No. 3. P. 30—35.
12. Bailey B., et al. Water control // Oilfield review. 2000. Vol. 12. No. 1. P. 30—51.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Щербакова К.О. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Kseniia O. Shcherbakova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, translated into English and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Щербакова Ксения Олеговна — преподаватель 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>

Kseniia O. Shcherbakova — Lecturer at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., 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>



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-39-47>
УДК 551.782.1 (470.61)



АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕСТНЫЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ВЕРХНЕГО МИОЦЕНА РОСТОВСКОГО СВОДА

Д.А. РУБАН

ФГАОУ ВО «Южный федеральный университет»
43, ул. 23-я линия, г. Ростов-на-Дону 344019, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Выделение местных стратиграфических подразделений, основными из которых являются свиты, необходимо для геологического картирования и корректного понимания строения осадочных толщ. Эта задача до сих пор не решена для ряда территорий. В частности, верхнемиоценовые отложения пользуются широким распространением в пределах Ростовского свода на юго-западе России, но выделение свит находится в начальной фазе.

Цель. Систематизация представлений о местных стратиграфических подразделениях верхнего миоцена Ростовского свода с учетом ранее выдвинутых предложений.

Материалы и методы. Основным материалом являются опубликованные предложения по выделению свит в верхнем миоцене Ростовского свода. Они систематизируются, а валидность подразделений анализируется на основе действующего стратиграфического кодекса.

Результаты. Предложена уточненная местная стратиграфическая схема верхнего миоцена Ростовского свода, которая предполагает выделение таганрогской (нижний сармат), ростовской (средний-верхний сармат), донской (нижняя часть верхнего мэотиса), мержановской (верхняя часть верхнего мэотиса) и александровской (нижний понт) свит. Показано соответствие им альтернативных подразделений: мокрочалтырская и берданосовская свиты отвечают ростовской, а позднее предложенная ростовская — донской и мержановской.

Обсуждение результатов. Обращается внимание на валидность предлагаемых местных стратиграфических подразделений, а также приоритет в выделении таганрогской и александровской свит. Ставится вопрос о создании автоматизированной системы обобщения информации о стратиграфических подразделениях.

Заключение. Потребность в параллельном существовании альтернативных местных стратиграфических схем для верхнего миоцена Ростовского свода отсутствует. Однако расчленение соответствующих отложений требует дальнейшего обсуждения и, возможно, уточнения.

Ключевые слова: Восточный Паратетис, корреляция, миоцен, регионарусы, Ростовский свод, свиты, Танаисский палеозалив

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Рубан Д.А. Альтернативные местные стратиграфические схемы верхнего миоцена Ростовского свода. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):39—47. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-39-47>

Статья поступила в редакцию 15.01.2022

Принята к публикации 30.01.2023

Опубликована 31.01.2023

ALTERNATIVE LOCAL STRATIGRAPHICAL SCALES OF THE UPPER MIOCENE OF THE ROSTOV DOME

DMITRY A. RUBAN

*Southern Federal University
43, 23-ya Linija str., Rostov-on-Don, 344019, Russia*

ABSTRACT

Background. Definition of local stratigraphical units, the main of which are formations, is important for geological mapping and correct understanding of the composition of sedimentary complexes. This task is yet to be solved for some territories. Thus, Upper Miocene deposits extend widely across the Rostov Dome in the southwest of Russia; however, the definition of formations there is still in its nascent phase.

Aim. Systematization of ideas about the local stratigraphical units of the Upper Miocene of the Rostov Dome, taking previous assumptions into account.

Materials and methods. An analysis of ideas related to the definition of formations in the Upper Miocene of the Rostov Dome was carried out. These ideas were systematized with a focus on the validity of the units based on the current stratigraphical code.

Results. An improved local stratigraphical scale of the Upper Miocene of the Rostov Dome is proposed. This scale implies defining the Taganrogsкая (Lower Sarmatian), Rostovskaya (Middle–Upper Sarmatian), Donskaya (lower Upper Maeotian), Merzhanovskaya (upper Upper Maeotian), and Aleksandrovskaya (Lower Pontian) formations. The correspondence of alternative units is shown: the Mokrochaltyrskaya and Berdanosovskaya formations correspond to the Rostovskaya Formation, while the later proposed Rostovskaya Formation corresponds to the Donskaya and Merzhanovskaya formations.

Discussion. The validity of the proposed local stratigraphical units is noted; the priority of defining the Taganrogsкая and Aleksandrovskaya formations is highlighted. The question of creating an automatic system for generalizing information about stratigraphical units is discussed.

Conclusion. The need in the parallel existence of alternative local stratigraphical scales of the Upper Miocene of the Rostov Dome is absent. However, subdividing the relevant deposits requires further discussion and refinement.

Keywords: Eastern Paratethys, correlation, Miocene, regional stages, Rostov Dome, formations, Tanais Palaeobay

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

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

For citation: Ruban D.A. Alternative local stratigraphical scales of the Upper Miocene of the Rostov Dome. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):39—47. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-39-47>

Manuscript received 15 January 2022

Accepted 30 January 2023

Published 31 January 2023

Согласно действующему «Стратиграфическому кодексу России» [12], свиты являются основными местными стратиграфическими единицами, подлежащими картированию при средне- и крупномасштабной геологической съемке. В этой связи логична потребность в хорошо разработанных местных стратиграфических схемах, которая удовлетворяется, в частности, путем создания

унифицированных схем для крупных регионов страны. Соответствующая работа ведется систематически, однако до сих пор существуют территории (в том числе хорошо доступные и изученные), где она, по сути, еще не начиналась. Причинами могут быть, например, неудовлетворительная обнаженность или сложность строения маломощных осадочных комплексов. Наглядным примером

является Ростовский свод, который территориально соответствует Восточному Приазовью и Нижнему Дону (рис. 1). В тектоническом отношении она относится к самой восточной оконечности щита, к северу от которого располагается Донецкий авлакоген [5, 15]. На северной половине свода широким распространением пользуются разнообразные по составу верхнемиоценовые отложения (на его южной половине они были размыты при формировании широкой долины р. Дон). Их изучение ведется более ста лет: в частности, стоит отметить исследования В.В. Богачева [1], Д.Ф. Владова [2—4], Г.Н. Родзянко [9]. В последние годы в них были сделаны ценные палеонтологические находки [13, 14]. Эти отложения сформировались в мелководном Танаисском палеозаливе на северной периферии Восточного Паратетиса [19]; их изучение важно для понимания динамики этого крупного водоема. Выделение местных стратиграфических подразделений в этих отложениях находится еще в начальной фазе.

При расчленении верхнемиоценовых отложений Ростовского свода традиционно используются региональные ярусы и подъярусы Восточного Паратетиса (сарматский, мзотический, понтический), которые трактуются и картируются наподобие свит. Однако в действительности это подразделения иного рода, границы которых вовсе не обязательно

соответствуют границам местных подразделений. В унифицированной стратиграфической схеме неогена Юга России [7, 8], разработанной в начале 2000-х годов, для рассматриваемой территории вместо свит были выделены безымянные пачки с указанием характерных осадочных пород (при этом обозначена ранее известная яновская свита). Такой подход объясняется неполнотой разреза, латеральной прерывистостью и маломощностью отложений. Примерно в то же время автором был опубликован пробный вариант свитного деления верхнего миоцена Ростовского свода [11]. Позднее эта схема дорабатывалась (см. ниже). По прошествии двадцати лет была опубликована работа Ю.В. Неваленного и др. [6], в которой авторы снова поставили вопрос о выделении местных стратиграфических подразделений в этих же отложениях и предложили свой собственный вариант их расчленения, который отчасти повторяет (и содержательно дополняет) ранее предложенную схему [11], хотя и без ссылок на нее. Названия некоторых вновь предлагаемых свит не обосновываются и при этом удивительным образом совпадают с предложенными ранее. Наличие двух альтернативных схем не только поднимает вопрос о приоритете при выделении местных подразделений [12], но и требует их тщательного сопоставления.

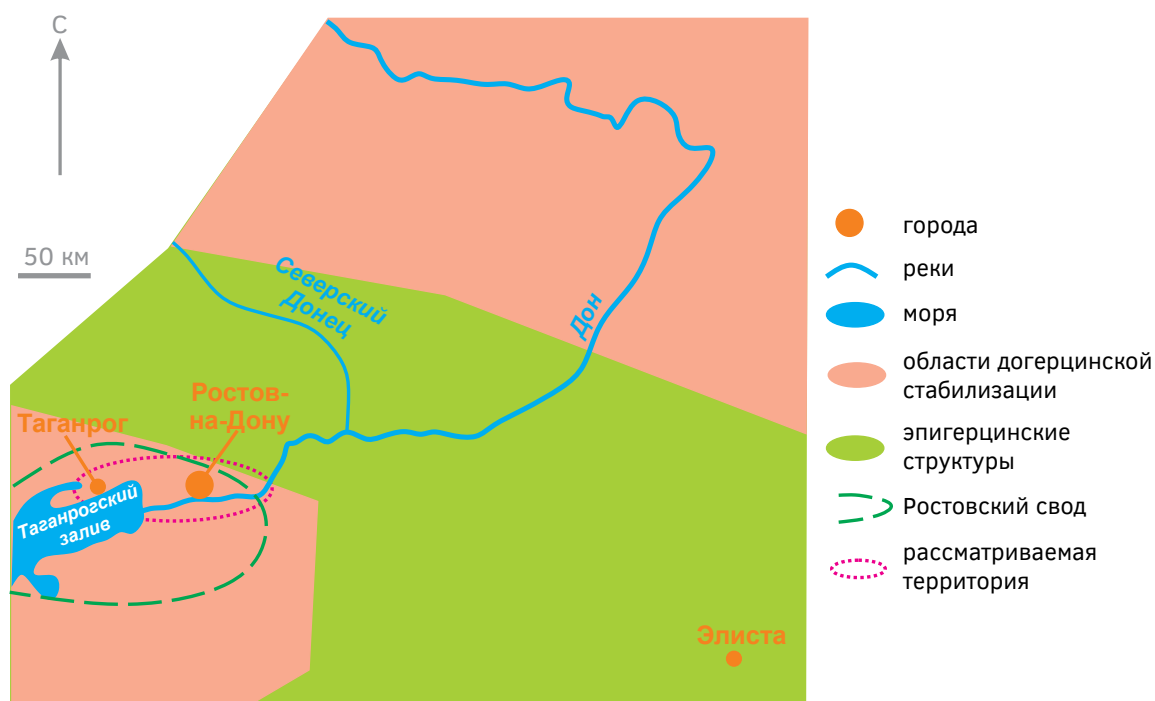


Рис. 1. Расположение изученной территории (по [5] с изменениями)

Fig. 1. Location of the study territory (modified from [5])

Целью настоящей работы является систематизация представлений о местных стратиграфических подразделениях верхнего миоцена Ростовского свода, в том числе с учетом ранее предложенных альтернативных схем. Необходимо отметить, что вопрос о точном возрасте этих подразделений, уже в значительной мере решенный с помощью палеонтологических данных [6, 7, 11], лежит вне рамок настоящей работы. Особое внимание уделяется прослеживанию сходств и различий между альтернативными схемами. Данная работа видится актуальной не только для уточнения стратиграфии конкретной территории, но также и для рассмотрения общей проблематики, связанной с разработкой местных стратиграфических схем «с нуля» и соответствующими организационно-методическими вопросами.

Материалы и методы

Основным материалом для настоящей работы служат разработанные местные стратиграфические схемы. Основы первой из них были намечены в 2002 г., когда была выдвинута идея о возможности выделения двух свит: мержановской (название по пос. Мержаново) и александровской (название по пос. Александровка) [10]. Вскоре была опубликована краткая, но вполне достаточная (на тот момент) характеристика таганрогской (название по г. Таганрог), ростовской (название по г. Ростову-на-Дону), донской (название по р. Дон) и двух вышеуказанных свит с указанием их возраста (по данным изучения двустворчатых моллюсков), взаимоотношений и характеристик предлагаемых стратотипов (их удалось установить не для всех свит — см. ниже) [11]. Вскоре эта работа была дополнена корреляцией разрезов и уточнением палеонтологической характеристики [21]. Спустя долгое время дополнение и ревизия геологических данных (в том числе исторических) позволили значительно уточнить распространение части свит по площади свода [22]. Местные подразделения коррелировались с региональными ярусами и подъярусами Восточного Паратетиса, а также «стандартными» ярусами международной шкалы геологического времени. Использование последней требует внесения значительных уточнений в связи с прогрессом в понимании взаимоотношения региональных и «стандартных» ярусов [16–18, 20, 23].

Вторая схема была опубликована в 2022 г. [6]. В ней предлагается альтернативная схема расчленения верхнемиоценовых отложений Ростовского свода с выделением таганрогской свиты

и приазовской серии в составе мокрочалтырской, берданосовской, ростовской и александровской свит. Также выделена более древняя батайская свита, однако она в настоящей работе не рассматривается, т.к. не относится к верхнему миоцену. Для всех свит приведено описание стратотипов, а также представляющая большую ценность детальная палеонтологическая характеристика (моллюски, остракоды, фораминиферы, млекопитающие). В возрастном отношении предлагаемые подразделения привязаны к региональным ярусам и подъярусам Восточного Паратетиса.

Методически настоящая работа предполагает выполнение трех аналитических процедур. Во-первых, систематизируются представления о номенклатуре, объеме и пространственно-стратиграфических взаимоотношениях свит в рамках изначально предложенной [11], но затем доработанной [21, 22] схемы. Во-вторых, сопоставляются местные подразделения вышеотмеченных альтернативных схем с учетом как характерных литологических особенностей, так и возрастной привязки. В-третьих, определяется валидность предложенных к настоящему времени свит. Основой для проведения настоящего анализа являются положения, зафиксированные в действующем «Стратиграфическом кодексе России» [12]. Отметим, что верхнемиоценовые отложения Ростовского свода рассматриваются в субмеридиональном разрезе, начиная от окрестностей г. Таганрога, далее вдоль побережья Таганрогского залива Азовского моря, через территорию г. Ростова-на-Дону и, наконец, вдоль правого берега долины р. Дон до г. Новочеркасска. Этот разрез соответствует практически непрерывной полосе их выходов. Южнее они размыты, а севернее представлены в мелких, крайне разрозненных обнажениях.

Результаты

Стратиграфическая схема верхнего миоцена Ростовского свода не может не отличаться сложностью в связи со значительной динамикой (в том числе пространственной) осадконакопления в Та-наисском палеозаливе [2–4, 22]. Предлагаемые свиты отражают сарматский и позднеэотическо-раннепонтический циклы осадконакопления, разделенные перерывом (рис. 2). Развитая на востоке свода яновская свита (большой частью поздне-сарматско-раннеэотического возраста) включает аллювиальные отложения, при этом ее взаимоотношения с морскими сарматскими отложениями требуют уточнения. На обновленной схеме

(рис. 2) отображены современные представления о пространственно-стратиграфических взаимоотношениях местных подразделений.

В рассматриваемом интервале наиболее древней является таганрогская свита (нижний сармат), слагаемая преимущественно темно-серыми до черных, пластичными глинами с прослоями песков и имеющая очень широкое распространение (рис. 2). Название и краткая характеристика были предложены двадцать лет назад [11], однако в то время выбрать стратотип не представлялось возможным, т.к. в многочисленных обнажениях вдоль берега Таганрогского залива и долины р. Дон подошва свиты не прослеживается. В альтернативной схеме [6] это подразделение выделяется под тем же названием и в том же объеме, однако авторам удается предложить для него стратотип в скважине, что способствует большей валидности данного подразделения.

На таганрогской свите согласно залегает ростовская свита (средний-верхний сармат), имеющая довольно пестрый литологический состав (пески, глины, известняки); она также весьма широко распространена, хотя ее верхняя часть не только изначально формировалась на меньшей площади, но и подверглась значительному размыву и сохранилась лишь фрагментарно (рис. 2). Название

и краткая характеристика свиты были даны в изначальном варианте схемы [11]. При этом был описан составной стратотип, что разрешается «Стратиграфическим кодексом России» [12]. В альтернативной схеме предлагается выделять две свиты: нижнюю (мокрочалтырскую) и верхнюю (бердановскую) [6]. Они разделены эрозионной поверхностью. Однако последняя кажется довольно незначительной; более того, она не маркирует начало нового этапа осадконакопления в палеозаливе — площадь последнего в позднем сармате существенно сократилась [22]. С учетом значительного сходства литологического состава этих свит и крайне ограниченного распространения верхней из них видится нецелесообразным их обособление, что означает сохранение изначального предложенной ростовской свиты, являющейся вполне валидным местным подразделением.

Ограниченным распространением пользуются своеобразные отложения нижней части верхнего мзотиса, выделенные в качестве донской свиты. Она имеет довольно пестрый состав (пески, глины, мергели) и локализуется в центральной части свода (рис. 2). Название и краткая характеристика были даны в изначальной схеме [11], однако установить стратотип не удалось в силу того, что ее обнажения в склоне долины р. Дон нарушены

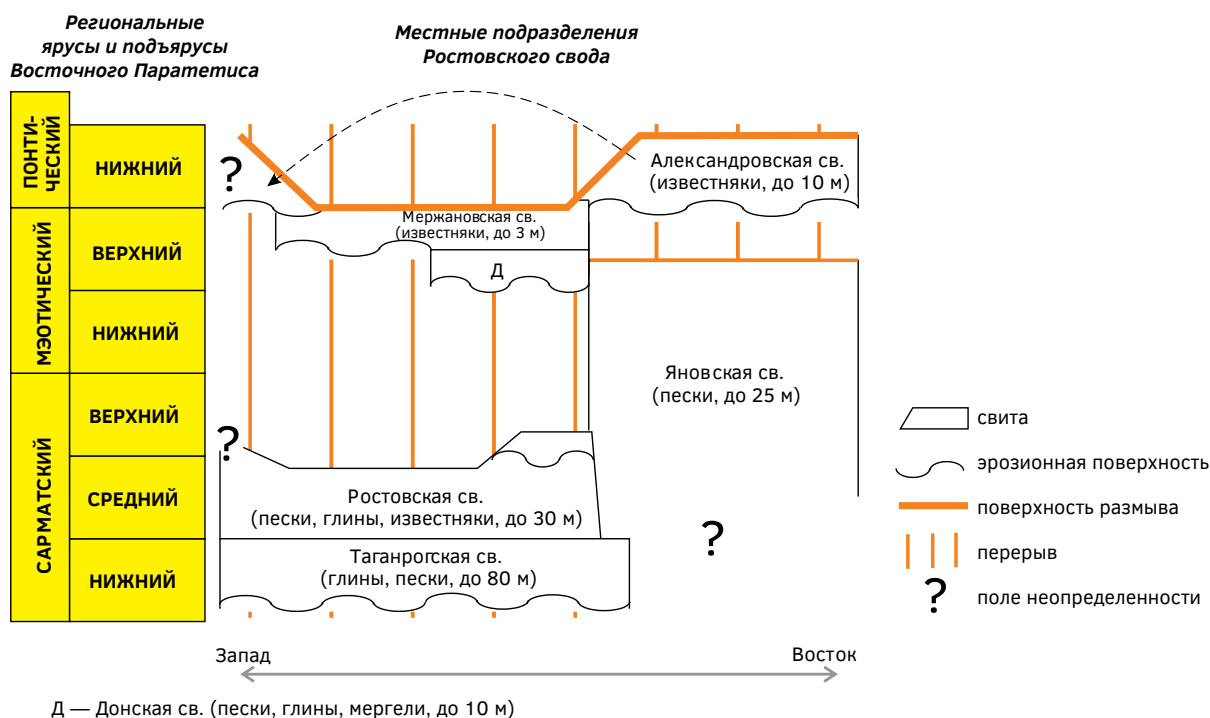


Рис. 2. Предлагаемая местная стратиграфическая схема верхнемиоценовых отложений Ростовского свода
Fig. 2. The proposed local stratigraphical scale of the Upper Miocene deposits of the Rostov Dome

оползневыми процессами, а часть площади распространения приходится на высокоурбанизированную территорию г. Ростова-на-Дону, где обнажения либо отсутствуют, либо скрыты/нарушены в результате интенсивной антропогенной деятельности. Стоит отметить, что присутствие данной свиты фиксируется большей частью по историческим сведениям [22]. Гораздо большим распространением пользуется мержановская свита (верхняя часть верхнего мэотиса). Она маломощна, но литологически четко обособляется по доминированию желтоватых органогенно-детритовых известняков (рис. 2). Название предложено в работе [10]. Краткая характеристика свиты и ее стратотипа даны в [11], а затем незначительно уточнены в [21]. В альтернативной схеме обе эти свиты выделены в качестве единой ростовской свиты, включающей две подсвиты (их сопоставление с двумя выделенными ранее свитами неочевидно) [6]. Следуя предписаниям «Стратиграфического кодекса России» [12], использование названия, предложенного ранее для другого, более древнего подразделения в том же районе (см. выше), кажется излишним. Более того, разница состава нижней и верхней частей предлагаемой в [11] ростовской свиты делает выделение донской и мержановской свит более логичным. При этом вопрос о выборе стратотипа первой из них остается открытым.

Нижнепонтические отложения Ростовского свода представлены александровской свитой. Она также складывается органогенно-детритовыми известняками ржаво-бурого цвета; пользуясь изначально большим распространением, эта свита в настоящее время размыта на значительных площадях в центральной и западной частях свода (рис. 2). Она залегает на размытой поверхности более древних отложений, однако существуют указания на локально согласный контакт с подстилающей мержановской свитой [22]. Название, краткая характеристика и описание стратотипа были предложены в изначальной схеме [10, 11]. Иными словами, данное подразделение валидно. В альтернативной схеме [6] оно выделяется под тем же названием и в том же объеме, однако с другим стратотипом. Последний не хуже, но и не лучше того, что был предложен изначально [11].

Особого внимания заслуживает предлагаемое объединение части свит в приазовскую серию [6]. Согласно «Стратиграфическому кодексу России» [12], серии отражают крупные циклы осадконакопления и/или характеризуются некоторыми общими признаками, связанными с условиями образования, литологическими особенностями и закономерностями

строения; при этом перерывы и несогласия между входящими в них свитами допустимы. С учетом сказанного выше о соответствии подразделений альтернативных схем можно заключить, что приазовская серия (в понимании [6]) включает ростовскую, донскую, мержановскую и александровскую свиты (в понимании [11]). С одной стороны, все они накапливались в прибрежно-мелководных условиях на северной периферии Восточного Паратетиса [19, 22]. С другой стороны, сарматский и позднемэотическо-раннепонтический циклы не только разделены заметным перерывом (рис. 2), но и разнятся по составу осадочных пород. Второй из них отличался меньшим литологическим разнообразием и при этом явным доминированием органогенно-детритовых известняков. Общим для рассмотренных свит является накопление в Танаисском палеозаливе — крупном и при этом своеобразном палеогеографическом элементе северной периферии Восточного Паратетиса [22]. Однако то же самое относится и к нижележащей таганрогской свите [2], которая по своим литологическим особенностям и относительной мощности вряд ли может быть включена в состав приазовской серии. В связи с вышесказанным вопрос о целесообразности выделения последней стоит признать требующим дополнительного обсуждения.

Обсуждение результатов

На основании представленной выше информации статус предлагаемых местных стратиграфических подразделений верхнего миоцена Ростовского свода (рис. 2) может быть интерпретирован следующим образом (с учетом предписаний [12]). Таганрогская свита (нижний сармат) валидна; несмотря на более позднее установление стратотипа (по объективным обстоятельствам), ее выделение в изначальной схеме [11] видится приоритетным. Ростовская свита (средний-верхний сармат) является валидным подразделением, и такое название должно быть закреплено именно за ней в силу более раннего выделения [11]. Донская свита (нижняя часть верхнего мэотиса) видится в достаточной степени валидной, однако требуется установление стратотипа, при этом сохранного и доступного в условиях городской среды. Мержановская свита (верхняя часть верхнего мэотиса) является валидным подразделением. Наконец, александровская свита (нижний понт) полностью валидна, а ее выделение в изначальной схеме [11] приоритетно. Важно также подчеркнуть, что описания разрезов и богатая палеонтологическая информация, использовавшиеся при разработке

альтернативной схемы [6], дополняют характеристику вышеотмеченных подразделений.

Проведенный анализ выявляет сложность ситуации, в которой на смену долгому отсутствию местной стратиграфической схемы приходит последовательное появление двух альтернативных схем, обнаруживающих при внимательном рассмотрении много общего. Безусловно, это поднимает ряд процедурных вопросов, которые достаточно четко прописаны в «Стратиграфическом кодексе России» [12]. Такая ситуация — лишнее свидетельство того, что, с одной стороны, долгое отсутствие свитного деления осадочных отложений, а с другой — значительный временной перерыв между предложением местной стратиграфической схемы [11] и осознанием ее необходимости для целей геологического картирования [6] сами по себе приводят к путанице при попытках выделения свит с нуля. С практической точки зрения решением соответствующих проблем могло бы стать создание общедоступной автоматизированной информационной системы о стратиграфических подразделениях.

Заключение

Проведенная работа позволяет сделать два принципиальных вывода. Во-первых, систематизация стратиграфической информации делает возможным выделять в составе морских верхнемиоценовых отложений Ростовского свода таганрогскую, ростовскую, донскую, мержановскую и александровскую свиты, пространственно-стратиграфические взаимоотношения между которыми уточнены. Во-вторых, определение взаимоотношений и статуса местных подразделений, предложенных с интервалом в двадцать лет, позволяет избежать параллельного существования двух стратиграфических схем.

Перспективы дальнейших исследований связаны с возможной доработкой предлагаемой местной стратиграфической схемы, а также ее интеграцией в унифицированную региональную схему неогена Юга России. Залогом решения этих задач является сотрудничество и обмен информацией между учеными и геологами-практиками, работающими на этой территории.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богачев В.В. Геологический очерк Таганрогского округа. Ростов-на-Дону: А. Тер-Абрамян, 1916. 32 с.
2. Власов Д.Ф. Фации нижнесарматских отложений Ростовской области // Ученые записки Ростовского-на-Дону государственного университета. 1955. № 6. С. 69—84.
3. Власов Д.Ф. Фации понтических отложений Танаисского залива // Ученые записки Ростовского-на-Дону государственного университета. 1958. № 9. С. 155—165.
4. Власов Д.Ф. Фации среднесарматских отложений Танаисского залива // Ученые записки Ростовского-на-Дону государственного университета. 1959. № 8. С. 33—41.
5. Грановский А.Г., Грановская Н.В. Тектоническое строение зоны сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты (территория Ростовской области) // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. № 1. С. 16—23.
6. Неваленный Ю.В., Арутюнов И.П., Энна Н.Л. Основные аспекты модернизации стратиграфической схемы средне-верхнемиоценовых отложений Восточного Приазовья // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. 2022. Т. 12. С. 149—159.
7. Невеская Л.А., Коваленко Е.И., Белуженко Е.В., Попов С.В., Гончарова И.А., Данукалова Г.А., Жидовинов Н.Я., Зайцев А.В., Застрожных А.С., Пинчук Т.Н., Ильина Л.Б., Парамонова Н.П., Письменная Н.С., Хондариан С.П. Региональная стратиграфическая схема неогена юга Европейской части России // Отечественная геология. 2005. № 4. С. 47—59.
8. Объяснительная записка к унифицированной региональной стратиграфической схеме неогеновых отложений Южных регионов Европейской части России. М.: ПИН РАН, 2004. 83 с.
9. Паффенгольц К.Н. Геологический очерк Кавказа. Ереван: АН АССР, 1959. 507 с.
10. Рубан Д.А. К стратиграфии верхнемиоценовых отложений Ростовского свода // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. 2002. № 1. С. 104.
11. Рубан Д.А. Литостратиграфия верхнемиоценовых отложений Ростовского свода // Научная мысль Кавказа. 2002. № S14. С. 133—136.
12. Стратиграфический кодекс России. СПб.: ВСЕГЕИ, 2019. 96 с.
13. Тарасенко К.К., Титов В.В. Первая находка тюленей рода *Rachyphoca* (Carnivora, Phocidae) в породах миоценового возраста на территории Ростовской области // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2022. № 2. С. 176—180.
14. Фролов П.Д., Данукалова Г.А., Осипова Е.М. Viviparidae верхнего миоцена местонахождения Морская Северо-Восточного Приазовья (Россия) // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. 2016. № 4. С. 93—98.
15. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Stephenson R.A., Solodilov L.N., Vedrentsev A.G., Popolitov K.E., Aleshina A.F., Vishnevskaya V.S., Yegorova T.P. The

- evolution of the southern margin of the East European Craton based on seismic and potential field data // *Tectonophysics*. 2004. V. 381. P. 101—118.
16. Lazarev S., de Leeuw A., Stoica M., Mandic O., van Baak C.G.C., Vasiliev I., Krijgsman W. From Khersonian drying to Pontian “flooding”: late Miocene stratigraphy and palaeoenvironmental evolution of the Dacian Basin (Eastern Paratethys) // *Global and Planetary Change*. 2020. V. 192. P. 103224.
 17. Palcu D.V., Vasiliev I., Stoica M., Krijgsman W. The end of the Great Khersonian Drying of Eurasia: Magnetostratigraphic dating of the Maeotian transgression in the Eastern Paratethys // *Basin Research*. 2019. V. 31. P. 33—58.
 18. Palcu D.V., Patina I.S., Sandric I.T., Lazarev S., Vasiliev I., Stoica M., Krijgsman W. Late Miocene megalake regressions in Eurasia // *Scientific Reports*. 2021. V. 11. P. 11471.
 19. Popov S.V., Shcherba I.G., Ilyina L.B., Nevesskaya L.A., Paramonova N.P., Khondkarian S.O., Magyar I. Late Miocene to Pliocene palaeogeography of the Paratethys and its relation to the Mediterranean // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2006. V. 238. P. 91—106.
 20. Popov S.V., Rostovtseva Y.V., Pinchuk T.N., Patina I.S., Goncharova I.A. Oligocene to Neogene paleogeography and depositional environments of the Euxinian part of Paratethys in Crimean — Caucasian junction // *Marine and Petroleum Geology*. 2019. V. 103. P. 163—175.
 21. Ruban D.A. The Upper Miocene of the Rostov Dome (Eastern Paratethys): Implication of the chronostratigraphy and bivalvia-based biostratigraphy // *Geoloski anali Balkanskoga poluostrva*. 2005. V. 66. P. 9—15.
 22. Ruban D.A. The Tanais Bay of the Eastern Paratethys Sea at the Sarmatian-Maeotian Transition (Late Miocene): Widespread Desiccations and Local Uplifts in the light of Historical Information // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2022. V. 10. P. 915.
 23. Rybkina A.I., Rostovtseva Y.V. Astronomically-tuned cyclicity in Upper Maeotian deposits of the Eastern Paratethys (Zheleznyi Rog section, Taman) // *Moscow University Geology Bulletin*. 2014. V. 69. P. 341—346.

REFERENCES

1. Bogachev V.V. Geological description of the Taganrog District. Rostov-on-Don: A. Ter-Abramyan, 1916. 32 p. (In Russian).
2. Vlasov D.F. Facies of the Lower Sarmatian deposits of the Rostov Region // *Proceedings of the Rostov-on-Don State University*. 1955. No. 6. P. 69—84 (In Russian).
3. Vlasov D.F. Facies of the Pontian deposits of the Tanais Bay // *Proceedings of the Rostov-on-Don State University*. 1958. No. 9. P. 155—165 (In Russian).
4. Vlasov D.F. Facies of the Middle Sarmatian deposits of the Tanais Bay // *Proceedings of the Rostov-on-Don State University*. 1959. No. 8. P. 33—41 (In Russian).
5. Granovsky A.G., Granovskaya N.V. Tectonic structure of the zone of conjunction of the East European Platform and the Scythian Plate (territory of the Rostov Region). *Herald of the higher educational establishments // Geology and exploration*. 2019. No. 1. P. 16—23 (In Russian).
6. Nevalenny Yu.V., Arutyunov I.P., Enna N.L. Principal aspects of modernization of the stratigraphical scale of the Middle-Upper Miocene deposits of the Eastern Priazovye // *Modern problems of geology, geophysics and geoecology*. 2022. Vol. 12. P. 149—159 (In Russian).
7. Nevesskaya L.A., Kovalenko I.P., Beluzhenko E.V., Popov S.V., Goncharova I.A., Danukalova G.A., Zhidovinov N.Ya., Zaytsev A.V., Zastrozhnov A.S., Pinchuk T.N., Ilyina L.B., Paramonova N.P., Pismennaya N.S., Khondkarian S.P. Regional stratigraphical scale of the Neogene of the South of the European part of Russia // *Domestic geology*. 2005. No. 4. P. 47—59 (In Russian).
8. Explanatory note to the unified regional stratigraphical scale of the Neogene deposits of the southern regions of the European part of Russia. Moscow: PIN RAS, 2004, 83 p. (In Russian).
9. Paffengolts K.N. Geological description of the Caucasus. Erevan: AS ASSR, 1959. 507 p. (In Russian).
10. Ruban D.A. On stratigraphy of the Upper Miocene deposits of the Rostov Dome // *Herald of the higher educational establishments. North-Caucasian Region. Natural sciences*. 2002. No. 1. P. 104 (In Russian).
11. Ruban D.A. Lithostratigraphy of the Upper Miocene deposits of the Rostov Dome // *Scientific thought of the Caucasus*. 2002. No. S14. P. 133—136 (In Russian).
12. Stratigraphical code of Russia. Sankt-Petersburg: VSEGEI, 2019. 96 p. (In Russian).
13. Tarasenko K.K., Titov V.V. First find of seals of genus *Pachyphoca* (Carnivora, Phocidae) in the deposits of Miocene age on the territory of the Rostov Region // *Reports of the Russian Academy of Sciences. Earth Sciences*. 2022. No. 2. P. 176—180 (In Russian).
14. Frolov P.D., Danukolova G.A., Osipova E.M. Viviparidae from the Upper Miocene of the locality Morskaya of the North-Eastern Priazovye (Russia) // *Geology, geoecology and resource potential of the Urals and adjacent territories*. 2015. No. 4. P. 93—98 (In Russian).
15. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Stephenson R.A., Solodilov L.N., Vedrentsev A.G., Popolitov K.E., Aleshina A.F., Vishnevskaya V.S., Yegorova T.P. The evolution of the southern margin of the East European Craton based on seismic and potential field data // *Tectonophysics*. 2004. V. 381. P. 101—118.

16. Lazarev S., de Leeuw A., Stoica M., Mandic O., van Baak C.G.C., Vasiliev I., Krijgsman W. From Khersonian drying to Pontian "flooding": late Miocene stratigraphy and palaeoenvironmental evolution of the Dacian Basin (Eastern Paratethys) // *Global and Planetary Change*. 2020. V. 192. P. 103224.
17. Palcu D.V., Vasiliev I., Stoica M., Krijgsman W. The end of the Great Khersonian Drying of Eurasia: Magnetostratigraphic dating of the Maeotian transgression in the Eastern Paratethys // *Basin Research*. 2019. V. 31. P. 33—58.
18. Palcu D.V., Patina I.S., Sandric I.T., Lazarev S., Vasiliev I., Stoica M., Krijgsman W. Late Miocene megalake regressions in Eurasia // *Scientific Reports*. 2021. V. 11. P. 11471.
19. Popov S.V., Shcherba I.G., Ilyina L.B., Nevesskaya L.A., Paramonova N.P., Khondkarian S.O., Magyar I. Late Miocene to Pliocene palaeogeography of the Paratethys and its relation to the Mediterranean // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2006. V. 238. P. 91—106.
20. Popov S.V., Rostovtseva Y.V., Pinchuk T.N., Patina I.S., Goncharova I.A. Oligocene to Neogene paleogeography and depositional environments of the Euxinian part of Paratethys in Crimean — Caucasian junction // *Marine and Petroleum Geology*. 2019. V. 103. P. 163—175.
21. Ruban D.A. The Upper Miocene of the Rostov Dome (Eastern Paratethys): Implication of the chronostratigraphy and bivalvia-based biostratigraphy // *Geoloski anali Balkanskoga poluostrva*. 2005. V. 66. P. 9—15.
22. Ruban D.A. The Tanais Bay of the Eastern Paratethys Sea at the Sarmatian-Maeotian Transition (Late Miocene): Widespread Desiccations and Local Uplifts in the light of Historical Information // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2022. V. 10. P. 915.
23. Rybkina A.I., Rostovtseva Y.V. Astronomically-tuned cyclicity in Upper Maeotian deposits of the Eastern Paratethys (Zheleznyi Rog section, Taman) // *Moscow University Geology Bulletin*. 2014. V. 69. P. 341—346.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Рубан Д.А. — работая в Южном федеральном университете и проводя инициативные исследования, собрал полевые наблюдения, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ruban D.A. — working at the Southern Federal University and conducting initiative research, collected field observations, developed the article concept, prepared the article text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Рубан Дмитрий Александрович — Ph.D. (Университет Претории, ЮАР), кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент Южного федерального университета.
43, 23-я линия, г. Ростов-на-Дону 344019, Россия
e-mail: ruban-d@mail.ru
тел.: +7 (903) 463-43-44
SPIN-код: 5671-0800
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2847-645X>

Dmitry A. Ruban — Ph. D. (University of Pretoria, South Africa), Cand. Sci. (Geol.-Min.), Docent, Associate Professor at the Southern Federal University.
43, 23-ya Linija, Rostov-on-Don 344019, Russia
e-mail: ruban-d@mail.ru
tel.: +7 (903) 463-43-44
SPIN-code: 5671-0800
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2847-645X>



НОВАЯ РУДНО-МАГМАТИЧЕСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА В МУЗКОЛ-РАНГУЛЬСКОМ АНТИКЛИНОРИИ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПАМИР

А.К. ЛИТВИНЕНКО^{1,*}, Ш.А. ОДИНАЕВ^{2,3}

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

² Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии Национальной академии наук Таджикистана
267, ул. Айни, г. Душанбе 734063, Таджикистан

³ Института геохимии Гуанчжоу Китайской академии наук
511, ул. Кехуа, г. Гуанчжоу 510640, Китай

АННОТАЦИЯ

Введение. Минерагенической специализацией Музкол-Рангульского антиклинория являются промышленные камнесамоцветные месторождения рубина, кордиерита, альмандина, аквамарина, топаза, турмалина, скаполита и др. Крупные рудные объекты на данной территории неизвестны. Район имел отрицательную оценку на редкие, редкоземельные и благородные металлы. **Целью** является обосновать выделение неизвестной ранее магматической кольцевой структуры и изучить связанные с ней рудные геохимические аномалии.

Материалы и методы. В работе исследовались образцы горных пород и минералов, отобранных на месторождении Черногорское в 2016 и 2018 годах. Минеральный состав определялся на петрографическом микроскопе «Полам-Р211» и заверялся рентгенофазовым анализом на приборе «ДРОН-ЗМ», аналитик А.В. Федоров, МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе. Химический состав минералов исследовался методом микрорентгеноспектрального анализа на приборе Cameca SX 100, аналитик Н.Н. Кононкова, ГЕОХИ РАН. Определение химических составов горных пород проводилось рентгеноспектральным флуоресцентным спектрометром AXIOS Advanced, аналитик Т.Г. Кузьмина, ГЕОХИ РАН.

Результаты. В Музкол-Рангульском антиклинории на площади Черногорского месторождения ювелирного скаполита нами выявлена кольцевая интрузия, сложенная роговообманковыми перидотитами, горнбленидами и габброидами. Последние контактируют по кольцевому разлому с метаморфитами сарыджилгинской свиты. В контуре кольцевой структуры и по периферии выявлены геохимические аномалии Co, Ni, W, Nb, Ti и REE.

Заключение. Одним из источников геохимических аномалий послужила выявленная авторами кольцевая интрузия.

Ключевые слова: Центральный Памир, Музкол-Рангульский антиклинорий, музкольская метаморфическая серия, сарыджилгинская свита, роговообманковые перидотиты, горнблениды, габброиды, Кукурт-Зорбурулюкский интрузивный массив, кольцевая рудно-магматическая структура, геохимическая аномалия, Co, Ni, W, Nb, REE

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Литвиненко А.К., Одинаев Ш.А. Новая рудно-магматическая кольцевая структура в Музкол-Рангульском антиклинории, Центральный Памир. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):48—58. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-48-58>

Статья поступила в редакцию 12.12.2022

Принята к публикации 12.01.2023

Опубликована 31.01.2023

* Автор, ответственный за переписку

NEW ORE-MAGMATIC RING-TYPE STRUCTURE IN THE MUZKOL-RANGKUL ANTICLINORIUM, CENTRAL PAMIR

ANDREY K. LITVINENKO^{1,*}, SHARIFJON A. ODINAEV^{2,3}

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

² Institute of Geology, Earthquake Engineering and Seismology, National Academy of Sciences of Tajikistan
267, Ayni str., Dushanbe 734063, Tajikistan

³ Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences,
511, Kehua str., Guangzhou 510640, China

ABSTRACT

Background. The minerogenic specialization of the Muzkol-Rangkul anticlinorium consists in industrial gemstone deposits of ruby, cordierite, almandine, aquamarine, topaz, tourmaline, scapolite, etc. Large ore objects in this area are unknown. Until recently, the area has had a negative assessment in terms of rare, rare earth, and noble metals.

Aim. To justify the identification of a previously unknown magnetic ring-type structure and to study the associated ore geochemical anomalies.

Materials and methods. Rock and mineral samples collected at the Chernogorskoye deposit in 2016 and 2018 were examined. The mineral composition was determined using a Polam-R211 petrographic microscope and confirmed by XRD analysis using a DRON-3M diffractometer (analyst A.V. Fedorov, Sergo Russian State University for Geological Prospecting). The chemical composition of mineral samples was studied by X-ray microanalysis using a Cameca SX 100 instrument (analyst N.N. Kononkova, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry). The chemical compositions of rock samples was determined using an X-ray fluorescence spectrometer AXIOS Advanced (analyst T.G. Kuzmina, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry).

Results. A ring-type intrusion composed of hornblende peridotites, hornblendites, and gabbroids was identified in the Muzkol-Rangkul anticlinorium, in the area of the Chernogorskoye gem scapolite deposit. The gabbroids here contact the metamorphic rocks of the Sarydzhilga formation along the ring fault. The geochemical anomalies of Co, Ni, W, Nb, Ti, and REE were revealed in the contour of the ring structure and along its periphery.

Conclusion. The ring-type intrusion identified by the authors is a source of geochemical anomalies.

Keywords: Central Pamir, Muzkol-Rangkul anticlinorium, Muzkol metamorphic series, Sarydzhilga formation, hornblende peridotites, gorbblendites, gabbroids, Kukurt-Zorburuluk intrusive massif, ore-magmatic ring-type structure, geochemical anomaly, Co, Ni, W, Nb, REE

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

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

For citation: Litvinenko A.K., Odinaev Sh.A. New ore-magmatic ring-type structure in the Muzkol-Rangkul anticlinorium, Central Pamir. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):48—58. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-48-58>

Manuscript received 12 December 2022

Accepted 12 January 2023

Published 31 January 2023

* Corresponding author

Региональное положение Музкол-Рангульского антиклинория

Антиклинорий занимает восточную часть киммерийской зоны Центрального Памира (рис. 1), который имеет дугообразную форму субширотного направления. Его длина в пределах территории Республики Таджикистан составляет более 400 км при ширине 30—70 км. Юго-западный фланг прослеживается на территорию Афганистана, а восточный — в Китай. На севере Центральный Памир по Ванч-Акбайтальскому глубинному разло-

му граничит с герцинской зоной Северного Памира, на юге по Рушанско-Пшартскому — с Юго-Восточным и Юго-Западным Памиром. Центральный Памир вместе со структурно-формационными зонами Юго-Восточного и Юго-Западного Памира составляют Южнопамирскую киммерийскую складчатую область в составе Альпийско-Гималайского горно-складчатого пояса [8].

Похожей на Музкол-Рангульский антиклинорий структурой является Ванч-Язгулемский, занимающий западную часть Центрального

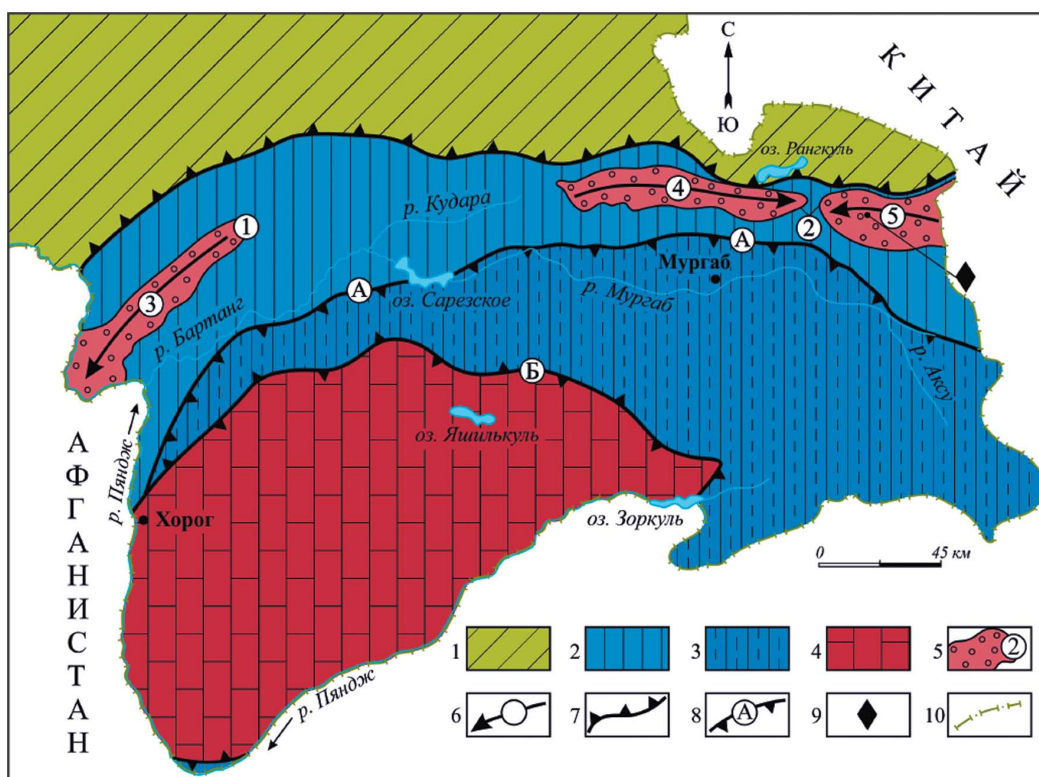


Рис. 1. Положение Кукурт-Зорбурулюкского массива в Музкол-Рангульском антиклинории на фоне тектонических зон Памира. Тектоническая карта по [1] с небольшими изменениями и дополнениями авторов.

1 — герцинская Северопамирская складчатая система. 2—4 — тектонические зоны в киммерийской складчатой системе Южного Памира: 2 — Центральный Памир, 3 — Юго-Восточный Памир, 4 — Юго-Западный Памир. 5 — фундамент Центрального Памира, цифры в кругах (1—2) метаморфические серии: 1 — шипадская, 2 — музкольская. 6 — антиклинории, стрелка указывает направление погружения шарнира: 3 — Ванч-Язгулемский, 4—5 — Музкол-Рангульский: 4 — Сарымулинская, 5 — Шатпутская антиклинали. 7 — Ванч-Акбайтальский разлом. 8 — разломы: А — Рушанско-Пшартский, Б — Гунт-Аличурский. 9 — Кукурт-Зорбурулюкский интрузивный массив. 10 — государственная граница Республики Таджикистан на юге и западе проходит по реке Пяндж — верхнему течению р. Аму-Дарья

Fig. 1. The position of the Kukurt-Zorburuluk massif in the Muzkol-Rangkul anticlinorium against the background of the tectonic zones of the Pamirs. Tectonic map according to [1] with minor changes and additions by the authors. 1 — Hercynian North Pamir fold system. 2—4 — tectonic zones in the cimmerician fold system of the Southern Pamirs: 2 — Central Pamir, 3 — South-Eastern Pamir, 4 — South-Western Pamir. 5 — basement of the Central Pamir, numbers in circles (1—2) metamorphic series: 1 — Shipadskaya, 2 — Muzkolzskaya. 6 — anticlinoria, the arrow indicates the direction of immersion of the hinge: 3 — Vanch-Yazgulemsky, 4—5 — Muzkol-Rangkulsky: 4 — Sarymulinsky, 5 — Shatputsky anticline. 7 — Vanch-Akbaital fault. 8 — faults: A — Rushansko-Pshartsky, B — Gunt-Alichursky. 9 — Kukurt-Zorburuluk intrusive mass. 10 — the state border of the Republic of Tajikistan in the south and west runs along the Pyanj River — the upper reaches of the river. Amu Darya

Памира. Он сложен шипадской метаморфической серией, PR_1 .

Музкол-Рангульский антиклинорий осложнен двумя антиклиналями: Сарымулинской (на западе) и Шатпутской (на востоке), разъединенных перемычкой палеозой-мезозойских пород (рис. 1). Антиклинорий сложен музкольской метаморфической серией (PR_1), расчлененной на четыре свиты [14, 15]. Мощность музкольской серии достигает 6000 метров. Низы серии не вскрыты эрозией. С перекрывающимися породами палеозоя и мезозоя ее контакты тектонические. Серия претерпела полициклический метаморфизм от высокотемпературной амфиболитовой до зеленосланцевой фаций [2]. Ее положение в структуре Центрального Памира ранее было показано [4, 5, 8]. Площадь музкольской серии составляет $150 \times (14—23)$ км.

Рассматриваемая магматическая структура локализована в составе сарыджилгинской свиты мощностью 900—1300 м. Свита отличается обилием мраморов, составляющих до 50% ее объема, и сложена переслаивающимися пачками мраморов мощностью 50—200 м и кристаллических сланцев. Мраморы кальцитового и доломитового состава. Сланцы темно-серые и черные: слюдисто-гранат-графитовые, кордиерит-графитовые, амфибол-гранат-кордиеритовые, гранат-дистеновые, скаполит-биотитовые, кварц-актинолитовые и кварц-хлоритовые. Они содержат прослои серых кварцитовидных метапесчаников мощностью до 20—30 м и пластообразные залежи 30—50 м амфиболитов, метадиабазов, кварцевых метакерамофиров и метафельзитов [2].

Музкольская серия прорывается тремя магматическими комплексами: двумя докембрийскими и одним кайнозойским. В докембрии сформировались ультрабазит-базитовый кукуртский (главный объект изучения данной работы) и гнейсо-гранитный зорбурулюкский комплексы, а в кайнозое — гранитоидный шатпутский [3, 7].

Нашими исследованиями вблизи периклинального замыкания Шатпутской антиклинали выявлен новый крупный массив ультраосновных-основных магматических пород (рис. 1). Массив расположен в средней части водораздельного хребта, занимая оба склона, разделяющего долины рек Кукурт — Зорбурулюк. Его площадь составляет более 8 км². В его границах локализованы, помимо геохимических аномалий Co, Ni, W, Nb, REE, также промышленное месторождение ювелирного скаполита Черногорское и линзы гранитных пегматитов с самоцветами: Амазонитовая и Топазовое (рис. 2).

Мы предлагаем назвать массив Кукурт-Зорбурулюкским.

Геология Кукурт-Зорбурулюкского массива

В центральной части массива на водоразделе хребта расположено тело роговообманковых перидотитов площадью $0,9 \times 0,3$ км (рис. 2). Оно имеет согласные контакты с вмещающими породами. Породы черного цвета и разбиты параллельными трещинами кливажа с расстоянием между ними 5—7 см. Породы очень крепкие, тяжелые, плотностью $3,29$ г/см³, среднезернистые, с сильным стеклянным блеском. К их ровным поверхностям примагничиваются тонкие пластинки магнита, что свидетельствует о значительном содержании в их составе магнетита.

В шлифах наблюдается порфировидная структура, сформированная оливином до 5 мм в поперечнике. Он состоит из 78% минерала форстерита и 22% фаялита. В центре оливина часто наблюдается рудная «пыль» (рис. 3а). Количество оливина в породе составляет более 50%. В парагенезисе с оливином наблюдается энстатит. Между зернами оливина распределены агрегаты серпентина, который замещает пироксен и роговую обманку. Оливин при этом остался не затронутым серпентинизацией. В агрегате серпентина наблюдаются мелкие реликтовые призмы ромбического пироксена с железистостью около 20% и роговой обманки с повышенным содержанием Na_2O до 4,74% [17]. Там же встречаются мелкие чешуйки флогопита с железистостью 13% и обильная рудная «пыль» (рис. 3б). Второстепенные минералы представлены алюмо-хромистым магнетитом, герцинитом, пирротинном, железосодержащим (до 9,1 мас.%) магнезитом, ильменитом, ильменуритом, фторапатитом (до 5,8% F), пентландитом с 1,4% CoO. Их размеры составляют 2—4 мм. Среди аксессуарных были установлены циркон, монацит и ксенотим.

На основе минерального и химического состава (табл. 1) породы центральной части массива мы определяем как роговообманковые перидотиты. Высокое содержание в породе CaO, до 4,58%, обязано роговой обманке, другие Ca-содержащие минералы не установлены. Высокое содержание щелочей, 1,7—2,5 мас.%, послужило основанием для отнесения этой породы к щелочным роговообманковым перидотитам (табл. 1).

В центральной части роговообманковые перидотиты секутся жилой шатпутских гранитов с крупными ксенолитами первых размером до 5×3 м в поперечнике.

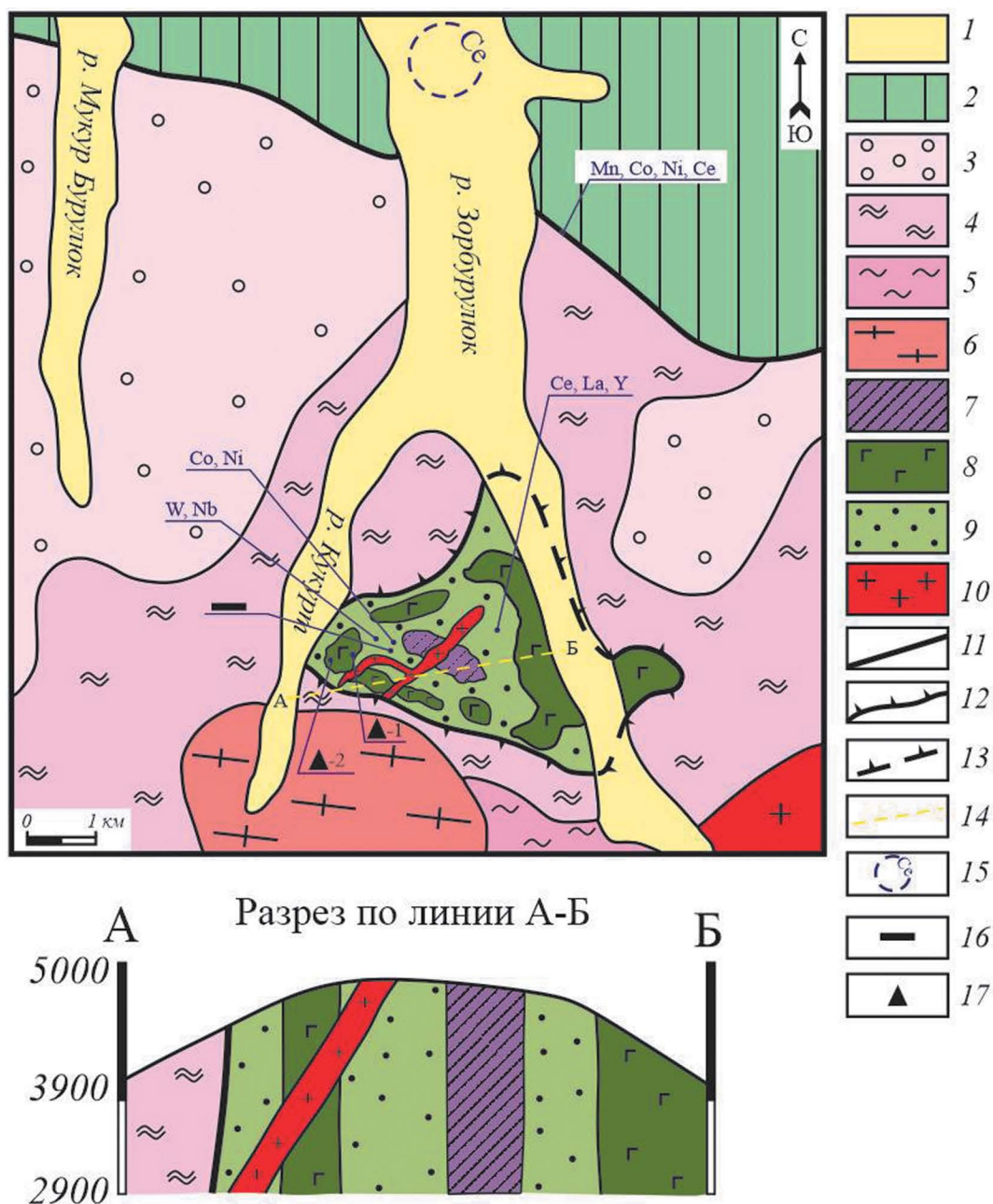


Рис. 2. Геологическая карта и разрез Кукурт-Зорбурулюкского массива.

1, 2 — породы: 1 — современные рыхлые, 2 — палеозойские осадочно-вулканогенные; 3—5 — свиты музкольской серии: 3 — бурулюкская, 4 — сарыджилгинская, 5 — сассыкская; 6 — гранитогнейсы зорбурулюкского комплекса (PR₃); 7 — роговообманковые перидотиты; 8 — габброиды; 9 — горнblendиты; 10 — граниты шатпутского комплекса (KZ); 11 — Ванч-Акбайтальский разлом; 12 — Кукурт-Зорбурулюкский разлом; 13 — линия предполагаемого разлома; 14 — линия разреза; 15 — контур цериевой аномалии (моназита); 16 — месторождение Черногорское; 17 — месторождения драгоценных камней в гранитных пегматитах: 1 — Топазовое, 2 — Амазонитовое

Fig. 2. Geological map and section of the Kukurt-Zorburuluk massif.

1, 2 — rocks: 1 — modern loose, 2 — Paleozoic sedimentary-volcanogenic; 3, 4, 5 — formations of the Muzkol series: 3 — Buruluk, 4 — Sarydzhilga, 5 — Sassyk; 6 — granite gneisses of the Zorburulyu complex (PR₃); 7 — hornblende peridotites; 8 — gabbroids; 9 — hornblendites; 10 — granites of the Shatput complex (KZ); 11 — Vanch-Akbaital fault; 12 — Kukurt-Zorburuluk fault; 13 — the line of the alleged fault; 14 — cut line; 15 — outline of the cerium anomaly (monazite); 16 — Chernogorskoye deposit; 17 — deposits of precious stones in granite pegmatites: 1 — Topaz, 2 — Amazonite

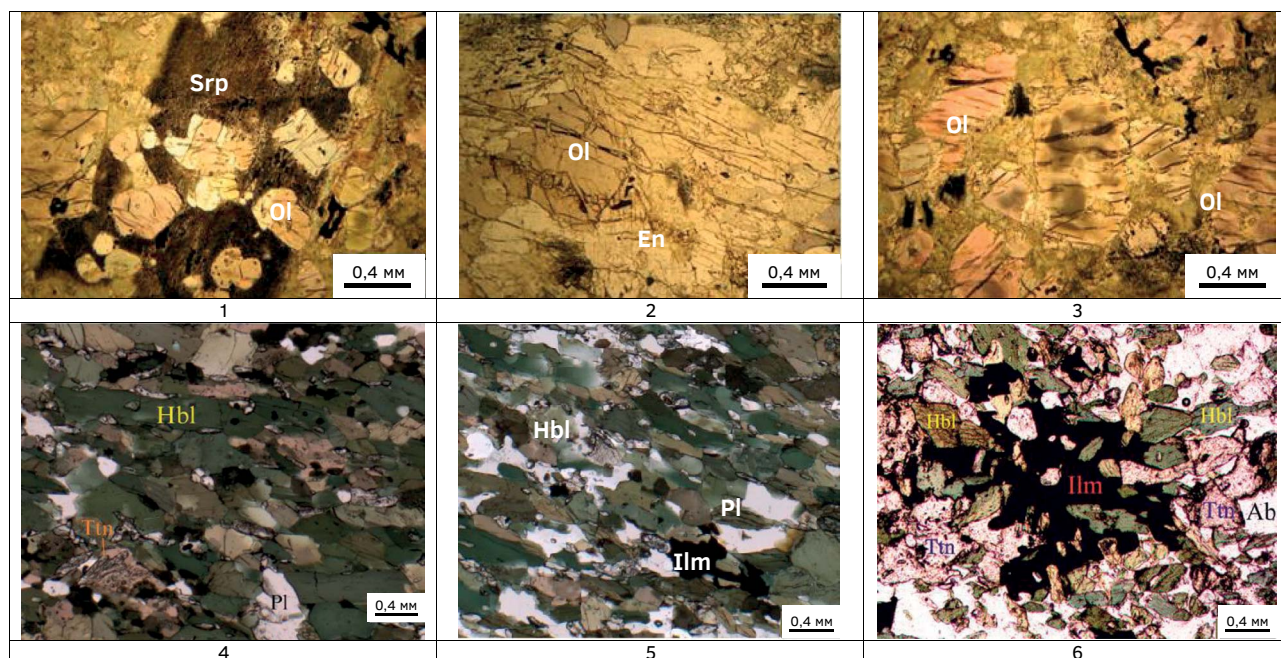


Рис. 3. Фото шлифов из пород Кукурт-Зорбурулюкского массива: 1, 2 — роговообманковые перидотиты; 3, 4 — горнблендиты; 5, 6 — габброиды

Сокращения: Ol — оливин, Srp — серпентин, Hc — герцинит, Hbl — роговая обманка, Bt — биотит, Pl — плагиоклаз, Ilm — ильменит, Ttn — титанит, Pn — пентландит.

Fig. 3. Photo of thin sections from the rocks of the Kukurt-Zorburuluk massif: 1, 2 — hornblende peridotites; 3, 4 — hornblendites; 5, 6 — gabbroids

Abbreviations: Ol — olivine, Srp — serpentine, Hc — hercynite, Hbl — hornblende, Bt — biotite, Pl — plagioclase, Ilm — Ilmenite, Ttn — titanite, Pn — pentlandite.

Тело роговообманковых перидотитов вмещают горнблендиты. Они также черного цвета, от крупно- до гигантокристаллической структуры, массивной, с фрагментами полосчатой и сланцеватой текстуры, с варьирующей плотностью 3,13—3,20 г/см³. Содержание в них роговой обманки составляет от 60 до 95%. Роговая обманка образует длиннопризматические кристаллы длиной от 2 до 8 мм и более. Под микроскопом она темно-зеленого цвета, плеохромируя от изумрудно-зеленого до желтого оттенков, угол $2V = -60^\circ$ (рис. 3в). В ней наблюдаются включения плагиоклаза, кальцита и рудных минералов: ильменита, титанита, рутила (рис. 3г). Установленный химический состав позволяет отнести ее к гастингситу [17].

Вторыми по значению следуют слюды: флогопит и биотит, образующие чешуи до 5 мм и более. Их количество может составлять до 20% объема породы. Они отличаются только по химическому составу.

Третьим следует плагиоклаз, занимающий две позиции: первая — в интерстициях, а вторая — внутри роговой обманки. Во включениях

наблюдаются одиночные мелкие зерна, доли мм, а в интерстициях — мономинеральные скопления — агрегаты до 0,5 см с резкими ограничениями. Плагиоклаз содержит 11—20% минерала анортита.

В обособлениях плагиоклаза встречаются варьирующие количества скаполита (мариалита), нефелина, содалита и калишпата с 2,4 мас.% Na₂O [9]. Содалит и нефелин были обнаружены в горнблендитах, расположенных западнее роговообманковых перидотитов. Второстепенные минералы составляют апатит, титанит, рутил и ильменит. В горнблендитах они встречаются относительно часто.

Одной из минералогических особенностей горнблендитов являются участки развития крупных кристаллов титанита до 10, рутила и ильменита до 4 см в поперечнике.

По химическому составу горнблендиты можно разделить на три группы: ультраосновные щелочные, ультраосновные и основные щелочные (табл. 1). В первой группе пород сумма щелочей составляет 7,2, во второй — чуть больше 3, а в третьей — выше 8,6 мас.%. В ультраосновных горнблендитах

отмечаются повышенные содержания титана, до 6,4% (табл. 1).

В горнблендитах наблюдаются многочисленные тела альбититов, которые являются метасоматическими производными нефелиновых сиенитов [17]. В них сформировались пустоты с ювелирным скаполитом, большая часть которых находится в контуре месторождения Черногорское. К горнблендитам, расположенным на склоне долины р. Кукурт, приурочены скопления альбититов с пустотами. Они составляют Черногорское месторождение ювелирного скаполита [10].

На рассматриваемой площади были выявлены метасоматические карбонатиты [13], которые

являются самыми поздними эндогенными образованиями. Они замещают в разном объеме (от 3 до 90%) все минеральные ассоциации рассматриваемой территории.

По периферии горнблендитов локализованы тела габброидов (рис. 3д, е). Они состоят [6] из моноклинного пироксена, плагиоклаза, роговой обманки, биотита и скаполита. Редко наблюдается ромбический пироксен до 10%. Среди них выделяются щелочные габброиды, содержащие до 7.1 мас.% $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$ (табл. 1). Второстепенные минералы представлены титанитом, рутилом, ильменитом и апатитом. Габброиды образуют группу сближенных штокообразных тел

Таблица 1. Химические составы горных пород Кукурт-Зорбурулюкского массива, в мас.%
Table 1. Chemical compositions of rocks of the Kukurt-Zorburuluk massif, in wt.%

№	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MnO	MgO	CaO	Na_2O	K_2O	P_2O_5	Cr_2O_3	П.п.п.	Сумма
Роговообманковые перидотиты щелочные													
1.	40,55	0,73	6,66	19,02	0,16	26,15	4,17	1,42	0,27	0,21	0,11	-	99,43
2.	38,63	0,98	6,76	19,89	0,19	25,87	4,58	1,94	0,54	0,31	0,07	0,03	99,76
Горнблендиты ультраосновные, щелочные													
3.	41,54	3,98	19,02	8,26	0,21	2,37	10,73	4,86	2,45	0,52	-	4,01	97,95
4.	46,79	1,36	13,08	11,14	0,04	6,30	11,31	7,18	0,17	0,41	1,26	-	99,04
Горнблендиты ультраосновные													
5.	35,70	5,56	9,65	21,28	0,33	7,92	14,22	1,65	0,20	1,79	н.о.	1,08	99,99
6.	38,41	3,48	9,84	20,82	0,16	8,91	11,36	2,20	1,54	0,65	1,64	-	99,01
7.	38,57	5,16	12,75	17,46	0,20	6,39	12,98	2,53	0,69	0,86	-	2,04	99,63
8.	39,40	3,77	14,94	14,87	0,19	7,44	14,85	2,75	0,37	0,74	-	-	99,32
9.	40,04	5,06	11,35	18,23	0,23	7,21	12,44	2,60	0,81	0,68	-	1,13	99,78
10.	40,22	6,36	12,49	19,79	0,23	6,56	9,56	2,96	0,74	0,70	0,01	0,19	99,81
11.	40,51	5,19	12,59	15,32	0,19	6,95	13,89	2,22	0,68	0,64	0,01	1,12	99,31
12.	44,00	4,59	14,52	14,65	0,47	7,62	9,53	2,92	0,34	0,60	0,23	-	99,47
Горнблендиты основные, щелочные													
13.	50,33	1,76	15,32	10,41	0,05	7,73	7,09	5,55	1,01	0,13	н.о.	0,58	99,96
14.	50,92	1,64	14,74	9,49	0,07	6,34	9,86	5,36	0,68	0,18	н.о.	0,48	99,76
15.	51,23	1,28	15,22	3,43	0,08	5,56	11,91	8,44	0,18	0,32	н.о.	2,26	99,99
16.	52,05	2,40	13,73	6,14	0,07	5,43	8,51	6,41	0,37	0,22	н.о.	4,64	99,97
Щелочные габброиды													
17.	42,51	1,25	18,60	7,35	0,08	2,60	13,30	5,40	1,70	0,59	-	4,96	98,34
Габброиды													
18.	47,66	2,32	11,30	10,57	0,12	11,31	10,11	2,61	1,13	0,34	н.о.	1,48	98,95

Примечание. Дополнительно в породах установлен ванадий от 0,02 до 0,57, стронций от 0,01 до 0,53, ниобий до 0,01, цирконий от 0,01 до 0,04, медь от 0,01 до 0,05, кобальт и никель до 0,01, иттрий от 0,001 до 0,007 мас.%; в пробе № 5 определено SO_3 0,61%. н.о. — не определялось. Составы № 17—18 заимствованы: 17 — у [16], 18 — у [7].

Note. Additionally, vanadium from 0.02 to 0.57, strontium from 0.01 to 0.53, niobium up to 0.01, zirconium from 0.01 to 0.04, copper from 0.01 to 0.05, cobalt and nickel up to 0.01, yttrium from 0.001 to 0.007 wt.% were found in the rocks; SO_3 0.61% was determined in sample No. 5. no. it was determined. Compositions No. 17—18 are borrowed: 17 — у [16], 18 — у [7].

(общим количеством 12) длиной до 1 и шириной до 0,3 км. Общая протяженность габбрового обрамления горнблендитов составляет около 10 км. Их совокупность представляет форму разорванного кольца.

Данный массив горнблендитов и габброидов контактирует по разлому с апоосадочными метаморфическими породами сарыджилгинской свиты. Разлом не прямолинейный, продолжая его под четвертичной, реконструируется кольцевой разлом, который, вероятно, определил образование

и структуру рассматриваемого Кукурт-Зорбурулюкского массива (рис. 2).

Рудоносность Кукурт-Зорбурулюкского массива и его обрамления

В породах массива установлены ванадий от 0,02 до 0,57, стронций от 0,01 до 0,53, ниобий до 0,01, цирконий от 0,01 до 0,04, медь от 0,01 до 0,05, кобальт и никель до 0,01, иттрий от 0,001 до 0,007 мас.% (табл. 1).

Западнее выхода роговообманковых перидотитов на участке площадью более 55 000 м² выявлена геохимическая аномалия кобальта и никеля. Эти металлы изоморфно входят в состав всех порообразующих и второстепенных минералов массива. Содержания Co в них более чем в 20 раз выше кларка, а Ni в 10 (табл. 2, 3). При средней плотности 3,16 т/м³ объем горной массы составит 17 064 тыс. т. Среднее рассчитанное содержание металлов: Co — 0,06, а Ni — 0,09%. Возможный геохимический потенциал кобальта составляет 102 384 и никеля — 153 576 т. Кобальт- и никеленосные породы месторождения прослежены от водораздела рр. Кукурт — Зорбурулюк на запад на 0,2 км и на восток — на 1 км, что позволяет потенциал этих металлов увеличить в четыре раза, и он составит: Co — 409, Ni — 614 тыс. т. По приблизительным оценкам ресурсы кобальта могут достигать 5% мировых запасов [10].

Кроме этих металлов в горнблендитах юго-западнее роговообманковых перидотитов (рис. 2) в двух штуфных пробах были получены содержания Ce, соответственно, 0,04 и 0,03%. В этих же породах на площади месторождения Черногорское были установлены Nb до 0,02, W до 0,07 и Ba до 1 мас.%.

Таблица 2. Co, Ni и P в нерудных минералах Кукурт-Зорбурулюкского массива, в мас.%

Table 2. Co, Ni and P in the non-metallic minerals of the Kukurt-Zorburuluk massif, in wt.%

Минерал	Co	Ni	P
Оливин	0,04	0,23	0,21
Энстатит	0,05	0,06	0,20
Р. обманка	0,06	0,1	0,24
Флогопит	0,07	0,13	0,24
Биотит	0,04	0,09	0,14
Калишпат	0,03	0,02	0,17
Плаггиоклаз	0,04	0,03	0,02
Скаполит	0,03	0,03	0,24
Содалит	0,04	0,06	0,25
Апатит	0,04	0,05	18,00
Кальцит	0,03	0,04	0,68
Циркон	0,04	0,05	0,13

Примечание. В апатите и кальците установлен F, соответственно, 5,8 и 0,35; в кальците Y до 0,02; в скаполите W до 0,2 мас.%.
Note. In apatite and calcite, F is set, respectively, 5.8 and 0.35; in calcite, Y is up to 0.02 wt.%; in scapolite, W is up to 0.2.

Таблица 3. Co, Ni и другие элементы в рудных минералах Кукурт-Зорбурулюкского массива, в мас.%

Table 3. Co, Ni and other elements in the ore minerals of the Kukurt-Zorburuluk massif, in wt.%

Минерал	Co	Ni	Nb	Y	Ce	La
Гематит	0,09	0,07	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.
Магнетит	0,11	0,46	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.
Титанит	0,06	0,07	0,2	0,2	0,2	0,2
Ильменит	0,07	0,08	0,2	0,2	-	-
Рутил	-	-	0,3	0,01	0,01	-
Ильменорутил	0,07	0,04	-	2,48	3,87	3,49
Пирит	0,10	0,12	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.
Пирротин	0,69	0,41	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.
Пентландит	1,80	44,1	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.

Примечание. В титаните W до 0,07, Th до 0,04, Nd 0,1; в ильменорутиле Yb 0,4; в пирите Ag 0,11 мас.%.
Note. In titanite W to 0.07, Th to 0.04, Nd 0.1; in ilmenorutile Yb 0.4; in pyrite Ag 0.11 wt.%.
Известия высших учебных заведений
Геология и разведка
2022;64(6):48—58

В нескольких десятках метров западнее Черногорского месторождения установлен участок около 30 м в поперечнике с аномалией W — сотые-десятые доли %, что в 500 раз выше кларка, и Nb — тысячные-сотые доли %, что в 10 раз выше кларка [10].

В восточной части рассматриваемого массива в щелочных горнблендитах по левому борту р. Зорбурулюк геологами Памирской ГРЭ в 1968 г. на площади 7,5×1 км были установлены участки альбитизации и карбонатизации с титанитом, ортитом, монацитом и торитом размером от 0,5—2 до 8 м². В них выявлены редкие земли от 0,2 до 1,8%, а в единичных пробах до 2,5—3,5%, торий 0,1—0,4%. Кроме того, определены Nb до 0,05, Zr до 0,3 и Sr до 0,3%.

На правом борту р. Зорбурулюк в 3 км восточнее габбрового штока за контуром рассматриваемого массива среди метаморфических пород сарыджилгинской свиты в пироксеновых скарнах площадью 85,×1,5 м ими же установлены Th 0,4, La 0,8 и Ce 1%.

В одном из слабоизмененных штоков габброидов были выявлены [16] La и Ce по 0,01% каждого, а также Sr 0,3 и Zr 0,02%.

Вне рассматриваемого массива в верховьях р. Кукурт в гнейсо-гранитовом массиве зорбурулюкского комплекса во время геологосъемочных работ 1992 г., в которых участвовал один из авторов, в двух точках установлены La 0,02—0,04, Ce 0,015—0,02, Y 0,01—0,02%.

В тектоническом контакте музкольской серии (PR₁) с вулканогено-карбонатно-терригенной толщей (PZ₃), которым является глубинный Ванч-Акбайтальский разлом, была выявлена минерализованная зона шириной 4,5—80 и длиной 1000 метров с содержаниями, в мас. %: Mn до 1, Co 0,02—0,2, Ni 0,02—0,12, Ce 0,001—0,07 (рис. 2). По этой зоне Рангульской геолого-съемочной партией в 1992 г. по церию был произведен подсчет прогнозных ресурсов категории P₂ в количестве 1063 тонны.

В нижнем течении р. Зорбурулюк в современных рыхлых отложениях была установлена в 1992 г. россыпь монацита на площади 220×95 м (рис. 2). Содержание минерала в обломочных породах позднего квартала составляет от 300 до 600 г/м³ с запасами монацита 16,2 т.

В минералах горнблендитов месторождения Черногорское были установлены разнообразные изоморфные включения рудных элементов: в титаните — Y до 0,2, Zr 0,4, Nb 0,1, W 0,04, Th 0,04, Nd 0,2, Sm 0,06, Ce 0,1, Gd 0,04, Sn 0,01; в рутиле — Y до 0,01, Zr до 0,04, Nb до 0,2, а в кальците из метасоматических карбонатитов — Y до 0,02;

в скаполите — W 0,2; в биотите — Nb 0,01; в пирите Ag — до 0,1 мас. % (табл. 2, 3).

Собственные минералы Co, Ni и REE встречаются относительно редко. Они представлены пентландитом, ортитом, торитом, монацитом.

Условия формирования Кукурт-Зорбурулюкского массива

По мнению Э.А. Дмитриева [6, 7], выделившего кукуртский магматический комплекс, к которому мы относим Кукурт-Зорбурулюкский массив, его образование происходило в несколько фаз: первыми внедрились ультрабазиты, затем габброиды и их щелочные разности. Природа докембрийских щелочных габбро однозначно не решена: имеются как магматические, так и метасоматические признаки их происхождения.

Сравнивая выделенный нами массив с ультрамафит-габбровыми комплексами Среднего и Северного Урала [11], нужно отметить отсутствие точных его аналогов. Неполные аналоги известны на юго-востоке Аляски, где описаны ультрабазиты в центре массива, которые сменяются клинопироксенитами и горнблендитами, а затем габбро. Более всего Кукурт-Зорбурулюкский массив похож на ультрамафиты острова Сан-Паулу в экваториальной Атлантике. Эти породы сложены перидотитами со шлирами горнблендитов [11]. В последних наблюдаются апатит, скаполит, содалит, также характерные для рассматриваемого массива. Горнблендиты с этого острова по химическому составу похожи на памирские, отличаясь более низкими содержаниями железа.

По химическому составу роговообманковые перидотиты рассматриваемого массива имеют сходство с дайкообразными телами среди гнейсовых толщ докембрия Балтийского щита [11].

Магматическая природа обрамляющих роговообманковые перидотиты горнблендитов с их щелочными разностями может реконструироваться по высоким содержаниям ниобия в титаните и рутиле [15]. Высокое содержание в рассматриваемых горнблендитах титана, до 6,4 мас. % (табл. 1), позволяет по этому признаку коррелировать их с высокотитанистыми щелочно-ультраосновными породами Карелии, Приморья, Южной Норвегии, Швеции и Финляндии [12]. Горнблендиты обрамляются разрозненными телами габброидов.

Описываемый массив парагенетически связан с кольцевым разломом внутри сарыджилгинской свиты, который контролирует размещение и форму Кукурт-Зорбурулюкского массива. Возраст этого разлома синхронизируется с докембрийским

возрастом кукуртского ультрабазит-базитового комплекса, к которому мы относим породы рассматриваемого массива.

Выводы

1) В Музкол-Рангкульском антиклинории выделен новый, самый крупный щелочной ультрабазит-базитовый массив в составе кукуртского комплекса, названный нами Кукурт-Зорбурулюкский. Ранее эта площадь картографировалась как сарыджилгинская свита.

2) Выделенный массив имеет зональное, кольцевое строение: в центре находятся роговообман-

ковые перидотиты, обрамленные горнблендитами, а по периферии — габброиды. Массив контролируется кольцевым разломом.

3) Породы массива являются наиболее вероятным источником россыпного проявления монацита Зорбурулюк-1 и содержат перспективную минерализацию редких и редкоземельных элементов, а также Co, Ni и W.

4) Полученные материалы могут изменить сложившееся представление о только нерудной (камнесамоцветной) минерализации антиклинория и послужить толчком к постановке поисково-оценочных работ на Co, Ni, W, Nb, REE и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бархатов Б.П. Тектоника Памира. Л.: ЛГУ, 1963. 241 с.
2. Буданова К.Т. Метаморфические формации Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1991. 336 с.
3. Буданов В.И. Эндогенные формации Памира. Душанбе: Дониш, 1993. 299 с.
4. Геологическая карта СССР. Масштаб 1:200 000. Под ред. Г.Г. Мельника. Сер. Памирская. J-43-XV. 1964.
5. Геологическая карта Таджикской ССР и прилегающих территорий. Масштаб 1:500 000. Под ред. Н.Г. Власова. ВСЕГЕИ. 1989.
6. Дмитриев Э.А. Кукуртский комплекс // Петрология и геохимия магматических формаций Памира и Гиссаро-Алая. Душанбе: Дониш, 1978. С. 84—87.
7. Дмитриев Э.А. Кукуртский пироксенит-габбровый комплекс // Петрография Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1988. Т. 2. С. 138—140.
8. Литвиненко А.К. Нуристан-Южнопамирская провинция докембрийских самоцветов // Геология рудных месторождений. 2004. Т. 46. № 4. С. 305—312.
9. Литвиненко А.К., Одинаев Ш.А., Малахов Ф.А. Первая находка содалита и нефелина на месторождении ювелирного скаполита (Центральный Памир) // Разведка и охрана недр. 2019. № 7. С. 17—22.
10. Литвиненко А.К., Одинаев Ш.А., Верчеба А.А. Кобальт и никель в нерудных минералах месторождения ювелирного скаполита Черногорское, Центральный Памир // Горный журнал. 2019. № 11. С. 50—53.
11. Магматические горные породы. М.: Наука, 1988. Т. 5. 507 с.
12. Минералы. М.: Наука. 1972. Т. III. Вып. 2. 882 с.
13. Одинаев Ш.А., Литвиненко А.К., Фёдоров А.В., Авезов М.Н. Метасоматические карбонаты на месторождении ювелирного скаполита Черногорское, Центральный Памир // Разведка и охрана недр. 2020. № 4. С. 37—42.
14. Расчленение стратифицированных и интрузивных образований Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1976. 207 с.
15. Солодов Н.А., Семёнов Е.И., Бурков В.В. Геологический справочник по тяжелым литофильным редким металлам. М.: Недра, 1987. 438 с.
16. Терехов Е.Н., Круглов В.А., Левицкий В.И. Редкоземельные элементы в корундсодержащих метасоматитах и связанных с ними породах Восточного Памира // Геохимия. 1999. № 3. С. 238—250.
17. Litvinenko A.K., Moiseeva S.B., Odinaev Sh.A., Utenkov V.A. Geology of the Gem-Quality Scapolite Deposit (Central Pamirs, Tajikistan) // Geology of Ore Deposits. 2019, Vol. 61. № 5. P. 481—493. DOI: 10.1134/S1075701519050040

REFERENCES

1. Barkhatov B.P. Tektonika Pamira (Tectonics of the Pamirs). Leningrad: LGU, 1963. 241 p. (In Russian).
2. Budanova K.T. Metamorphic Formations of Tadjikistan. Dushanbe: Donish, 1991. 336 p. (In Russian).
3. Budanov V.I., Endogenous Formations of Pamirs. Dushanbe: Donish, 1993. 299 p. (In Russian).
4. Geological map of the USSR. Scale 1:200 000. Ed. by G.G. Melnik. Ser. Pamir. J-43-XV. 1964 (In Russian).
5. Geological map of the Tajik SSR and adjacent territories. Scale 1:500 000. Ed. by N.G. Vlasov. VSEGEI. 1989 (In Russian).
6. Dmitriev E.A., Kukurtskii complex // Petrology and Geochemistry of Magmatic Formations. Dushanbe: Donish, 1978. P. 84—87 (In Russian).
7. Dmitriev E.A. Kukurt pyroxenite-gabbro complex // Petrography of Tajikistan. Dushanbe: Donish, 1988. V. 2. P. 138—140 (In Russian).
8. Litvinenko A.K. Nuristan-South Pamir province of Precambrian gems // Geology of ore deposits. 2004. T. 46. No. 4. P. 305—312 (In Russian).
9. Litvinenko A.K., Odinaev Sh.A., Malakhov F.A. The first find of sodalite and nefelin at the deposit of jewelry scapolite Montenegrin (Central Pamir) // Prospect and protection of mineral resources. 2019. No. 7. P. 17—22 (In Russian).
10. Litvinenko A.K., Odinaev Sh.A., Vercheba A.A.

- Cobalt and nickel in non-metal minerals in the gem-quality scapolite field Chernogorskoe, Central Pamir // Mountain Journal. 2019. No. 11. P. 50—53 (In Russian).
11. Igneous rocks. Moscow: Science, 1988. V. 5. 507 p. (In Russian).
 12. Minerals. Moscow: Science, 1972. Vol. III. Release. 2. 882 p. (In Russian).
 13. Odinaev Sh.A., Litvinenko A.K., Fedorov A.V., Ave-zov M.N., Yatimov U.A. Metasomatic carbonatites at the Chernogorskoe jewelry scapolite deposit, Central Pamir // Prospect and protection of mineral resources. 2020. No. 4, P. 37—42 (In Russian).
 14. Dismemberment of stratified and intrusive formations in Tajikistan. Dushanbe: Donish, 1976. 207 p. (In Russian).
 15. Solodov N.A., Semyonov E.I., Burkov V.V. Geological reference book on heavy lithophilic rare metals. Moscow: Nedra, 1987. 438 p. (In Russian).
 16. Terekhov E.N., Kruglov V.A., Levitsky V.I. Rare earth elements in corundum-bearing metasomatites and related rocks of the Eastern Pamir // Geochemistry. 1999. No. 3. P. 238—250 (In Russian).
 17. Litvinenko A.K., Moiseeva S.B., Odinaev Sh.A., Utenkov V.A. Geology of the Gem-Quality Scapolite Deposit (Central Pamirs, Tajikistan) // Geology of Ore Deposits. 2019. Vol. 61. No. 5. P. 481—493. DOI: 10.1134/S1075701519050040

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Одинаев Ш.А. — внес вклад в обработку и анализ геолого-петрохимических данных и в создании графической информации, утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Andrey K. Litvinenko — developed the concept and 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.

Sharifjon A. Odinaev — contributed to the processing and analysis of geological and petrochemical data and to the creation of graphical information, approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Литвиненко Андрей Кимович* — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры минералогии и геммологии ФГБОУ ВО «Российский государственный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: akl1954@yandex.ru
тел.: +7 (916) 655-08-08
SPIN-код: 6127-2320
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1779-5391>

Andrey K. Litvinenko* — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Professor of the Department of Mineralogy and Gemmology Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: akl1954@yandex.ru
tel.: +7 (916) 655-08-08
SPIN-code: 6127-2320
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1779-5391>

Одинаев Шарифджон Ахтамжонович — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геодинамики фанерозоя и петрогенезиса Института геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии Национальной академии наук Таджикистана; докторант (PhD) Института геохимии Гуанчжоу Китайской академии наук.

267, ул. Айна, г. Душанбе 734063, Таджикистан.
511, ул. Кехуа, г. Гуанчжоу 510640, Китай
e-mail: Sharif.Geolog@mail.ru
тел.: +992 985-38-33-36
SPIN-код: 1174-3786
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8849-206X>

Sharifjon A. Odinaev — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Head of the Laboratory of geodynamics phanerozoic and petrogenesis of the Institute of geology, earthquake engineering and seismology, National Academy of Sciences of Tajikistan; PhD-student of Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences.

267, Ayni str., Dushanbe 734063, Tajikistan.
511, Kehua Str., Guangzhou 510640, China
e-mail: Sharif.Geolog@mail.ru
tel.: +992 985-38-33-36
SPIN-code: 1174-3786
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8849-206X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-59-69>
УДК 550.822.7



РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОЙ АВТОНОМНОЙ ВИБРОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ

Б.А. ОВЕЗОВ*, К.О. ЩЕРБАКОВА, Л.Р. КАЛЕНДАРОВА, В.А. ПЕТИНА

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Вибрации при бурении являются одной из основных причин повреждения породоразрушающего инструмента и ранних отказов скважинных приборов. На сегодня лучшим решением этой проблемы является измерение вибраций в скважине с помощью измерительных датчиков, расположенных рядом с породоразрушающим инструментом. После подтверждения возникновения вибраций во время бурения усилия сосредоточены на недопущении выхода вибраций на критические значения. Постоянное совершенствование технологий, в том числе использование автоматизированных буровых установок, выдвинуло вопрос о создании отечественной и недорогостоящей аппаратуры, предназначенной для измерения на забое скважины и передачи на поверхность сигналов, характеризующих процесс бурения.

Цель. Снижение непроизводительного времени, затрачиваемого на ликвидацию аварий, причиной которых послужили вибрации, путем внедрения отечественной и недорогостоящей скважинной автономной виброизмерительной аппаратуры.

Материалы и методы. Анализ результатов экспериментальных исследований основных причин возникновения вибраций, а также результаты разработок, направленные на снижение вибрационных процессов.

Результаты. Анализ позволил выявить, что на сегодня лучшим решением вибрационной проблемы является измерение вибраций в скважине с помощью измерительных датчиков, расположенных рядом с породоразрушающим инструментом.

Заключение. Чтобы добиться максимальной экономической эффективности и избежать затрат на ликвидацию последствий вибраций, необходимо спроектировать отечественную и недорогостоящую скважинную автономную виброизмерительную аппаратуру, предназначенную для регистрации крутильных и продольных вибраций.

Ключевые слова: вибрации, датчики, крутильные колебания, продольные колебания, скважинная автономная виброизмерительная аппаратура.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р., Петина В.А. Разработка скважинной автономной виброизмерительной аппаратуры. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):59—69. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-59-69>

Статья поступила в редакцию 14.12.2022

Принята к публикации 30.01.2023

Опубликована 31.01.2023

* Автор, ответственный за переписку

DEVELOPMENT OF AUTONOMOUS DOWNHOLE VIBRATION MEASURING EQUIPMENT

BATYR A. OVEZOV*, KSENIYA O. SHCHERBAKOVA, LEILI R. KALENDAROVA, VICTORIA A. PETINA

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

ABSTRACT

Background. Drilling vibrations may cause damage to the bit and early failure of downhole instruments. The main approach to solving this problem consists in measuring downhole vibrations while drilling by adding sensors near the bit in to the bottom hole assembly (BHA). When drilling vibrations are registered, measures are taken to avoid their reaching the critical values. If necessary the drilling stops and the section is worked out to avoid accidents due to the high critical values. Not always drilling companies add such sensors to the BHA due to high price of the equipment. Constant problems with vibrations while drilling, require the creation of domestic low-cost autonomous equipment for measuring downhole vibrations and transmitting respective signals to the surface.

Aim. To develop domestic low-cost autonomous downhole vibration measuring equipment.

Materials and methods. Analysis of the experimental studies on drilling vibrations. Development technical solution such as domestic low-cost autonomous equipment for measuring downhole vibrations.

Results. The problem of drilling vibrations can be controlled by downhole measuring equipment located in the vicinity of the bit. The device under development is presented in the article.

Conclusion. In order to achieve maximum economic efficiency and avoid the costs of eliminating the consequences of vibrations, domestic low-cost autonomous downhole vibration measuring equipment should be developed to register torsional and longitudinal vibrations.

Keywords: vibrations, sensors, torsional vibrations, longitudinal vibrations, autonomous downhole vibration measuring equipment

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

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

For citation: Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R., Petina V.A. Development of autonomous downhole vibration measuring equipment. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):59—69. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-59-69>

Manuscript received 14 December 2022

Accepted 30 January 2023

Published 31 January 2023

* Corresponding author

Совершенствование технологий, широкое использование высоких частот вращения бурового снаряда, разработка и внедрение автоматизированных систем и устройств, в том числе автоматизированных буровых установок, выдвинули вопрос о создании отечественной и недорогостоящей аппаратуры, предназначенной для измерения на забое скважины и передачи на поверхность сигналов, характеризующих процесс бурения [1, 4, 5].

Причины возникновения вибраций при бурении

Чтобы лучше понять основную причину возникновения торсионной вибрации инструмента, за последнее время были выдвинуты три предположения. В трудах [12] указывалось, что вибрация при бурении может быть связана с изменением момента трения в скважине (момент трения, возникающий в результате пятна контакта между бурильной колонной и стволом скважины или взаимодействия породоразрушающего

инструмента с породой). Однако в [8] предполагалось, что уменьшение крутящего момента на породоразрушающем инструменте с увеличением скорости вращения было основной причиной прерывистого вращения, наводимой породоразрушающим инструментом. Данное предположение было подтверждено путем проведения статистического анализа 300 различных породоразрушающих инструментов. В трудах [14] такой эффект породоразрушающего инструмента при уменьшении крутящего момента называется «отрицательным демпфирующим эффектом». Была проведена серия экспериментальных исследований основных причин возникновения вибраций породоразрушающего инструмента. Предположено, как спроектировать породоразрушающий инструмент для уменьшения вибраций прерывистого вращения. Снижение крутящего момента породоразрушающего инструмента с увеличением скорости вращения также наблюдалось в работах [15]. Однако были мнения, что уменьшение крутящего момента с увеличением скорости вращения является не основной причиной, а следствием прерывистого вращения. Такую модель назвали моделью Ричарда — Жерме — Детурнея (РЖД). В модели РЖД вибрация при бурении может быть вызвана породоразрушающим инструментом и/или бурильной колонной [16]. Момент трения, возникающий в результате контакта между бурильной колонной и стволом скважины, ответствен за вызываемую бурильной колонной вибрацию прерывистого вращения. Режущий момент породоразрушающего инструмента, возникающий при взаимодействии его с породами, отвечает за вызываемую вибрацию на породоразрушающем инструменте.

Методы снижения уровня вибраций при бурении

Существует несколько методов уменьшения вибраций. Эти методы можно разделить на три категории: оптимизация параметров бурения, оптимизация компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и оптимизация конструкции породоразрушающего инструмента. Рассмотрим каждый из методов.

1. Вибрацию можно снизить, уменьшив статическое трение в скважине или изменив скорость вращения. Эта концепция была реализована в современных буровых установках, и сообщалось о ее эффективности в отношении снижения уровня вибраций [9].

2. Вызванная вибрация может быть уменьшена за счет оптимизации КНБК, включая размещение роликовых расширителей и стабилизаторов.

Вибрацию можно уменьшить за счет увеличения жесткости бурильной колонны [7].

3. В работе [10] оптимизация конструкции породоразрушающего инструмента была сосредоточена на конструкции с ограничителями глубины внедрения резцов (DOCC — depth-of-cut controller) и форме режущей конструкции. Было показано, что DOCC на породоразрушающем инструменте может устранить вибрации за счет предотвращения чрезмерного зацепления резца за породу. Более агрессивная режущая структура может уменьшить прерывистое вращение. Они заменили породоразрушающий инструмент с более низкой агрессивностью, который демонстрировал сильные вибрации, на породоразрушающий инструмент с более высокой агрессивностью и выявили, что породоразрушающий инструмент с более высокой агрессивностью помог избавиться от вибраций при аналогичных условиях бурения. Однако автор в [11] пришел к выводу, что после серии испытаний пяти различных породоразрушающих инструментов на буровой установке агрессивные виды более склонны к вибрациям, чем менее агрессивные породоразрушающие инструменты [13].

Исходя из вышеизложенного, актуальность разработки скважинной автономной виброизмерительной аппаратуры, предназначенной для регистрации крутильных и продольных вибраций, не вызывает никаких сомнений, так как, несмотря на усилия, сосредоточенные на понимании первопричины возникновения данных вибраций и решения их, на сегодня лучшим решением этой проблемы является измерение вибраций в скважине с помощью измерительных датчиков, расположенных рядом с породоразрушающим инструментом, и передачи на поверхность сигналов, характеризующих процесс бурения [3, 6].

Разработка скважинной автономной виброизмерительной аппаратуры

Скважинная автономная виброизмерительная аппаратура, предназначенная для регистрации крутильных и продольных вибрационных смещений бурильных труб и породоразрушающего инструмента в геолого-разведочных скважинах, имеет диаметр 59 мм и более. Она состоит из датчика колебаний, блока включения и блока питания. Все узлы прибора собираются в цилиндрических корпусах и присоединяются последовательно друг к другу специальными разъемами. Собранный прибор помещается в гильзу, имеющую нижнюю крышку с отверстиями для прохода

промывочной жидкости и верхнюю, с герметизирующим устройством.

Чувствительные элементы прибора представляют собой квазиупругую систему, состоящую из массы и пружины. На рисунках 1 и 2 изображены датчики крутильных и продольных колебаний.

Основными их элементами являются маятник с двумя спиральными пружинами у датчика крутильных колебаний и подвес на винтовой пружине у датчика продольных колебаний. Датчик крутильных колебаний имеет успокоитель сухого трения с регулируемой величиной степени успокоения.

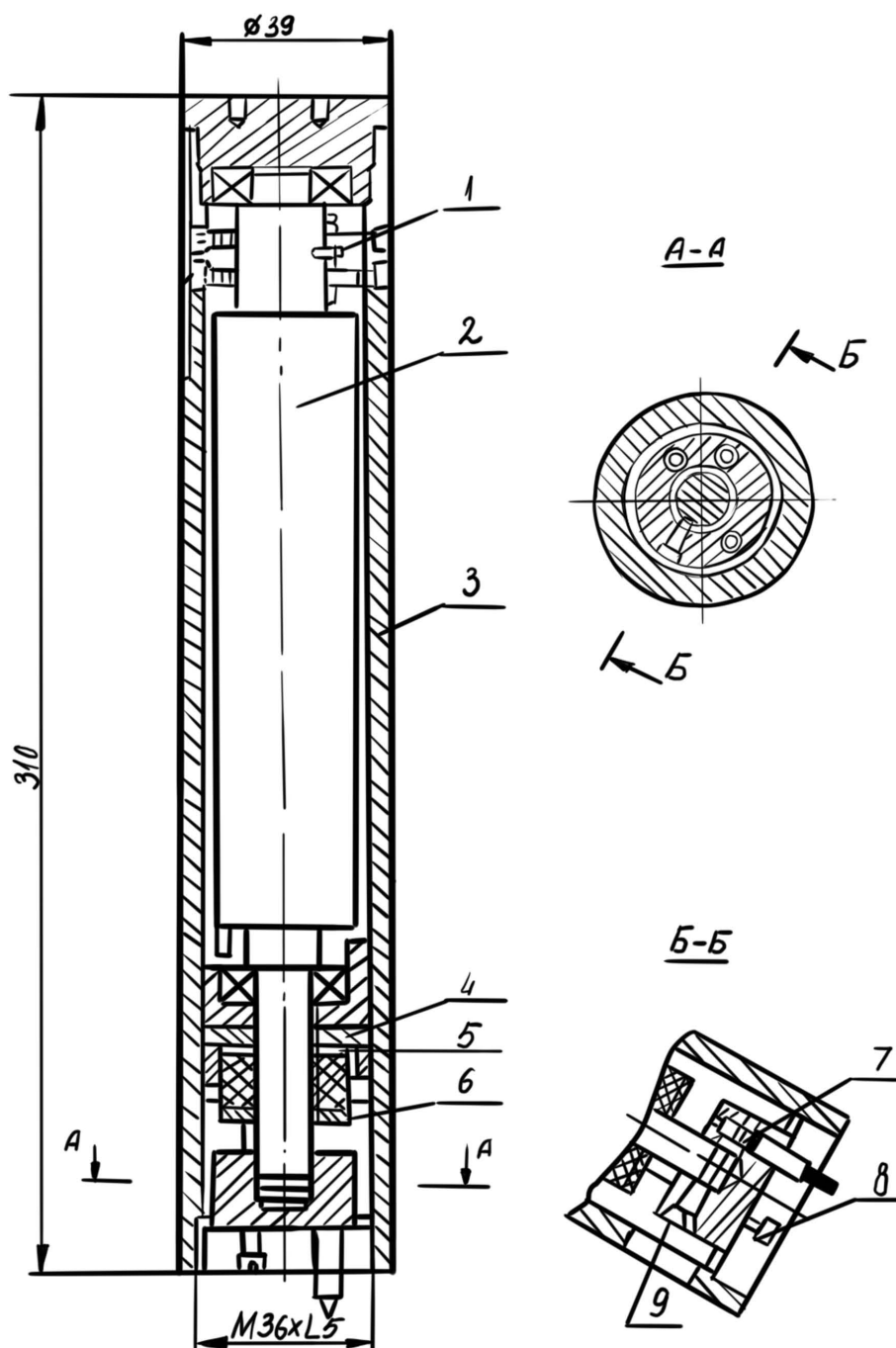


Рис. 1. Датчик крутильных колебаний. 1 — пружина спиральная, 2 — маятник, 3 — корпус, 4 — опорная шайба, 5 — прижимной диск, 6 — нажимной диск, 7 — пишущее устройство, 8 — винт, 9 — стопор

Fig. 1. Torsional vibration sensor. 1 — spiral spring, 2 — handwheel, 3 — housing, 4 — bearing washer, 5 — pressure plate, 6 — pressure plate, 7 — writing device, 8 — screw, 9 — stopper

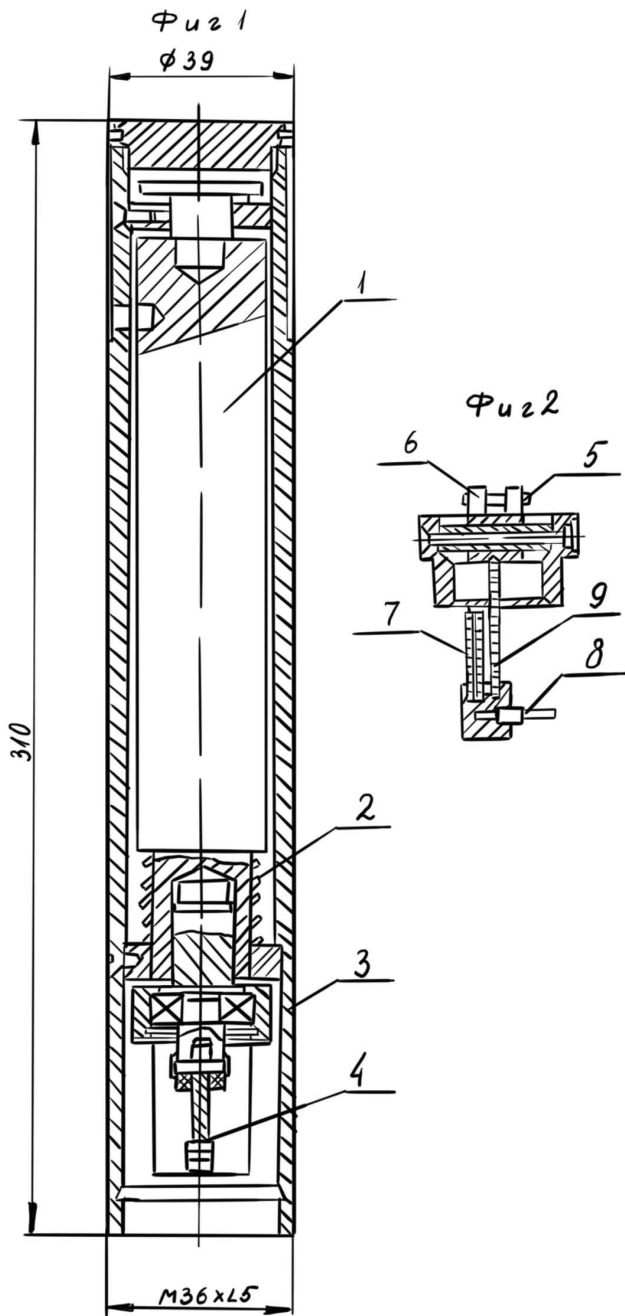


Рис. 2. Датчик продольных колебаний. 1 — подвес, 2 — пружина винтовая, 3 — корпус, 4 — коромысло, 5 — ось, 6 — рычаг, 7 — трубка, 8 — электромагнитическая головка, 9 — пружина плоская

Fig. 2. Longitudinal vibration sensor. 1 — suspension, 2 — helical spring, 3 — housing, 4 — beaker, 5 — axis, 6 — lever, 7 — tube, 8 — electromagnetic head, 9 — flat spring

Он состоит из опорной шайбы, прижимного диска и упругой прокладки. В датчике продольных колебаний успокоение осуществляется за счет трения

в подвижной системе. Записывающее устройство датчика крутильных колебаний монтируется непосредственно в его корпусе. Записывающее устройство продольных колебаний (рис. 2, фиг. 2) выполнено отдельным узлом. Запись выполняется на магнитном носителе.

На рисунке 3 изображен датчик крутильных колебаний с уменьшенной боковой чувствительностью. Он предназначен для регистрации крутильных колебаний в условиях воздействия на бурильную колонну сильных продольных колебаний. Особенностью датчика, отличающей его от подобных конструкций, является то, что его корпус соединен с направляющей втулкой шпонкой и может совершать в ней продольные колебательные движения на винтовой пружине. Эта особенность обеспечивает сохранение постоянного значения величины степени успокоения в процессе регистрации колебаний, что способствует повышению качества записи.

Блок включения (рис. 4) состоит из собственного вибрационного включателя, имеющего подпружинный маховик и контакты с регулируемым зазором, реле постоянного тока и электрического конденсатора, шунтирующего обмотки реле. Электрическая схема прибора изображена на рисунке 5. При регистрации высокочастотных низкоамплитудных колебаний зазоры между контактом маховика и пружинными контактами не должны превышать 0,5 мм. При регистрации колебаний с большими амплитудами ($2A \geq 5^\circ$) зазор может быть увеличен до 1 мм, что позволит сократить количество самопроизвольных включений от толчков и ударов при спуске прибора в скважину.

Блок питания (рис. 6) представляет собой литиевую батарею последовательно соединенных элементов, расположенных в стальном корпусе.

Прижатие элементов друг к другу обеспечивается нижней пробкой. Для предотвращения раздавливания элементов между ними устанавливаются отдельные кольца.

Движение чувствительного элемента низкочастотного прибора описывается известным уравнением [2]:

$$x'' + 2x'\epsilon + \omega_0^2 x = ax \sin \omega t, \quad (1)$$

где x — перемещение чувствительного элемента; ϵ — половина приведенного коэффициента успокоения; ω_0 — частота собственных колебаний системы; ω — частота вынужденных колебаний; a — амплитуда перемещений.

При установившемся движении [2]:

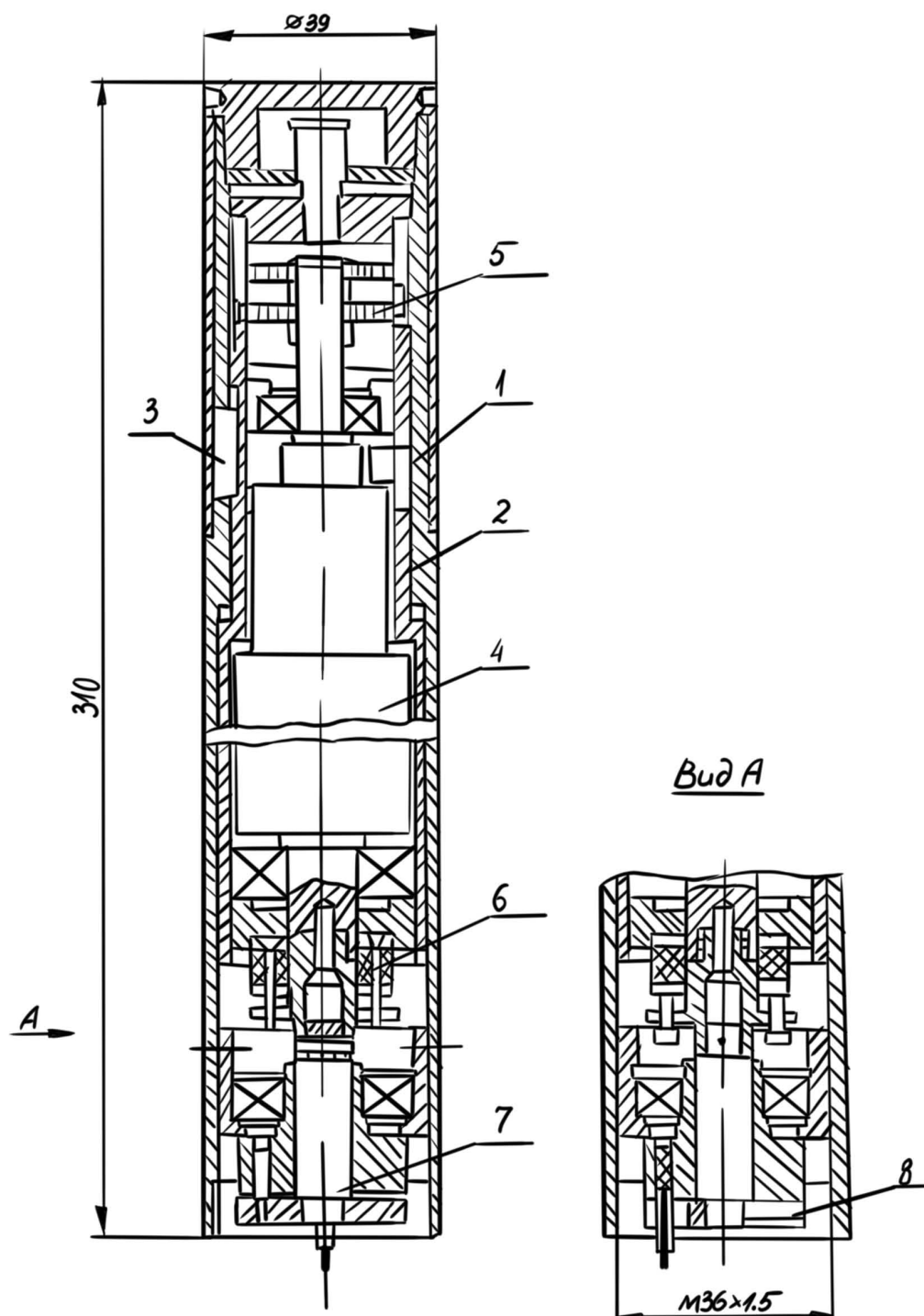


Рис. 3. Датчик крутильных колебаний с уменьшенной боковой чувствительностью. 1 — направляющая втулка, 2 — корпус, 3 — шпонка, 4 — маховик, 5 — пружина спиральная, 6 — успокоитель, 7 — пишущее устройство, 8 — стопор

Fig. 3. Torsional vibration sensor with reduced lateral sensitivity. 1 — guide bushing, 2 — body, 3 — key, 4 — handwheel, 5 — spiral spring, 6 — stilling device, 7 — writing device, 8 — stopper

$$x = \frac{a\omega}{\sqrt{(\omega_0^2 - \omega^2)^2 + 4\varepsilon^2\omega^2}} \sin(\omega t + y). \quad (2) \quad \text{Если } \omega_0 \ll \omega \text{ и } 2\varepsilon \ll \omega, x = a \sin \omega t = y, \text{ где } y — \text{перемещение объекта.}$$

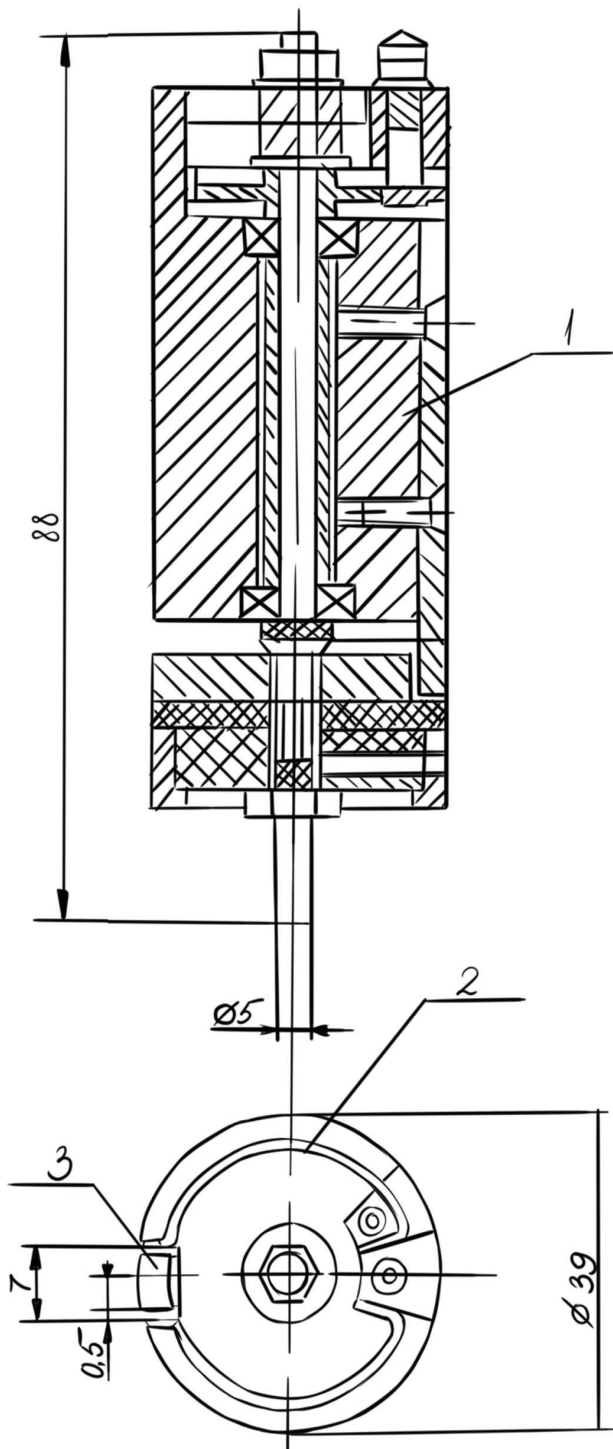


Рис. 4. Вибрационный включатель. 1 — маховик, 2 — пружинный контакт, 3 — контакт
Fig. 4. Vibration switch. 1 — handwheel, 2 — spring contact, 3 — contact

Регистрация колебаний начинается одновременно с началом вращения снаряда. Примеры

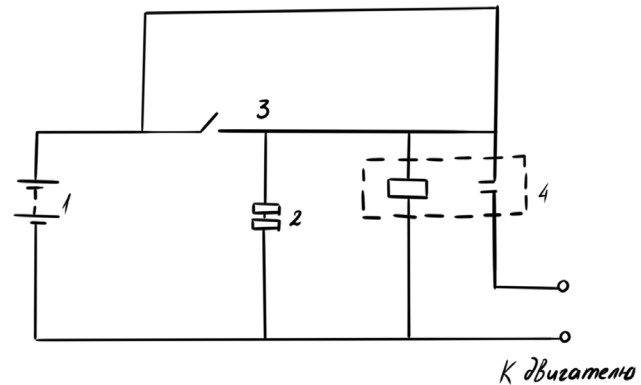


Рис. 5. Электрическая схема прибора. 1 — батарея, 2 — конденсатор, 3 — вибрационный включатель, 4 — реле
Fig. 5. The electrical circuit of the device. 1 — battery, 2 — capacitor, 3 — vibration switch, 4 — relay

приведены на рисунках 7 и 8. Срабатывание включателя происходит от действия крутильных колебаний. Собранный прибор (в гильзе) может быть установлен в любом месте колонны буровых труб или в колонковом снаряде.

В рабочем диапазоне частот (от 4 до 100 Гц) ошибки измерений не должны превышать 10%.

Погрешности прибора определяются инерционными или динамическими ошибками, а также ошибками, возникающими от тряски и ударных нагрузок. Различаются ошибки по амплитуде и фазе. В большинстве случаев регистрации колебательных движений в скважине результирующие колебательного процесса не являются гармоническими. Периодические колебания, а иногда и случайные, могут быть разложены на ряд гармонических составляющих. Ошибка по фазе и относительная ошибка по амплитуде для каждой составляющей определяется по известным выражениям [2]:

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{(g_i^2 - 1)^2 + 4g_i^2 D^2}}, \quad (3)$$

где β — относительное изменение амплитуды; D — степень успокоения; $g_i = \omega_0 / \omega_i$.

Пользуясь способом пассивной коррекции, динамические ошибки можно свести к минимуму уже при частоте колебаний исследуемого процесса 2,5—3 Гц. Более высокие составляющие будут записываться с незначительными погрешностями, которые в общем случае можно не принимать во внимание.

При сильных помехах, возникающих при превышении критической скорости вращения колонны, пассивная коррекция не может

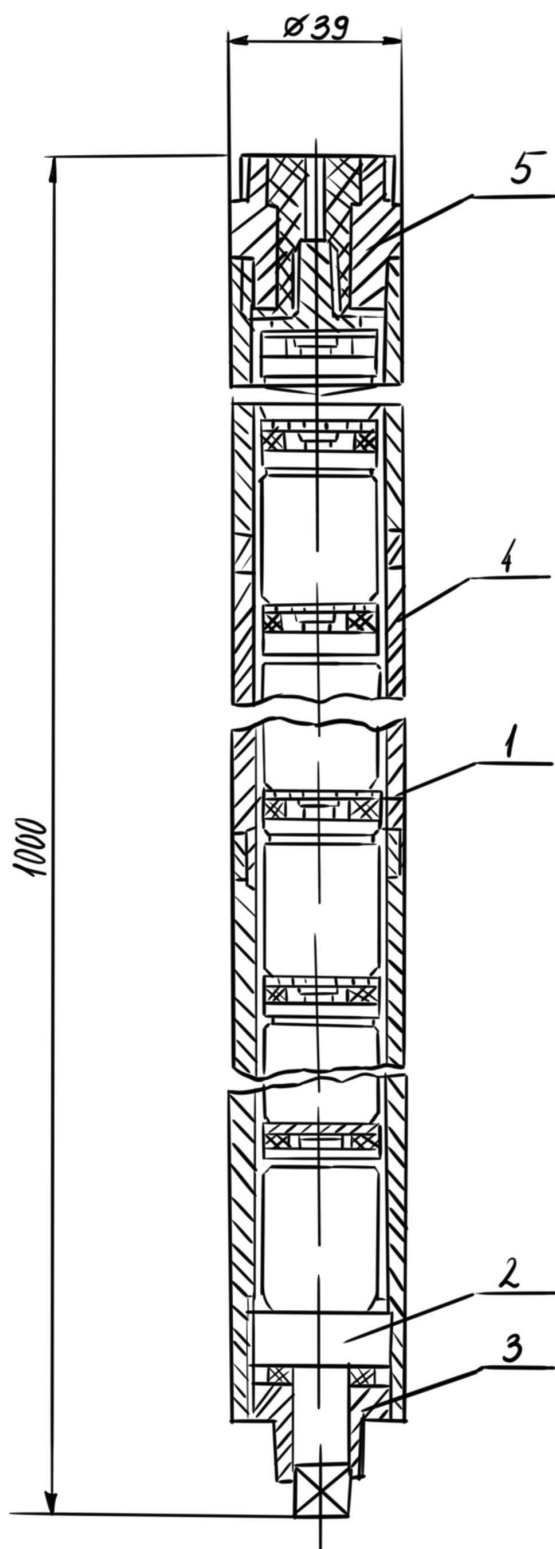


Рис. 6. Блок питания. 1 — кольцо разделительное, 2 — нижняя пробка, 3 — контргайка, 4 — корпус, 5 — разъем

Fig. 6. Power unit. 1 — separating ring, 2 — bottom plug, 3 — counter nut, 4 — housing, 5 — connector

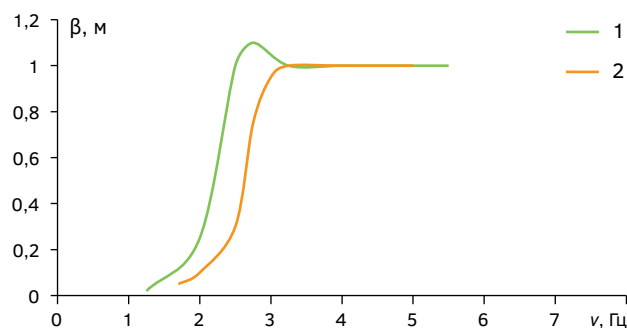


Рис. 7. Амплитудные характеристики датчиков крутильных колебаний

Fig. 7. Amplitude characteristics of torsional vibration sensors

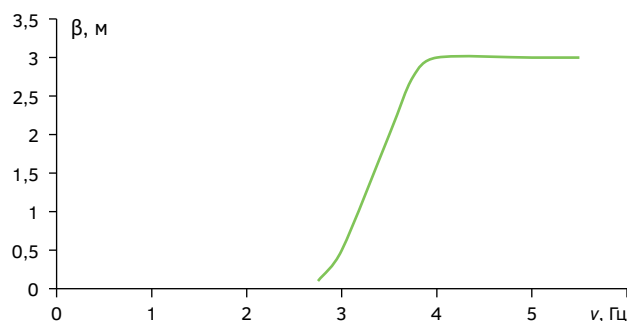


Рис. 8. Амплитудная характеристика датчика продольных колебаний

Fig. 8. Amplitude characteristic of the continuous oscillation sensor

обеспечить нужной точности измерений. В этом случае необходимо тщательно стабилизировать прибор в скважине и применять датчики с уменьшенной боковой и ротационной чувствительностью.

Заключение

В заключение необходимо отметить, что в процессе бурения особую опасность для скважинного оборудования представляют вибрации, приводящие в случае их критического значения к авариям в скважине. Это, в свою очередь, вызывает непроизводительность времени и экономический ущерб. Соответственно, чтобы добиться максимальной экономической эффективности, необходимо спроектировать отечественную и недорогостоящую скважинную автономную виброизмерительную аппаратуру, предназначенную для регистрации крутильных и продольных вибрационных смещений бурильных труб и породоразрушающего инструмента в геолого-разведочных скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алимова М.М., Соловьев Н.В., Щербакова К.О., Овезов Б.А. Повышение эффективности технологического процесса бурения с применением долот PDC // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 7(127). С. 72—74. EDN UDRCFE.
2. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении: справочное пособие. М.: РГГРУ, 2007. С. 192—204.
3. Календарова Л.Р., Машкова А.М., Соловьев Н.В. и др. Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и троичного кодирования // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 10(118). С. 62—64. EDN CDKFCW.
4. Кузнецова Д.А., Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р. Анализ возникновения вибраций в процессе бурения // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 11(131). С. 88—93. EDN TKCKXH.
5. Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р. и др. Снижение критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 4. С. 91—100. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100. EDN YZNEOU.
6. Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р., Кузнецова Д.А. Анализ существующей проблемы с вибрациями в телеметрических системах и модернизация алгоритмов работы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 1(361). С. 20—25. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-20-25. EDN SXDZRG.
7. Bailey J.R., Remmert S.M. Managing Drilling Vibrations through BHA Design Optimization. SPE Drill & Compl. 2010. No. 25(4). P. 458—471. SPE-139426-PA.
8. Brett, J. F. 1992. The Genesis of Bit-Induced Torsional Drillstring Vibrations. SPE Drill Eng 7 (3): 168—174. SPE-21943-PA. <https://doi.org/10.2118/21943-PA>.
9. Dao N., Menand S., Isbell M. Mitigating and Understanding Stick-Slip in Unconventional Wells. Paper presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands, 5—7 March 2019. P. 279—288. SPE-194117-MS.
10. Jaggi A., Upadhya S., Chowdhury A.R. Successful PDC/RSS Vibration Management Using Innovative Depth-of-Cut Control Technology: Panna Field, Offshore, India. Paper presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 20—22 February 2007. P. 348—361. SPE-104388-MS.
11. Jain J.R., Ledgerwood L.W., Hoffmann O.J.-M., et al. Mitigation of Torsional Stick-Slip Vibrations in Oil Well Drilling through PDC Bit Design: Putting Theories to the Test. Paper presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October — 2 November 2011. P. 485—491. SPE-146561-MS.
12. Kyllingstad A., Halsey G.W. A Study of Slip/Stick Motion of the Bit. SPE Drill Eng. 1988. No. 3(4). P. 369—373. SPE-16659-PA.
13. Niznik M.R., Carson A.D., Wise K.J., et al. A New Approach to Stick-Slip Management Integrating Bit Design and Rotary-Steerable-System Characteristics. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA, 21—23 February 2006. P. 97—121. SPE-98962-MS.
14. Pelfrene G., Sellami H., Gerbaud, L. Mitigating Stick-Slip in Deep Drilling Based on Optimization of PDC Bit Design. Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 1—3 March 2011. P. 228—239. SPE-139839-MS.
15. Shen Y., Zhang Z., Zhao J., et al. The Origin and Mechanism of Severe Stick-Slip. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 9—11 October 2017. P. 258—271. SPE-187457-MS.
16. 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. SPE-194072-PA.

REFERENCES

1. Alimova M.M., Solov'yev N.V., Shcherbakova K.O., Ovezov B.A. Improving the efficiency of the drilling process using PDC bits // Business magazine Neftegaz.RU. 2022. № 7(127). P. 72—74. EDN UDRCFE (In Russian).
2. Gandzhumyan R.A., Kalinin A.G., Serdyuk N.I. Calculations in drilling. Reference manual. Moscow: RGGU, 2007. P. 192—204 (In Russian).
3. Kalendarova L.R., Mashkova A.M., Solov'yev N.V., et al. Hardware complex for increasing the transmitted information during drilling using a combined communication channel and ternary coding // Business magazine Neftegaz.RU. 2021. № 10(118). P. 62—64. EDN CDKFCW (In Russian).
4. Kuznetsova D.A., Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R. Analysis of the occurrence of vibrations during drilling // Business magazine Neftegaz.RU. 2022. № 11(131). P. 88—93. EDN TKCKXH (In Russian).
5. Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R., et al. Reduction of the critical consequences of torsional vibrations as a result of rock destruction by PDC bits // News of higher educational institutions. Geology and exploration. 2022. № 4. P. 91—100. DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100. EDN YZNEOU (In Russian).

6. Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R., Kuznetsova D.A. Analysis of the existing problem with vibrations in telemetry systems and modernization of operation algorithms // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. 2023. № 1(361). P. 20—25. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-20-25. EDN SXDZRG (In Russian).
7. Bailey J.R., Remmert S.M. Managing Drilling Vibrations through BHA Design Optimization. SPE Drill & Compl. 2010. No. 25(4). P. 458—471. SPE-139426-PA.
8. Brett, J. F. 1992. The Genesis of Bit-Induced Torsional Drillstring Vibrations. SPE Drill Eng 7 (3): 168—174. SPE-21943-PA. <https://doi.org/10.2118/21943-PA>.
9. Dao N., Menand S., Isbell M. Mitigating and Understanding Stick-Slip in Unconventional Wells. Paper presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands, 5–7 March 2019. P. 279 —288. SPE-194117-MS.
10. Jaggi A., Upadhaya S., Chowdhury A.R. Successful PDC/RSS Vibration Management Using Innovative Depth-of-Cut Control Technology: Panna Field, Offshore, India. Paper presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 20–22 February 2007. P. 348—361. SPE-104388-MS.
11. Jain J.R., Ledgerwood L.W., Hoffmann O.J.-M., et al. Mitigation of Torsional Stick-Slip Vibrations in Oil Well Drilling through PDC Bit Design: Putting Theories to the Test. Paper presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October — 2 November 2011. P. 485—491. SPE-146561-MS.
12. Kyllingstad A., Halsey G.W. A Study of Slip/Stick Motion of the Bit. SPE Drill Eng. 1988. No. 3(4). P. 369—373. SPE-16659-PA.
13. Niznik M.R., Carson A.D., Wise K.J., et al. A New Approach to Stick-Slip Management Integrating Bit Design and Rotary-Steerable-System Characteristics. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA, 21–23 February 2006. P. 97—121. SPE-98962-MS.
14. Pelfrene G., Sellami H., Gerbaud, L. Mitigating Stick-Slip in Deep Drilling Based on Optimization of PDC Bit Design. Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 1—3 March 2011. P. 228—239. SPE-139839-MS.
15. Shen Y., Zhang Z., Zhao J., et al. The Origin and Mechanism of Severe Stick-Slip. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 9–11 October 2017. P. 258—271. SPE-187457-MS.
16. 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. SPE-194072-PA.

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 возникновения торсионных вибраций, выполнила чертежи, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Календарова Л.Р. — провела оценку методам снижения уровня вибраций при бурении, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Петина В.А. — рассчитала ошибку по фазе и относительную ошибку по амплитуде, 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.

Kseniia O. Shcherbakova — analyzed the occurrence of torsional vibrations, completed the drawings, completed the English translation and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Leili R. Kalendarova — evaluated methods to reduce vibration levels while drilling, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Victoria A. Petina — calculated phase error and relative amplitude error, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Овезов Батыр Аннамухамедович* — начальник отдела организации научных мероприятий и молодежной науки 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>

Щербакова Ксения Олеговна — преподаватель 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 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>

Петина Виктория Александровна — студентка ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

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

e-mail: vicka.petina@yandex.ru

тел.: +7 (900) 363-60-56

SPIN-код: 2354-7580

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4355-4711>

Batyr A. Ovezov* — Head of the Department of Organization of Scientific events and Youth Science, 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>

Kseniia O. Shcherbakova — Lecturer, 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, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya St., 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>

Victoria A. Petina — student, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: vicka.petina@yandex.ru

tel.: +7 (900) 363-60-56

SPIN-code: 2354-7580

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4355-4711>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

У.С. СЕРИКОВА

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Становление и развитие нефтегазовой промышленности Каспийского региона связаны с освоением нефтегазовых ресурсов Каспийского моря и прилегающих территорий. Исторический экскурс свидетельствует, что впервые в мире добыча нефти на море началась там. Примечательно, что во многих странах мира использовался опыт, накопленный именно здесь. В истории становления и развития нефтегазового комплекса Каспийского региона можно выделить четыре основных этапа: ранний (античная и средневековая эпохи); начальный этап промышленного освоения (с X века и до 1917 г.); советский этап; современный этап.

Цель. Исследование истории развития нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе.

Материалы и методы. В работе использованы методы ретроспективного, графического, статистического, системно-структурного анализа.

Результаты. По результатам исследования выделены основные этапы развития нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе.

Ключевые слова: нефтегазовые ресурсы, Каспийский регион, история становления, освоение нефтегазовых ресурсов, нефтехимия и переработка нефти и газа

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С. Основные этапы развития нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2022;64(6):70—83. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-70-83>

Статья поступила в редакцию 04.11.2022

Принята к публикации 28.12.2022

Опубликована 31.01.2023

MAIN STAGES IN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE CASPIAN REGION

ULYANA S. SERIKOVA

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

ABSTRACT

Background. The development of the oil and gas industry in the Caspian region is closely linked with the development of oil and gas resources of the Caspian Sea and adjacent territories. According to historical sources, it was in the Caspian region where the global offshore oil production was launched. Further, other countries used the experience gained in the Caspian region. Four main stages can be distinguished in the of the Caspian oil and gas complex, including the nascent (antique and medieval eras) stage; the initial stage of industrial development (from the 10th century

to 1917); the Soviet stage of industrial development; and the modern stage of industrial development.

Aim. To study of the history of the development of the oil and gas industry in the Caspian region.

Materials and methods. The methods of retrospective, graphical, statistical, system-structural analysis were used in the work.

Results. Based on the results of the study, the main stages in the development of the oil and gas industry in the Caspian region were identified.

Keywords: oil and gas resources, Caspian region, history, oil and gas resources development, petrochemistry, oil and gas processing

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest

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

For citation: Serikova U.S. Main stages in the development of the oil and gas industry in the Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):70—83. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-70-83>

Manuscript received 04 November 2022

Accepted 28 December 2022

Published 31 January 2023

Античная эпоха раннего этапа охватывает время с IV в. до н.э. до II в. н.э. Еще в VI в. до Рождества Христова на Апшероне были храмы огнепоклонников, в которых горели неугасаемые огни, выходившие из-под земли. Нефтяные источники на Апшеронском полуострове с горящими газами служили последователям Зороастра (Заратуштры) предметом религиозного почитания. По сведениям древнегреческого историка Плутарха, описавшего походы Александра Македонского, уже в IV веке до нашей эры его воины для освещения применяли нефть с Апшеронского полуострова, перевоза ее в бурдюках или глиняных сосудах.

В I в. до н.э. Кавказско-Каспийский регион стал объектом экспансии Рима на Востоке. В 80—90 гг. римский император Домициан совершил разведывательный поход на Каспий в район нынешнего Гобустана, однако Риму так и не удалось надолго закрепиться на западном побережье Каспия.

Средневековая (III—X вв.) эпоха раннего этапа характеризуется насыщенностью военно-политических событий, вызванных стремлением соперничающих сил установить свой контроль над магистральными торговыми путями, протянувшимися из Европы с одной стороны и из Китая, Индии и Средней Азии — с другой, которые перекрещивались в Каспийском регионе [1]. В этой связи чрезвычайно важное военно-стратегическое и экономическое значение приобрела одна из ветвей Великого Шелкового пути — Прикаспийский путь. В VI — начале IX вв. важные торговые

пути, соединяющие страны Ближнего Востока и Юго-Восточной Европы с Нижним Поволжьем и Северным Кавказом, переместились в бассейн Каспийского моря.

Начиная с VIII в. известные путешественники и ученые, побывавшие на Кавказе (на Апшероне): арабы — Истахри Исхак (VIII в.), Ахмед Баладзори или Аль-Белазури, Масуди Абдул Гусейн (первая половина X в.), Абу Дулаф (942 г.), Хамдуллах Казвини (1339 г.), Амин Ахмед ар-Рази (1601 г.); венецианец Марко Поло (первая половина XIV в.); немец Адам Олеарий (1636 г.); турок Эвлия Челеби (1647 г.); швед Эгельберт Кемпфер (1683 г.) и др. — показали, что политическая и экономическая жизнь в этом регионе издавна была связана с нефтью.

В начале XIII в. арабский историк Мухамед Бекран, посетивший Апшерон, в своей книге отмечал колодезную добычу нефти в Балаханах; т.е. колодцы представляли собой первые нефтяные источники (месторождения) Апшерона. Арабский географ Масуди в своих записках говорит о сураханской белой нефти и о сураханских «вечных огнях». Сураханский храм огнепоклонников «Аташкях» и подобные храмы, построенные на местах выхода нефти и газа (в селении Шубаны, на о. Пираллахи), были разрушены во время похода на Азербайджан Александра Македонского (356—323 гг. до н.э.), а затем и византийского императора Ираклия в 624 г. н.э. В 636 г. храм был восстановлен местными и изгнанными из Персии огнепоклонниками [3].

Марко Поло сообщал об использовании на Апшероне нефти в медицинских целях и для освещения, а также подтверждал вывоз нефти из Баку в страны Ближнего Востока. В своей книге «Нузхатал-Кулуб» (1339 г.) Х. Казвини писал: «Величайшее месторождение нефти — в Баку. И есть там местность, где копают колодцы, дабы нефть выходила наружу... и ее извлекают из тех источников». По данным Амина Ахмеда ар-Рази, в начале XVII в. на Апшероне было около 500 колодцев, из которых добывалась черная и белая нефть.

С появлением в IX—X вв. независимых феодальных государств, в особенности с усилением государства Ширваншахов в X—XIII вв., значительно возросла роль города Баку. Именно в этот период Баку превращается в крупный порт и центр международной транзитной торговли на Каспийском море. В целом в XI—XII вв. и позже мировая торговля, связывающая Азербайджан с Индией и Китаем, осуществлялась по сухопутной южной магистрали через Среднюю Азию и Иран и по северной дороге вдоль берега Каспийского моря мимо Дербентского прохода в страну хазар и далее.

Плавание русов по Каспию в IX в. было обычным явлением и до середины X в. предпринималось с целью торговли и лишь иногда носило характер военных походов. Затем русы начали стремиться к прочному обоснованию в западных прикаспийских областях. Первый крупный поход состоялся в 880 г. на Абаскун. Последующие походы совершались в 909—910, 912—913, 943—944, 987, 1030, 1032 и 1175 гг.

Начальный этап промышленного освоения (с X в. до 1917 г.). Становление нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе начинается в X веке [2]. Этот этап можно разделить на две стадии: *колодезная добыча нефти* до 1871 года и *добыча нефти с применением механического способа бурения* с 1871 года до национализации нефтяной промышленности в 1920 году.

Сведения о добыче нефти на Апшеронском полуострове можно найти в рукописях многих арабских и иранских авторов: Ибн Мискавейха (X в.), Абу Дулафа (X в.), Якута аль-Хамави (XIII в.), Хамдуллаха Газвини (XIV в.) и др. Записи о промышленной добыче нефти в регионе и экспорте нефти появляются в X в., когда на Апшеронском полуострове уже рыли колодцы до глубины 10—12 м. Масуди, посетивший Баку около 915 г., пишет: «Суда плывут в Баку, где находятся источники белой нефти... Нет другого места в мире,

производящего белую нефть... Она лежит на берегу царства Ширван...»

Более подробная информация появляется тремя веками позже, когда Якут аль-Хамави пишет: «В городе по соседству с Дербентом, в области, принадлежащей Ширвану, есть большой источник нефти, ежедневная средняя плата достигает тысячи дирхемов (драхм) в день, а возле него — другой источник, изливающий непрерывно днем и ночью...»

Важным геополитическим фактором стало усиление роли России в Каспийском регионе благодаря завоеваниям Казанского (1552 г.) и Астраханского (1556 г.) ханств, в результате чего Россия вышла к берегам Каспия и установила полный контроль над Волжско-Каспийским водным торговым путем, что, естественно, беспокоило Османскую империю [14]. В середине XVI в., обеспечивая себе свободный выход к Каспийскому морю, Россия активизирует свою экспансионистскую политику в Каспийском регионе. В этот же период начинается освоение Волжско-Каспийского водного торгового пути, проходящего через Восточную Европу (от Белого моря по Северной Двине, Волге и Каспийскому морю через Азербайджан и Иран) в Индию. Этот путь в XVII в. становится наиболее экономически выгодным маршрутом в европейско-азиатской транзитной торговле.

Начиная с первой половины XVII в. и далее появляются свидетельства, указывающие на то, что нефть широко использовалась как топливо, а также как растворитель для уничтожения пятен с тканей. Энгельберд Кемпфер в 1684 г. писал по этому поводу: «Из многочисленных камней, светящихся от огня, выходило наружу яркое пламя, поражающее воображение. Некоторые трещины горят очень сильно, и языки пламени расползались далеко вокруг них, вызывая ужас у свидетелей этого явления; но они соглашались пойти чуть дальше, к менее сильным источникам огня, выходившего из других трещин. Мы стали свидетелями источника черной нефти, разгоравшегося на расстоянии около 100 шагов с запада на восток. Вся поверхность земли была черного цвета из-за нефти, которая протягивалась наружу или же была покрыта смолой, так как нефть, высыхая, загрубевала до такой консистенции... Некоторые из беспорядочно разбросанных колодцев используются для добычи нефти...»

«Извлечение нефти из колодцев производилось кожаными мешками ручным способом или же с помощью небольшого ворота. Более богатый нефтью колодец обделан камнем, над ним

возведена довольно большая постройка... Нефть стекала в него струей с заметным шумом, ее в огромном количестве извлекали при помощи ворота, который вращали попеременно две лошади, гонимые по кругу. Работа на промысле прекращалась только ночью».

Вторая стадия начального этапа промышленного освоения охватывает XVIII—XIX вв. и продолжается до 1917 г. Она характеризуется усилением российского влияния в регионе. Российская империя со времен Петра I использовала Каспийское море для наступления как на Северный и Южный Кавказ и далее в страны Передней Азии, так и на просторы Центральной Азии.

Одной из причин вхождения Каспийского региона в орбиту политических, военных и стратегических интересов России и других крупных государств являлось наличие богатых месторождений полезных ископаемых. В XVIII в. с целью изучения Каспийского региона царская Россия направила в регион несколько экспедиций, носивших военно-разведывательный характер. Это было сделано с целью упрочения позиций России в бассейне Каспия и вовлечения всего Кавказа в сферу своих интересов. В первой четверти XVIII в. Бакинским районом заинтересовался Петр I, рассматривая его как опорный пункт для развития торговли России с Востоком. Его особенно привлекала так называемая «белая нефть», которая издавна добывалась в окрестностях Баку. Окончательное присоединение Бакинского ханства к Российской империи произошло в 1813 г. С этого времени вплоть до конца 60-х гг. позапрошлого столетия, когда была установлена первая бакинская вышка, добыча всего Бакинского района составляла около 20 тыс. т нефти [6]. До этого все нефтяные источники Баку принадлежали бакинскому хану Гусейну. Царское правительство освободило нефтяные промыслы от всех налогов на 7—8 лет, давая возможность населению безвозмездно заниматься торговлей и добычей нефти.

В 1701 г. Петр I издал указ о создании Каспийской флотилии, и уже к 1721 г. здесь имелись 117 российских судов. Одновременно продолжилось и географическое исследование Каспия. К каспийским берегам был направлен находившийся на российской службе капитан морского флота Еремей Мейер, который исследовал море в 1699—1703 гг. и подготовил карту Каспия.

Важной причиной растущего интереса к прикаспийским провинциям в Центральной Азии стало наличие в районе реки Аму-Дарья месторождений так называемого «зернистого золота», куда

по заданию сибирского губернатора М. Гагарина для проверки фактов в 1713 г. направился тобольский дворянин Ф. Трушников. Для изучения всего комплекса вопросов были организованы две экспедиции: одну из них возглавил подполковник И. Бухольц, другую — А. Бекович-Черкасский.

Летом 1717 г. Петр I в Париже показал знаменитому ученому Гильому Делилю нарисованный от руки вариант карты Каспийского моря, подготовленный русскими исследователями. В 1720 г. Г. Делиль, комментируя в печати высказанные суждения русского царя о работах, ведущихся на Каспии, заявил, что увиденная им карта — «наиболее точное представление водоема...».

Собрав все основные сведения о Каспийском море и прибрежных провинциях, а также воспользовавшись беспорядком, царившим в Сефевидском государстве в начале XVIII в., Петр I в июле 1722 г. совершил поход в прикаспийские земли и в августе того же года захватил Дербент, однако главной целью был богатый нефтью Бакинский район. Захватив нефтеносные провинции Каспийского бассейна, Петр I обеспечивал выход России в теплые моря [4].

Петр I со свойственной ему твердостью и настойчивостью шел к намеченной цели. Его походу на Каспий предшествовал ряд экспедиций А. Черкасского (1714—1717 гг.), К. Вердена, Ф. Соймонова, В. Урусова (1719—1720 гг.), дипломатическая миссия А. Волынского в Иран и Азербайджан (1716—1718 гг.). Позиция России в этом регионе в течение второй половины XVIII в. имела тенденции к усилению, что привело, в конце концов, к установлению ее полной гегемонии в начале XIX в. [5]. В определенной мере этому способствовала активизация во второй половине XVIII в. исследований русскими учеными и военными топографами всего Каспийского бассейна. Были предприняты экспедиции И. Токмачева (1764—1765 гг.), С. Гмелина (1771—1774 гг.), М. Войновича (1781—1782 гг.).

При императрице Екатерине II Россия значительно усилила экспансионистскую политику во всем Кавказско-Каспийском регионе. При императоре Александре I (1801—1825 гг.) политика России в Кавказско-Каспийском регионе вновь активизировалась и была направлена на завершение дела, начатого Петром I и продолженного Екатериной II.

После присоединения Бакинского ханства к России в 1806 г. правительство образовало из ханских нефтяных колодцев доходную статью и начало давать их на откупное содержание.

Способы добыwania и утилизации нефти в то время были весьма примитивны, и население извлекало ее из открытых ям и весьма неглубоких, главным образом природных, колодцев.

В период экономического господства России в Баку было 72 нефтяные скважины, а также ряд других нефтяных источников вдоль западного побережья Каспия. По сведениям 1843 г., годовая добыча в районе Баку составляла 3,4 млн кг «черной нефти» и 14,143 млн кг «белой нефти». Вся эта нефть была добыта в основном из мелких скважин и источников, находящихся на поверхности земли. О размерах добычи в последующие годы можно судить по данным, представленным в 1842 г. Каспийской Палатой государственных имуществ по 2-му департаменту Министерства государственных имуществ. Там было указано, что всего на Апшероне имеется 136 колодцев, из которых ежегодно добывается до 3,76 тыс. тонн нефти, и что нефть в больших количествах вывозится в Персию, чем в Россию (табл. 1).

Несмотря на увеличение числа колодцев, годовая добыча нефти в первой половине XIX в. оставалась фактически на одном уровне — 250—300 тыс. пудов (4—5 тыс. тонн). В 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. — 125, 1850 г. — 120, 1860 г. — 218.

Для того периода была характерна большая неразбериха в правах на минеральные ресурсы на Апшероне, вызванная большим количеством собственников: и российское правительство, и местные власти, и частные лица. Правительство,

владевшее большинством нефтеносных земель, использовало откупную систему (1813—1829 гг.), и разработка откупщиками нефтяных источников осуществлялась на основе специального разрешения. С 1825 по 1849 г. российское правительство осуществляло разработку месторождений нефти самостоятельно. Откупная система была возобновлена в 1849 г. и использовалась вплоть до 1872 г. После 1871 г. было прекращено использование отдельного откупа, и правительство установило практику продажи разрешений с молотка. Эта система была создана с целью обеспечения роста нефтяной промышленности путем открытия рынка для инвесторов с существенным капиталом, хотевших заняться широкомасштабным, механизированным производством. Сочетание публичных аукционов и системы роялти использовалось в период 1896—1917 гг.

В 1880 г. была осуществлена реорганизация нефтяной промышленности и установлен централизованный контроль. В результате реформ, последовавших после 1873 г. в организации разработки нефти, было создано Бакинское общество производителей нефти, которое вскоре стало исполнительным органом в каспийско-кавказской нефтяной промышленности. Организационные способности общества помогли производителям бакинской нефти завоевать прочные позиции в российской нефтяной индустрии.

В 1879 г. в Санкт-Петербурге император Александр II учредил «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» («Бранобель»).

Таблица 1. Количество добываемой колодезным способом нефти в Бакинском районе в 1818—1872 гг.
Table 1. The amount of oil produced by the well method in the Baku region in 1818-1872

Годы	Добыча нефти, тонн	Годы	Добыча нефти, тонн
1818	3872	1849	4024,304
1821—1824	3200	1850	4160
1825	3360	1855	3479,584
1826	3872	1857	3520
1827—1830	4000	1860	3965,024
1831	4000	1862	5358,816
1833	2880	1863	6327,52
1835	3906,384	1864	8623,456
1837	3768,512	1866	9469,12
1839	3865,888	1868	11 772,22
1841	3491,232	1870	27 264
1843	3505,68	1871	22 016
1845	3497,504	1872	24 576
1848	3859,92		

В постановлении Особого совещания по вопросу о допущении иностранцев к нефтяным промыслам в пределах Бакинского района царское правительство особо поощряло проникновение иностранного капитала в нефтяное производство — нужны были средства. Уже вскоре «Бранобель» контролировал 14% российской нефти.

8 и 9 октября 1888 г. с двухдневным визитом в Баку находился император Александр III с семьей [9]. Он посетил черногородский нефтяной завод фирмы «Братья Нобель», нефтепромыслы ротшильдовского «Каспийско-Черноморского общества» и Шамси Асадуллаева в поселках Балаханы и Сабунчи. Характерно, что царское правительство активно поддерживало образование и развитие крупных фирм, так как, более организованные в производственном отношении, они лучше представляли интересы промышленности.

Развитие процесса индустриализации в 1890-х гг., реформы министра финансов графа В. Витте оказали большое влияние и на расширение нефтедобычи. Экономическое положение страны, стабилизация рубля, в свою очередь, привлекли зарубежных предпринимателей к бакинскому нефтяному бизнесу. Строительство Транссибирской магистрали в этот период позволило доставлять нефть в самые отдаленные уголки империи. В 1883 г. была завершена Транскавказская железная дорога от черноморского порта Батума до Баку. В результате было обеспечено непрерывное поступление нефти на мировые рынки посредством железнодорожных цистерн до Батума, а оттуда паровыми судами в Европу.

Добыча нефти в Бакинском районе после 1901 г. начала снижаться, но и в 1904 г. она все еще держалась на сравнительно высоком уровне — 10,1 млн т, а в 1905 г. сразу упала ровно на треть — до 6,7 млн т. Вследствие этого роль России как нефтедобывающей страны, с 37,9% в 1904 г. понизилась до 26,8%, а роль США повысилась с 51,7 до 61%. Падение добычи нефти было особенно интенсивным в 1905—1906 гг. и после 1907—1908 гг., когда она упала до 5619 тыс. т, т.е. до 50% добычи 1901 г. Последующее постепенное увеличение добычи нефти в России было весьма незначительным, притом очень кратковременным, так как добыча нефти в 1916 г., достигшая самого высокого уровня после 1901 г., составляла лишь 85—90% от добычи 1901 г. и 16% от всей мировой добычи. Но все же Россия сохраняла второе место в мировой добыче нефти вплоть до 1917 г. К тому времени мировая добыча нефти достигла

27,8 млн т, а нефтедобывающих стран с добычей свыше 33 тыс. т было уже 11.

Наиболее важным достижением нефтяной промышленности России в 1880—1890 гг. стал прорыв каспийской нефти на мировой рынок. Иностранные покупатели были поражены темпами роста нефтяной индустрии империи. Проникновение зарубежного капитала в бакинскую нефтедобычу началось с приезда братьев Нобелей, в конце XIX в. сыгравших огромную роль в ее развитии. В 1875 г. семья Нобелей закупила Балаханские месторождения и построила нефтеперегонный завод.

В 1877 г. ими был спущен на воду первый нефтяной танкер в России — «Зороастр». В том же году был проложен нефтепровод от Балаханского месторождения до перерабатывающего завода. В Северную Европу с помощью танкерных перевозок до Астрахани по Каспию (в Астрахани груз помещали на волжские баржи) Нобели поставляли светильное масло.

Вслед за Нобелями в 1892 г. в нефтяной индустрии региона появились Ротшильды, которые основали компанию, известную под названием «Бинбо». Вначале, работая совместно с компаниями Нобелей, они построили маленькие нефтеналивные суда для перевозки нефти через Каспийское море и перекачки на баржи на Волге, впоследствии занялись строительством железной дороги из Баку в Батум, а также нефтепровода, начатого в 1901 и законченного в 1905 г. [10].

В конце XIX — начале XX в. идея добычи нефти с глубин Каспийского моря получила широкое развитие, и в тот период было разработано и представлено государственным комиссиям около 20 проектов. После проведения подготовительных работ в конце 1909 г. началась засыпка песком Биби-Эйбатской бухты. По мнению разработчиков проекта, бухта со стороны моря должна была перекрываться камнями, а освобожденная часть постепенно засыпалась песком. Для выполнения этих работ Сормовскому заводу в Нижнем Новгороде заказали строительство буровой машины-каравана. Засыпка бухты песком продолжалась вплоть до 1919 г., и за 7 лет на площадь в 193 га свезли 12 млн куб. м песка. Потребовалось всего 20 лет на песчаное покрытие 350 га отведенной площади Биби-Эйбатской бухты.

На рубеже XIX—XX вв. бакинская нефть сыграла важнейшую роль в развитии российского военно-морского флота. Уже в конце XIX в. пароходы Каспийского, Черноморского, а также речного флота России работали на бакинской

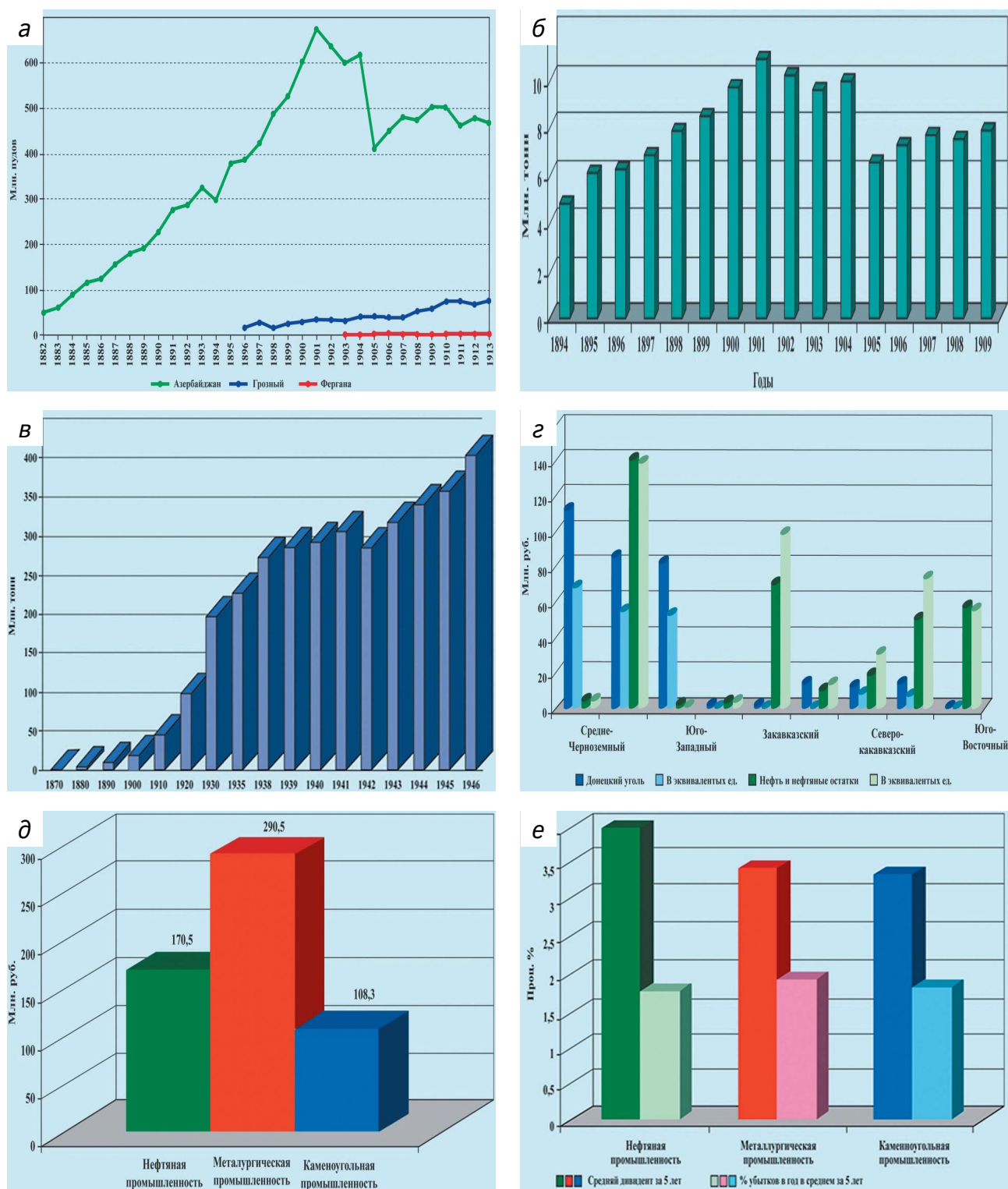


Рис. 1. Добыча нефти: а — в регионах России в период с 1882 по 1913 год; б — на бакинских нефтяных промыслах в 1894—1909 гг.; в — в мире в 1870—1946 гг.; г — распределение главных видов топлива по районам России в 1907 г.; д, е — экономическая эффективность нефтяной промышленности в дореволюционной России

Fig. 1. Oil production: а — in the regions of Russia in the period from 1882 to 1913; б — in the Baku oil fields 1894—1909; в — world oil production in 1870—1946; г — distribution of the main types of fuel in the regions of Russia in 1907; д, е — economic efficiency of the oil industry in pre-revolutionary Russia

нефти. В связи с модернизацией российского флота с 1908 г. на нем стали применяться дизельные двигатели производства завода Нобеля в Петербурге, работавшие на сырой нефти, и бакинские нефтепромышленные фирмы стали поставлять в больших количествах необходимое военно-морскому флоту России нефтяное топливо.

1877 г. следует считать моментом, когда бакинская нефтяная промышленность встала на твердую почву. В 1879 г. насчитывалось уже 126 отдельных фирм и предпринимателей, добывавших нефть на площади в 411 десятин, из которых казенных земель было 259 десятин и частновладельческих — 152. Казенные земли были распределены по площадям: Балаханской — 149, Сураханской — 10, Биби-Эйбатской — 20 и Бинагадинской — 80 десятин, частновладельческие же земли были сосредоточены исключительно на Сабунчинской площади [7]. В 1844 г. впервые в мире, на 10—11 лет раньше, чем в Пенсильвании (США), было начато бурение нефтяной скважины на Биби-Эйбате.

Бакинский нефтяной район, бывший вначале единственным, и в дальнейшем сохранил значение главнейшего поставщика нефти в России. В 1903 г. в Бакинском районе функционировали 12 английских компаний с капиталом 60 млн рублей. В 1912 г. англо-голландская фирма «Шелл» приобрела 80% акций Каспийско-Черноморского общества «Мазут», ранее принадлежавшего банкирскому дому Ротшильдов [8]. Эти крупнейшие фирмы уступали лишь «Товариществу братьев Нобель». «Шелл» создала в Бакинском районе «Нефтепромышленную и финансовую корпорацию». К началу Первой мировой войны капитал последней составил 28 млн рублей, и по добыче эта корпорация уступала лишь американской «Стандард ойл».

Роль бакинской нефти в общей добыче нефти в России наглядно видна на рисунке 1, где показано состояние нефтяных промыслов в период до Первой мировой войны. В добыче России за 1905 г. бакинская нефть все еще составляла 90,4%, грозненская — 9,4%, хотя в Грозненском районе добыча уже возросла до 0,7 млн т, а в Бакинском — упала; остальные 0,2% (34,5 тыс. т) были добыты в Ферганской области, где добыча нефти началась в 1903 г. В общем вне Бакинского района в 1913 г. было добыто нефти 1,58 млн т, или 17,4% всей добычи в стране.

В 1914 г. удельный вес нефтяных районов в общем имперской добыче нефти составлял: Азербайджан — 82,6%, Грозный и Дагестан — 13,1%, Средняя Азия — 2,0%, Казахстан — 1,3%,

Азово-Черноморский край — 1,0%. После упадка в 1905 г. добыча бакинской нефти в 1909 г. понизилась до 8,2 млн т, затем в 1913 г. понизилась до 7,2 млн т, а в 1914 году дошла до 7,0 млн т. В 1914 г. в России было добыто 8,9 млн т нефти, а переработано 6,56 млн т, т.е. 74% от общей добычи. Остальная нефть была использована как котельное топливо. При этом из 6,56 млн т переработанной нефти на долю мазута приходилось 4,48 млн т, т.е. 58%. Эти данные красноречиво свидетельствуют о хищническом истреблении ценного сырья. В таблице 2 приведены данные, характеризующие общий выпуск нефтепродуктов в России.

В конце XIX века нефтепромышленник Нобель пробурил в Туркменистане на Челекене первые скважины, давшие промышленные притоки, а к 1900 г. нефть здесь добывали уже 23 фирмы.

Первыми вероятность нахождения в Казахстане промышленных запасов нефти отметили российские военные, путешественники и ученые. Сведения о нефтеносности казахской земли встречаются, например, в записках А. Бековича-Черкасского, направленного по указу Петра I из Астрахани в Хиву. Эта экспедиция в 1717 г. пересекла территорию Атырауской области и собрала общие географические и гидрогеологические данные об этой местности, включая сведения о нефти. Урало-Эмбинский район в течение XVIII и первой половины XIX веков посетили исследователи: И. Лепихин (1771), П. Рычков (1772), П. Паллас (1775), С. Гмелин (1783) и другие. Нефтяная промышленность в Казахстане зародилась в конце XIX века. В ноябре 1899 г. в Карашунгуле забил первый фонтан нефти, с этого и началась история казахстанской нефти. Месторождение нефти Доссор было открыто в 1905 г. И.М. Губкиным [10]. Промышленную добычу на месторождении Доссор в Урало-Эмбинском нефтегазовом бассейне начали в 1911 г. 29 апреля 1911 г. из скважины № 3 в урочище Доссор ударил мощный фонтан. В 1910—1913 гг. были созданы крупные акционерные нефтяные компании, все при непосредственном участии английского капитала, который стал пионером масштабного промышленного освоения нефтяных богатств Казахстана. Это Западно-Уральское нефтяное общество с ограниченной ответственностью (1912 г.), Центрально-Урало-Каспийское общество (1912 г.), зарегистрированное в Лондоне в 1914 г., Северо-Каспийская нефтяная компания, нефтепромышленное и торговое акционерное общество «Эмба» (1911—1919 гг.). В 1913 г. в производстве нефти

Урало-Эмбинский район занимал в России третье место после Баку и Грозного и давал 3% всей добычи нефти в 1914 г.

На рубеже 1914/15 гг. добыча нефти в России была наполовину сосредоточена в руках мелких фирм. Приведенная ниже таблица 2 показывает характер распределения нефтедобычи в России в 1915 году между крупными и мелкими фирмами по районам (в процентах). Как видно из нее, экономическую основу для создания подавляющего большинства акционерных обществ составляла бакинская нефть [11]. Нефть Каспийского региона играла существенную роль в экономике России. В 1906 г. из 154 нефтяных фирм Бакинского нефтяного района 10 фирм сосредоточили в своих руках 47% нефтяных скважин, т.е. 1737 скважин из 3705. На долю этих фирм приходилась половина общей добычи нефти. В 1910 г. удельный вес этих же фирм в общебакинской добыче нефти повысился до 52,5%. В том же году в Бакинском районе на 21 предприятии (из 185) насчитывалось 75% рабочих, занятых в нефтяной промышленности. Эти предприятия имели около 70% двигателей и 89% электромоторов. На примере фирмы братьев Нобель можно проследить за непрерывным ростом влияния крупнейших нефтяных капиталистических монополий.

Советский этап развития нефтегазового комплекса Каспийского моря начался после установления советской власти в Азербайджане 7 мая 1920 г. Завоевание крупнейшего порта на Каспии — Баку открывало большие возможности для установления полного контроля над всей акваторией Каспийского моря. Советская Россия придавала чрезвычайно важное значение всему бассейну Каспийского моря.

В период 1917—1918 гг. Каспийский регион превратился в объект геостратегического сопер-

ничества мировых держав. Начало этому процессу положили грандиозные социально-политические катаклизмы, приведшие к гражданской войне на просторах бывшей обширной империи. В условиях продолжавшейся Первой мировой войны геополитическая борьба между двумя крупнейшими военно-политическими блоками, а именно: Антантой и Тройственным союзом, и появление новой, враждебной к обеим группировкам, военно-политической силы — Советской России, за установление своего контроля над Каспийским регионом приобрела приоритетный характер на Среднем Востоке. Ключом же к достижению этой геополитической цели был крупнейший промышленный центр Кавказа — Баку, обеспечивавший свыше 75% российской и 15% мировой добычи нефти.

После принятия первого в истории Советского Союза пятилетнего плана в апреле 1929 г. правительство взяло под контроль каждую деталь процесса нефтеразведки и нефтедобычи в отдельных районах. 1920—1930 гг. для советской нефтяной промышленности стали годами важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки. В 1930-е гг. на разных уровнях продолжались поисковые работы в Биби-Эйбатской бухте и на других участках Каспийского моря по предложениям, выдвинутым в 1913—1914 гг. Д. Голубятниковым и другими учеными. Новые технические средства в морской геофизике и составленные при помощи специальных судов карты геологических изысканий подтвердили перспективность нефтедобычи на большей части акватории Каспийского моря. В результате проведенных научно-технических изысканий на о. Пираллахи стали применяться металлические основания для бурильных работ в морских условиях. С их помощью

Таблица 2. Характер распределения нефтедобычи в России в 1915 г. между крупными и мелкими фирмами (в процентах)

Table 2. The nature of the distribution of oil production in Russia in 1915. between large and small firms (percentage)

Нефтяные районы	Фирмы			Всего крупных фирм	Всего мелких фирм
	гр. Нобеля	гр. «Шелл»	гр. «Стандарт ойл»		
Бакинский	11	11	26	52	48
о. Челекен	35	-	-	35	65
Грозненский	-	36	7	44	56
Урало-Эмбинский	37	59	-	95	5
Кубано-Черноморский	-	-	-	-	100
Ферганская область	39	-	61	100	-
По всей России	14	16	22	52	48

проведенные буровые работы в наклонно-направленных скважинах для разработки морских нефтяных месторождений впервые стали широко применяться в 1930-е гг. В 1935—1936 гг. на северо-западе о. Пираллахи впервые были сооружены морские основания, и после завершения буровых работ данные участки начали выдавать ежедневно 150—300 т сырья.

На рисунке 2 приведена картина мировой нефтедобычи в довоенные и военные годы. Все потребление нефти в Европе с 1937 по 1940 год было меньше, чем добыча нефти в Бакинском районе Каспийского региона. Проблема обеспечения топливом

для СССР решалась в основном за счет ресурсов нефти данного региона.

С началом Второй мировой войны Каспийский регион и в особенности Бакинский нефтепромышленный район приобрел важное военно-стратегическое значение. Германия стремилась захватить кавказские и каспийские нефтепромышленные районы. Контроль над бакинской нефтью позволил бы немецкому командованию в полной мере обеспечить топливом свои моторизованные соединения, дал бы возможность продвинуться в страны Ближнего и Среднего Востока, а также выйти к Индии. В 1941—1942 гг.

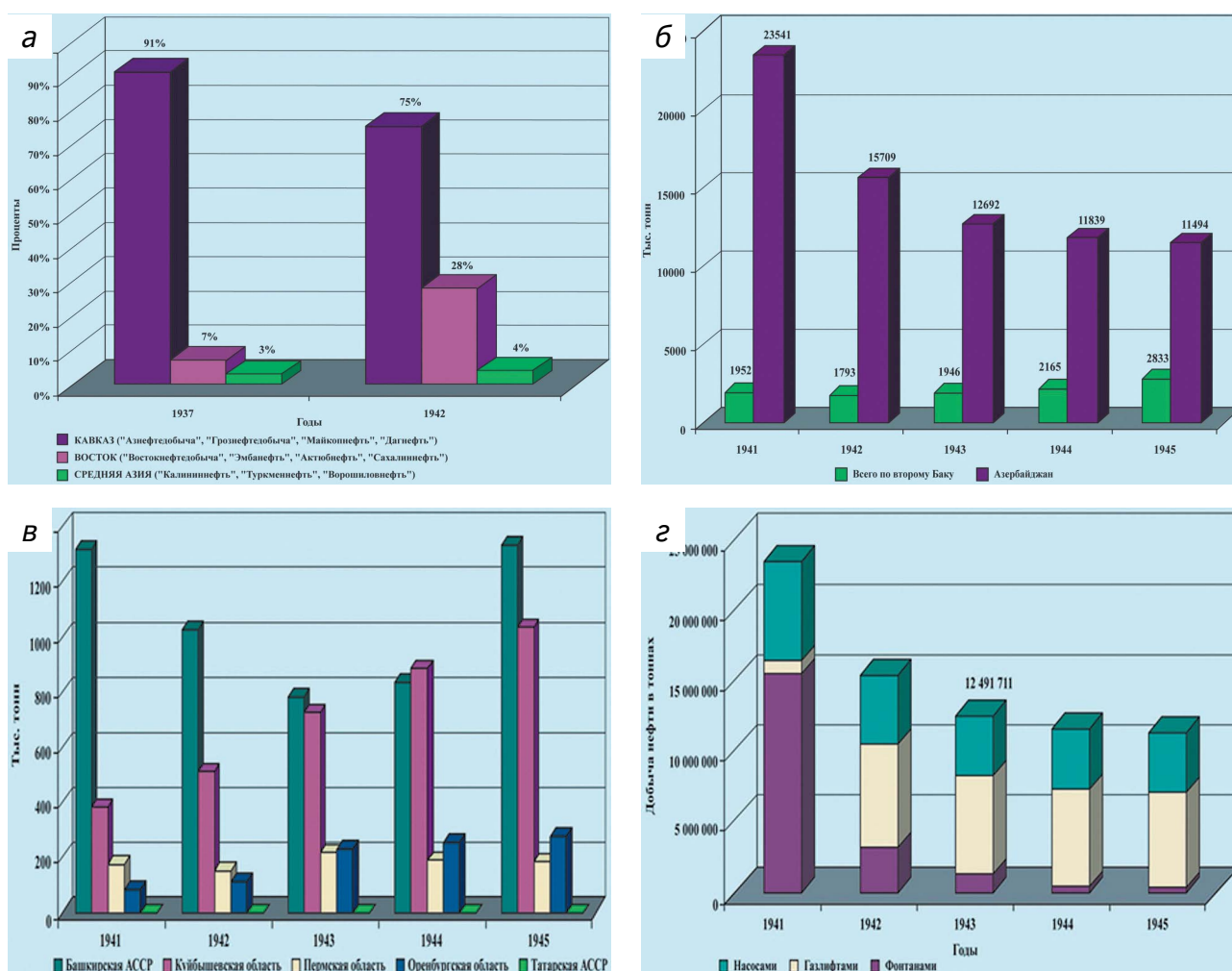


Рис. 2. Графики, характеризующие производительность добычи нефти в Каспийском регионе в военные годы: а — добыча нефти в нефтеносных районах СССР в 1937—1942 гг. (в %); б — добыча нефти в военные годы по Азербайджану и «Второму Баку»; в — добыча нефти по областям Урало-Поволжья в 1941—1945 гг.; з — способы добычи нефти на бакинских промыслах в военные годы

Fig. 2. Graphs characterizing the productivity of oil production in the Caspian region during the war years: а — oil production in the oil-bearing regions of the USSR in 1937—1942 (in %); б — oil production during the war years in Azerbaijan and "Second Baku"; в — oil production in the regions of the Ural-Volga region in 1941—1945; з — methods of oil production in the Baku fields during the war years

германские танки рвались на Кавказ, к бакинской нефти, основному источнику черного золота в СССР [12]. Нефтяные промыслы Северного Кавказа (Моздок и Грозный) были парализованы, захвачены немцами или законсервированы. Тогда же немцами был разработан очередной план — захват кавказских нефтепромыслов и выход к ирано-иракской границе.

Советское правительство придавало большое значение восстановлению разрушенной за годы войны экономики страны. Начиная с 1946 г. нефтяники успешно работали над вводом в эксплуатацию обнаруженных в Каспийском море нефтяных месторождений. За очень короткий срок были спроектированы и построены корабли с кранами большой грузоподъемности, специальные строительные краны для прокладки эстакад, специализированные строительные платформы для сбора блоков отдельных оснований, созданы предприятия по изготовлению металлических конструкций с антикоррозионными покрытиями, специализированный транспорт и нефтепромысловая флотилия. Правительство поставило перед морскими нефтяниками задачи: активизация поиска новых перспективных нефтяных месторождений, определение нефтеносности расположенных в открытом море структур, подготовка и реализация принципиальной программы по эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений на территориях, примыкающих к Апшеронскому полуострову [13].

Издавна был известен факт естественного выхода нефти по трещинам на дне моря на морскую поверхность в районе Нефтяных Камней. 14 ноября 1948 г. было начато бурение скважины № 1 в районе Нефтяных Камней, и 7 ноября 1949 г. здесь забил мощный нефтяной фонтан, ежедневный дебит которого составил 100 т, что стало фактом открытия всемирно известного нефтяного месторождения «Нефтяные Камни» и дало

сильный толчок развитию нефтяной промышленности в регионе.

Впервые в мировой практике в открытом море был заложен уникальный морской промысел на основаниях. Эксплуатация этого крупного нефтяного месторождения в открытом море сыграла решающую роль в увеличении добычи нефти на море. В период разработки месторождений на Нефтяных Камнях и других территориях были проведены металлические эстакады, применены еще более усовершенствованные конструкции морских оснований на глубине моря до 15—20 м. Бурение наклонно-направленных скважин впервые было применено в Советском Союзе также на Нефтяных Камнях.

Нефтяные Камни и другие месторождения на Каспии сыграли решающую роль в ежегодном увеличении нефтедобычи в Азербайджане в 1960-е гг. Это стало возможным благодаря первому в стране массовому бурению наклонно-направленных скважин в виде куста с одной площадки, впоследствии нашедшему широкое применение при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. С 1970 г. началось разведочное бурение по всей акватории Каспийского моря, в т.ч. геолого-разведочные работы и нефтегазодобыча в туркменистанском, казахстанском и российском секторах. Геофизическими исследованиями в период с 1971 по 1990 г. была охвачена вся акватория туркменистанского сектора, было пробурено 56 эксплуатационных скважин, добыто около 2,2 млн т нефти с конденсатом и 3,1 млрд куб. м газа (с учетом попутного).

Поисковое бурение в туркменистанском секторе проводилось также и на структурах о-в «Огурчинский», «Западно-Эрдеклинская». Плановые разведочные геофизические работы в казахстанском секторе Каспия проводились на акватории Среднего Каспия (с 1973 г.), где был выполнен основной объем работ, и на акватории

Таблица 3. Добыча нефти в СССР и в Бакинском нефтяном районе за период 1928—1940 гг. в тыс. тонн
Table 3. Oil production in the USSR and in the Baku oil region for the period 1928—1940. in thousand tons

Годы	СССР	Бакинский н. р.	Годы	СССР	Бакинский н. р.
1927/28	12 000	7573,8	1934	24 008	19 182,8
1928/29	14 000	8683,4	1935	25 250	19 347
1929/30	16 750	10 204,7	1936	27 250	20 564
1930	18 500	10 774,3	1937	28 500	21 156
1931	22 500	13 450,9	1938	29 450	21 500
1932	21 500	12 181,3	1939	30 250	21 630
1933	21 500	15 326,7	1940	31 100	22 231

Северного Каспия (с 1981 г.). В целом в казахстанском секторе Каспия были выполнены сейсморазведочные работы в объеме 62,3 тыс. км, в результате было выявлено 44 перспективные структуры и были пробурены 33 структурно-поисковые, 2 параметрические и 5 поисковых скважин.

Поисково-разведочные работы в пределах российского сектора проводились в 1972—1990 гг. Кроме разведочных геофизических работ, в основном сейсморазведочных, проводилось и структурно-поисковое бурение на двух площадях: «Инчхе-море» и «Инчхе-море-2». Были пробурены 9 структурно-поисковых скважин с общим метражом 13,2 тыс. м. В результате структурно-поискового бурения в 1972 г. было открыто нефтяное месторождение «Инчхе-море» в чокракских отложениях среднего миоцена.

Регулярная промышленная добыча нефти в Туркмении началась в 1933 г., после открытия месторождения Небит-Даг. После Второй мировой войны были открыты месторождения Кум-Даг (1948), Котур-Тепе (1956) и Барса-Гельмес (1962), составившие основной фонд нефтяной промышленности республики. Добыча росла до середины 1970-х годов, достигнув максимума в 1975-м — 15,5 млн т, после чего начала снижаться.

Современный этап развития нефтегазового комплекса Каспийского моря начался после приобретения в 1991 г. независимости прибрежными республиками. В результате политической нестабильности и распада СССР значительный урон был нанесен экономике этих республик. В очень сложной ситуации оказалась нефтяная отрасль: значительно сокращено ее финансирование, резко уменьшились объемы разведочного и эксплуатационного бурения и, как следствие, снизилась добыча нефти и газа в Каспийском море. Основными причинами снижения объемов добычи стали истощение месторождений вследствие длительной эксплуатации, ограниченные возможности освоения новых залежей в связи с отсутствием современной техники и технологии для бурения

скважин при глубинах моря свыше 150—200 м, резкое снижение объема эксплуатационного метража и малоэффективность работ над существующим фондом скважин. Выработка запасов по месторождениям в целом составляла к 1997 г. порядка 50% от начальных извлекаемых запасов.

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса на ближайшие годы связывались с вводом в эксплуатацию богатых месторождений. Вместе с тем отсутствие эффективных технологий тормозило освоение других месторождений с промышленными запасами (как правило, в глубоководной части Каспия), прирост запасов и их геолого-экономическая оценка так и не были завершены. Одним из путей преодоления решения экономических трудностей, с которыми столкнулись вновь образованные государства после обретения независимости, стало именно развитие нефтяной и газовой промышленности. И поэтому было важно привлечение иностранных инвестиций в экономику прикаспийских государств, и в первую очередь в нефтяную и газовую промышленность Каспийского региона.

В сентябре 1994 г. в Баку руководители крупнейших транснациональных нефтяных компаний мира подписали «Контракт века» — соглашение о разработке нефтяных месторождений на глубоководном шельфе азербайджанского сектора Каспийского моря: «Азери», «Чираг» и глубоководной части «Гюнешли». В настоящее время заключен 21 контракт с 35 компаниями мира по принципу совместного производства и раздела продукции. Прогнозируемые зарубежные инвестиции только за счет 10 подписанных соглашений оценивались в 56 млрд долл. США.

В Казахстане с целью разработки гигантского месторождения Кашаган на шельфе Каспийского моря были привлечены крупные нефтяные и газовые компании: «Шеврон-Тексако» (Тенгиз), консорциум КПО (Карачаганак), Китайская национальная нефтяная компания (Жанажол), канадская «Петро-Казахстан» (Кумколь).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна // Доклады Академии наук. 2016. Т. 471. № 1. С. 62—65.
2. Гулиев И.С., Федоров Д.А., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку. М.: Nafta-Press, 2009. С. 101—106.
3. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамические факторы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Советская геология. 1990. № 11. С. 115—125.
4. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. С. 202—207.

5. Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. Нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Южно-Каспийской впадины // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 50—54.
6. Линдтроп Н.Т., Анфилатова Э.А., Дмитриева Е.А. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. М.: Недра, 1970. С. 198—203.
7. Рачинский М.З. Консолидационные процессы в глинистых образованиях, их роль, место и значение в формировании нефтегазоносности и гидродинамического режима глубоких недр // Геология горючих ископаемых. 1982. Вып. 59. С. 98—100.
8. Серикова У.С., Алланазарова М.А., Нюренберг Е.С. Условия формирования ловушек и залежей нефти и газа в Западной Туркмении // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 3. С. 47—58.
9. Серикова У.С., Романов П.А. Оценка условий формирования и распределение ловушек и залежей в Каспийском регионе // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 4. С. 64—80.
10. Серикова У.С. Системно-исторический подход и методы исследований объектов нефтегазового комплекса Каспийского региона // В сб.: Новые идеи в науках о Земле. Мат-лы XIV Междунар. науч.-практ. конф. В 7-ми тт. 2019. Т. 5. С. 193—196.
11. Серикова У.С., Исмаилов Д.Д. Сырьевая база нефтегазового комплекса Каспийского региона и прогноз добычи углеводородов // В сб.: Новые идеи в науках о Земле. Мат-лы XIV Междунар. науч.-практ. конф. В 7-ми тт. 2019. Т. 5. С. 201—206.
12. Dodson C.R., Standing M.B. Pressure-volume-temperature and solubility relations for natural gas-water mixtures. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute. 1944. P. 79—90.
13. Guliyev I.S., Kerimov V.U., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of great depths // Oil, gas and business. 2011. № 5. С. 9—16.
14. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the south caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences. 2018. Т. 10. No. 1. P. 78—89.

REFERENCES

1. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Fundamental problems of oil and gas potential of the South Caspian basin // Reports of the Academy of Sciences. 2016. Vol. 471. No. 1. P. 62—65. (In Russia).
2. Guliyev I.S., Fedorov D.A., Kulakov S.I. Oil and gas potential of the Caspian region. Baku. Moscow: "Nafta"Press", 2009. P. 101—106. (In Russia).
3. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamic factors of formation, placement and forecast of oil and gas potential // Soviet geology. 1990. No. 11. P. 115—125. (In Russia).
4. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile belts. Moscow, Moscow: Nedra, 2011. P. 202—207. (In Russia).
5. Kerimov V.Yu., Serikova U.S., Mustaev R.N., Guliyev I.S. Oil and gas potential of deep-lying deposits of the South Caspian depression // Oil economy. 2014. No. 5. P. 50—54. (In Russia).
6. Lindtrop N.T., Anfilatova E.A., Dmitrieva E.A. Geological patterns of the spread of large oil and gas deposits abroad. M.: Nedra, 1970. P. 198—203. (In Russia).
7. Rachinsky M.Z. Consolidation processes in clay formations, their role, place and significance in the formation of oil and gas potential and hydrodynamic regime of deep subsurface // Geology of combustible minerals. 1982. Issue 59. P. 98—100. (In Russia).
8. Serikova U.S., Allanazarova M.A., Nyurenberg E.S. Conditions for the formation of traps and deposits of oil and gas in Western Turkmenistan // Izvestia of higher educational institutions. Geology and exploration. 2022. No. 3. P. 47—58. (In Russia).
9. Serikova U.S., Romanov P.A. Assessment of the conditions for the formation and distribution of traps and deposits in the Caspian region // Izvestia of higher educational institutions. Geology and exploration. 2022. No. 4. P. 64—80. (In Russia).
10. Serikova U.S. System-historical approach and methods of research of objects of the oil and gas complex of the Caspian region // In the collection: New Ideas in Earth Sciences. Mat-ly XIV International Scientific and Practical conf. In 7th tt. 2019. Vol. 5. P. 193—196. (In Russia).
11. Serikova U.S., Ismailov D.D. The raw material base of the oil and gas complex of the Caspian region and the forecast of hydrocarbon production // In the collection: New ideas in Earth Sciences. Mat-ly XIV International Scientific and Practical conf. In the 7th tt. 2019. Vol. 5. P. 201—206. (In Russia).
12. Dodson K.R., Standing M.B. Ratios of pressure, volume, temperature and solubility for mixtures of natural gas and water. Drilling and mining practice. American Petroleum Institute. 1944. P. 79—90.
13. Guliyev I.S., Kerimov V.U., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of great depths // Oil, gas and business. 2011. No. 5. P. 9—16.
14. 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.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Ульяна Сергеевна Серикова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна 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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

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-код: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-520>

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>



ГЕОРЕСУРСЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ЗАДАЧИ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ

А.А. ВЕРЧЕБА^{1,*}, А.Е. ВОРОБЬЕВ²

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

² ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет
им. академика М.Д. Миллионщикова»
100, проспект Х. Исаева, г. Грозный 364902, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассмотрена главенствующая роль геоэнергетических ресурсов и энергоносителей в минерально-сырьевом комплексе страны. Успешность развития минерально-сырьевой базы геоэнергетических ресурсов во многом определяется профессионализмом кадров отрасли. Для реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2035 года обоснована необходимость подготовки кадрового резерва в системе высшего образования по новым образовательным программам специалитета федеральных государственных образовательных стандартов «Прикладная геология» и «Горное дело».

Цель исследования. Оценка современного состояния горно-геологической отрасли, методологического и технологического аппарата как объективного индикатора экономического и социального развития общественной системы.

Материалы и методы. Экспертная оценка результатов деятельности Федерального агентства по недропользованию по геологическому изучению энергетических видов минерального сырья.

Результаты. Анализ устойчивости минерально-сырьевой базы энергетических минеральных ресурсов в эпоху глобализации и, соответственно, исторический опыт создания минерально-сырьевой базы урана в нашей стране практически с нуля показывает необходимость наращивания потенциала ядерной энергетики с привлечением в этом созидательном процессе инженерного геологического образования и возрождения подготовки специалистов-уранщиков в российских вузах.

Заключение. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы энергоносителей и создание условий для обеспечения страны энергетическим сырьем должны быть увязаны с кадровой обеспеченностью отрасли совместными усилиями образовательных организаций высшего образования, академических, отраслевых институтов, недропользователей в системе подготовки специалистов-геологов.

Ключевые слова: состояние минерально-сырьевых ресурсов, направления укрепления минерально-сырьевой базы геоэнергоносителей, формирование новых образовательных траекторий специалитета, сопряженность профессиональных функций с компетенциями выпускников по ФГОС ВО «Прикладная геология» и «Горное дело»

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Верчеба А.А., Воробьев А.Г. Георесурсы энергетики и задачи подготовки кадров. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):84—95.
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-84-95>

Статья поступила в редакцию 22.12.2022

Принята к публикации 23.01.2023

Опубликована 31.01.2023

* Автор, ответственный за переписку

ENERGY GEORESOURCES AND PERSONNEL TRAINING

ALEXANDER A. VERCHEBA^{1,*}, ALEXANDER E. VOROBYOV²

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

² Academician M.D. Millionshchikov Grozny State Oil Technical University
100, H. Isaeva avenue, Grozny 364902, Russia

ABSTRACT

Background. The dominant role of energy georesources in the mineral resources sector of Russian economy is considered. Achievements in this sector are determined by the quality of human capital. Successful implementation of the Strategy for the Development of the Mineral Resource Base of Russia until 2035 requires improved personnel training in the higher education system according to new educational programs in the disciplines of Applied Geology and Mining.

Aim. Assessment of the current state of the mining and geological industry in Russia, as well as its methodological and technological basis as an objective indicator of the economic and social development of the social system.

Materials and methods. Expert evaluation of the activities carried out by the Federal Subsoil Resources Management Agency in the direction of the geological study of energy resources.

Results. The conducted analysis of the sustainability of the mineral resources sector in the era of globalization and Russia's historical experience of creating the uranium industry shows the need to further develop the nuclear energy sector. This process requires modifications in the engineering geological education to revive Russian traditions of training specialists in the field of uranium mining and treatment.

Conclusion. The prospects for increasing the mineral resources base of energy carriers and creating conditions for providing the country with energy raw materials should be supported by joint efforts of educational institutions and employers in the system of training geologists.

Keywords: state of mineral resources, directions for strengthening the mineral resource base of energy georesources, formation of new educational trajectories, correspondence of professional functions to graduate competencies of the Federal state educational standard in applied geology and mining

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

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

For citation: Vercheba A.A., Vorobyov A.E. Energy georesources and personnel training. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):84—95. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-84-95>

Manuscript received 22 December 2022

Accepted 23 January 2022

Published 31 January 2023

* Corresponding author

Введение

Прикладная геология позиционируется не только как наука о поисках полезных ископаемых, а существенно глубже — как наука об истории и жизни человеческой цивилизации, теснейшим образом связанной со всем вещественным составом окружающей среды.

Современное состояние горно-геологической науки, методологический и технологический аппа-

рат, который она использует, представляет собой наиболее объективный индикатор экономического и социального развития любой общественной системы.

Приоритетом развития минерально-сырьевого комплекса Российской Федерации является экономически обоснованный межотраслевой баланс внутреннего потребления минерального сырья, импорта, экспорта с учетом рыночного спроса

на полезные ископаемые. В конце 2022 года из-за беспрецедентных экономических санкций против России, и в том числе против экспорта минеральных ресурсов, произошло критическое изменение минерально-сырьевого баланса, что требует неотложного внимания к состоянию минеральных ресурсов и особенно геоэнергетических видов минерального сырья.

Системообразующим компонентом минерально-сырьевого комплекса является минерально-сырьевая база, под которой мы понимаем подготовленную и доступную к освоению часть минеральных ресурсов или совокупность месторождений полезных ископаемых на территории страны, федерального округа, промышленного региона.

Для устойчивого развития минерально-сырьевой базы страны необходимо обеспечить не только ее стабильное воспроизводство, но и кадровое обеспечение предприятий горнодобывающей и геолого-разведочной отрасли с целью долгосрочного поддержания экономической и энергетической безопасности Российской Федерации [24, 25]. Механизмы достижения указанной цели представлены в «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 № 2914-р [20].

Приоритетными направлениями укрепления минерально-сырьевой базы на основе качественного геологического исследования недр являются освоение месторождений на основе использования технологий полной переработки минерального сырья и комплексного извлечения полезных компонентов.

Экономическое значение минерально-сырьевого комплекса определяется как геологическими и природными факторами, так и сложностью геотехнологии разработки и глубокой переработки минерального сырья, развитием инфраструктуры районов добычи полезных ископаемых и конъюнктурой цен сырья на мировом рынке.

В зависимости от непосредственного применения минерального сырья в различных сферах материального производства добытые полезные ископаемые разделены на группы: энергоносители, руды металлов, горно-химическое сырье, строительные материалы, технические и драгоценные минералы. Так, например, потребителями энергоносителей являются топливно-энергетический комплекс и химическая промышленность.

Роль энергоносителей в промышленности

Экономическое значение энергоносителей определяется тем, что стоимость их георесурсов, разведанных на территории России, по информации Минприроды РФ (трлн рублей): нефть — 40,0; газ — 11; коксующийся уголь более 2,0, что составляет 80% от стоимости всех видов полезных ископаемых [16].

Минерально-сырьевая безопасность нашей страны во многом определяется состоянием и развитием именно геоэнергетических отраслей материального производства. Энергетический баланс в мире составляет: уголь 28%, нефть 31%, газ 22%, а на другие источники приходится не более 18%. К важнейшим видам геоэнергоносителей, добываемых из недр на территории России, также относятся уголь, нефть, газ и уран [9, 10].

Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы геоэнергоносителей и создание условий для обеспечения страны энергетическим сырьем должны быть увязаны с кадровой обеспеченностью отрасли. Необходима координация и сопряженность усилий образовательных организаций высшего образования, академических, отраслевых институтов, недропользователей в системе подготовки горных инженеров и специалистов геологов.

Новым подходом к подготовке кадров является принцип сопряжения компетенций выпускников вузов с квалификационными требованиями и обобщенными трудовыми функциями специалистов отрасли. Это нашло отражение в федеральных государственных образовательных стандартах высшего образования — специалитет по специальностям «Прикладная геология» и «Горное дело» [20].

Образовательные программы по направлениям подготовки «Прикладная геология» и «Горное дело», построенные на компетентностном подходе к формированию профессиональных знаний, навыков и умений, направлены на подготовку специалистов, в том числе по геологии, разведке и разработке месторождений геоэнергетических видов полезных ископаемых: природного газа, нефти, угля и урана.

Природный газ. Британская компания British Petroleum (BP) приводит в своей статистике за 2020 г. доказанные запасы газа на территории России 44 трлн м³ (19% от общемировых запасов) и прогнозируемые ресурсы 157 трлн м³.

Добыча природного газа в 2020 году превысила 690 млрд м³, что является рекордом за последние 18 лет. Доля России в производстве природного газа составляет 15—17% от мировой добычи.

По объему добычи природного газа Россия уступает только США. Внутреннее потребление природного газа оценивалось в 480—500 млрд м³. При этом экспорт природного газа по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК составил 238 млрд м³, или 29% от мирового экспорта. Кроме того, Россия входит в десятку самых крупных экспортеров сжиженного газа в мире. К основным покупателям российского природного газа традиционно относятся Германия, Италия, Турция, Беларусь и Франция. С открытием в конце 2020 года магистрального трубопровода «Турецкий поток» импортерами газа могут стать некоторые балканские страны и Словакия. Из-за беспрецедентных санкций к российским газодобывающим компаниям в марте 2022 года и диверсии на газопроводах «Северный поток» 1 и 2 объемы экспортируемого природного газа могут быть снижены, но происходит перераспределение логистических цепочек поставки газа на восток и юго-восток.

В 2021 г. цена на газ достигла рекордного значения в 3,0 \$ US/1,0 м³, что в 10 раз больше, чем до введения санкций. На долю России приходится 45% европейского газового импорта и около 40% потребностей.

Из общего объема добычи природного газа на долю «Газпрома» пришлось 452,7 млрд м³. В 2021 г. Газпром поставил в страны ЕС и Турцию 155 млрд м³. В 2022 г. импорт снизился до 60 млрд м³. Невзирая на это, результат «Газпрома» попал в пятерку самых высоких показателей по объему производства газа в мире.

К углеводородному сырью следует относить и газогидраты — твердые растворы метана в кристаллах льда. Это потенциальный источник горючих газов.

По оценке ЦБ в первом квартале 2020 г. из-за пандемии COVID продажи газа принесли России \$3,5 млрд выручки, что является минимумом с 2002 года. При спотовой цене экспортируемого газа 1250—1500 \$/1000 м³ даже при сокращении его экспорта поступления в бюджет в 2022 г. увеличились. Еврокомиссия установила потолок цены на газ на 2023 г. в размере 3000 \$ US/1000 м³.

Одной из отраслевых задач специалистов по прикладной геологии в сфере использования минерально-сырьевой базы природного газа является проведение инженерно-геологических изысканий для строительства подземных хранилищ газа (ПХГ). Суммарная емкость построенных ПХГ достигла 75 млрд м³, это всего 10% от ежегодной добычи природного газа. Назрела необходимость строительства в европейской

части страны суперхабов подземных хранилищ газа, создания стратегического запаса сжиженного газа и тем самым контроля волатильности экспортных цен на природный газ с учетом возможных санкций на объекты газодобычи со стороны США как крупнейшего производителя природного газа. Следует также продолжить изучение ресурсного потенциала природного газа и конденсата в Арктической зоне. Наиболее значимыми открытиями, прошедшими государственную экспертизу в 2019—2020 гг., являются уникальное по запасам газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова и крупное по запасам Нярмейское газовое месторождение. Оба месторождения расположены на континентальном шельфе в юго-восточной части Карского моря. Мировые ресурсы природного газа в газогидратном состоянии по разным источникам находятся в пределах 10¹³—10¹⁶ м³, что на несколько порядков превышает суммарные запасы традиционных месторождений нефти и газа. Общее количество газогидратных залежей превышает 230. В связи с предстоящим освоением этих ресурсов становится очевидной проблема разработки технологий их эксплуатации и экологически безопасного использования.

В ближайшем будущем предстоит провести работы по количественной оценке ресурсов газогидратов как перспективных источников природного газа циркумполярной области России.

Для выполнения данной задачи потребуются подготовка инженерных кадров в области прикладной геологии с компетенциями по геологии нефти и газа, поискам и разведке подземных вод и инженерно-геологическим изысканиям, способных моделировать подземные хранилища в сложных геологических и геокриологических условиях, их экологически безопасной эксплуатации. Подготовка специалистов, обладающих компетенциями в этой сфере, началась в 2021 г. [20].

Нефть

Российская сырьевая база нефти оценена специалистами British Petroleum как шестая в мире по извлекаемым запасам. Доказанные запасы нефти в России составляют 6% доли в мировых запасах жидких углеводородов. По этому показателю Россия находится на шестом месте в мире, уступая только таким нефтяным гигантам, как Саудовская Аравия, Венесуэла, Канада, Иран и Ирак (рис. 1).

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики за 2021 г., подготовленному компанией British Petroleum, доказанные мировые



Рис. 1. Разработка месторождений сланцевой нефти в штате Дакота [М. Gamba, 2008]
Fig. 1. Development of shale oil deposits in the state of Dakota [M. Gamba, 2008]

запасы нефти оцениваются в 1732,4 млрд баррелей (244,4 млрд тонн). Ведущие страны по запасам нефти (в млрд баррелей): Венесуэла — 303,8, Саудовская Аравия — 297,5, Канада — 168,1, Иран — 157,8, Ирак — 145,0, Россия — 107,8 и Кувейт — 101,5.

Даже при некотором снижении производства нефти (на 10—12%) в 2021 году в России было добыто более 500 млн т сырой нефти по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК. Это составило 12% от мировой добычи и вывело Россию на третье место в мире по нефтедобыче. Крупнейшая нефтяная компания «Роснефть» добыла 179,96 млн т (35,1% от общей добычи).

Добыча нефти в 2022 году менее оптимистична. По данным Центрального диспетчерского управления ТЭК, объем добычи нефти в России составил 525 млн т, что меньше рекордных 568 млн т в 2019 г. В 2023 г. из-за эмбарго ЕС добыча нефти в России снизится на 50 млн т до 475 млн т. В конце 2022 г. страны ОПЕК и Россия приняли решение о снижении добычи нефти на 2,0 млн баррелей в сутки. По данным РБК, поставки нефти и нефтепродуктов из России в страны G7 в 2021 году составили 214,7 млн т на \$109,5 млрд. Это 68—70% от совокупного экспорта углеводородов, что составило 37% выручки от российского товарного экспорта.

В нефти в различном объеме растворены углеводородные газообразные соединения

(метан, пропан, этан и др.). Содержание растворенных газов составляет до нескольких сотен кубических метров на одну тонну нефти. Эта газообразная смесь углеводородов, метана, сероводорода и углекислого газа, находящаяся в пластовых термодинамических условиях, представляет собой газоконденсат.

Гарантированные поставки нефти с нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений для зарубежных потребителей в 2020 году достигли 266 млн тонн по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК, что соответствует 2-му месту в мире.

В России себестоимость добычи нефти составляет около \$45, что обусловлено геологическими условиями залегания нефтяных залежей, удаленностью районов нефтедобычи от перерабатывающих предприятий и неблагоприятными климатическими условиями нефтегазовых районов Западной и Восточной Сибири. Мы прогнозируем стоимость барреля нефти марки Brent в 2023 году в диапазоне \$80—100, что благоприятно отразится на экспортной цене российской нефти марки Urals даже при установлении предельной цены на экспорт нефти в связи с санкциями.

Для сравнения: в Саудовской Аравии цена нефти для месторождений в континентальной части страны оценена в \$16—18 за баррель при пороге рентабельности добычи (без затрат на разведку) менее \$10 [22].

Цена сырой нефти сорта Urals на время завершения фьючерсных контрактов к началу 2023 года стабилизировалась на уровне \$70—80 за баррель. По данным Минэнерго, продажа углеводородов, та самая «нефтяная игла», обеспечивает российскому бюджету около 60% доходов. В переводе на российскую валюту получается суммарно более 12 трлн рублей. Ожидаемые потери поступлений в бюджет в случае установления странами Западной Европы «потолка цены» на российскую нефть не превысят 1 трлн рублей, что совсем не критично.

Аналитики АО «Росгеология» констатируют, что запасы крупнейшего Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, на долю которого приходится 60% добычи углеводородов, выработаны на 33% [14]. Это требует увеличения объемов геолого-разведочных работ на нефть в регионе, а также достижения высокого уровня геологической изученности перспективных на нефть и газ территорий как на суше (свыше 90%), так и в акватории Российской Федерации до 70% [11].

Фундаментальной науке в сфере геологии жидких углеводородов предстоит решение стратегических задач воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти в континентальной части страны и на арктическом шельфе. Расширенное воспроизводство и использование МСБ жидких углеводородов может быть достигнуто совместными усилиями как геологов, так и технологов за счет выявления механизмов повышения среднего коэффициента извлечения нефти (КИН) из пластов коллекторов до 55—60%. К сожалению, уменьшение технологически извлекаемых запасов по промышленным категориям за счет уточнения коэффициента извлечения нефти составило 200 млн тонн.

Следует учитывать, что добыча полезных ископаемых и особенно углеводородного сырья крайне негативно влияет на окружающую среду.

Таким образом, рациональное использование минеральных геозенергетических богатств является важным национальным проектом, обеспечивающим экологическую безопасность государства.

Примером недооценки экологических факторов освоения месторождений углеводородов является «сланцевая революция» в нефтяном комплексе США, обусловившая негативные экологические последствия не только для районов нефтедобычи (рис. 1).

Технология «сланцевой революции» представляет собой серьезный вызов научным и маркетинговым исследованиям в области нефтедобычи.

При одном гидроразрыве в скважине объем закачанной воды достигает 5—10 тыс. т, объем рыхлого наполнителя — до 1000 т, а химикатов — 200 т (бензол, соляная кислота и др.). Отравление химикатами подземных вод сомнений не вызывает [9]. Расход воды при гидроразрыве в скважине минимум на три порядка превышает ее ежегодное потребление одним жителем Земли. На месторождениях (plays) формации Баккен (США) для интенсификации добычи ежегодно осуществлялась проходка более 2000 скважин с использованием способа гидроразрыва [13, 22]. Размер негативных экологических последствий для районов нефтедобычи определяется огромным объемом воды, закачанной в тысячи добычных скважин, и количеством проведенных гидроразрывов в них [18]. За два-три года разработки месторождений способом гидроразрыва район нефтедобычи становится зоной экологического бедствия, где необходимо отселить жителей.

Последствием «сланцевой революции» стало интенсивное проявление эндогенной активности, заключающейся в кратном увеличении частоты проявления неконтролируемых землетрясений на территории нефтедобычи.

Данные по сейсмичности каталога Национального центра информации о землетрясениях геологической службы США (USGS) показывают, как за 10 лет начала XXI века возросла сейсмичность. Так, количество землетрясений с магнитудой более 5,5 увеличилось, соответственно, с менее чем 300 до 3000. Примечательно, что эта тенденция продолжается и по сей день [2].

Компания Petro China Company приостановила работы на сланцевом месторождении в провинции Сычуань (КНР) из-за подземных толчков магнитудой 4,0—4,9 балла, в результате которых погибли люди, разрушились сотни зданий [15].

В предстоящие 30—40 лет мировое потребление нефти и газа может увеличиться на 10—20%, хотя, по-видимому, доля углеводородов в энергетике уменьшится, но возрастет их роль для высоких переделов в нефтехимии с 15 до 25%. Поэтому спрос на углеводороды сохранится в будущем.

Большое значение приобретают технологии, связанные с извлечением скоплений углеводородов из кремнисто-карбонатных коллекторов и низкопроницаемых отложений доманикового типа [1, 3].

Необходима количественная переоценка потенциала трудноизвлекаемой нефти баженновской свиты, выделение в ее составе нефтенасыщенных литогенетических типов пород, приуроченных

к конседиментационным структурным элементам различного порядка [17].

Актуальным является моделирование условий регенерации нефти в недрах в определенных термодинамических и геохимических условиях исторических месторождений. Исследования в этом направлении должны завершиться созданием моделей смарт-месторождений нефти в углеводородсодержащих геологических формациях с возможностью мониторинга состояния регенерации нефти в течение геологического времени.

В нефтедобыче возрастает значение Арктической зоны благодаря выявленным ресурсам углеводородов и огромному логистическому потенциалу Северного морского пути. Поэтому перспективным направлением являются шельфовые и арктические проекты, добыча углеводородов в акватории океанов.

К научно-техническим направлениям исследования перспективных зон нефтенакпления следует отнести постановку буровых работ на шельфе арктических морей в палеодельтовых осадочных комплексах с поисками углеводородов на глубине 3—4 км ниже поверхности дна.

Масштабность и сложность задач, стоящих перед нефтяной геологией, требует подготовки высококвалифицированных профессиональных кадров, обладающих навыками решения научно-технических задач в области нефтеразведки и нефтедобычи [8]. Обучение горных инженеров-нефтяников предусмотрено по двум специализациям, реализуемым в образовательных программах высшего образования по федеральному государственному образовательному стандарту высшего образования по специальности «21.05.02 Прикладная геология». Если подготовка специалистов по специализации «Геология месторождений нефти и газа» в нашей стране проводится с 2000 года, то специализация «Промысловая геология» является новым вектором совершенствования инженерного образования с целью реализации единой методологической основы разведки месторождений нефти и газа и нефтедобычи [6, 8, 20].

Образовательная программа по специализации «Промысловая геология» направлена на подготовку ресурсных геологов по выполнению основных показателей государственной программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов (ГП «ВИПР)», подпрограммы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» от 30.03.2018 № 373.

Уголь

Уголь остается вторым по востребованности геоэнергетическим ресурсом в мире после нефти. Согласно ежегодному Статистическому обзору мировой энергетики (2021), опубликованному компанией British Petroleum (BP), доказанные мировые запасы угля оцениваются в 1,074 трлн тонн. Запасы угля в мире по странам (в млрд тонн): США — 248,941, Россия — 162,166, Австралия — 150,227, Китай — 143,197, Индия — 111,052. В мире признано, что Россия обладает одной из крупнейших сырьевых баз угля и по разведанным данным занимает второе место в мире. Качественные показатели российского угля не уступают другим крупным производителям. Более 70% добываемого в России угля относится к каменному и используется в энергетике. Внутреннее потребление угля, как каменного, так и бурого, стабильно и значительно. Несмотря на это, Россия относится к ведущим странам — экспортерам угля, уступая только Австралии. Добыча всех типов угля в 2020 году достигла 400 млн тонн. Экспортировалось около 210 млн тонн при среднегодовой (2021 г.) цене энергетического сорта 300 \$/т. Проблемой развития минерально-сырьевого комплекса угля остается проблема длинных плеч перевозок внутри страны и конкуренция с природным газом на энергетическом рынке.

С начала 2019 года угледобывающая промышленность находилась в кризисе, но в целом угольщики пережили кризисный 2020 год лучше пессимистичных прогнозов, и Россия получила за 2020 год 401,4 млн т угля. Объем экспорта достиг 195 млн т, а внутренние поставки снизились до 165,4 млн т.

Сейчас в качестве полноценного топливно-энергетического сырья в энергобалансе ряда зарубежных стран бурый уголь играет ведущую роль. В нашей стране доля бурых углей в разведанных запасах угольного сырья составляет более 30%, а геологические запасы углей Подмосковского буругольного бассейна составляют 11,8 млрд тонн. Несмотря на высокий ресурсный потенциал энергоносителей Центрального федерального округа, углеснабжение региона осуществляется за счет дальнепривозного угля Кузбасса.

Геологическое изучение состава и строения буругольных месторождений Западной Сибири, Красноярского края и Дальнего Востока выявило уникальную геохимическую особенность этих месторождений как концентраторов редких элементов [15]. Перед угольной отраслью

стоят задачи интенсификации геотехнологических способов добычи коксующегося угля и подземная газификация угля. Одним из главных направлений развития отрасли является рост угледобычи на востоке страны, чтобы удовлетворить потребности энергетики Восточной Сибири и Дальнего Востока в угле, и освоение сырьевой базы Арктической зоны России.

Отсюда следует важная геологическая задача оценки ресурсного потенциала бурого угля бассейнов и разработка технологии получения полезных компонентов. Месторождения лигнитов и бурых углей следует выделять в особую группу комплексных месторождений. В Китае и России уже получают германий из золы от сжигания по специальной технологии лигнитов и бурых углей на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ).

По нашему мнению, новые технологические разработки в применении бурого угля в различных сферах материального производства позволяют надеяться на возрождение угледобычи на территории Мосбасса, но на новой технологической платформе. Для этого следует уже сейчас готовить горных инженеров с навыками энергетического использования бурых углей по направлению подготовки «Горное дело» в МИСиС и Политехническом институте Тульского государственного университета.

Для обеспечения потребности экономики страны в ресурсах угля и наращивания производственных мощностей проектируемых предприятий необходимо организовать также подготовку специалистов высшего образования по специализации «Геология и разведка месторождений угля», включив ее в программу специалитета «21.05.02 Прикладная геология».

Почти половина коксующегося угля добывается подземным способом в сложных горно-геологических условиях. Это еще одна причина усиления общегеологической подготовки специалистов-геологов для работы на предприятиях, реализующих подземную геотехнологию. Так, практика показала, что в подземных горных выработках для добычи твердых полезных ископаемых успешно работают рудничные геологи. Аварийность на таких предприятиях стала существенно ниже средней по отрасли.

Уран

Во второй половине XX века в ходе решения урановой проблемы на территории СССР были выявлены совершенно новые урановые рудные районы и месторождения. Запасы урана в СССР за короткий

послевоенный пятилетний период были увеличены на порядок, с 470 до 5500 тонн.

Советская урановая геология достигла выдающихся успехов в приросте запасов урана как в своей стране, так и за рубежом [19].

В конце XX века в СССР на полную мощность работали восемь горно-химических комбинатов, которые с горнодобывающими предприятиями Восточной Европы добывали ежегодно около 28 тыс. тонн урана, или 40% мировой добычи, и Советский Союз вышел на первое место в мире по запасам урановой руды и производству урана [10, 21].

Создание сырьевой базы урана потребовало подготовки квалифицированных специалистов по урановой геологии [7].

С этой целью в некоторых вузах страны были созданы специальные факультеты для подготовки специалистов горно-геологического профиля. Один из первых факультетов возник в Московском институте цветных металлов и золота (Цветмет) и Московском геологоразведочном институте (МГРИ). Качественная подготовка инженерных кадров способствовала сравнительно быстрому созданию надежной минерально-сырьевой базы урана и развитию урановой промышленности ядерной энергетики [4, 5, 7].

После распада СССР начался резкий спад по разведке, разработке и переработке урановых руд. Прекратилась и целенаправленная подготовка специалистов для ядерной отрасли. Хотя по запасам урана и тория в недрах России занимает третье место в мире (после Австралии и Казахстана), но по качеству запасов уступает всем его ведущим производителям [23]. Основная часть запасов России на рынке уранового сырья относится к наименее привлекательной ценовой категории 80—130 \$ US/кг. Эти запасы урана нерентабельны в настоящее время. За счет собственной добычи удовлетворены только 20% потребности страны в уране.

В перспективе намечено освоение уникальных месторождений на территории Республики Саха-Якутия, строительство горно-металлургического комбината и объектов инфраструктуры (рис. 2). По оценкам, реализация проекта потребует привлечения 3,5 тыс. работников горно-геологической отрасли, специализирующихся в области урановой геологии и подземной разработки урановых месторождений.

В современных геополитических и экономических условиях развитию производства урана в России нет альтернативы. Прежде всего необходимо переоценить металлогенический



Рис. 2. Рудный район на северо-востоке России [12]
Fig. 2. Ore district in the north-east of Russia [12]

потенциал территории России. Основной задачей геологоразведки является выявление и обоснование новых поисковых площадей на основе проведения среднемасштабных минерагенических исследований, в которых должны быть объединены усилия отраслевой, академической и вузовской науки [4, 9].

Учитывая в основном скрытую локацию потенциальных урановых месторождений, необходимо научно обоснованное создание поискового комплекса и геолого-структурных моделей геолого-экономических типов месторождений на основе комплексирования методов опережающих геохимических и геофизических исследований недр, а также новых технологий горно-буровых работ.

Учитывая исторический опыт создания минерально-сырьевой базы урана в нашей стране практически с нуля и объективную роль в этом созидательном процессе советского инженерного геологического образования, актуально воссоздать подготовку специалистов-уранщиков в российских вузах [7]. Новые образовательные программы высшего образования по прикладной геологии, которые будут составлены на основании федерального государственного стандарта высшего образования четвертого поколения по специальности «24047.2 Прикладная геология», должны предусматривать организацию обучения по специализации «Разведка и оценка стратегических видов полезных ископаемых» с привлечением научно-технических работни-

ков базовых кафедр отраслевых и академических организаций.

Заключение

Экономическое значение многих видов минерального сырья для России трудно переоценить, именно их экспорт составляет 80% поступлений в бюджет российской экономики [9].

Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы энергоносителей и создание условий для обеспечения страны энергетическим сырьем должны быть увязаны с кадровой обеспеченностью отрасли совместными усилиями образовательных организаций высшего образования, академических, отраслевых институтов, недропользователей в системе подготовки специалистов геологов.

Новые образовательные программы вузов России по прикладной геологии, составленные на основании федерального государственного стандарта высшего образования по специальности «21.05.02 Прикладная геология», будут соответствовать принципу сопряженности квалификационных требований работников геологической отрасли с компетенциями выпускников вузов. Образовательные программы формируют квалифицированного специалиста для отрасли и преследуют цель развития понимания значения прикладной геологии для применения навыков геологического изучения недр и оценки минерально-сырьевой базы страны на перспективу до 2035 года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Антипова О.А., Постникова О.В., Якушев В.С., Милосердова Л.В. Роль литолого-петрофизических исследований в освоении природных резервуаров с ТРИЗ // *Neftegaz.Ru*. 2019. № 3. С. 100—102.
2. Белов С.В. Минеральные ресурсы, энергетика земли и социум // *Использование и охрана природных ресурсов в России*. 2020. № 3. С. 12—18.
3. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Шашель В.А., Захарова О.А. и др. Прогноз перспективных зон в отложениях доманикового типа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 6. С. 12—16.
4. Верчеба А.А., Игнатов П.А., Пилипенко Г.Н. О подготовке геологов для урановой отрасли в Российском государственном геологоразведочном университете // *Материалы по геологии, поискам и разведке месторождений урана, редких и редкоземельных металлов. Информационный сборник*. М., 2015. Вып. 159. С. 16—18.
5. Верчеба А.А., Каржева О.В. Прикладная геология и тенденции геологического образования // *Мат-лы XIV Междунар. науч.-практ. конф. «Новые идеи в науках о Земле»* М.: МГРИ, 2019. С. 39—42.
6. Верчеба А.А., Оганесян Л.В. Пути совершенствования высшего геологического образования // *Разведка и охрана недр*. 2016. № 12. С. 3—8.
7. Верчеба А.А., Рихванов Л.П., Языков Е.Г. Урановая геология и ее кадровый потенциал // *Мат-лы Четвертого междунар. симпозиума «Уран: геология, ресурсы, производство»* 28—30 ноября 2017 г. М.: ФГБУ «ВИМС», 2017. С. 18—20.
8. Воробьев А.Е., Верчеба А.А., Каукунова А.С. Методология проектирования инновационных научных исследований и формирования технологических платформ: Учебное пособие. М.: МГРИ-РГГРУ, 2013. 119 с.
9. Геология будущего. Геологическая отрасль Российской Федерации к началу 2050-х годов. Информационно-аналитические материалы. М.: АО «Росгеология», 2017. 84 с.
10. Живов В.Л., Бойцов А.В., Шумилин М.В. Уран: геология, добыча, экономика. М.: РИС ВИМС, 2012. 304 с.
11. Итоги работы федерального агентства по недропользованию в 2018 году: информационно-аналитические материалы. М.: Минприроды, 2019. 56 с.
12. Машковцев Г.А., Константинов А.К., Мизута А.К., Шумилин М.В., Щеточкин В.Н. Уран российских недр. М.: ВИМС, 2010. 850 с.
13. Наидко В.И. Минералогия и минералого-геохимические особенности Серчанского месторождения германиеносных лигнитов: автореф. ... канд. геолого-минерал. наук. Красноярск, 2019. 24 с.
14. Оганесян Л.В. Сланцевые углеводороды: реалии и мифы // *Природно-ресурсные ведомости*. 2016. № 1(424). С. 4—5.
15. Оганесян Л.В. Экологические и технико-технологические проблемы освоения нетрадиционных источников минерального сырья // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2019. № 2. С. 48—51.
16. Официальный источник РБК [Электронный ресурс]. 2019.: URL: <https://www.rbc.ru/economics/14/03/2019/5c8931029a7947b028b8886c> (дата обращения: 15.12.2022).
17. Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М. Исследования баженовской свиты с применением непрерывного профилирования тепловых свойств // *Нефтяное хозяйство*. 2017, № 3. С. 22—27.
18. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 г., № 2914-р.
19. Тарханов А.В., Бугриева Е.П. Значимость и перспективы геолого-промышленных типов урановых месторождений. М.: ВИМС, 2017. 106 с.
20. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования — специалитет по специальности «21.05.02 Прикладная геология». (ФГОС ВО Прикладная геология-05). М.: Минобрнауки РФ. 2020. 18 с.
21. Analysis of uranium Supply to 2050. IAEA. 2017.
22. Vorobiov A.E., Vercheba A.A. Current state of the Russian oil and gas industry. Moscow: RUDN, 2013. 129 p.
23. Euroatom Supply Agency Annual Report 2018. Available from: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/63787ca7-c-2f4-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-103487924> (last accessed 17.12.2022)
24. Petrov V.L. Training of mineral dressing engineers at Russian Universities // *Tsvetnye Metally*. 2017. No. 7. P. 14—19. DOI: 10.17580/tsm.2017.07.02
25. Puchkov L.A., Petrov V.L. The system of higher mining education in Russia // *Eurasian Mining*. 2017 No. 2. P. 57—60. DOI: 10.17580/em.2017.02.14

REFERENCES

1. Antipova O.A., Postnikova O.V., Yakushev V.S., Miloserdova L.V. The role of lithological and petrophysical research in the development of natural reservoirs with TRIZ // *Neftegaz.Ru*. 2019. No. 3. P. 100—102 (In Russian).
2. Belov S.V. Mineral resources, energy of the earth and society // *Use and Protection of Natural Resources in*
3. Vashkevich A.A., Strizhnev K.V., Shashel V.A., Zakharova O.A., et al. Forecast of perspective zones in domanic-type sediments on the territory of the Volga-Ural oil and gas province // *Oil Industry*. 2018. No. 6. P. 12—16 (In Russian).
4. Vercheba A.A., Ignatov P.A., Pilipenko G.N. On the

- training of geologists for the uranium industry at the Russian State Geological Exploration University. Materials on geology, prospecting and exploration of deposits of uranium, rare and rare earth metals. Information collection. 2015. Iss. 159. P. 16—18 (In Russian).
5. Vercheba A.A., Karzheva O.V. Applied geology and trends in geological education // Materials of the XIV International Scientific and Practical Conference "New ideas in Earth Sciences". Moscow: MGRI., 2019. P. 39—42 (In Russian).
 6. Vercheba A.A., Oganessian L.V. Ways of improving higher geological education // Exploration and protection of mineral resources. 2016. No. 12. P. 3—8 (In Russian).
 7. Vercheba A.A., Rikhvanov L.P., Yazikov E.G. Uranium geology and its personnel potential // Materials of the Fourth International Symposium "Uranium: geology, resources, production". November 28—30, 2017. Moscow: VIMS, 2017. 121 p. (In Russian).
 8. Vorobyev A.E., Vercheba A.A., Kaukenova A.S. Methodology of designing innovative scientific research and formation of technological platforms. Moscow: MGRI-RGGRU, 2013. 119 p. (In Russian).
 9. Geology of the future. Geological branch of the Russian Federation by the beginning of the 2050s: Information and analytical materials. Moscow: "Rosgeologiya", 2017. 84 p. (In Russian).
 10. Zhivov V.L., Boitsov A.V., Shumilin M.V. Uranium: geology, mining, economics. Moscow: VIMS, 2012. 304 p. (In Russian).
 11. Results of the work of the Federal Agency for Subsoil Use in 2018: Information and analytical materials. Moscow: Ministry of Natural Resources. 2019. 56 p. (In Russian).
 12. Mashkovtsev G.A., Konstantinov A.K., Miguta A.K., Shumilin M.V., Shchetochkin V.N. Uranium of Russian subsoil. Moscow: VIMS, 2010. 850 p. (In Russian).
 13. Naidko V.I. Mineralogy and mineralogical and geochemical features of the Serchansk deposit of germanium-bearing lignites: autoref. ... Cand. of Geol. and mineral. Sciences. Krasnoyarsk. 2019. 24 p. (In Russian).
 14. Oganessian L.V. Shale hydrocarbons: realities and myths // Natural resource statements. 2016. No. 1(424). P. 4—5 (In Russian).
 15. Oganessian L.V. Ecological and technical and technological problems of development of unconventional sources of mineral raw materials // Mineral resources of Russia. Economics and management. 2019. No. 2. P. 48—51 (In Russian).
 16. The official source of RBC [Electronic resource]. 2019: URL: <https://www.rbc.ru/economics/14/03/2019/5c8931029a7947b028b8886c> (accessed: 12/15/2022).
 17. Popov Yu.A., Popov E.Yu., Chehonin E.M. Studies of the Bazhenov formation using continuous profiling of thermal properties // Oil Industry. 2017. No. 3. P. 22—27 (In Russian).
 18. Strategy for the development of the mineral resource base of the Russian Federation until 2035. Decree of the Government of the Russian Federation of 22.12.2018, No. 2914-r (In Russian).
 19. Tarkhanov A.V., Bugrieva E.P. Significance and prospects of geological and industrial types of uranium deposits. Moscow: VIMS. 2017. 106 p. (In Russian).
 20. Federal state educational standard of higher education — specialty in the specialty 21.05.02 Applied geology. (FGOS IN Applied Geology-05). Moscow: Ministry of Education and Science of the Russian Federation. 2020. 18 p. (In Russian).
 21. Analysis of uranium Supply to 2050. IAEA. 2017.
 22. Vorobiov A.E., Vercheba A.A. Current state of the Russian oil and gas industry. Moscow: RUDN, 2013. 129 p.
 23. Euroatom Supply Agency Annual Report 2018. Available from: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/63787ca7-c2f4-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-103487924> (last accessed 17.12.2022)
 24. Petrov V.L. Training of mineral dressing engineers at Russian Universities // Tsvetnye Metally. 2017. No. 7. P. 14—19. DOI: 10.17580/tsm.2017.07.02
 25. Puchkov L.A., Petrov V.L. The system of higher mining education in Russia // Eurasian Mining. 2017. No. 2. P. 57—60. DOI: 10.17580/em.2017.02.14

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHORS CONTRIBUTIONS

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

Воробьев А.Е. — проанализировал информацию по геоэнергетическим ресурсам мира и России и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander A. Vercheba — 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.

Alexander E. Vorobyov — analyzed the information on the geo-energy resources of the world and Russia and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT AUTHORS

Верчеба Александр Александрович* — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений полезных ископаемых ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: verchebaaaa@mgri.ru
тел.: +7 (905) 763-62-03
SPIN-код: 2448-1816

Alexander A. Vercheba* — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Professor of the Department of Geology of Mineral Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: verchebaaaa@mgri.ru
tel.: +7 (905) 763-62-03
SPIN-code: 2448-1816

Воробьев Александр Егорович — доктор технических наук, профессор кафедры энергетики ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет им. академика М.Д. Миллионщикова».
100, Х. Исаева проспект, Грозный 364902, Россия
e-mail: a_fogel@mail.ru
тел.: +7 (968) 481-10-43
SPIN-код: 5640-9573

Alexander E. Vorobyov — Dr. of Sci. (Tech.), Professor of Academician M.D. Millionshchikov Grozny State Petroleum Technical University.
100, H. Isaeva avenue, Grozny 364902, Russia
e-mail: a_fogel@mail.ru
tel.: +7 (968) 481-10-43
SPIN-code: 5640-9573

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

