

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

2025

Том 67, № 4
Vol. 67, #4

PROCEEDINGS OF HIGHER
EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY AND EXPLORATION

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

4

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА

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

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
ГЕОЛОГИЯ
И РАЗВЕДКА
Научно-методический журнал

Том 67, № 4
2025

Журнал издается с января 1958 г.
Периодичность: 4 раза в год

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

PROCEEDINGS OF HIGHER EDUCATIONAL ESTABLISHMENTS
GEOLOGY
AND
EXPLORATION
Scientific methodological journal

Vol. 67, No. 4
2025

The journal has been published since 1958
Frequency: Quarterly

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, академик 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

Иностранцы 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

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

Эпельбаум Лев Виленович, Dr. 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, ректор, 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, 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, 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	4 раза 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	22.12.2025
Типография	Отпечатано в ООО «Издательство «Триада»: 9, оф. 514, Чайковского пр., г. Тверь 170034, Россия
Копирайт	© Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2024
Стоимость одного выпуска	Свободная цена
Условия распространения материалов	Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License
Индексация	Журнал включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по пяти научным специальностям: 1.6.7. Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение (геолого-минералогические науки); 1.6.9. Геофизика (технические науки); 1.6.10. Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения (геолого-минералогические науки); 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки); 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (геолого-минералогические науки). Белый список (ЕГПНИ), РИНЦ, DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat. Включен в Ulrich's Periodicals Directory.

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

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

Editorial Board

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

Dmitry S. Drozdov, Dr. 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Scientist, Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

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

Mikhail G. Leonov, Dr. 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. 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Vladislav A. Petrov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. 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. 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. 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

Sergey A. Tikhotskiy, Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., ALROSA Public Joint Stock Company, Mirny, Yakutia, Russia

Valeriy Yu. Fridovsky, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan

Gurban J. Yetirmishli, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS), Dr. 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. Sci. (Phys.-Math.), Department of Electronics, Mathematics and Natural Sciences, University of Gävle, Gävle, Sweden

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

Editorial Council

Chairman of the Editorial Council

Yuri P. Panov, Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, 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. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

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

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

Zinaida M. Nazarova, Honored Worker of the Higher School of the Russian Federation, Dr. Sci. (Economics), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

Kliment N. Trubetskiy, Academician of the Russian Academy of Science, Dr. Sci. (Engineering), Prof., 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	quarterly
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	22.12.2025
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	The journal is included in the list of peer-reviewed scientific publications in which the main scientific results of dissertations for the degree of Candidate of sciences, for the degree of Doctor of Sciences in five scientific specialties should be published: 1.6.7. Engineering geology, permafrost and soil science (geological and mineralogical sciences); 1.6.9. Geophysics (technical sciences); 1.6.10. Geology, prospecting and exploration of solid minerals, minerogeny (geological and mineralogical sciences); 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences); 2.8.3. Mining and oil and gas field geology, geophysics, surveying and subsurface geometry (geological and mineralogical sciences). The White List (EGPNI), Russian Science Citation Index (eLIBRARY.RU), DOAJ, GeoRef, Google Scholar, Chemical Abstracts, Worldcat, Ulrich's Periodicals Directory.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

- 8 СТРОЕНИЕ АБАКУНСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО КЕМБРИЯ (ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НГО ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП)
А.Р. РЯЗАНОВ, Е.С. НОСКОВА, Г.В. АГАФОНОВА
- 23 ЗНАЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ В ОБЪЕКТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮНЕШЛИ
Г. ВАГИФГЫЗЫ, О.А. ЯГУБОВ, Г.Г. АББАСОВА, Р.Ф. АЛИЕВА
- 30 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ И ЕМКОСТИ КАТИОННОГО ОБМЕНА НА ПАРАМЕТР НАСЫЩЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПЕСЧАНИКОВ НА ПРИМЕРЕ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
И.В. МОТОРИН, Е.О. БЕЛЯКОВ, Д.В. ВЕЛЕСОВ
- 39 ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФОРМАЦИИ ЙОГУ БАССЕЙНА ТЕРМИТ (РЕСПУБЛИКА НИГЕР)
МАХАМАН АБАСС АБДЕЛЬ КАДЕР, В.В. ЧЕРНОВА, Л.В. МИЛОСЕРДОВА
- 49 ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАСПИЙСКО-КАВКАЗСКОГО РЕГИОНА
П.А. ВОЛКОВА, Е.А. ЛАВРЕНОВА

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

- 65 ПЕРСПЕКТИВЫ РУДОНОСНОСТИ ФАН-ЯГНОБСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ЗЕРАВШАНО-ГИССАРА, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТАДЖИКИСТАН
А.К. ЛИТВИНЕНКО, М. САЙМУДАСИРИ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

- 74 ЗНАЧЕНИЕ ПОВОРОТА И НОРМАЛИЗАЦИИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПЕРЕД КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИЕЙ
Н.М. ШАГАРОВА, В.А. КУЛИКОВ, Е.Д. АЛЕКСАНОВА
- 87 ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИКАЦИОННОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВАРИАЦИЙ ПОЛЯ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ
Р.Р. НИГМАТУЛЛИН, А.П. БЕЛОВ, А.М. ЕРОХИН, А.В. ПЕТРОВ
- 102 К БЕСКОНТАКТНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В МЕТОДЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ: ДАННЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
А.Д. КАРИНСКИЙ, А.А. ИВАНОВ, Е.Д. ЕФИМОВ, И.А. ЗУДЕНКОВ

ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

- 110 ПРИМЕНЕНИЕ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ (ПВ)
В.П. ДРОБАДЕНКО, Д.А. СТАДНИК, И.Н. САЛАХОВ, Б.Ф. ТУХВАТУЛЛИН, Г.Н. МАЛУХИН, Ю.А. БОРОВКОВ

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

- 120 ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДОМ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ НА ОСНОВЕ ИХ ИНТЕГРАЦИИ
С.М. САЛЬМАНОВ, З.М. НАЗАРОВА, Ю.А. ЛЕОНИДОВА

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

- 130 МОДЕЛИ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ДИСПЕРСНЫХ НЕЗАСОЛЕННЫХ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ
М.А. НАУМОВ, И.К. ФОМЕНКО, В.Р. ВОЛОШИН, Э.С. ГРЕЧИЩЕВА, Д.Н. ГОРОБЦОВ

ГЕОЭКОЛОГИЯ

- 142 КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РОЛИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ АКТИВИЗАЦИИ ОПОЛЗНЕЙ В ПРОВИНЦИИ ШОНЛА, ВЬЕТНАМ
Н.Ч. НГИА, В.Н. ЭКЗАРЬЯН, З.В. БИНЬ

МИНЕРАЛОГИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ, ЛИТОЛОГИЯ

- 158 ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ
В.Г. КУЗНЕЦОВ, Л.М. ЖУРАВЛЕВА

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

- 8 **STRUCTURE OF LOWER-CAMBRIAN ABAKUNSKAYA FORMATION (SOUTH-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING REGION, LENO-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING PROVINCE)**
ALEKSANDR R. RYAZANOV, EKATERINA S. NOSKOVA, GALINA V. AGAFONOVA
- 23 **GUNASHLI FIELD: NET PAY THICKNESS IN THE OBJECTIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESERVES**
GUNAY VAGIFGIZI, ORKHAN A. YAGUBOV, GIZGAYIT G. ABBASOVA, RUHIYYA F. ALIYEVA
- 30 **IMPACT ASSESSMENT OF MINERALIZATION AND CATION EXCHANGE CAPACITY ON THE RESISTIVITY INDEX OF CLAYEY SANDSTONES ON THE EXAMPLE OF CRETACEOUS DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA**
IVAN V. MOTORIN, EVGENIY O. BELYAKOV, DANIIL V. VELESOV
- 39 **GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE YOGOY FORMATION OF THE TERMIT BASIN (NIGER)**
MAHAMAN ABASS ABDEL' KADER, VIKTORIYA V. CHERNOVA, LYUDMILA V. MILOSERDOVA
- 49 **PALEOGEOGRAPHIC FORMATION CONDITIONS OF EOCENE DEPOSITS IN THE BLACK SEA–CAUCASUS REGION**
POLINA A. VOLKOVA, ELENA A. LAVRENOVA

GEOLOGY AND PROSPECTING FOR SOLID MINERAL DEPOSITS

- 65 **PROSPECTS OF ORE-BEARING IN THE FAN-YAGNOB SYNECLISE OF ZERAVSHANO-GISSAR, CENTRAL TAJIKISTAN**
ANDREY K. LITVINENKO, MAHMADSHARIF SAIMUDASIRI

GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

- 74 **INCREASING THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF GAS CONDENSATE FIELDS BY OPTIMIZING WELL ARRANGEMENT PATTERNS AND GAS PRODUCTION ELEMENTS**
NATALIA M. SHAGAROVA, VIKTOR A. KULIKOV, ELENA D. ALEKSANOVA
- 87 **APPLICATION OF A MODIFIED FOURIER TRANSFORMATION FOR MODELING VARIATIONS IN THE GRAVITY FIELD**
RAOUL R. NIGMATULLIN, ALEXEY P. BELOV, ALEXANDR M. EROKHIN, ALEXEY V. PETROV
- 102 **REVISITING THE ISSUE OF CONTACTLESS MEASUREMENTS IN THE RESISTANCE METHOD: MATHEMATICAL SIMULATION DATA**
ALEXANDR D. KARINSKIY, ANDREY A. IVANOV, EVGENIY D. EFIMOV, IVAN A. ZUDENKOV

GEOLOGICAL EXPLORATION TECHNIQUE

- 110 **EJECTORS FOR REMOVING SAND PLUGS DURING THE CONSTRUCTION OF IN-SITU LEACHING (ISL) WELLS**
VALERIY P. DROBADENKO, DENIS A. STADNIK, ILMIR N. SALAKHOV, BULAT F. TUKHVATULLIN, GREGORY N. MALUKHIN, YURIY A. BOROVKOV

ECONOMICS OF MINERAL RAW MATERIALS AND GEOLOGICAL EXPLORATION

- 120 **FEATURES OF MANAGING THE TRANSITION OF MINING ENTERPRISES TO CLEAN TECHNOLOGIES AND DIGITAL INNOVATIONS THROUGH THEIR INTEGRATION**
SERGEY M. SALMANOV, ZINAIDA M. NAZAROVA, YULIYA A. LEONIDOVA

HYDROGEOLOGY AND ENGINEERING GEOLOGY

- 130 **THERMAL CONDUCTIVITY MODELS OF DISPERSED NON-SALINE FROZEN SOILS**
MIKHAIL A. NAUMOV, IGOR K. FOMENKO, VALERIY R. VOLOSHIN, ERIKA S. GRECHISHCHEVA, DENIS N. GOROBTSOV

GEOECOLOGY

- 142 **QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE ROLE OF NATURAL AND ANTHROPOGENIC FACTORS IN LANDSLIDE ACTIVATION IN SON LA PROVINCE, VIETNAM**
NGUYEN TRONG NGHIA, VLADIMIR N. EKZARYAN, DUONG VAN BINH

MINERALOGY, PETROGRAPHY, AND LITOLOGY

- 158 **MAIN STAGES IN THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF CASPIAN DEPRESSION**
VITALY G. KUZNETSOV, LILIYA M. ZHURAVLEVA



СТРОЕНИЕ АБАКУНСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО КЕМБРИЯ (ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НГО ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП)

А.Р. РЯЗАНОВ^{1,*}, Е.С. НОСКОВА¹, Г.В. АГАФОНОВА^{1,2}

¹ ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Объектом исследования является нижнекембрийская абакунская свита, расположенная в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Цель. Составление седиментационно-емкостной модели абакунской свиты и выявление взаимосвязей между выделенными литологическими типами пород и их фильтрационно-емкостными свойствами для уточнения оценки нефтегазоносности региона.

Материалы и методы. В работе использованы геолого-геофизические данные глубокого бурения по площади работ, опубликованные и фондовые материалы по геологическому строению Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Фактический материал по 24 скважинам, вскрывшим абакунскую свиту, включает описания керна, шлама и результаты опробования. Скважины были пробурены в 1970—1990 гг.; однако детальные описания кернового материала, фотографии керна и результаты его исследования, за некоторыми противоречивыми исключениями, отсутствуют. По этой причине расчленение свиты проводилось на основе материалов ГИС с анализом всех сохранившихся материалов по скважинам. Проанализированы диаграммы ГИС по 20 скважинам. Проведен анализ изменения мощности и состава отложений. Выполнено детальное расчленение разрезов на пачки, корреляция разрезов и анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств пород. Методологической основой исследования послужили разработки специалистов Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ), представляющие собой систему генетической организации карбонатных тел различных иерархических уровней.

Результаты. Определены литологические типы отложений, выделены ассоциации литотипов, характеризующиеся общими условиями осадконакопления, выделены литолого-фациальные зоны, составлена седиментационно-емкостная модель абакунской свиты.

Выводы. Абакунская свита представлена карбонатными и карбонатно-глинистыми отложениями литолого-фациальной зоны открытого шельфа, относительно выдержанными по мощности и составу. Построена седиментационно-емкостная модель абакунской свиты в западной части Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Данная модель отражает изменения состава и мощности отложений, а также их структурно-текстурных особенностей. Наибольшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают оолитово-органогенно-обломочные типы карбонатов, формирующие аккумулятивные тела.

Ключевые слова: литология, карбонатные породы, нижний кембрий, абакунская свита

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Рязанов А.Р., Носкова Е.С., Агафонова Г.В. Строение абакунской свиты нижнего кембрия (Южно-Тунгусская НГО Лено-Тунгусская НГП). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):8—22. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-8-22> EDN: [BLGVRG](https://edn.ru/BLGVRG)

Статья поступила в редакцию 24.09.2025

Принята к публикации 24.11.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

STRUCTURE OF LOWER-CAMBRIAN ABAKUNSKAYA FORMATION (SOUTH-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING REGION, LENO-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING PROVINCE)

ALEKSANDR R. RYAZANOV^{1,*}, EKATERINA S. NOSKOVA¹, GALINA V. AGAFONOVA^{1,2}

¹ All-Russian Scientific Research Geological Oil Institute
36, Highway Enthusiasts, Moscow 105118, Russia

² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

ABSTRACT

Background. The research object was the Lower-Cambrian Abakunskaya Formation located in the South-Tunguskaya oil-and-gas bearing region of the Lena-Tunguskaya oil-and-gas province.

Aim. To compile a sedimentary-capacity model of the Abakunskaya Formation and identify relationships between the identified lithological rock types and their filtration-capacity properties in order to refine the oil and gas potential of the region.

Materials and methods. Geological and geophysical data collected from deep wells drilled in the area of work were used, along with published and archival materials on the geological structure of the South Tunguska oil and gas region. The factual material on 24 wells that opened the Abakunskaya Formation includes descriptions of cores, sludge, and test results. The wells were drilled in 1970—1990; however, detailed descriptions of the core material, core photographs, and core study results, with some contradictory exceptions, are missing. For this reason, the Formation was sectioned based on GIS materials with an analysis of all preserved materials on the wells. Logging diagrams for 20 wells were analyzed. An analysis of changes in the thickness and composition of sediments was carried out. A detailed division of sections into members, correlation of sections, and analysis of changes in the filtration and storage properties of rocks were performed. The developments of the specialists of the All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), which comprise a system of genetic organization of carbonate bodies of various hierarchical levels, served as the methodological basis for this research.

Results. Lithological types of sediments were determined; lithotype associations characterized by common sedimentation conditions were identified; lithological-facies zones were distinguished; and a sedimentation-capacity model of the Abakunskaya Formation was compiled.

Conclusions. The Abakunskaya Formation is represented by carbonate and carbonate-clay deposits of the open-shelf lithological-facies zone, which are relatively consistent in thickness and composition. A sedimentary-capacity model of the Abakunskaya Formation in the western part of the South Tunguska oil-and-gas bearing region has been constructed. This model reflects changes in the composition and thickness of the deposits, as well as their structural and textural characteristics. Oolitic-organogenic-clastic types of carbonates that form accumulative bodies exhibit the highest filtration and capacity properties.

Keywords: lithology, carbonate rocks, Lower Cambrian, Abakunskaya Formation

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

Financial disclosure: The study has no sponsorship.

For citation: Ryazanov A.R., Noskova E.S., Agafonova G.V. Structure of lower-cambrian abakunskaya formation (South-Tungussskaya oil-and-gas bearing region, Leno-Tungussskaya oil-and-gas bearing province). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):8—22. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-8-22>
EDN: [BLGVRG](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 24 September 2025

Accepted 24 November 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область расположена на северо-западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа). Изученность территории сейсмическими работами низкая, неравномерная и составляет порядка 0,12 пг. км/км² (рис. 1). Бурение глубоких скважин проводилось в 1960—1980-х годах, материалы по литолого-петрографическому изучению керна фрагментарны и в ряде случаев противоречивы.

В тектоническом отношении территория Южно-Тунгусской нефтегазоносной области в целом соответствует Бахтинскому мегавыступу юго-запада Курейской синеклизы, охватывая примыкающие прогибы: с запада — Приенисейский, с северо-востока — Туринская впадина, которые рассматриваются как очаги нефтегазообразования и источники углеводородов [2, 3, 6, 9, 10] (рис. 1).

Осадочный чехол на большей части области представлен карбонатными отложениями верхнего венда, карбонатными и соленосно-карбонатными отложениями нижнего кембрия, сульфатно-карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхнего кембрия и преимущественно терригенными верхнего палеозоя [11, 12].

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с карбонатными отложениями верхневендско-нижнекембрийского и кембрийского нефтегазоносных комплексов (НГК) [1]. Абакунская свита относится к нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу. Из скважины Моктаконская-1 с этого уровня получены притоки газа дебитом 1,62 млн м³/сут. и конденсата 1200 м³/сут., в скважине Усть-Дельтулинская-214 — газ дебитом 161 м³/сут., в скважине Таначинская-1 — притоки воды, насыщенной газом, дебитом 182 м³/сут. [2, 3, 6].

Стратиграфия и нефтегазоносность территории изучались рядом исследователей: Н.В. Мельников, А.В. Кринин, А.Э. Конторович, С.С. Сухов, С.А. Моисеев, Е.В. Смирнов, М.А. Маслеников, Л.И. Килина, Е.Н. Кузнецова, И.А. Губин, А.О. Гордеева [4—13]

и др. Для свит нижнекембрийского НГК составлены литофациальные схемы, опирающиеся в значительной мере на интерпретацию сейсмических материалов, выделены уровни развития коллекторов. В представленной работе выполнено детальное изучение литологических особенностей разрезов скважин с применением методики седиментологического моделирования [14].

Методика была адаптирована для карбонатных отложений нижнего кембрия Южно-Тунгусской НГО, отличающихся сложным строением при слабой изученности региона и низким качеством и количеством геолого-геофизических данных.

Основой седиментационного моделирования является система генетической организации структуры карбонатных тел различных иерархических уровней, которая формируется в результате взаимодействия во времени процессов концентрации и дифференциации вещества. Учитывая скудный фактический материал по скважинам, для работы приняты уровни: *структурный компонент осадка* (для интервалов, по которым имеется описание керна), *литотип*, *ассоциация литотипов*, *подгруппа* (подзона) и *группа* (зона).

Структурные компоненты, элементарные генетические подразделения, отражают процессы образования породы. *Литотип* характеризуется определенными соотношениями структурных компонентов, зависит от соотношения по времени различных способов образования осадка. *Ассоциация литотипов* (АЛ) — тела, объединенные по сходству формы и строения, определяются преобладанием концентрации и дифференциации вещества. *Подгруппы* — комплексы ассоциаций литотипов, обладающие характерной структурой (составом, вертикальной и латеральной последовательностью АЛ), отражают устойчивость обстановок седиментации во времени и пространстве. *Группы* связаны общностью процессов аккумуляции отложений. Параметр содержания глинистого вещества отражает степень соотношения

Строение абакунской свиты нижнего кембрия (Южно-Тунгусская НГО Лено-Тунгусской НГП)

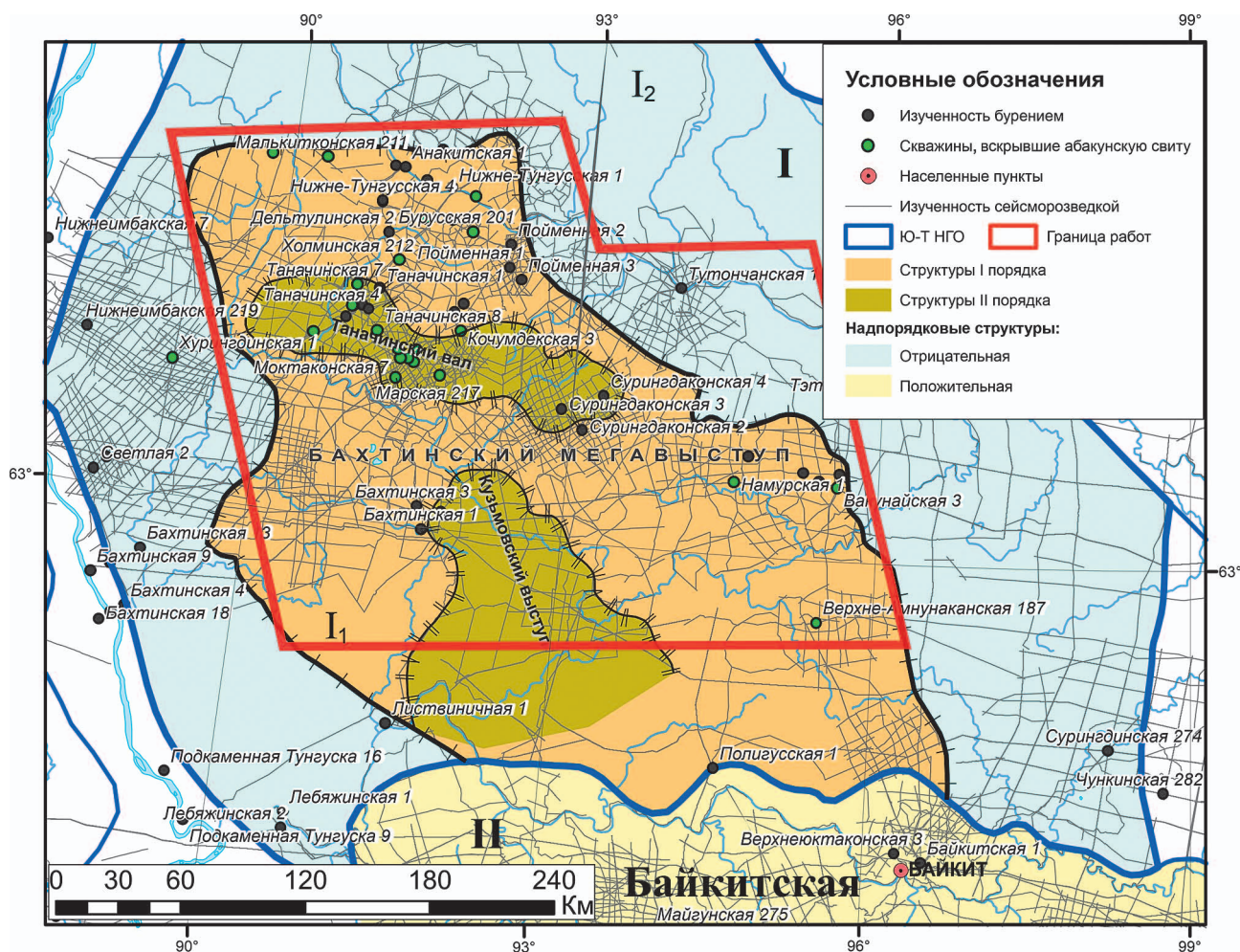


Рис. 1. Обзорная карта Южно-Тунгусской нефтегазоносной области (ВНИГНИ, 2024. Д.В. Покровский, А.Р. Рязанов)

Fig. 1. Overview map of the Yuzhno-Tunguskiy oil and gas region (VNIIGNI, 2024. D.V. Pokrovsky, A.R. Ryazanov)

процессов концентрации и дифференциации и, следовательно, может быть применен для анализа на уровне ассоциации литотипов (АЛ).

Абакунская свита выделена Н.В. Мельниковым и др., распространена на всей территории Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Стратотипом свиты выбран разрез скважины Моктаконская-1 (3161,00—3228,00 м) [9]. Свита согласно залегает на марской свите, перекрывается сульфатно-карбонатными породами первой пачки бурусской свиты. Нижняя часть свиты сложена доломитами черными известковистыми микрофитолитовыми, пористыми и кавернозными, в ряде скважин в кровле и подошве пачки вскрыты известняки темно-серые плотные. Средняя часть свиты представлена доломитами серыми, светло-серыми, черными, плотными, волнисто-слоистыми, прослоями глинистыми.

Вверху свиты залегают доломиты темно-серые, черные пористые и кавернозные мелко-среднезернистые с многочисленными линзами, прожилками белого кальцита и известняки темно-серые, черные, обломочные и микрофитолитовые, волнисто-слоистые. Общая мощность в стратотипе составляет 67 м и изменяется по площади от 23 (скв. Верхне-Амнунаканская-187) до 81 м (скв. Моктаконская-3).

Для абакунской свиты отмечен выдержанный литологический состав пород по площади и выдержанные мощности, что свидетельствует о низкой фациальной изменчивости, характерной для открыто-шельфовых отложений. Для 24 скважин, вскрывших абакунскую свиту, построены планшеты, выделены пачки, границы между которыми установлены в местах резкой смены характера записи кривых гамма-каротажа (ГК)

и нейтронного гамма-каротажа (НГК), проведена корреляция пачек. При анализе строения свиты в каждой скважине определен коэффициент глинистости для оценки изменения глинистости в разрезах. Коэффициент глинистости $K_{гл}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{гл} = \frac{\sum h_{гл}}{H},$$

где $\sum h_{гл}$ — суммарная толщина глинистых прослоев; H — мощность абакунской свиты.

Разрезы скважин сгруппированы по увеличению коэффициента глинистости ($K_{гл}$). Выделены три типа разреза: от низкого и среднего содержания глинистого вещества до увеличенного. Ниже приводится детальное описание разрезов скважин каждого типа.

Разрезы с низким содержанием глинистого вещества ($K_{гл}$ 0,13—0,18)

В скважине Вакунайская-3 выделено 5 пачек (рис. 2).

1-я пачка (3338,20—3346,74 м) сложена известняками серыми, светло-серыми мелко-среднекристаллическими, прослоями крупнокристаллическими, массивными, ангидритистыми, местами до ангидрита известкового. В подошве пачки в керне наблюдается серия субвертикальных открытых и закрытых трещин и отмечен запах углеводородов, встречаются редкие каверны. В целом вся пачка характеризуется минимальными показаниями кривой ГК (от 0,07 до 0,37 мкР/ч) и дифференцированными показаниями кривой НГК (от 4,27 до 5,40 у.е.). Мощность пачки 8,54 м.

2-я пачка (3330,74—3338,20 м) сложена доломитами. Доломиты серые, темно-серые тонко-скрытокристаллические, окремненные, массивные, плотные; отличаются от нижней пачки увеличением значений кривой НГК до 5,90 у.е. и более однородным строением. В кровле пачки по увеличению значений ГК (0,60 мкР/ч), сбросу значений НГК (4,35 у.е.) и увеличению кривой кавернометрии (ДС) отмечен прослой доломитов слабogliнистых, трещиноватых мощностью 1 м. Мощность пачки 7,46 м.

3-я пачка (3317,57—3330,74 м) представлена известняками. Известняки серые с коричневатым оттенком, зеленовато-серые тонко-мелкокристаллические, мелко-среднекристаллические, плотные, глинистые с субгоризонтальными слоями аргиллитов темно-серых и линзами ангидрита белого. Пачка характеризуется резкой дифференциацией кривой ГК (от 0,23 до 1,66 мкР/ч), обусловленной

переслаиванием пластов известняков глинистых мощностью от 0,5 до 1 м с пластами чистых известняков мощностью от 0,5 до 2 м. Мощность пачки 13,57 м.

4-я пачка (3294,67—3317,57 м) сложена известняками. Известняки серые, темно-серые, местами до белых, мелко-тонкокристаллические, массивные, реже слоистые за счет прослоев ангидрита, крепкие, плотные. Пачка отличается минимальной дифференциацией кривой ГК (от 0,14 до 0,35 мкР/ч) и высокими значениями НГК (до 6,30 у.е.). В подошве пачки выделяется слой известняков слабogliнистых (ГК 1,21 мкР/ч) мощностью 0,70 м. По описанию керна, во всей пачке наблюдаются тонкие открытые трещины, преимущественно субвертикальные, стилолитовые швы. Трещиноватость отмечается также по сбросу кривой НГК (до 4,50 у.е.). Мощность пачки 22,90 м.

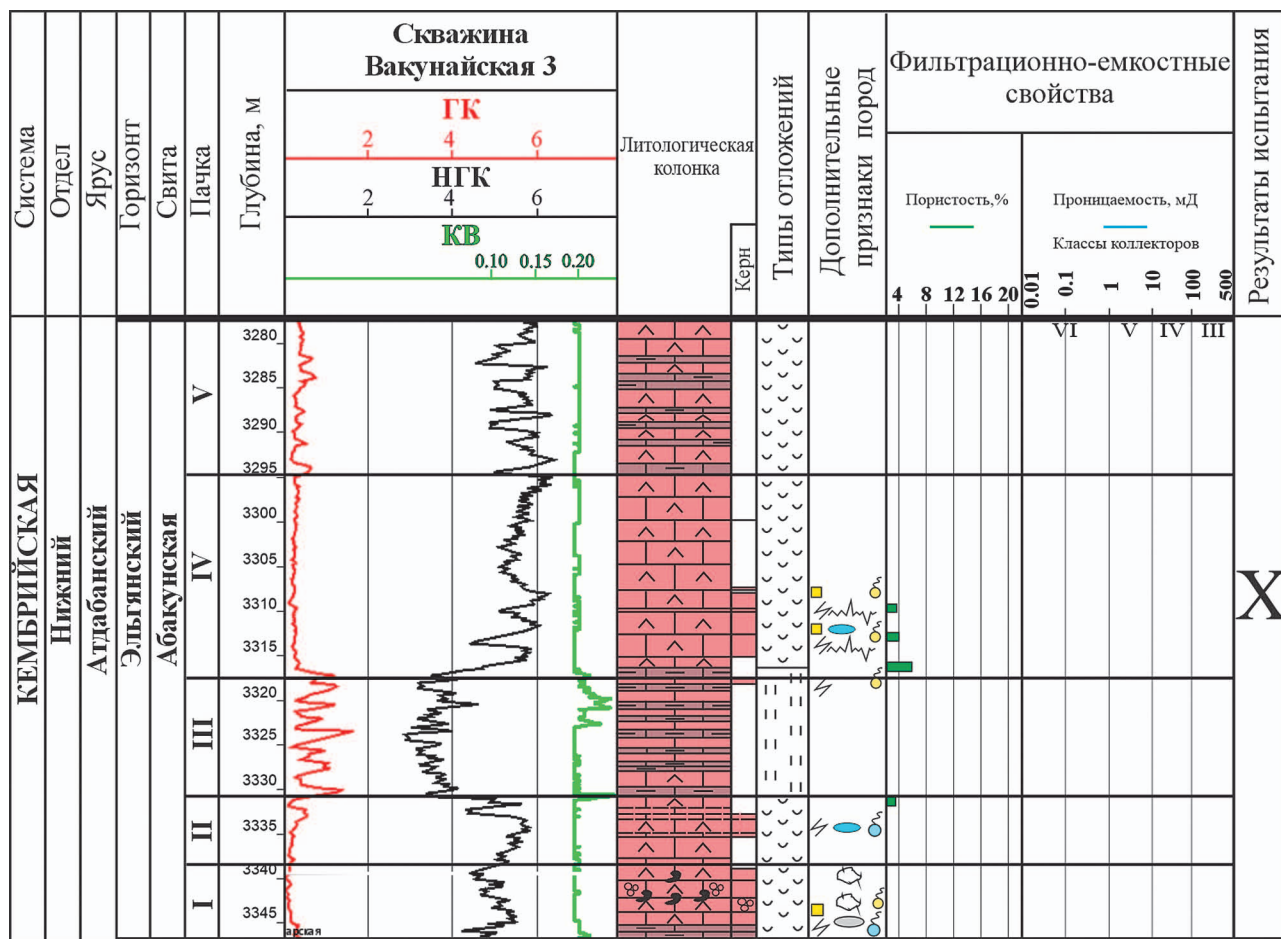
5-я пачка (3277,15—3294,67 м) представлена известняками. Известняки серые, темно-серые, местами до белых, мелко-тонкокристаллические, ангидритистые, крепкие, плотные, массивные. Пачка отличается немного повышенными значениями кривой ГК (от 0,20 до 0,80 мкР/ч), резкой дифференциацией кривой НГК (от 3,50 до 6,40 у.е.) и присутствием прослоев известняков слабogliнистых мощностью от 0,30 до 1 м. В подошве пачки выделяется слой известняков слабogliнистых (ГК 0,60 мкР/ч, НГК 3,50 у.е.) мощностью 1 м. По описанию керна, во всей пачке наблюдаются тонкие открытые трещины, преимущественно субвертикальные, и стилолитовые швы, заполненные глинисто-органическим материалом, ориентированные вдоль напластования. Трещиноватость отмечается также по сбросу кривой НГК (до 4,80 у.е.). Мощность пачки 17,52 м.

Общая мощность свиты 70 м.

К первому типу разрезов с низким содержанием глинистого вещества ($K_{гл}$ 0,08—0,18) отнесены скважины Бурусская-201, Таначинские-7 и -1, Моктаконские-3 и -1, Нижне-Тунгусская-6, Вакунайская-3 (рис. 2, 3).

Второй тип разрезов, со средним содержанием глинистого вещества ($K_{гл}$ 0,18—0,23), показан на примере скважины Таначинская-8 (рис. 4).

1-я пачка (3287,65—3297,00 м) сложена доломитами. Доломиты темно-серые, оолитовые, массивные, сильно кавернозные. На скеле керна, отобранного из нижней части пачки, отмечен запах сероводорода. В подошве пачки выделяется слой аргиллитов мощностью 1 м. Выше, до кровли, пачка характеризуется минимальными показаниями кривой ГК (от 0,26 до 0,70 мкР/ч) и низкими



Условные обозначения

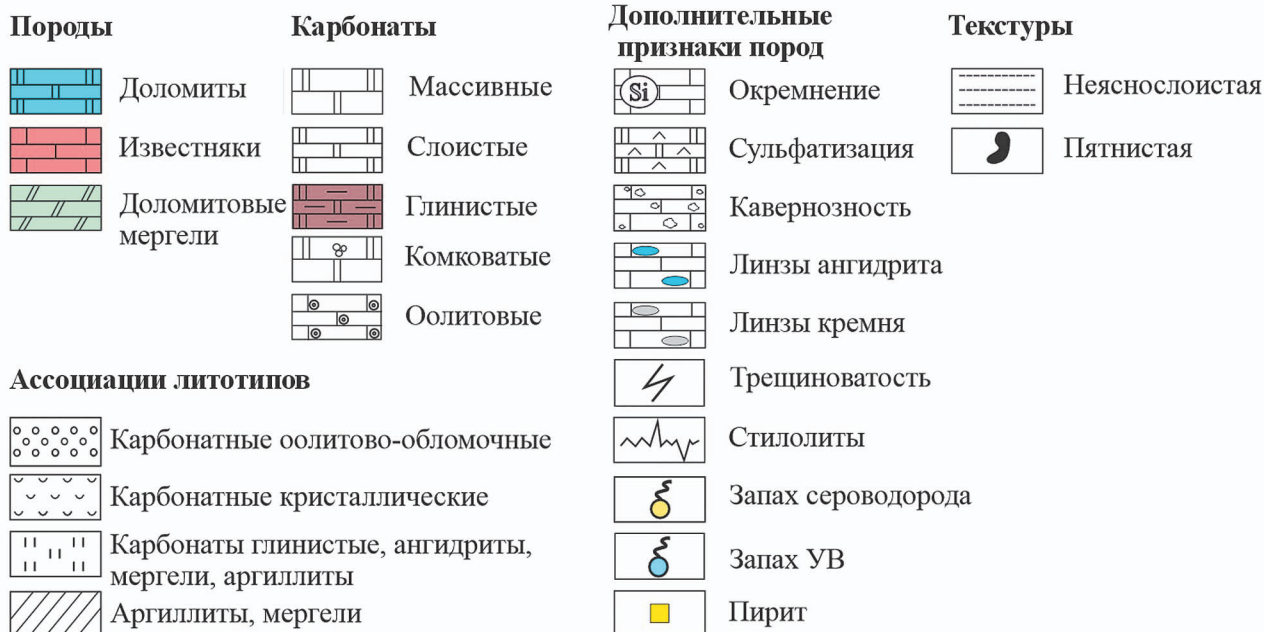


Рис. 2. Разрез скважины Вакунайская-3
Fig. 2. Well section of Vakunayskaya-3 well

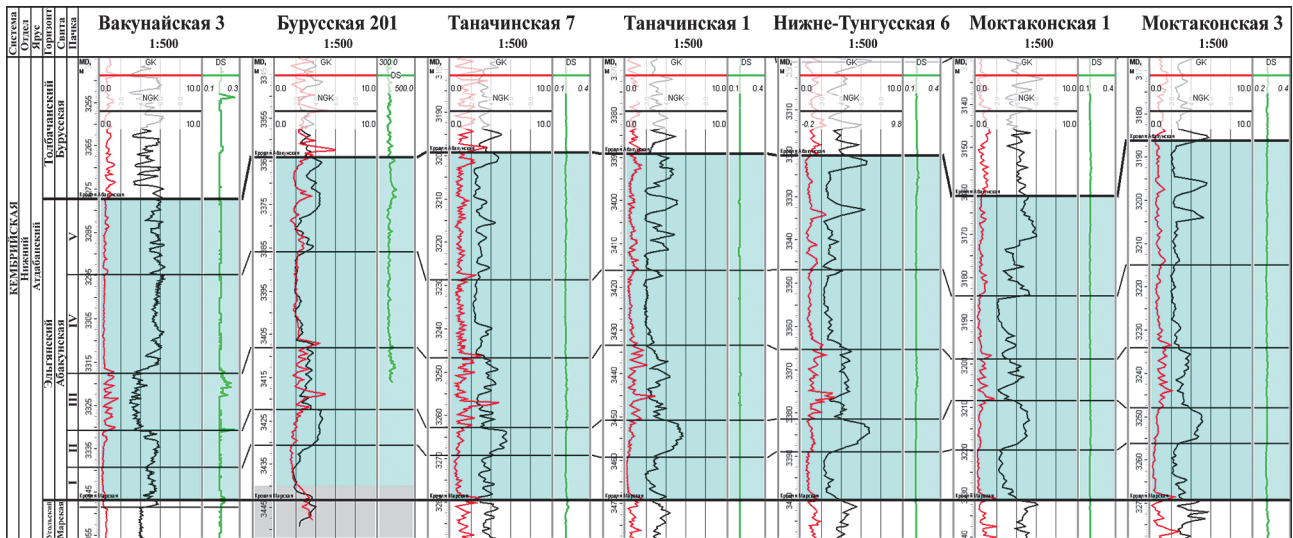


Рис. 3. Разрезы скважин первого типа с низким содержанием глинистого вещества (K_{zn} 0,13—0,18)
Fig. 3. Type 1 well sections with average clay content (V_{sh} 0.13—0.18)

значениями кривой НГК (от 1,96 до 2,36 у.е.). Мощность пачки 9,35 м.

2-я пачка (3279,45—3287,65 м) представлена доломитами и известняками. Доломиты темно-серые тонкокристаллические, массивные, плотные, в кровле пачки кавернозные. Известняки слоистые, редко слабogliнистые, плотные. Пачка отличается увеличением значения кривой ГК до 1,32 мкР/ч и резким скачком значения кривой НГК до 3,90 у.е. От подошвы до средней части пачки выделяются пласты известняков плотных (4,00 у.е.), мощностью 3,88 м, с двумя прослоями слабogliнистых известняков, которые отбиваются по увеличению кривой ГК (1,32—1,40 мкР/ч), мощность прослоев 0,56 и 0,90 м. Выше выделяются два пласта доломитов плотных, (НГК 4,23 у.е.), массивных, мощностью 0,90 и 1,00 м, разделенные тонким прослоем слабogliнистых доломитов мощностью 0,50 м. В кровле пачки по резкому сбросу кривой НГК (2,55 у.е.) выделяется пласт доломитов кавернозных мощностью 0,60 м. Мощность пачки 8,20 м.

По результатам испытаний в интервале 3282,00—3309,00 м двух пачек получен приток пластовой воды дебитом 175,2 м³/сут.

3-я пачка (3265,78—3279,45 м) сложена доломитами и мергелями. Доломиты темно-серые, со слабым коричневатым оттенком, тонкокристаллические, массивные, реже слоистые, окремненные до прослоев кремня, плотные. Мергели доломитовые зеленовато-серые, ангидритизированные до частых прослоев ангидрита серого, окремненные. Пачка отличается резкой дифференциацией кривой ГК до 2,89 мкР/ч и сбросом значений

кривой НГК до 3,11 у.е. В целом вся пачка характеризуется чередованием доломитов массивных окремненных (ГК от 0,70 до 1,32 мкР/ч; НГК от 2,28 до 3,82 у.е.), с мергелями доломитовыми, ангидритизированными (ГК от 2,44 до 4,04 мкР/ч; НГК от 2,53 до 3,60 у.е.). Мощность прослоев доломитов от 1,5 до 2,5 м. Мощность прослоев мергелей доломитовых до 1 м. Мощность пачки 13,67 м.

4-я пачка (3248,32—3265,78 м) представлена доломитами. Доломиты темно-серые, оолитовые, массивные, сильнокавернозные. Пачка отличается резким сбросом кривых ГК и НГК. В основании пачки залегает прослой мергеля доломитового мощностью 0,5 м, который выделяется по высоким значениям кривой ГК (2,82 мкР/ч). В целом вся пачка характеризуется, низкими показаниями кривой ГК (от 0,60 до 1,60 мкР/ч) и низкими значениями кривой НГК (от 1,94 до 2,80 у.е.). Мощность пачки 17,46 м.

5-я пачка (3224,00—3248,32 м) сложена доломитами. Доломиты темно-серые среднекристаллические, реже тонко-скрытокристаллические, брекчиевидные, слоистые, реже массивные, в кровле пачки сильнокавернозные, редко окремненные. Пачка начинается с прослоя мергеля доломитового, выделяемого по резкому скачку кривой ГК до 3,95 мкР/ч, мощностью 1,3 м. Пачка отличается большей неоднородностью, которую видно по резкой дифференциации кривой ГК (от 0,79 до 2,28 мкР/ч) и появлением мощных (от 1,50 м до 3,60 м) пластов доломитов плотных (НГК 4,20 у.е.), окремненных. В кровле пачки выделяются два пласта доломитов брекчиевидных,

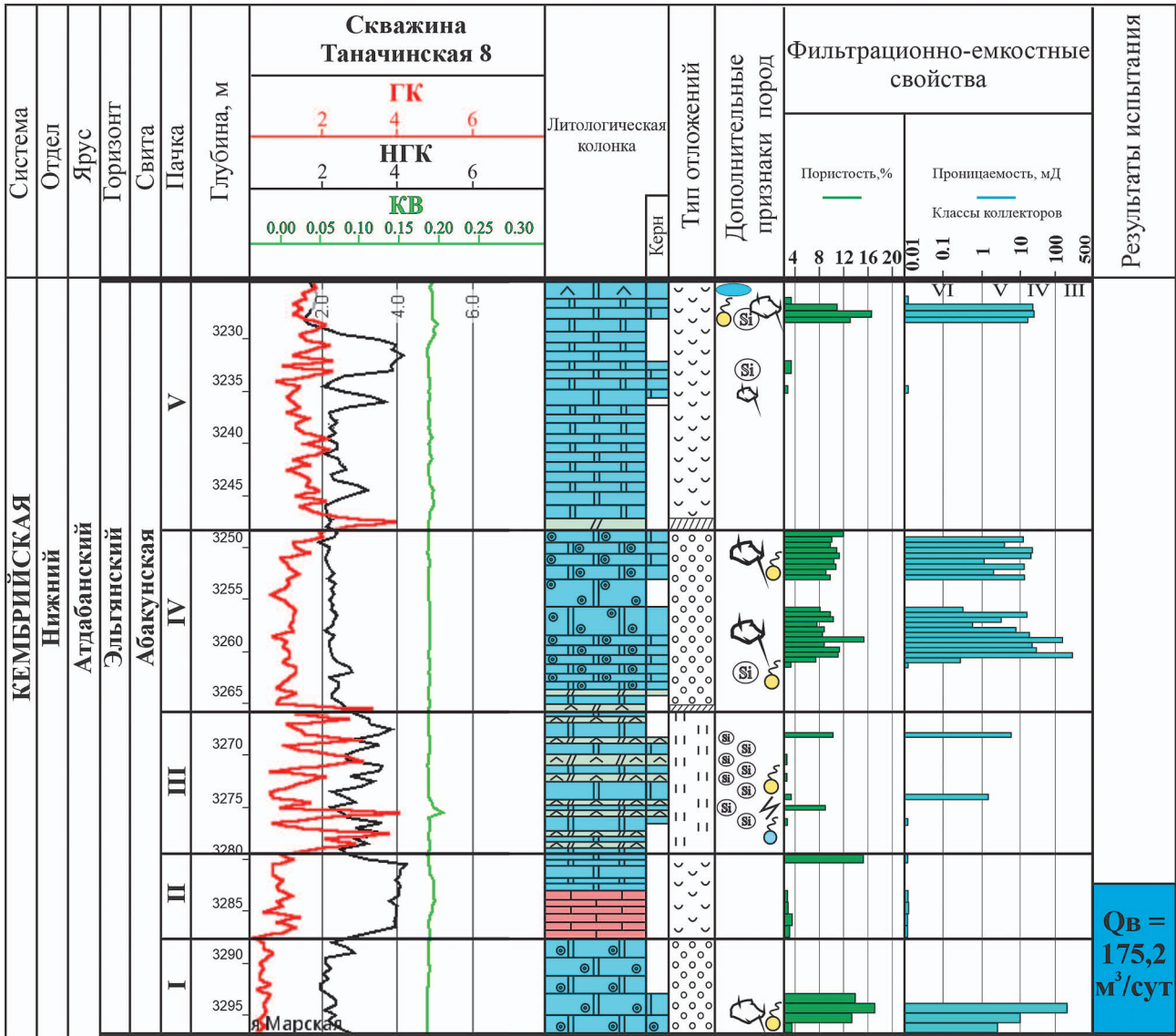


Рис. 4. Разрез скважины Таначинская-8
Fig. 4. Well section of Tanachinskaya-8 well

массивных, сильнокавернозных (НГК 1,52 у.е.) и доломитов ангидритовых, с включениями голубовато-серого ангидрита, окремненных (НГК 1,90 у.е.). Мощность пачки 24,32 м.

Общая мощность абакунской свиты 73 м.

Ко второму типу разрезов со средним содержанием глинистого вещества ($K_{гн}$ 0,18—0,23) отнесены скважины Моктаконские-2, -7, Кочумдекская-3, Намурская-1, Марская-217, Усть-Кочумдекская-202, схожие по литологическому строению с разрезом скважины Таначинская-8 (рис. 5).

Третий тип разрезов с повышенным содержанием глинистого вещества ($K_{гн}$ 0,25—0,38) показан на примере скважины Моктаконская-6.

1-я пачка (3321,53—3334,00 м) сложена доломитами и известняками. Доломиты серые, темно-серые известковистые, мелкокристаллические, слоистые, плотные. Известняки серые, темно-серые мелкокристаллические, слоистые. Встречаются прослой светлых алевролитов. В основании разреза прослой аргиллитов черных, выделяемых по резкому скачку кривой ГК до 6,82 мкР/ч мощностью 1 м. Выше, до средней части пачки, выделяются пласты доломитов серых (ГК до 1,90 мкР/ч), плотных (НГК от 2,90 до 3,20 у.е.), мощностью от 0,5 до 1 м, переслаивающиеся с доломитами слабглинистыми (ГК до 3,04 мкР/ч) мощностью от 0,3 до 0,5 м с и редкими прослоями ангидритов.

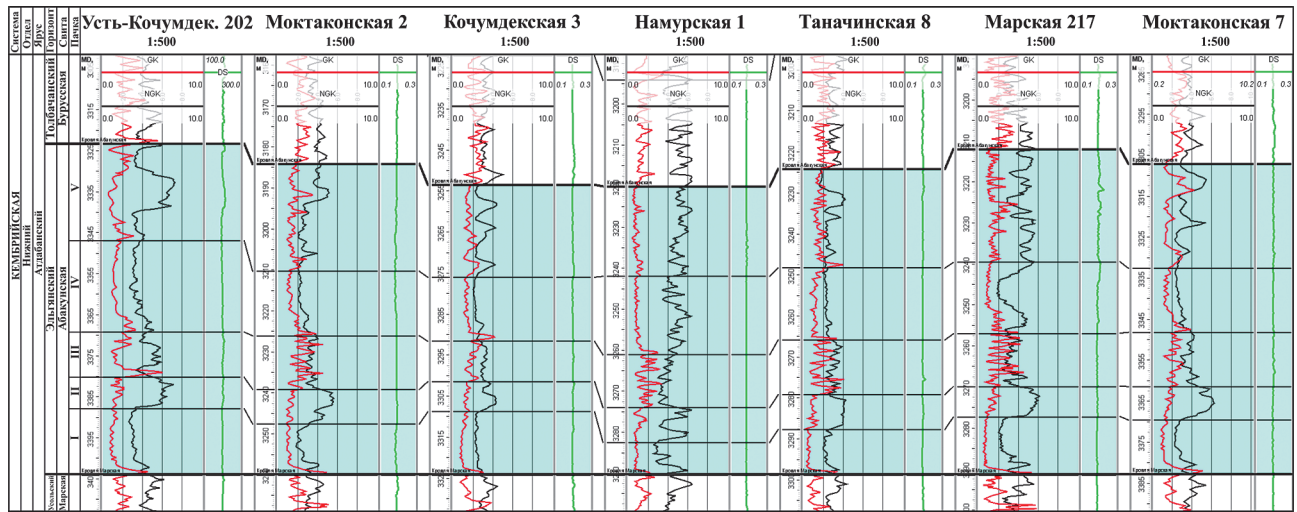


Рис. 5. Разрезы скважин 2-го типа со средним содержанием глинистого вещества (K_{zn} 0,18—0,23)
Fig. 5. Type 2 well sections with average clay content (V_{sh} 0.18—0.23)

Выше до кровли пачки при значении НГК, равном 1,84 у.е., выделяются известняки слоистые, слабоглинистые мощностью от 0,4 до 1 м; в кровле пачки известняки мощностью 1,8 м. Мощность пачки 12,47 м.

2-я пачка (3313,50—3321,53 м) представлена доломитами. Доломиты серые, темно-серые мелкокристаллические, слоистые, в кровле пачки массивные, плотные. Пачка отличается резким скачком значений кривой НГК до 4,50 у.е. и более однородным разрезом. В основании залегают доломиты темно-серые, слабogliнистые плотные, выделяемые по скачку кривой ГК до 3,10 мкР/ч, мощностью 1,1 м. Выше до кровли пачки выделяются доломиты, прослоями неравномерно глинистые, слоистые, плотные, в кровле пачки доломиты массивные, мощностью 1,5 м. Мощность пачки 8,03 м.

3-я пачка (3293,25—3313,50 м) представлена известняками и мергелями. Известняки темно-серые мелкокристаллические, слоистые, слабogliнистые, местами слабо-кавернозно-пористые. Мергели зеленовато-серые. Пачка отличается сильной дифференциацией кривой ГК (от 1,92 до 4,70 мкР/ч) и сбросом значений кривой НГК до 2,30 у.е., начинается с прослоя мергелей, выделяемых по скачку кривой ГК до 4,40 мкР/ч мощностью 0,8 м. В целом вся пачка характеризуется чередованием пластов известняков слабogliнистых (ГК от 1,92 до 2,60 мкР/ч) мощностью от 0,5 до 2 м с прослоями мергелей (ГК от 4,22 до 4,66 мкР/ч), мощностью от 0,5 м до 1 м. Мощность пачки 20,25 м.

4-я пачка (3280,32—3293,25 м) представлена известняками и доломитами. Известняки серые, светло-серые мелкокристаллические, слоистые,

плотные. Доломиты темно-серые мелко-скрытокристаллические, частично известковистые, слабogliнистые с прослоями ангидрита. Пачка отличается меньшей дифференциацией кривой ГК (от 1,80 до 3,12 мкР/ч) и сбросом значений кривой НГК до 1,85 у.е. В основании залегают прослой доломитов слабogliнистых, выделяемых по скачку кривой ГК (до 3,80 мкР/ч) и НГК (до 3,40 у.е.) мощностью 0,8 м. Мощность пачки 12,93 м.

5-я пачка (3254,37—3280,32 м) сложена известняками, доломитами и мергелями. Известняки серые, светло-серые мелкокристаллические, массивные, плотные. Доломиты серые, темно-серые мелкокристаллические, массивные, реже слоистые, местами слабogliнистые, плотные. Пачка отличается резкой дифференциацией кривой ГК (от 2,10 до 6,36 мкР/ч) и НГК (от 2,40 до 5,31 у.е.). Пачка начинается с прослоя доломитов слабogliнистых, выделяемых по скачку кривой ГК (до 4,23 мкР/ч) и НГК (до 4,90 у.е.), мощностью 0,8 м. Нижняя и средняя часть пачки представлена пластами известняков массивных (ГК от 2,10 до 2,50 мкР/ч), мощностью 1,50—3,13 м, разделенных прослоями мергелей (ГК от 3,50 до 4,70 мкР/ч) мощностью 1,00—2,00 м. Выше до кровли пачки выделяются пласты доломитов массивных (ГК от 2,35 до 2,70 мкР/ч) мощностью 0,90—2,00 м, разделенные доломитами слоистыми, слабogliнистыми. Мощность пачки 25,95 м.

По результатам испытаний в интервале 3268,00—3343,00 м всех пяти пачек получен приток пластовой воды дебитом 42,03 м³/сут.

К третьему типу разрезов с высоким содержанием глинистого вещества (K_{zn} 0,25—0,38) отнесены

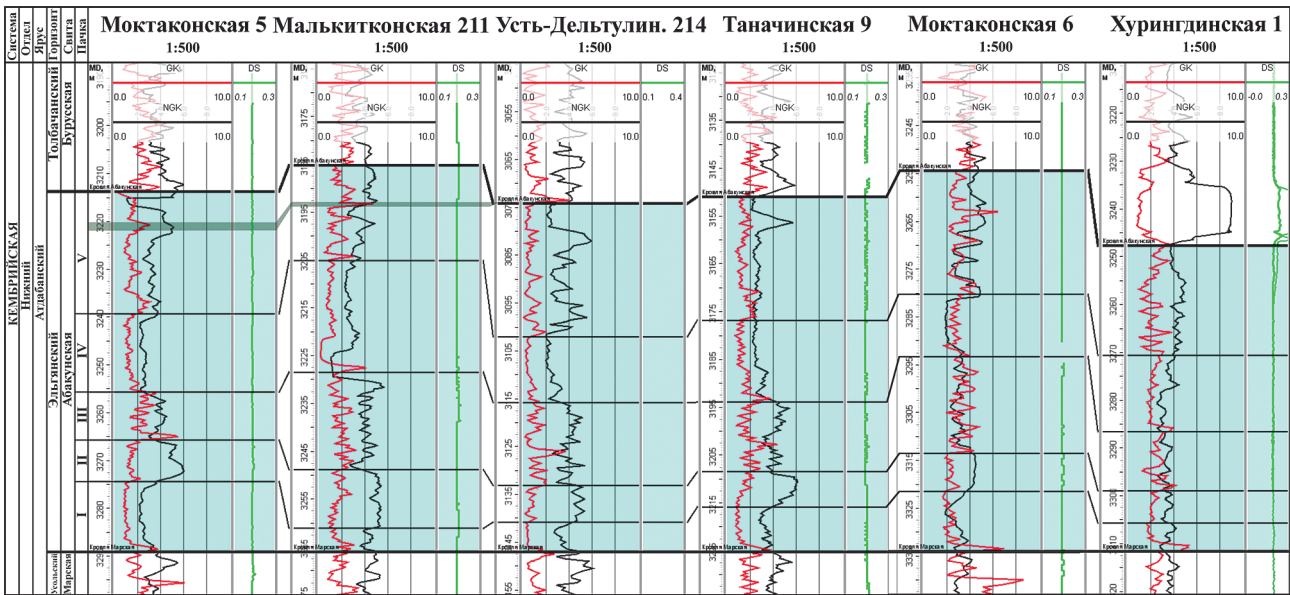


Рис. 6. Разрезы скважин 3-го типа с повышенным содержанием глинистого вещества (K_{zn} 0,25—0,38)
 Fig. 6. Type 3 well sections with average clay content (V_{sh} 0.25—0.38)

скважины: Моктаконская-5, Малькитконская-211, Усть-Дельтулинская-214, Таначинская-9, Хурингдинская-1 (рис. 6).

Для анализа строения свиты построено 2 профиля: с юго-востока на северо-запад и с юго-запада на северо-восток (рис. 7, 8). Выделены 4 ассоциации литотипов — отложения, сформированные в определенных условиях и четко выделяемые на каротажных диаграммах: известняки оолитово-органогенно-обломочные (аккумулятивные тела); известняки и доломиты кристаллические, в разной степени слоистые; известняки и доломиты глинистые, ангидриты, мергели, аргиллиты известковые; аргиллиты и доломиты глинистые.

Известняки оолитово-органогенно-обломочные пористо-кавернозные выделены в скважинах: Бурусская-201, Западно-Малькитконская-216, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7, Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212, Хурингдинская-1. Оолитово-органогенно-обломочные отложения отмечены в 1-й, 4-й, реже 5-й пачке и обладают различной мощностью, варьирующейся от 5 м (4-я пачка скв. Марская-217) до 17 м (4-я пачка скв. Таначинская-8) (рис. 3, 5). Их отличительной особенностью является минимальная дифференциация и низкие значения кривых ГК и НГК. Наличие емкостного пространства отражается кривой НГК и акустического каротажа (АК). Коэффициент

пористости меняется от 0,56 до 25,50%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,01—370,31 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 1).

Известняки и доломиты кристаллические, в разной степени слоистые, выделены в скважинах: Бурусская-201, Вакунайская-3, Намурская-1, Верхнеамнуннаканская-187, Западно-Малькитконская-16, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7, Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212. Доломиты, известняки плотные отмечены во 2-й, 4-й, часто 5-й пачке и обладают выдержанной мощностью, которая изменяется от 6,37 м (2-я пачка скв. Таначинская-7) до 23,25 м (4-я пачка скв. Малькитконская-211) (рис. 3, 6). В разрезах наблюдается большая дифференциация и повышенные значения кривой ГК, резкие скачки значений кривой НГК. Коэффициент пористости меняется от 0,14 до 16,50%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,001—24,76 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 2).

Известняки и доломиты глинистые, ангидриты, аргиллиты известковые выделены в скважинах: Бурусская-201, Вакунайская-3, Намурская-1, Верхнеамнуннаканская-187, Западно-Малькитконская-216, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7,

Таблица 1. Данные фильтрационно-емкостных свойств 1-й и 5-й пачек
Table 1. Data of Filtration and Capacitive Properties of 1 and 5 packs

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Моктаконская-1	3334,00	289,00	€1ab	3161,00	3228,00	-2872,00	-2939,00	67,0	3222,00	3228,50	1	11,23	25,5	47,07	370,31	
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3293,00	3309,00	1	2,97	17,49	3,00	172,31	
Моктаконская-5	3620,00	333,00	€1ab	3211,00	3287,00	-2878,00	-2954,00	76,0	3270,00	3282,00	1, 2	0,14	14,87	0,001	37,78	
Нижне-Тунгусская-6	3701,00	366,00	€1ab	3322,00	3400,00	-2956,00	-3034,00	78,0	3388,00	3399,00	1	1,08	13,50	0,01	15,60	
Марская-217	3804,00	274,00	€1ab	3212,00	3291,00	-2938,00	-3017,00	79,0	3214,00	3221,00	5	0,77	1,45	Н/Д	Н/Д	
Усть-Кочум-декская-202	3902,00	240,00	€1ab	3323,00	3402,00	-3083,00	-3162,00	79,0	3278,00	3285,00	1	1,07	7,29	0,001	0,10	
Мальки-конская-211	3764,00	375,00	€1ab	3185,00	3266,00	-2810,00	-2891,00	81,0	3338,00	3353,00	5	1,13	15,29	Н/Д	Н/Д	
									3392,00	3401,00	1	0,56	14,50	0,01	27,05	
									3261,00	3267,20	1	1,38	2,17	0,01	0,11	

Таблица 2. Данные фильтрационно-емкостных свойств 2-й и 4-й пачек
Table 2. Data of Filtration and Capacitive Properties of 2 and 4 packs

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3281,00	3293,00	2	0,45	15,66	0,001	0,05	
									3220,00	3247,00	5	0,76	16,50	0,001	24,76	

Таблица 3. Данные фильтрационно-емкостных свойств 3-й пачки
Table 3. Data of the filtration and capacitive properties of pack 3

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3268,00	3281,00	3	0,25	9,35	0,001	1,70	
Марская-217	3804,00	274,00	€1ab	3212,00	3291,00	-2938,00	-3017,00	79,0	3255,00	3268,00	3	0,77	5,59	0,001	0,04	
Усть-Кочум-декская-202	3902,00	240,00	€1ab	3323,00	3402,00	-3083,00	-3162,00	79,0	3376,00	3381,00	3	0,49	1,14	0,01	0,01	

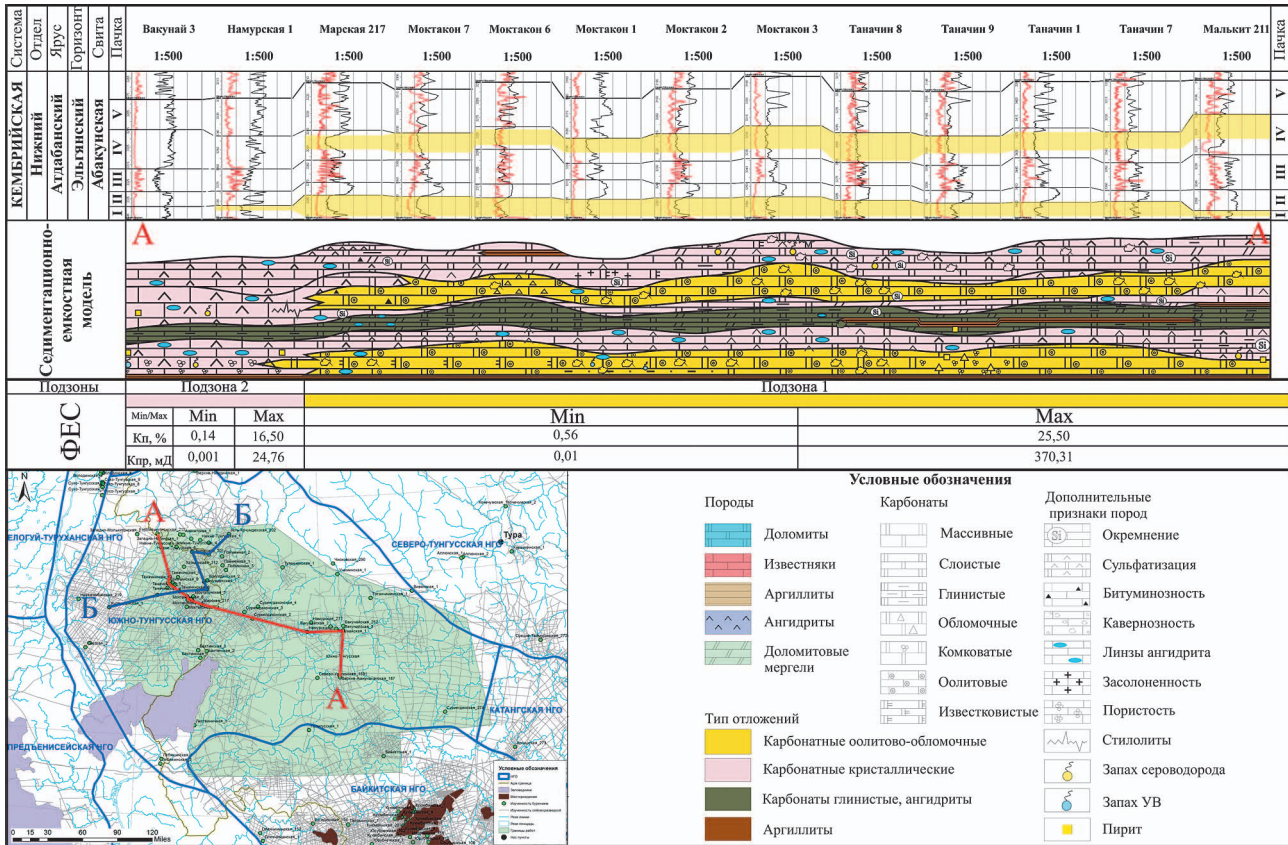


Рис. 7. Седиментационно-емкостная модель отложений абакунской свиты по профилю А—А через скважины с юго-востока на северо-запад

Fig. 7. Sedimentation-capacitive model of Abakun Formation sediments along the A—A profile through wells from the southeast to the northwest

Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212.

Переслаивание глинистых отложений отмечено в 3-й пачке, реже в 5-й пачке и характеризуются мощностью разрезов от 81 м (скв. Усть-Кочумдекская-202) до 148 м (скв. Холминская-212) и резкой дифференциацией кривых ГК и НГК. Коэффициент пористости меняется от 0,25 до 9,35%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,001—1,70 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 3).

Построенная модель отражает соотношение трех фациальных подзон мелководного шельфа: 1) подзона аккумуляции органогенно-обломочного и оолитового материала; 2) подзона преобладания известняков массивных и слоистых; 3) подзона накопления карбонатно-глинистых и глинистых отложений.

Заключение

На основе комплексного анализа ядра, каротажных данных и испытаний 24 скважин построена детальная седиментационно-емкостная модель абакунской свиты, отражающая пространственную организацию четырех ассоциаций литотипов:

- 1) известняки оолитово-органогенно-обломочные (аккумулятивные тела);
- 2) известняки и доломиты кристаллические, в разной степени слоистые;
- 3) известняки и доломиты глинистые, ангидриты, аргиллиты известковые;
- 4) аргиллиты, мергели и доломиты глинистые.

Разрезы скважин разделены на три типа по степени глинистости. Анализ распределения ассоциаций литотипов и глинистости позволил выделить три подзоны в пределах фациальной зоны мелководного морского бассейна.

Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость до 25,5%, проницаемость

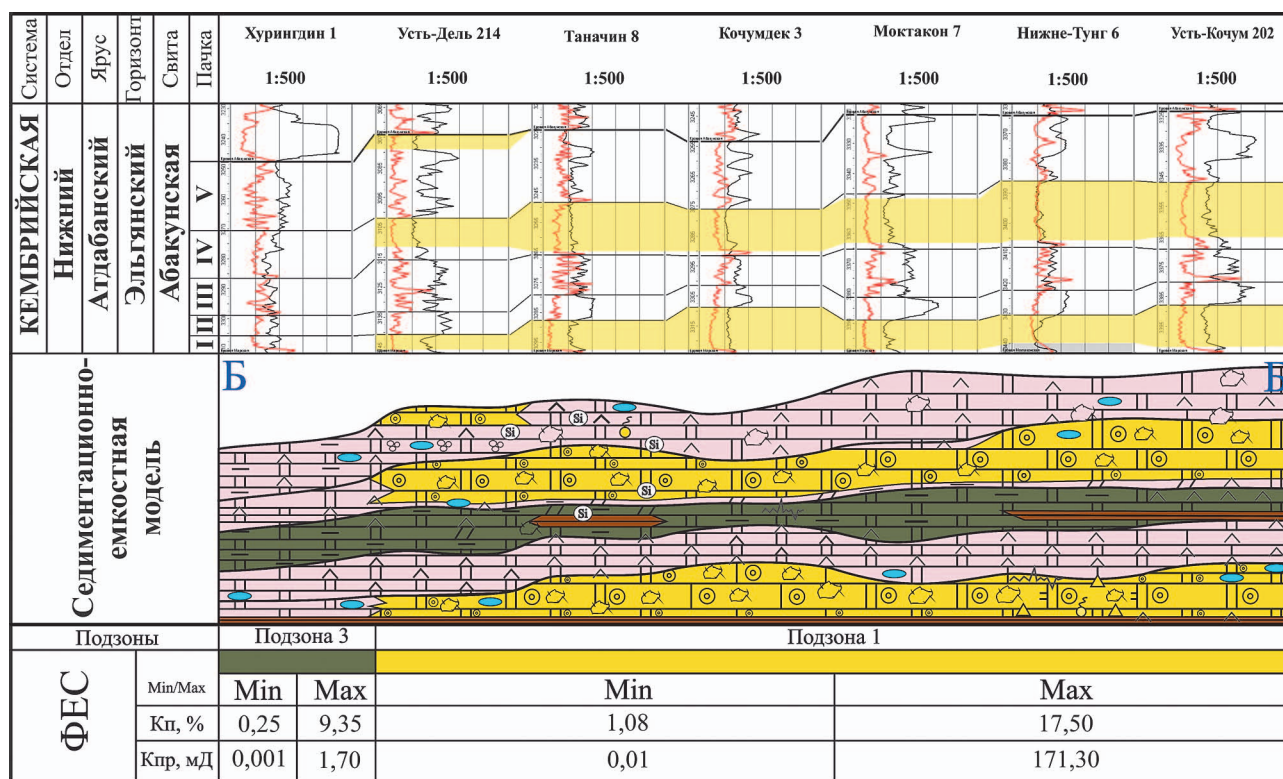


Рис. 8. Седиментационно-емкостная модель отложений абакунской свиты по профилю Б—Б через скважины с юго-запада на северо-восток. Условные обозначения на рис. 7

Fig. 8. Sedimentation-capacitive model of the Abakun Formation deposits along the B—B profile through wells from the southwest to the northeast. Legend for Fig. 7.

до 370 мД) характеризуются оолитово-органогенно-обломочные карбонаты, приуроченные к 1-й и 4-й пачкам разрезов, они зависят в первую очередь от литолого-фациальных

факторов. Распределение по площади этих отложений имеет сложный характер и прогнозируется по результатам литолого-фациальных построений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонова Г.В., Асташкин Д.А., Варламов А.И. Методика изучения пород нефтегазоносных комплексов. Детальное макроскопическое описание керна скважин. М.: ВНИГНИ, 2015. 172 с.
2. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 124 с.
3. Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Назимков Г.Д. и др. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. Красноярск: КФ СНИИГТИМС, ПГО Енисейнефтегазгеология, 1990. 114 с.
4. Гордеева А.О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2011. 270 с.
5. Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. Геология нефти и газа. 2000. № 3. 39 с.
6. Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий. Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 9—22.
7. Кузнецова Е.Н., Губин И.А., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Моисеев С.А., Конторович А.Э. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности. Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3—4. С. 602—613.
8. Маслеников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных.

- Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 29—49.
9. Мельников Н.В., Егорова Л.И., Килина Л. И. и др. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа. Геология и геофизика. 1989. № 3. С. 9—21.
 10. Мельников Н.В., Килина Л.И., Кудрина Т.Р. и др. Венд и нижний кембрий Бахтинского мегавыступа. Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. С. 3—14.
 11. Мельников Н.В. Вендкембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СО РАН, 2009. 148 с.
 12. Мельников Н.В. Вендкембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. 177 с.
 13. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазоаккумуляции в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции. Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1151—1163.
 14. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнета-Гурий А.Г., Агафонова Г.В., Баранова А.В., Гумаров Р.К., Ильин В.Д., Михеев И.Г., Фарбинович В.П. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. М.: РЭФИА, 2000. 239 с.

REFERENCES

1. Agafonova G.V., Astashkin D.A., Varlamov A.I. Methods of studying rocks of oil and gas bearing complexes. Detailed macroscopic description of well cores. Moscow: VNIGNI, 2015. 172 p. (In Russ.).
2. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. Oil-maternal formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform. Moscow: VNIGNI, 2014. 124 p. (In Russ.).
3. Bitner A.K., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nazimkov G.D., et al. Oil and gas content of ancient productive strata in the west of the Siberian Platform. Krasnoyarsk: KF SNIIGGiMS, PGO Yeniseyneftegazgeologia, 1990. 114 p. (In Russ.).
4. Gordeeva A.O. Criteria of Oil and Gas Carrying Capacity Forecast of the South Tunguska Area with High Development of Trap Magmatism (Lena-Tunguska Province): author's thesis. ... Cand. of Geol.-Min. Sci. Novosibirsk, 2011. 270 p. (In Russ.).
5. Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. New aspects of oil and gas bearing prospects of the northern areas of the Siberian Platform. Geology of Oil and Gas. 2000. No. 3. 39 p. (In Russ.).
6. Krinin V.A. Geological models, forecast of oil and gas accumulation zones in the Lower-Middle Cambrian deposits of the Bakhtin megaswell and adjacent territories. Geologiya Nefti i Gaza. 2022. No. 1. P. 9—22 (In Russ.).
7. Kuznetsova E.N., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Konstantinova L.N., Moiseev S.A., Kontorovich A.E. South Tunguska oil and gas bearing area: Geological structure and prospects of oil and gas content. Geology and Geophysics. 2017. Vol. 58, no. 3—4. P. 602—613 (In Russ.).
8. Maslenikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N. Prospects for oil and gas bearing capacity of Cambrian barrier reef systems of the Siberian Platform in the light of new geological and geophysical data. Oil and Gas Geology. 2021. No. 4. P. 29—49 (In Russ.).
9. Melnikov N.V., Egorova L.I., Kilina L.I., et al. Stratigraphy of the Cambrian of the Bakhtinsky megathrust. Geology and Geophysics. 1989. No. 3. P. 9—21 (In Russ.).
10. Melnikov N.V., Kilina L.I., Kudrina T.R., et al. Vendian and Lower Cambrian of the Bakhtinskiy megadvice. Regional stratigraphy of oil-and-gas bearing provinces of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1985. P. 3—14 (In Russ.).
11. Melnikov N.V. Vendkembrian Saline Basin of the Siberian Platform. (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2009. 148 p. (In Russ.).
12. Melnikov N.V. Vendkembrian saline basin of the Siberian Platform. (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SNIIGGiMS Izd. 2nd, supplement. 2018. 177 p. (In Russ.).
13. Melnikov N.V., Melnikov P.N., Smirnov E.V. Zones of oil and gas accumulation in the areas of geological exploration of the Lena-Tunguska Province. Geology and Geophysics. 2011. T. 52, no. 8. P. 1151—1163 (In Russ.).
14. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V., Gumarov R.K., Ilyin V.D., Mikheev I.G., Farbirovich V.P. Sedimentological modeling of carbonate sedimentary complexes: Moscow, REFA, 2000. 239 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Носкова Е.С. — доработала концепцию статьи, редактировала текст, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr R. Ryazanov — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina S. Noskova — finalized the concept of the article, edited the text, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

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

Агафонова Г.В. — доработала концепцию статьи, редактировала текст, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Galina V. Agafonova — finalized the concept of the article, edited the text, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рязанов Александр Романович* — аспирант 2-го года обучения по научной специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: aleksandr_w9ke@list.ru тел.: +7 (915) 064-89-26 ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6760-5579>

Aleksandr R. Ryazanov* — Postgraduate student of the 2nd year of study on scientific specialty 1.6.11 “Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields” on competition of scientific degrees of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: aleksandr_w9ke@list.ru tel.: +7 (915) 064-89-26 ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6760-5579>

Носкова Екатерина Станиславовна — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник сектора «Перспективы нефтегазоносности Азиатской части РФ» ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: noskova@vnigni.ru тел.: +7 (915) 178-62-36

Ekaterina S. Noskova — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Researcher of the Sector of Oil and Gas Prospects of the Asian part of the Russian All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: noskova@vnigni.ru tel.: +7 (915) 178-62-36

Агафонова Галина Валентиновна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (Москва); старший научный сотрудник ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: agafonovagalina@inbox.ru

Galina V. Agafonova — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof. of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; Senior Researcher, All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: agafonovagalina@inbox.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ЗНАЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ТОЛЩИНЫ В ОБЪЕКТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮНЕШЛИ

Г. ВАГИФГЫЗЫ¹, О.А. ЯГУБОВ¹, Г.Г. АББАСОВА², Р.Ф. АЛИЕВА^{3,*}

¹ Азербайджан, SOCAR НИПИнефтегаз

88, пр-т Г. Зардаби, AZ1122, г. Баку, Азербайджан

² Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

20, пр-т Азадлыг, AZ1010, г. Баку, Азербайджан

³ Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики

9, ул. Фикрета Амирова, AZ1000, г. Баку, Азербайджан

АННОТАЦИЯ

Введение. Месторождение Гюнешли, расположенное в глубоководной части Каспийского моря (глубина 80—300 м), является очередной ундуляцией шарнира Абшероно-Прибалханской тектонической зоны и находится к юго-востоку от месторождения Нефт Дашлары.

Цель. Изучение отложений нижнего плиоцена как основного объекта нефтегазонасыщения — продуктивная толща (ПТ).

Материалы и методы. При подсчете запасов нефти и газа месторождения Гюнешли используется в основном формула объемного метода, в которую входят 6 параметров. Одним из основных параметров является эффективная нефтенасыщенная толщина (ЭНТ).

Результаты. Продуктивная толща (ПТ) литологически представлена, как и на прилегающих площадях, различным чередованием пластов песков, песчаников, алевроитов и глин разной мощности. Основным объектом разработки являются свита «Фасилья» и X горизонт Балаханской свиты, которая содержит 90% нефти от общего запаса месторождения. На основе построенных карт были рассчитаны средневзвешенные значения эффективных нефтегазонасыщенных толщин свиты «Фасилья» и X горизонта Балаханской свиты по блокам месторождения. Эффективная нефтенасыщенная толщина является одним из основных параметров, существенно влияющим на погрешность определения запасов углеводородов. Значения эффективной нефтенасыщенной толщины, определенные по указанным методам, существенно различаются (15—20%). При определении запасов углеводородов месторождения Гюнешли по свите «Фасилья» и X горизонту были использованы средневзвешенные значения эффективной нефтенасыщенной толщины.

Заключение. Определено направление улучшения петрофизических свойств пород, количество проектных скважин и прогнозирование фазовых состояний углеводородов в стадии до-разведки месторождений.

Ключевые слова: месторождение, горизонт, эффективная нефтенасыщенная толщина, карта изопахит

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Вагифызы Г., Ягубов О.А., Аббасова Г.Г., Алиева Р.Ф. Значение эффективной нефтенасыщенной толщины в объективной оценке запасов углеводородов на примере месторождения Гюнешли. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):23—29. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-23-29> EDN: [EBPYAV](https://www.edn.net/EBPYAV)

Статья поступила в редакцию 18.11.2025
Принята к публикации 02.12.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

GUNASHLI FIELD: NET PAY THICKNESS IN THE OBJECTIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESERVES

GUNAY VAGIFGIZI¹, ORKHAN A. YAGUBOV¹, GIZGAYIT G. ABBASOVA², RUHIYYA F. ALIYEVA^{3*}

¹ Azerbaijan, SOCAR NIPIneftegaz
88 G. Zardabi Ave., AZ1122 Baku, Azerbaijan

² Azerbaijan State University of Oil and Industry, Azerbaijan Republic
20, Azadlıq Ave., AZ1010 Baku, Azerbaijan

³ Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan
9, Fikret Amirov str., AZ1000 Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Background. The Gunashli field located at a depth of 80–300 m in the deep-water part of the Caspian Sea represents another hinge undulation of the Absheron-Balkhan tectonic zone to the southeast of the Oil Rocks field.

Aim. To study the Lower Pliocene deposits as a productive area (PA), i.e., the main object of oil and gas content.

Materials and methods. The calculation of oil and gas reserves of the Gunashli field mainly include the volumetric method formula with six parameters. One of the main parameters is the net pay thickness (NPT), which is the ratio of the volume of pores, voids and caverns saturated with oil to the total volume of the rock.

Results. Similar to the adjacent areas, the PA is lithologically represented by alternating layers of sand, sandstone, silt, and clay of varying thickness. The main developed object is the Fasilya suite and X horizon of the Balakhan suite, which contain 90% of the oil from total field reserves. Based on the constructed maps, the weighted average NPT values of the Fasilya suite and X horizon of the Balakhan suite are calculated for the blocks of the field. The NPT is one of the main parameters significantly affecting the error in determining hydrocarbon reserves. The NPT value determined in this study by two methods of arithmetic and weighted means significantly differ by 15–20%. The hydrocarbon reserves of the Gunashli field for the Fasilya suite and X horizon are assessed using weighted average NPT values.

Conclusion. NPT values can be used for determining the direction of improving petrophysical properties of rocks and number of projected wells, as well as for predicting the phase states of hydrocarbons at the stage before field exploration.

Keywords: field, horizon, net pay thickness, isopach map

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

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

For citation: Vagifgizi G., Yagubov O.A., Abbasova G.G., Aliyeva R.F. Gunashli field: Net pay thickness in the objective assessment of hydrocarbon reserves. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):23–29. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-23-29> EDN: [EBPYAV](https://www.edn.ru/EBPYAV)

Manuscript received 18 November 2025

Accepted 02 December 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Месторождение Гюнешли расположено в юго-восточной части Абшеронского архипелага, в 120 км от Баку и в 12 км к юго-востоку от месторождения Нефт Дашлары. Поднятия Гюнешли с месторождением Чираг на востоке осложнено грязевыми вулканами и поперечными тектоническими разломами.

Месторождение Гюнешли — одно из крупнейших месторождений Каспийского моря (глубина 80—300 м), является структурной особенностью Абшероно-Прибалханской тектонической зоны. Основные объекты разработки: свита «Фасилья» и X горизонт Балаханской свиты, которые содержат 90% общих запасов нефти месторождения.

Гюнешлийское антиклинальное поднятие было обнаружено в результате сейсморазведочных работ, проведенных в 1958—1963 годах. Разведочное бурение началось в 1977 году, месторождение Гюнешли было открыто в 1979 году, а его испытания начались в 1980 году [1, 7].

Геологическое строение месторождения включает комплекс неоген-четвертичных отложений мощностью 4300 м продуктивной толщи, являющийся нефтегазоносным объектом месторождения, вскрыты в пределах 1300—4300 м и сравнительно хорошо изучены. Продуктивная толща залегает на промытой поверхности сарматских отложений, вскрытых мощностью 55 м.

Нефтегазоносность поднятия Гюнешли связана с отложениями ПТ (Продуктивная толща) и определена в результате проведенных опытно-промышленных работ в скважине 4. Таким образом, скважина заработала с суточным дебитом нефти 230 тонн из X горизонта Балаханской свиты. Через некоторое время при проведении опытно-промышленных работ на скважине 6 из свиты «Фасилья» был получен фонтан нефти дебитом 320 т в сутки. КаС (Калинская свита) был открыт на 10 скважинах. По данным каротажа песчаный горизонт мощностью 60—140 м в основании КаС отнесен к КаС₃. В ходе опытно-промышленных работ, проведенных на 7 скважинах, вскрывших данный объект, из скважин 5 и 11 получен промышленный газовый конденсат, а из скважины 16 — газ (106 тыс. м³/сут) [6, 12].

КаС состоит из чередующихся слоев глины, песка и алеврита, по направлению к его подошве песчаность увеличивается. По литологическому составу КаС делится на три части (КаС₃, КаС₂ и КаС₁). Продуктивность КаС, мощность которого составляет 290—340 м, в основном связана с КаС₃ и в меньшей степени с КаС₂. КаС₁ состоит

в основном из глин и не имеет практического значения с точки зрения добычи нефти и газа. Мощность слоя КаС составляет 75—100 м, из которых 70% приходится на глину и 30% на мелко- и крупнозернистый песок и песчаник. НКС (Надкирмакинская свита) в основном состоит из глин, тонких слоев мелкозернистого песка, песчаника и алеврита. Общая мощность 200—270 м. Литологический состав НКП (Надкирмакинская песчаная свита) состоит из песчаника и тонких прослоев глины, сложенных крупнозернистыми кварцевыми песками. В слоях песка встречаются цветные и черные грави, а также фрагменты твердых пород. НКП вскрыт на глубине 2900—3500 м, его мощность колеблется в пределах 35—45 м. НКГ (Надкирмакинская глинистая свита) состоит из светло-серых глин с редкими прослоями песка и алеврита, его мощность составляет 120—150 м.

Свита «Фасилья» состоит из крупно- и среднезернистых песчано-алевритовых слоев, чередующихся с относительно тонкими глинами. Этот пласт мощностью 100—140 м, вскрытый на глубине 2700—3550 м, обладает крупнейшими запасами нефти на месторождении. Балаханская свита по литологическому составу сложена чередующимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами. На пересечении Балаханской свиты горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X отделены друг от друга глинистыми слоями [2, 10]. Содержание песка достигает 40—50%. X горизонт является одним из наиболее продуктивных объектов, его мощность достигает 80 м. Балаханская свита вскрыта на глубине 2000—3050 м, общая мощность составляет 610—750 м. IX горизонт Балаханской свиты также находится в стадии промышленной разработки. Мощность отложений составляет 100—130 м, песчаность увеличивается к нижней части разреза. Основные нефтеносные пласты сосредоточены в нижней части горизонта. Мощность горизонтов VIII, VII, VI и V, расположенных выше горизонта IX Балаханской свиты, различна и варьирует в пределах 70—140 м. На основании проведенных исследований V и VI горизонтов в районе пересечения и результатов геофизических исследований предполагается их нефтегазоносность [8, 9].

Сабунчинская свита состоит из чередования песчано-глинистых пород. В разрезе Сабунчинской свиты встречаются песчаные горизонты II, III и IV, которые разделены между собой глинистыми прослоями. Общая мощность Сабунчинской свиты составляет 320—440 м, мощность горизонтов — 30—70 м. Общая мощность Сураханской свиты составляет 950—1150 м.

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

На пересечении Сураханской свиты выделяют горизонты I1, D, S и несколько тонких песчано-алевритовых прослоев.

Акчагильский ярус состоит из серых слоистых глин с мелкозернистым песком и вулканическим пеплом. Мощность его 65—110 м. Абшеронский ярус — из темно-серых песчаных глин и имеет мощность 250—320 м. Среди темно-серых глин встречаются также слои мелкозернистого песка мощностью до 600 м. Голоцен состоит из глинистых ракушечников и, местами, крупнозернистых песков [3, 12].

Поднятие Гюнешли представляет собой брахи-антиклинальную складку длиной 12 км и шириной 4 км, простирающуюся в северо-западно-юго-восточном направлении, согласно свитам «Фасилья». Складка несколько асимметрична: юго-западное крыло постирается под углом до 300°, а северо-восточное — под углом 15—250°. Угол простираения слоев увеличивается по мере удаления от оси складки.

Складка осложнена 3 основными и 2 вторичными продольными трещинами. Амплитуды трех основных продольных разломов изменяются с северо-запада на юго-восток соответственно в пределах 60—320, 10—30 и 50—100 м. Помимо продольных разломов, излом осложнен 4 поперечными разломами в северо-восточном крыле, 3 в юго-за-

падном крыле и 3 в центральной дуге. Амплитуды этих разломов в разных частях разлома колеблются от 15 до 300 м. Разлом разделен тектоническими разломами на 17 тектонических блоков.

Разведка месторождения продолжается, и по мере бурения новых скважин представления о его геологическом строении, вероятно, станут более точными.

В статье рассматривается оценка эффективной нефтенасыщенной толщины при подсчете запасов углеводородов, улучшение петрофизических свойств пород, определение фазовых состояний гидроуглеводородов на стадии доразведки месторождения на примере месторождения Гюнешли [11, 13].

Определение ЭОСТ (Электрооптика скважин телеметрия) проводилось по данным геофизических исследований скважин (ГИС) на основе граничных значений истинного удельного сопротивления и положения водонефтяного контакта (ВНК), установленных в основном в результате испытаний и промыслово-геофизических исследований.

На основе геолого-геофизических данных были определены эффективные нефтегазонасыщенные толщины свиты «Фасилья» и X горизонта Балаханской свиты для различных блоков месторождения (рис. 1).

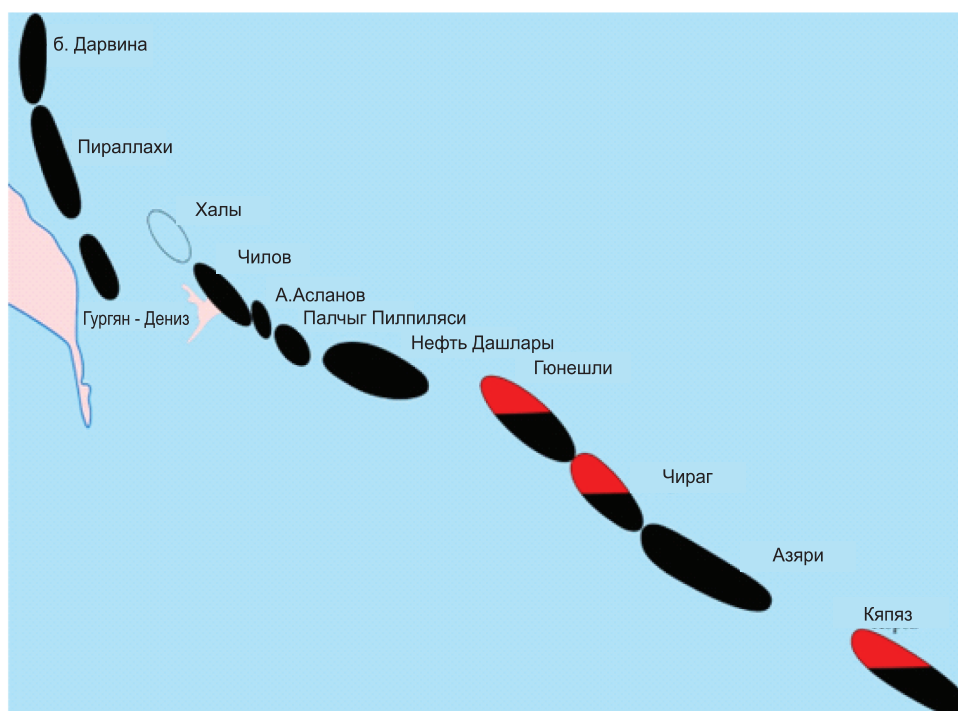


Рис. 1. Карта расположения месторождения Гюнешли

Fig. 1. Location map of Gyuneshli field

Под нефтенасыщенной толщиной понимается часть пор пласта, заполненных нефтью, по отношению к общему объему пор. Обычно вертикальная (истинная) толщина пласта определяется без поправок на угол простирания (так как при расчете объема пласта вместо вертикальной толщины обычно берется проекция на горизонтальную плоскость). Точное определение нефтенасыщенной толщины является важной задачей. Для этого используются данные анализов керна, электро- и радиоактивного каротажа, материалы испытаний скважин, позволяющие установить углеводородные контакты и границы эффективной нефтенасыщенной толщины. Для определения нефтенасыщенной толщины коллектора по отдельным скважинам необходимо использовать данные скважинного геофизического районирования [4, 10]. Определить фактическую толщину пласта по отдельным материалам бурения сложно, особенно если коллектор состоит из тонких переслаивающихся пластов песчаников, песков, глин и т.д., так как колебания порового объема значительны и обычно не превышают 50—60%.

Наиболее точное определение нефтенасыщенной толщины достигается путем проведения комплексных исследований, включающих анализ керна, данные испытания скважин, электрического и радиоактивного каротажа в сочетании с техническими данными по скважине (состояние ствола, распределение интервалов продукции и т.д.). Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта может быть рассчитана различными методами: либо как статистический параметр, либо как средневзвешенное по площади значение. Статистическая величина обычно используется, когда бурится мало скважин и значения толщины по ним сильно различаются [13]. Если пробуренных скважин много, а толщина пласта изменяется относительно равномерно, средняя толщина рассчитывается по контурным картам путем взятия средневзвешенной толщины по всей площади.

Для этого используется формула:

$$h = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n},$$

где f_1, f_2, \dots, f_n — площади отдельных участков пласта, ограниченные контурными линиями; h_1, h_2, \dots, h_n — средние толщины, соответствующие этим участкам, определяемые как средние значения между контурными интервалами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина для свиты «Фасилья» была определена по образ-

цам керна из 96 скважин, а для МГП — по образцам керна из 34 скважин.

Результаты этих исследований были использованы при подсчете запасов нефти и газа (конденсата) по блокам, что значительно повысило точность определения этих параметров [4, 5].

Для определения эффективной нефтенасыщенной толщины и ее роли в объективной оценке запасов углеводородов на примере месторождения Гюнешли использовались средневзвешенные и средние каротажные значения эффективной нефтенасыщенной толщины. Значения эффективной нефтенасыщенной толщины, определенные этими методами, существенно различались (15—20%). Распределение эффективной нефтенасыщенной толщины по структуре определялось средневзвешенным методом, который более объективно отражает истинное положение. При подсчете запасов углеводородов месторождения Гюнешли для свиты «Фасилья» и X горизонта использовались средневзвешенные значения эффективной нефтенасыщенной толщины.

Заключение

В данной статье на примере месторождения Гюнешли подробно рассмотрено определение эффективной нефтенасыщенной толщины и ее роль в объективной оценке запасов.

Определение ЭНТ по скважинам проводилось по данным геофизического каротажа скважин на основе границ истинного сопротивления и положения водонефтяного контакта, установленных в основном в результате испытания скважин и промыслово-геофизических исследований. Определена эффективная нефтенасыщенная толщина X горизонта Балаханской свиты и свиты «Фасилья», построена карта изменения эффективной нефтегазонасыщенной толщины.

На основе этих карт рассчитаны средневзвешенные значения ЭОСТ для свиты «Фасилья» и X горизонта Балаханской свиты по различным блокам месторождения. Результаты этих исследований были использованы при подсчете запасов нефти и газа (конденсата) по блокам месторождений.

Кроме того, результаты определения эффективной нефтенасыщенной толщины были использованы при изучении других вопросов, таких как:

- определение направления улучшения петрофизических свойств пород по площади месторождения;

- определение количества планируемых скважин при подготовке проектов разработки месторождений;
- прогнозирование фазовых состояний углеводородов на этапе предварительной разработки месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Зейналов М.М., Ахвердиев Н.Т., Рзаев М.А. Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. М.: Недра, 1972. 216 с.
2. Гасанов А.Б., Гурбанов В.Ш., Аббасова Г.Г., Галкин С.В. Влияние глубинной флюидодинамики и углеводородной подпитки кристаллического фундамента на генезис месторождений нефти и газа. Пермский журнал нефтяной и горной инженерии. 2025 № 25(2). С. 95—101.
3. Гасанов А.Б., Гурбанов В.Ш., Аббасова Г.Г. Особенности гидродинамики в нефтенасыщенных коллекторах. Горный журнал. 2024. № 7(2324). С. 45—50.
4. Гурбанов В.Ш., Аббасова Г.Г., Вагифызы Г. Изучение петрофизических свойств глубокозалегающих мезо-кайнозойских отложений в пределах Северо-Абшеронской системы поднятий. EAGE — Third international conference on Geology of the Caspian Sea and Adjacent Areas. Баку, 2019. 12 с.
5. Гурбанов В.Ш., Гасанов А.Б., Аббасова Г.Г. Оценка флюидопроницаемости пород коллекторов на больших глубинах методом нечеткой линейной регрессии. Прорывные технологии в решении задач геологоразведки на нефть и газ. Труды Socar. 2022. № 1. С. 84—89.
6. Гурбанов В.Ш., Гасанов А.Б., Аббасова Г.Г., Вагифызы Г. Изменение по глубине петрофизических свойств мезокайнозойских отложений Северо-Абшеронской системы поднятий. Новости геофизики в Азербайджане. 2020. № 1—2. С. 9—15.
7. Гурбанов В.Ш., Керимов В.Ю., Гасанов А.Б., Аббасова Г.Г. Петрофизическая характеристика глубоких коллекторов нефти и газа на внутренних и морских месторождениях Азербайджана. Горное дело Евразии. 2020. № 1. С. 3—8.
8. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 488 с.
9. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хейров М.Б. Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. Баку: Nafta-Press, 2001. 317 с.
10. Кочарли Ш.С. Проблемные вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. Баку: Канун, 2015. 278 с.
11. Погорелова Е.Ю., Аббасова Г.Г., Абдулла-зада М.Ч. Геодинамические аспекты геологического развития Терекско-Каспийского прогиба: Исследование нефтегазового потенциала. Журнал геологии, географии и геоэкологии. 2024. № 33(2). С. 365—375.
12. Салманов А.М., Сулейманов А.М., Магеррамов Б.И. Палеогеология нефтегазоносных районов Азербайджана. Баку: Mars print, 2015. 472 с.
13. Юсифов Х.М., Асланов Б.С. Нефтегазоносные бассейны Азербайджана. Баку: Mars print, 2018. 324 с.

REFERENCES

1. Alizade A.A., Akhmedov G.A., Zeynalov M.M., Akhverdiyev N.T., Rzaev M.A. Mesozoic sediments of Azerbaijan and prospects of their oil and gas content. Moscow: Nedra, 1972. 216 p. (In Russ.).
2. Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G., Galkin S.V. The influence of deep fluid dynamics and hydrocarbon recharge of the crystalline basement on the oil and gas fields genesis. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2025. No. 25(2). P. 95—101 (In Russ.).
3. Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G. Features of hydrodynamics in oil-saturated reservoirs. Mining Journal. 2024. No. 7(2324). P. 45—50 (In Russ.).
4. Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G., Vagifgizi G. Study of petrophysical properties for deep-seated Mesozoic sediments within North Absheron system of uplifts. EAGE Third international conference on Geology of the Caspian Sea and Adjacent Areas. Baku, 2019. 12 p. (In Russ.).
5. Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. Estimation of fluid permeability of reservoir rocks at Great Depths by fuzzy linear regression. Breakthrough technologies in solving problems of geological exploration for oil and gas Socar Proceedings, 2022. No. 1. P. 84—89 (In Russ.).
6. Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G., Vagifgyzy G. Changes in the depth of petrophysical properties of Mesozoic deposits of the North Absheron uplift system. News of Geophysics in Azerbaijan. 2020. No. 1—2. P. 9—15 (In Russ.).
7. Gurbanov V.Sh., Kerimov V.Yu., Gasanov A.B., Abbasova G.G. Petrophysical characteristic of deep oil and gas reservoirs in inland and offshore fields in Azerbaijan. Eurasian Mining, Russia. 2020. No. 1. P. 3—8 (In Russ.).
8. Zhdanov M.A. Oil and Gas Field Geology and Calculation of Oil and Gas Reserves. Moscow: Nedra, 1970. 488 p. (In Russ.).
9. Kerimov K.M., Rakhmanov R.R., Kheirov M.B. Oil and gas bearing capacity of the South Caspian megavalley. Baku: Nafta-Press, 2001. 317 p. (In Russ.).
10. Kocharli Sh.S. Problematic issues of oil and gas geology of Azerbaijan. Baku: Kanun, 2015. 278 p. (In Russ.).
11. Pogorelova Y.Yu., Abbasova G.G., Abdulla-zada M.Ch. Geodynamic Aspects of Geological Development

- of the Terek-Caspian Trough: A Study of Oil- and Gas Potential. Journal of Geology, Geography and Geocology. 2024. No. 33(2). P. 365—375 (In Russ.).
12. Salmanov A.M., Suleymanov A.M., Magerramov B.I. Paleogeology of oil and gas bearing regions of Azerbaijan. Baku: Mars print, 2015. 472 p. (In Russ.).
13. Yusifov H.M., Aslanov B.S. Oil and gas bearing basins of Azerbaijan. Baku: Mars print, 2018. 324 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Вагифгызы Г. — разработала концепцию статьи, выполнила перевод на английский язык.

Ягубов О.А. — проводил аналитические исследования и обсуждение текста статьи.

Аббасова Г.Г. — подготовила текст статьи и составила структурные карты.

Алиева Р.Ф. — принимала участие при оформлении статьи и окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Gunay Vagifgizi — developed the concept of the article, performed the translation into English.

Orkhan A. Yagubov — analyzed and discussed the text of the article.

Gizgayit G. Abbasova — prepared the text of the article and made structural maps.

Ruhiyya F. Aliyeva — participated in the design of the article and gave final approval of the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вагифгызы Гюнай — доктор философии, инженер лаборатории подсчета запасов нефти и газа SOCAR НИПИ «Нефтегазпроект».

88, пр-т Г. Зардаби, AZ1122 г. Баку, Азербайджан
e-mail: vaqifgunay77@gmail.com
тел.: +994 (050) 681-03-29

Gunay Vagifgizi — DPh, Engineer of “Oil and Gas Reserves Estimation” Laboratory of SOCAR NIPI “Neftegazproject”.

88 G. Zardabi Ave., AZ1122 Baku, Azerbaijan
e-mail: vaqifgunay77@gmail.com
tel.: +994 (050) 681-03-29

Ягубов Орхан Айдын оглы — старший научный сотрудник лаборатории подсчета запасов нефти и газа SOCAR НИПИ «Нефтегазпроект».

88, пр-т Г. Зардаби, AZ1122 г. Баку, Азербайджан
e-mail: orkhan.a.yaqubov@socar.az
тел.: +994 (050) 380-41-36

Orkhan A. Yagubov — Senior Researcher of Oil and Gas Reserves Estimation Laboratory of SOCAR NIPI “Neftegazproekt”.

88 G.Zardabi Ave., AZ1122 Baku, Azerbaijan
e-mail: orkhan.a.yaqubov@socar.az
tel.: +994 (050) 380-41-36

Аббасова Гизгайт Гудрат гызы — доцент-преподаватель Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности.

20, пр. Azadliq, AZ1010 г. Баку, Азербайджан
e-mail: gizqayit_abbasova@yahoo.com
тел.: +994 (050) 899-03-70
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9221-1929>

Gizgayit G. Abbasova — Associate Professor — teacher Azerbaijan State University of Oil and Industry.

20, Azadliq Ave., AZ1010 Baku, Azerbaijan
e-mail: gizqayit_abbasova@yahoo.com
tel.: +994 (050) 899-03-70
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9221-1929>

Алиева Рухия Фазиль гызы* — инженер в Институте нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.

9, ул. Фикрета Амирова, AZ1000 г. Баку, Азербайджан
e-mail: ruhiyya1_aliyeva@mail.ru
тел.: +994 (050) 746-48-80

Ruhiyya F. Aliyeva* — Engineer at the Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan.

9, Fikret Amirov str., AZ1000 Baku, Azerbaijan
e-mail: ruhiyya1_aliyeva@mail.ru
tel.: +994 (050) 746-48-80

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ И ЕМКОСТИ КАТИОННОГО ОБМЕНА НА ПАРАМЕТР НАСЫЩЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПЕСЧАНИКОВ НА ПРИМЕРЕ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.В. МОТОРИН*, Е.О. БЕЛЯКОВ, Д.В. ВЕЛЕСОВ

Группа компаний «Газпром нефть»

77—79, Набережная реки Мойки, г. Санкт-Петербург 190000, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Достоверность оценки начальных геологических запасов во многом зависит от точности определения одного из ключевых параметров — водонасыщенности. Одним из важных параметров, входящих в состав большинства общепринятых комплексных моделей определения водонасыщенности, является показатель насыщенности (n). Погрешность в оценке показателя насыщенности на величину 0,5 может дать изменение в оценке водонасыщенности в 30%. Считается, что на параметр насыщения (P_n), помимо значения коэффициента текущей водонасыщенности (K_v), могут влиять такие факторы, как смачиваемость, минерализация пластовой воды и ее ионный состав, а также количество и минеральный состав глин.

Цель. Оценка влияния емкости катионного обмена и минерализации на параметр насыщения глинистых пород мелового возраста одного из месторождений Западной Сибири.

Материалы и методы. В качестве исходных используются результаты исследования 23 образцов керна, поочередно насыщенных моделями пластовой воды различной минерализации и состава, которые отобраны из меловых отложений одного из месторождений Западной Сибири, расположенного в Среднеобской нефтегазовой области. Исследования проводились в режимах полного и частичного водонасыщения.

Результаты. Влияние емкости катионного обмена, а также минерализации и состава модели пластовой воды на показатель насыщенности отсутствует. Определено отсутствие изменения влияния «связанной» воды на проводимость породы в зависимости от изменения текущей водонасыщенности.

Заключение. Понимание влияния минерализации и состава пластовой воды, а также емкости катионного обмена на параметр насыщения позволяет оценить риски искажения результатов определения показателя n при проведении стандартных лабораторных исследований с применением хлориднатриевой модели пластовой воды одной минерализации.

Ключевые слова: модели водонасыщенности, показатель насыщенности, минерализация пластовой воды, емкость катионного обмена

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Моторин И.В., Беляков Е.О., Велесов Д.В. Оценка влияния минерализации и емкости катионного обмена на параметр насыщения глинистых песчаников на примере меловых отложений одного из месторождений Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):30—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-30-38> EDN: [GNIDTO](https://edn.ru/0016-7762-2025-67-4-30-38)

Статья поступила в редакцию 17.06.2025

Принята к публикации 04.08.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

IMPACT ASSESSMENT OF MINERALIZATION AND CATION EXCHANGE CAPACITY ON THE RESISTIVITY INDEX OF CLAYEY SANDSTONES ON THE EXAMPLE OF CRETACEOUS DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA

IVAN V. MOTORIN*, EVGENIY O. BELYAKOV, DANIIL V. VELESOV

*Gazprom Neft Group of Companies
75—79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia*

ABSTRACT

Background. The validity of initial deposit assessment largely depends on the accuracy of water saturation determination. The saturation exponent (n) is an important parameter included in the majority of generally accepted integrated models for determining water saturation. The error of saturation determination at the level of 0.5 may distort the final estimate of water saturation by 30%. It is believed that the Resistivity Index (RI) is affected not only by the coefficient of current water saturation (S_w) but also by such factors as wettability, reservoir water mineralization and its ionic composition, as well as the amount and mineral composition of clays.

Aim. To assess the effect of cation exchange capacity and mineralization on the saturation exponent of Cretaceous clayey rocks from a Western Siberian field.

Materials and methods. The research objects were 23 core samples alternately saturated with model formation water of different mineralization and composition. The samples were collected from Cretaceous deposits in a Western Siberian field located in the Middle Ob oil-gas area. The experiments were conducted in the modes of full and partial water saturation.

Results. The influence of cation exchange capacity, as well as the mineralization and composition of the model formation water, on the saturation exponent is absent. No change was found in the effect of 'bound' water on the rock conductivity depending on changes in the current water saturation.

Conclusion. Knowledge of the influence of the mineralization and composition of reservoir water, as well as cation exchange capacity, on the Resistivity Index is important for assessing the risks of inaccurate determination of saturation exponent (n) during standard laboratory studies using sodium chloride models of reservoir water of a single mineralization.

Keywords: water saturation models, saturation exponent, formation water mineralization, cation exchange capacity

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

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

For citation: Motorin I.V., Belyakov E.O., Velesov D.V. Impact assessment of mineralization and cation exchange capacity on the resistivity index of clayey sandstones on the example of cretaceous deposits in Western Siberia. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):30—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-30-38> EDN: GNIDTO

Manuscript received 17 June 2025

Accepted 04 August 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Качество оценки начальных геологических запасов во многом зависит от точности определения одного из ключевых параметров — коэффициента водонасыщенности (K_v). В настоящее время существует множество моделей оценки водонасыщенности по данным удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. основоположниками темы исследования электрических свойств в зависимости от водонасыщенности считаются советский ученый В.Н. Дахнов и американский петрофизик Г. Арчи, которые связали сопротивление породы с коэффициентами водонасыщенности и пористости через уравнения, известные как модель Дахнова — Арчи.

Наличие глинистых минералов, как правило, снижает сопротивление горных пород (при относительно низких минерализациях пластовых вод). Снижение сопротивления связывают с дополнительной проводимостью, обусловленной наличием двойного электрического слоя (ДЭС). Образование ДЭС преимущественно связывают с избытком отрицательных электрических зарядов, чаще всего образующихся путем замены одних элементов на другие (например, замена Al^{3+} на Mg^{2+}) в октаэдрической решетке глинистых минералов. В результате на границе твердой и жидкой фаз происходит взаимодействие отрицательно заряженных центров на поверхности твердой фазы и гидратированных катионов, образуя слой Штерна, мощность которого зависит от размеров гидратированных катионов, и слой Гуи, мощность которого зависит от их концентрации [9].

Для случая глинистых пород ряд российских и западных ученых [1, 3, 10] разработали модифицированные версии модели Дахнова — Арчи, учитывающие дополнительную проводимость. Основные подходы учета дополнительной проводимости включают в себя: использование коэффициента цементации m как переменной величины; учет расхождения параметра пористости в глинистых и чистых песчаниках; представление общей проводимости воды как соединение двух проводников: «раствора», который содержится в порах горных пород, и «связанной» воды, обеспечивающей обмен катионов, связанных с глиной. В западной практике в основном используется два последних из перечисленных способов.

Одним из важных параметров, входящих в состав большинства общепринятых комплексных моделей определения водонасыщенности, является показатель насыщенности n , который находится как угловой коэффициент прямой на графике

параметра насыщения и коэффициента водонасыщенности в логарифмическом масштабе.

Материалы и методы

В качестве исходных данных используются результаты исследования 23 образцов керна, отобранных из меловых отложений одного из месторождений Западной Сибири, расположенного в Среднеобской нефтегазовой области. Образцы представлены мелко-тонкозернистыми алевритовыми песчаниками. Диапазон пористости исследуемых образцов составляет 16—21%. Минеральный состав преимущественно кварцево-полевошпатовый. Содержание кварца варьируется в диапазоне 43—88%, полевых шпатов — 7—38%. Содержание глинистых минералов — 5—34%. В состав глины, по данным рентгеноструктурного анализа, входят: каолинит (33—68%), хлорит (23—43%), гидрослюда (4—17%) и смешанно-слоистые образования гидрослюдисто-монтмориллонитового ряда (4—10%).

Образцы, предварительно экстрагированные и высушенные, поочередно насыщались натриево-хлоровой моделью пластовой воды с минерализациями 5, 10, 15, 20, 50, 100, 300 г/л, а также моделью воды, по составу приближенной к реальному составу пластовой воды («сложная вода») с минерализациями 15 и 20 г/л.

Исследования при каждом варианте модели пластовой воды включали в себя:

- 1) измерение открытой пористости, объемной и минералогической плотностей методом жидкостенасыщения;
- 2) определение УЭС полностью водонасыщенных образцов в атмосферных условиях;
- 3) определение текущей водонасыщенности методом ультрацентрифугирования при давлении 0,02, 0,1, 2 МПа;
- 4) Определение УЭС частично насыщенных образцов в атмосферных условиях.

Для каждого образца определена емкость катионного обмена (мэкв/100 г) методом «мокрой химии».

Анализ влияния смачиваемости на показатель насыщенности n , проведенный В.Г. Андерсеном [8], указывает на то, что в гидрофильных коллекторах, где на поверхности зерен находится достаточно большое количество воды, обеспечивающей непрерывный путь для перемещений тока, показатель n остается относительно постоянным во всем диапазоне изменения водонасыщенности. В гидрофобных коллекторах, в области низких значений текущей водонасыщенности,

где происходит частичный разрыв пленки воды на поверхности зерен породы, происходит возрастание показателя n .

Исследования проводимостей полностью водонасыщенных образцов керна при разных минерализациях [11] показывают, что в зоне высоких минерализаций отношение проводимостей воды и глинистой породы имеет линейный вид, тогда как в зоне низких минерализаций отношение проводимостей породы и воды отклоняется от линейного вида. Данное отклонение объясняется увеличением подвижности катионов в зоне низкоминерализованных растворов, тогда как выше некоторого значения минерализации подвижность катионов остается постоянной.

М. Ваксман и Л.Дж. Смитс в своей работе [10] предполагали, что в случае глинистых пород на параметр насыщения влияет геометрический фактор, который зависит от пористости, водонасыщенности и емкости катионного обмена. Для учета геометрического фактора, по аналогии с показателем цементации m , М. Ваксманом и Л.Дж. Смитсом вводится показатель насыщенности глинистого песчаника n^* , необходимый, по мнению авторов, для учета влияния глинистости на УЭС частично водонасыщенных пород.

Авторы подчеркивают, что изменение минерализации и даже незначительное изменение емкости катионного обмена значительно влияют на параметр насыщения для глинистых пород.

Развитием концепции дополнительной проводимости глинистых пород, предложенной М. Ваксманом и Л.Дж. Смитсом, является модель, предложенная С. Клавье [9] и др. В данной работе С. Клавье описывает принцип формирования ДЭС, однако за отсутствием экспериментальных данных оставляет неизменными принципы влияния глинистости на показатель насыщенности.

Стоит отметить, что в работах [9, 10] высказывается предположение о том, что с уменьшением текущей водонасыщенности, влияние «связанной» воды на общую проводимость породы увеличивается.

И если тезисы о влиянии гидрофобизации пород на параметр насыщения и стабилизации подвижности катионов в высокоминерализованных растворах являются обоснованными и подтвержденными экспериментальными данными, то оценка влияния минерализации и емкости катионного обмена на показатель насыщенности проведена расчетным способом исходя из предложенных тематических моделей, но без экспериментального

подтверждения. Увеличение влияния «связанной» воды при уменьшении текущей водонасыщенности также требует экспериментального подтверждения.

Результаты

Для оценки влияния минерализации на параметр насыщения был построен график сопоставления $Rn = f(Kв)$ для каждой ступени минерализации (рис. 1).

Из графика, представленного на рисунке 1, видно, что все точки керна лежат в едином тренде, значения показателя насыщенности остаются стабильными. Данный факт можно объяснить тем, что в процессе замещения воды не проводящей электричество фазой (УВ или газом) в первую очередь происходит вытеснение воды, свободно находящейся в порах. При этом молекулы воды и положительно заряженные противоионы, относящиеся к ДЭС и крепко связанные с твердой фазой за счет молекулярной адсорбции, вызванной вандерваальсовыми силами [6], не подвергаются воздействию и остаются на месте. Таким образом, мощность ДЭС не меняется и проводимость породы уменьшается пропорционально уменьшению свободной воды.

В таблице приведены медианные значения показателя насыщенности при разной минерализации.

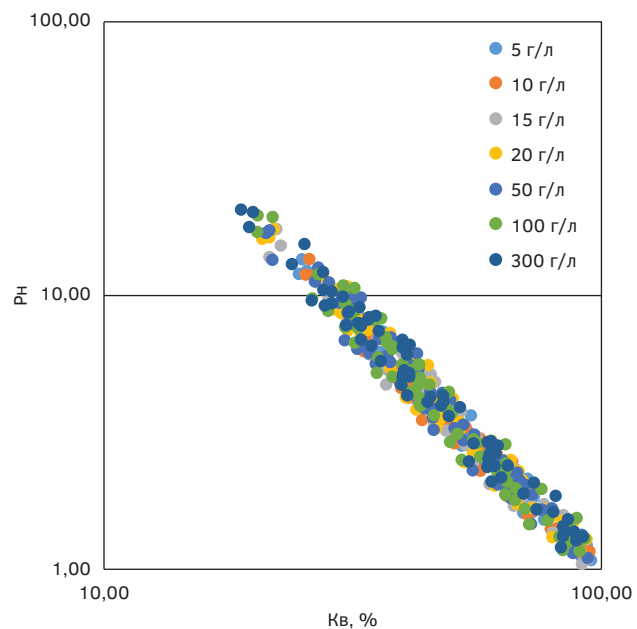


Рис. 1. Зависимость $Rn = f(Kв)$ при различной минерализации

Fig. 1. Dependence of $RI = f(Sw)$ at different mineralization

Таблица. Медианные значения показателя насыщения для разной минерализации

Table. Median values of the saturation exponent for different mineralization

Минерализация, г/л	<i>n</i>
5	1,83
10	1,78
15	1,85
20	1,83
50	1,85
300	1,85

Медианные значения для большинства минерализаций имеют значения 1,83—1,85, без какой-либо закономерности. Исключение составляет значение 1,78 для минерализации 10 г/л, но данное отклонение можно связать с погрешностью измерений.

Согласно современным представлениям, ДЭС состоит из двух частей: слоя Штерна, толщина которого зависит от радиуса противоионов, и диффузионного слоя Гуи, размер которого зависит главным образом от концентрации противоионов [7]. Отмечается, что в растворах с низкой минерализацией толщина слоя Гуи может достигать десятков нанометров, что значительно больше размера мо-

лекул воды и противоионов в растворе. Таким образом, можно предположить, что увеличение толщины ДЭС может быть связано с минерализацией пластовой воды и определяется размерами диффузионного слоя. В свою очередь, размер слоя Штерна зависит только от ионного состава пластовой воды.

К основным компонентам химического состава пластовой воды, имеющим положительный заряд, помимо Na^{2+} , можно отнести Ca^{2+} , Mg^{+} , NH_4^{+} , реже встречаются K^{+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} , V^{3+} , Li^{2+} . Ионный радиус иона Na^{2+} , который входит в состав большинства лабораторных моделей пластовой воды (чаще всего для моделирования используется NaCl), составляет $0,98 \times 10^{-10}$ м, тогда как ионный радиус Ca^{2+} равен $1,04 \times 10^{-10}$ м, Mg^{+} — $0,74 \times 10^{-10}$ м, NH_4^{+} — $1,59 \times 10^{-10}$ м, а, например, V^{3+} — $0,21 \times 10^{-10}$ м [2]. Таким образом, толщина слоя Штерна может меняться более чем в два раза в зависимости от химического состава пластовой воды.

Для оценки влияния состава воды построены аналогичные графики сопоставления $R_n = f(K_v)$ для «простой» и «сложной» моделей воды с минерализациями 15 и 20 г/л. Сопоставления приведены на рисунке 2.

Медианное значение показателя насыщения для «сложной» воды с минерализацией 15 г/л составляет 1,83 (для воды NaCl показатель равен

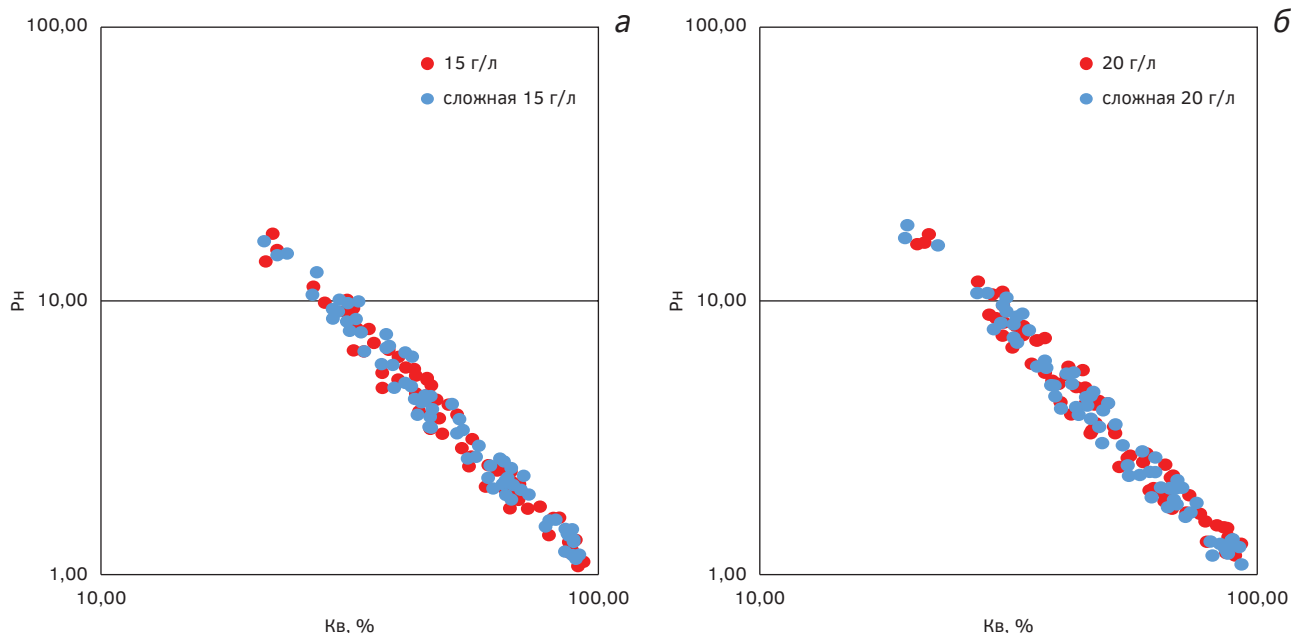


Рис. 2. Зависимость $R_n = f(K_v)$ для разного состава воды: а — модель NaCl воды; б — модель воды, приближенной по составу к пластовой

Fig. 2. The dependence of $R_n = f(S_w)$ for different water compositions: а — the NaCl model of water; б — the model of water approximating the composition of the reservoir

1,85), для минерализации 20 г/л — 1,8 (для воды NaCl показатель равен 1,83). Величина показателей насыщенности для моделей воды разного состава, но одинаковой минерализации существенно не отличаются. Близость значений величины показателя насыщенности может говорить о том, что изменения в слое Штерна не несут значимого влияния на проводимость воды, состоящей как из ДЭС, так и части свободного раствора, которая остается в порах при ее частичном вытеснении.

Таким образом, для исследуемой коллекции образцов можно сделать вывод о том, что ни минерализация, ни состав пластовой воды не оказывают существенного влияния на показатель насыщенности.

Предположение об увеличении влияния доли «связанной» воды на общую проводимость фигурирует в различных, в основном западных, комплексных моделях электропроводности [9, 10]. В работе [4], основываясь на анализе текущей водонасыщенности при различных минерализациях, при давлении вытеснения 1 МПа, сделан вывод о том, что с уменьшением текущей водонасыщенности влияние «связанной» воды остается постоянным. Однако исследования лишь на одной ступени вытеснения оставляют неопределенность в данном вопросе.

Для уточнения влияния «связанной» воды в зависимости от текущей водонасыщенности на показатель насыщенности для данной коллекции образцов было проведено вытеснение воды на трех ступенях: 0,02, 0,1 и 2 МПа для каждого значения минерализации. С увеличением давления вытеснения количество воды в образцах уменьшается, и если влияние «связанной» воды действительно увеличивается с уменьшением текущей водонасыщенности, то логично предположить, что зависимость $R_n = f(K_v)$ для каждой ступени вытеснения будет иметь свой тренд, если же влияние остается постоянным — тренд будет оставаться единым. Зависимость $R_n = f(K_v)$ при различных минерализациях для разных давлений вытеснения показана на рисунке 3.

Из графика, представленного на рисунке 3, видно, что зависимости $R_n = f(K_v)$ для каждой ступени вытеснения лежат в едином тренде. Таким образом, текущие данные подтверждают отсутствие увеличения влияния «связанной» воды на общую проводимость породы.

Следующим этапом проведена оценка влияния емкости катионного обмена (ЕКО) на показания параметра насыщенности.

Принято считать, что толщина двойного электрического слоя (ДЭС) связана с емкостью катионного обмена через концентрацию ионов и структуру ионного распределения у поверхности [5]. При этом величина ЕКО не влияет на слой Штерна, так как его свойства определяются физическим размером ионов и их адсорбцией на поверхности. Таким образом, влияние ЕКО на толщину ДЭС происходит главным образом в слое Гуи. Увеличение ЕКО приводит к возможности удержания большего количества положительных ионов на границе двух фаз, что приводит к уменьшению толщины слоя Гуи (и толщины ДЭС в целом). Оценка влияния емкости катионного обмена на показатель насыщенности в основном основывается на расчетных данных и требует экспериментальных подтверждений.

Для оценки влияния ЕКО на параметр насыщения из общей коллекции были выбраны 5 образцов со схожими фильтрационно-емкостными свойствами, имеющие различные значения емкости катионного обмена. Диапазон пористости выбранных образцов составляет 18,7—19,5%, диапазон абсолютной проницаемости — $(8,3—13,4) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, диапазон изменения приведенной емкости катионного обмена — 0,06—0,11 моль/л.

График зависимости $R_n = f(K_v)$ для образцов с различной приведенной емкостью катионного обмена приведен на рисунке 4.

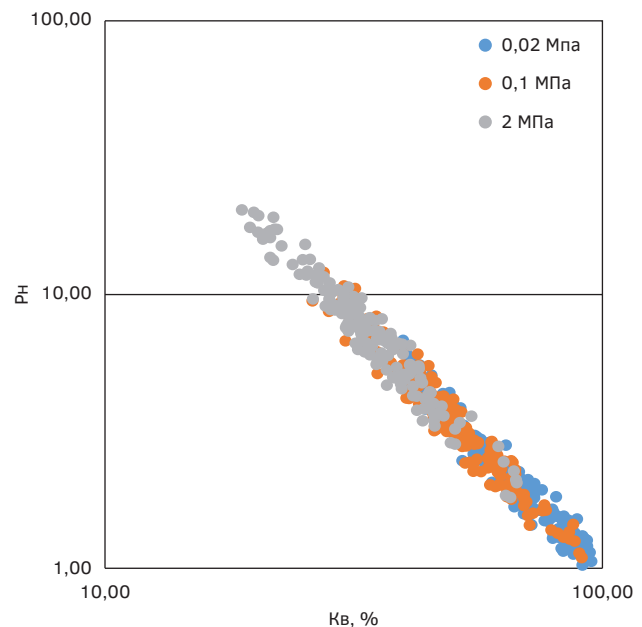


Рис. 3. Зависимость $R_n = f(K_v)$ при различных минерализациях для разных давлений вытеснения

Fig. 3. Dependence of $R_n = f(K_v)$ at different mineralizations for different displacement pressures

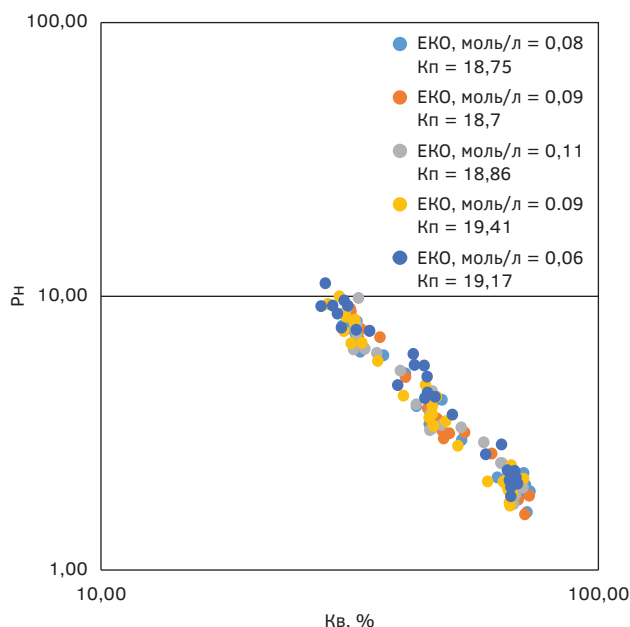


Рис. 4. График зависимости $Rh = f(Kv)$ для образцов с различной приведенной емкостью катионного обмена

Fig. 4. Graph of the dependence $RI = f(Sw)$ for samples with different cation exchange capacity

Из графика видно, что точки керна для образцов с близкими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), но с отличающейся приведенной емкостью катионного обмена лежат в едином тренде. Для выбранных образцов с приведенной ЕКО 0,06, 0,08, 0,09, 0,09 и 0,11 моль/л значения параметра насыщения составляют 1,91, 1,72, 1,82, 1,71, 1,84 соответственно. Связь между ЕКО и параметром насыщенности n отсутствует, видимо, по тем же причинам, что и связь с минерализацией. Различная способность притягивать положительные ионы связана в основном со «связанной» водой, тогда как все изменения текущей водонасыщенности вследствие вытеснения углеводородами связаны главным образом со «свободной» водой.

График сопоставления величины приведенной емкости катионного обмена (ЕКО) со значением показателя насыщенности (n) для каждого образца из коллекции приведен на рисунке 5.

И хотя из результатов следует, что предположение о влиянии изменения ЕКО на параметр насыщенности не подтверждается, следует учитывать небольшой диапазон значений емкости катионного обмена для данной коллекции. Для более достоверного подтверждения отсутствия влияния необходимо провести дополнительный анализ коллекции образцов с более широким диапазоном

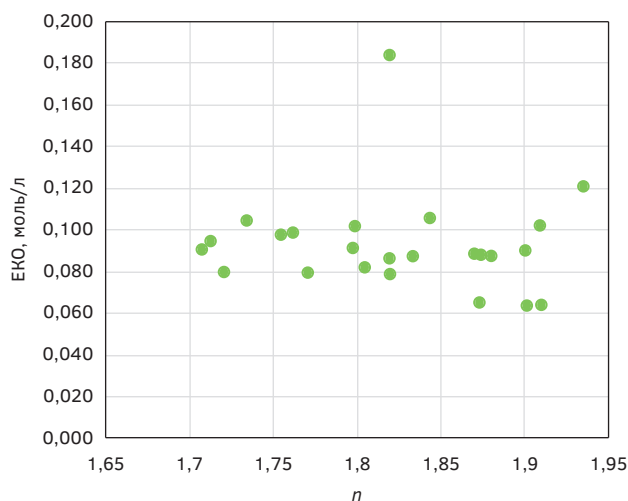


Рис. 5. График сопоставления приведенной емкости катионного обмена (ЕКО) с показателем насыщенности (n)

Fig. 5. Graph showing the correlation between the reduced cation exchange capacity and the saturation exponent

изменения ЕКО. Также следует отметить, что эксперименты проводились на экстрагированных образцах, что дает неопределенность, связанную с возможным изменением естественной смачиваемости образцов.

Выводы

В результате анализа влияния минерализации и емкости катионного обмена глинистых минералов, содержащихся в песчаниках, можно сделать следующие выводы:

- 1) параметр насыщенности Rh и показатель n практически не зависят от минерализации, а также от состава пластовой воды;
- 2) емкость катионного обмена, которой обладают глинистые минералы, входящие в состав песчаников, существенно не влияет на величину показателя насыщенности. Данное наблюдение можно связать с тем, что влияние ЕКО главным образом распространяется на «связанную» воду, тогда как процесс вытеснения воды до текущего уровня связан с уменьшением доли «свободной воды»;
- 3) значимое влияние «связанной» воды на общую проводимость пород с уменьшением текущей водонасыщенности не подтверждается экспериментальными данными;
- 4) с целью повышения достоверности полученных результатов необходимо дополнить статистику исследования образцами с более широким диапазоном ЕКО, а также образцами с естественной или восстановленной смачиваемостью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вендельштейн Б.Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционными свойствами терригенных пород. М.: Гостоптехиздат, 1960. Вып. 31.
2. Войткевич Г.В., Мирошников А.Е., Поваренных А.С., Прохоров В.Г. Краткий справочник по геохимии. 2—3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1977.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефте-газонасыщения горных пород. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1985. 311 с.
4. Моторин И.В., Беляков Е.О. Петрофизическое моделирование текущей водонасыщенности на основе экспериментов измерений электрической проводимости в разных режимах насыщенности водой при разной минерализации. Нефтяное хозяйство. 2025. № 4. С. 54—59. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-4-54-58
5. Соколова Т.А., Трофимов С.Я. Сорбционные свойства почв. Адсорбция. Катионный обмен: учебное пособие по некоторым главам химии почв. Тула: Гриф и К., 2009. 172 с.
6. Филиппов А.В., Старов В.М. Электростатическое и ван-дер-ваальсовское взаимодействие наночастиц в электролитах. Письма в ЖЭТФ. 2023. Т. 117, № 8. С. 604—611. DOI: 10.1134/S0021364023080056
7. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии (Поверхностные явления и дисперсные системы): учебник для вузов. М.: Химия, 1982. 400 с.
8. Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media. SPE Journal of Petroleum Technology. 1986. Vol. 38, no. 12. P. 1371—1378. DOI: 10.2118/13771-PA
9. Clavier C., Coates G., Dumanoir J. Theoretical and experimental bases for the Dual-Water model for interpretation of Shaly Sands. SPE Journal. 1984. Vol. 24, no. 2. P. 153—168. DOI: 10.2118/6859-PA
10. Waxman M.H., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal. 1968. Vol. 8, no. 2. P. 107—122.
11. Worthington P.E. The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. Log Analyst. 1985. Vol. 26, no. 1. P. 23—40.

REFERENCES

1. Vendelshtein B.Yu. On the relationship between porosity parameter, surface conductivity coefficient, diffusion-adsorptive activity, and adsorptive properties of terrigenous rocks. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960. Issue 31. (In Russ.)
2. Voitkevich G.V., Miroshnikov A.E., Povarennykh A.S., Prokhorov V.G. Concise Handbook of Geochemistry. 2nd–3rd ed., revised and expanded. Moscow: Nedra, 1977 (In Russ.).
3. Dakhnov V.N. Geophysical Methods for Determining Reservoir Properties and Oil-Gas Saturation of Rocks. 2nd ed., revised and expanded. Moscow: Nedra, 1985. 311 p. (In Russ.).
4. Motorin I.V., Belyakov E.O., Petrophysical modeling of water saturation based on experiments of measuring electrical conductivity in different water saturation regimes with different mineralization (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2025, No. 4, pp. 54—58 (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-4-54-58
5. Sokolova T.A., Trofimov S.Ya. Adsorptive Properties of Soils. Adsorption. Cation Exchange: Textbook on Selected Chapters of Soil Chemistry. Tula: Grif and Co., 2009. 172 p. (In Russ.).
6. Filippov A.V., Starov V.M. Electrostatic and van der Waals Interactions of Nanoparticles in Electrolytes. JETP Letters. 2023, Vol. 117, No. 8, pp. 604—611 (In Russ.). DOI: 10.1134/S0021364023080056
7. Frolov Yu.G. Course of Colloid Chemistry (Surface Phenomena and Disperse Systems): Textbook for Universities. Moscow: Khimiya, 1982. 400 p. (In Russ.).
8. Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media. SPE Journal of Petroleum Technology. 1986. Vol. 38, no. 12. P. 1371—1378 (In Russ.). DOI: 10.2118/13771-PA
9. Clavier C., Coates G., Dumanoir J. Theoretical and experimental bases for the Dual-Water model for interpretation of Shaly Sands. SPE Journal. 1984. Vol. 24, no. 2. P. 153—168. DOI: 10.2118/6859-PA
10. Waxman M.H., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal. 1968. Vol. 8, no. 2. P. 107—122.
11. Worthington P.E. The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. Log Analyst. 1985. Vol. 26, no. 1. P. 23—40.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Моторин И.В. — провел сбор, обработку и анализ исследований ядра, подготовил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Ivan V. Motorin — conducted the collection, processing, and analysis of core study data, prepared the published version of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the article.

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

Беляков Е.О. — разработал концепцию статьи, выполнил первичный анализ кернового материала, согласовал публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Велесов Д.В. — проводил аналитические исследования, обсуждение текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты статьи.

Evgeniy O. Belyakov — developed the concept of the article, performed the primary analysis of the core material, agreed on the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the article.

Daniil V. Velesov — carried out analytical research, participated in the discussion of the article text, and agrees to take responsibility for all aspects of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Моторин Иван Владимирович* — руководитель направления по петрофизике группы компаний «Газпром нефть».

77—79, Набережная реки Мойки, г. Санкт-Петербург, 190000, Россия

e-mail: ivan.motorin@bk.ru

тел.: +7 (985) 305-81-61

SPIN-код: 1555-2287

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-0294-666X>

Ivan V. Motorin* — Senior specialist, Gazprom нефт company group.

75—79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia

e-mail: ivan.motorin@bk.ru

tel.: +7 (985) 305-81-61

SPIN-code: 1555-2287

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-0294-666X>

Беляков Евгений Олегович — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта развития дисциплины «Петрофизика» группы компаний «Газпром нефть».

77—79, Набережная реки Мойки, г. Санкт-Петербург, 190000, Россия

e-mail: beljene@yandex.ru

SPIN-код: 3876-9400

РИНЦ Author ID: 273304

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

Evgeniy O. Belyakov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Leader of the Petrophysical discipline development, Gazprom нефт company group.

75—79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia

e-mail: beljene@yandex.ru

SPIN-code: 3876-9400

RINC Author ID: 273304

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

Велесов Даниил Владимирович — главный специалист по петрофизике группы компаний «Газпром нефть».

77—79, Набережная реки Мойки, г. Санкт-Петербург, 190000, Россия

e-mail: d-velesov@mail.ru

SPIN-код: 6025-4957

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9148-3350>

Daniil V. Velesov — Chief specialist, Gazprom нефт company group.

75—79, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia

e-mail: d-velesov@mail.ru

SPIN-code: 6025-4957

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9148-3350>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФОРМАЦИИ ЙОГУ БАСЕЙНА ТЕРМИТ (РЕСПУБЛИКА НИГЕР)

МАХАМАН АБАСС АБДЕЛЬ КАДЕР, В.В. ЧЕРНОВА, Л.В. МИЛОСЕРДОВА*

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Нигер имеет историю разведки месторождений углеводородов с 1970-х годов. Однако добыча нефти началась лишь в 2011 году с открытия нефтяного месторождения Агадем. Сегодня территория является недооцененной с точки зрения имеющихся углеводородных ресурсов. В связи с этим является актуальным изучение территории на нефтегазоносность с помощью современных комплексных геолого-геофизических методов и исследований. Для этого нужно установить наличие и изучить имеющиеся углеводородные системы в регионе, включающие материнские толщи, породы-коллекторы, флюидоупоры, ловушки, и как эти элементы связаны между собой.

В рамках представленной работы изучались материнские породы бассейна Термит в Республике Нигер. Данный регион представляет значительный интерес в связи с перспективной оценкой нефтегазоносности формации Йогу.

Цель. С целью изучения геохимических характеристик формации Йогу необходимо интерпретировать результаты исследований, полученные с помощью метода Rock-Eval, петрографических и биомаркерных изысканий. Установить источник для органического вещества аргиллитов формации Йогу. Указать на преимущественный фазовый состав генерируемых аргиллитами углеводородов формации Йогу.

Материалы и методы. Объектом исследований в данной работе были образцы горных пород, представленные аргиллитами формации Йогу, из девяти скважин, расположенных в блоке Агадем бассейна Термит. В статье проведен обзор результатов пиролитических, петрографических и биомаркерных исследований материнских пород формации Йогу, привлеченных из фондовых материалов, опубликованных работ и отчетов, собранных в Министерстве нефти Республики Нигер.

Результаты. Для геохимической характеристики пород формации Йогу были проведены петрографический анализ, биомаркерный анализ и пиролитические исследования с помощью метода Rock-Eval. Петрографический анализ был выполнен Китайской национальной корпорацией для Министерства нефти Республики Нигер. Петрографический анализ показал, что в материнских породах формации Йогу присутствуют мацералы групп витринита, инертинита и липтинита. Во всех исследованных образцах не было идентифицировано сапропелита (битуминита). А анализ содержания биомаркеров в экстрагированных образцах формации Йогу показал, что в экстрактах присутствуют стераны C27—C28—C29 с преобладанием стеранов C29 над обычными стеранами C27 и C28. Дополнительно были проведены исследования методом Rock-Eval. Значения исходного водородного индекса показали, что преобладающим источником для органического вещества была высшая растительность.

Заключение. Все проведенные анализы привели к одному и тому же выводу: исходным источником для органического вещества пород формации Йогу преимущественно являлась высшая наземная растительность, следовательно, материнские породы будут генерировать в большем объеме газообразные углеводороды.

Ключевые слова: кероген, материнская порода, биомаркеры, формация Йогу, бассейн Термит, Нигер, Африка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Благодарности: авторы выражают благодарность Министерству нефти Республики Нигер за предоставленные материалы и консультации.

Для цитирования: Абдель Кадер М.А., Чернова В.В., Милосердова Л.В. Геохимическая характеристика формации Йогу бассейна Термит (Республика Нигер). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):39—48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-39-48> EDN: [LVSLXW](https://www.edn.ru/entry/LVSLXW)

Статья поступила в редакцию 28.01.2025

Принята к публикации 14.05.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE YOGOU FORMATION OF THE TERMIT BASIN (NIGER)

MAHAMAN ABASS ABDEL' KADER, VIKTORIYA V. CHERNOVA, LYUDMILA V. MILOSERDOVA*

*National University of Oil and Gas "Gubkin University"
65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia*

ABSTRACT

Background. Hydrocarbon deposits in Niger have been actively explored since the 1970s. However, oil production only commenced in 2011 with the discovery of the Agadem oil field. The available hydrocarbon resources of this region are currently underestimated; thus, it is relevant to forecast the territory for oil and gas content using modern integrated geological and geophysical methods and studies. To that end, the available hydrocarbon systems in the region, including source rock formations, reservoir rocks, sealing rock, reservoir traps should be determined. Additionally, the way these elements are related to each other should be studied. This article examines the source rock formations of the Termit Basin in the Republic of Niger. The region is of considerable interest due to the oil and gas prospects of the Yogou Formation.

Aim. To examine the geochemical characteristics of the Yogou Formation through identifying the organic matter source of the Yogou Formation mudstones, as well as specifying the predominant phase composition of hydrocarbons generated by mudstones of the Yogou Formation.

Materials and methods. Samples of the Yogou Formation mudstones from nine wells located in the Agadem Block of the Termit Basin were used. The results of pyrolytic, petrographic, and biomarker studies of the Yogou Formation source rock kerogen obtained from stock materials, published papers, and reports provided by the Ministry of Petroleum Resources of the Republic of Niger, were analyzed.

Results. Petrographic analysis performed by the China National Petroleum Corporation revealed that the kerogen of the source rocks of the Yogou Formation has a maceral composition including vitrinite, inertinite, and liptinite, particularly leptodetrinite, sporinite, cutinite, and resistinite. Analysis of the biomarker content of the extracted samples of the Yogou Formation showed that C27-C28-C29 steranes are present in the extracts with a predominance of C29 steranes over the common C27 and C28 steranes. According to the initial hydrogen index values determined by Rock-Eval pyrolysis, the predominant source for organic matter was higher vegetation.

Conclusion. The organic matter of the rocks of the Yogou Formation was originally derived from higher terrestrial vegetation. Consequently, the source rocks will generate more gaseous hydrocarbons.

Keywords: kerogen, source rock, biomarkers, Yogou Formation, Termit Basin, Niger, Africa

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

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

Acknowledgements: the authors are grateful to the Ministry of Petroleum of the Republic of Niger for providing materials and advice.

For citation: Abdel' Kader M.A., Chernova V.V., Miloserdova L.V. Geochemical characteristics of the Yogou Formation of the Termit Basin (Niger). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):39—48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-39-48> EDN: LVSLXW

Manuscript received 28 January 2025

Accepted 14 May 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Бассейн Термит занимает площадь 27 000 км² и является частью бассейна Нигерского рифта, который представляет собой асимметричную протяженную рифтовую систему, состоящую из наложенных мезозойско-кайнозойских осадочных

комплексов, залегающих на кембрийско-юрском эпиметаморфическом фундаменте (рис. 2). Бассейн Термит является важным компонентом рифтовой системы Западной и Центральной Африки [9, 10, 17] (рис. 1). Бассейн Термит, простирающийся с северо-запада на юго-восток,

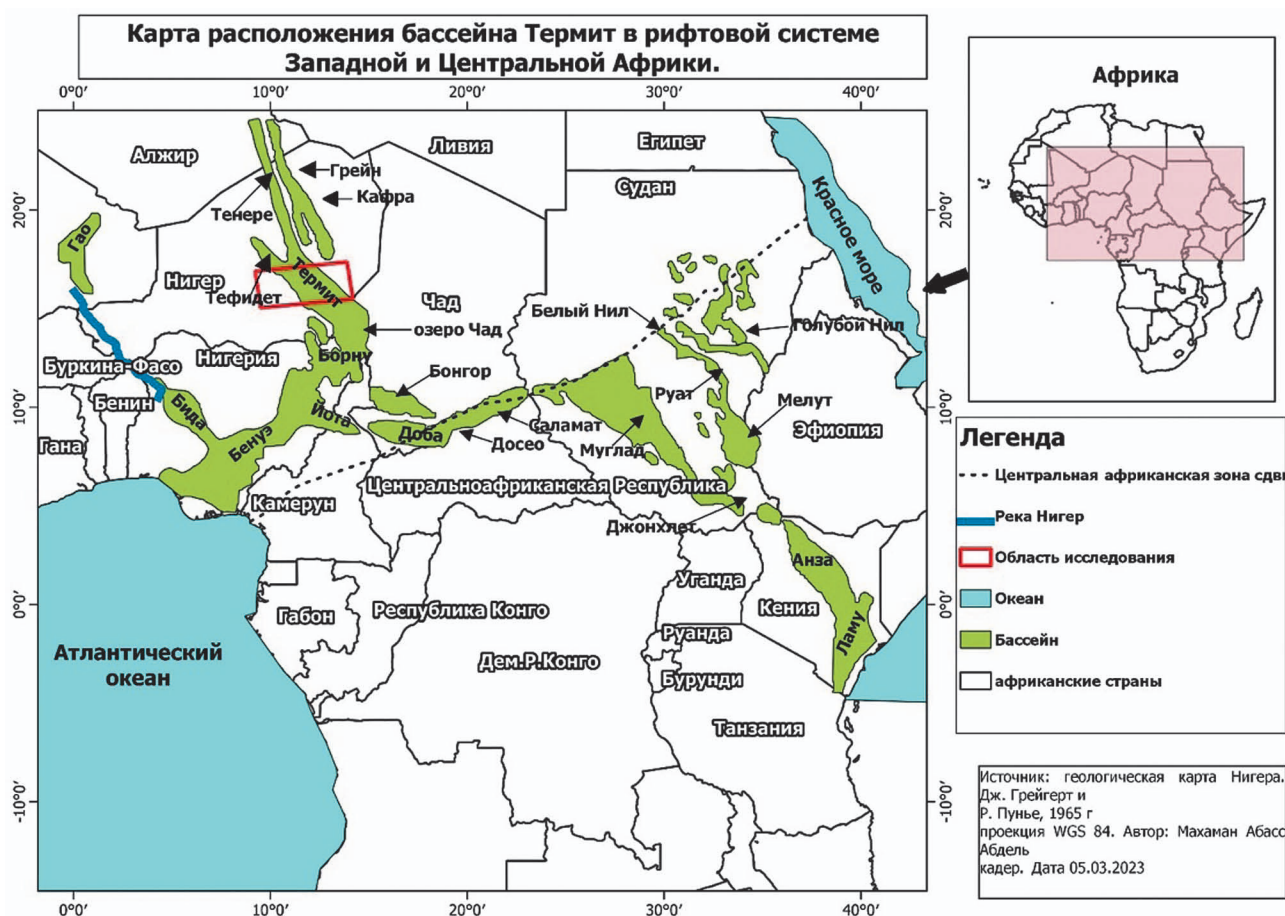


Рис. 1. Карта, показывающая расположение бассейна Термит в рифтовой системе Западной и Центральной Африки (Абдель с изменениями) [8]

Fig. 1. Map showing the location of the Termit basin in the rift system of West and Central Africa (Abdel modified) [8]

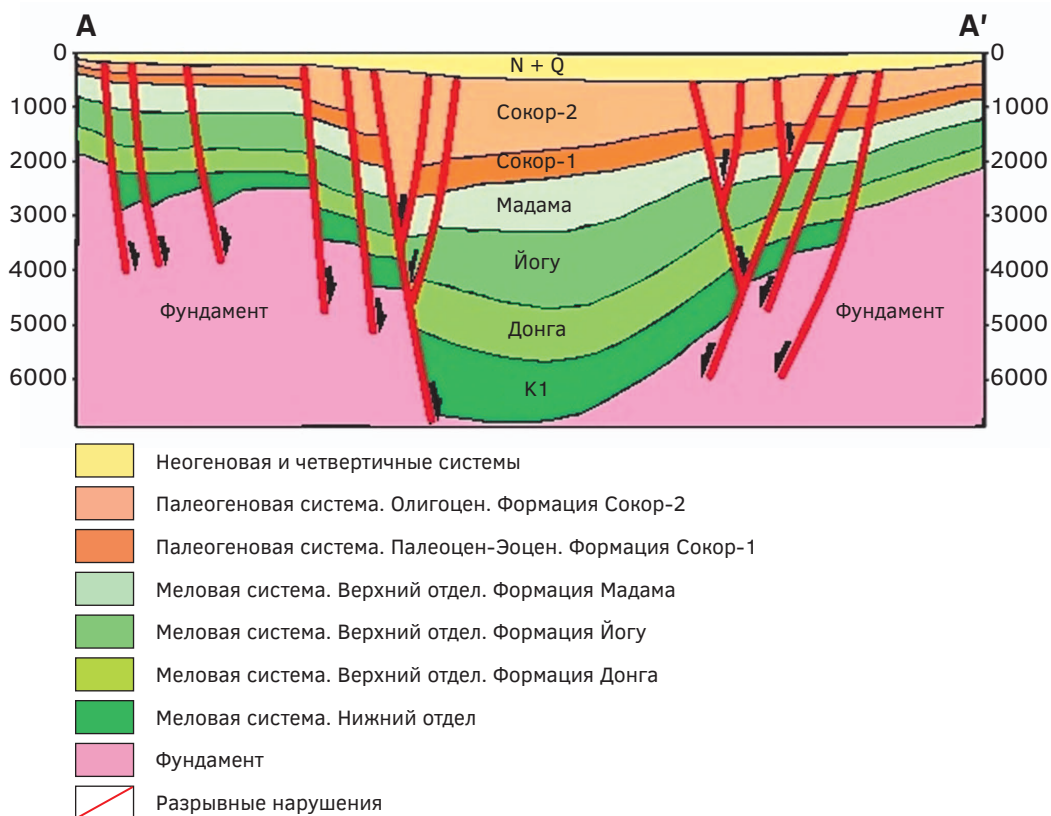


Рис. 2. Схематический сейсмо-стратиграфический разрез бассейна Термит [24]
Fig. 2. Schematic seismic-stratigraphic section of the Termite basin [24]

расположен между грабенами Тефидет, Тенере, Грейн и Кафра (Северный Нигер) и бассейном Борну в Нигерии и простирается примерно на 300 км с севера на юг и на 60—110 км с запада на восток [16]. Он развит на докембрийском фундаменте и имеет грабенообразную структуру, контролируемую граничными разломами с северо-запада на юго-восток [26] (рис. 3). Бассейн Термит образовался во время раскола Гондваны и открытия южной части Атлантического океана примерно 130 млн лет назад [1, 2, 6, 18, 20, 22].

Будучи крупнейшим мезозойским осадочным бассейном рифтовой системы Западной и Центральной Африки, бассейн Термит принадлежит к системе, состоящей из десяти тектонически-структурных единиц (впадина Динга и Моул, Тракес и Йогу, поднятие Фана и Судана, грабен Арага, зона разлома Динга, западная и восточная платформы) [7, 15, 26]. В бассейне Термит есть два типа разломов. Первый тип состоит из разломов с северо-западным — юго-восточным простиранием, в основном локализованных на краю бассейна. А второй тип: северо-восточ-

ных — юго-западных разломов, широко развитых в центре впадины Моул. Большинство нефтяных залежей связаны с тектонически экранированными ловушками [7, 8].

Бассейн Термит с момента своего формирования и до настоящего времени пережил две фазы рифтинга соответственно: одна в позднем мелу, сопровождавшийся морской трансгрессией, и другой — в палеогеновое время [5, 14, 26]. Наиболее полный стратиграфический разрез Восточно-Нигерского бассейна лучше всего представлен в южной части бассейна Термит. Здесь находилась осевая зона Восточно-Нигерского бассейна осадконакопления, без каких-либо признаков последующего поднятия бассейна. Бассейн здесь имеет наибольшую мощность осадков, оцениваемую в 7 км [14, 17]. Здесь были наиболее благоприятные условия для формирования и реализации углеводородных систем.

Литостратиграфическая последовательность бассейна Термит представлена породами от мела до неогена. Породы нижнемелового возраста представлены континентальными отложениями, состоящими из кремнистых песчаников, местами

переслаивающихся преимущественно с каолини-
товыми глинистыми породами.

В составе верхнемеловых пород выделяются
формации Донга, Йогу и Мадама. Они представ-
лены морскими и речными комплексами пород.
Формация Йогу подразделяется на две части:
верхняя, сложенная переслаиванием песчаника,
светло-серого и темно-серого аргиллита, и ниж-
няя, сложенная темно-серыми и черными аргил-
литами. Породы палеогенового возраста состоят
в основном из песчано-глинистых пород. Породы
неогенового возраста состоят из речных отложе-
ний, представленных в нижней части песчаника-
ми и глинами, а в верхней — массивными песча-
никами с тонкими прослоями сланцеватых глин.
Современная четвертичная система представле-
на массивными желтовато-серыми песчаниками
и зеленовато-серыми глинами.

Все эти образования залегают на гранитном
и метаморфическом основании докембрийского
возраста и активизировались во время панафри-
канского орогенеза.

Результаты

Аргиллиты формации Йогу являются основной
материнский толщей в бассейне Термит [2, 10, 26].
Для определения источника органического веще-
ства использовались: петрографический анализ,
изучение биомаркеров (стеранов) и пиролитиче-
ские исследования методом Rock-Eval.

Материнские породы — это породы, обога-
щенные автохтонным органическим веществом,
кероген которых может генерировать и отдавать
углеводороды. Источником для органического
вещества преимущественно служат высшие рас-
тения, фито- и зоопланктон, бактерии. Кероген —
часть органического вещества, не растворимая
в органических растворителях, который образует-
ся в конце диагенеза.

Для определения геохимических характеристик
формации Йогу были проведены исследования
пиролитическим методом Rock-Eval. С помощью
данного метода определялись количество обще-
го органического углерода (ТОС), водородный
индекс (HI), благодаря которому можно узнать
источник для органического вещества и палео-
фациальной обстановки осадконакопления, а так-
же другие геохимические параметры. ТОС в аргил-
литах из нижней части формации Йогу составляют
в среднем 2,71%, что по классификации Питерса
и Кассы [22] относит их к хорошим материнским
породам. А аргиллиты из верхней части являют-
ся более богатыми с точки зрения содержания

органического вещества, так как ТОС в них состав-
ляет 4,91%, следовательно, они являются богаты-
ми материнскими породами [22].

Верхняя часть формации Йогу претерпела мень-
шие катагенетические изменения по сравнению
с нижней. В образцах фиксируются образцы со II,
II/III и III типами керогенов [22]. Преобладают
образцы с типом керогена II ($HI > 300$ мг УВ/г
ТОС), что свидетельствует о накоплении осад-
ка в морских обстановках. А наличие керогенов
II/III и III типов указывает на привнос материала
с континента и на вклад высшей наземной расти-
тельности. В нижней части также встречаются раз-
личные типы керогена, но преобладающими яв-
ляются керогены III и II/III ($HI \sim 200$ мг УВ/г
ТОС). Это говорит о значительном вкладе высшей на-
земной растительности в органическое вещество.

В результате преобразования органического
вещества не все источники изменяются с одина-
ковой скоростью, поэтому и в породах, претер-
певших значительные катагенетические преоб-
разования, можно встретить включения, которые
сохранились практически в неизменном или сла-
боизменном состоянии и определены при ми-
кроскопических исследованиях. Таким образом,
в органическом веществе пород можно встре-
тить и мацералы, которые несут важную генети-
ческую информацию. Мацералы — мельчайшие
органические составляющие углей и угли-
стых частиц в осадочных породах, различимые
под микроскопом. Углистые включения, повсе-
местно присутствующие в аргиллитах, изучались
на основе справочников Международного комите-
та по угольной и органической петрологии [11—
13]. Исследование мацералов проводилось в со-
ответствии с Международными стандартами ИСО
серии 7404. Определение мацерального состава
происходило с помощью изучения угля под микро-
скопом в отраженном белом свете, а также допол-
нительно использовалась флуоресцентная микро-
скопия.

В таблице 1 представлен мацеральный со-
став изученных образцов материнской породы
из 9 скважин формации Йогу. Образцы аргиллитов
формации Йогу в основном состоят из мацералов
витринита, инертинита и липтинита без сапро-
пелинита (битуминит) (табл. 1). Стоит отметить,
что в группе липтинита именно сапропелинит (би-
туминит) играет роль в образовании нефтяных уг-
леводородов [13].

Витринит имеет серый цвет в отраженном
свете и при масляной иммерсии, инертинит
в основном представлен фюзинитом, содержание

Таблица 1. Мацеральные компоненты керогена из образцов формации Йогу [3]
Table 1. Maceral components of kerogen from samples of the Yogu Formation [3]

Скважина	Глубина (в м)	Витринит %	Инертинит %	Липтинит				Минеральное вещество		Минерально-битумная матрица %
				Споринит	Кутинит	Резинит	Экзодетрит-липидотетринит	Флуоресцирующий минерал	Нефлуоресцирующий минерал	
				%				%		
Фана-1	2960	7,5	3	/	3,5	/	3	70	10	3
Фана-1	3288	5	1,6	/	/	/	4,3	10,6	78,5	/
Йогу Н-1	2277	13,6	2,3	7	20,4	2,4	7,5	4,8	40	2
Йогу Н-1	2663	1	2	/	/	/	5	84	4	4
Йогу Н-1	3376	0,5	/	/	/	/	/	80	19,5	
Дугул NW-1	2053	3,5	1,5	/	/	/	7	60	24	4
Дугул NW-1	2352	1	/	/	/	/	/	66	30,5	2,5
Дугул NW-1	2505	1,2	/	/	/	/	/	20	78,8	/
Дугул NW-1	2777	2	1	/	/	/	/	75	17	5

которого, как правило, низкое, и в отраженном свете при масляной иммерсии варьируется от бело-серого до белого цвета [17]. Липтинит в основном состоит из кутинита, который имеет желтую флуоресценцию.

Была построена треугольная диаграмма мацерального состава. Анализ диаграммы мацеральных компонентов из образцов формации Йогу верхнего мела показал, что основными составляющими являются витринит-инертинит и липтинит. Из диаграммы видно, что ни один из образцов формации Йогу не содержит сапропелинита (битуминита) (рис. 3). Распределение мацералов показало, что значительный вклад в состав органического вещества формации Йогу также вносит высшая наземная растительность.

В предшествующих исследованиях [4] было изучено распределение стеранов. Стераны C27 в основном произошли из водорослей и других низших водных организмов, стераны C29 — из высших наземных растений. На диаграмме обычные стераны C27—C28—C29 преобладают над стераном C29 в образцах аргиллитов формации Йогу. Стераны ааа 20R C27, C28, C29 показывают перевернутое L-образное распределение на масс-хроматограмме m/z 217 [4], относительное содержание показывает: C29 > C28 > C27 (рис. 4).

C27—C29 можно использовать для определения природы органического вещества. Распределение нормальных алканов и изопреноидов в исходных породах информативно для определения генетического происхождения и исходных сред [19].

Анализ различных процентных соотношений, представленных в таблице 2, показывает распределение стеранов C27, C28 и C29 в экстрактах образцов формации Йогу.

Во всех образцах отмечается преобладание стеранов C29 над стеранами C27 и C28 (табл. 2). И наблюдается следующая последовательность: C29 > C28 > C27. Все эти результаты свидетельствуют о том, что источником керогена в образцах скважин формации Йогу являются наземные растения [4, 10]. Высокие концентрации стеранов C29 относительно C27—C28 могут указывать на наземный источник [4, 10]. Число углерода, которым обладают стераны, может помочь определить происхождение органического вещества. Стераны C27 получены в основном из морского органического вещества, тогда как C29 более типичны для высших растений. Например, явно преобладающая доля стеранов C29 относительно стеранов C27 и C28 подтверждает вклад континентального органического вещества.

Таким образом, мацеральный состав образцов из скважин из меловой формации Йогу включает витринит, инертинит и липтинит. Полученные результаты показывают, что кероген образцов формации Йогу имеет преимущественно континентальный источник [16]. Липтинит состоит из богатых водородом частей высших растений и водорослей, а мацералы представляют собой споринит, кутинит, резинит, альгинит, липидотетринит.

И в этой группе отсутствуют мацералы сапропелинита. Витринит, инертинит и липтинит (споринит, кутинит и резинит) имеют наземную природу [16—22].

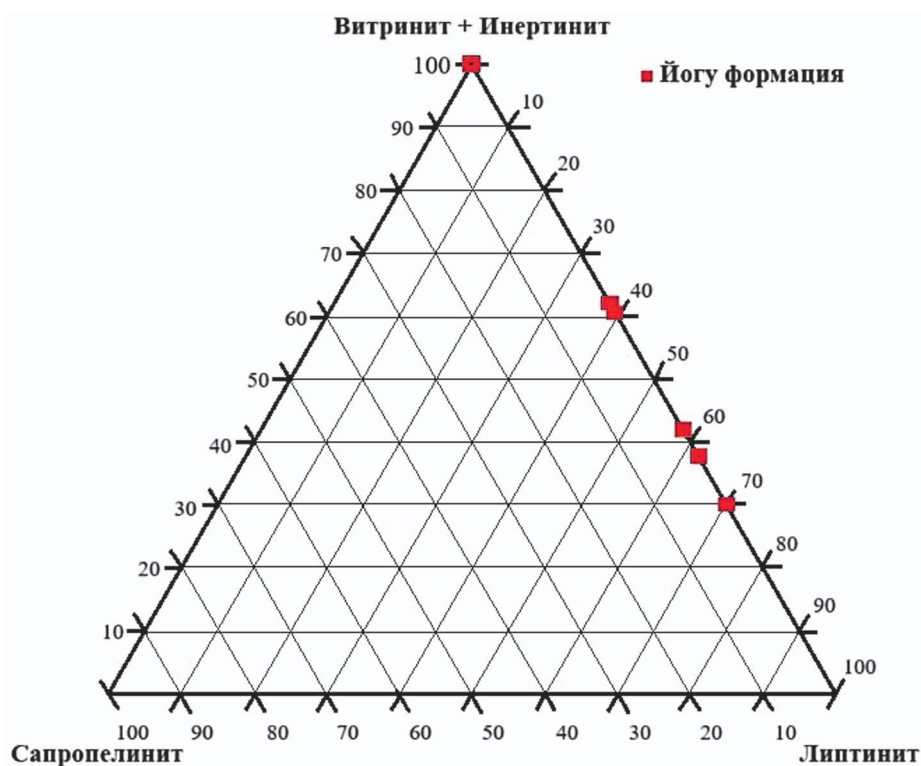


Рис. 3. Диаграмма мацеральных компонентов из образцов формации Йогу в блоке Агадем [6]
Fig. 3. Diagram of maceral components of kerogen from samples of the Yogu Formation in the Agadem Block [6]

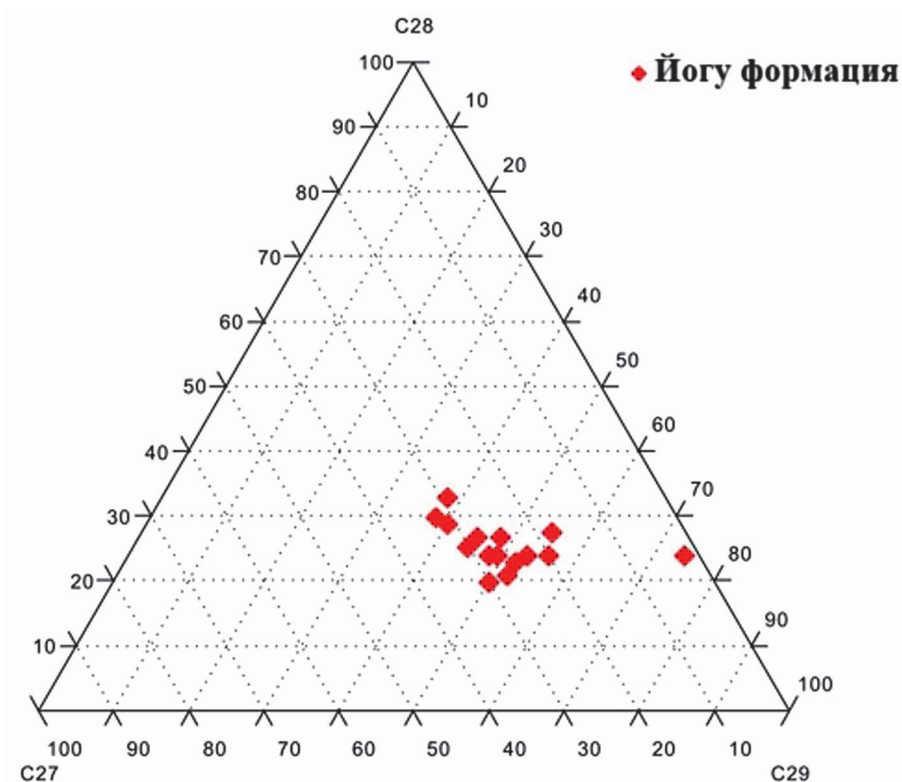


Рис. 4. Диаграмма стеранов С27, С28 и С29 из образцов формации Йогу в блоке Агадем [3]
Fig. 4. Diagram of steranes C27, C28, and C29 from samples of the Yogu Formation in the Agadem Block [3]

Таблица 2. Процентное содержание основных стеранов, идентифицированных в экстрактах образцов из формации Йогу в блоке Агадем [16]

Table 2. Percentages of major steranes identified in extracts of samples from the Yogu Formation in the Agadem Block [16]

Скважина	Глубина	% C27 стераны	% C28 стераны	% C29 стераны
Фана-1	2960	0,24	0,25	0,53
Фана-1	3288	0,25	0,23	0,52
Йогу Н-1	2277	0,25	0,27	0,48
Йогу Н-1	2663	0,28	0,24	0,48
Йогу Н-1	3376	0,27	0,21	0,52
Дугул NW-1	2053	0,3	0,2	0,5
Дугул NW-1	2352	0,28	0,27	0,45
Дугул NW-1	2505	0,3	0,25	0,44
Дугул NW-1	2777	0,18	0,28	0,55

Заключение

Образцы аргиллитов из формации Йогу, отобранные из мелового бассейна Термит на юго-востоке Нигера, были изучены с помощью пиролитического метода Rock-Eval, петрографического и биомаркерного анализов. Формация Йогу делится на две части: нижнюю, представленную преимущественно черными аргиллитами, и верхнюю, представленную переслаиванием песчаников и аргиллитов. По методу Rock-Eval было установлено, что органическое вещество материнских аргиллитов из нижней части имеет преимущественно II тип керогена, но также встречаются и образцы с типами керогенов II/III и III, что свидетельствует о привносе источников для органического вещества с континента. Верхняя часть формации Йогу имеет образцы с преобладанием III и II/III керогенов, что свидетельствует о преобладании среди источников для органического вещества высшей наземной растительности.

Петрографический анализ образцов показал, что в породах присутствуют мацералы групп витринита, инертинита и липтинита. Во всех исследованных образцах не было идентифицировано сапропелита (битуминита), который

связан с последующей генерацией жидких углеводородов. Все остальные мацералы, присутствующие в изучаемых образцах, свидетельствует о том, что был значительный привнос материала с континента, а именно высшей наземной растительности. Биомаркерный анализ этих образцов после экстракции показал, что в них присутствуют стераны C29, C28 и C27. Кроме того, было обнаружено, что стераны C29 доминируют над своими аналогами C27 и C28, что тоже подтверждает происхождение органического вещества аргиллитов формации Йогу из континентальных источников. Таким образом, все упомянутые подходы: пиролитические исследования с помощью метода Rock-Eval, петрографические исследования мацералов и биомаркерный анализ — указывают на то, что органическое вещество аргиллитов формации Йогу происходит преимущественно из высших наземных растений, что является причиной генерации газообразных углеводородов в большем объеме. Результат работ указывает на значительную газоносность региона, а не только нефтеносность. Результаты, полученные авторами, могут быть использованы при моделировании углеводородных систем.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Burke K., Dessauwagie T.F.J., Whiteman A.J. Geological history of the Benue valley and adjacent areas. In: Dessauwagie T.F.J., Whiteman A.J. (Eds.), African Geology. Ibadan: Ibadan University Press, 1972. P. 197—205.
- Burke K.S. Chad Basin: An active intracontinental basin. Tectonophysics. 1976. Vol. 36. P. 197—206.
- CNPC. Geological and geophysical studies in the Agadem Block, Niger. 2013.
- Czochanska Z., Gilbert T.D., Philp R.P., Sheppard C.M., Weston R.J., Wood T.A., Woolhouse A.D. Geochemical application of sterane and triterpane biomarkers to describe oils from the Taranaki Basin, New Zealand. Organic Geochemistry. 1988. Vol. 12. P. 123—135.
- Fairhead J.D., Green C.M., Masterton S.M., Guiraud R. The role of plate tectonics, stress variations and stratigraphic unconformities in the evolution of the West and Central African rift system and Atlantic

- continental margins. *Tectonophysics*. 2013. Vol. 594. P. 118—127.
6. Faure H. Geologic exploration of the post-Paleozoic sedimentary formations of eastern Niger. *Mém. Bureau of Geological and Mining Research*. 1966. No. 47. P. 629—630.
 7. Genik G.J. Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad and Central African Republic (CAR). *Tectonophysics*. 1992. Vol. 213. P. 169—185. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3>.
 8. Genick G.J. Petroleum Geology of Rift Basins in Niger, Chad, and Central Africa. *AAPG Bull.* 1993. Vol. 77. P. 1405—1434.
 9. Harouna M., Philp R.P. Potential petroleum parent rocks in the Termite Basin, Niger. *Journal of Petroleum Geology*. 2012. Vol. 35, No. 2. P. 165—185.
 10. Huang W.Y., Meinschein W.G. Sterols as environmental indicators. *Geochim. and Cosmochim. Acta*. 1979. Vol. 43. P. 739—745.
 11. ICCP. The New Vitrinite Classification (ICCP System 1994). *Fuel*. 1998. Vol. 77. P. 349—358.
 12. ICCP. The New Inertinite Classification (ICCP System 1994). *Fuel*. 2001. Vol. 80. P. 459—471.
 13. ICCP. Classification of liptinite—ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*. 2017. Vol. 169. P. 40—61.
 14. Lafargue E., Marquis F., Pilot D. Application of Rock-Eval in hydrocarbon exploration and soil contamination studies. *Journal of the French Petroleum Institute*. 1998. Vol. 53, No. 4. P. 421—437.
 15. Lai H., Li M., Liu J., Mao F., Xiao H., He W., Yang L. Organic geochemical characteristics and sedimentation patterns of Upper Cretaceous marine parent rocks in the Termite Basin, Niger. *Paleogeogr. Paleocl.* 2018. Vol. 495. P. 292—308.
 16. Liu B., Wan L., Mao F., Liu J., Lü M., Wang Y. Hydrocarbon potential of Upper Cretaceous marine source rocks in the Termit Basin, Niger. *Fart. Geol.* 2015. Vol. 38. P. 157—175.
 17. Liu B., Pan X.H., Wan L.K., Su Y.D., Mao F.J., Liu J.G., Lü M.S., Wang Y.H. Structural evolution and main factors controlling Paleogene hydrocarbon accumulation in the Termit Basin, Eastern Niger. *Acta PetroleiSinica*. 2012. Vol. 33. P. 394—403.
 18. Olade M.A. Evolution of the Benue Trough in Nigeria (aulacogen): A tectonic model. *Geol. Magazine*. 1975. Vol. 112. P. 575—583.
 19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *Handbook of Biomarkers*. Vol. 1: Biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge: Cambridge University Press. 2005. P. 75—76.
 20. Peters K.E., Moldowan J.M. *Handbook of biomarkers: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1993. P. 227—228.
 21. Peters K.E., Cassa M.R. *Applied Source Rock Geochemistry. The petroleum system — from source to trap: AAPG Memoir 60*. 1994. P. 93—120.
 22. Petters S.W. Stratigraphic evolution of the Benue Trough and its implications for the Upper Cretaceous paleogeography of West Africa. *Journal Geology*. 1978. Vol. 86. P. 311—322.
 23. Wang L., Liu J., Mao F., Lv M., Liu B. Petroleum geochemistry of the East Niger Basin termite field. *Vt. Petrol. Geol.* 2014. Vol. 51. P. 167—183.
 24. Zhou Lihong, Su Junqing, Dong Xiaowei, Shi Buqing, Sun Zhihua, Qian Maolu, Lu D., Liu Aiping. Controlling factors of hydrocarbon accumulation in the Termite rift basin, Niger. *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. P. 358—367.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Абдель Кадер Махаман Абасс — собрал материал для публикации, в том числе через запрос в Министерстве нефти Республики Нигер, систематизировал его, разработал концепцию статьи, подготовил рисунки для статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Чернова В.В. — переводила собранные материалы на русский язык, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Милосердова Л.В. — участвовала в написании текста статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mahaman Abass Abdel Kader — gathered the material for publication, including through an enquiry at the Ministry of Petroleum of the Republic of Niger, systematised it, conceptualised the article, prepared the figures for the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Viktoriya V. Chernova — translated the collected materials into Russian, prepared the text of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Lyudmila V. Miloserdova — participated in writing the text of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Махаман Абасс Абдель Кадер — аспирант ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия
e-mail: kadergama17@gmail.com
тел.: +7 (925) 850-91-18

Mahaman Abass Abdel' Kader — graduate student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia
e-mail: kadergama17@gmail.com
tel.: +7 (925) 850-91-18

Чернова Виктория Викторовна — лаборант ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия
e-mail: vikers17@mail.ru
тел.: раб.: +7 (499) 507-84-32
тел.: +7 (903) 315-47-38

Viktoriya V. Chernova — laboratory assistant, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia
e-mail: vikers17@mail.ru
tel.: +7 (499) 507-84-32; +7 (903) 315-47-38

Милосердова Людмила Вадимовна* — кандидат геолого-минералогических наук, доцент ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия
e-mail: miloserdova.l@gubkin.ru
тел.: раб.: +7 (499) 507-84-32
тел.: +7 (926) 216-77-96
SPIN-код: 9895-9703
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8173-2059>

Lyudmila V. Miloserdova* — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), docent, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia
tel.: +7 (499) 507-84-32; +7 (926) 216-77-96
e-mail: miloserdova.l@gubkin.ru
SPIN-code: 9895-9703
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8173-2059>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАСПИЙСКО-КАВКАЗСКОГО РЕГИОНА

П.А. ВОЛКОВА^{1,*}, Е.А. ЛАВРЕНОВА^{1,2}

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»

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

² ООО АСАП «Сервис»

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Эоценовые отложения рассматриваются в качестве одной из ключевых нефтематеринских толщ, формирующих углеводородный потенциал Южно-Каспийского бассейна. Результаты геохимических исследований на сопредельной суше показывают повсеместно высокие генерационные свойства эоценовых отложений, однако в пределах акватории Каспийского моря эти толщи залегают на значительных глубинах, не вскрыты скважинами и не изучены геохимическими методами. В этих условиях геохимические параметры эоценовых отложений акватории могут быть оценены лишь по аналогии с территориями сопредельной суши на основе установленных и прогнозируемых латеральных закономерностей и фациальной зональности палеобассейнов.

Цель. Выполнить палеогеографические реконструкции палеоэоценовых осадочных бассейнов Каспийско-Кавказского региона, проанализировать условия осадконакопления и формирования генерационных свойств эоценовых отложений, выполнить прогноз их геохимических характеристик, включая акваторию Южного Каспия.

Материалы и методы. В исследовании использованы данные опубликованных и фондовых крупно- и мелкомасштабных литолого-палеогеографических карт, результаты изучения вещественного состава и геохимических свойств пород, данные о фактической нефтегазонасности палеогенового интервала разреза. Выполненные в процессе работы палеогеографические реконструкции регионального уровня основаны на результатах изучения литолого-фациальных характеристик и разработанных авторами карт толщин пород. Полученные палеогеографические модели использованы для экстраполяции генерационных свойств и прогнозирования геохимических характеристик эоценовых отложений в пределах акватории Южного Каспия.

Результаты. Выполненные палеогеографические реконструкции позволили охарактеризовать основные особенности развития эоценовых осадочных бассейнов Каспийско-Кавказского региона, выделить крупные фациальные зоны осадконакопления, благоприятные для формирования нефтематеринских толщ. На основе совместного анализа палеогеографических и геохимических данных выполнен прогноз нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений и возможного диапазона их геохимических параметров в акватории Южного Каспия.

Заключение. Проведенное исследование показало, что нефтегазоматеринские свойства региональной эоценовой НГМТ контролируются ее фациальными особенностями. Карбонатные эоценовые отложения, сформированные в благоприятных восстановительных условиях мелководного бассейна, обладают высоким генерационным потенциалом и являются одним из ключевых источников жидких углеводородов в Каспийско-Кавказском регионе. В глубоководных впадинах эоценового бассейна с высокими скоростями осадконакопления, включая Южно-Каспийскую депрессию, прогнозируется ухудшение нефтегазоматеринских свойств отложений в результате разбавления терригенной составляющей органического вещества морского происхождения. Однако даже с учетом ухудшения начального генерационного потенциала пород в пределах современной акватории по сравнению с областями сопредельной суши существует высокая вероятность присутствия НГМТ с удовлетворительными свойствами в акватории Южного Каспия.

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

Ключевые слова: эоцен, НГМТ, резервуары, углеводороды, палеогеография, нефтегазо-носность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Волкова П.А., Лавренова Е.А. Палеогеографические обстановки формирования эоценовых отложений Каспийско-Кавказского региона. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):49—64. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-49-64> EDN: NLJYAS

Статья поступила в редакцию 28.11.2025

Принята к публикации 18.12.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

PALEOGEOGRAPHIC FORMATION CONDITIONS OF EOCENE DEPOSITS IN THE BLACK SEA–CAUCASUS REGION

POLINA A. VOLKOVA^{1,*}, ELENA A. LAVRENOVA^{1,2}

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

² *ASAP Service LLC
39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia*

ABSTRACT

Background. Eocene sediments are considered one of the key oil source strata that shape the hydrocarbon potential of the South Caspian Basin. Geochemical studies on adjacent land have confirmed the universally high generation properties of Eocene sediments. However, within the Caspian Sea, these strata occur at significant depths and have not been penetrated by wells or studied using geochemical methods. Under these conditions, the geochemical parameters of Eocene sediments in the basin can only be estimated by analogy with those in adjacent land areas, based on established and predicted lateral patterns and facies zonation of paleobasins.

Aim. To perform paleogeographic reconstructions of Paleocene–Eocene sedimentary basins in the Caspian–Caucasus region, analyze the sedimentation conditions and formation of the generation properties of Eocene sediments, and predict their geochemical characteristics, including in the South Caspian.

Materials and methods. The study employed data from published and archived large- and small-scale lithological and paleogeographic maps, rock composition and geochemical properties, as well as those on the actual petroleum potential of the Paleogene interval of the section. Regional-level paleogeographic reconstructions were developed based on lithofacies characteristics and rock thickness maps developed by the authors. The resulting paleogeographic models were used to extrapolate the generation properties and predict the geochemical characteristics of Eocene deposits within the Southern Caspian Sea.

Results. The paleogeographic reconstructions allowed us to characterize the main developmental features of Eocene sedimentary basins in the Caspian–Caucasus region and identify major sedimentation facies zones favorable for the formation of oil source strata. Based on a combined analysis of paleogeographic and geochemical data, a forecast of the petroleum source properties of Eocene sediments and the possible range of their geochemical parameters in the Southern Caspian Sea was made.

Conclusion. The conducted study demonstrated that the petroleum source properties of the regional Eocene source strata are controlled by its facies features. Carbonate Eocene sediments, formed under favorable reducing conditions in a shallow basin, possess a high generation potential and are a key source of liquid hydrocarbons in the Caspian–Caucasus region. In deep-water basins

of the Eocene basin with high sedimentation rates, including the South Caspian Depression, a deterioration in the petroleum source properties of sediments is predicted as a result of dilution of the terrigenous component of marine organic matter. However, even taking into account the deterioration of the initial generation potential of rocks within the modern water area compared to areas of adjacent land, there is a high probability of the presence of oil source strata with satisfactory properties in the water area of the South Caspian.

Keywords: Eocene, source rock, reservoirs, hydrocarbons, paleogeography, oil and gas potential

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

Financial disclosure: the study had no sponsorship.

For citation: Volkova P.A., Lavrenova E.A. Paleogeographic formation conditions of Eocene deposits in the Black sea–Caucasus region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):49–64. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-49-64> EDN: NLJYAS

Manuscript received 28 November 2025

Accepted 18 December 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Результаты геохимических исследований эоценовых отложений Кавказско-Крымского региона показывают, что они повсеместно характеризуются высоким генерационным потенциалом [6–8]. По данным Е.В. Вяткиной (2023) [5], в Восточном Предкавказье отложения могут являться источником сланцевых скоплений углеводородов. Палеоцен-эоценовая нефтематеринская толща, наряду с майкопской и среднемиоценовой, играет ключевую роль в формировании углеводородного потенциала Южно-Каспийского бассейна. В частности, исследования И.С. Гулиева и А.А. Фейзуллаева (2019) указывают на значительный углеводородный потенциал эоценовых отложений Южно-Каспийской впадины [10, 11]. В работе И.В. Золовой и др. (2016), изучавшей эоценовые отложения на территории Среднего Каспия и Северного Кавказа, они также рассматриваются в качестве нефтематеринских [13].

В акватории Каспийского моря эти отложения залегают на значительных глубинах и не вскрыты скважинами. В связи с отсутствием геохимической информации, характеризующей их генерационный потенциал в пределах акватории, соответствующие усредненные характеристики прогнозируются по аналогии с сопредельной сушей. При этом наиболее надежной является экстраполяция, которая учитывает латеральные неоднородности свойств пород, обусловленные фациальными различиями палеобассейна. Для проведения такой

экстраполяции необходимы палеогеографические реконструкции регионального уровня.

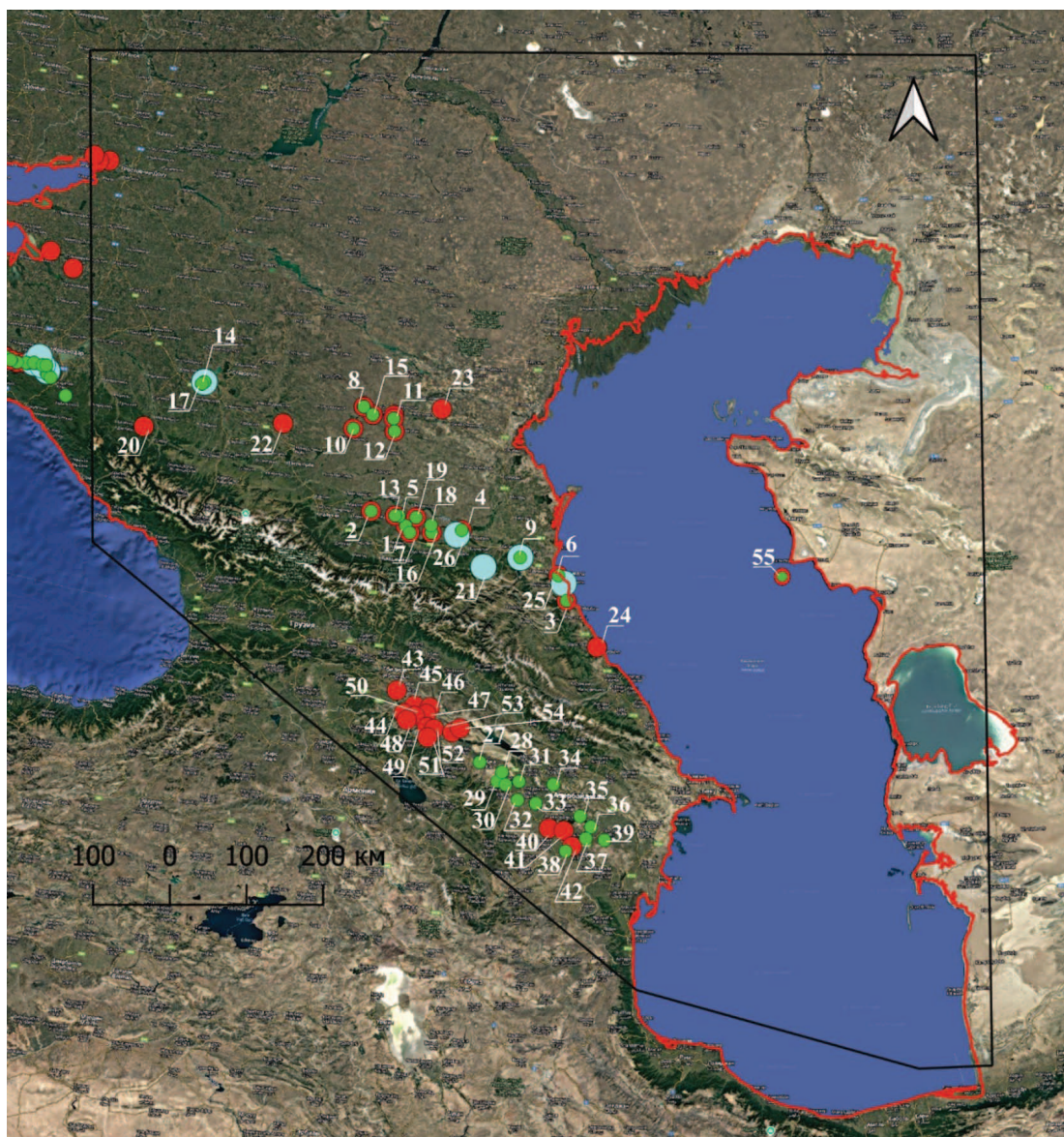
В связи с изложенным целью настоящей работы является выполнение палеогеографических реконструкций палеоцен-эоценовых осадочных бассейнов Каспийско-Кавказского региона, анализ условий осадконакопления эоценовых отложений, формирования их генерационных свойств, а также прогнозирование геохимических характеристик, в том числе в пределах акватории Южного Каспия.

Характеристика объекта исследования

Область исследования включает акваторию Каспия, также сопредельные территории России, Казахстана, Азербайджана и Туркменистана (рис. 1).

В структурно-тектоническом отношении изучаемая территория включает Скифскую и Туранскую плиты, граничащие на севере с Восточно-Европейской платформой. В западной части располагаются Каспийская система прогибов, Терско-Каспийский прогиб, Крымско-Кавказская орогенно-складчатая система. На юге область исследования охватывает складчато-орогенную систему Большого Кавказа, к которой примыкает Куринский межгорный прогиб [9, 16, 21] (рис. 2, табл. 1).

Эоценовые отложения входят в состав плитного чехла на всей исследуемой территории. В пределах изучаемого региона в составе палеогеновых отложений выделяются все три отдела системы.



Условные обозначения: Область исследования Современная береговая линия
 Установленная бурением продуктивность эоценовых отложений:
● нефть ● газ ● конденсат

Рис. 1. Обзорная схема области исследования

Цифрами обозначены площади разведочного бурения и месторождения: 1 — Алханчуртское, 2 — Ахловское, 3 — Ачи-Су, 4 — Брагунское, 5 — Горское (с Али-Юрт), 6 — Махачкала-Тарки, 7 — Серноводское, 8 — Чепановское, 9 — Шамхал-Булак, 10 — Архангельское (Ставропольский край), 11 — Ачикулакское, 12 — Лесное (Ставропольский край), 13 — Малгобек-Вознесенское-Алхазово, 14 — Николаевское, 15 — Прасковейское, 16 — Старогрозненское, 17 — Убеженское, 18 — Хаян-Кортювское, 19 — Эльдаровское, 20 — Баракаевское, 21 — Бенюйское, 22 — Веселовское, 23 — Восточно-Безводненское, 24 — Дагестанские Огни, 25 — Димитровское, 26 — Ильинское, 27 — Дальмамедлы, 28 — Борсуны, 29 — Казанбулаг, 30 — Аджабери, 31 — Гетакбоз, 32 — Мир-Башир, 33 — Ширванлы, 34 — Амирарх, 35 — Зардоб, 36 — Мурадханлы, 37 — Ширинкум, 38 — Ждановск, 39 — Мильская, 40 — Агджабеди, 41 — Агджабеди-восточный, 42 — Советляр, 43 — Рустави, 44 — Дамертепе-Удабно, 45 — Улайджак, 46 — Аладжиг, 47 — Гажидаг, 48 — Гырахкесаман, 49 — Кафландере, 50 — Мамедтене, 51 — Гауз-Казах, 52 — Хатунлы, 53 — Кейрюккейлан, 54 — Гюрзундаг, 55 — Ракушечное.

Fig. 1. Overview of the study area

The numbers indicate the exploration drilling areas and fields: 1 — Alkhanchurtskoye, 2 — Akhlovskoye, 3 — Achi-Su, 4 — Bragunskoye, 5 — Gorskoye (with Ali-Yurt), 6 — Makhachkala-Tarki, 7 — Sernovodskoye, 8 — Chepakovskoye, 9 — Shamkhal-Bulak, 10 — Arkhangelskoye (Stavropol region), 11 — Achikulakskoye, 12 — Lesnoye (Stavropol region), 13 — Malgobek-Voznesenskoye-Alkhozovo, 14 — Nikolaevskoye, 15 — Praskoveyskoye, 16 — Starogroznenskoye, 17 — Ubezhenkoye, 18 — Khayan-Kortovskoye, 19 — Eldarovskoye, 20 — Barakayevskoye, 21 — Benoyskoye, 22 — Veselovskoye, 23 — East Bezdvodenskoye, 24 — Dagestan Lights, 25 — Dimitrovskoye, 26 — Ilyinskoye, 27 — Dalmamedli, 28 — Borsunly, 29 — Kazanbulag, 30 — Ajaberi, 31 — Getakboz, 32 — Mir-Bashir, 33 — Shirvanly, 34 — Amirarch, 35 — Zardob, 36 — Muradkhanly, 37 — Shirinkum, 38 — Zhdanovsk, 39 — Milskaya, 40 — Agjabedi, 41 — Agjabedi-East, 42 — Sovetlyar, 43 — Rustavi, 44 — Damertepe-Udabno, 45 — Ulaydzhak, 46 — Alajig, 47 — Gazhidag, 48 — Gyrahkesaman, 49 — Kaflander, 50 — Mamedtepe, 51 — Gauz-Kazakh, 52 — Khatunly, 53 — Keyryukkeylan, 54 — Gyurzundag, 55 — Rakushechnoye.

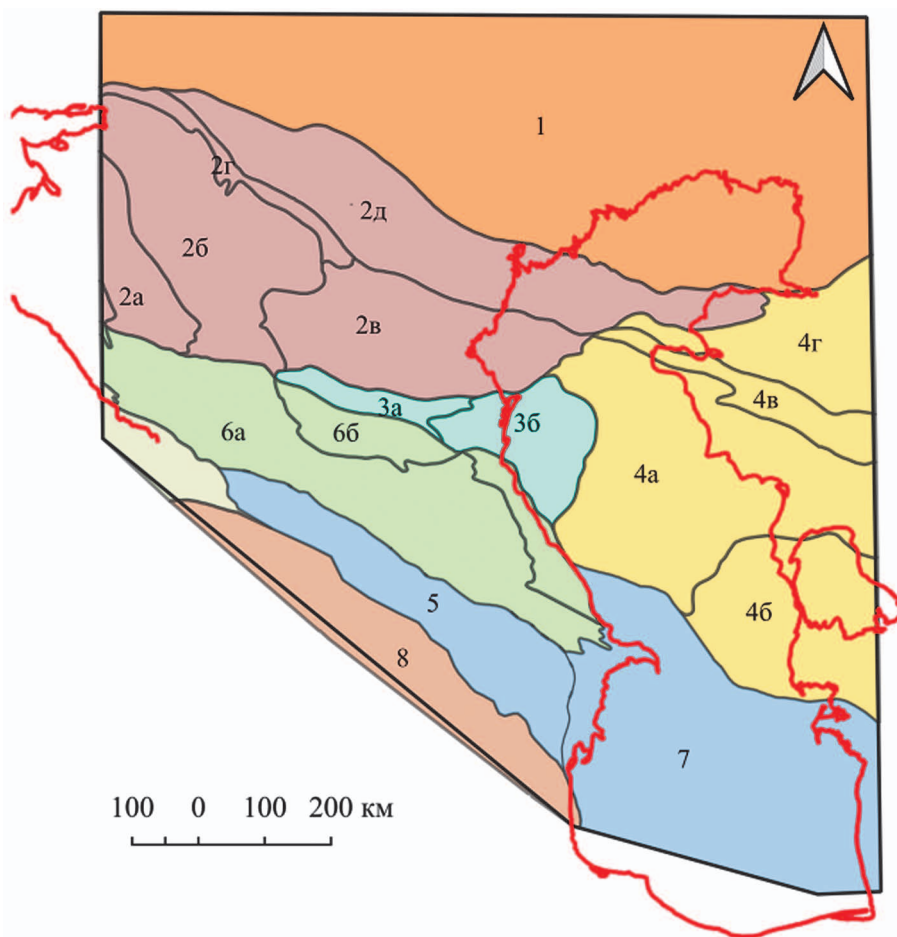


Рис. 2. Карта структурных элементов Каспийского региона (по: В.Ю. Керимов и др., 2022).

Fig. 2. Map of the structural elements of the Caspian region (based on: V.Yu. Kerimov et al., 2022)

Эоцен разделяется на нижний, средний и верхний отделы.

На территории Центрального и Восточного Предкавказья нижний эоцен представлен глинистыми и глинисто-мергельными разностями черкесской свиты и свиты Горячего ключа. В Грузии, в области междуречья Куры и северо-восточного склона Тriaлетского хребта, а также

в строении Аджаро-Имеретинского хребта нижний эоцен слагает флишевая боржомская свита, состоящая из мощной толщи туфогенных терригенно-карбонатных пород и глинистых сланцев. Мощность отложений варьирует от 2000 м (При-тбилисский район) до 120—200 м (Кировабадский и Мурадханлинский районы). В Азербайджане, на территории Евлах-Агджабединского прогиба

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

Таблица 1. Классификация и номенклатура структурных элементов Каспийского региона
Table 1. Classification and nomenclature of structural elements of the Caspian region

Субглобальные	Надрегиональные	Региональные
Восточно-Европейская платформа (1)		
Юго-Евразийский пояс подвижных платформ и плит	Скифская плита	Азовская синеклиза (2а) Ростовско-Ставропольская система поднятий/антеклиза (2б) Западно-Прикаспийская синеклиза (2в) Тузлов-Манычская система прогибов (2г) Кряж Карпинского (2д) Терский прогиб (3а) Сулакский прогиб (3б)
	Терско-Каспийский прогиб	
	Южно-Каспийская впадина (7)	
Альпийский орогенно-складчатый пояс (8)	Туранская плита	Среднекаспийско-Мангышлакская синеклиза (4а) Северо-Туркменская система поднятий (антеклиза) (4б) Мангыстау-Центрально-Устюртская зона поднятий (4в) Арало-Устюртская синеклиза (4г)
	Риони-Куринский межгорный прогиб	Куринский прогиб (5)
	Крымско-Кавказская Орогенно-складчатая система	Мегантиклинорий Большого Кавказа (6а) Восточно-Кавказский форланд (складчатый борт Терско-Каспийского прогиба) (6б)

и площади Дальмамедли, отложения нижнего эоцена представлены глинистыми фациями. В Туркменистане нижний эоцен представлен чалджинской и ипрской свитами, сложенными карбонатно-терригенными отложениями.

Средний эоцен на территории Центрального и Восточного Предкавказья сложен кумской (битуминозные мергели, глинистые известняки) и керестинской (терригенно-карбонатные отложения) свитами. Кумская свита в этом районе представлена микрослоистыми коричневатыми мергелями с толщинами до 60 м. В направлении Терско-Каспийского прогиба, включая Предгорный Дагестан, мощность битуминозных сланцев кумской свиты уменьшается до 30 м [20]. В области правобережья р. Куры, северо-восточного склона Триалетского хребта, Аджаро-Имеретинского хребта и г. Мцхета широко развита одноименная мцхетская туфогенная свита. В северо-западной части Азербайджана, на территории Ажаро-Триалетской складчатой системы, среднеэоценовые отложения представлены туфовыми и терригенно-карбонатными фациями.

В Туркменистане на побережье (район Туаркыра, полуострова Туркменбаши, Прикарабогазья, Большого и Малого Балхана) отложения среднего эоцена представлены кошагырской, обойской, эзетской и кендерлинской свитами, которые сложены терригенно-карбонатными отложениями.

Верхний эоцен в Центральном и Восточном Предкавказье изучен в составе белоглинской свиты. Отложения представлены преимущественно глинисто-карбонатными комплексами, среди которых доминируют мергели и глинистые известняки. В целом верхнеэоценовая толща отличается выдержанностью литологического состава и сложена преимущественно мергелями и глинистыми известняками, реже глинистыми породами. Породы характеризуются трещиноватостью и локальным развитием тонкоплитчатых текстур (Прасковейская площадь). В Грузии верхнеэоценовые песчано-глинистые нумуллитовые отложения входят в состав тбилисской нумуллитовой свиты и навтлугской (глинисто-мергельной). В междуречье Куры и Иори (в бортовой части Иори-Аджиноурского прогиба) верхнеэоценовые

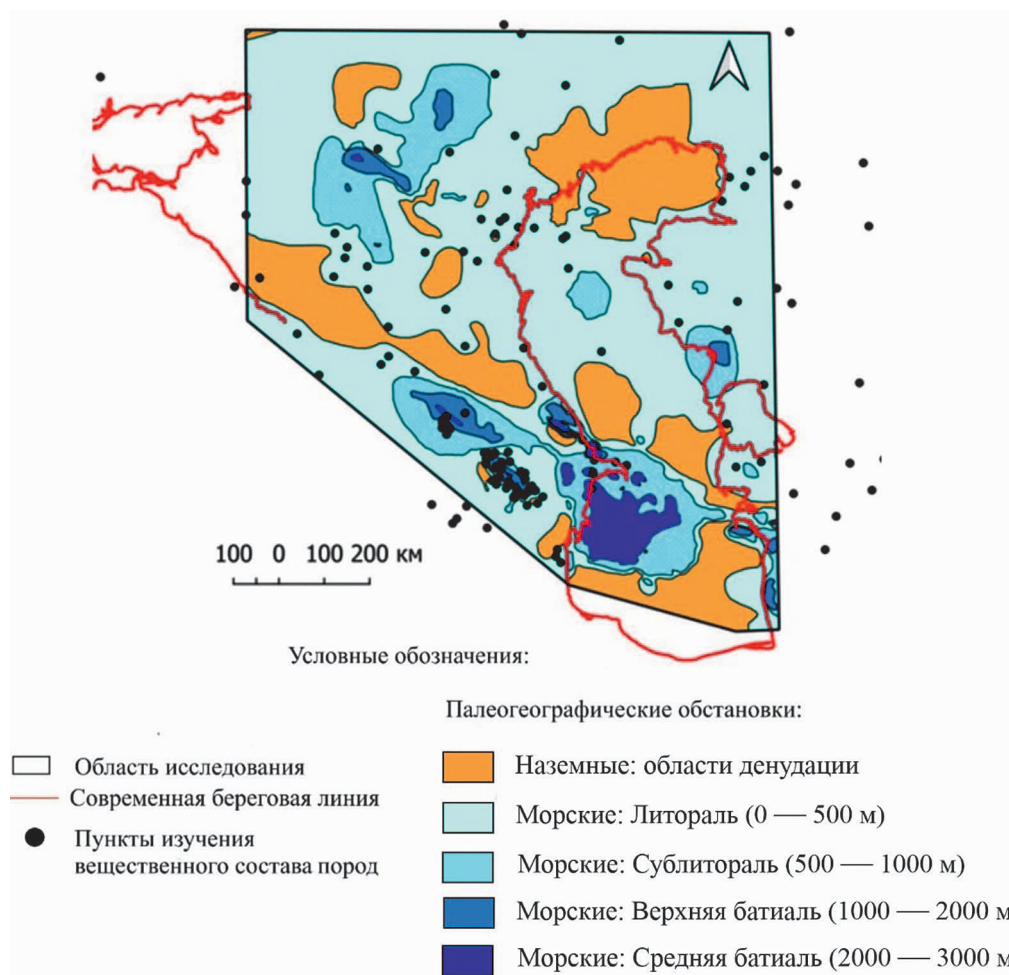


Рис. 3. Палеогеография Каспийского региона в эоцене
Fig. 3. Paleogeography of the Caspian region in the Eocene

фациальных зон и реконструировать обстановки осадконакопления в региональном масштабе.

Результаты

В начале палеогена на фоне сокращения океана Тетис в регионе произошла обширная регрессия, которая сопровождалась обмелением существовавших ранее бассейнов. В конце палеоцена эти процессы замедлились и с середины эоцена началось увеличение площади морских бассейнов в сторону Урала и Центрального Казахстана [1].

В ходе реконструкции палеогеографических обстановок установлено, что значительная часть области исследования в эоценовое время представляла собой мелководный шельф (рис. 3). Наиболее глубоководные впадины развивались на юге: на территории современной Южно-Каспийской впадины и сопредельного Закавказья. От бассейна, располагавшегося в пределах Скифской и Туранской

плит, Восточно-Европейской платформы они отделялись островной сушей, связанной с альпийской складчатостью. Континентальные области, по-видимому, обрамляли Южно-Каспийскую впадину с юга и юго-запада.

Довольно крупная континентальная область охватывала весь Северный Каспий и часть сопредельной и территории Восточно-Европейской платформы (рис. 4).

Толщины палеоцен-эоценовых отложений в пределах изучаемой территории варьируют от 0 до 3 км, но в основном не превышают 1 км (рис. 4а). Повышенные значения толщин, достигающие 2—3 км, приурочены к относительно глубоководным впадинам.

На большей части изучаемой территории в палеоцене-эоцене осадконакопление происходило с невысокими скоростями, которые в основном не превышали 10 м/млн лет (рис. 4б). В отдельных

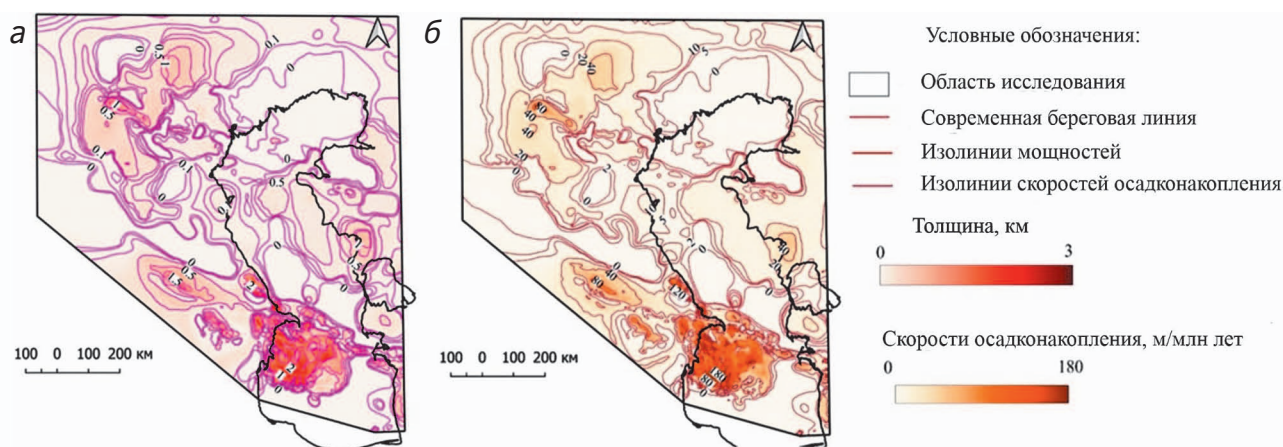


Рис. 4. Особенности распределения эоценовых отложений Каспийского региона: а — карта толщин эоценовых отложений; б — карта скорости осадконакопления эоценовых отложений

Fig. 4. Features of the distribution of Eocene deposits in the Caspian region: а — map of the thickness of Eocene deposits; б — map of the sedimentation rate of Eocene deposits

депоцентрах, выделяемых в Центральном Предкавказье, а также в Закавказье скорости достигали 40 и даже 80 м/млн лет. Максимальные скорости, соответствующие лавинной седиментации (до 180 м/млн лет), отмечаются в пределах Южно-Каспийской впадины (рис. 4б).

В результате проведенного исследования в пределах изучаемой территории выделены крупные фациальные зоны (рис. 5), вытянутые в направлении северо-восток — юго-запад и последовательно сменяющие друг друга в восточном направлении от преимущественно терригенной седиментации на западе через карбонатную, терригенно-карбонатную к карбонатно-терригенной — на востоке. Эти зоны в некоторых областях не имеют четких границ, «проникая друг в друга», формируя, таким образом, зональные неоднородности фациального состава.

Зона карбонатного осадконакопления охватывает Центральное Предкавказье и большую часть Скифской плиты. В западной части Туранской плиты и Терско-Каспийском прогибе происходит плавная смена фаций на карбонатно-терригенные и далее на терригенно-карбонатные — в восточной части Туранской плиты, Среднем и Северном Каспии. Обширная зона терригенного осадконакопления располагается в центральной части Южно-Каспийской впадины. Она обрамляется терригенно-карбонатной и карбонатно-терригенной фациальными зонами.

Как показали проведенные исследования, латеральное распределение выделенных фациальных зон не связано с палеогеографическими доменами (рис. 3, 5), что, возможно, обусловлено

влиянием локальных климатических факторов, особенностями гидродинамического режима водоемов, удаленностью источников сноса осадочного материала, а также объемами поставки в бассейн терригенной составляющей осадочного материала.

С использованием собранной базы данных результатов геохимических исследований изучены зависимости геохимических свойств эоценовых отложений от палеогеографических условий их формирования, а также фациальных обстановок осадконакопления.

Сравнение распределения $C_{орг}$ в отложениях различных палеогеографических доменов показало близкие медианные значения в областях литорали и сублиторали, которые составляют 1,20 и 1,15% соответственно (рис. 6а). При этом распределение органического углерода в отложениях литорали характеризуется высокой дисперсией, что может указывать на высокую динамичность среды осадконакопления. В целом результаты статистического анализа показали отсутствие влияния палеогеографии на содержание $C_{орг}$ в осадках в пределах изучаемого региона. При этом отмечаются различия в содержании органического углерода в отложениях, приуроченных к выделенным фациальным зонам. Так, карбонатные фации характеризуются повышенным по сравнению с остальными (рис. 6б) содержанием $C_{орг}$ и низкой дисперсией. В карбонатных отложениях отмечается увеличение значений водородного индекса, который в среднем составляет 300 мг УВ/г ТОС. Для остальных фациальных зон этот показатель ниже — 220 мг УВ/г ТОС.

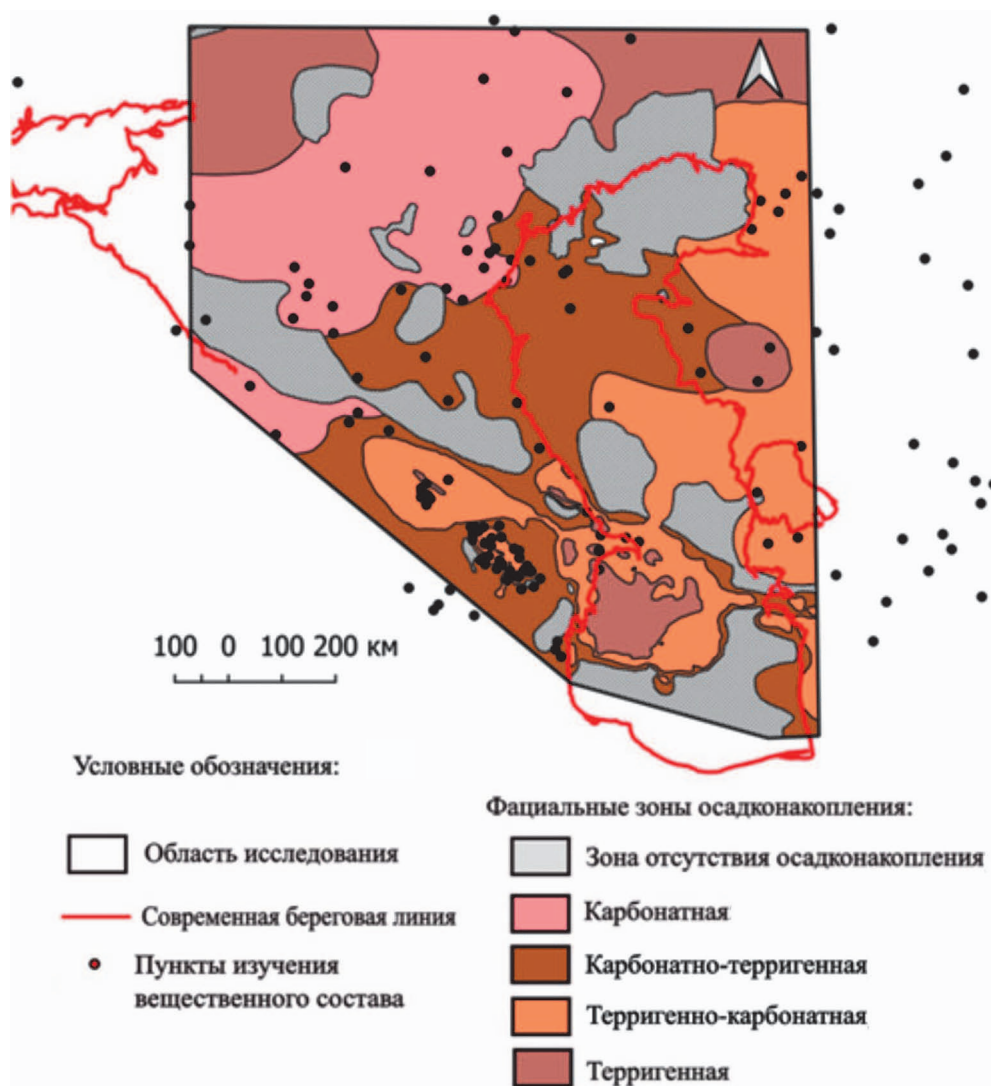


Рис. 5. Фациальная зональность эоценовых отложений Каспийского региона
Fig. 5. Facies zonation of Eocene deposits of the Caspian region

С учетом полученных статистических зависимостей подготовлена прогнозная карта нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений (рис. 7).

Обсуждение результатов

Выполненные палеогеографические реконструкции показали, что на территории Крымско-Кавказского региона в палеоцене-эоцене существовал обширный морской бассейн. На большей его части преобладали мелководные условия, где происходило накопление карбонатных, терригенно-карбонатных и карбонатно-терригенных отложений с невысокими (до 10 м/млн лет) скоростями. Эти результаты согласуются с выводами О.О. Лукановой (2011), полученными

на основе геохимических данных, о том, что осадконакопление палеоцен-эоценовых отложений Предкавказья происходило в шельфовом бассейне с чередованием мелководных и более глубоководных обстановок в условиях практически полного отсутствия тектонических движений. К аналогичному выводу приходит и Л.Р. Клавдиева (2007) на основании изучения геодинамических движений по данным скважин. В своем исследовании она показывает, что палеоцен-эоценовые отложения Предкавказья формировались в морском платформенном бассейне на южной окраине Скифской плиты. По данным Л.Р. Клавдиевой (2007), тектоническое погружение в этот период происходило с невысокими скоростями: в среднем

Палеогеографические обстановки формирования эоценовых отложений Каспийско-Кавказского региона

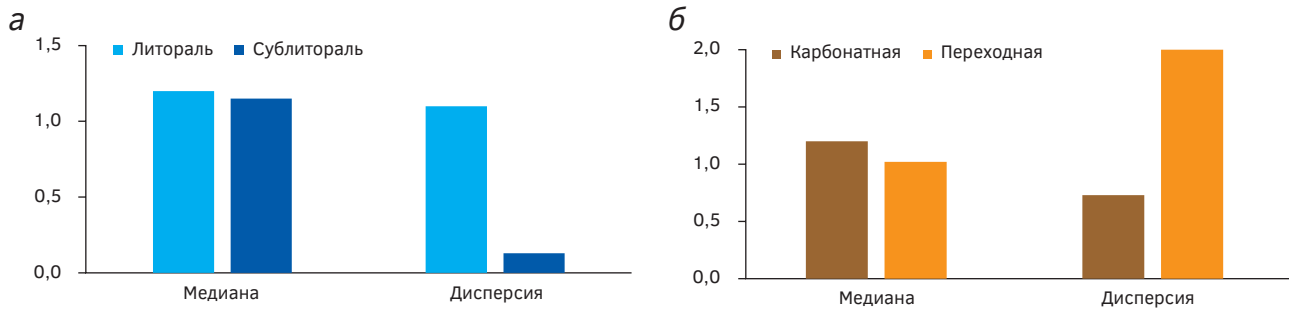


Рис. 6. Расчетные параметры статистических характеристик содержания органического углерода: а — в зависимости от палеогеографических обстановок; б — в зависимости от фациальных обстановок
Fig. 6. Calculated parameters of statistical characteristics of organic carbon content: a — depending on paleogeographic settings; б — depending on facies settings

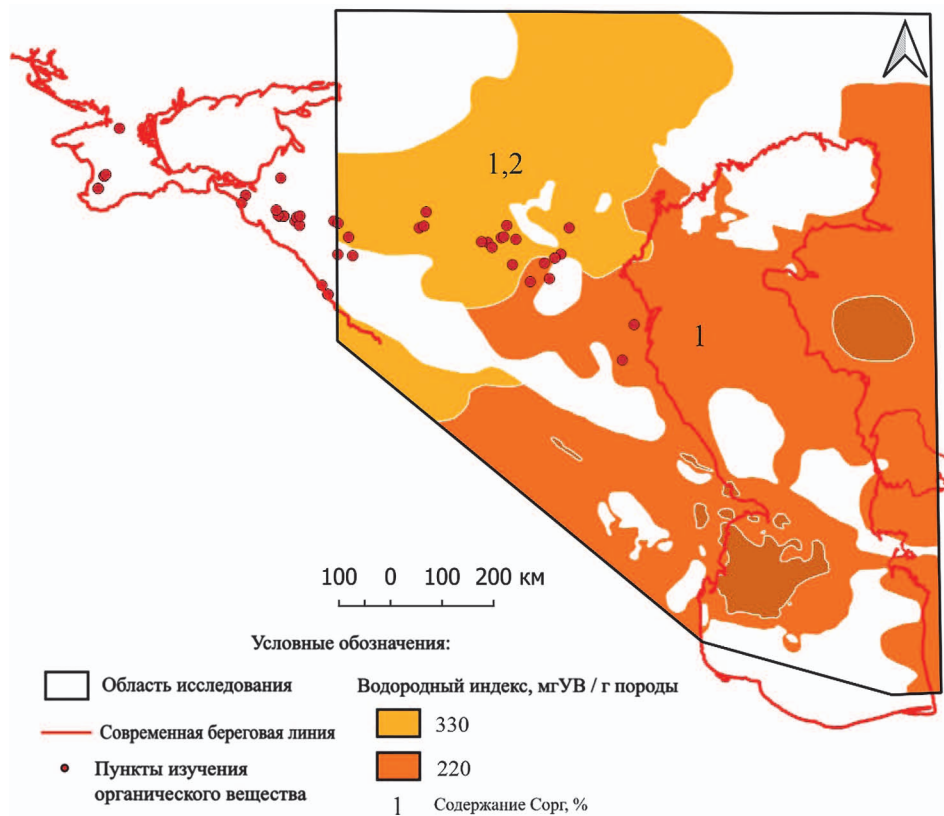


Рис. 7. Карта распространения нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений Каспийского региона
Fig. 7. Map of the distribution of oil and gas source properties of Eocene sediments of the Caspian region

20—50 м/млн лет в Западном и Центральном Предкавказье и около 10 м/млн лет в Восточном Предкавказье, причем в эоценовое время отмечено усиление погружения западных и центральных сегментов. В работе Ш.М. Мурзина (2010) указывается, что в акватории среднего и частично Северного Каспия палеоцен-эоценовые отложения представлены морскими терригенно-карбонатными толщами, формирование которых

происходило в рамках длительного этапа юрско-миоценового осадконакопления при относительно спокойном тектоническом режиме.

На фоне преобладающих мелководных условий небольшие глубоководные впадины со скоростями осадконакопления, достигающими 80 м/млн лет, располагались в пределах современной территории Центрального Предкавказья и Азербайджана. Наиболее крупная и глубоководная депрессия

существовала в южной части акватории Каспия. Скорости осадконакопления здесь достигали 180 м/млн лет. Э.В. Чиковани (1974), изучавшей эоценовые отложения междуречья Иори и Куры, а также сопредельной территории Западного Азербайджана, также выделяет в пределах Среднекуруинской впадины активно прогибающийся в эоцене морской шельфовый бассейн, где в раннем эоцене накапливались терригенно-карбонатные песчано-алевролитовые и песчано-мергельные толщи, а в среднем эоцене, на фоне усиления вулканизма и тектонической активности, — туфогенно-терригенные и терригенно-карбонатные комплексы. Верхнеэоценовый разрез также содержит значительную долю вулканогенных образований. В исследовании Э.М. Бугровой (2009) указано, что мелководный морской бассейн нормальной солености в эоцене существовал в Северном и Северо-Западном Туркменистане, Восточном Копетдаге и Балханах. Восточное побережье Туркменистана в начале эоцена представляло собой шельфовый бассейн с небольшими впадинами. К их числу относится Огурчинская впадина, отделявшаяся от Южно-Каспийской эоценовой депрессии суши.

Спокойный гидродинамический режим, существовавший на большей части эоценового бассейна, в сочетании с теплым климатом способствовали ограничению циркуляции вод и формированию восстановительных и резко восстановительных обстановок [19, 20, 24, 25], накоплению и сохранению органического вещества в осадках. Эти факторы также обусловили увеличение доли карбонатной составляющей в отложениях, что объясняет установленную в рамках настоящего исследования положительную корреляцию между увеличением карбонатности отложений и улучшением их геохимических характеристик. При этом в депоцентрах выделенных впадин на фоне более интенсивного тектонического погружения и поставки большого количества осадочного материала с сопредельной суши накапливались терригенные и карбонатно-терригенные фации. Вероятно, увеличение вклада терригенной составляющей обусловило ухудшение нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений. Присутствие вулканитов в составе отложений также негативно сказалось на их свойствах. Так, Е.Ю. Трацевская и др. (2025) объясняет присутствием вулканитов в составе отложений ухудшение геохимических характеристик эоценовой толщи восточного побережья Туркмении, несмотря на широкое развитие карбонатного осадконакопления. В качестве

дополнительного негативного фактора она приводит регрессию, которая произошла здесь в конце эоцена.

Анализ опубликованных материалов геохимических исследований показал, что в пределах Каспийско-Кавказского региона эоценовая толща является региональной нефтегазоматеринской толщей (НГМТ) [11, 12, 14, 15, 20, 22—26]. При этом карбонатные отложения характеризуются высокими значениями $S_{орг.}$ (более 1%), водородным индексом (более 300 мг УВ/г породы), что соответствует керогену II типа и указывает на высокий генерационный потенциал на жидкие УВ. В терригенно-карбонатных и карбонатно-терригенных разностях среднее значение водородного индекса составляет 220 мгУВ/г породы, что соответствует II—III типу керогена.

Геохимические свойства эоценовых отложений Южного Каспия не изучены. Однако, согласно данным А.Ш. Рустамова (2018), кумская свита на территории Айзербайджана и р. Куры характеризуется хорошим генерационным потенциалом: содержание $S_{орг.}$ варьирует от 1,8 до 11%, водородный индекс достигает 600 мг УВ/г породы. Поэтому, даже с учетом прогнозируемого по результатам настоящего исследования ухудшения нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений в акватории, существует высокая вероятность наличия эоценовой НГМТ с удовлетворительными свойствами в пределах Южного Каспия.

Заключение

Проведенное исследование показало, что нефтегазоматеринские свойства региональной эоценовой НГМТ контролируются ее фациальными особенностями. Карбонатные эоценовые отложения, сформированные в благоприятных восстановительных условиях мелководного бассейна, обладают высоким генерационным потенциалом и являются одним из ключевых источников жидких углеводородов в Каспийско-Кавказском регионе. В глубоководных впадинах эоценового бассейна с высокими скоростями осадконакопления, включая Южно-Каспийскую депрессию, прогнозируется ухудшение нефтегазоматеринских свойств отложений в результате разбавления терригенной составляющей органического вещества морского происхождения. Другим фактором, негативно влияющим на геохимические свойства НГМТ, является присутствие вулканитов в составе толщи. Это позволяет прогнозировать ухудшение генерационных свойств эоценовых

отложений в районах активной вулканической деятельности.

Экстраполяция геохимических характеристик эоценовой НГМТ с сопредельной суши с учетом установленных фациальных трендов позволяет прогнозировать присутствие НГМТ с удовлетворительными свойствами в акватории Южного Каспия. При этом проведение аналогии генерационных свойств богатой карбонатной эоценовой НГМТ Центрального и Восточного Предкавказья с отложениями Южно-Каспийской впадины представляется необоснованным и приведет к завышению объемов генерации и эмиграции углеводородов

при проведении оценки перспектив нефтегазоносности.

Подготовленная прогнозная карта нефтегазоматеринских свойств эоценовых отложений Каспийско-Кавказского региона, учитывающая региональные закономерности формирования начального генерационного потенциала толщи, обусловленные фациальными обстановками, является надежной основой для проведения дальнейших нефтегазогеологических исследований в регионе даже в тех областях, где пока отсутствуют результаты прямого изучения геохимических свойств пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедов Н.А. и др. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Масштаб 1:2 500 000. Республика Казахстан: Научно-исследовательский институт природных ресурсов ЮГГЕО, 2002. 91 с. (36 л.): цв.
2. Бугрова Э.М. Палеоген Туркменистана (обновленная схема зонального расчленения и корреляции). Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. № 4. С. 1—32.
3. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1973. 256 с.
4. Бочкарев А.В., Цыбульская Н.И. и др. Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья Ракушечного месторождения по состоянию на 01.11.2010. Астрахань, 2010. Ч. 1. 139 с.
5. Вяткина Е.В., Лавренова Е.А., Левицкая М.С., Серикова У.С. Перспективы нефтегазоносности эоцен-палеоэоценовых отложений Каспийско-Каспийского региона по результатам бассейнового анализа и численного моделирования. Известия вузов. Геология и разведка. 2023. № 1. С. 43—54.
6. Вяткина Е.В. Кумская свита Восточного Предкавказья как источник «сланцевых» углеводородов. Нефть и газ — 2024: тезисы докладов 78-й Международной молодежной научной конференции, Москва, 22–26 апреля 2024 г. М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2024. С. 58—59.
7. Вяткина Е.В., Лавренова Е.А. Оценка углеводородного потенциала нетрадиционных источников эоцена Каспийского региона. Новые идеи в науках о Земле — 2025. 3—4 апреля 2025 г. М.: МГРИ, 2025. Т. 4. С. 105—108.
8. Вяткина Е.В., Сагдеев Р.Р., Шатыров А.К. Условия формирования и распространения «сланцевых» скоплений углеводородов в Каспийско-Каспийском регионе по результатам численного бассейнового моделирования. Новые идеи в науках о Земле — 2023. 6—7 апреля 2023 г. М.: МГРИ, 2023. С. 314—317.
9. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. 342 с.
10. Гулиев И.С., Кляцко Н.В., Мамедова С.А., Сулейманова С.Ф. Нефтегазопродуцирующие и коллекторские свойства отложений Южно-Каспийской впадины. Литология и полезные ископаемые. 1992. № 2. С. 110.
11. Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А. Изотопный состав углерода нефтей Южно-Каспийской мегавпадины // Труды АН Азербайджана. Баку, 2019.
12. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007.
13. Золова И.В., Шлыгин Д.А. и др. Нефтегазоматеринские отложения Среднего Каспия и его обрамления (Средне-Каспийский нефтегазоносный бассейн). Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. 2016. № 66. С. 56—59.
14. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Джавадова А.С., Мустаев Р.Н., Гурбанов В.Ш. Сланцевые нефтегазовые системы Южно-Каспийской впадины. Earth Sciences. 2024. № 2. С. 123—140.
15. Клавдиева Н.В. Тектоническое погружение Предкавказских краевых прогибов в кайнозой: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007.
16. Колотухин А.Т., Логинова М.П. Нефтегазоносные бассейны России и СНГ: учебно-методическое пособие для студентов геологического факультета. Саратов: Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, 2008. 427 с.
17. Мелихов В.Н., Ларичев А.И., Золотов А.П. Международный научно-исследовательский проект «ГИС-атлас карт геологического содержания Каспийского региона»: результаты и перспективы разведки на нефть и газ. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 4. 67 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/42_2021.html (дата обращения: 19.10.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/42_2021

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

18. Микерина Т.Б. Нефтеобразование в эоценовых отложениях Западного Предкавказья. Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 1. С. 61—72.
19. Мурзин Ш.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Среднего и Северного Каспия: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2010.
20. Луканова О.О. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Краснодар, 2011. 168 с.
21. Разработка концепции формирования и технологий прогнозирования традиционных скоплений углеводородов и скоплений углеводородов в низкопроницаемых сланцевых толщах на основе исследования структурно-геодинамических и углеводородных систем Черноморско-Каспийского региона современными геолого-геохимическими методами и численным бассейновым моделированием с целью эффективного и экологически безопасного освоения ресурсов углеводородов: отчет о НИР (промежуточный этап, 2): Пер. № НИОКТР АААА-А20-120092590017-4. Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ); рук. В.Ю. Керимов. М., 2022.
22. Трацевская Е.Ю., Верутин М.Г. Геология Туркменистана. Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2025. 110 с.
23. Чиковани Э.В. Палеогеновые образования между речья Куры и Иори, прилегающих районов Азербайджана и перспективы поисков в них нефтегазовых залежей: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Баку, 1984. 210 с.
24. Юсубов Н.П. Эоцен-майкопская углеводородная система Среднекуринской и Южно-Каспийской впадин. ANAS Transactions. Earth Sciences. Special Issue. 2023. P. 102—105.
25. Beniamovskii V., Shcherbinina E., Gontsharova I. Middle Eocene transgressions in the Eastern Paratethys: Biostratigraphy and palaeogeography. Stratigraphy and Geological Correlation. 2003. Vol. 11, No. 2. P. 162—180.
26. Rustamov A.Sh. Eocene Source Rocks in the Rioni and Kura Basins, Georgia and Azerbaijan: Geochemical Characteristics and Petroleum Potential. Unpublished Thesis, Montanuniversität Leoben, 2018. 87 p.

REFERENCES

1. Akhmedov N.A., et al. Atlas of lithological-paleogeographic, structural, palinspastic, and geoeological maps of Central Eurasia. Scale 1:2,500,000. Republic of Kazakhstan: Research Institute of Natural Resources YUGGEO, 2002. 91 p. (36 leaves): color (In Russ.).
2. Bugrova E.M. Paleogene of Turkmenistan (updated scheme of zonal subdivision and correlation). Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2009. No. 4. P. 1—32 (In Russ.).
3. Burshtar M.S. Fundamentals of the Theory of Oil and Gas Deposit Formation. Moscow: Nedra, 1973. 256 p. (In Russ.).
4. Bochkarev A.V., Tsybul'skaya N.I., et al. Operational Estimate of Hydrocarbon Reserves of the Rakushechnoye Field as of November 1, 2010. 2010. Part 1. 139 p. (In Russ.).
5. Vyatkina E.V., Lavrenova E.A., Levitskaya M.S., Serikova U.S. Oil and Gas Prospects of Eocene-Paleocene Deposits of the Black Sea-Caspian Region Based on the Results of Basin Analysis and Numerical Modeling. News of Universities. Geology and Exploration. 2023. No. 1. P. 43—54 (In Russ.).
6. Vyatkina E.V. The Kuma Formation of the Eastern Ciscaucasia as a Source of Shale Hydrocarbons. Oil and Gas — 2024: Abstracts of the 78th International Youth Scientific Conference, Moscow, April 22—26, 2024. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2024. P. 58—59 (In Russ.).
7. Vyatkina E.V., Lavrenova E.A. Assessment of the Hydrocarbon Potential of Unconventional Eocene Sources in the Caspian Region. New Ideas in Earth Sciences — 2025. April 3—4, 2025. Moscow: MGRI, 2025. Vol. 4. P. 105—108 (In Russ.).
8. Vyatkina E.V., Sagdeev R.R., Shatyrov A.K. Conditions of Formation and Distribution of “Shale” Hydrocarbon Accumulations in the Black Sea-Caspian Region Based on the Results of Numerical Basin Modeling. New Ideas in Earth Sciences — 2023. April 6—7, 2023. Moscow: MGRI, 2023. P. 314—317 (In Russ.).
9. Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional Geology and Oil and Gas Potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 2004. 342 p. (In Russ.).
10. Guliev I.S., Klyatsko N.V., Mamedova S.A., Suleimanova S.F. Oil and Gas Producing and Reservoir Properties of Sediments of the South Caspian Basin. Lithology and Useful Fossils. 1992. No. 2. P. 110 (In Russ.).
11. Guliyev I.S., Feyzullaev A.A. Carbon Isotope Composition of Oils from the South Caspian Megadepression. Azerbaijan Academy of Sciences. 2019 (In Russ.).
12. Distanova L.R. Geochemistry of Organic Matter in Eocene Sediments: A Case Study of the Kuma Formation of the Crimean-Caucasus Region: Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dis. Moscow, 2007 (In Russ.).
13. Zolova I.V., Shlygin D.A., et al. Oil and Gas Source Deposits of the Middle Caspian and Its Framing (Middle Caspian Oil and Gas Basin). Transactions of the Institute of Geology, Dagestan Scientific Center, Russian Academy of Sciences. 2016. No. 66. P. 56—59 (In Russ.).
14. Kerimov V.Yu., Guliyev I.S., Dzhavadova A.S., Mustaev R.N., Gurbanov V.Sh. Shale Oil and Gas

- Systems of the South Caspian Basin. Earth Sciences. 2024. No. 2. P. 123—140 (In Russ.).
15. Klavdieva N.V. Tectonic Subsidence of the Ciscaucasian Foredeep in the Cenozoic: Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dis. Moscow, 2007 (In Russ.).
 16. Kolotukhin A.T., Loginova M.P. Oil and Gas Basins of Russia and the CIS: A Study Guide for Students of the Geological Faculty. Saratov: Saratov State University named after N.G. Chernyshevsky, 2008. 427 p. (In Russ.).
 17. Melikhov V.N., Larichev A.I., Zolotov A.P. International research project “GIS atlas of geological content maps of the Caspian region”: results and prospects for oil and gas exploration. Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2021. Vol. 16. No. 4. 67 p. (In Russ.). URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/42_2021.html (accessed: 19.10.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/42_2021
 18. Mikerina T.B. Oil formation in Eocene deposits of the Western Ciscaucasia. Geology, Geography and Global Energy. 2013. No. 1. P. 61—72 (In Russ.).
 19. Murzin Sh.M. Geological Structure and Oil and Gas Potential of the Middle and Northern Caspian: Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dis. Moscow, 2010 (In Russ.).
 20. Lukanova O.O. Geological and Geochemical Conditions of Oil and Gas Potential of Paleocene-Eocene Deposits of the Central and Eastern Ciscaucasia: Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dis. Krasnodar, 2011. 168 p. (In Russ.).
 21. Development of a concept for the formation and technologies for forecasting traditional hydrocarbon accumulations and hydrocarbon accumulations in low-permeability shale formations based on the study of structural-geodynamic and hydrocarbon systems of the Black Sea-Caspian region using modern geological-geochemical methods and numerical basin modeling for the purpose of efficient and environmentally safe development of hydrocarbon resources: R&D report (intermediate stage, 2); Reg. No. NIOKTR AAAA-A20-120092590017-4. Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; head. V.Yu. Kerimov. M., 2022 (In Russ.).
 22. Tratsevskaya E. Yu., Verutin M. G. Geology of Turkmenistan. Gomel: F. Skorina State University, 2025. 110 p. (In Russ.).
 23. Chikovani E. V. Paleogene formations of the Kura and Iori interfluvial, adjacent regions of Azerbaijan and prospects for oil and gas deposits in them: Diss. ... Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dis. Baku, 1984. 210 p. (In Russ.).
 24. Yusubov N.P. Eocene–Maikop hydrocarbon system of the Middle Kura and South Caspian depressions. ANAS Transactions. Earth Sciences. Special Issue. 2023. P. 102—105 (In Russ.).
 25. Beniamovski V., Shcherbinina E., Gontsharova I. Middle Eocene transgressions in the Eastern Paratethys: Biostratigraphy and palaeogeography. Stratigraphy and Geological Correlation. 2003. Vol. 11, No. 2. P. 162—180.
 26. Rustamov A.Sh. Eocene Source Rocks in the Rioni and Kura Basins, Georgia and Azerbaijan: Geochemical Characteristics and Petroleum Potential. Unpublished Thesis, Montanuniversität Leoben, 2018. 87 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Волкова П.А. — внесла основной вклад в сбор, обобщение и анализ геохимической, геолого-геофизической информации, подготовку баз данных, палеогеографических карт и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лавренова Е.А. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, выполняла ее редакцию, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Polina A. Volkova — made the main contribution to the collection, generalization and analysis of geochemical, geological and geophysical information, preparation of databases, paleogeographic maps and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elena A. Lavrenova — made the main contribution to the development of the concept of the article, carried out its editorial, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волкова Полина Александровна* — аспирантка 2-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: Polli12volkova639@gmail.com
тел.: +7 (900) 141-34-08
SPIN-код: 9972-1294
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8247-2720>

Polina A. Volkova* — 2nd year postgraduate student of 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: Polli12volkova639@gmail.com
tel.: +7 (900) 141-34-08
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8247-2720>

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»; генеральный директор ООО АСАП «Сервис», отдел нефтегазовой геологии и бассейнового моделирования.
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru
тел.: +7 (903) 452-45-94
SPIN-код: 1859-8634
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; General Director of ASAP Service LLC, Department of Oil and Gas Geology and Basin Modeling.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru
tel.: +7 (903) 452-45-94
SPIN-code: 1859-8634
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОРИГИНАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL ARTICLE

УДК 553.8+549.755.131(575.3)

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-65-73>EDN: [QNVKBM](https://www.edn.ru/)

ПЕРСПЕКТИВЫ РУДОНОСНОСТИ ФАН-ЯГНОБСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ЗЕРАВШАНО-ГИССАРА, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТАДЖИКИСТАН

А.К. ЛИТВИНЕНКО, М. САЙМУДАСИРИ*

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Фан-Ягнобская синеклиза является крупной мезо-кайнозойской структурой, перекрывающей палеозойское складчатое сооружение Зеравшано-Гиссарской области Центрального Таджикистана. Геологоразведочными работами с 1933 года по настоящее время было установлено 81 месторождение и 522 рудопоявления. Среди них Джижикрутское и Такфонское, которые расположены вблизи рассматриваемой синеклизы. В границах данной металлогенической области выделены восемь горнорудных районов: Фандарьинский (Au с W, Sn, Mo, Bi), Матчинский (Sb-W-Au с As, Sb, Bi, Mo, Pb, Zn, Sn, Cu, Ag), Ягнобский (Sb-W-Sn-Au с As, Sb, Hg, Pb, Zn, Mo, Cu, Bi, Se, Tl, Ag), Варзобский (W с Sn, Cu, Bi, Zn, Cd, Tl, Se, In, Ag), Искандеркульский (Hg-Au с As, Ag), Арчамайданский (W-Bi-Pb-Zn-Sn с Cu, Ag, Au), Шинг-Магианский (Sb-Hg-Ag-Au с As, Zn, Pb, W, Pb-Zn, Bi, Se, Te), Правобережный Зеравшанский (Hg-Au с As и Ag). В пермо-триасовое время Центральный Таджикистан подвергся интенсивной денудации, при которой глубина эрозионного среза месторождений достигла около 2 км. Области аккумуляции явилась территория Фан-Ягнобской синеклизы и другие однотипные структуры верхнего мезозойского этажа. В Фан-Ягнобской синеклизе, с большой вероятностью, могло накапливаться рассеянное рудное вещество с эродированных палеозойских месторождений. В статье представлены факты, подтверждающие это предположение.

Целью является обоснование источника вещества из палеозойских рудных месторождений Зеравшано-Гиссарской металлогенической зоны для формирования россыпных и хемогенных концентраций металлов на территории Фан-Ягнобской мезозойской синеклизы.

Объектом служат Фан-Ягнобская мезозойская синеклиза и Зеравшано-Гиссарская палеозойская горно-складчатая область, в границах которой локализована значительная группа рудных месторождений различных металлов.

Материалы и методы. Статья базируется на: 1) публикациях наших коллег; 2) использовании сравнительного анализа многочисленных рудных месторождений в границах Зеравшано-Гиссарской металлогенической области; 3) каменном материале, отобранном и проанализированном авторами на портативном РФА-спектрометре Vanta-M (Olympus, США) с рентгеновской трубкой, оснащенной Rh анодом мощностью 4 Вт, напряжением 50 кВ, детекторе SDD с определением спектра петрогенных и рудных элементов с чувствительностью до 10^{-4} %.

Результаты. Обоснованы перспективы мезозойских терригенных отложений Фан-Ягнобской синеклизы на возможность локализации перемещенных денудацией палеозойских рудных полезных ископаемых.

Заключение. Фан-Ягнобская мезозойская синеклиза является областью аккумуляции не только терригенного и биогенного вещества (месторождение каменного угля), но и многочисленной группы рудных элементов, которые могут иметь практическое значение.

Ключевые слова: Зеравшано-Гиссарская структурно-формационная зона, Фан-Ягнобская синеклиза, палеозой, рудные месторождения, предмезозойский перерыв, рудные элементы, мезозойская геохимическая аномалия.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Литвиненко А.К., Саймудасири М. Перспективы рудоносности Фан-Ягнобской синеклизы Зеравшано-Гиссара, Центральный Таджикистан. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):65—73. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-65-73> EDN: QNVKBM

Статья поступила в редакцию 11.06.2025

Принята к публикации 02.12.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

PROSPECTS OF ORE-BEARING IN THE FAN-YAGNOB SYNECLISE OF ZERAVSHANO-GISSAR, CENTRAL TAJIKISTAN

ANDREY K. LITVINENKO, MAHMADSHARIF SAIMUDASIRI*

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

ABSTRACT

Background. The Fan–Yagnob syncline is a large Meso-Cenozoic structure overlapping the Paleozoic folded structure of the Zerafshan–Gissar region of Central Tajikistan. From 1933 up to the present, the conducted geological explorations have identified 81 deposits and 522 ore occurrences. Among them are Jizhikrutskoye and Takfonskoye, which are located in the vicinity of the syncline under consideration. There are eight mining districts within the boundaries of this metallogenic region, including Fandaryinsky (Au with W, Sn, Mo, Bi), Matchinsky (Sb–W–Au with As, Sb, Bi, Mo, Pb, Zn, Sn, Cu, Ag), Yagnobsky (Sb–W–Sn–Au with As, Sb, Hg, Pb, Zn, Mo, Cu, Bi, Se, Tl, Ag), Varzobsky (W with Sn, Cu, Bi, Zn, Cd, Tl, Se, In, Ag), Iskanderkulsky (Hg–Au with As, Ag), Archamaydansky (W–Bi–Pb–Zn–Sn with Cu, Ag, Au), Shing Magian (Sb–Hg–Ag–Au with As, Zn, Pb, W, Pb–Zn, Bi, Se, Te), Pravoberezhny Zerafshan (Hg–Au with As and Ag). During the Permo-Triassic period, Central Tajikistan underwent intense denudation, during which the depth of the erosion section of the deposits reached about 2 km. The areas of accumulation were the Fan–Yagnob syncline and other similar structures of the Upper Mesozoic floor. The Fan–Yagnob syncline was highly likely to accumulate dispersed ore matter from eroded Paleozoic deposits. The article presents facts confirming this assumption.

Aim. The purpose of this study is to substantiate the source of matter from the Paleozoic ore deposits of the Zerafshan–Gissar metallogenic zone for the formation of placer and chemogenic metal concentrations in the Fan–Yagnob Mesozoic syncline.

Research object. The Fan–Yagnob Mesozoic syncline and the Zerafshan–Gissar Paleozoic mountain-fold region serve as the boundaries of a significant group of ore deposits of various metals.

Materials and methods. The article is based on: 1) publications by our colleagues; 2) the use of a comparative analysis of numerous ore deposits within the boundaries of the Zerafshan–Gissar metallogenic region; 3) rock material selected and analyzed by the authors using a portable X-ray fluorescence spectrometer Vanta-M (Olympus, USA) with a 4-watt Rh anode, 50-kilovolt voltage, and an SDD detector that can detect petrogenic and ore elements with a sensitivity of up to 10⁻⁴%.

Results. The prospects of Mesozoic terrigenous deposits of the Fan–Yagnotsyan syncline for the localization of Paleozoic ore minerals displaced by denudation are substantiated.

Conclusion. The Fan–Yagnob Mesozoic syncline is an area of accumulation of not only terrigenous and biogenic matter (coal deposit), but also a large group of ore elements that may have practical significance.

Keywords: Zerafshan–Gissar structural and formation zone, Fan–Yagnob syncline, Paleozoic, ore deposits, pre-Mesozoic break, ore elements, Mesozoic geochemical anomaly

Conflict of interest: the work was carried out at the expense of the authors.

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

For citation: Litvinenko A.K. Saymudasiri M. Prospects of ore-bearing in the Fan-Yagnob syncline of Zeravshano-Gissar, Central Tajikistan. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):65—73. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-65-73> EDN: QNVKBM

Manuscript received 11 June 2025

Accepted 02 December 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Фан-Ягнобская синеклиза является крупной мезо-кайнозойской структурой, перекрывающей палеозойское складчатое сооружение Зеравшано-Гиссарской области Центрального Таджикистана, заключающей большое количество месторождений различного генезиса. Активное начало освоения рудных богатств региона связано с многочисленными работами Таджикско-Памирской экспедиции 1930-х гг. [1, 10, 15]. Геолого-разведочными работами с 1933 по настоящее время было установлено 81 месторождение и 522 рудопоявления [2]. Среди них — Джижикрутское и Такфонское месторождения, которые расположены вблизи рассматриваемой синеклизы. В границах данной металлогенической области выделены восемь горнорудных районов: Фандарьинский (Au с W, Sn, Mo, Bi), Матчинский (Sb-W-Au с As, Sb, Bi, Mo, Pb, Zn, Sn, Cu, Ag), Ягнобский (Sb-W-Sn-Au с As, Sb, Hg, Pb, Zn, Mo, Cu, Bi, Se, Tl, Ag), Варзобский (W с Sn, Cu, Bi, Zn, Cd, Tl, Se, In, Ag), Искандеркульский (Hg-Au с As, Ag), Арчамайданский (W-Bi-Pb-Zn-Sn с Cu, Ag, Au), Шинг-Магианский (Sb-Hg-Ag-Au с As, Zn, Pb, W, Pb-Zn, Bi, Se, Te), Правобережный Зеравшанский (Hg-Au с As и Ag),

В пермо-триасовое время Центральный Таджикистан подвергся интенсивной денудации, при которой глубина эрозионного среза месторождений достигла около 2 км. Области аккумуляции явилась территория Фан-Ягнобской синеклизы и другие однотипные структуры верхнего мезозойского этажа. В Фан-Ягнобской синеклизе с большой вероятностью могло накапливаться рассеянное рудное вещество с эродированных палеозойских месторождений.

Структурно-вещественные особенности Зеравшано-Гиссара

Зеравшано-Гиссар является палеозойской структурно-формационной зоной. Ее размеры составляют приблизительно 400×35—40 км. С севера по Зеравшанскому глубинному разло-

му она граничит с Зеравшано-Туркестанской, на юге по Главному Гиссарскому — с Южно-Гиссарской тектоническими зонами (рис.) [6]. Три эти зоны составляют Центральный Таджикистан, который входит в систему Южного Тянь-Шаня, являясь, в свою очередь, южной периферией герцинского Урало-Монгольского горно-складчатого пояса. Здесь установлены две стадии рудогенеза. В раннюю сформировались месторождения Au, W, Sb, Hg, Cu, Bi, в позднюю — Ag, Sn, W, As, Cu, Pb, Zn [4].

В строении Зеравшано-Гиссарской зоны выделены два структурных этажа: нижний, палеозойский — главный по площади развития и объему составляющих его комплексов горных пород и руд, а также верхний, мезозойский — развитый небольшими по площади фрагментами с представительным набором терригенных вещественных комплексов (рис.).

В нижнем этаже рассматриваемой тектонической зоны особенно широко распространена песчано-сланцевая формация (O-S), занимающая большую ее часть. Менее широко развиты кремнисто-доломито-известняковая (D), терригенная (C₁) и верхнепалеозойские: карбонатная, флишевая и молассовая формации, которые прорваны позднепалеозойскими гранитоидами нормальной и повышенной щелочности [13]. Интрузивные породы представлены небольшими штоками и дайками с возрастом по K-Ar изотопии 292 млн лет — C₃ [8]. Самыми поздними интрузивными породами, имеющими ограниченное распространение, являются интрузивные породы диорит-гранодиоритовой формации (P₁) [9].

В контактах ранних гранитов (C₃) и доломитов сформированы рудоносные магнезиальные скарны с промышленными месторождениями золота: Джилау, Тарор, Мосриф и вольфрама: Сарымат, Парз, Майхура. Остальные месторождения имеют метаморфогенно-гидротермальный генезис. Время формирования рудных месторождений лежит в интервале C₃—P₁ [4]. Палеозойские минеральные комплексы региона

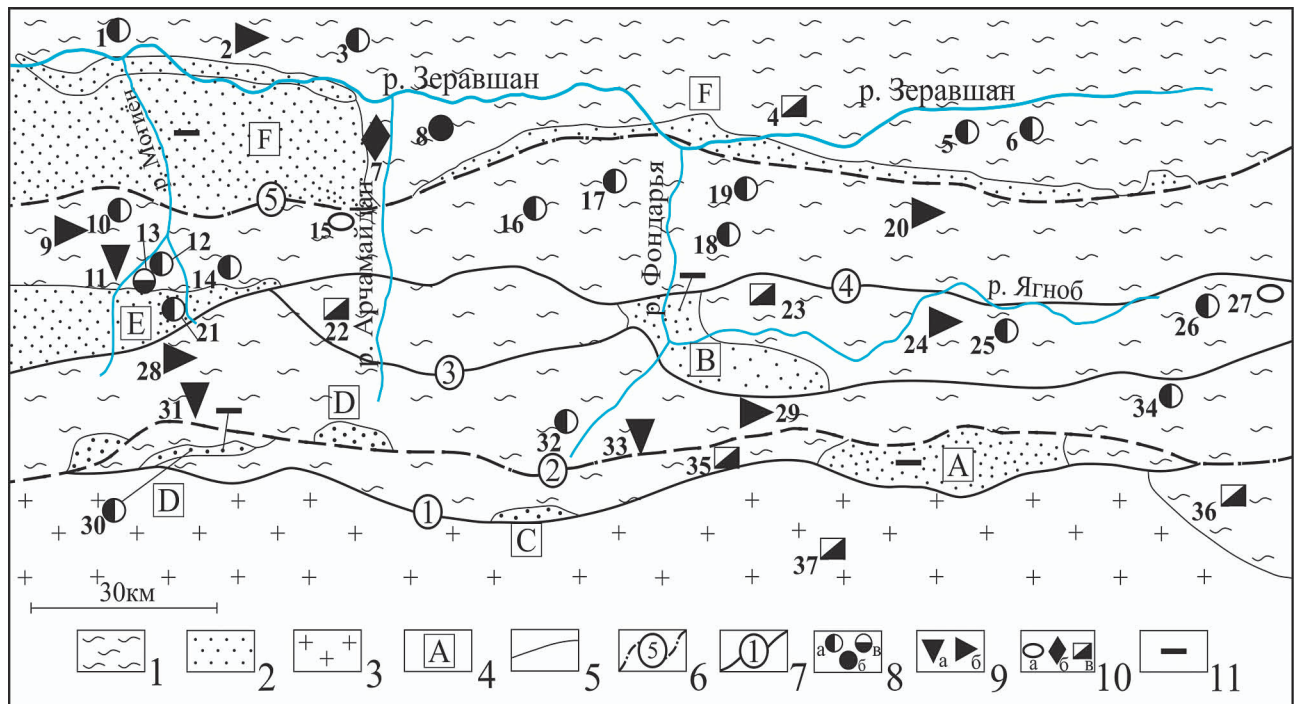


Рис. Упрощенная геологическая карта Зеравшано-Гиссарской тектонической зоны с перекрывающимися палеозойское основание мезо-кайнозойскими синеклизами и палеозойскими рудными месторождениями и проявлениями. Составлена с использованием материалов [2, 11]. 1—2 — структурно-вещественные комплексы, нерасчлененные: 1 — палеозойские, 2 — мезозойские; 3 — Гиссарский батолит (С₃); 4 — индексация синеклиз: А — Зиддинская, В — Фан-Ягнобская, С — Каракульская, D — Мухбель-Тавасангская, E — Магианская, F — Зеравшанская; 5 — контакты; 6 — разломы, ограничивающие Зеравшано-Гиссарскую зону: k — Анзобский, n — Зеравшанский; 7 — глубинные разломы: j — Главный Гиссарский, l — Пасруд-Ягнобский, m — Гиссаро-Каратегинский; 8—11 — месторождения, 8: а — золото, б — висмут, в — серебро; 9: а — ртуть, б — сурьма; 10: а — олово, б — полиметаллы, в — вольфрам; 11 — уголь.

Fig. Simplified geological map of the Zeravshan-Gissar tectonic zone with a group of ore deposits and locations in the setting of the Fan-Yagnob syncline. The map was copied using the data of [2, 11]. 1—3 — undivided structural and compositional complexes: 1 — Paleozoic, 2 — Mesozoic; 3 — Gissar batholith (C₃); 4 — syncline notations: A — Ziddinskaya, B — Fan-Yagnobskaya, C — Karakul'skaya, D — Mukhbel-Tavasangskaya, E — Magian'skaya, F — Zeravshan'skaya; 5 — contacts; 6 — faults bounding the Zeravshan-Gissar zone: k — Anzob'skiy, n — Zeravshan'skiy; 7 — deep faults: j — Main Gissar fault, l — Pasrud-Yagnob fault, m — Gissar-Karategin'skiy fault; 8—11 — deposits: 8: a — gold, b — bismuth, c — silver; 9: a — mercury, b — antimony; 10: a — tin, b — polymetals, c — tungsten; 11 — coal

имеют мощность около 7,5 км. Они сформировались как складчатое сооружение в герцинскую эпоху тектогенеза

Верхний мезозойский этаж сложен осадочными породами со значительно меньшими мощностями, чем нижележащие. Они сформировали грабен-синклинали. В границах рассматриваемой зоны их три: на западе Мухбель-Тавасангская, образующая три узких изолированных участка, севернее — Магианская и самая крупная в центре — Фан-Ягнобская (рис.). Палеозой Зеравшано-Туркестанской зоны перекрывает Зеравшанская синеклиза. В северной части соседней Южно-Гиссарской зоны располагаются Каракульская и Зиддинская синеклизы (рис.).

Фан-Ягнобская синеклиза

Фан-Ягнобская синеклиза располагается приблизительно в 10 км к северу от Гиссарского хребта. На юге она ограничена Пасруд-Ягнобским глубинным разломом, на севере — Гиссаро-Каратегинским, на северо-востоке и западе — с угловым несогласием контактирует с осадочно-метаморфическими породами среднего палеозоя (рис.). Ее линейные размеры составляют 35×10 км.

Строение Фан-Ягнобской синеклизы определяют осадочные породы T₃, J, K, P, N₁, лагунно-континентального происхождения, имеющие относительно небольшую мощность ~2,7 км [11]. Синеклиза содержит самое крупное в регионе месторождение

высококачественного каменного угля (рис.). Небольшие угольные проявления сформировались во всех относительно крупных синеклизах Центрального Таджикистана.

В синеклизе отсутствуют магматические и гидротермальные процессы. Геологами-поисковиками она считалась безрудным структурно-вещественным элементом Зеравшано-Гиссарской зоны.

Рудоносность палеозоя Зеравшано-Гиссарской зоны

Зеравшано-Гиссарская структурно-формационная зона соответствует одноименной металлогенической зоне, содержащей 45 видов минерального сырья, локализованного в составе 81 месторождения и 522 рудопроявлений [2]. Общие вопросы металлогении зоны рассмотрены в [4]. Фан-Ягнобская синеклиза окружена большим количеством место-

рождений различных видов полезных ископаемых (рис.).

По мере удаленности от синеклизы ее окружают 8 рудных районов: Фандарьинский, Ягнобский, Варзобский, Искандеркульский, Матчинский, Арчамайданский, Шинг-Магианский и Правобережный (Зеравшанский).

В самом близком, 10—20 км севернее, к синеклизе Фандарьинском районе имеется группа промышленных месторождений, специализированных на золото: Кум-Манор (16), Чоре (17), Кумарг (18), Восточная Дуоба (19), руды которых обогащены W, Sn, Mo, Bi, Cu, Zn, Co, Ni, Sb, Hg, Ag, Pt, Pd и на сурьму Кафтархона (20) (табл.).

Чуть дальше и северо-восточнее, в верховьях долины р. Зеравшан, в Матчинском районе (рис.) находятся месторождения золота Тобаспин (5), Истошон (6) и вольфрама Парз (4). Их руды обогащены As, Bi, Cu, Pb, Zn и Ag (табл.).

Таблица. Рудный потенциал Зеравшано-Гиссарской металлогенической области
Table. Ore potential of the Zeravshan-Gissar metallogenic region

№	Рудный район	Специализация	Месторождения	Элементы-спутники
1	Фандарьинский	Au	Кум-Манор (16), Чоре (17), В. Дуоба (18), Кумарг (19)	W, Sn, Mo, Bi, Cu, Zn, Co, Ni, Sb, Hg, Ag, Pt, Pd
		Sb	Кафтархона (20)	W, As, Cu, Zn, Pb, Ag, Au
2	Матчинский	Au	Тобаспин (5), Истошон (6)	Ag, As, Sb, Sn, Cu, Pb, Zn
		W	Парз (4)	As, Bi, Cu, Mo, Ag, Au
3	Ягнобский	Sb	Джижикрут (29), Пиндар (24)	Au, Ag, Sb, Hg, Tl, Se, Pb, Bi, Sn
		W	Такфон (23)	As, Bi, Cu, Mo, Ag, Au
		Au	Укоб (25), Учкадо (26)	Sb, As, Pb, Zn, Ag
		Sn	Тагобикуль (27)	Cu, Zn, Sb, Pb, Ag
4	Варзобский	W	Майхура (35), Кабуты (37), Каняз (36)	Sn, Cu, Bi, Zn, Cd, Se, Tl, In, Ag
5	Искандеркульский	Au	Чульбои (32), Пакрут (34)	Ag
		Hg	Кончоч (33)	Hg, As, Ag, Au
6	Арчамайданский	W	Сарымат (22)	Sn, Be, Ag, Au
		Sn	Мушистон (15)	Cu, Zn, Pb, Ag
		Pb-Zn	Хиргасанг (7)	Cd, Ag
		Bi	Чукурак (8)	Cd, Cu, Pb, Zn, Ag, Au
7	Шинг-Магианский	Au	Джилау (10), Тарор (12), Мосриф (14)	Ag, As, Sn, Cu, Pb, Zn, Bi, W, Te
		Sb	Кара-Камар (9), Чоррога (28)	As, Au
		Hg	Кавнок (11), Зархок (31)	Au
		Ag	Мирхант (13)	Zn, Pb, Sn, Au
8	Правобережный	Au	Учколь (1), Б. Каттасай (3)	Ag, As
		Hg	Рузиобнок (2)	Au

Примечание. Цифра после названия месторождения соответствует его номеру на карте (см. рис.) и в тексте.

Note. The number after the name of the deposit corresponds to its number on the map and in the text.

В восточном обрамлении синеклизы находится Ягнобский район. Он включает вольфрамовое месторождение Такфон (23) с Sn, As, Bi, Cu, Ag, Au. Нужно отметить здесь крупнейшее в Средней Азии месторождение сурьмы Джижикрут (29) с промышленными содержаниями Au, Ag, Sb, Hg, Tl, Se, Pb, Bi, Sn. Выше по течению р. Ягноб находятся месторождения сурьмы Пиндар (24), золота Укоб (25) и Учкадо (26), попутно с которыми имеются значительные количества Sb, As, Pb, Zn, Ag (табл.). В верховьях долины, на периферии района, расположено оловянное месторождение Тагобикуль (27), руды которого обогащены Cu, Zn, Sb, Pb, Ag.

На юге синеклизы в 10 км между Главным Гиссарским и Анзобским глубинными разломами находятся два вольфрамовых месторождения (25): Майхура, руды которого богаты Sn, Cu, Bi, Zn, Cd, Se, Tl, In, Ag, и на его восточном фланге — Шутур-Гардан с Au, Ag, Cu, Bi. В 25 км южнее Майхуры, на правом борту р. Варзоб, расположено небольшое месторождение вольфрама Кабуты, которое отрабатывалось в годы Великой Отечественной войны. Перечисленные объекты объединены в Варзобский рудный район (табл.).

На юго-западе от синеклизы находится Искандеркульский ртутно-золоторудный район с промышленными объектами Чульбои (32) и Кончоч (33), содержащие As и Ag (табл.).

На западе от Фан-Ягнобской синеклизы в 40 км, вдоль долины р. Арчамандан, в одноименном районе расположены проявления вольфрама: Ангишт, Джангалруд, Сарымат (22), руды которых содержат Sn, Be, Ag, Au, и месторождение олова Мушистон (15) с высокими содержаниями Cu, Zn, Pb, Ag. Кроме этого, в Арчамайданском районе находится полиметаллическое месторождение с Cd, Ag Хиргасан (7) и висмутовое Чукурак (8) с Cd, Cu, Pb, Zn, Ag, Au (табл.).

Северо-западнее рассматриваемой структуры расположен Шинг-Магианский район, отличающийся большим количеством видов полезных ископаемых: золоторудные месторождения Джилау (10), Тарор (12), Мосриф (14) с Ag, Cu, As, Bi, Se, Te, W, Zn, Pb и сурьмяные — Бузинова и Чоррога (28) с As и Au (рис.). На юге зоны находится неизученное проявление ртути с Au Зархок (31), а в междуречье Магиан-Шинг — месторождение серебра Мирхант (13), руды которого богаты Zn, Pb, Sn, Au (табл.).

Северо-западнее Зеравшано-Гиссарской зоны, за ее контурами, в границах Зеравшано-Туркестанской зоны находится Правобереж-

ный рудный район с месторождениями золота Учколь (1) и Большой-Каттасай (3) с Ag, As и ртутное Рузиобнок (2), обогащенное Au (рис.).

Время образования большей части рудных месторождений соответствует позднему палеозою [4], на этом эндогенные процессы и рудогенез завершились. Во время последующих эратем не сформировалось значительных объемов горных пород.

Предмезозойский этап развития

Территория Зеравшано-Гиссарской структурно-формационной зоны в конце палеозоя подверглась складчатым деформациям и воздыманию. Месторождения коренного золота и других рудных полезных ископаемых сформировались на орогенном этапе (C_3 — P_1) [7]. Их фланги и периферия сопровождались мощными ореолами рассеяния соответствующих металлов.

В пермо-триасовое время рассматриваемая территория представляла сводово-глыбовое поднятие. Палеозойский низкогорный рельеф постепенно, на протяжении многих миллионов лет, превратился в равнину-пенеплен. Ее реликты наблюдаются на разных гипсометрических уровнях на многих участках Зеравшано-Гиссарской тектонической зоны [5].

Благодаря эрозии и денудации месторождения были выведены на поверхность. Этими процессами подвергся не только рельеф, но и месторождения и сопровождающие их значительные ореолы рассеяния рудных элементов. Было установлено [3], что величина эрозионного среза палеозойского этажа территории, расположенной южнее Фан-Ягнобской синеклизы, в Южно-Гиссарской зоне, составила 1,5—2 км. Глубина образования ртутно-сурьмяных палеозойских месторождений не превышал 1 км [14]. С ней можно сопоставить глубины образования других видов месторождений рассматриваемой зоны, которые с большой долей вероятности подверглись эрозии.

Территория будущей Фан-Ягнобской синеклизы являлась областью аккумуляции разрушающегося палеозойского поднятия, куда могло перемещаться рудное вещество палеозойских месторождений (рис.).

Один из следов этого процесса отмечается в небольшой Мухбель-Тавасангской синеклизе южнее золото-ртутного проявления Зархок (31). Здесь в нижнеюрских терригенных породах (песчаниках, гравелитах, конгломератах) Б.А. Вольновым в 1963 году

установлена мелкая россыпь микроскопического Au (рис.) с содержанием до 4,5 г/т [7].

Второй объект аккумуляции перемещенного палеозойского золота находится в восточной части Магианской синеклизы в нижнеюрских терригенных породах — проявление Юрское (21), в которых пробирным анализом определено содержание металла до 120 г/т в интервалах от 1 до 7 метров [6].

Еще один вероятный след разрушенных палеозойских месторождений установлен нами в пределах Фан-Ягнобского каменного угольного месторождения, в урочище Кухи-Малик. Здесь были отобраны пробы юрских песчаников и гравелитов, в которых установлены аномально высокие содержания, в г/т: Ag до 68, Au до 13, Sn и W до 130, Hg до 57, Cu до 160, Zn до 450, As до 50, Mo до 22 и Bi до 956. Приведенные значения составляют десятки и более высокие значения кларков концентраций (КК).

Заключение

Богатый металлогенический потенциал рудных полезных ископаемых палеозойского основания Зеравшано-Гиссарской зоны мог послужить источником для формирования мезозойских россыпей внутри Фан-Ягнобской синеклизы.

Предмезозойский этап развития региона послужил временем для частичной эрозии и денудации палеозойских месторождений, переноса и аккумуляции рудного материала в понижения рельефа, в которых сформировались мезозойские синеклизы.

Приведенные результаты сравнительного геологического анализа и геохимического опробования юрских терригенных пород (с содержаниями Ag до 68, Au до 13, Sn и W до 130, Hg до 57, Cu до 160, Zn до 450, As до 50, Mo до 22 и Bi до 956 г/т) позволяют поставить вопрос о потенциальной металлоносности Фан-Ягнобской мезозойской синеклизы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арапов Ю.А., Унанов Ю.А. Долина реки Ягноб. В кн.: Таджикиско-Памирская экспедиция 1935 г. Л.: Изд-во Акад. наук СССР, 1937. С. 645—662.
2. Азим Иброхим, Мамадвафоев М.М., Джанобилов М., Фахрутдинов Р.С. Зеравшанский горнопромышленный регион Таджикистана: геология и минеральные ресурсы. М.: Руда и Металлы, 2012. 343 с.
3. Бабаев А.М., Таджикибеков М., Раджабов Н. О глубине эрозионного среза южных склонов Гиссарского хребта на основе изучения флюоритовых месторождений по данным геолого-геоморфологического анализа. Докл. АН Республики Таджикистан. 1995. Т. XXXVIII. № 11—12. С. 56—61.
4. Баратов Р.Б., Литвиненко К.И. Особенности эндогенной металлогении Таджикистана. Проблемы геологии Республики Таджикистан. Душанбе: Дониш, 1999. Вып. 1—2. С. 164—170.
5. Баратов Р.Б. История геологического развития территории Таджикистана. Труды Института геологии Республики Таджикистан. 2006. Вып. 5. С. 101—106.
6. Геология СССР. Таджикская ССР. М.: Изд-во научно-техн. литературы по геологии и охране недр. 1959. Т. XXIV. Ч. I. 732 с.
7. Литвиненко К.И., Вольнов Б.А. Золотоносные конгломераты нижней юры — новый геолого-промышленный тип золотого оруденения в Зеравшано-Гиссаре. Доклады АН Республики Таджикистан. 1995 Т. XXXVIII. № 11—12. С. 23—27.
8. Мельниченко А.К., Баратов Р.Б. Возрастная последовательность формирования интрузивных образований Центрального Таджикистана. Труды Института геологии Республики Таджикистан. 2007. Вып. 6. С. 91—104.
9. Мельниченко А.К., Варзиева Т.Б. Раннепермская диорит-гранодиоритовая формация Зеравшано-Гиссара. Труды Института геологии Республики Таджикистан. 2007. Вып. 6. С. 119—131.
10. Наследов Б.Н. Работы в Зеравшанско-Пенджикентском направлении. В кн.: Таджикиско-Памирская экспедиция 1933 г. Л.: ОНТИ-Госхимиздат, 1934. С. 151—161.
11. Расчленение стратифицированных и интрузивных образований Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1976. 207 с.
12. Таджикибеков М., Раджабов Н. Морфологические типы и важнейшие закономерности неогеновых внутритригорных впадин Гиссаро-Алая // Проблемы геологии Республики Таджикистан. Душанбе: Дониш, 1999. Вып. 1—2. С. 73—85.
13. Чернер Э.С. Геологическое строение территории Таджикистана // Земная кора и верхняя мантия Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1981. С. 7—12.
14. Юсупов Х.М. О глубине образования Hg-Sb месторождений в Центральном Таджикистане. Известия АН Тадж.ССР, отделение физ.-мат. и геол.-хим. наук. 1977. № 4(66). С. 64—69.
15. Щербаков Д.И. Генетические типы оловорудных проявлений Средней Азии. В кн.: Научные итоги работ Таджикиско-Памирской экспедиции. М.—Л.: Изд-во Акад. наук СССР, 1936. С. 477—508.

REFERENCES

1. Arapov Y.A., Unanov Y.A. Yagnob River Valley. In the book: The Tajik-Pamir Expedition of 1935. Leningrad: USSR Academy of Sciences, 1937, pp. 645-662 (In Russ.).
2. Azim Ibrohim, Mamadvafoev M.M., Dzhano bilov M., Fakhrutdinov R.S. Zeravshan mining region of Tajikistan: geology and mineral resources. Moscow: Ore and Metals, 2012. 343 p. (In Russ.).
3. Babaev A.M., Tadjibekov M., Radjabov N. On the depth of the erosion section of the southern slopes of the Gissar ridge based on the study of fluorite deposits according to geological and geomorphological analysis. Reports of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan, 1995. Vol. XXXVIII. No. 11—12. P. 56—61 (In Russ.).
4. Baratov R.B., Litvinenko K.I. Features of endogenous metallogeny of Tajikistan. Problems of geology of the Republic of Tajikistan. Dushanbe: Donish, 1999. Vol. 1—2. P. 164—170 (In Russ.).
5. Baratov R.B. The history of the geological development of the territory of Tajikistan. Proceedings of the Institute of Geology of the Republic of Tajikistan. 2006. Iss. 5. P. 101—106 (In Russ.).
6. Geology of the USSR. The Tajik SSR. Moscow: Publishing House of Scientific and Technical Sciences. Publishing house of literature on geology and protection of mineral resources. 1959. Vol. XXIV. Part I. 732 p. (In Russ.).
7. Litvinenko K.I., Volnov B.A. Gold-bearing conglomerates of the Lower Jurassic — a new geological and industrial type of Gold mining in Zeravshan-Gissar. Reports of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan. 1995. Vol. XXXVIII. No. 11—12. P. 23—27 (In Russ.).
8. Melnichenko A.K., Baratov R.B. Age sequence of formation of intrusive formations of Central Tajikistan. Proceedings of the Institute of Geology of the Republic of Tajikistan. 2007. Iss. 6. P. 91—104 (In Russ.).
9. Melnichenko A.K., Varzieva T.B. Early Permian diorite-granodiorite Zeravshan-Gissar formation. Proceedings of the Institute of Geology of the Republic of Tajikistan. 2007. Iss. 6. P. 119—131 (In Russ.).
10. Nasledov B.N. Work in the Zeravshan-Penjikent direction. In the book: The Tajik-Pamir Expedition of 1933. Leningrad: ONTI-Goskhimizdat, 1934, pp. 151-161 (In Russ.).
11. Dissection of stratified and intrusive formations of Tajikistan. Dushanbe: Donish, 1976. 207 p. (In Russ.).
12. Tadjibekov M., Radjabov N. Morphological types and the most important patterns of the Neogene intra-gastric depressions of the Gissar-Alai. Problems of Geology of the Republic of Tajikistan. Dushanbe: Donish. 1999. Vol. 1—2. P. 73—85 (In Russ.).
13. Cherner E.S. Geological structure of the territory of Tajikistan // Earth's crust and upper mantle of Tajikistan. Dushanbe: Donish. 1981. P. 7—12 (In Russ.).
14. Yusupov H.M. On the depth of formation of Hg-Sb deposits in Central Tajikistan. Izvestiya AN Taj. USSR, Department of Physical and Mathematical Sciences. and geological and chemical sciences. 1977. No. 4(66). P. 64—69 (In Russ.).
15. Sherbakov D.I. Genetic Types of Tin Ore Deposits in Central Asia. In the book. Scientific results of the Tajik-Pamir Expedition. Moscow-Leningrad: USSR Academy of Sciences, 1936, pp. 477-508 (In Russ.).

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.

Махмадшариф С. — обработал и проанализировал геологические данные, подготовил 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 agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

Mahmadsharif Saimudasiri — has processed and analyzed the geological data, prepared the published version of the article and agrees to assume 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 геологоразведочный 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>

Махмадшариф Саймудасири* — аспирант ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: Geolog.said@mail.ru
тел.: +7 (925) 392-15-76
SPIN-код: 7490-8469
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9988-1782>

Andrey K. Litvinenko — Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor of the Department of Minerology 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>

Mahmadsharif Saimudasiri* — postgraduate student at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: Geolog.said@mail.ru
tel.: +7 (925) 392-15-76
SPIN-code: 7490-8469
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9988-1782>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ЗНАЧЕНИЕ ПОВОРОТА И НОРМАЛИЗАЦИИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПЕРЕД КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИЕЙ

Н.М. ШАГАРОВА^{1,2,*}, В.А. КУЛИКОВ^{1,2}, Е.Д. АЛЕКСАНОВА²

¹ ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»

1, тер. Ленинские Горы, г. Москва 119991, Россия

² ООО «Северо-Запад»

9, 1-й Дорожный проезд, г. Москва 117545, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) является важным методом геофизики, используемым для изучения распределения удельного электрического сопротивления (УЭС). Метод МТЗ широко применяется при решении прикладных задач, в том числе при поисках рудных залежей. Однако интерпретация МТ-данных осложняется искажениями, вызванными неоднородностью среды, рельефом и другими факторами. Для повышения достоверности интерпретации применяются процедуры поворота и нормализации (коррекции статического смещения) данных.

Цель. Исследовать влияние процедур поворота и нормализации магнитотеллурических данных на точность определения параметров целевых объектов, таких как рудные залежи, при количественной интерпретации с использованием 2D-инверсии.

Материалы и методы. Исследование выполнено на основе синтетических данных, рассчитанных для 3D-моделей с различными азимутами простирания проводящих тел и наличием приповерхностных неоднородностей. Использовались программы ModEM для расчета прямой 3D-задачи и ZondMT2D для двумерной инверсии. В программе Inversio проводились процедуры поворота данных, нормализации на разных частотах (10, 100, 1000 Гц) и корректировки дистанций (сноса на интерпретационные профили).

Результаты. Установлено, что низкочастотная нормализация (10 Гц) обеспечивает наиболее точное соответствие исходной модели, в то время как высокочастотная нормализация приводит к появлению ложных аномалий (артефактов). Процедура поворота данных улучшает локализацию целевых объектов, а применение корректировки дистанций устраняет артефакты. Наилучшие результаты достигаются при последовательном выполнении сначала поворота, а потом нормализации.

Заключение. Процедуры поворота и нормализации данных МТЗ существенно повышают достоверность интерпретации, то есть точность определения параметров целевых объектов (положение границ и значения УЭС) и степень проявленности артефактов. Рекомендуется использовать низкочастотную нормализацию и корректировку дистанций для повышения достоверности. Разработанный алгоритм может быть применен при поиске рудных месторождений и других геофизических исследованиях.

Ключевые слова: магнитотеллурическое зондирование, поворот данных, нормализация, инверсия, геоэлектрическая модель, рудные месторождения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шагарова Н.М., Куликов В.А., Алексанова Е.Д. Значение поворота и нормализации магнитотеллурических данных перед количественной интерпретацией. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):74—86. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-74-86> EDN: [QVWKIG](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 16.07.2025
Принята к публикации 10.10.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

INCREASING THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF GAS CONDENSATE FIELDS BY OPTIMIZING WELL ARRANGEMENT PATTERNS AND GAS PRODUCTION ELEMENTS

NATALIA M. SHAGAROVA^{1,2,*}, VIKTOR A. KULIKOV^{1,2}, ELENA D. ALEKSANOVA²

¹ Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie Gory, Moscow 119991, Russia

² Nord-West Ltd
9, 1st Dorozhny proezd, Moscow 117545, Russia

ABSTRACT

Background. Effective planning of gas and gas-condensate fields requires an integrated approach, which could ensure maximal economic effects while observing the conditions for the rational use of hydrocarbon reserves of the field. This includes not only effective technological solutions for field development, such as the number of wells and development systems, but also the optimal design of the entire infrastructure.

Aim. To develop a methodology for optimizing the placement of production wells, well pads, and booster compressor stations (BCS) taking into account technological, economic, and geographical constraints.

Materials and methods. The proposed approach is based on mathematical modeling, including an analysis of the density of reserves in the reservoir for the most competent placement of design wells, accounting for the costs of infrastructure construction and minimizing the costs of gas transportation. Additionally, landscape constraints affecting the placement of infrastructure facilities are considered.

Results. The developed approach allows the amount of hydrocarbon reserves involved in development to be maximized and the capital costs for infrastructure construction and operating costs to be minimized, which constitutes the key task of gas field planning.

Conclusion. The developed methodology and its software implementation can be used in the design of new gas condensate fields, as well as for optimizing the development schemes of existing facilities.

Keywords: gas field optimization, integrated modeling, collection and transportation network, cost minimization, gas field, well number optimization, well placement optimization, cluster placement optimization

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

Financial disclosure: the study had no sponsorship

For citation: Shagarova N.M., Kulikov V.A., Aleksanova E.D. Increasing the development efficiency of gas condensate fields by optimizing well arrangement patterns and gas production elements. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):74—86. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-74-86> EDN: QVWKIG

Manuscript received 16 July 2025

Accepted 10 October 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) является одним из ключевых методов геоэлектрики, позволяющим исследовать распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) в земной коре и верхней мантии. Этот метод основан на измерении вариаций естественного электромагнитного (ЭМ) поля Земли. В последние годы МТ-методы стали широко применяться в рудной геофизике при поисках полезных ископаемых.

Интерпретация МТ-данных осложняется наличием искажений, связанных с неоднородностью приповерхностной части разреза, влиянием рельефа, анизотропией среды и другими факторами. Также нередко трехмерные геоэлектрические структуры интерпретируются в рамках двумерных моделей. При игнорировании этих факторов в процессе анализа и инверсии кривых МТЗ существует высокий риск получения некорректных геоэлектрических моделей и основанных на них ошибочных выводов о геологическом строении участка.

Искажения кривых МТЗ имеют два основных механизма: гальванический и индукционный. Гальванические искажения возникают вследствие появления избыточных зарядов на участках с различной электропроводностью, а индукционные искажения связаны с действием избыточных токов [1]. Гальванический эффект также известен в МТЗ как S-эффект, поскольку его влияние на кривые МТЗ на больших периодах зондирования зависит от неоднородности суммарной продольной проводимости разреза [2].

Характер проявления эффектов различен. При гальванических искажениях кривая кажущегося сопротивления смещается относительно нормальной кривой по оси сопротивлений без изменения формы, а фазовые кривые совпадают, поэтому искажения такого типа часто называют статическим смещением. Индукционный эффект характеризуется более сложным характером искажений, часто приводящим к появлению ложных перегибов и экстремумов на кривых кажущегося сопротивления, что создает эффект несуществующих проводящих или высокоомных слоев [2].

Наиболее распространенными являются именно гальванические искажения, вызванные локальными приповерхностными неоднородностями. Из-за малого размера этих неоднородностей они не могут быть включены в интерпретационную модель. Существует несколько методов коррекции гальванических искажений кривых МТЗ, которые часто называются процедурой «нормализации» МТ-данных, и последующей интерпретации данных с применением одномерной инверсии

[3]. Среди них: пространственная фильтрация, использование тензора искажений, моделирование, использование при инверсии только ТЕ-моды электромагнитного поля и др. Также для нормализации амплитудных кривых МТЗ используется метод зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ), который обладает большей устойчивостью к гальваническим искажениям и позволяет учитывать неоднородность верхней части разреза для оценки параметров глубинных структур.

Наиболее распространенной процедурой нормализации является «статистическая нормализация», которая заключается в пространственной фильтрации значений модуля импеданса на определенной частоте («частоте нормализации») для вычисления поправочных коэффициентов для смещения амплитудных кривых. Такой способ нормализации наиболее эффективен при частом шаге наблюдений (много меньше, чем «целевые» объекты поиска) [3]. Частота нормализации и радиус сглаживания подбираются опытным путем исходя из степени проявленности неоднородностей, размера целевых объектов, шага между точками наблюдений.

Ошибки в результатах интерпретации МТ-данных могут возникнуть также в случае, когда 2D-инверсия проводится для трехмерных объектов или линии наблюдений расположены не вкрест к изучаемым квазидвумерным объектам.

В случаях когда геоэлектрическая модель близка к двумерной, для успешного применения 2D-инверсии необходимо выполнение двух условий: профили наблюдений должны располагаться вкрест структур; измерительная установка должна быть ориентирована вдоль и вкрест структур. Однако информация об азимуте простирания поисковых объектов не всегда имеется в наличии, и при проведении полевых работ направление профилей наблюдения может быть задано под любым углом. Это же касается и выбора ориентации измерительной установки (измерительных линий и датчиков магнитного поля).

Качественный анализ данных в большинстве случаев позволяет определить главные направления поляризации теллурического поля. Эту оценку можно сделать на основе анализа полярных диаграмм тензора импеданса, по поведению векторов Визе, по аномалиям компонент горизонтального магнитного тензора или на основе эллипсов фазового тензора. Учитывая эту информацию, можно выполнить процедуру поворота к азимуту выявленных направлений теллурических токов либо на уровне компонент электромагнитного поля, либо на уровне компонент тензора импеданса.

Представленная работа призвана продемонстрировать влияние процедур поворота и статистической нормализации магнитотеллурических данных на точность определения параметров целевых объектов поиска.

Модельный ряд

Решение поставленной задачи выполнялось на основе интерпретации синтетических данных, полученных по результатам расчета прямой 3D-задачи.

Вмещающий разрез для всего модельного ряда представлен высокоомной изотропной средой с $УЭС = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. В основании модели располагаются проводящие породы: с глубины 2 км — $100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, с глубины 30 км — $20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

В верхней, высокоомной части разреза располагается вытянутое проводящее тело ($УЭС = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), имитирующее рудную залежь и являющееся целевым объектом. Ширина и мощность проводника для всех моделей одинаковы: 300 и 200 метров соответственно. Азимут простирания проводника изменялся от 0° до 80° , притом

что азимут профилей наблюдения для всех моделей составлял 90° (восток — запад). Таким образом, были сформированы четыре базовые модели, различающиеся по величине угла между направлением простирания проводника и профилями наблюдений: 90° , 60° , 30° и 10° (рис. 1).

Базовые модели, представленные на рисунке 1, усложнялись добавлением в приповерхностной части геоэлектрических неоднородностей (рис. 2). Все неоднородности можно разделить на две группы: крупные неоднородности, имитирующие нецелевые геологические объекты, часто встречающиеся на поисковых площадях, и локальные неоднородности произвольной формы и $УЭС$, имеющие размеры не более десятков метров. К первой группе относятся такие объекты, как: коры выветривания, карстовые воронки, интрузивные тела, талики (в случае мерзлых пород), тектонические нарушения, рыхлые четвертичные отложения различной мощности и пр.

В итоге для каждой из четырех базовых моделей рассчитывались четыре варианта, включающих разное количество приповерхностных

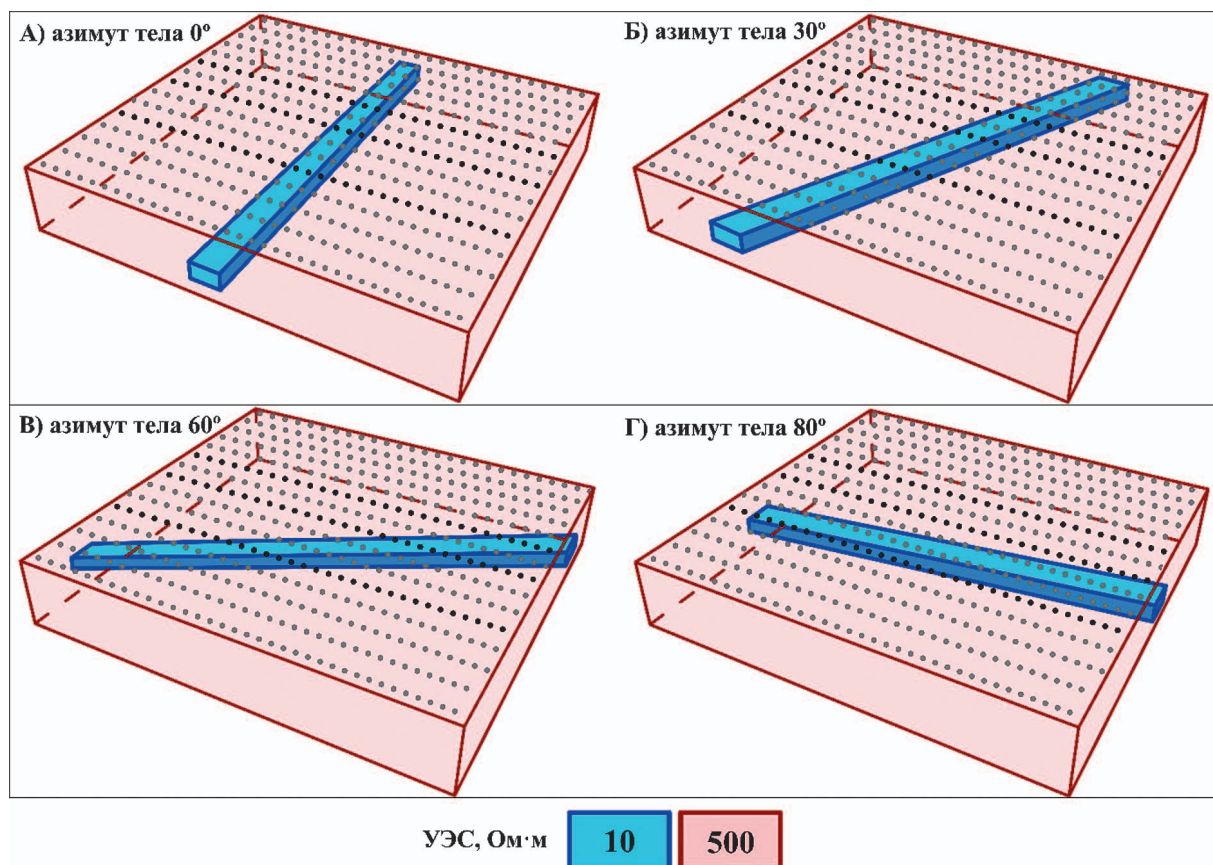


Рис. 1. Базовые модели, отличающиеся азимутом простирания проводника

Fig. 1. Basic models with different directions of the conductor

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

неоднородностей, а общее число моделей составило 16.

Расчет прямой 3D-задачи выполнялся с помощью программы ModEM [4]. Горизонтальный размер области моделирования: 4×4 км. Горизонтальный размер ячейки: 50×50 м в области моделирования и увеличивался в геометрической прогрессии за края области моделирования.

Вертикальная сетка: мощность первой ячейки 5 м; до глубины 100 м мощности ячеек увеличивались с шагом 5 м; далее до глубины 1 км величина ячеек составляла 50 м (рис. 3). От глубины 1 км вертикальный размер ячеек увеличивался в геометрической прогрессии с коэффициентом 1,5. Максимальная глубина модели составила 233 км. По результатам расчета прямой 3D-задачи были

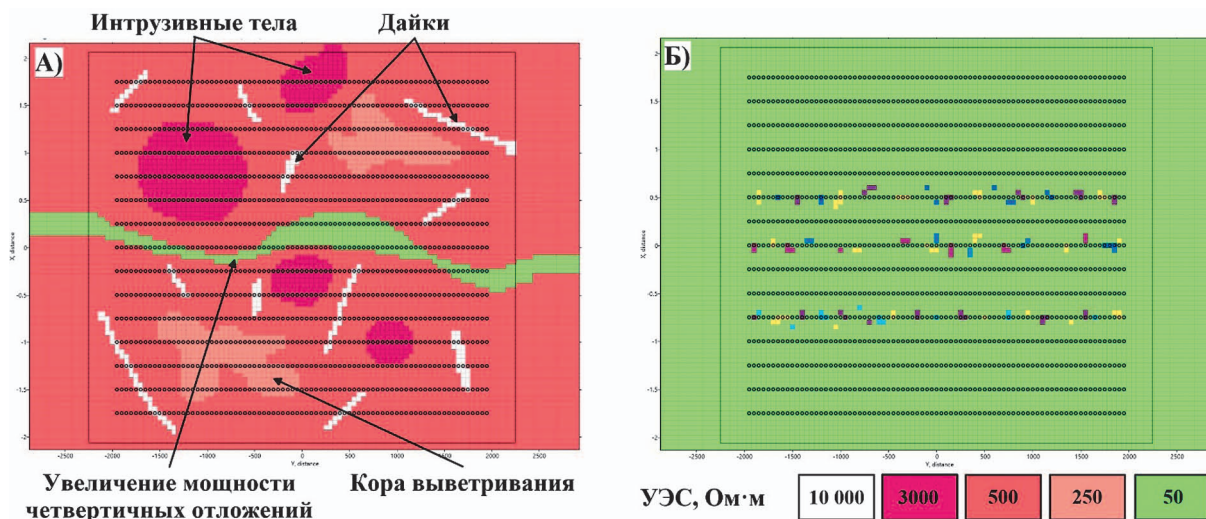


Рис. 2. Приповерхностные неоднородности (А — крупные, Б — локальные)
Fig. 2. Near-surface inhomogeneities (A — large-scale, Б — local)

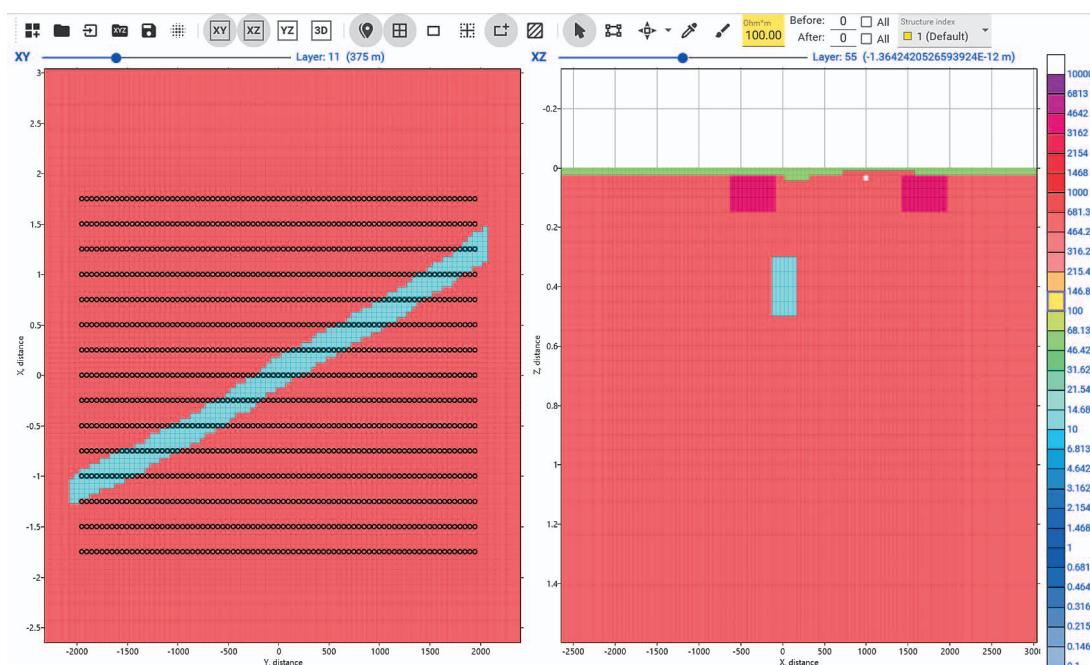


Рис. 3. Фрагмент рабочего окна программы «Inversio», в которой создавались 3D-модели УЭС для расчета прямой задачи
Fig. 3. Fragment of the working window of the «Inversio» software, where 3D models of resistivity were created to calculate a forward problem

получены магнитотеллурические параметры в виде компонент тензора импеданса и магнитовариационные параметры в виде компонент матрицы Визе. Значения рассчитывались на частотах от 1 до 10 кГц (5 точек на декаду).

Подготовка данных к двумерной инверсии

Перед проведением двумерной инверсии выполнялся качественный анализ МТ/МВ-данных в современном программном комплексе «Inversio», разработанном в компании ООО «Северо-Запад».

В программе «Inversio» реализованы все распространенные алгоритмы анализа МТ/МВ-данных, описанные в последних трудах М.Н. Бердичевского и В.И. Дмитриева [2]. Основной акцент делался на анализ карт и псевдоразрезов кажущегося сопротивления, фазы импеданса, типперов и фазового тензора для определения параметров нормализации и угла поворота МТ-данных (рис. 4).

Для каждой из 16 рассчитанных 3D-моделей выполнялась 2D-инверсия по отдельным профилям. Перед инверсией использовались 11 разных сценариев нормализации и поворота синтетических данных:

- 1) без поворота и нормализации;
- 2) без поворота. Нормализация на частоте 1000 Гц;
- 3) без поворота. Нормализация на частоте 100 Гц;
- 4) без поворота. Нормализация на частоте 10 Гц;

5) поворот данных на 30°/60°/80°. Без нормализации;

6) первый этап — нормализация на частоте 1000 Гц, второй этап — поворот данных на 30°/60°/80°;

7) первый этап — нормализация на частоте 100 Гц, второй этап — поворот данных на 30°/60°/80°;

8) первый этап — нормализация на частоте 10 Гц, второй этап — поворот данных на 30°/60°/80°;

9) первый этап — поворот данных на 30°/60°/80°, второй этап — нормализация на частоте 1000 Гц;

10) первый этап — поворот данных на 30°/60°/80°, второй этап — нормализация на частоте 100 Гц;

11) первый этап — поворот данных на 30°/60°/80°, второй этап — нормализация на частоте 10 Гц.

Инверсия проводилась в двух вариантах: бимодальная (по ТМ- и ТЕ-модам) и бимодальная с участием компонент матрицы Визе (типперов).

Для моделей, где тело располагалось под углом к профилям наблюдений, для более корректной работы алгоритмов инверсии производилась процедура «коррекции дистанций». Для этого строился «виртуальный» интерпретационный профиль так, чтобы он проходил вкrest тела и точки измерения сносились на него (рис. 5).

Двумерная инверсия проводилась в программе ZondMT2D (А.Е. Каминский) [5]. Для объективности

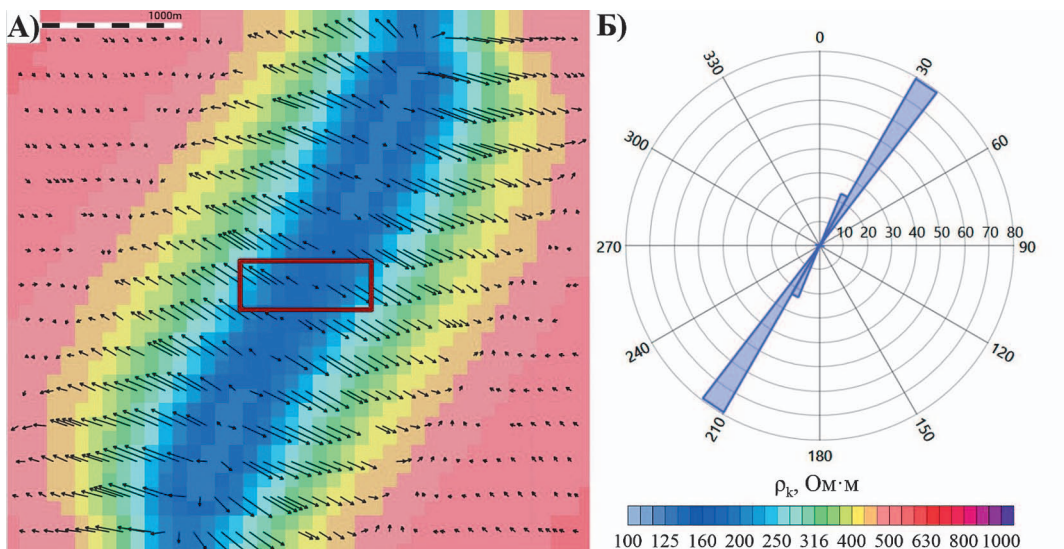


Рис. 4. Карта кажущегося сопротивления и типперы на частоте 50 Гц (А) и диаграмма розы ветров направлений большой оси эллипсов фазового тензора для выделенной области (коричневый контур) для частот 100—1000 Гц (Б)

Fig. 4. The map of the apparent resistivity and tippers for the frequency 50 Hz (A) and the rose chart of the directions of the phase tensor ellipsis major axis for the selected area (brown rectangular) for the frequency range 100—1000 Hz (B)

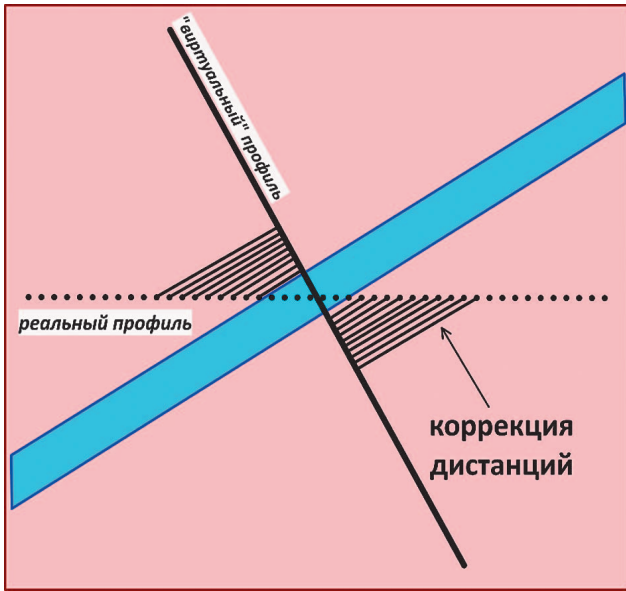


Рис. 5. Схема процедуры «коррекции дистанций»
Fig. 5. The scheme of the “distances correction” procedure

итогового результата во всех случаях были использованы одинаковые параметры инверсии: горизонтальная и вертикальная сетка моделирования, количество итераций, стартовое сопротивление модели, радиус сглаживания, набор инвертируемых компонент и их веса.

Параметры, с которыми проводилась двумерная инверсия:

- стартовая модель: однородное изотропное полупространство с УЭС 200 Ом·м;
- вертикальная сетка: размер первой ячейки — 10 м, количество слоев — 50, геометрический коэффициент увеличения мощности каждого

следующего слоя — 1,05, максимальная глубина модели 2 000 м;

- размер ячейки по горизонтальной оси — 25 м;
- тип инверсии — smoothness constrained;
- количество итераций инверсии — 3;
- радиус сглаживания — 1.

Ниже приводится поэтапное сравнение влияния процедур поворота и нормализации МТ-данных на результаты двумерной инверсии. Так как приповерхностные неоднородности распределены по модели неравномерно и на разных профилях оказывают разное искажающее действие, то и демонстрация тех или иных процедур, предшествующих инверсии, показана на разных профилях: № 6, 8, 11 (рис. 6А).

Влияние частоты нормализации

На первом этапе было изучено влияние выбора частоты нормализации на результаты инверсии (рис. 7). Для демонстрации ниже рассмотрены результаты для базовой Модели А, в которой профили наблюдений расположены ортогонально к простиранию проводника (рис. 1А). Статистическая нормализация выполнялась с радиусом 200 метров на частотах 1000, 100 и 10 Гц.

По визуальной оценке очевидно, что результат инверсии после низкочастотной нормализации (частота 10 Гц) наиболее близок к исходной модели, а при интерпретации данных, нормализованных на высоких частотах, возникают ложные объекты, появление которых мы связываем с остаточным влиянием приповерхностных неоднородностей.

Влияние поворота данных

Следующие процедуры рассматривались для Модели В, для которой азимут простирания

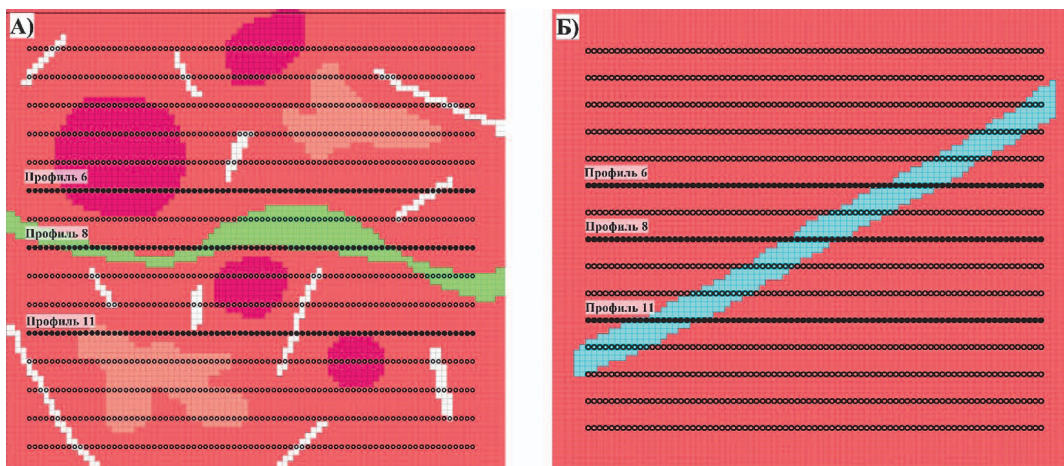


Рис. 6. Профили наблюдений, выбранные для демонстрации результатов
Fig. 6. Observation lines selected to demonstrate the results

Значение поворота и нормализации магнитотеллурических данных перед количественной интерпретацией

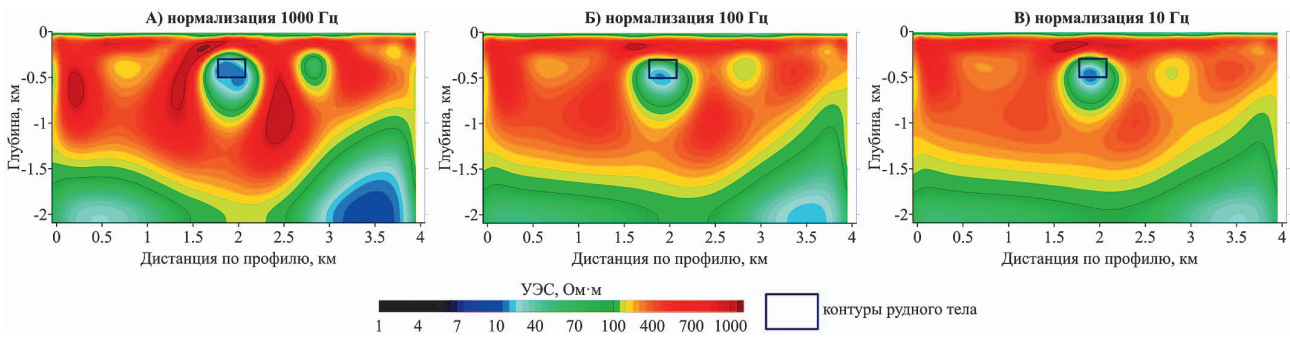


Рис. 7. Влияние выбора частоты нормализации данных на результаты инверсии (Профиль 8)
 Fig. 7. The effect of frequency selection for data normalization procedure on inversion results (Line 8)

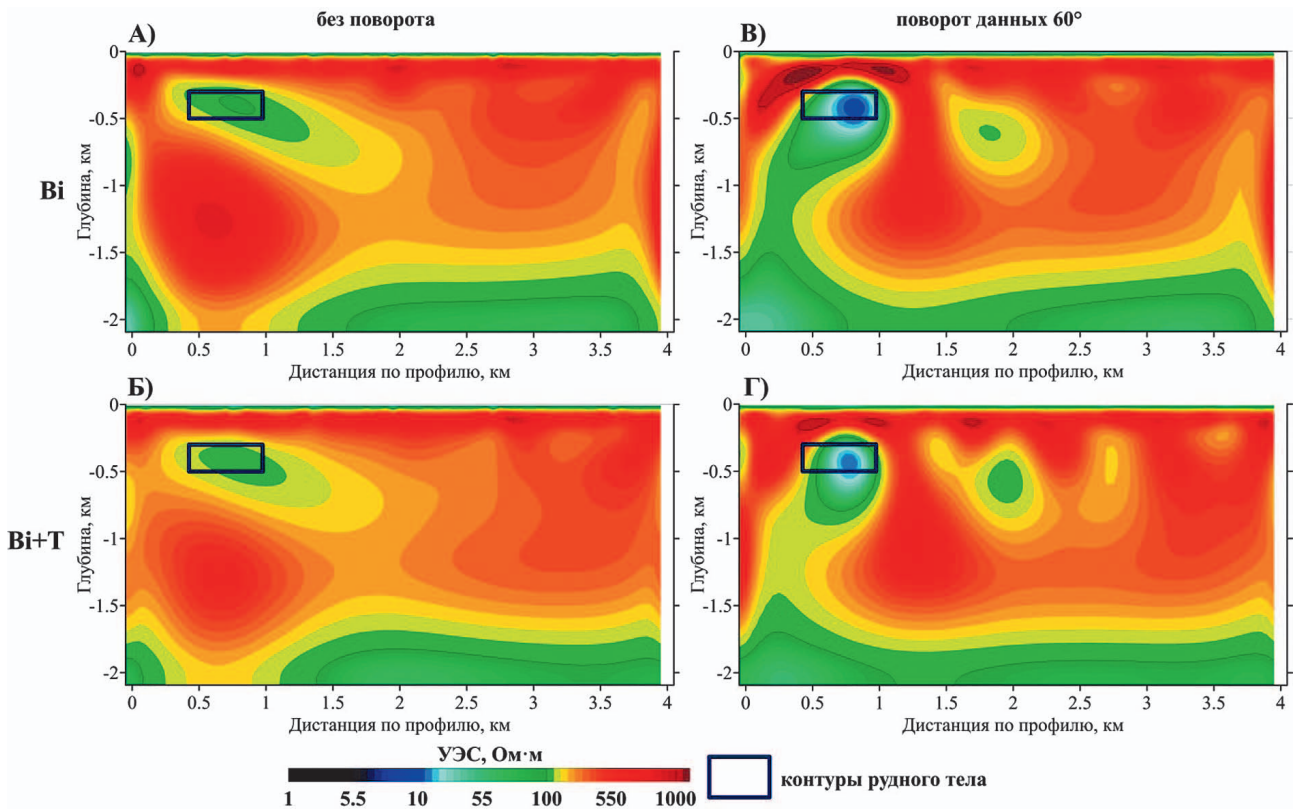


Рис. 8. Влияние поворота данных на результаты инверсии (Профиль 11)
 Fig. 8. The effect of data rotation on inversion results (Line 11)

проводника составляет 60° (рис. 1В, 6Б) при наличии всех введенных неоднородностей (рис. 2). Было проведено сравнение результатов инверсии синтетических данных, прошедших и не прошедших процедуру поворота на 60° .

По результатам инверсии данных без поворота (рис. 8А, Б) видно, что целевой объект восстанавливается, однако его форма, размеры и УЭС не соответствуют исходной модели. При инверсии повернутых данных параметры целевого

проводящего тела восстанавливаются лучше, но в итоговой модели присутствуют некоторые артефакты, которые могут привести к выделению ложных объектов (рис. 8В, Г). В качестве еще одного вывода можно отметить, что привлечение к инверсии магнитовариационных параметров (бимодальная инверсия с подбором типпера) уменьшает эффект «затягивания» проводника на большую глубину (рис. 8Г), но при этом незначительно повышается УЭС целевого объекта.

Влияние процедуры «корректировки дистанций»

На следующем этапе для тех же синтетических данных базовой Модели В (рис. 1В, 6Б), для которых осуществлялась процедура поворота, были проведена корректировка дистанций между точками наблюдений за счет сноса на виртуальный профиль, ориентированный вкрест простирания целевого объекта (рис. 5). По результатам двумерной инверсии можно отметить, что процедура корректировки дистанций позволила практически полностью справиться с артефактами (рис. 9В, Г), которые возникали на предыдущем этапе (рис. 9А, Б). Наиболее близкий к исходной модели результат дает инверсия без привлечения типперов (рис. 9В).

Влияние порядка выполнения поворота и нормализации данных

По полученным результатам можно сделать вывод, что порядок проведения процедур поворота и нормализации не сильно влияет на результат 2D-инверсии. Однако для отдельных вариантов отличия есть, и они складываются в пользу последовательности: 1) поворот, 2) нормализация. В качестве примера на рисунке 10 приведены инверсии,

полученные для базовой Модели В (рис. 1В). Если на первом этапе была проведена нормализация, а затем поворот МТ данных, то на результатах инверсии вместо одного проводника мы видим две проводящие области, центры которых не совпадают с положением целевого объекта в стартовой модели. Если же на первом этапе был выполнен поворот, то по результатам бимодальной инверсии без привлечения МВ параметров выделяется один проводник, совпадающий с реальным положением проводника в исходной модели.

Выводы по результатам моделирования

Подводя итоги моделирования, приведем сопоставление двух результатов инверсии (Модель В): первый вариант инверсии выполнен по исходным данным, полученным в результате расчета прямой 3D-задачи (рис. 11А, Б), а во втором случае синтетические данные подвергались предварительным процедурам: повороту, нормализации, коррекции дистанций (рис. 11В, Г). Наглядно видно, что результаты инверсии МТ-данных после применения предварительных процедур приближаются к исходной модели, контуры целевого проводящего объекта хорошо восстанавливаются. В то же

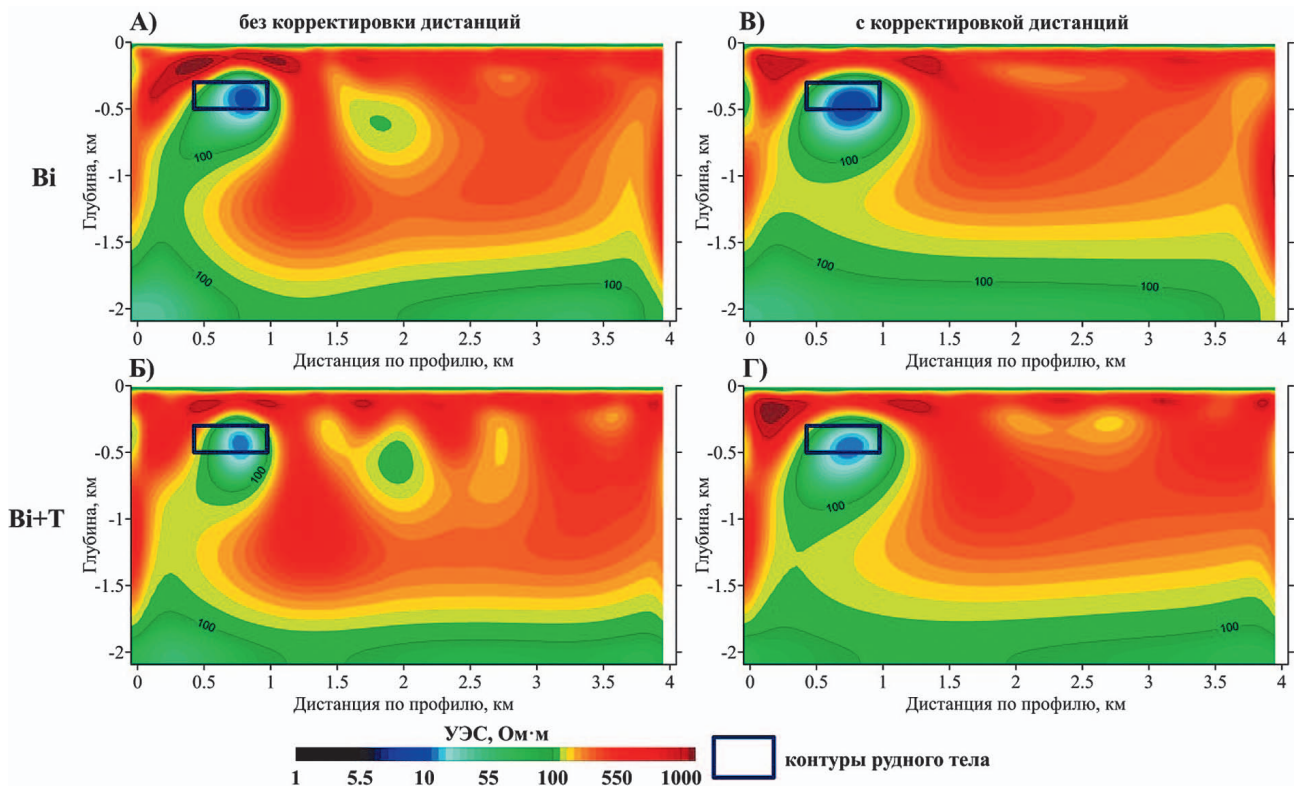


Рис. 9. Влияние процедуры «корректировки дистанций» на результаты инверсии (Профиль 11)
Fig. 9. The effect of the “distances correction” procedure on inversion results (Line 11)

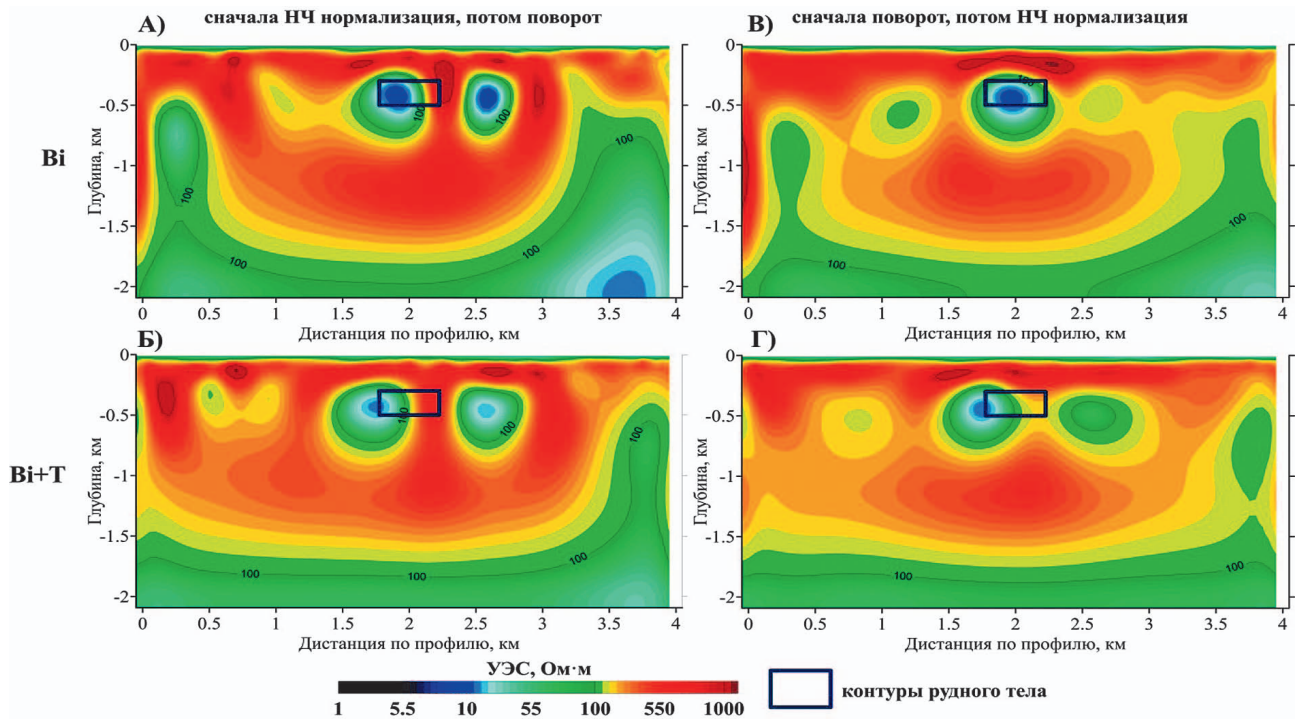


Рис. 10. Влияние порядка проведения процедур поворота и нормализации данных на результаты инверсии (Профиль 8)

Fig. 10. The effect of order of application of data rotation and normalization procedures on inversion results (Line 8)

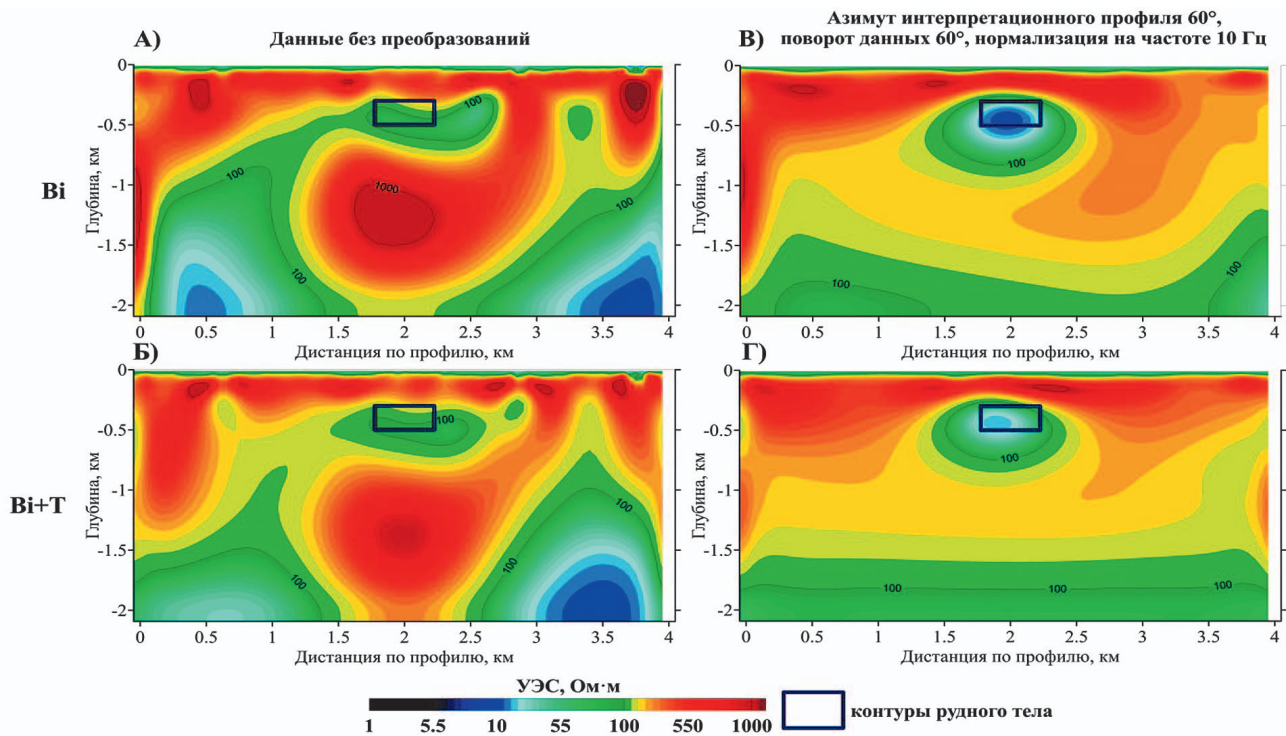


Рис. 11. Сравнение результатов инверсии для данных без преобразований (А, Б) и данных, к которым были применены процедуры корректировки дистанций, поворота и нормализации (В, Г)

Fig. 11. Comparison of inversion results for data without any transformations (right) and for data after application of distances correction, rotation, and normalization procedures (left)

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

время результаты инверсии МТ-данных без преобразований демонстрируют сильные отклонения от истинной модели.

Применение процедур поворота и нормализации для реальных полевых данных

На флангах крупного рудного месторождения в Красноярском крае были проведены работы методом АМТЗ по сети субширотных профилей. Анализ карты аномального магнитного поля показал, что азимут основных геологических структур на площади работ имеет простирание с СЗ на ЮВ и располагается под углом примерно 45° по отношению к профилям наблюдений.

Перед количественной интерпретацией проводились процедуры поворота данных, нормализации и коррекции дистанций. Априорные геологические данные и результаты бурения для исследуемой площади отсутствуют, поэтому мы можем судить только о влиянии перечисленных процедур на результаты двумерной инверсии (рис. 12).

Для обоих профилей можно отметить, что процедура «корректировки дистанций» меняет кар-

тину распределения УЭС, выделяя в разрезах пологие структуры. Для Профиля № 6 данная процедура убирает «хвост» проводника на западном конце профиля. Применение для данных всех процедур позволяет локализовать проводящий объект как по вертикали, так и по латерали. Для профиля № 7 можно отметить, что процедуры поворота и нормализации особо не меняют структуру модели УЭС, при этом «корректировка дистанций» выделяет контрастный проводящий объект на западном конце профиля, убирая слабоконтрастную аномалию на востоке (рис. 12).

Заключение

В результате проведенного исследования были получены следующие основные выводы. Процедуры поворота и нормализации являются необходимыми элементами подготовки магнитотеллурических данных к количественной интерпретации. Они позволяют существенно повысить достоверность получаемых результатов.

Частота нормализации оказывает значительное влияние на качество инверсии. Низкочастотная

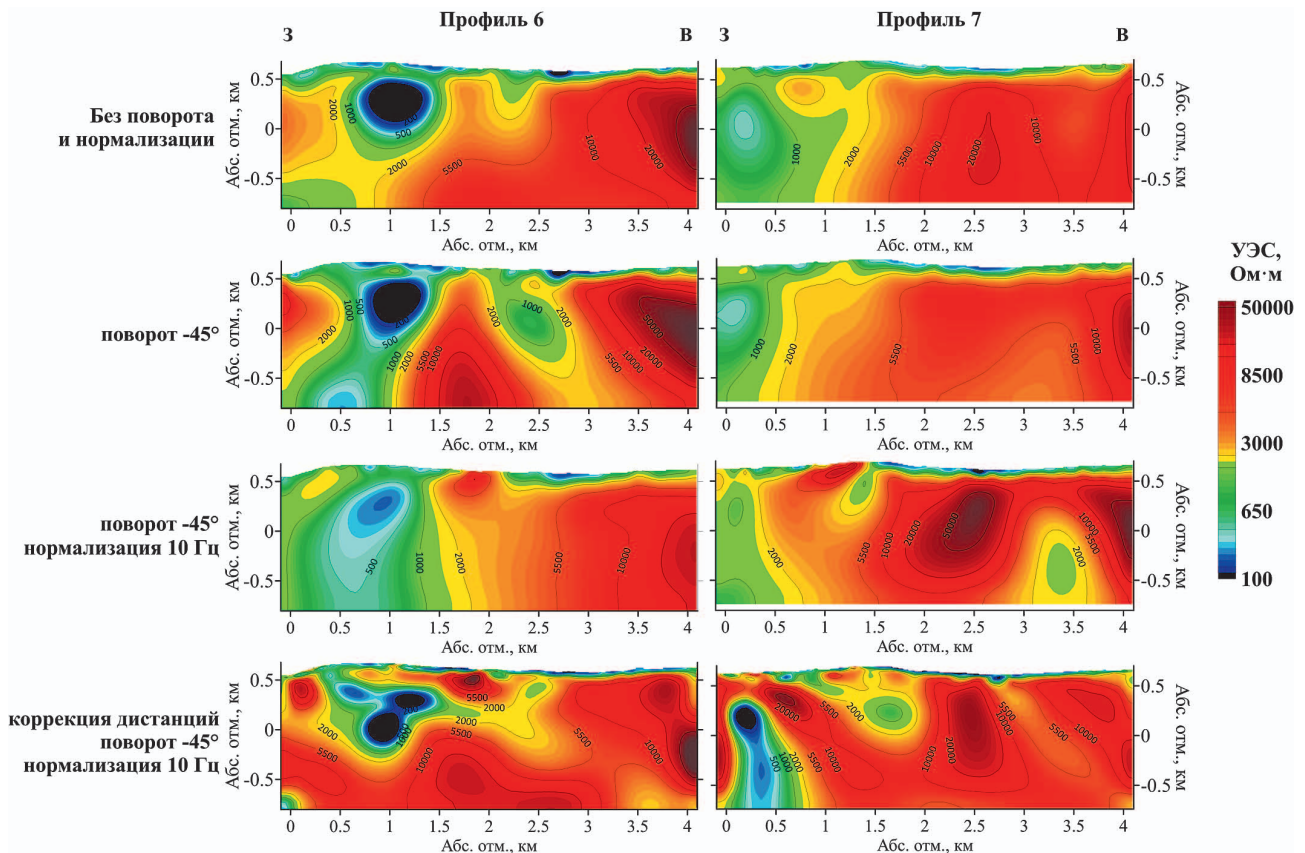


Рис. 12. Применение процедур поворота, нормализации и коррекции дистанций для реальных полевых данных
Fig. 12. Application of rotation, normalization and distances correction procedures for field data

нормализация (10 Гц) дает наиболее близкие к исходной модели результаты, в то время как высокочастотная нормализация приводит к появлению ложных геоэлектрических структур. Процедура поворота данных улучшает локализацию целевого объекта, однако может приводить к появлению дополнительных аномалий. Компенсация этого эффекта достигается при участии типперов в процессе инверсии. Порядок выполнения процедур поворота и нормализации оказывает незначительное влияние на конечный результат, однако предпочтительным является следующий порядок: сначала поворот данных, затем низкочастотная нормализация.

Процедура «корректировки дистанций» является эффективным инструментом для устранения артефактов, возникающих при несовпадении

азимута простирания изучаемого объекта и профилей наблюдений. Применение полного комплекса процедур (поворот, нормализация, корректировка дистанций) позволяет максимально приблизить результаты инверсии к исходной геоэлектрической модели.

Разработанный алгоритм может быть успешно применен при решении различных геофизических задач, в том числе при поисках рудных месторождений.

Дальнейшие исследования могут быть направлены на изучение влияния различных параметров процедур подготовки МТ-данных на качество инверсии в условиях более сложных геоэлектрических моделей, например при наличии сильных перепадов рельефа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л.М. Теория поля. М.: Недра, 1966. 384 с.
2. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Модели и методы магнитотеллурики. М.: Научный мир, 2009. 680 с.
3. Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Т. I, изд. 2. Под ред. И.Н. Модина, А.Г. Яковлева. Тверь: Полипресс, 2018. 276 с.
4. Kelbert A., Meqbel N., Egbert G.D., Tandon K. ModEM: A modular system for inversion of electromagnetic geophysical data // Computers & Geosciences. 2014. Vol. 66. P. 40—53.
5. Zond geophysical software: официальный сайт компании. Режим доступа: <http://zond-geo.com> (дата обращения: 13.07.2025).

REFERENCES

1. Alpin L.M. Field Theory. Moscow: Nedra, 1966. 384 p. (In Russ.).
2. Berdichevsky M.N., Dmitriev V.I. Models and Methods of Magnetotellurics. Moscow: Nauchny Mir, 2009. 680 p. (In Russ.).
3. Electromagnetic Prospecting: A Guide to Electromagnetic Prospecting Practice for Students of Geophysical Specialties. Vol. I, Ed. 2. Edited by I.N. Modin and A.G. Yakovlev. Tver': Polyppress, 2018. 276 p. (In Russ.).
4. Kelbert A., Meqbel N., Egbert G.D., Tandon K. ModEM: A modular system for inversion of electromagnetic geophysical data // Computers & Geosciences. 2014. Vol. 66. P. 40—53.
5. Zond geophysical software: official website of the company. Access mode: <http://zond-geo.com> (accessed: 13.07.2025).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шагарова Н.М. — произвела расчет прямой задачи для всех рассматриваемых моделей, выполнила подготовку данных к инверсии и решение обратной задачи, произвела анализ полученных результатов, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Куликов В.А. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, произвел анализ полученных результатов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Natalia M. Shagarova — calculated the forward problem for all the considered models, prepared the data for inversion and carried out data inversion, analyzed the results, prepared the text of the article and agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

Viktor A. Kulikov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, analyzed the results, finally approved the published version of the article and agreed to assume responsibility for all aspects of the work.

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

Алексанова Е.Д. — произвела расчет инверсии и анализ полученных результатов, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena D. Aleksanova — carried out data inversion and analyzed the results, prepared the text of the article and agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шагарова Наталья Максимовна* — аспирантка кафедры геофизических методов исследования земной коры Геологического факультета ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»; геофизик сервисной геофизической компании ООО «Северо-Запад».
1, тер. Ленинские горы, г. Москва 119991, Россия
9, 1-й Дорожный проезд, г. Москва 117545, Россия
e-mail: nataliashagarova@yandex.ru
тел.: +7 (950) 621-13-04
SPIN-код: 8773-9594
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-0437-4103>

Natalia M. Shagarova* — postgraduate student at the Department of Geophysical Methods of Studying the Earth's Crust, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University; Geophysicist of Nord-West Ltd.
1, ter. Leninskie Gory, Moscow 119991, Russia
9, 1st Dorozhny travel, Moscow 117545, Russia
e-mail: nataliashagarova@yandex.ru
tel.: +7 (950) 621-13-04
SPIN-code: 8773-9594
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-0437-4103>

Куликов Виктор Александрович — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизических методов исследования земной коры Геологического факультета ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»; главный геофизик сервисной геофизической компании ООО «Северо-Запад».
1, тер. Ленинские горы, г. Москва 119991, Россия
9, 1-й Дорожный проезд, г. Москва 117545, Россия
e-mail: vic@nw-geophysics.ru
SPIN-код: 9748-3801
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0193-2227>

Viktor A. Kulikov — Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor of the Department of Geophysical Methods of Studying the Earth's Crust, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University; Chief Geophysicist of Nord-West Ltd.
1, ter. Leninskie Gory, Moscow 119991, Russia
9, 1st Dorozhny travel, Moscow 117545, Russia
e-mail: vic@nw-geophysics.ru
SPIN-code: 9748-3801
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0193-2227>

Алексанова Елена Дмитриевна — ведущий геофизик отдела обработки и интерпретации данных сервисной геофизической компании ООО «Северо-Запад».
9, 1-й Дорожный проезд, г. Москва 117545, Россия
e-mail: alex-len@inbox.ru
SPIN-код: 4116-9910
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2533-0175>

Elena D. Aleksanova — Lead Geophysicist of the Data Processing and Interpretation Department of Nord-West Ltd.
9, 1st Dorozhny travel, Moscow 117545, Russia
e-mail: alex-len@inbox.ru
SPIN-code: 4116-9910
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2533-0175>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИКАЦИОННОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВАРИАЦИЙ ПОЛЯ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ

Р.Р. НИГМАТУЛЛИН¹, А.П. БЕЛОВ², А.М. ЕРОХИН^{3,*}, А.В. ПЕТРОВ²

¹ ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технический университет» им. А.Н. Туполева (КНИТУ-КАИ)

10, ул. К. Маркса, г. Казань, 420111, Россия

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

³ ООО «Петровайзер»

4, корп. 2, ул. Макарова, г. Тверь 170002, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Анализ и обработка сигналов со сложной структурой, в частности частотно-фазовой модуляцией, представляет собой актуальную задачу, особенно в тех случаях, когда традиционные методы не обеспечивают достаточной точности. В работе рассматривается модифицированное Фурье-преобразование, подходящее для обработки сигналов с модулированными частотой и фазой, которые в статье обозначаются как частотно-фазово модулированные сигналы.

Цель. Разработка и применение модифицированного Фурье-преобразования для получения амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сигналов с целью повышения точности подгонки сигналов и решения задач, связанных с моделированием откликов сложных систем.

Материалы и методы. Предложенное преобразование применяется напрямую к сигналу и благодаря своей строго периодической структуре позволяет получить АЧХ с высокой точностью. Метод был апробирован на гравиметрических данных, полученных с приборов ГНУ-КВ и CG-6. Эти данные представляют собой временные вариации гравитационного поля без тренда, что традиционно затрудняет их описание и интерпретацию.

Результаты. Показано, что предложенное преобразование эффективно справляется с задачей нахождения АЧХ ЧФМ-сигналов, включая те, что непосредственно присутствуют в структуре преобразования. Полученные результаты демонстрируют высокую точность подгонки, открывая новые возможности для анализа сложных систем без необходимости создания подробных физических моделей.

Заключение. Модифицированное Фурье-преобразование может служить полезным инструментом для построения подгоночных функций в форме АЧХ при исследовании сложных систем. В гравиметрии это открывает новые перспективы как для фундаментальных исследований, так и для решения прикладных геолого-геофизических задач.

Ключевые слова: частотно-фазовый модулированный сигнал (ЧФМ), амплитудно-частотная характеристика (АЧХ), временные вариации гравитационного поля, гравиметры

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Нигматуллин Р.Р., Белов А.П., Ерохин А.М., Петров А.В. Применение модификационного преобразования Фурье для моделирования вариаций поля силы тяжести. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):87—101. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-87-101> EDN: [RVCISB](#)

Статья поступила в редакцию 17.02.2025
Принята к публикации 03.04.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

APPLICATION OF A MODIFIED FOURIER TRANSFORMATION FOR MODELING VARIATIONS IN THE GRAVITY FIELD

RAOUL R. NIGMATULLIN¹, ALEXEY P. BELOV², ALEXANDR M. EROKHIN^{3,*}, ALEXEY V. PETROV²

¹ A.N. Tupolev Kazan National Research Technical University (KNRTU-KAI)
10, K. Marx str., Kazan, 420111, Russia

² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

³ Petroviser LLC
4, bld. 2, Makarova str., Tver, 170002, Russia

ABSTRACT

Introduction. The analysis and processing of signals with complex structures — particularly those exhibiting frequency and phase modulation — remains a relevant challenge, especially in cases where traditional methods fail to provide sufficient accuracy. This study considers a modified Fourier transformation suitable for processing signals with modulated frequency and phase, referred to in the article as frequency-phase modulated (FPM) signals.

Objective. To develop and apply a modified Fourier transformation for obtaining the amplitude-frequency characteristics (AFC) of FPM signals, aiming to improve the accuracy of signal fitting and to address problems related to modeling the responses of complex systems.

Materials and methods. The proposed transformation is applied directly to FPM signals and, due to its strictly periodic structure, enables the accurate determination of their AFC. The method was tested on gravimetric data acquired using the GNU-KB and CG-6 gravimeters. These data represent detrended temporal fluctuations of the gravity field, which are typically difficult to describe and interpret using conventional methods.

Results. It has been demonstrated that the proposed transformation effectively addresses the problem of determining the AFC of FPM signals, including those embedded within the transformation itself. The results show a high degree of fitting accuracy, thereby offering new opportunities for analyzing the responses of complex systems without the need for detailed physical modeling.

Conclusion. The modified Fourier transformation may serve as a valuable tool for constructing fitting functions in the form of AFCs when studying complex systems. In gravimetry, this approach opens new prospects for both fundamental research and the solution of applied geological and geophysical problems.

Keywords: frequency-phase modulated signal (FPM); amplitude-frequency characteristic (AFC); temporal gravity field variations; gravimeters

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

Financial disclosures: the research received no external funding.

For citation: Nigmatullin R.R., Belov A.P., Erokhin A.M., Petrov A.V. Application of a modified fourier transformation for modeling variations in the gravity field. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):87—101. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-87-101> EDN: [RVCISB](https://www.edn.org/RVCISB)

Manuscript received 17 February 2025

Accepted 03 April 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Вариации поля силы тяжести, регистрируемые на поверхности земной коры, являются продуктом процессов естественного и техногенного происхождения, которые имеют различный характер (резкие мгновенные, периодические или квазипериодические, вековые). В зависимости от пространственной протяженности они могут быть локальными, региональными или глобальными. Изучение и анализ таких временных вариаций поля силы тяжести обеспечивает наблюдателя данными о кинематике и динамике Земли для решения ряда фундаментальных и прикладных задач геофизики. Исследование и разработка таких моделей в этой области еще только начинаются [3].

В данной работе предлагается новый подход к построению математических моделей вариаций гравитационного поля на основе использования модифицированного Фурье-преобразования инструментальных данных группы гравиметров при регистрации естественных колебаний земной поверхности.

Для понимания механизма влияния внешних процессов на вариации гравитационного поля необходимо найти математическую функцию, значения которой максимально приближены к экспериментальным гравиметрическим данным. Это достигается с помощью аппроксимации данных эмпирическими функциями. Аппроксимация позволяет изучать числовые характеристики и свойства объекта, сводя задачу к анализу более простых математических моделей. Процесс аппроксимации заключается в построении функции, которая наилучшим образом соответствует исходным данным с минимальной погрешностью.

Целью аппроксимации является построение математической модели, максимально приближенной к «идеальной» модели, которая воспроизводит измеренные данные с минимальными ошибками и высокой достоверностью.

При выборе подходящей аппроксимирующей функции необходимо учитывать параметры, наиболее точно описывающие зависимость между изучаемыми величинами. Из нескольких подходящих вариантов выбирается модель на основе баланса между точностью аппроксимации и простой вычислительной конструкции модели.

Теория предлагает модели, гипотезы, основанные на некоторых проверяемых предположениях и постулатах. Эксперимент, в свою очередь, проверяет эти гипотезы, стараясь максимально исключить влияние неконтролируемых факторов и искажений (помех), вносимых измерительной

аппаратурой (обычно эти факторы определяются как аппаратная функция или функция прибора) и учета случайных «гостевых» процессов — совокупности внешних и локальных факторов, не выясненной и до конца не изученной природы, но влияющих на изучаемые вариации гравитационного поля. При этом необходим проверенный или верифицируемый принцип, которому подчиняются практически все измерения, из математической формулировки которого можно будет вывести некую «универсальную» подгоночную функцию, которая позволила бы описать все измерения. Таким образом, на основе этого принципа можно будет получить общую математическую модель, которой должны будут подчиняться все измерения, удовлетворяющие этому принципу.

Постановка задачи

Фактически каждый исследователь, применяющий Ф-преобразование, осведомлен об основном его недостатке. Этот недостаток кроется в предположении, что исходный случайный сигнал является строго периодическим, т.е:

$$Sg(t + T) = T Sg(t). \quad (1)$$

Здесь $Sg(t)$ определяет исходный случайный сигнал, T — период, совпадающий с $\text{Range}(t)$, где размах $\text{Range}(t) = \max(t) - \min(t)$ определяет приближенно длину исходного сигнала $Sg(t)$.

Во многих случаях это предположение недоказуемо, и поэтому многие исследователи пытаются преодолеть этот недостаток различными методами и способами. Если мы захотим заменить чистый периодический сигнал на некую аперiodическую копию, то мы столкнемся со следующей проблемой. Проблема подгонки дискретных аперiodических сигналов не решается с помощью интегрального преобразования Фурье аперiodических сигналов, поэтому его нельзя использовать для предсказания дискретного аперiodического сигнала за пределами заданного интервала временного окна. Дискретные представления многих аналоговых сигналов играют важную роль в их обработке. Они содержат необходимую информацию, связанную со свойствами сигналов, и допускают их дальнейшую обработку [18]. В традиционной схеме сигналы могут быть представлены в виде рядов Тейлора-Макларена, Дирихле, Лорана, Лежандра, Паде, Прони и Фурье. Хотелось бы подчеркнуть, что эти разложения в ряды используются без какого-либо математического обоснования.

Разложение в классический ряд Фурье (РФ) является наиболее простым и часто используемым инструментом в области обработки сигналов. Однако он не позволяет выделить как субгармонические, так и интергармонические компоненты заданного сигнала и во многих ситуациях имеет серьезные недостатки [5, 8, 16, 26].

Предлагаемый метод позволяет преодолеть ограничения Фурье-анализа. Фурье-анализ основан на временно-частотных методах [9], которые использовались в последние несколько десятилетий, а именно: дробный [4, 24, 25], кратковременный [15, 21, 23], оконный ФТ [11, 13], Габора [22, 29, 31], вейвлет [14, 17, 28], Гильберта — Хуанга [10, 20, 30], преобразования Фурье — Бесселя [6, 7, 12] и даже разложение по эмпирическим модам [27]. Эти ссылки лишней раз показывают, что существует множество различных приближений для преодоления основного недостатка (1). Однако внимательный анализ позволяет сформулировать следующую задачу:

Существует ли простое и универсальное преобразование исходного сигнала, позволяющее преобразовать его в другой цифровой сигнал, имеющий строго период равный 2π ? Оказывается, этот вопрос может быть решен положительно, если записать следующее соотношение

$$Sg(t) = a \cdot \cos(F(t)) + b, \quad (2)$$

и попытаться анализировать вместо исходной функции $Sg(t)$ аргумент $F(t)$ функции косинуса для получения желаемого результата. Функция $F(t)$ представляет собой объединенный ЧФМ-сигнал и обеспечивает желаемый интервал $[-1, 1]$ для $\cos(F(t))$, а искомый аргумент $F(t)$ попадает в периодический интервал $[0, \pi]$. Поэтому конечный результат разложения любого сигнала сохраняет структуру вида (2), если к нему добавить разложение $F(t)$ в форме подгоночной функции $Yft(t, K)$ в виде конечного отрезка РФ.

$$F(t) \cong Yft(t, K) = Ph_0 + \sum_{k=1}^K [Ac_k \cos(\Omega_k t) + As_k \sin(\Omega_k t)], \quad (3)$$
$$\Omega_k = 2, 3, \dots, K$$

Разложение (3) учитывает свойство аргумента $F(t) = F(t \pm \pi)$, определяющее полу-периодическую функцию. Таким образом, эти два простых выражения (2) и (3) решают задачу разложения любой случайной функции $Sg(t)$ в РФ, базируясь на разложении аргумента $F(t)$.

Описание гравиметрических данных

Для реализации этой постановки задачи были проведены эксперименты по регистрации вариаций силы тяжести одновременно несколькими гравиметрами на базе фундаментального гравиметрического пункта «Ледово» [2].

В комплексе геофизической аппаратуры используются гравиметрические приборы различных типов, действующие на одних и тех же физических принципах и обладающие общим частотным диапазоном. Расположение всех гравиметров на одном геофизическом постаменте позволяет считать зарегистрированные инерционные помехи идентичными по происхождению. Давление, температура, дрейф нуля при данных измерениях не оказывают значительного влияния на результаты измерений.

Гравиметры нового поколения SCINTREX CG-6 оснащены блоками компьютерной обработки, которые позволяют вводить вычисленные поправки в показания прибора в режиме реального времени, существенно снизив влияние помех и обеспечив точность измерений порядка 0,001 мГал. Автоматическое снятие показаний и непрерывная дискретизация данных минимизируют ошибки оператора

Гравиметр ГНУ-КВ был адаптирован для регистрации вариаций гравитационного поля с использованием видеокамеры в качестве ключевого элемента процесса цифровизации показаний. Это инновационное решение позволяет с высокой точностью фиксировать и детально анализировать вариации гравитационного поля, в том числе амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) [1].

В данной работе анализ АЧХ ограничивается только для пары приборов ГНУ-КВ и SCINTREX CG-6, так как SCINTREX CG-6 является базовым прибором при регистрации вариаций гравитационного поля на фундаментальном гравиметрическом пункте «Ледово».

Алгоритм обработки данных

Так как данные от двух гравиметров представляют собой прямоугольные матрицы с числом строк $N = 1000$ и столбцов $M = 55$, то (для иллюстрации предлагаемого метода и сохранения приемлемого объема страниц данной статьи) можно выделить только три характерных сигнала с максимальным, средним и минимальными значениями соответственно. Значения этих трех столбцов исходных матриц находятся из так называемой трубы доверия (ТД), которая показывает распределения этих трех значений по всей совокупности столбцов исходных матриц.

Для первичного анализа выберем матрицу данных гравиметра GNUKV. Труба доверия для этой матрицы показана на рисунке 1а, б.

На рисунке 1а, б показаны распределения экстремальных значений ТД по всем 55 столбцам. Максимальные и минимальные значения выделены соответственно красным и зеленым цветами. Распределение средних значений выделено синим цветом и ввиду малости их значений показано отдельно на правом рисунке. Максимальное и минимальные значения соответствуют столбцу матрицы под нулевым и 14-м номером и явно видны на левом рисунке.

На рисунке 2а, б показаны три самых характерных сигнала, выделенных по характерным экстремальным точкам ТД и подлежащих подгону. Напрямую такой подгон с высокой точностью практически невозможен, но расчет их аргументов $F_p(t)$, допускающих строгое разложение в РФ, позволяет решить поставленную задачу. Для дальнейших целей удобно использовать в качестве

независимой переменной нормированную на единицу переменную $x_j = j/N$.

На рисунке 3 показаны все три функции аргументов, подлежащих подгону. На левом рисунке (а) красным и зеленым цветом соответственно показаны функции $F_{0,2}(t)$ для максимальных и минимальных значений, а на правом рисунке (б) показана функция $F_1(t)$ для распределения средних значений, показанная на рисунке 2 справа.

Эти три функции строго периодические (нетрудно заметить, что все они лежат в интервале $[0, \pi]$), и поэтому к ним применимо разложение (3). Для более точных расчетов мы применим к ним метод Неортогонального Комбинированного Фурье Анализа Сглаженных Сигналов (НОКФАСС) [19], предложенного одним из авторов (РРН) этой статьи. Суть этого комбинированного метода состоит в том, что весь спектр частот сдвигается к центру на угол π и из всего избыточного спектра частот используется только их малая часть, расположенная справа от резонансной частоты.

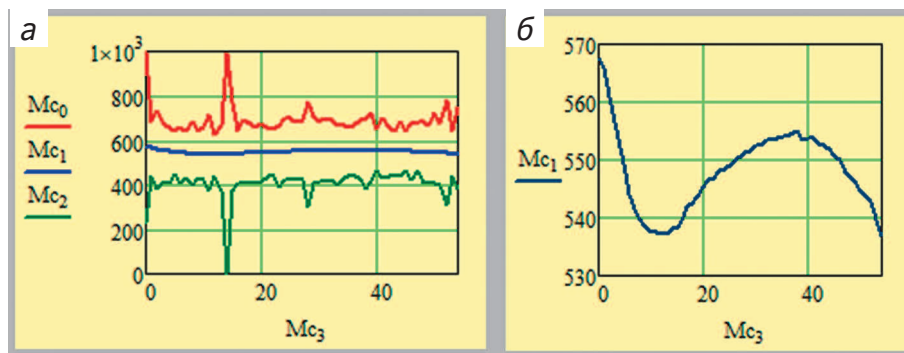


Рис. 1. Распределение максимальных значений ТД. Слева на рисунке (а) показаны распределения максимальных, средних и минимальных значений по всей совокупности столбцов исходной матрицы измерений. Ввиду того что среднее значение принимает малые значения, то это распределение выделено на отдельном рисунке справа
Fig. 1. Distribution of maximum TD values. On the left, Figure (a) shows the distribution of maximum, average, and minimum values across the entire set of columns of the original measurement matrix. Due to the fact that the average value takes on small values, this distribution is highlighted in a separate figure on the right

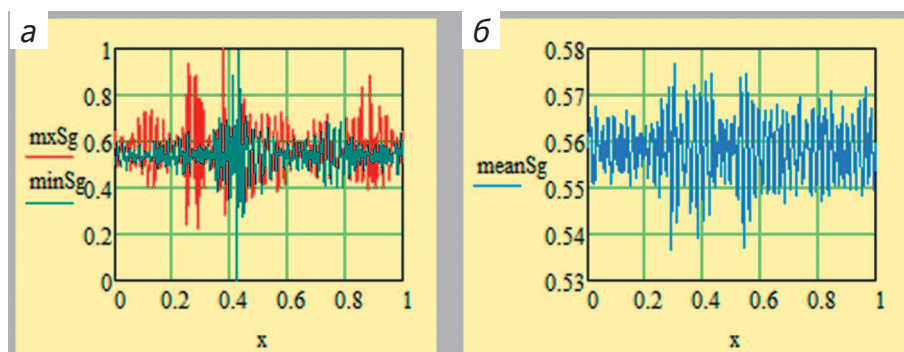


Рис. 2. Наиболее характерные сигналы, выделенные по экстремумам ТД и подлежащие дальнейшему подгону
Fig. 2. The most characteristic signals identified by the extremes of TD and subject to further adjustment

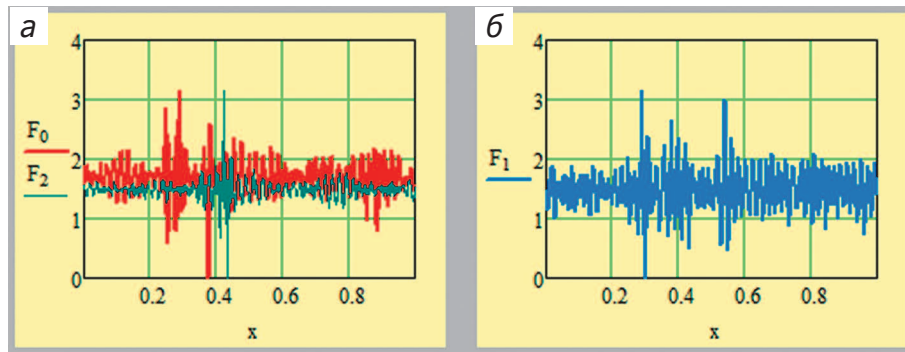


Рис. 3. Функции аргументов $F_p(t)$, выделенных теми же цветами, что и на прежнем рисунке, и подлежащие подгону

Fig. 3. Functions of arguments $F_p(t)$, highlighted in the same colors as in the previous drawing and subject to adjustment

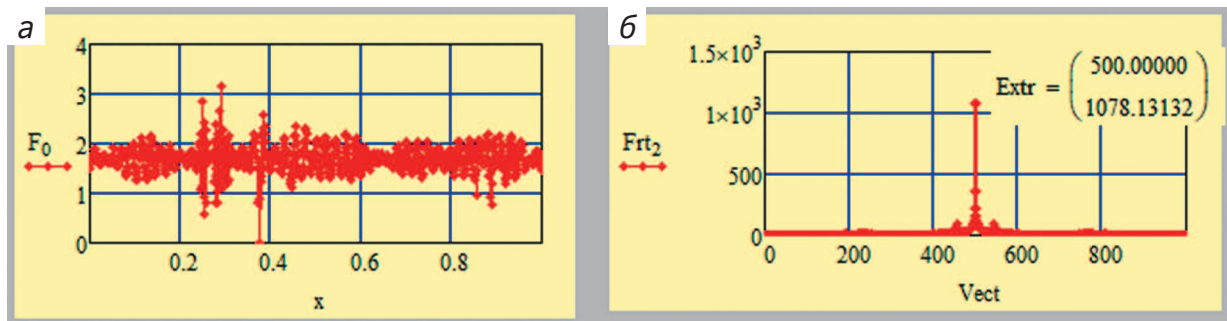


Рис. 4. Слева (а) показан аргумент $F_0(t)$, соответствующий максимальному распределению. Справа (б) — A -преобразование, сдвинутое на угол π . Для подгоночных целей достаточно взять набор частот от центральной резонансной частоты до 650

Fig. 4. On the left (a), the argument $F_0(t)$ is shown, corresponding to the maximum distribution. On the right (b) is A transformation shifted by an angle π . For fitting purposes, it is sufficient to take a set of frequencies from the central resonant frequency to 650

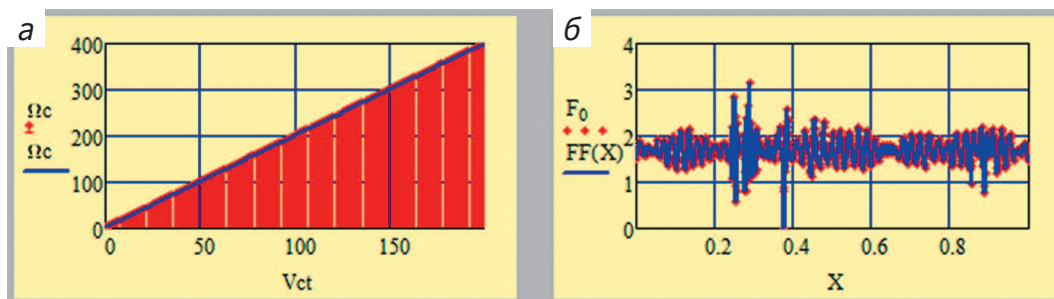


Рис. 5. Слева (а) показан укороченный спектр, расположенный в полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон распределения $F_0(t)$. Точность подгона весьма высокая: относительная ошибка не превышает 0,2%

Fig. 5. The shortened spectrum located in the band [2—400] is shown on the left (a). On the right (b), the fitting of the distribution $F_0(t)$ is shown. The accuracy of the fitting is very high: the relative error does not exceed 0.2%

На рисунке 4 объяснена суть НОКФАСС. Слева (а) показана функция $F_0(t)$, а справа — (б) ее Ф-спектр. Резонансная частота располагается ровно посередине на $N/2 = 500$. Для подгоночных целей достаточно взять безразмерную полосу частот [500, 650].

Так как спектр периодической функции известен и приемлемая полоса частот для подгона определена, то дальнейшие действия осуществляются по стандартному МНК.

На рисунке 5 слева (а) показан укороченный спектр частот, применимый для подгоночных

целей. Он расположен в полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон функции $F_0(t)$. Точность подгона весьма высокая и величина относительной ошибки меньше чем 0,2%. Она рассчитывается по известной формуле

$$RelErr(K) = \left[\frac{stdev(F(t) - Yft(t, K))}{mean|F(t)|} \right] \cdot 100\% \quad (4)$$

Более точные значения приведены в таблице 1.

На рисунке 6 показано распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и распределение фаз, вычисляемое по формуле $arctg(As_k/Ac_k)$ для функции $F_0(t)$ справа (б). Заметим, что распределение фаз практически равномерное, так как последовательность ранжированных амплитуд (ПРА), выделенная сплошной синей линией на правом рисунке, практически совпадает с отрезком прямой линии.

На рисунке 7а, б, в проиллюстрирован переход от функций аргумента тригонометрической функции $F_0(t)$ к исходной функции распределения максимумов, расположенных на правом рисунке вместе с ее подгоночной функцией. Для нахождения окончательных параметров a и b используются

выражения (2) и (5), показанное ниже. Эти параметры приведены в таблице 1.

$$Ex(t) = a \cdot \cos(Yft(t)) + b. \quad (5)$$

Так как новый подход был подробно объяснен на примере подгона функции $F_0(t)$, то авторы избавлены от необходимости дублировать метод, используемый для других функций $F_{1,2}(t)$. Мы приведем только окончательные результаты фитинга этих функций, необходимых для сравнительного анализа, сохраняя по возможности прежние настройки вычислительной программы.

На рисунке 8 слева (а) показан укороченный спектр частот, применимый для подгоночных целей. Он расположен в той же полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон функции $F_1(t)$. Точность подгона весьма высокая и величина относительной ошибки меньше чем 0,2%.

На рисунке 9 показано распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и распределение фаз, вычисляемое по формуле $Phase_k = arctg(As_k/Ac_k)$ для функции $F_1(t)$, справа (б). Заметим, что распределение фаз, как и в первом случае, практически равномерное, так как последовательность ранжированных амплитуд (ПРА),

Таблица 1. Основные подгоночные параметры, которые были использованы для подгона аргументов функций $F_p(t)$ — гравиметр GNUKV

Table 1. The main fitting parameters that were used to adjust the arguments of the $F_p(t)$ functions. — GNUKV gravimeter

Function	F_{res}	Ph_0	RelErr(%)	K	a	b
$F_0(t)$	1078,131	0,1041	0,183	400	0,38594	0,61406
$F_1(t)$	950,547	0,1038	0,176	400	0,0021	0,55684
$F_2(t)$	944,062	0,5810	0,114	400	0,4955	0,4955

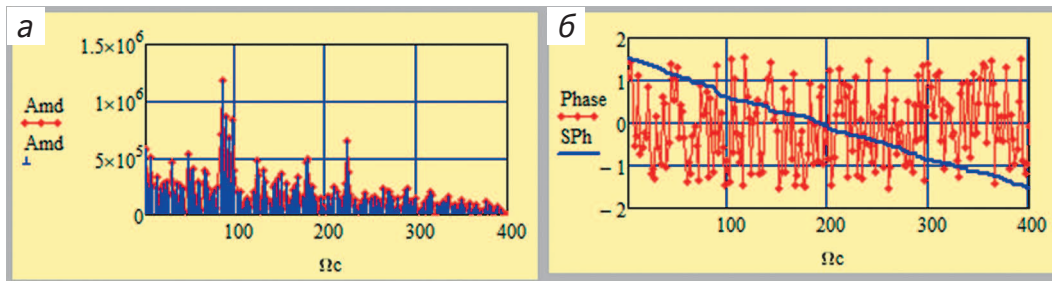


Рис. 6. Слева (а) показано распределение модуля амплитуд, справа (б) показано распределение фаз. Голубая линия выделяет последовательность ранжированных амплитуд (ПРА). Ее близость к отрезку прямой показывает, что распределение фаз — равномерное

Fig. 6. On the left (a) shows the distribution of the amplitude modulus, on the right (b) shows the phase distribution. The blue line highlights the sequence of ranked amplitudes (PRA). Its proximity to a straight line segment shows that the phase distribution is uniform

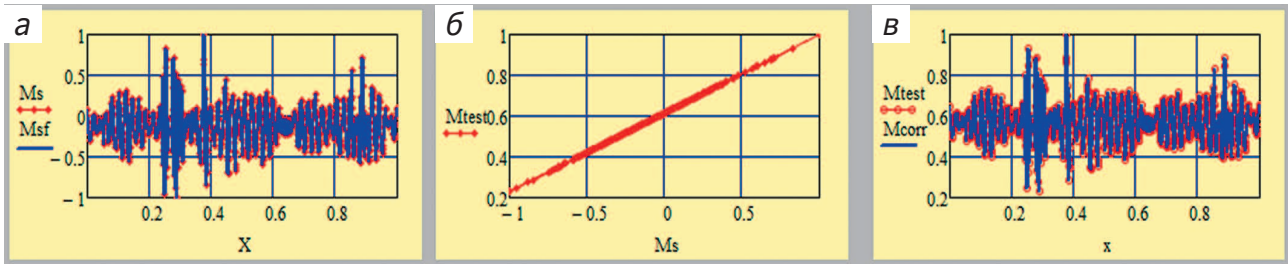


Рис. 7. Переход от функции $\cos(F_0(t))$ (рис. а) к исходной функции распределения максимумов (в) через линейное преобразование (2). Оно показано на центральном рисунке (б)

Fig. 7. Transition from the $\cos(F_0(t))$ function (Fig. (a)) to the initial maximum distribution function (b) via linear transformation (2). It is shown in the central figure (b)

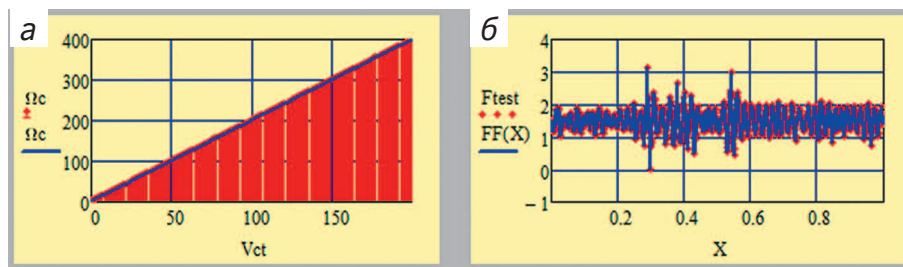


Рис. 8. Слева (а) показан укороченный спектр, расположенный в полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон распределения $F_1(t)$. Точность подгона весьма высокая: относительная ошибка не превышает 0,2%

Fig.8. The shortened spectrum located in the band [2—400] is shown on the left (a). On the right (b), the fit of the $F_1(t)$ distribution is shown. The accuracy of the fitting is very high: the relative error does not exceed 0.2%

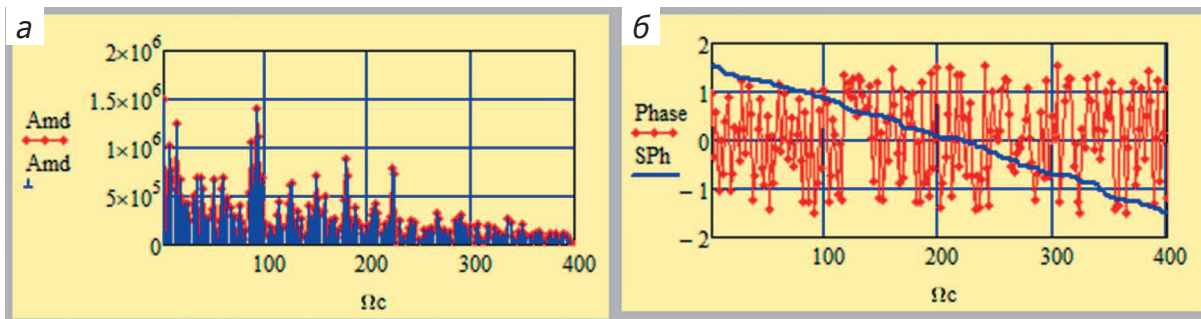


Рис. 9. Слева (а) показано распределение модуля амплитуд, справа на рисунке (б) показано распределение фаз. Это АЧХ относится к функции $F_1(t)$. Голубая линия выделяет последовательность ранжированных амплитуд (ПРА). Ее близость к отрезку прямой показывает, что распределение фаз — равномерное

Fig. 9. On the left (a) shows the distribution of the amplitude modulus, on the right in Figure (b) shows the phase distribution. This frequency response refers to the $F_1(t)$ function. The blue line highlights the sequence of ranked amplitudes (PRA). Its proximity to a straight line segment shows that the phase distribution is uniform

выделенная сплошной синей линией на правом рисунке, как и ранее, практически совпадает с отрезком прямой линии.

Для экономии места мы опускаем рисунки, объясняющие переход к исходному усредненному сигналу. Соответствующие параметры a и b , осуществляющие этот переход по формуле (2), приведены в таблице 1.

Аналогичным образом для полноты картины приводим 4 рисунка для аргумента $F_2(t)$.

На рисунке 10 слева (а) показан укороченный спектр частот, применимый для подгоночных целей [2—400]. Как и для прежних случаев, он расположен в той же полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон функции $F_2(t)$. Точность подгона весьма высокая и величина относительной

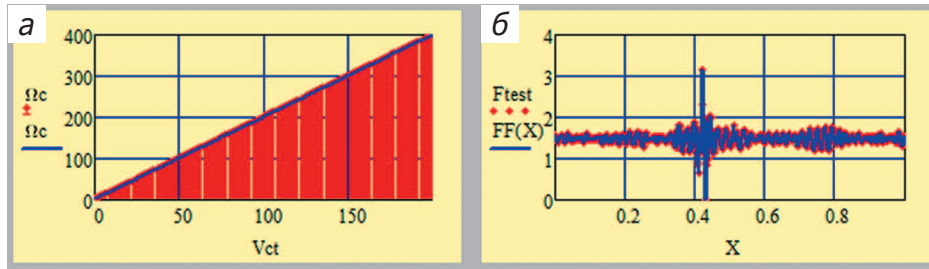


Рис. 10. Слева (а) показан укороченный спектр, расположенный в той же полосе [2—400]. Справа (б) показан подгон распределения $F_2(t)$. Точность подгона весьма высокая: относительная ошибка не превышает 0,2%
Fig. 10. The shortened spectrum located in the same band [2—400] is shown on the left (a). On the right (b), the fitting of the $F_2(t)$ distribution is shown. The accuracy of the fitting is very high: the relative error does not exceed 0.2%

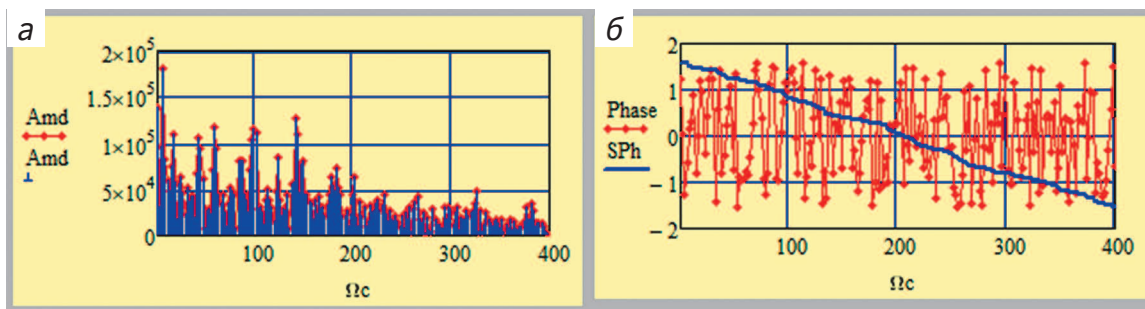


Рис. 11. На рисунке слева (а) показано распределение модуля амплитуд, справа на рисунке (б) показано распределение фаз. Это АЧХ относится к функции $F_2(t)$. Голубая линия выделяет последовательность ранжированных амплитуд (ПРА). Ее близость к отрезку прямой показывает, что распределение фаз — равномерное
Fig. 11. The figure on the left (a) shows the distribution of the amplitude modulus, and on the right (b) shows the phase distribution. This frequency response refers to the function $F_2(t)$. The blue line highlights the sequence of ranked amplitudes (PRA). Its proximity to the straight line segment shows that the phase distribution is uniform

ошибки, как и ранее, меньше чем 0,2%. Точные значения приведены в таблице 1.

На рисунке 11 показано распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и распределение фаз, вычисляемое по формуле $Phase_k = \arctg(As_k/Ac_k)$ для функции $F_2(t)$, справа (б). Заметим, что распределение фаз, как и в первом случае, практически равномерное, так как последовательность ранжированных амплитуд (ПРА), выделенная сплошной синей линией на правом рисунке, как и ранее, практически совпадает с отрезком прямой линии.

Общий вывод, который следует из предварительного анализа рисунков 6—11, таков: усеченные спектры Ω_k для всех трех функций $F_p(t)$ одинаковы и расположены в интервале [2—400]. Основные отличия для всех трех $F_p(t)$ лежат в распределениях модулей амплитуд (рис. 6а, 9а и 11а соответственно).

Совершенно аналогичным образом обрабатываются данные по гравиметру CG-6. Приведем (в целях экономии места) только основные рисунки, выделяющие различия между ними.

По ТД определяются следующие колонки. Вторая для распределения максимумов, а минимальная совпадает с нулевой колонкой. Поэтому экстремальные файлы представлены следующими рисунками.

На рисунке 12а, б показаны три самых характерных сигнала для гравиметра CG-6, выделенных по критерию ТД и подлежащих подгону. Мы сохраняем те же обозначения для аргументов $F_p(t)$, допускающих строгое разложение в РФ, что позволяет решить поставленную задачу. Как это было проделано ранее, удобно использовать в качестве независимой переменной нормированную на единицу переменную $x_j = j/N$.

На рисунке 13 показаны все три функции аргументов для гравиметра CG6, подлежащих подгону. На левом рисунке (а) красным и зеленым цветом соответственно показаны функции $F_{0,2}(t)$ для максимальных и минимальных значений, а на правом рисунке (б) показана функция $F_1(t)$ для средней функции, изображенная на прежнем рисунке справа. Заметим, что все они автоматически приводятся к интервалу $[0, \pi]$.

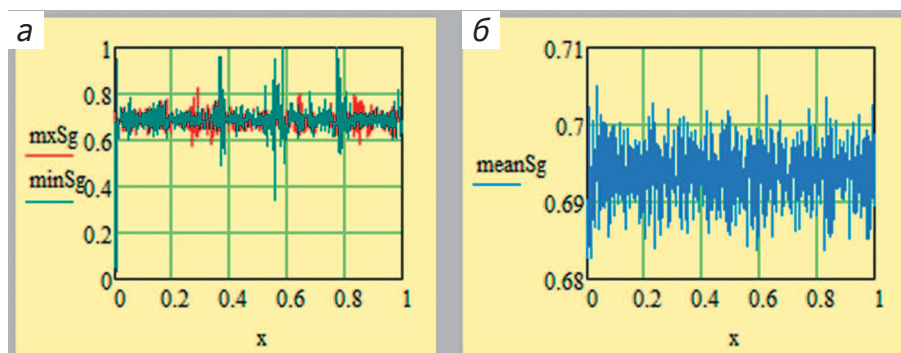


Рис. 12. Распределение максимальных значений ТД. Слева на рисунке (а) показаны распределения максимальных, средних и минимальных значений по всей совокупности столбцов исходной матрицы измерений. Ввиду того что среднее значение принимает малые значения, это распределение выделено на отдельном рисунке справа
Fig. 12. Distribution of maximum TD values. Figure (a) on the left shows the distribution of maximum, average, and minimum values across the entire set of columns of the original measurement matrix. Due to the fact that the average value takes on small values, this distribution is highlighted in a separate figure on the right

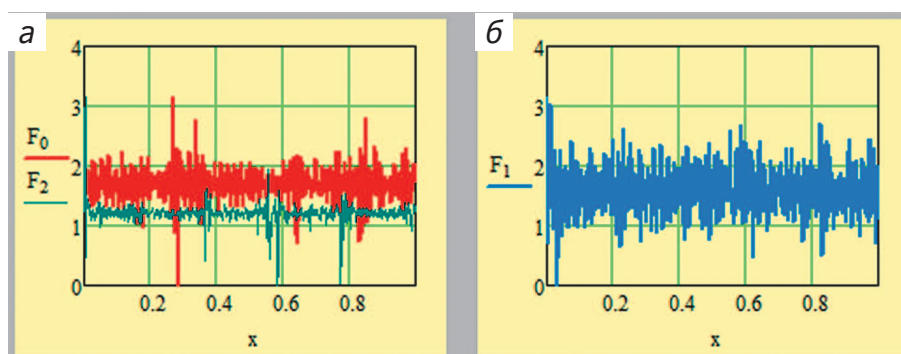


Рис. 13. Функции аргументов $F_p(t)$, выделенные теми же цветами, что и на прежнем рисунке, (3) и подлежащие подгону
Fig. 13. The functions of the arguments $F_p(t)$, highlighted in the same colors as in the previous figure (3) and subject to adjustment

Так как усеченный спектр для второго гравиметра также сохраняется, то мы приведем только подгон функции $F_0(t)$ и распределение модуля амплитуд. Фазовые распределения также носят равномерный характер и поэтому в целях экономии места могут быть опущены.

Рисунок 14 показывает распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и подгон функции $F_0(t)$ справа (б). Распределение фаз, как и для первого гравиметра, практически равномерное, и поэтому этот рисунок мы не приводим как малоинформативный.

На рисунке 15 показано распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и подгон функции $F_1(t)$ справа (б). Распределение фаз, как и для первого гравиметра, практически равномерное, и поэтому этот рисунок мы также не приводим.

На рисунке 16 показано распределение модуля амплитуд $Amd_k = \sqrt{Ac_k^2 + As_k^2}$ слева (а) и подгон функции $F_1(t)$ справа (б). Распределение фаз, как и для первого гравиметра, практически равномерное, и поэтому этот рисунок мы опускаем. Точные значения параметров подгонки для гравиметра CG-6 приведены в таблице 2.

Результаты и их обсуждение

Впервые предложен новый оригинальный подход к построению математической модели временного поведения системы флуктуаций вариации силы тяжести, основанный на простом и универсальном преобразовании исходного сигнала, позволяющий преобразовать его в другой цифровой сигнал, имеющий строгую периодичность равную 2π , используя при этом разложение модифицированное Фурье-преобразование, которое

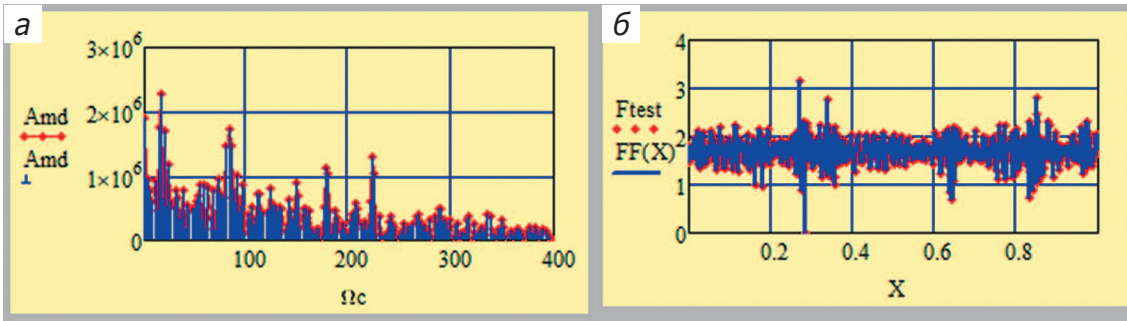


Рис. 14. Распределение модуля амплитуд слева (а) и подгон функции $F_0(t)$ справа (б)
 Fig. 14. The distribution of the amplitude modulus on the left (a) and the fitting of the function $F_0(t)$ on the right (б)

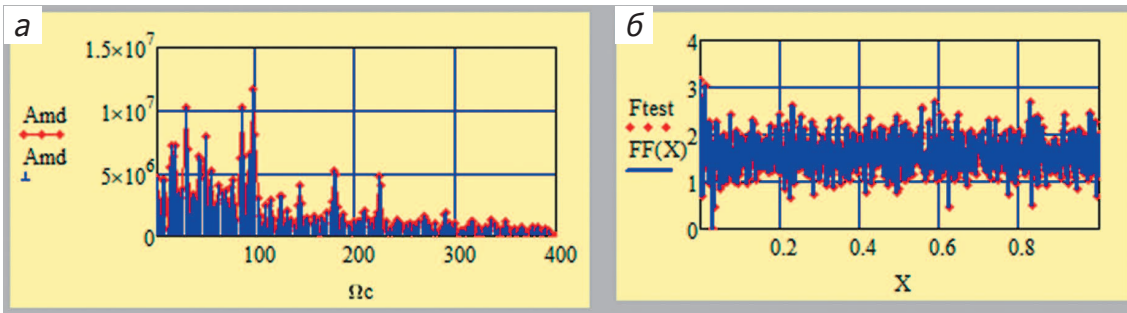


Рис. 15. Распределение модуля амплитуд слева (а) и подгон функции $F_1(t)$ справа (б)
 Fig. 15. The distribution of the amplitude modulus on the left (a) and the fit of the $F_1(t)$ function on the right (б)

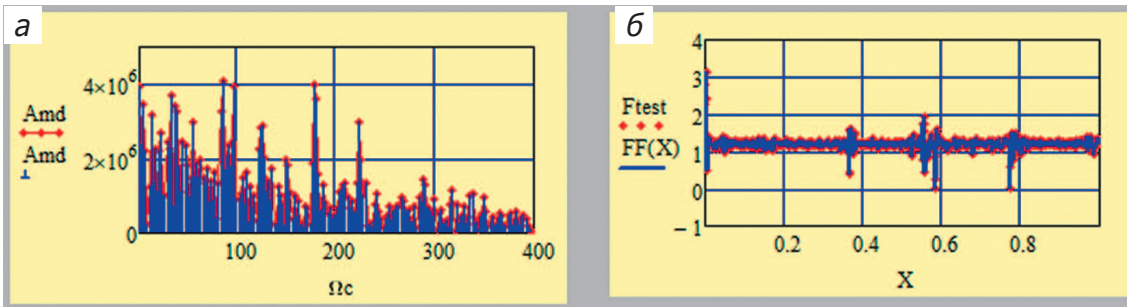


Рис. 16. Распределение модуля амплитуд слева (а) и подгон функции $F_2(t)$ справа (б)
 Fig. 16. The distribution of the amplitude modulus on the left (a) and the fit of the $F_2(t)$ function on the right (б)

справедливо для любого сигнала, в котором про-
 моделированы частота и фаза, что может успешно
 применяться при решении задачи разложения лю-
 бой случайной функции.

Такой подход значительно приближает нас
 к пониманию построения математической моде-
 ли временного поведения системы флуктуаций
 вариации силы тяжести для изучаемого региона,

Таблица 2. Основные подгоночные параметры, которые были использованы для подгона аргументов функций $F_p(t)$ — гравиметр CG-6

Table 2. The main fitting parameters that were used to adjust the arguments of the $F_p(t)$ functions. — gravimeter CG-6

Function	F_{res}	Ph_0	RelErr(%)	K	a	b
$F_0(t)$	1075,869	0,035	0,315	400	0,1266	0,70176
$F_1(t)$	1006,841	0,95054	0,364	400	0,0112	0,6938
$F_2(t)$	762,871	0,9103	0,241	400	0,4840	0,5161

а также позволит выяснить, какие физические процессы продуцируют зарегистрированный данный временной ряд, учитывающий влияние случайных «гостевых» процессов не до конца изученной природы, порожденных внешними

случайными факторами. Это позволяет нам количественно охарактеризовать изменение системы со временем, понять происходящие в ней процессы и, в конечном итоге, построить ее теоретическую модель.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лобанов А.М., Белов А.П., Ерохин А.М., Венедиктов К.В. Алгоритм распознавания видеофайла для оцифровки колебаний аналогового индикатора на примере кварцевого гравиметра ГНУ-КВ. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. № 66(1). С. 128—134. DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-1-128-134
2. Нигматуллин Р.Р., Белов А.П., Ерохин А.М., Мухаметзянов А.Р., Конешов В.Н., Дробышев М.Н. Построение и анализ некоторых математических моделей, связанных с временными вариациями гравитационного поля. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2025. № 67(2). С. 76—94.
3. Торге В. Гравиметрия. Пер. с англ.: Г.А. Шануров; ред. А.П. Юзефович. М.: Мир, 1999. 428 с.
4. Almeida L.B. The fractional Fourier transform and time-frequency representations. *IEEE Trans. Signal Process.* 1994. No. 42. P. 3084—3091.
5. Arecchi F., Meucci R., Puccioni G., Tredicce J. Experimental evidence of subharmonic bifurcations, multistability, and turbulence in a Q-switched gas laser. *Phys. Rev. Lett.* 1982. No. 49. P. 1217—1220.
6. Bhattacharyya A., Singh L., Pachori R.B. Fourier-Bessel series expansion based empirical wavelet transform for analysis of non-stationary signals. *Digit. Signal Process.* 2018. No. 78. P. 185—196.
7. Chaudhary P.K., Gupta V., Pachori R.B. Fourier-Bessel representation for signal processing: A review. *Digit. Signal Process.* 2023. No. 135. P. 103938.
8. Chen J., Chau K., Chan C., Jiang Q. Subharmonics and chaos in switched reluctance motor drives. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2002. No. 17. P. 73—78.
9. Cohen L. *Time-Frequency Analysis*; Prentice Hall Press: NJ, USA, 1995. Vol. 778.
10. De Souza U.B., Escola J.P.L., da Cunha Brito L. A survey on Hilbert-Huang transform: Evolution, challenges and solutions. *Digit. Signal Process.* 2022. No. 120. P. 103292.
11. Hlubina P., Luňáček J., Ciprian D., Chlebus R. Windowed Fourier transform applied in the wavelength domain to process the spectral interference signals. *Opt. Commun.* 2008. No. 281. P. 2349—2354.
12. Huang N.E., Shen Z., Long S.R., Wu M.C., Shih H.H., Zheng Q., Yen N.C., Tung C.C., Liu H.H. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proc. R. Soc. Lond. A Math. Phys. Eng. Sci.* 1998. No. 454. P. 903—995.
13. Kemaq Q. Windowed Fourier transform for fringe pattern analysis. *Appl. Opt.* 2004. No. 43. P. 2695—2702.
14. Kumar A. Wavelet signal processing: A review for recent applications. *Int. J. Eng. Tech.* 2020. No. 6. P. 12.
15. Li M., Liu Y., Zhi S., Wang T., Chu F. Short-time Fourier transform using odd symmetric window function. *J. Dyn. Monit. Diagn.* 2022. No. 1. P. 37—45.
16. Lauterborn W., Cramer E. Subharmonic route to chaos observed in acoustics. *Phys. Rev. Lett.* 1981. No. 47. P. 1445.
17. Mallat S. *A Wavelet Tour of Signal Processing*, 3rd ed.; Academic Press: Burlington, MA, USA, 1999.
18. Mertins, A. *Signal Analysis: Wavelets, Filter Banks, Time-Frequency Transforms and Applications*. Wiley: Chichester, UK, 1999.
19. Nigmatullin R.R., Alexandrov V., Agarwal P., Shilpi J., Necati O. Description of Multi-Periodic Signals Generated By Complex Systems: NOCFASS — New Possibilities of the Fourier Analysis. *Numerical Algebra, Control and Optimization*. March 2024. Vol. 14. No. 1. P. 1—19. DOI: 10.3934/naco.2022008
20. Peng Z.K., Peter W.T., Chu F.L. A comparison study of improved Hilbert-Huang transform and wavelet transform: Application to fault diagnosis for rolling bearing. *Mech. Syst. Signal Process.* 2005. No. 19. P. 974—988.
21. Portnoff M. Time-frequency representation of digital signals and systems based on short-time Fourier analysis. *IEEE Trans. Acoust. Speech Signal Process.* 1980. No. 28. P. 55—69.
22. Qian S., Chen D. Discrete Gabor transform. *IEEE Trans. Signal Process.* 1993. No. 41. P. 2429—2438.
23. Qian S., Chen, D. Joint time-frequency analysis. *IEEE Signal Process. Mag.* 1999. No. 16. P. 52—67.
24. Sejdíć E., Djurović I., Stanković L. Fractional Fourier transform as a signal processing tool: An overview of recent developments. *Signal Process.* 2011. No. 91. P. 1351—1369.
25. Su X., Tao R., Kang X. Analysis and comparison of discrete fractional Fourier transforms. *Signal Process.* 2019 No. 160. P. 284—298.
26. Wilden I., Herzel H., Peters G., Tembrock G. Subharmonics, biphonation, and deterministic chaos in mammal vocalization. *Bioacoustics* 1998. No. 9. P. 171—196.
27. Wu Z., Huang N.E. Ensemble empirical mode decomposition: A noise-assisted data analysis method. *Adv. Adapt. Data Anal.* 2009. No. 1. P. 1—41.
28. Yan R., Gao R.X., Chen X. Wavelets for fault diagnosis of rotary machines: A review with applications. *Signal*

- Process. 2014. No. 96. P. 1—15.
29. Yao J., Krolak P., Steele C. The generalized Gabor transform. *IEEE Trans. Image Process.* 1995. No. 4. P. 978—988.
30. Zayed A.I. Hilbert transform associated with the fractional Fourier transform. *IEEE Signal Process. Lett.* 1998. No. 5. P. 206—208.
31. Zhao Z., Tao R., Li G., Wang Y. Clustered fractional Gabor transform. *Signal Process.* 2020. No. 166. P. 107240.

REFERENCES

- Lobanov A.M., Belov A.P., Erokhin A.M., Venediktov K.V. An Algorithm for Video File Recognition for Digitizing Oscillations of an Analog Indicator Using the GNU-KB Quartz Gravimeter as an Example. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Geologiya i Razvedka.* 2024. No. 66(1). P. 128—134 (In Russ.). DOI: 10.32454/0016-7762-2024-66-1-128-134
- Nigmatullin R.R., Belov A.P., Erokhin A.M., Mukhametzyanov A.R., Koneshov V.N., Drobyshev M.N. Construction and Analysis of Some Mathematical Models Related to Temporal Variations in the Gravity Field. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Geologiya i Razvedka.* 2025. No. 67(2). P. 76—94 (In Russ.).
- Torge W. *Gravimetry*. Translated from English by G.A. Shanurov; edited by A.P. Yuzefovich. Moscow: Mir Publ., 1999. 428 p. (In Russ.).
- Almeida L.B. The fractional Fourier transform and time-frequency representations. *IEEE Trans. Signal Process.* 1994. No. 42. P. 3084—3091.
- Arecchi F., Meucci R., Puccioni G., Tredicce J. Experimental evidence of subharmonic bifurcations, multistability, and turbulence in a Q-switched gas laser. *Phys. Rev. Lett.* 1982. No. 49. P. 1217—1220.
- Bhattacharyya A., Singh L., Pachori R.B. Fourier-Bessel series expansion based empirical wavelet transform for analysis of non-stationary signals. *Digit. Signal Process.* 2018. No. 78. P. 185—196.
- Chaudhary P.K., Gupta V., Pachori R.B. Fourier-Bessel representation for signal processing: A review. *Digit. Signal Process.* 2023. No. 135. P. 103938.
- Chen J., Chau K., Chan C., Jiang Q. Subharmonics and chaos in switched reluctance motor drives. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2002. No. 17. P. 73—78.
- Cohen L. *Time-Frequency Analysis*; Prentice Hall Press: NJ, USA, 1995. Vol. 778.
- De Souza U.B., Escola J.P.L., da Cunha Brito L. A survey on Hilbert-Huang transform: Evolution, challenges and solutions. *Digit. Signal Process.* 2022. No. 120. P. 103292.
- Hlubina P., Luňáček J., Ciprian D., Chlebus R. Windowed Fourier transform applied in the wavelength domain to process the spectral interference signals. *Opt. Commun.* 2008. No. 281. P. 2349—2354.
- Huang N.E., Shen Z., Long S.R., Wu M.C., Shih H.H., Zheng Q., Yen N.C., Tung C.C., Liu H.H. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proc. R. Soc. Lond. A Math. Phys. Eng. Sci.* 1998. No. 454. P. 903—995.
- Kemao Q. Windowed Fourier transform for fringe pattern analysis. *Appl. Opt.* 2004. No. 43. P. 2695—2702.
- Kumar A. Wavelet signal processing: A review for recent applications. *Int. J. Eng. Tech.* 2020. No. 6. P. 12.
- Li M., Liu Y., Zhi S., Wang T., Chu F. Short-time Fourier transform using odd symmetric window function. *J. Dyn. Monit. Diagn.* 2022. No. 1. P. 37—45.
- Lauterborn W., Cramer E. Subharmonic route to chaos observed in acoustics. *Phys. Rev. Lett.* 1981. No. 47. P. 1445.
- Mallat S. *A Wavelet Tour of Signal Processing*, 3rd ed.; Academic Press: Burlington, MA, USA, 1999.
- Mertins, A. *Signal Analysis: Wavelets, Filter Banks, Time-Frequency Transforms and Applications*. Wiley: Chichester, UK, 1999.
- Nigmatullin R.R., Alexandrov V., Agarwal P., Shilpi J., Necati O. Description of Multi-Periodic Signals Generated By Complex Systems: NOCFASS — New Possibilities of the Fourier Analysis. *Numerical Algebra, Control and Optimization.* March 2024. Vol. 14. No. 1. P. 1—19. DOI: 10.3934/naco.2022008
- Peng Z.K., Peter W.T., Chu F.L. A comparison study of improved Hilbert-Huang transform and wavelet transform: Application to fault diagnosis for rolling bearing. *Mech. Syst. Signal Process.* 2005. No. 19. P. 974—988.
- Portnoff M. Time-frequency representation of digital signals and systems based on short-time Fourier analysis. *IEEE Trans. Acoust. Speech Signal Process.* 1980. No. 28. P. 55—69.
- Qian S., Chen D. Discrete Gabor transform. *IEEE Trans. Signal Process.* 1993. No. 41. P. 2429—2438.
- Qian S., Chen, D. Joint time-frequency analysis. *IEEE Signal Process. Mag.* 1999. No. 16. P. 52—67.
- Sejdić E., Djurović I., Stanković L. Fractional Fourier transform as a signal processing tool: An overview of recent developments. *Signal Process.* 2011. No. 91. P. 1351—1369.
- Su X., Tao R., Kang X. Analysis and comparison of discrete fractional Fourier transforms. *Signal Process.* 2019 No. 160. P. 284—298.
- Wilden I., Herzel H., Peters G., Tembrock G. Subharmonics, biphonation, and deterministic chaos in mammal vocalization. *Bioacoustics* 1998. No. 9. P. 171—196.
- Wu Z., Huang N.E. Ensemble empirical mode decomposition: A noise-assisted data analysis method. *Adv. Adapt. Data Anal.* 2009. No. 1. P. 1—41.

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

28. Yan R., Gao R.X., Chen X. Wavelets for fault diagnosis of rotary machines: A review with applications. *Signal Process.* 2014. No. 96. P. 1—15.
29. Yao J., Krolak P., Steele C. The generalized Gabor transform. *IEEE Trans. Image Process.* 1995. No. 4. P. 978—988.
30. Zayed A.I. Hilbert transform associated with the fractional Fourier transform. *IEEE Signal Process. Lett.* 1998. No. 5. P. 206—208.
31. Zhao Z., Tao R., Li G., Wang, Y. Clustered fractional Gabor transform. *Signal Process.* 2020. No. 166. P. 107240.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Нигматуллин Р.Р. — внес вклад в разработку концепции статьи, подобрал математический аппарат для обеспечения расчетов, указанных в статье, присоединился к подготовке текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Белов А.П. — внес основной вклад в разработку концепции статьи, присоединился к подготовке текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работ.

Ерохин А.М. — внес основной вклад в разработку концепции статьи, присоединился к подготовке текста статьи, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работ.

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

Raoul R. Nigmatullin — contributed to the development of the concept of the article, selected a mathematical apparatus to ensure the calculations specified in the article, joined the preparation of the text of the article, finally approved the published version and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Alexey P. Belov — made the main contribution to the development of the concept of the article, joined the preparation of the text of the article, finally approved the published version and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Alexandr M. Erokhin — made the main contribution to the development of the concept of the article, joined the preparation of the text of the article, finally approved the published version and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

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

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нигматуллин Равиль Рашидович — доктор физико-математических наук, профессор ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технический университет» им. А.Н. Туполева (КНИТУ-КАИ).

10, ул. К. Маркса, г. Казань 420111, Россия

e-mail: renigmat@gmail.com

SPIN-код: 5838-3495

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2931-4428>

Белов Алексей Павлович — кандидат геолого-минералогических наук, доцент ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

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

e-mail: belovap@mgri.ru

тел.: +7 (495) 255-15-10, доб. 21-52

SPIN-код: 1910-7536

ORCID: <https://orcid.org/0009-00005-0083-9441>

Raoul R. Nigmatullin — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor at Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev (KNRTU-KAI).

10 K. Marx str., Kazan 420111, Russia

e-mail: renigmat@gmail.com

SPIN-code: 5838-3495

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2931-4428>

Alexey P. Belov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof. of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: belovap@mgri.ru

tel.: +7 (495) 255-15-10, ext. 21-52

SPIN-code: 1910-7536

ORCID: <https://orcid.org/0009-00005-0083-9441>

Ерохин Александр Михайлович* — заместитель начальника управления ИТ по научно-исследовательской работе ООО «Петровайзер».
4, корп. 2, Макарова ул., г. Тверь 170002, Россия
e-mail: erokhin_am@petroviser.ru
тел.: + 7 (915) 724-82-76
SPIN-код: 2110-5661
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9772-1821>

Петров Алексей Владимирович — доктор физико-математических наук, профессор факультета геологии и геофизики нефти и газа ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: petrovstud@mail.ru
тел.: +7 (916) 604-55-01
SPIN-код: 6200-2084
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-3283-7495>

Alexandr M. Erokhin — Deputy Head of the IT Department for Research and Development at Petroviser LLC.
4, bldg. 2, Makarova str., Tver, 170002, Russia
e-mail: erokhin_am@petroviser.ru
tel.: + 7 (915) 724-82-76
SPIN- code: 2110-5661
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9772-1821>

Alexey V. Petrov — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Prof., Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: petrovstud@mail.ru
tel.: +7 (916) 604-55-01
SPIN-code: 6200-2084
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-3283-7495>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



К БЕСКОНТАКТНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В МЕТОДЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ: ДАННЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Д. КАРИНСКИЙ, А.А. ИВАНОВ*, Е.Д. ЕФИМОВ, И.А. ЗУДЕНКОВ

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

АННОТАЦИЯ

Введение. В электроразведке методом сопротивлений существует давно признанная проблема, связанная с необходимостью надежного заземления измерительных электродов, что затруднительно или невозможно в условиях многолетнемерзлых пород, скальных грунтов, снежного покрова или искусственных покрытий. Бесконтактные измерения позволяют решить эту проблему и ускорить процесс съемки. Однако исторически теоретическое обоснование такого подхода базировалось на приближенных методах, а не на строгих решениях.

Цель. Целью данной работы является теоретическое обоснование методики бесконтактных измерений в методе сопротивлений на основе строгого решения прямой задачи электродинамики. Исследование направлено на анализ компонент электромагнитного поля и определение оптимальных условий для корректного определения удельного электрического сопротивления (УЭС) грунта.

Материалы и методы. Исследование проведено методом математического моделирования для двух моделей сред: двухслойной (воздух — проводящее полупространство) и трехслойной (воздух — промежуточный слой — проводящее полупространство). Моделирование выполнялось для предельной дипольно-осевой установки, расположенной на малой высоте над поверхностью, при частоте переменного тока 16 кГц. Расчет поля основан на строгом решении системы уравнений электродинамики. Анализировались амплитуда полной напряженности электрического поля E_x и модуль реактивной компоненты $\text{Re } E_x$.

Результаты. Показано, что традиционный подход, использующий амплитуду полного поля E_x для расчета кажущегося УЭС (ρ_k), на малых разностях дает аномально высокие значения, не зависящие от ρ_2 , из-за влияния поля зарядов на концах токового диполя. В отличие от этого, расчет ρ_k по реактивной компоненте $\text{Re } E_x$ позволяет исключить это влияние. Для двухслойной модели определен оптимальный разнос (8—10 м), обеспечивающий наилучшее соответствие между ρ_k и ρ_2 . Для трехслойной модели показано, что слой с высоким УЭС эквивалентен увеличению высоты подъема установки, а слой с низким УЭС существенно осложняет интерпретацию.

Заключение. Разработан и обоснован новый подход к бесконтактным измерениям в методе сопротивлений, основанный на использовании реактивной компоненты электрического поля. Этот подход позволяет повысить достоверность определения удельного электрического сопротивления подстилающих пород. Результаты работы открывают перспективы для создания эффективной аппаратуры и методики бесконтактной электроразведки, применимой в сложных условиях заземлений.

Ключевые слова: электроразведка, метод сопротивлений, бесконтактные измерения, решение прямой задачи, математическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Каринский А.Д., Иванов А.А., Ефимов Е.Д., Зуденков И.А. К бесконтактным измерениям в методе сопротивлений: данные математического моделирования. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):102—109. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-102-109> EDN: [SEENZD](https://www.edn.ru/SEENZD)

Статья поступила в редакцию 10.11.2025
Принята к публикации 25.11.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

REVISITING THE ISSUE OF CONTACTLESS MEASUREMENTS IN THE RESISTANCE METHOD: MATHEMATICAL SIMULATION DATA

ALEXANDR D. KARINSKIY, ANDREY A. IVANOV*, EVGENIY D. EFIMOV, IVAN A. ZUDENKOV

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

ABSTRACT

Background. The resistivity method of electromagnetic survey has a long-recognized problem associated with the need for reliable grounding of measuring electrodes, which is difficult or impossible in conditions of permafrost, rocky soils, snow cover, or artificial surfaces. Contactless measurements solve this problem and speed up the survey process. However, the theoretical justification for this approach is historically based on approximate methods rather than rigorous solutions.

Aim. To theoretically substantiate the technique of contactless measurements in the resistance method using rigorous forward solution of electrodynamic equations. The study aims to analyze the components of the electromagnetic field and determine the optimal conditions for the correct assessment of the specific electrical resistance (SER) of soil.

Materials and methods. The study is conducted using the mathematical simulation of two medium models: two-layer (air–conductive half-space) and three-layer (air–intermediate layer–conductive half-space). The simulation is performed for a low-altitude dipole-axis array at an AC frequency of 16 kHz. The field calculation is based on a rigorous solution to the system of electrodynamic equations. The amplitude of the total electric field strength E_x and the modulus of the reactive component $\text{Re } E_x$ are analyzed.

Results. The standard approach using the amplitude of the total field E_x to calculate the apparent SER (ρ_a) at small spacings gives anomalously high values independent of ρ_2 due to the field effect of charges at the ends of the current dipole. In contrast, the calculation of ρ_a based on the reactive component $\text{Re } E_x$ excludes this effect. For a two-layer model, an optimal spacing of 8–10 m was established to provide the best match between ρ_a and ρ_2 . For a three-layer model, the high-SER layer is equivalent to an increase in the height of instrument lift, while the layer with low resistivity significantly complicates the interpretation.

Conclusion. An advanced approach to contactless measurements in the resistance method using the reactive component of the electric field is developed and substantiated. This approach increases the reliability of determining the specific electrical resistance of underlying rocks. The results of the study open up prospects for the development of effective equipment and methods for contactless electromagnetic survey applicable in complex grounding conditions.

Keywords: electromagnetic survey, resistance method, contactless measurements, forward simulation, mathematical simulation

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

Financial disclosure: the study had no sponsorship.

For citation: Karinskiy A.D., Ivanov A.A., Efimov E.D., Zudenkov I.A. Revisiting the issue of contactless measurements in the resistance method: Mathematical simulation data. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):102–109. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-102-109> EDN: SEENZD

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

Manuscript received 10 November 2025
 Accepted 25 November 2025
 Published 22 December 2025

* Corresponding author

Еще лет 50 назад были начаты исследования с целью обоснования возможности применения бесконтактных измерений в электроразведке методом сопротивлений. Необходимость применения такой модификации возникает при проведении измерений в зонах многолетнемерзлых пород, скальных грунтов, при наличии снежного покрова или такого непроводящего искусственного покрытия, как асфальт или бетон. Кроме того, отсутствие необходимости заземления токовых и измерительных электродов позволяет значительно ускорить процесс измерений. Некоторые результаты таких исследований были опубликованы, например, в работах [4, 7, 8, 9].

Теоретическое обоснование применения бесконтактных измерений и интерпретации получаемых результатов основывалось не на «строгом» решении соответствующей прямой задачи электродинамики, а на приближенных подходах. И, судя по недавним публикациям наших коллег, положение с теоретическим обоснованием метода до сих пор существенно не изменилось. Например, часть работы [2] посвящена обоснованию тех ограничений, которые имеет применяемая приближенная методика расчетов.

Ниже представлены некоторые, полученные на основе «строгого» решения соответствующей прямой задачи электродинамики, результаты математического моделирования для расположенной на небольшой высоте h над проводящим полупространством предельной дипольно осевой установки $BAMN$.

Понятно, что проведение бесконтактных измерений в методах сопротивления возможно лишь при переменном токе I в питающей линии AB . Некоторые результаты математического модели-

рования при переменном токе $I = I_0 \times \cos(2\pi \cdot f \cdot t)$ в электроразведке методом сопротивлений были приведены в статьях [5, 6]. Основой для получения решения задачи послужила методика, описанная в книге [3]. Эта же методика была применена при получении приведенных ниже результатов моделирования.

Начнем с относительно простой модели. На рисунке 1 показана модель, для которой были получены результаты расчетов, приведенные в статье [6] и на рисунке 2 в этой работе. Горизонтальная плоскость S разделяет полупространства V_1 и V_2 . Генераторный (AB) и измерительный (MN) диполи расположены в полупространстве V_1 (в воздухе) на оси X , параллельной S , на малой высоте h_1 над границей S . Компоненту E_x напряженности электрического поля \mathbf{E} , которой пропорционально напряжение E_{MN} поля \mathbf{E} в предельно короткой измерительной линии MN , определяет несобственный интеграл в смысле главного значения ([1], с. 96—101). Подынтегральная функция содержит функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка. Для вычисления таких интегралов было применено преобразование Эйлера.

Представленные в этой работе результаты моделирования получены при частоте $f = 16$ кГц. Это «рабочая» частота, которая была выбрана для нескольких видов аппаратуры при бесконтактных измерениях в методах сопротивлений [9]. При наших расчетах для проводящего полупространства была задана диэлектрическая проницаемость $\epsilon_2 = 10$. Хотя при указанном значении f выбор величины ϵ_2 несуществен, так как при любых, реальных для горных пород, значениях ϵ можно пренебречь влиянием токов смещения в нижнем полупространстве. То есть в проводящем

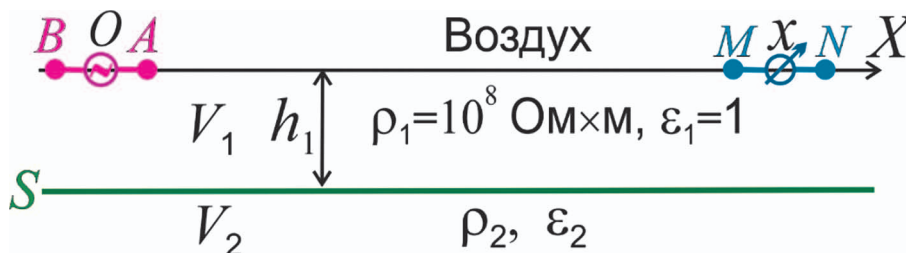


Рис. 1. Двухслойная модель среды и электроразведочная установка
 Fig. 1. Two-layer model of the environment and electrical exploration installation

полупространстве электромагнитное поле — квазистационарное:

$$2\pi \cdot f \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_2 \cdot \rho_2 \ll 1, \quad (1)$$

где ϵ_0 — электрическая постоянная.

Напротив, при тех же частотах f и при очень высоких значениях ρ_1 в верхнем полупространстве (в воздухе) справедливо неравенство:

$$2\pi \cdot f \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_1 \cdot \rho_1 \gg 1. \quad (2)$$

В модели, показанной на рисунке 1, электрическое поле с напряженностью \mathbf{E} создают следующие четыре возбудителя.

1. Электрические заряды $\pm e$ на концах отрезка AB . Как показано в [1] (с. 73), при токе $I = I_0 \times \cos(2\pi \cdot f \cdot t)$ и выполнении неравенства (1) $e \approx \epsilon_0 \times \rho_2 \times I_0 \times \cos(2\pi \cdot f \cdot t)$. То есть величины этих зарядов пропорциональны ρ_2 и они меняются синхронно с изменением тока I . Заметим, что если заземленная линия AB лежит на границе S , то при заданном токе I заряд $e \approx 2\epsilon_0 \times \rho_2 \times I_0 \times \cos(2\pi \cdot f \cdot t)$. Однако если линия AB расположена в воздухе и справедливо неравенство (2), то $e \approx (I_0 / (2\pi \cdot f \cdot \epsilon_1)) \times \sin(2\pi \cdot f \cdot t)$. То есть изменение со временем этих (не зависящих от ρ_2) зарядов $\pm e$ и компонент создаваемого ими кулонова поля \mathbf{E} отличается по фазе от тока I на $\pi/2$.

2. Индукционное поле \mathbf{E} , возбуждаемое первичным магнитным полем отрезка AB тока I . Это поле вообще не зависит от параметров среды.

3. Индукционное поле \mathbf{E} , возбуждаемое объемными токами проводимости, а также токами смещения. В окрестности диполя AB такая составляющая поля переменного электрического диполя не зависит от электрических параметров среды (см. [1], с. 75). С увеличением расстояния от диполя и удельной электропроводности среды доля индукционной составляющей поля \mathbf{E} возрастает, и эта составляющая зависит от удельной электропроводности $\gamma_2 = 1/\rho_2$.

4. Кулоново поле \mathbf{E} , создаваемое поверхностными зарядами с поверхностной плотностью s , индуцированными на границе S . Это поле зависит от коэффициента контрастности границы S , и, следовательно, именно эта составляющая поля \mathbf{E} зависит от удельного электрического сопротивления ρ_2 проводящего полупространства.

На рисунке 2 представлены зависимости кажущихся удельных электрических сопротивлений $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x при $h = 5$ см и при трех значениях удельного электрического сопротивления ρ_2 . Приведенные на этом рисунке значения ρ_k определены двумя способами. Величины $\rho_k(E_x)$

определены «стандартным» способом — по амплитуде $|E_x| = \sqrt{(\text{Re } E_x)^2 + (\text{Im } E_x)^2}$ компоненты E_x , где $\text{Re } E_x$ — реактивная составляющая, меняющаяся синфазно либо в противофазе со сторонним током I в отрезке AB , а $\text{Im } E_x$ — активная составляющая, отличающаяся по фазе от тока I на $\pi/2$. То есть $\rho_k(E_x) = K \times |E_x| / I_0$, где $K = \pi \cdot x^3$ — коэффициент предельной дипольно-осевой установки, расположенной на поверхности проводящего полупространства. Понятно, что для показанной на рисунке 1 модели на величину $|E_x|$ может оказывать существенное влияние поле зарядов $\pm e$, величины которых не зависят от ρ_2 . Значения $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ определены по модулю реактивной компоненты $\text{Re } E_x$. Понятно, что на эту компоненту не оказывают влияния заряды $\pm e$ на концах отрезка AB .

На рисунке 2 видим, что при малых разносах на величину $\rho_k(E_x)$ практически не влияют значения ρ_2 , так как величина $|E_x|$ зависит в основном от зарядов $\pm e$. При больших разносах и очень высоких значениях ρ_2 (1000 Ом·м) величины $\rho_k(E_x)$ соответствуют значениям ρ_2 , но при более низких ρ_2 (100, 10 Ом·м) определить ρ_2 по $\rho_k(E_x)$ вряд ли возможно. При дальнейшем увеличении разноса значения $\rho_k(E_x)$ выходят на известную в методах сопротивлений «индукционную асимптоту».

Совсем по-другому «выглядят» приведенные на рисунке 2 зависимости $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x . У них нет не зависящих от ρ_2 anomalно высоких значений ρ_k при малых разносах, так как составляющая $\text{Re } E_x$ не зависит от поля зарядов $\pm e$ на концах отрезка AB . Но при этом зависимости $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса «осложнены» тем,

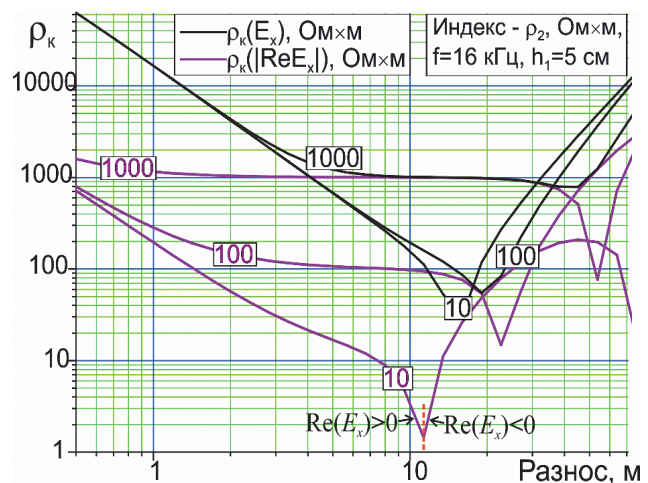


Рис. 2. Зависимости $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x при нескольких значениях ρ_2

Fig. 2. Dependences of $\rho_k(E_x)$ and $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ on the spacing x for several values of ρ_2

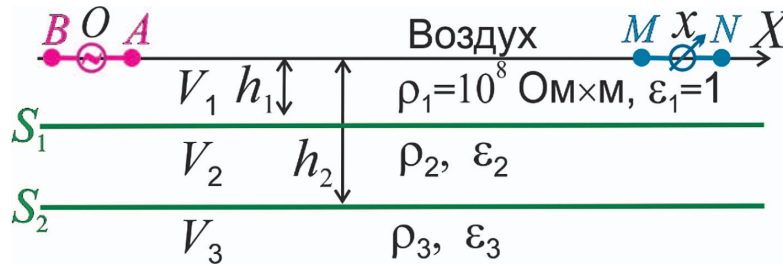


Рис. 3. Трехслойная модель среды и электроразведочная установка
Fig. 3. Three-layer model of the environment and electrical exploration installation

что с увеличением разноса составляющая $\text{Re } E_x$ меняет знак. Поэтому для определения ρ_2 по $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ в зависимости от f и ожидаемых пределов изменения ρ_2 на основе результатов математического моделирования следует выбрать «оптимальный» разнос. Из показанных на рисунке 2 результатов моделирования следует, что при частоте $f = 16$ кГц и $10 \text{ Ом}\cdot\text{м} \leq \rho_2 \leq 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ таким оптимальным является разнос $x \approx 8\text{—}10$ м.

Перейдем к результатам моделирования, полученным для более сложной и приближающейся к возможным реальным условиям при проведении бесконтактных измерений модели. На рисунке 3 показана трехслойная модель горизонтально-слоистой среды. Верхнее полупространство V_1 — воздух, нижнее полупространство V_3 — однородные по ρ горные породы, а слой V_2 при высоких значениях ρ_2 может отвечать асфальту или бетону, а при низких ρ_2 — например, влажному почвенному слою. При разработке алгоритма расчетов для этой модели потребовалось получить решение системы 8 уравнений с 8 неизвестными.

На рисунке 4 приведены зависимости $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x при высоком значении удельного сопротивления ρ_2 . Эти зависимости не имеют коренных отличий от тех, которые были приведены на рисунке 2. Присутствие в проводящем полупространстве слоя V_2 с высоким ρ_2 сказывается на этих зависимостях примерно так, как если бы в модели на рисунке 2 высота h_1 была заменена на большее значение h_2 (см. рис. 3).

Зависимости $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x на рисунке 5 получены при низком значении удельного сопротивления ρ_2 . В этом случае, особенно при высоком значении ρ_3 , определение истинного удельного сопротивления ρ_3 как по $\rho_k(E_x)$, так и по $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ может быть затруднено. Это, по-видимому, обусловлено особенностями распределения поверхностных зарядов, индуцированных на границах S_1, S_1 при $\rho_1 \gg \rho_2 \ll \rho_3$.

Проведенное математическое моделирование на основе строгого решения прямой задачи электродинамики подтвердило принципиальную возможность применения бесконтактных измерений

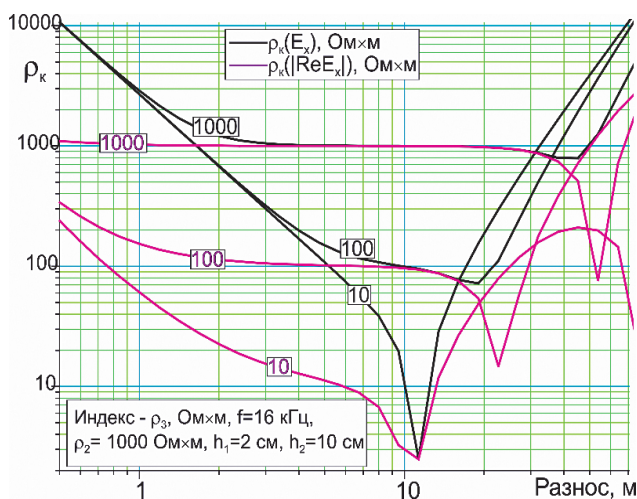


Рис. 4. Зависимости $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x при нескольких значениях ρ_3
Fig. 4. Dependences of $\rho_k(E_x)$ and $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ on the spacing x for several values of ρ_3

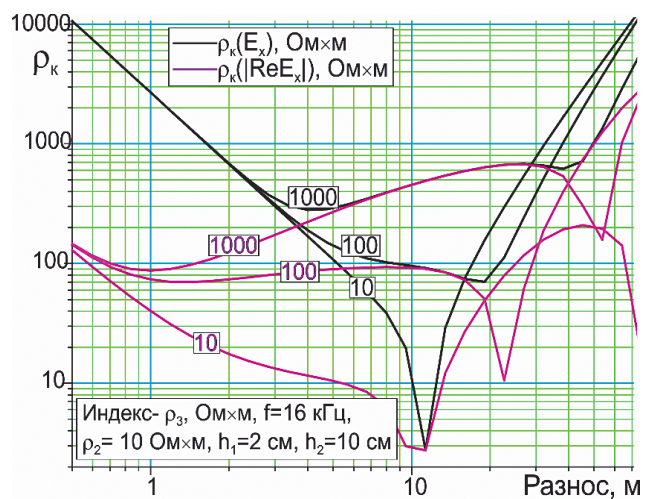


Рис. 5. Зависимости $\rho_k(E_x)$ и $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ от разноса x при нескольких значениях ρ_3
Fig. 5. Dependences of $\rho_k(E_x)$ and $\rho_k(|\text{Re } E_x|)$ on the spacing x for several values of ρ_3

в методе сопротивлений. Показано, что традиционный подход, основанный на использовании величины $|E_x|$, может приводить к значительным погрешностям при интерпретации данных, особенно на малых разносах, где доминирующее влияние оказывает поле зарядов на концах токовой линии, не зависящее от свойств среды.

Установлено, что использование реактивной составляющей поля позволяет исключить это влияние и получить более устойчивую связь между кажущимся и истинным удельным электрическим сопротивлением. Для двухслойной модели определен оптимальный диапазон разносов (около 8—10 м для частоты 16 кГц).

Для более сложной трехслойной модели показано, что наличие промежуточного слоя с высоким сопротивлением (типа асфальта) качественно эквивалентно увеличению высоты подъема установки, в то время как слой с низким сопротивлением (влажный грунт) существенно осложняет интерпретацию и определение параметров нижележащей толщи.

Таким образом, разработанный подход, основанный на измерении и анализе реактивной составляющей электрического поля, открывает перспективы для создания эффективной методики бесконтактной электроразведки, позволяющей проводить работы в условиях, исключающих или затрудняющих использование заземленных электродов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л.М., Даев Д.С., Каринский А.Д. Теория полей, применяемых в разведочной геофизике. Учебник для ВУЗов. Часть IV. М.: МГРИ, 2020. 104 с.
2. Груздев А.И., Бобачев А.А., Шевнин В.А. Определение области применения бесконтактной технологии метода сопротивлений. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, издательство 2020. № 5. С. 100—106.
3. Заборовский А.И. Переменные электромагнитные поля в электроразведке. М.: Изд-во МГУ, 1960. 186 с.
4. Иванов А.А., Каринский А.Д. Способ бесконтактной электроразведки. Патент России № 2785037. 16.12.2022. Бюл. № 35.
5. Каринский А.Д., Шевнин В.А. Влияние индукции на результаты ВЭЗ на переменном токе. Геофизика. 2001. № 5. С. 50—56.
6. Каринский А.Д., Иванов А.А., Зуденков И.А., Матюшенко А.А., Новиков П.В. Обоснование новой методики при бесконтактных измерениях в электроразведке методом сопротивлений. Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration. 2023. № 4. С. 27—36. DOI: 10.32454/0016-7762-2023-65-4-27-36
7. Нахабцев А.С., Сапожников Б.Г., Яблучанский А.И. Электропрофилирование с незаземленными рабочими линиями. Л.: Недра. 1985. 96 с.
8. Тимофеев В.М., Бяшков Г.П. О некоторых путях повышения эффективности электропрофилирования при инженерно-геоэкологической съемке. Тр. ВСЕГИНГЕО. 1976. Т. 1. № 81. С. 28—36.
9. Трофимов И.В., Башкеев А.С., Савченко В.А., Коншин И.О. Опыт комплексирования бесконтактной технологии метода сопротивлений и геофизической съемки с применением беспилотных летательных аппаратов при поисках коренного золота в Бодайбинском синклинии. Науки о Земле и недрапользование. 2024. № 47(3). С. 248—261. DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-3-248-261

REFERENCES

1. Alpin L.M., Daev D.S., Karinskiy A.D. Theory of fields used in exploration geophysics. Textbook for universities. Vol. IV. Moscow: MGRI, 2020. 104 p. (In Russ.).
2. Gruzdev A.I., Bobachev A.A., Shevnin V.A. Determining the scope of non-contact technology of the resistance method. Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology. 2020. Vol. 5. No. 5. P. 100—106 (In Russ.).
3. Zaborovskiy A.I. Variable electromagnetic fields in electrical exploration. Moscow: Publishing House of Moscow State University, 1960. 186 p. (In Russ.).
4. Ivanov A.A., Karinsky A.D. The method of non-contact electrical reconnaissance. Patent of Russia No. 2785037. 12/16/2022. Bull. No. 35 (In Russ.).
5. Karinskiy A.D., Shevnin V.A. Influence of induction on the results of VES on alternating current. Geophysics. 2001. Vol. 9. No. 5. P. 50—56 (In Russ.).
6. Karinskiy A.D., Ivanov A.A., Zudenkov I.A., Matyushenko A.A., Novikov P.V. Substantiation for a new non-contact measurement technique in electrical resistance surveys. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2023. No. 4. P. 27—36 (In Russ.). DOI: 10.32454/0016-7762-2023-65-4-27-36
7. Nakhabtsev A.S., Sapozhnikov B.G., Yabluchansky A.I. Electrical profiling with ungrounded working lines. Leningrad: Nedra, 1985. 96 p. (In Russ.).
8. Timofeev V.M., Byashkov G.P. On some ways to improve the efficiency of electrical profiling in engineering geocryological surveys. Tr. VSEGINGEO. 1976. V. 1. No. 81. P. 28—36 (In Russ.).
9. Trofimov I.V., Bashkeev A.S., Savchenko V.A., Konshin I.O. Integration experience of resistivity method contactless technology and unmanned aerial vehicle

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Каринский А.Д. — разработал концепции статьи, решение прямой задачи электродинамики, математическое моделирование, подготовил текст статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

Ефимов Е.Д. — выполнил анализ литературных источников, тестирование алгоритмов решения прямой задачи электродинамики, оформление статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Зуденков И.А. — выполнил анализ литературных источников, оформление статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexandr D. Karinskiy — developed the article concept, solving a forward problem of electrodynamics, mathematical modeling, preparation of the text of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey A. Ivanov — contributed to the development of the article concept, prepared the text, analyzed the results, approved the final version of the article and accepted responsibility for all aspects of the work.

Evgeniy D. Efimov — analysis of literary sources, testing of algorithms for solving the direct problem of electrodynamics, article formatting, final approval of the published version of the article, and acceptance of responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Zudenkov — analysis of literary sources, design of the article, approved the final version of the article and accepted responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Каринский Александр Дмитриевич — доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: karinskyad@mgri.ru
SPIN-код: 1068-6325
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5155-6349>

Иванов Андрей Александрович* — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: biwolf@mail.ru
SPIN-код: 9977-2363
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5294-8878>

Alexandr D. Karinskiy — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., Department of Geophysics of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: karinskyad@mgri.ru
SPIN-code: 1068-6325
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5155-6349>

Andrey A. Ivanov* — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof., Department of Geophysics of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: biwolf@mail.ru
SPIN-code: 9977-2363
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5294-8878>

Ефимов Евгений Дмитриевич — студент геофизического факультета Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.

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

e-mail: evgentheterrible@inbox.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-3583-0890>

Evgeniy D. Efimov — student of the Faculty of Geophysics of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: evgentheterrible@inbox.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-3583-0890>

Зуденков Иван Андреевич — аспирант кафедры геофизики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.

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

e-mail: ivan.zoudenkov@gmail.com

SPIN-код: 9738-5580

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-9261-3981>

Ivan A. Zudenkov — post-graduate researcher of the Department of Geophysics of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

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

e-mail: ivan.zoudenkov@gmail.com

SPIN-code: 9738-5580

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-9261-3981>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ (ПВ)

В.П. ДРОБАДЕНКО¹, Д.А. СТАДНИК¹, И.Н. САЛАХОВ^{1,*}, Б.Ф. ТУХВАТУЛЛИН¹, Г.Н. МАЛУХИН²,
Ю.А. БОРОВКОВ¹

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

² ООО «Шахта Сибирская»
4, пер. Давыдова, п. Красногорский 652560, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. При скважинном подземном выщелачивании (ПВ) одной из распространенных проблем является образование песчаных пробок в прифильтровой зоне и стволе эксплуатационных скважин, что приводит к значительному снижению их производительности. Существующие методы удаления пробок, такие как использование желонки или промывка, а также применение погружных центробежных насосов и эрлифтов, имеют существенные недостатки, включая низкую эффективность, абразивный износ или ограничения по глубине и диаметру скважин.

Цель. Повышение эффективности скважин ПВ за счет удаления песчаных пробок эжектором (гидроэлеватором).

Материалы и методы. Исследование основано на гидравлическом расчете работы струйных аппаратов в системе «труба в трубе». Учитывались глубина скважины, потери напора и геометрические параметры гидроэлеватора.

Результаты. Наиболее эффективны гидроэлеваторы с малым значением геометрического параметра ($m = 2 \div 3$). Оптимальная конфигурация с наружной колонной 76 мм и внутренней 50 мм снижает потери напора до 20 м вод. ст. и давление на насосе до 11,0 МПа на глубине 400 м.

Заключение. Применение эжекторов является оптимальным способом для удаления песчаных пробок.

Ключевые слова: подземное выщелачивание, гидроэлеватор (эжектор), песчаная пробка, очистка скважин, прифильтровая зона

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Дробаденко В.П., Стадник Д.А., Салахов И.Н., Тухватуллин Б.Ф., Малухин Г.Н., Боровков Ю.А. Применение эжекторных устройств для удаления песчаных пробок при сооружении скважин подземного выщелачивания (ПВ). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):110—119. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-110-119> EDN: [SQAKSV](https://edn.ru/SQAKSV)

Статья поступила в редакцию 05.11.2025

Принята к публикации 28.11.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

EJECTORS FOR REMOVING SAND PLUGS DURING THE CONSTRUCTION OF IN-SITU LEACHING (ISL) WELLS

VALERIY P. DROBADENKO¹, DENIS A. STADNIK¹, ILMIR N. SALAKHOV^{1,*}, BULAT F. TUKHVATULLIN¹, GREGORY N. MALUKHIN², YURIY A. BOROVKOV¹

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

² *Siberian Mine LLC
4, Davydov lane, Krasnogorsk settlement 652560, Russia*

ABSTRACT

Background. One common problem in in-situ leaching (ISL) involves the formation of sand plugs in the filter zone and wellbore of production wells, which significantly reduces their productivity. Existing methods of plug removal, such as bailing or flushing, as well as the use of submersible centrifugal pumps and airlifts, have significant drawbacks, including low efficiency, abrasive wear, or limitations of well depth and diameter.

Aim. To increase the efficiency of ISL wells by removing sand plugs using an ejector (hydraulic elevator).

Materials and methods. The study is based on hydraulic calculations of jet devices in a pipe-in-pipe system. The well depth, pressure losses and geometric parameters of the hydraulic elevator are taken into account.

Results. The most effective hydraulic elevators have a small value of the geometric parameter ($m=2-3$). The optimal configuration with a 76 mm outer column and a 50 mm inner column reduces pressure losses and pump pressure at a depth of 400 m to 20 m H₂O and 11.0 MPa, respectively.

Conclusion. The use of ejectors is an optimal method for removing sand plugs.

Keywords: in-situ leaching, hydraulic elevator, ejector, sand plug, well cleaning, filter zone

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

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

For citation: Drobadenko V.P., Stadnik D.A., Salakhov I.N., Tukhvatullin B.F., Malukhin G.N., Borovkov Y.A. Ejectors for removing sand plugs during the construction of in-situ leaching (ISL) wells. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):110—119. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-110-119> EDN:SQAKSV

Manuscript received 05 November 2025

Accepted 28 November 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Использование скважинного подземного выщелачивания (ПВ) требует значительного внимания при бурении и оборудовании технологических скважин, а также предотвращения различных осложнений. В связи со значительным ростом стоимости ремонта эксплуатационных скважин особая роль отводится правильному первоначальному закачиванию скважин. Добиться надежности и продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески обводнены и склонны к псевдооживлению. Механизм выноса песка при этом достаточно сложен, на него оказывает влияние

каждая операция от первоначального вскрытия пласта долотом до освоения скважины для отбора или закачки. [1, 2, 6, 12]

При выносе песка в обсадной и подъемной колоннах скважины могут образовываться достаточно объемные песчаные пробки, которые ограничивают ее производительность по продуктивным растворам. Для восстановления производительности песчаные пробки удаляют, используют обычные желонки или осуществляют промывку через колонну сифонных труб, спускаемую внутрь подъемной колонны [11].

В практике скважинной добычи при ПВ для предотвращения образования песчаных пробок на забое используют и другие методы [2]:

- снижение производительности скважины с целью уменьшения интенсивности выноса песка из продуктивного пласта в скважину. Однако оно может в конечном итоге оказаться невыгодным;
- увеличение скорости движения продуктивных растворов в трубах либо посредством использования подъемных колонн меньшего диаметра, либо использования более производительного насосного оборудования.

Обычно считается, что на вынос песка влияют следующие факторы [3]:

- глубина залегания продуктивного пласта и пластовое давление;
- производительность скважины;
- степень цементированности песчаного пласта, его уплотняемость и естественная проницаемость;
- характеристика пластового песка (форма зерен, наличие глины);
- пластовая депрессия;
- ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект).

Методика исследований

Удаление песка из прифилтровой зоны является одним из эффективных действующих средств по предотвращению песчаных пробок. При этом возможно использование различных типов аппаратов по удалению песка: погружных центробежных насосов, эрлифтов, гидроэлеваторов.

Погружные центробежные насосы нашли широкое применение в нефтедобыче. Они имеют большое число ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), число которых при размещении в одном корпусе (в одной секции) может достигать до 40. Специально сконструированные центробежные погружные насосы для осложненных условий эксплуатации могут перекачивать жидкость с содержанием песка не более 0,5% по весу [4].

Большое содержание песка в перекачиваемой гидросмеси ведет не только к интенсивному абразивному износу рабочих колес центробежного насоса, но и к резкому падению его напорной характеристики. Для пропуска через насос твердых включений требуется увеличить сечение каналов подвода, рабочего колеса и отвода. Кроме этого, снижению абразивного износа способствует и эксплуатация насоса при пониженных частотах вращения рабочих колес.

По мнению специалистов, использование центробежных погружных насосов при очистке скважин от песчаных пробок представляется неэффективным как по напору, так и по пропуску твердых фракций, содержащихся в объеме перекачиваемой гидросмеси [7, 14].

Эрлифт представляет собой пневмоподъемник, в котором движущей силой является энергия сжатого воздуха, подаваемого под слой воды в скважине. Производительность эрлифтирования зависит от диаметра подъемной трубы, количества подаваемого сжатого воздуха и относительной глубины его ввода в подъемную трубу [7].

Поэтому применение эрлифта для скважин большого диаметра при очистке песчаных пробок может оказаться малоэффективными, так как их реальная производительность невелика, что в конечном итоге не позволяет создать необходимые скорости рабочего потока в плоскости всасывания песка.

Благоприятными факторами для этих целей являются струйные насосы (гидроэлеваторы), отличающиеся простотой конструкции, дешевизной изготовления и отсутствием движущихся и трущихся частей и деталей [8—10]. Известно, что в работу гидроэлеватора положен принцип непосредственной передачи энергии от одного потока (активной рабочей насадки) к другому (всасывающему) [5]. Это обстоятельство представляет целесообразным использование гидроэлеватора для извлечения песчаной пробки из скважины. В перспективе при проектировании гидроэлеваторов для скважин при подземном выщелачивании требуется разработка малогабаритных струйных насосов, способных поднимать песчаную гидросмесь из эксплуатационных скважин диаметром до 100 мм и глубиной до 400—450 м, в которых размер рабочей насадки и камера смешения ограничиваются как диаметром раствороподъемной колонны, так и расходами воды, подаваемой на гидроэлеватор и размывочную насадку. Необходимость размывать исходную пробку на глубинах около 300—400 м требует развивать достаточно высокий напор за диффузором гидроэлеватора, а следовательно, и высокую скорость струи рабочей насадки, что ведет к значительным местным потерям напора. Особое значение при работе гидроэлеватора при таких условиях приобретает величина скорости подсываемого потока, которая для данных условий эксплуатации гидроэлеватора по извлечению песчаной пробки обеспечивается уровнем жидкости в скважине.

Однако условия работы гидроэлеватора при ликвидации песчаной пробки осложняются тем, что величина статического столба жидкости в скважинах имеет различные значения и колеблется в значительных пределах. Вследствие того, что струйный аппарат при этом опускается до прифилтровой зоны, и величина подпора может быть различной, что существенно влияет на его характеристику и показатели работы установки [13].

Технологически при работе гидроэлеватора в скважине (рис. 1) необходимо иметь два трубопровода: один для подачи рабочей жидкости к насадке водоструйного аппарата и второй трубопровод для подъема песчаной гидросмеси на поверхность. Они должны быть свободно размещены в габарите обсадной колонны скважины для удобства спускоподъемных операций. При концентричном расположении трубопроводов (один в другом) по кольцевому сечению подается напорная вода, а гидросмесь транспортируется по центральной колонне эксплуатационных труб.

Вследствие наличия статического столба жидкости в эксплуатационной скважине гидроэлеватор всегда будет работать с подпором

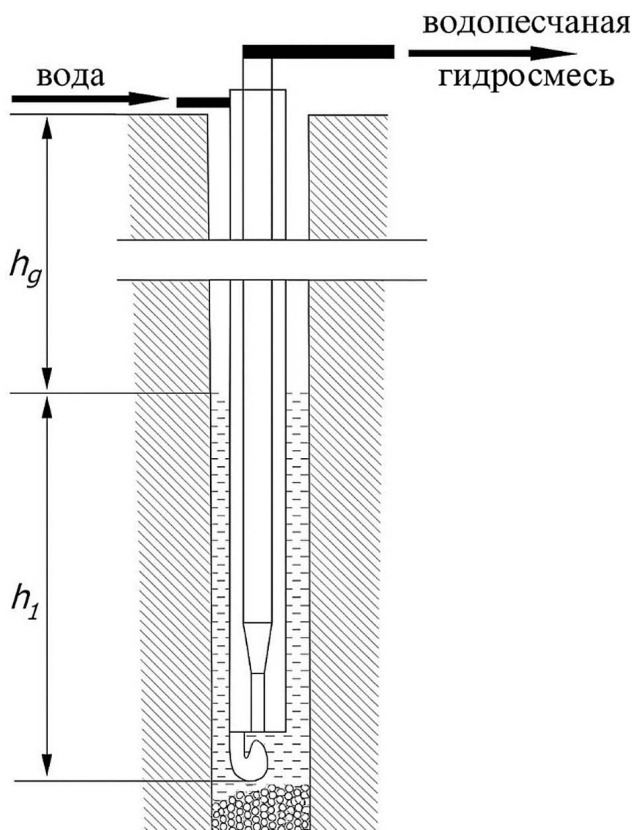


Рис. 1. Схема работы гидроэлеватора в скважине
 Fig. 1. Diagram of a hydraulic elevator operating in a well

при эжектировании песчаной гидросмеси, причем при очистке от песчаной пробки величина подпора может быть создана в большинстве случаев соответствующей оптимальной безкавитационной работой гидроэлеватора [13].

На рисунке 1 показан гидроэлеватор, который размещен для работы в скважине с динамическим уровнем h_g и заглублен под уровень жидкости у забоя песчаной пробки на величину h_1 .

Для работы гидроэлеватора к рабочей насадке подается напорная вода поверхностным силовым насосом, установленным на устье скважины (для этих целей может быть использован буровой насос). Рабочая вода плотностью ρ_0 при расчетном количестве Q_0 истекает из насадки гидроэлеватора под давлением P_0 . Давление на поверхностном силовом насосе составляет P_H .

Уравнение равновесия в системе «гидроэлеватор — подводящие коммуникации» показано в виде (без учета потерь):

$$P_0 = P_H + \rho_0 \cdot g \cdot h_g + \rho_0 \cdot g \cdot h_1 \text{ или} \quad (1)$$

$$P_0 = P_H + \rho_0 \cdot g \cdot (h_g + h_1).$$

Откуда необходимое давление на поверхностном насосе составит

$$P_n = P_0 + \rho_0 \cdot g \cdot (h_g + h_1). \quad (2)$$

С учетом потерь в подводящих трубопроводах искомое давление на насосе равно

$$P_n = P_0 + \rho_0 \cdot g \cdot (h_g + h_1) + \rho_0 \cdot g \cdot h_{TP}, \quad (3)$$

где h_{TP} — потери напора на трение, м.

При этом давление, которое развивает гидроэлеватор, должно быть достаточным для подъема песчаной гидросмеси на заданную высоту при наличии потерь давления суммарным потоком жидкости в подъемном трубопроводе:

$$P_r = \rho_n \cdot g \cdot (h_g + h_n) + \rho_n \cdot g \cdot h_2, \quad (4)$$

где ρ_n — плотность гидросмеси в напорном трубопроводе гидроэлеватора, кг/м³; h_2 — потери на трение в подъемной трубе, м вод. ст.

Эффективная эксплуатация гидроэлеватора соответствует предкавитационному режиму, где КПД максимально, тогда расход эжектируемого потока составит

$$Q_1 = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (10 - h_{нас})} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d_0^2), \quad (5)$$

где Q_1 — эжектируемый расход, м³/с; $h_{нас}$ — напор насыщенных паров эжектируемой гидросмеси, м вод. ст.; D, d_0 — соответственно диаметр камеры смешения и насадки гидроэлеватора, мм.

Расходно-напорная характеристика гидроэлеватора представляет собой прямо пропорциональную зависимость между напором нагнетания гидроэлеватора и его производительностью по эжектированию (рис. 2). Причем КПД гидроэлеватора имеет максимальное значение при предкавитационном срыве работы.

Зная необходимую глубину заложения песчаной пробки в скважине и производительность гидроэлеватора по эжектированию и учитывая величину потерь напора в подводящих трубопроводах, можно определить давление на насадке, которая создаст необходимый напор за диффузором.

Имея значения коэффициента напора (отношение глубины заложения песчаной пробки к напору на рабочей насадке гидроэлеватора) и коэффициента эжекции (отношение эжектируемого расхода песчаной гидросмеси к расходу воды через насадку), можно рассчитать с достаточной точностью все параметры гидроэлеваторной установки при работе в скважине.

При работе гидроэлеватора в эксплуатационной скважине ПВ при подъеме песчаной гидросмеси

с достаточно больших глубин (около 400 м) количество рабочей воды, которое может быть подано к насадке гидроэлеватора, ограничивается гидравлическими потерями в подводящих коммуникациях, размеры которых определяются габаритными размерами эксплуатационных скважин ПВ.

Результаты

Увеличение потерь в трубопроводах приводит к повышению рабочего давления на поверхностном насосе, что можно оценить по уравнению (3). Причем при значительных расходах воды величина давления на поверхностном насосе, идущего на покрытие потерь в трубах, становится очень значительной.

Например, расчетный диаметр эксплуатационных скважин на одном из месторождений Кызылкумского района составил:

- закачные состоят из труб:

а) ПВХ диаметром 63 мм (при толщине стенки 6,5 мм). Фильтр находится в интервале 380 м керамический дисковый фильтр (КДФ) — 91 мм, КДФ — 118 мм,

б) ПВХ диаметром 90 мм (при толщине стенки 8 мм). Фильтр находится в интервале 380 м КДФ — 118 мм;

- откачные состоят из труб:

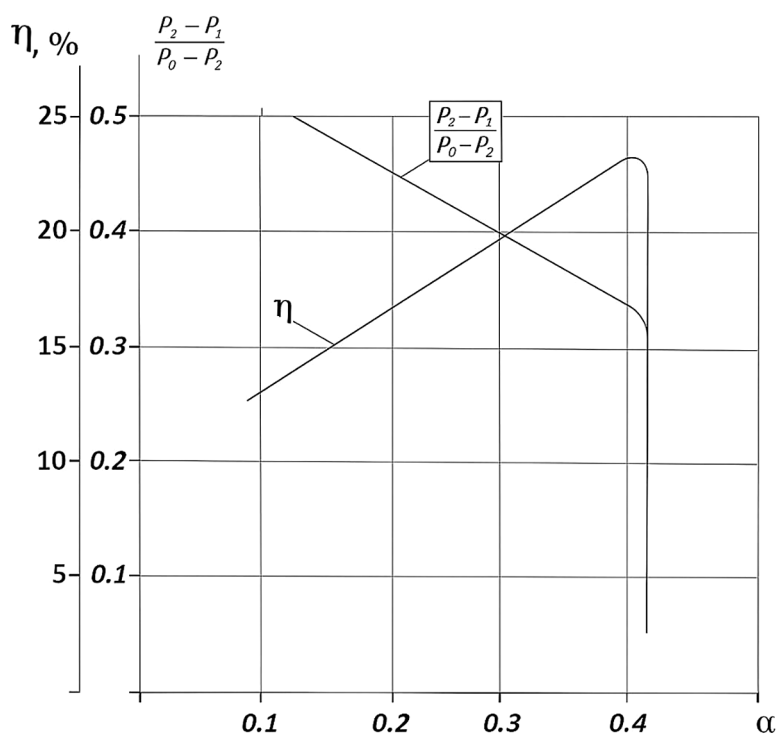


Рис. 2. Кавитационная характеристика гидроэлеватора
Fig. 2. Cavitation characteristics of a hydroelevator

а) ПВХ диаметром 195 мм (при толщине стенки 145 мм). Фильтр находится в интервале 240—400 м,

б) ПВХ диаметром 140 мм (при толщине стенки 12 мм). Фильтр находится в интервале 380 м КДФ — 118 мм.

Если конструктивно принять подводящие коммуникации для подвода жидкости в виде двух соосных труб, то предварительные расчеты показали, что при диаметре внешней колонны 63 мм (толщина стенки 4 мм) и внутренней 55 мм (толщина стенки 3,5 мм) скорость гидросмеси в пульповоде составит достаточно большую величину — 5,67 м/с. При этом потери напора на трение (при диаметре насадки 5 мм) возрастают до практически нереальной величины 338 м.

Уменьшение диаметра рабочей насадки даже до 4 мм ведет к уменьшению потерь напора почти вдвое, а до 3,5 мм — почти в четыре раза.

Если принять внешний диаметр аппарата для чистки песчаных пробок в скважине 76 мм (при толщине стенки 4 мм), а внутреннюю пульповодную колонну диаметром 50 мм (при толщине стенки 4 мм), то потери напора в пульповоде значительно уменьшаются и составляют менее 20 м вод. ст. при глубине запескованного фильтра 400 м.

Исходя из этого очевидно, что давление на поверхностном силовом насосе желательно иметь

при работе наименьшим для обеспечения надежной и безопасной работы силового насоса и всех остальных узлов установки. Кроме того, возможности по созданию больших давлений на буровых агрегатах на участках ПВ ограничены как по технической характеристике, так и по состоянию последних.

Отсюда следует, что гидроэлеватор должен развивать необходимое давление при возможно минимальных давлениях на поверхностном насосе, т.е. в основном такой насос будет работать на преобразование кинетической энергии в потенциальную, удельные расходы такого насоса невелики.

С другой стороны, ограничения в подаче воды к рабочей насадке и создание больших давлений в насадке приводят к небольшим абсолютным размерам насадок гидроэлеватора, что влечет за собой значительные потери при истечении рабочей воды.

Особое значение при конструировании гидроэлеваторов для удаления песчаных пробок в прифильтровой зоне эксплуатационной скважины имеет соотношение площади поперечного сечения камеры смешения ω и рабочей насадки ω_0 , что определяется основным геометрическим параметром m .

Некоторые результаты расчетов гидроэлеваторной установки по ликвидации песчаных пробок

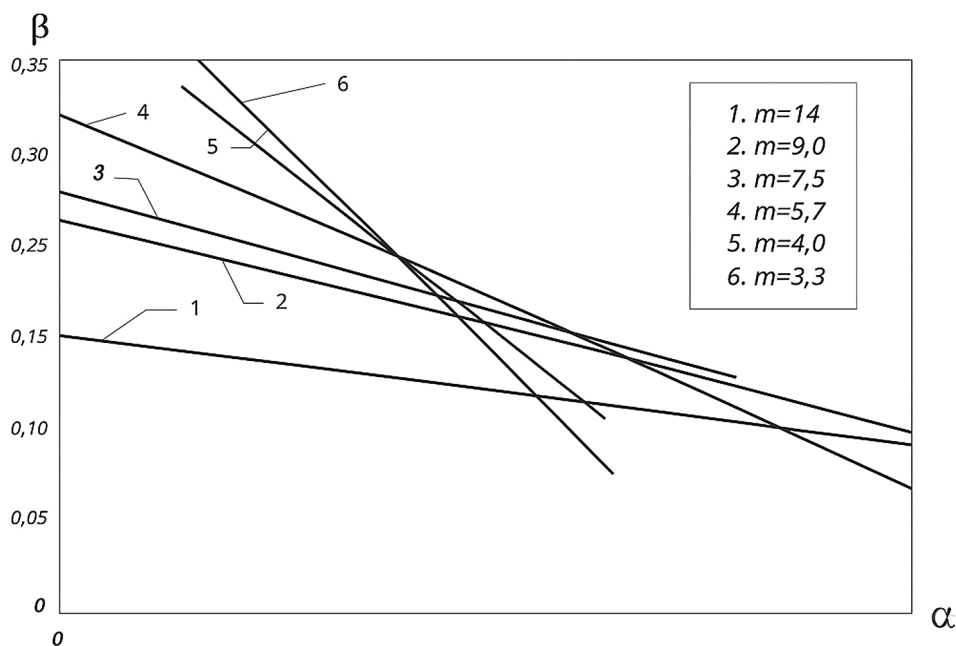


Рис. 3. График зависимости расходно-напорных характеристик гидроэлеватора различных типоразмеров, где $\beta = H_d / H_0$ — относительный напор эжектора, $\alpha = Q_1 / Q_0$ — коэффициент эжекции

Fig. 3. Graph showing the dependence of the flow-pressure characteristics of hydroelevators of various sizes, where $\beta = H_d / H_0$ — relative pressure of the ejector, $\alpha = Q_1 / Q_0$ — ejection coefficient

Таблица. Основные расходно-напорные параметры эжекторного удаления песка в прифильтровой зоне технологической скважины

Table. Main flow and pressure parameters of ejector sand removal in the pre-filter zone of a production well

Показатели	Глубина пескования скважины		
	200	300	400
Конструкция аппарата «труба в трубе» Диаметр наружной колонны 63 мм (толщина стенки 4,0 мм) Диаметр внутренней колонны 38 мм (толщина стенки 3,5 мм)			
Напор на насосе, МПа	7,1	10,3	13,5
Расход, м ³ /ч	7,6	9,3	10,4
Потери напора в пульповоде, м	60	112	186
Время извлечения песчаной пробки длиной 15 м и диаметром 118 мм, мин	26	32	29
Диаметр наружной колонны 76 мм (толщина стенки 4,0 мм) Диаметр внутренней колонны 50 мм (толщина стенки 4,0 мм)			
Напор на насосе, МПа	6,2	8,5	11,0
Расход, м ³ /ч	7,1	8,6	9,8
Расход, м ³ /ч	26	50	69
Время извлечения песчаной пробки длиной 15 м и диаметром 118 мм, мин	28	23	20

в прифильтровой зоне эксплуатационных скважин приведены в таблице.

Заключение

Расчетные зависимости по исследованию параметров эжекторов кольцевого и центрального типов показывают, что гидроэлеваторы с небольшим значением основного геометрического параметра ($m = \omega/\omega_0 = 2\div 3$) создают достаточно большие напоры нагнетания при небольшой производительности по эжектированию песчаной гидросмеси. Гидроэлеваторы, у которых

камера смешения значительно превышает диаметр рабочей насадки ($m = 8\div 25$), создают значительную производительность по эжектированию и могут использоваться для ликвидации песчаных пробок с глубин, не превышающих 30—40 м. Увеличить напор таких гидроэлеваторов можно и за счет подачи от поверхностного насоса большего давления. Но в этом случае значительно возрастают гидравлические сопротивления в узких каналах подводящих трубопроводов, ограниченных диаметром эксплуатационной скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксенов Д.А., Севастьянов А.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин. Евразийский научный журнал. 2016. № 5. С. 396—398.
2. Бабкин А.С., Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Гурулев Е.А., Алексеев Н.А., Иванов Д.А., Глотова О.Ю., Забайкин Ю.В. Восстановление производительности технологических скважин при скважинном подземном выщелачивании урана. Московский экономический журнал. 2019. № 10. С. 84—100.
3. Базлов М.Н., Жуков А.И., Чернов Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. 319 с.
4. Бекетов С.Б., Пуля Ю.А., Косяк А.Ю. Зависимость скорости разрушения песчано-глинистых пробок от величины дифференциального давления в системе скважина-пласт. ГИАБ. 2003. № 10. С. 8—9.
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар». Архивариус. 2016. № 10(14). С. 5—10.
6. Ваганов Ю.В. К вопросу методологического обеспечения капитального ремонта скважин на современном этапе разработки месторождений. Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 6. С. 19—22.
7. Дробаденко В.П., Вильмис А.Л., Бурдин Д.Б., Калинин И.С., Луконина О.А., Салахов И.Н. Перспектива освоения месторождений дна морей и океанов. Под общ. ред. В.П. Дробаденко. М.: Недропользование XXI век, 2025. 500 с.
8. Зингер Н.М., Соколов Е.Я. Струйные аппараты. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

9. *Ивашечкин В.В.* Расчет гидроэлеваторной установки для очистки водозаборных скважин от песчаных пробок. Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2016. Т. 59. № 1. С. 79—90.
10. *Медведева Ю.А., Ивашечкин В.В., Сацута Е.С.* Расчет параметров технологического оборудования гидроэлеваторной установки для удаления песчаных пробок из скважин. Наука и техника. 2022. № 4. С. 281—289.
11. *Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Бельтиков Я.В.* Ликвидация пескопроявлений при эксплуатации скважин. Известия вузов. Нефть и газ. 2011. № 4. С. 51—55.
12. *Панов Ю.П., Брюховецкий О.С., Секисов А.Г.* К вопросу применения новых физико-химических геотехнологий освоения месторождений урановых руд. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023. Т. 65, № 1. С. 8—14.
13. *Парфёнов Р.С.* Проблемы повышения надежности штанговых глубинных насосных установок. Инновационная наука. 2023. № 12-2. С. 59—61.
14. *Юфин А.П.* Гидравлика, гидравлические машины и гидропривод. Учебник для механ. фак. строит. вузов. М.: Высш. школа, 1965. 427 с.

REFERENCES

1. Aksenov D.A., Sevastyanov A.A. Methods of Combating Sand Manifestations During Well Operation. Eurasian Scientific Journal. 2016. No. 5. P. 396—398 (In Russ.).
2. Babkin A.S., Ivanov A.G., Mikhailov A.N., Gurulev E.A., Alekseev N.A., Ivanov D.A., Glotova O.Yu., Zabaykin Yu.V. Restoration of the productivity of production wells during underground uranium leaching. Moscow Economic Journal. 2019. No. 10. P. 84—100 (In Russ.).
3. Bazlov M.N., Zhukov A.I., Chernov B.S. Hydrodynamic methods for studying wells and formations. Moscow: State Scientific and Technical Publishing House of Oil and Fuel Literature, 1960. 319 p. (In Russ.).
4. Beketov S.B. Pulyu Yu.A., Kosyak A.Yu. Dependence of the rate of destruction of sand-clay plugs on the value of differential pressure in the well-formation system. GIAB. 2003. No. 10. P. 8—9 (In Russ.).
5. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells using the example of Gazprom Dobycha Krasnodar LLC. Archivarius. 2016. No. 10(14). P. 5—10 (In Russ.).
6. Vaganov Yu.V. On the methodological support of well workovers at the current stage of field development. University News. Oil and Gas. 2014, No. 6. P. 19—22 (In Russ.).
7. Vilmis A.L., Burdin D.V., Kalinin L.S., Lukonina O.A., Salakhov I.N. Prospects for the Development of Seabed and Ocean Deposits. Edited by V.P. Drobadenko, Moscow: Subsoil Use XXI Century Publishing House, 2025. 500 p. (In Russ.).
8. Zinger N.M., Sokolov E.A. Jet devices. Moscow: Energoatomizdat, 1989. 352 p. (In Russ.).
9. Ivashchkin V.V. Calculation of a hydro-elevator installation for cleaning water intake wells from sand plugs. Energy. News of Higher Educational Institutions and Energy Associations of the CIS. 2016. Vol. 59. No. 1. P. 79—90 (In Russ.).
10. Medvedeva Yu.A., Ivashchekin V.V., Satsuta E.S. Calculation of the parameters of the technological equipment of a hydro-elevator installation for removing sand plugs from wells. Science and Technology. 2022. No. 4. P. 281—289 (In Russ.).
11. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Beltikov Ya.V. Elimination of sand production during well operation. University News. Oil and Gas. 2011, No. 4. P. 51—55 (In Russ.).
12. Panov Yu.P., Bryukhovetskiy O.S., Sekisov A.G. To the question of application of new physical and chemical geotechnologies in the development of uranium ore deposits. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2023;65(1):8—14 (In Russ.).
13. Parfenov R.S. Problems of increasing the reliability of deep well pumping units. Innovative Science. 2023. No. 12-2. P. 59—61 (In Russ.).
14. Yufin A.P. Hydraulics, Hydraulic Machines and Hydraulic Drives. Textbook for Mechanical Engineering Departments of Technical Universities, Prof. Dr. of Technical Sciences A.P. Yufin, Moscow: Higher School, 1965. 427 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Valeriy P. Drobadenko — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

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

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

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

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

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

Denis A. Stadnik — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Ilmir N. Salakhov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Bulat F. Tukhvatullin — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Gregory N. Malukhin — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Yuriy A. Borovkov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дробаденко Валерий Павлович — доктор технических наук, заслуженный деятель науки РФ, профессор кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: droadenko@mail.ru
SPIN-код: 3176-6995
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5983-0568>

Стадник Денис Анатольевич — доктор технических наук, заведующий кафедрой горного дела ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: stadnikda@mgri.ru
SPIN-код: 1572-5751
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1271-6762>

Valery P. Droadenko — Dr. Sci. (Tech.), Honoured Scientist of the Russian Federation, Professor in the Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining Production at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: droadenko@mail.ru
SPIN-code: 3176-6995
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5983-0568>

Denis A. Stadnik — Dr. Sci. (Tech.), Head of the Department of mining Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: stadnikda@mgri.ru
SPIN-code: 1572-5751
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1271-6762>

Салахов Ильмир Наильевич* — кандидат технических наук, доцент кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: salahovin@mgri.ru
SPIN-код: 6224-4685
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7245-2274>

Тухватуллин Булат Финарович — преподаватель кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: tbf@mgri.ru
SPIN-код: 6327-3489
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4592-8128>

Малухин Григорий Николаевич — кандидат технических наук, заместитель директора ООО «Шхата Сибирская».
4, пер. Давыдова, п. Красногорский 652560, Россия
e-mail: gmalukhin@yandex.ru
Author ID: 375858

Боровков Юрий Александрович — доктор технических наук, профессор кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
SPIN-код: 5810-5657
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0314-067X>

Ilmir N. Salakhov* — Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor in the Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: salahovin@mgri.ru
SPIN-code: 6224-4685
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7245-2274>

Bulat F. Tukhvatullin — Tutor of the Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining Production at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: tbf@mgri.ru
SPIN-code: 6327-3489
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4592-8128>

Gregory N. Malukhin — Cand. Sci. (Tech.), Vice Director of Siberian Mine LLC.
4, Davydov lane, Krasnogorsk settlement 652560, Russia
e-mail: gmalukhin@yandex.ru
Author ID: 375858

Yuriy A. Borovkov — Dr. Sci. (Tech.), Prof., Department of Geotechnological Methods and Physical Processes of Mining, Faculty of Engineering, Prospecting and Mining, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklay str., Moscow 117997, Russia
SPIN-code: 5810-5657
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0314-067X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДОМ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ НА ОСНОВЕ ИХ ИНТЕГРАЦИИ

С.М. САЛЬМАНОВ¹, З.М. НАЗАРОВА², Ю.А. ЛЕОНИДОВА^{2*}

¹ АО «Полиметалл Управляющая Компания»

2, пр-т Народного ополчения, г. Санкт-Петербург 198216, Россия

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Добыча и переработка полезных ископаемых является важнейшей отраслью, играющей незаменимую роль в мировой экономике. Она обеспечивает промышленность минеральными ресурсами, стимулирует технологический прогресс и помогает переходу экономики на экологически чистые технологии. По мере того как мир движется к использованию «зеленых» и цифровых технологий в будущем, возрастает значимость удовлетворения меняющегося спроса на минеральное сырье, что одновременно выдвигает новые требования к экологической устойчивости и социальной ответственности предприятий, функционирующих в сфере недропользования. Выполнение этих запросов в горнодобывающей промышленности возможно при внедрении и интеграции передовых энергосберегающих технологий и прорывных цифровых инноваций, результативность которых во многом зависит от эффективности системы управления на предприятиях.

Цель. Совершенствование управления переходом участников системы недропользования на «зеленые» и цифровые технологии, а также исследование факторов, оказывающих влияние на эти процессы.

Материалы и методы исследования: анализ, синтез, сравнение, обобщение, систематизация.

Результаты. Исследованы источники парниковых газов, возникновение которых характерно для добычи полезных ископаемых. Обозначены сущность и цели перехода недропользования на «зеленые» и цифровые технологии с выделением конкретных составляющих и этапов этого процесса. Также отмечена важность цифровых инноваций для внедрения экологически безопасных технологий в горнодобывающей промышленности. Описаны ключевые детерминанты, определяющие переход недропользования на «зеленые» и цифровые технологии. Представлены организационный и институциональный механизмы в управлении данным процессом для гармоничного перехода к экологической устойчивости и цифровым инновациям в системе недропользования. Особый акцент сделан на перспективных ресурсосберегающих технологиях, которые способны поддержать этот переход.

Заключение. В статье предложена концепция интеллектуальной системы управления трансформацией системы недропользования, которая призвана способствовать повышению операционной эффективности, углеродной нейтральности и минимизации неблагоприятного воздействия добычи природных ископаемых на общество и окружающую среду. Проанализирован опыт АО «Полиметалл» в области повышения экологической устойчивости путем применения современных технологий.

Ключевые слова: «зеленые» технологии, цифровизация, недропользование, минералы, выбросы, парниковые газы, эффективность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Сальманов С.М., Назарова З.М., Леонидова Ю.А. Особенности управления переходом горнодобывающих предприятий на экологически чистые технологии и цифровые инновации на основе их интеграции. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):120—129. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-120-129> EDN: [ТНКРВО](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 23.05.2025
Принята к публикации 06.06.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

FEATURES OF MANAGING THE TRANSITION OF MINING ENTERPRISES TO CLEAN TECHNOLOGIES AND DIGITAL INNOVATIONS THROUGH THEIR INTEGRATION

SERGEY M. SALMANOV¹, ZINAIDA M. NAZAROVA², YULIYA A. LEONIDOVA^{2,*}

¹ JSC “Polymetal Management”
2, Narodnogo Opolcheniya ave., Saint-Petersburg 198216, Russia
² Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

ABSTRACT

Background. The extraction and processing of minerals is a vital industry that plays an irreplaceable role in the global economy. It provides industry with mineral resources, stimulates technological progress and facilitate the economy transition to environmentally friendly technologies. As the world moves toward a green and digital future, it becomes increasingly important to meet changing demand for mineral resources, which simultaneously places new demands on the environmental sustainability and social responsibility of enterprises operating in the subsoil management sector. For the mining industry, these demands can be met through the implementation and integration of advanced energy-saving technologies and breakthrough digital innovations with efficiency largely dependent on the effectiveness of the enterprises' management system.

Aim. To improve the management of transition to green and digital technologies for participants of the subsoil management sector; to study the factors affecting these processes.

Materials and methods. The methods of this study include analysis, synthesis, comparison, generalization, and systematization.

Results. The sources of greenhouse gases typical of mining operations are investigated. The essence and objectives of the transition of the subsoil management sector to green and digital technologies are outlined; specific components and stages of this process are highlighted. The importance of digital innovation for the implementation of environmentally friendly technologies in the mining industry is noted. The key determinants of green and digital transition in subsoil management are described. The presented organizational and institutional mechanism for managing this process ensures a harmonious transition to environmental sustainability and digital innovation in the subsoil management system. Particular emphasis is placed on promising resource-saving technologies that can support this transition.

Conclusion. The present article proposes a concept of intelligent management for the green and digital transformation of the subsoil management system, which is designed to promote operational efficiency and carbon neutrality, as well as to minimize the adverse impact of natural resource extraction on society and environment. The practice of the Polymetal JSC (Saint Petersburg, Russian Federation) in improving environmental sustainability through the use of contemporary technologies is analyzed.

Keywords: green technologies, digitalization, subsoil management, minerals, emissions, greenhouse gases, efficiency

Conflict of interest: the author declares that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: the study had no sponsorship.

For citation: Salmanov S.M., Nazarova Z.M., Leonidova Yu.A. Features of managing the transition of mining enterprises to clean technologies and digital innovations through their integration. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):120—129. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-120-129> EDN: [THKPBO](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 23 May 2025

Accepted 06 June 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Горнодобывающая промышленность обеспечивает материальный фундамент, на котором строится экономика современного общества. Спрос на энергоресурсы, металлы и минералы с развитием научно-технического прогресса постоянно растет. Если взять, к примеру, средний мобильный телефон весом 110 г, то в нем может содержаться 53 различных металла, для добычи которых требуется от 5 до 139 кг руды (90% которой приходится на золото, платину, палладий и редкоземельные элементы) [10].

В то же время процессы, связанные с добычей природных ресурсов и разработкой недр, оказывают существенное воздействие на изменение климата, выбрасывая в атмосферу парниковые газы (ПГ), такие как CH_4 , оксиды азота (NO_x) и диоксид углерода (CO_2), в результате сжигания топлива, выработки электроэнергии на месте добычи полезных ископаемых и в ходе других производственных процессов. Основными источниками выбросов парниковых газов в ходе добычи полезных ископаемых являются такие технологические процессы, как бурение, взрывные работы, экскаваторные и бульдозерные работы, транспортировка и переработка руды и горной породы.

Геологические и экологические проблемы, возникающие в связи с ростом потребности в минеральных ресурсах, становятся сегодня все более очевидными, большинство из них имеют весьма серьезные последствия. Так, помимо выбросов ПГ в процессе добычи и переработки руды образуется большое количество твердых отходов, включая углеродистые, илистые и песчаные материалы [2]. Общее количество отходов увеличивается с ростом объемов добычи и снижением качества руды разрабатываемых месторождений.

На фоне возрастающего негативного влияния на биосферу ключевые участники горнодобывающей отрасли признали необходимость обеспече-

ния контроля и повышения уровня экологической устойчивости минерально-сырьевого сектора. Необходимым элементом для перехода на качественно новый уровень развития защиты окружающей среды для горнодобывающих предприятий является цифровая трансформация, революционизирующая сбор и обработку большого массива данных.

Таким образом, исследования ключевых тенденций и принципов развития «зеленого» недропользования при поддержке цифровых технологий приобретают особую актуальность, что и предопределило выбор темы данной статьи.

Над вопросами обоснования и выбора наилучших практик управления процессом разработки недр и добычи полезных ископаемых, которые имеют решающее значение для устойчивого развития экономики и общества в целом, а также самой отрасли, трудятся ученые В.Г. Крылов, Ю.В. Лебедев, Н.В. Пашкевич, Б.В. Французов, Wenhan Zhu, Laetitia M. Navarro и др.

Потенциальные проблемы, связанные с одной стороны, с необходимостью увеличения добычи полезных ископаемых, что обусловлено растущим спросом на критически важные минералы, а с другой — с важнейшими экологическими и социальными последствиями их добычи, нашли свое отражение в публикациях исследователей С.Н. Бобылева, А.В. Шевчука, Zanxu Chen, Tristan Campbell и др.

Ключевые технологии, инновации и цифровые новинки, которые помогают преобразовать горнодобывающие операции, снизив их негативное воздействие на окружающую среду, описывают Е.В. Видищева, Н.А. Савельева, Y. Zhu, Y. Surface и др.

Рассматриваемая проблема привлекает внимание исследователей из разных областей научного познания, но в то же время ее обширность и появление новых аспектов требуют дальнейшей

проработки дискуссионных вопросов. В более детальном анализе нуждается сам процесс недропользования с целью выявления экологических и социальных горячих точек, которые могут иметь как положительное, так и отрицательное влияние на эти факторы функционирования горнодобывающей промышленности. Отдельного обоснования требует экономическая оценка внедрения автономных/беспилотных технологий, удаленных операционных центров и аналитики данных для обеспечения устойчивого развития рудников.

Таким образом, цель статьи заключается в проведении анализа особенностей управления переходом горнодобывающих предприятий на экологически безопасные и цифровые технологии, а также факторов, оказывающих влияние на эти процессы.

Результаты

«Зеленый» переход недропользования — это концепция, предполагающая развитие и внедрение экологически безопасных методов добычи полезных ископаемых [8]. Из этого следует, что «зеленый» вектор работы горнодобывающей промышленности предусматривает необходимость реализации стратегий, нацеленных на эффективное использование материалов и энергии. Этот принцип фактически претворяется в жизнь путем экономии энергоресурсов, водных ресурсов, территорий в ходе осуществления всех процессов, связанных с недропользованием. Не подлежит сомнению тот факт, что отмеченные задачи не могут быть решены без поддержки цифровых технологий и передовых управленческих решений.

Цель перехода на безопасные экологические и цифровые технологии — минимизировать ущерб, наносимый работой горнодобывающих предприятий и отходами, которые образуются после их деятельности, а также обеспечить экологически обоснованную рекультивацию рудников [6]. Это инновационный технический подход к реабилитации отработанных и прилегающих территорий, который предполагает помощь в восстановлении топографии, геоморфологии, почвы, растительности и экосистем, поврежденных в процессе добычи и утилизации отходов.

Переход на «зеленые» и цифровые технологии в недропользовании предусматривает следующее.

Во-первых, использование новейших экологически чистых технологий.

Во-вторых, применение современных цифровых технологий, в том числе на базе искусственного интеллекта, для обработки большого массива

экологических данных и помощи в принятии управленческих решений.

В-третьих, вовлечение всех участников рынка, находящихся на прилегающих территориях, с целью обеспечения их экономической выгоды, а также повышения уровня благосостояния и здоровья местного населения.

В-четвертых, усиление контроля за производством и цепочками создания стоимости продукции, соответствующих действующим нормам выбросов и энергоэффективности.

Важность и значимость цифровых технологий для обеспечения и развития экологически безопасных технологий в горнодобывающей отрасли состоит в следующем.

Повышение прозрачности и точности данных. Цифровые решения играют ключевую роль в улучшении прозрачности горнодобывающей деятельности, сокращая количество недостоверных данных о воздействии предприятий и разработок на окружающую среду. Они обеспечивают этичность ведения бизнеса, позволяя осуществлять точный мониторинг социального и экологического воздействия, оптимизируя учет, контроль и раскрытие информации в области устойчивого развития [11].

Укрепление доверия и сотрудничества с заинтересованными сторонами. Демонстрация инициатив в области устойчивого развития на цифровых платформах создает инвестиционные возможности и консолидирует вовлеченность заинтересованных сторон, включая инвесторов и регулирующие органы. Это участие приводит к появлению новых возможностей развития горнодобывающих предприятий, повышению их эффективности деятельности и снижению операционных рисков.

Рост корпоративной эффективности: цифровые решения, централизующие данные, упрощают процессы отчетности и принятия решений, что в конечном счете повышает корпоративную эффективность [14].

В таблице 1 приведены факторы, влияющие на развитие «зеленых» и цифровых технологий в горнодобывающей отрасли.

Нет сомнений, что переход недропользования к данным технологиям предполагает комплекс мер в самых разнообразных сферах, охватить которые в рамках данного исследования не представляется возможным. Поэтому остановимся на двух аспектах.

Во-первых, создание организационно-экономического механизма, обеспечивающего модернизацию управления и регулирования системы недропользования на пути к устойчивому переходу.

Таблица 1. Факторы, определяющие переход к экологически чистому и цифровому недропользованию
Table 1. Factors determining the transition to environmentally friendly and digital subsurface use

Сфера	Необходимые компоненты
Местное сообщество	Создание возможностей для трудоустройства, содействие устойчивому жизнеобеспечению, повышение осведомленности, гражданское участие, публичная отчетность, привлечение организаций гражданского общества
Экономика	Переход к цифровой экономике, региональная экономическая мобильность, развитие сельской экономики, предотвращение монопольной ренты, экономическая прозрачность, сегментированная перспектива, упорядоченные процессы (единое окно), инвестиционные перспективы, выдача разрешений с учетом потребностей местного развития
Образование и культурное развитие	«Зеленая» философия образования, развитие исследовательских и инновационных центров по вопросам цифрового перехода систем недропользования, прозрачность деятельности, квалифицированные специалисты, семинары по горному делу, академическое планирование, единство и понимание, переоценка ценностей общества
Законы и разработка «зеленой» политики	Ясность в законах, обширное экологическое законодательство, разработка политики в соответствии с цифровым прогрессом и возможностями новых технологий, реалистичные стратегии реализации нормативных актов
Международная деятельность	Необходимость соблюдения международных стандартов, активное участие в глобальных разработках, динамика мирового рынка энергетических ресурсов и минералов
Техническая	Интеграция новейших технологий

Составлено авторами по материалам источников [1, 12, 16]

Во-вторых, внедрение технологий, позволяющих снизить затраты энергии, потребляемой горнодобывающими производствами, сократить выбросы вредных веществ и отходов, а также обеспечить высокие стандарты безопасности, динамическое планирование и обновление данных в режиме реального времени.

Создание организационно-экономического механизма включает в себя:

1. Разработку политики и стратегии в отношении недропользования, основанного на экологически безопасных ресурсосберегающих технологиях. Они должны быть направлены на решение нескольких взаимосвязанных приоритетных задач: создание четкой стимулирующей программы для привлечения инвестиций в экологически чистые технологии и цифровые разработки для горнодобывающей промышленности, обеспечение четкого разграничения институциональной ответственности в системе недропользования, создание сбалансированного фискального режима для добычи и переработки полезных ископаемых, принятие экологических и социальных гарантий в соответствии с передовой международной практикой, а также внедрение важнейших стандартов корпоративной прозрачности и кодекса управления горнодобывающими предприятиями [5].

2. Подготовку нормативно-правовой базы для системы недропользования, которая будет функционировать с учетом новой экологически

ориентированной повестки дня. Для того чтобы обновленная политика была реализована, следует принять новые или доработать действующие законы, позволяющие обеспечить прочную правовую основу для реализации утвержденных мер экологической устойчивости и цифровизации. На их базе необходимо создать кодекс недропользования, в котором должны найти отражение такие ключевые вопросы, как предоставление и лицензирование прав на добычу полезных ископаемых; фискальные/налоговые положения; кадастровое управление; охрана окружающей среды; доступ и использование земли; труд и безопасность; социальные и культурные гарантии.

3. Нарращивание кадрового потенциала, обучение и поддержка сотрудников в отрасли для практической реализации запланированных программ и политик.

4. Оптимизацию процессов управления геоданными. Современные системы и методики сбора, хранения, обработки и распространения геонаучных документов, карт и данных (в идеале в цифровой онлайн-форме) являются одним из важнейших инструментов, позволяющих ускорить приток инвестиций в горнодобывающий сектор и способствовать внедрению передовых энергосберегающих технологий [7, 13].

5. Фискальный режим и управление доходами. Справедливый и предсказуемый режим налогообложения горнодобывающей промышленности

имеет решающее значение для повышения конкурентоспособности рынка, привлечения законных и ответственных инвестиций и улучшения перспектив развития и экономического роста сектора.

Внедрение ресурсосберегающих технологий

Горнодобывающая промышленность является одним из крупнейших потребителей энергетических, водных, территориальных ресурсов. Согласно данным ежегодного доклада Министерства природных ресурсов РФ «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2023 году», горнодобывающая отрасль занимает лидирующие позиции по вредному воздействию на биосферу в промышленности. Так, на нее приходится 39% выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, 8% забора воды из природных водных объектов и 93,4% от общего объема отходов производства [4].

Поэтому одним из перспективных вариантов перехода недропользования на «зеленый» курс развития является расширение использования передового оборудования и технологий, обес-

печивающих снижение выбросов, увеличение эффективности использования ресурсов и повышение безопасности труда [9]. В таблице 2 представлены примеры некоторых передовых технологий, способных поддержать «зеленый» переход недропользования.

На рисунке 1 представлена концептуальная схема управления переходом недропользования к экологически чистым технологиям, цифровому менеджменту и контролю с учетом современных достижений науки и техники. Концептуальная схема разработана на базе модели «планировать — делать — проверять — действовать» (PDCA).

Представленная на рисунке 1 система ориентирована на безопасный и устойчивый жизненный цикл недропользования начиная с добычи полезных ископаемых и до их поступления продукции потребителю с целью соблюдения баланса в экосистеме, а также на управление, поддерживаемое передовыми цифровыми технологиями и соответствующее нормам и правилам охраны окружающей среды и социальной ответственности.

Таблица 2. Некоторые виды горного оборудования и технологии, способствующие «зеленому» переходу недропользования

Table 2. Some types of mining equipment and technologies contributing to the “green” transition of subsurface use

Технологии	Описание
Электрификация	Переход с дизельного оборудования на электрическое или гибридное — важный шаг на пути к устойчивому недропользованию. Электромобили потребляют возобновляемые источники энергии, что исключает выбросы и снижает зависимость от ископаемого топлива
Автоматизация и дистанционное управление	Автоматизированное горное оборудование может работать с большей эффективностью и точностью, снижая необходимость вмешательства человека. Системы дистанционного управления позволяют операторам удаленно управлять техникой, что сводит к минимуму необходимость присутствия персонала в опасных условиях
Цифровизация и аналитика данных	Цифровые горнодобывающие операции позволяют в режиме реального времени получать данные о производительности оборудования, потреблении ресурсов и воздействии на окружающую среду. Аналитика данных открывает возможности для выявления потенциала оптимизации, повышения эффективности использования ресурсов и сокращения выбросов
Водородные технологии	Водородные топливные элементы являются перспективной альтернативой дизельным двигателям, обеспечивая чистую и эффективную энергию для горнодобывающего оборудования
Регенеративные технологии	Регенеративные технологии, такие как гидроциклоны и гидрометаллургические процессы, позволяют извлекать ценные минералы из потоков отходов, сокращая их объем и повышая эффективность использования ресурсов
Технологии биodeградации	Технологии биodeградации дают возможность разлагать отходы горнодобывающей промышленности на менее вредные вещества, уменьшая воздействие на окружающую среду и восстанавливая ресурсы
Новые технологии бурения	Технологии бурения, разработанные для повышения энергоэффективности, снижают потребность в электроэнергии, что приводит к снижению энергопотребления и уменьшению воздействия на окружающую среду

Составлено авторами по материалам источников [15, 17]



Рис. 1. Концепция трансформации интеллектуальной системы управления с использованием «зеленых» и цифровых технологий на процессы недропользования с позиций основных ее составляющих

Fig. 1. The concept of transformation of an intelligent management system using “green” and digital technologies to the processes of subsurface use from the perspective of its main components

Золотодобывающая компания «АО «Полиметалл» (далее — Компания), являющаяся одним из лидеров горнодобывающей отрасли России, уделяет большое внимание внедрению безопасных экологических технологий.

В области экологической устойчивости компания руководствуется следующими принципами:

- предпочтение превентивным мерам перед компенсационными. На всех предприятиях компании выстроена система экологического менеджмента, которая посредством непрерывного мониторинга позволяет своевременно выявлять экологические риски;
- снижение экологических последствий деятельности на каждом этапе жизненного цикла разработки месторождений;
- применение современных цифровых технологий и оборудования для мониторинга экологических рисков и снижения загрязнений биосферы в процессе деятельности компании;
- повышение вовлеченности и компетентности сотрудников компании в вопросах окружающей среды;
- непрерывный диалог с местными сообществами и заинтересованными сторонами в районах расположения месторождений компании.

Компания заботится о сохранении экосистем для будущих поколений, делая все возможное для минимизации воздействия на окружающую среду. В частности, по направлениям:

Снижение углеродного следа и энергоэффективность. Планомерное внедрение новейших технологий позволило сократить уровень энергетических выбросов в 2024 г. на 6% по сравнению с прошлогодними показателями. Доля электроэнергии, полученной от возобновляемых источников энергии, составила 5%. На предприятиях используется технология рекуперации для улавливания отработанного тепла дизельных генераторов и его применения в системах отопления. Более 20% потребления тепловой энергии покрываются за счет систем утилизации тепла. В 2024 г. завершены проекты по строительству ЛЭП до месторождений Албазино и Лунное. Проводится оптимизация схем проветривания подземных рудников с целью снижения потребления электроэнергии главными вентиляторными установками.

Управление водными ресурсами. Предприятия компании минимизируют водопотребление за счет внедрения инновационных технологий замкнутого цикла и использования очищенных вод для технологических нужд. Более 95% водных ресурсов

проходит повторную обработку и возвращается в производственный цикл. Для предотвращения риска сброса неочищенных вод в водную среду устанавливаются датчики и регулярно проверяется целостность гидроизоляционного слоя в основании хвостохранилищ, прудах-отстойниках и других гидротехнических сооружениях.

Обращение с отходами. В процессе добычи и переработки полезных ископаемых более 99% образующихся отходов составляют минеральные остатки, вскрышные породы и хвосты обогащения. Компания эффективно управляет ими, применяя их для обратной закладки горных выработок, строительства и ремонта инфраструктуры. В 2024 г. на месторождении Майское реализован проект по строительству бетонно-закладочного комплекса для производства пастовой закладки. Он позволит использовать хвосты обогащения в качестве закладочного материала в подземном руднике. В 2024 г. компания повысила долю сухого складирования отходов обогащения до 58%. Сухой способ складирования существенно снижает водопотребление и риск загрязнения грунтовых вод. Отработанная вода после осушения хвостов возвращается в производственный цикл. Неминеральные отходы производства, такие как бумага, пластик, металл, проходят отдельный сбор перед утилизацией.

Возмещение биологических ресурсов. В 2024 г. компания вложила более 5 млрд руб. в природоохранную деятельность и программы восстановления биологических ресурсов. За год прокультивировано 109 га земель, осуществлена посадка 575 тыс. саженцев на 288 га земли, выпущено свыше 1 млн мальков в близлежащие природные водоемы [3].

Заключение

Недропользование в условиях перехода к экологически безопасному и цифровому недропользованию предполагает реализацию согласованного комплекса действий со стороны многочисленных заинтересованных сторон, что позволит повысить прозрачность всей цепочки создания стоимости продукции, оптимизировать производственные затраты, обеспечить более безопасные и здоровые условия труда, а также сократить углеродный след. Для достижения этой цели в работе предложена концепция трансформации интеллектуальной системы управления с использованием «зеленых» и цифровых технологий в недропользовании, которая призвана способствовать повышению операционной эффективности, углеродной нейтральности и минимизации неблагоприятного воздействия на общество и окружающую среду.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Видищева Е.В., Савельева Н.А.* Тенденции цифровой трансформации в недропользовании. Естественно-гуманитарные исследования. 2024. № 2(52). С. 79—83.
2. *Глазырина И.П., Калгина И.С.* Использование современных информационных систем для повышения качества государственного управления в сфере недропользования. Вестник Забайкальского государственного университета. 2023. Т. 29. № 2. С. 112—120.
3. Годовой отчет АО «Полиметалл за 2024 год». URL: <https://www.polymetal.ru/sustainability/environment>
4. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2023 году». URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii (дата обращения: 25.04.2025).
5. *Лебедев Ю.В., Крылов В.Г.* Системный анализ сферы недропользования. Вестник СГУГиТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий). 2022. Т. 27. № 4. С. 160—168.
6. *Рыженков А.Я.* Правовое регулирование использования и охраны недр в прикаспийских регионах в контексте задач зеленой экономики. Правовая парадигма. 2024. Т. 23. № 1. С. 82—91.
7. *Сайидкосимов С.С., Низамова А.Т., Хакбердиев М.Р.* Информационные технологии геомеханического обеспечения безопасного недропользования. Gorniy Vestnik Uzbekistana. 2022. № 2 (89). С. 106—110.
8. *Французов Б.В.* Экологические ограничения как инструмент механизма экологической безопасности природопользования. Известия Уральского государственного горного университета. 2024. № 4(76). С. 129—137.
9. *Ranjan A.R., Dash J.* A New Approach for Prediction of Foliar Dust in a Coal Mining Region and Its Impacts on Vegetation Physiological Processes Using Multi-Source Satellite Data Sets. Journal of Geophysical Research: Biogeosciences. 2024. Vol. 129. Iss. 10. P. 45—52.
10. *Chenxu Wang, Yanxu Liu.* Coordinative enhancement of ecological security and the aesthetic viewing service in the ecological restoration of mining landscapes. Land Degradation & Development. 2023. Vol. 34. Iss. 13. P. 77—83.
11. *Hao Tan, Xuexiang Yu.* Deformation Monitoring and Spatiotemporal Evolution of Mining Area with Unmanned Aerial Vehicle and D-InSAR Technology. Известия высших учебных заведений Геология и разведка 2025;67(4):120—129

- Mobile Information Systems. 2022. Vol. 4. Iss. 19. P. 14—19.
12. *zu Ermgassen S., Navarro L.M.* Mining threats in high-level biodiversity conservation policies. *Conservation Biology*. 2024. Vol. 38. Iss. 4. P. 19—23.
 13. *Campbell T., Kingsley W.* Dixon Standards-based evaluation inform ecological restoration outcomes for a major mining activity in a global biodiversity hotspot. *Restoration Ecology*. 2024. Vol. 32. Iss. 8. P. 29—35.
 14. *Wenhan Zhu, Deyi Kong.* Enhancing Environmental Sustainability in the Mining Industry: Circular Economy Strategies for Resource Management and Digital Integration. *Land Degradation & Development*. 2025. No. 98. P. 100—104.
 15. *Yuanhao Zhu, Yanjun Zhang.* Surface Movement and Deformation Law Caused by Different Coal Pillar Stagger Distances in Strip Filling IoT-Enabled Sustainable Mining. *Mobile Information Systems*. 2022. Vol. 4. Iss. 19. P. 56—62.
 16. *Zanxu Chen, Huping Hou.* Using unmanned aerial vehicle multispectral data for monitoring the outcomes of ecological restoration in mining areas. *Land Degradation & Development*. 2023. Vol. 35, Iss. 4. P. 176—184.
 17. *Zhang Qiang, Kang Yang.* Monitoring and measurement analysis of key indexes for the implementation of mining, dressing, backfilling, and controlling technology in coal resources—A case study of Tangshan Mine. *Energy Science & Engineering*. 2022. Vol. 10. Iss. 3. P. 20—29.

REFERENCES

1. Vidishcheva E.V., Savelyeva N.A. Trends in Digital Transformation in Subsoil Use // *Natural Sciences and Humanities Research*. 2024. No. 2(52). P. 79—83 (In Russ.).
2. Glazyrina I.P., Kalgina I.S. Using Modern Information Systems to Improve the Quality of Public Administration in the Sphere of Subsoil Use. *Bulletin of the Transbaikal State University*. 2023. Vol. 29. No. 2. P. 112—120 (In Russ.).
3. Polymetal JSC Annual Report for 2024 URL: <https://www.polymetal.ru/sustainability/environment> (In Russ.).
4. State Report “On the State and Protection of the Environment of the Russian Federation in 2023. URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii (accessed: 25.04.2025) (In Russ.).
5. Lebedev Yu.V., Krylov V.G. Systems Analysis of the Subsoil Use Sphere. *Bulletin of SSUGiT (Siberian State University of Geosystems and Technologies)*. 2022. Vol. 27. No. 4. P. 160—168 (In Russ.).
6. Ryzhenkov A.Ya. Legal regulation of subsoil use and protection in the Caspian regions in the context of green economy objectives. *Legal paradigm*. 2024. Vol. 23. No. 1. P. 82—91 (In Russ.).
7. Saidkosimov S.S., Nizamova A.T., Khakberdiev M.R. Information technologies for geomechanical support of safe subsoil use. *Gorniy Vestnik Uzbekistana*. 2022. No. 2(89) (In Russ.).
8. Frantsuzov B.V. Environmental restrictions as a tool of the mechanism of environmental safety of nature management. *Bulletin of the Ural State Mining University*. 2024. No. 4(76). P. 129—137 (In Russ.).
9. Ranjan A.R., Dash J. A New Approach for Prediction of Foliar Dust in a Coal Mining Region and Its Impacts on Vegetation Physiological Processes Using Multi-Source Satellite Data Sets. *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. 2024. Vol. 129. Iss. 10. P. 45—52.
10. Chenxu Wang, Yanxu Liu. Coordinative enhancement of ecological security and the aesthetic viewing service in the ecological restoration of mining landscapes. *Land Degradation & Development*. 2023. Vol. 34. Iss. 13. P. 77—83.
11. Hao Tan, Xuexiang Yu. Deformation Monitoring and Spatiotemporal Evolution of Mining Area with Unmanned Aerial Vehicle and D-InSAR Technology. *Mobile Information Systems*. 2022. Vol. 4. Iss. 19. P. 14—19.
12. *zu Ermgassen S., Navarro L.M.* Mining threats in high-level biodiversity conservation policies. *Conservation Biology*. 2024. Vol. 38. Iss. 4. P. 19—23.
13. *Campbell T., Kingsley W.* Dixon Standards-based evaluation inform ecological restoration outcomes for a major mining activity in a global biodiversity hotspot. *Restoration Ecology*. 2024. Vol. 32. Iss. 8. P. 29—35.
14. *Wenhan Zhu, Deyi Kong.* Enhancing Environmental Sustainability in the Mining Industry: Circular Economy Strategies for Resource Management and Digital Integration. *Land Degradation & Development*. 2025. No. 98. P. 100—104.
15. *Yuanhao Zhu, Yanjun Zhang.* Surface Movement and Deformation Law Caused by Different Coal Pillar Stagger Distances in Strip Filling IoT-Enabled Sustainable Mining. *Mobile Information Systems*. 2022. Vol. 4. Iss. 19. P. 56—62.
16. *Zanxu Chen, Huping Hou.* Using unmanned aerial vehicle multispectral data for monitoring the outcomes of ecological restoration in mining areas. *Land Degradation & Development*. 2023. Vol. 35, Iss. 4. P. 176—184.
17. *Zhang Qiang, Kang Yang.* Monitoring and measurement analysis of key indexes for the implementation of mining, dressing, backfilling, and controlling technology in coal resources—A case study of Tangshan Mine. *Energy Science & Engineering*. 2022. Vol. 10. Iss. 3. P. 20—29.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

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

Назарова З.М. — подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Леонидова Ю.А. — подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Sergei S. Salmanov — developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Zinaida M. Nazarova — prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Yuliya A. Leonidova — prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сальманов Сергей Миншакирович — кандидат экономических наук, директор дирекции бюджетирования, аналитического контроля и отчетности АО «Полиметалл УК».
2, пр-т Народного ополчения, г. Санкт-Петербург 198216, Россия
e-mail: Salmanov@polymetal.ru
SPIN-код: 5268-9080

Sergey M. Salmanov — Cand. Sci. (Econ.), Director of the Directorate of Budgeting, Analytical Control and Reporting of JSC Polymetal management.
2, Narodnogo Opolcheniya ave., Saint-Petersburg 198216, Russia
e-mail: Salmanov@polymetal.ru
SPIN-code: 5268-9080

Назарова Зинаида Михайловна — доктор экономических наук, профессор, заведующая кафедрой производственного и финансового менеджмента ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: nazarovazm@mgri.ru
тел.: + 7 (495) 255-15-10 (доб. 2142)
SPIN-код: 4447-0660

Zinaida M. Nazarova — Dr. Sci. (Econ.), Prof., Head of the Department of Production and Financial Management of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: nazarovazm@mgri.ru
tel.: + 7 (495) 255-15-10 (ext. 2142)
SPIN-code: 4447-0660

Леонидова Юлия Анатольевна — кандидат экономических наук, доцент кафедры производственного и финансового менеджмента ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: leonidovaya@mgri.ru
тел.: + 7 (495) 255-15-10 (доб. 2078)
SPIN-код: 9869-6281

Yuliya A. Leonidova — Cand. Sci. (Econ.), Assoc. Prof. of the Department of Production and Financial Management of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: leonidovaya@mgri.ru
tel.: + 7 (495) 255-15-10 (ext. 2078)
SPIN-code: 9869-6281

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



МОДЕЛИ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ДИСПЕРСНЫХ НЕЗАСОЛЕННЫХ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

М.А. НАУМОВ^{1,*}, И.К. ФОМЕНКО¹, В.Р. ВОЛОШИН¹, Э.С. ГРЕЧИЩЕВА², Д.Н. ГОРОБЦОВ¹

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

² Научно-исследовательский, проектно-изыскательский и конструкторско-технологический институт
оснований (НИИОСП) им. Н.М. Герсевича АО «НИЦ «Строительство»»
6, ул. 2-я Институтская, Москва 109428, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В связи с возрастающей актуальностью решения инженерно-геокриологических задач численными или аналитическими методами в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов все чаще возникают вопросы в определении входящих параметров. В современной практике допускается возможность определения теплофизических свойств грунтов не только лабораторным способом. Поиск универсальных зависимостей, наиболее точно описывающих теплофизические свойства мерзлых грунтов, становится важной задачей современных исследований. Данная работа посвящена рассмотрению моделей оценки теплопроводности грунтов, которые позволяют учесть физические свойства, минеральный состав и содержание незамерзшей воды дисперсных грунтов. Эти методики получили широкое распространение прежде всего в зарубежной практике и в современных программах моделирования теплофизических задач.

Цель. Рассмотрение методики использования моделей теплопроводности, учитывающих физические свойства, минералогический состав и содержание незамерзшей воды мерзлых дисперсных грунтов для оценки их эффективности.

Материалы и методы. Проанализированы две модели оценки теплопроводности дисперсных мерзлых грунтов. Выполнен статистический анализ их эффективности на основе выборки из двадцати экспериментально определенных значений теплопроводности песчаных и глинистых незасоленных, незаторфованных мерзлых грунтов.

Результаты. Эффективность использования моделей теплопроводности находится на удовлетворительном уровне. Ожидаемые значения теплопроводности в мерзлом состоянии предсказываются с большей точностью по сравнению с принятым в отечественной практике методом. Определены наиболее предпочтительные методы учета теплопроводности частиц.

Заключение. Использование в приведенных моделях комплекса физических свойств, минерального состава, содержания незамерзшей воды имеет явные преимущества. Необходимо дальнейшее изучение данного вопроса, расширяющее количество сравниваемых моделей и выборку грунтов. Показана важность учета минералогического состава при оценке теплопроводности дисперсных мерзлых грунтов.

Ключевые слова: теплопроводность, многолетнемерзлые грунты, минералогический состав, теплофизические характеристики, физические свойства, дисперсные грунты

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы благодарят научный коллектив НИИОСП им. Н.М. Герсевича за предоставленные качественные данные теплофизических свойств грунтов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Наумов М.А., Фоменко И.К., Волошин В.Р., Гречищева Э.С., Горобцов Д.Н. Модели теплопроводности дисперсных незасоленных мерзлых грунтов. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):130—141. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-130-141> EDN: [VFCDOE](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 13.08.2025
Принята к публикации 10.09.2025
Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

THERMAL CONDUCTIVITY MODELS OF DISPERSED NON-SALINE FROZEN SOILS

MIKHAIL A. NAUMOV^{1,*}, IGOR K. FOMENKO¹, VALERIY R. VOLOSHIN¹, ERIKA S. GRECHISHCHEVA²,
DENIS N. GOROBTSOV¹

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

² *JSC Reseach Center of Construcruction
6, Vtoraya Institutskaya str., Moscow 109428, Russia*

ABSTRACT

Background. The growing relevance of using numerical or analytical methods for solving engineering and geocryological problems in the permafrost zone is increasingly raising questions about determining input parameters. In the present-day practice, thermal properties of soils can be determined using numerical methods in addition to laboratory tests. The search for universal dependencies that most accurately describe the thermophysical properties of frozen soils is becoming an important task of modern research. This study considers models for assessing thermal conductivity of soils, taking into account the physical properties, mineral composition and water content of dispersed soils. These models have become widely used, primarily in foreign practice and contemporary software for thermophysical simulation.

Aim. To consider a method for using thermal conductivity models taking into account the physical properties, mineralogical composition and water content of frozen dispersed soils with the purpose of assessing their effectiveness.

Materials and methods. Two models for assessing the thermal conductivity of dispersed frozen soils are analyzed. A statistical analysis of their effectiveness is performed based on a sample of twenty experimentally determined thermal conductivity values of sandy and clayey non-saline, non-peaty frozen soils.

Results. The efficiency of using thermal conductivity models is at a satisfactory level. The expected values of thermal conductivity in a frozen state are predicted with greater accuracy compared to the method adopted in domestic practice. The most preferred methods considering the thermal conductivity of particles are determined.

Conclusion. A combination of physical properties, mineralogical composition, and unfrozen water content in the given models has clear advantages. A further study of this issue is necessary to expand the number of compared models and soil sample. The importance of considering the mineralogical composition in the assessment of thermal conductivity for dispersed frozen soils is demonstrated.

Keywords: thermal conductivity, permafrost soils, mineralogical composition, thermophysical characteristics, physical properties, dispersed soils

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

Acknowledgments: the authors thank the scientific team Gersevanov Research Institute of Bases and Underground Structures for providing high-quality data on the thermal properties of soils.

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

For citation: Naumov M.A., Fomenko I.K., Voloshin V.R., Grechishcheva E.S., Gorobtsov D.N. Thermal conductivity models of dispersed non-saline frozen soils. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):130—141. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-130-141> EDN: VFCD0E

Manuscript received 13 August 2025

Accepted 10 September 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Теплофизические свойства грунтов являются ключевыми исходными параметрами для численного моделирования теплотехнических задач, играют важную роль в обеспечении точности и достоверности получаемых результатов [6], что имеет большое значение для практики проектирования сооружений в криолитозоне, определяет его принцип, а также конструктивные особенности.

Теплопроводность грунта характеризует его способность переносить тепловую энергию и численно равна потоку тепла, проходящего через единицу площади грунта в единицу времени при температурном градиенте, равном единице, и определяется соотношением твердой, жидкой и газообразной составляющих, их химико-минеральным составом, структурными и текстурными особенностями, влажностью, фазовым состоянием воды и температурой [2—4].

В настоящее время существуют множество экспериментальных методик определения теплопроводности грунтов, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки применения [9].

Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта зависит от температуры за счет уменьшения содержания незамерзшей воды при понижении температуры. Наиболее интенсивные изменения происходят в диапазоне отрицательных температур, характеризующемся фазовыми переходами воды в лед, величина которого зависит прежде всего от гранулометрического состава грунта, степени засоленности и содержания органического вещества [4, 5, 7].

В литературных источниках существует достаточное количество данных о влиянии минералогического состава скальных грунтов на значения теплопроводности [1], однако же для дисперсных грунтов таких исследований мало. Обусловлено это второстепенным влиянием минералогического состава дисперсных грунтов по отношению к их физическим характеристикам, однако в некоторых работах отмечается значительная зависимость теплопроводности от минерального

состава [1]. При схожих физических характеристиках песков, в одном случае с содержанием кварца 86,3 % (остальную долю составляют полевые шпаты), в другом случае с содержанием кварца 22,8 % (полевые шпаты составляют 52 %), разница в значениях теплопроводности составляет около 180 %. Так, теплопроводность кварцевого песка составляет 5,04 Вт/(м·°С) в мерзлом состоянии, 3,19 Вт/(м·°С) — в талом. Теплопроводность полевошпатового песка — 2,78 Вт/(м·°С) в мерзлом состоянии, 1,85 Вт/(м·°С) — в талом [3]. Обусловлено это высокой теплопроводностью кварца — минерала с самым большим коэффициентом теплопроводности из наиболее часто встречаемых минералов, слагающих дисперсные грунты (в среднем составляет 7,8 Вт/(м·°С) [1, 3]. Теплопроводность же полевого шпата примерно равна от 2,50 Вт/(м·°С) [1, 3].

Материалы и методы

На сегодняшний момент в практике инженерно-геологических изысканий актуальными справочными данными для оценки теплопроводности дисперсных грунтов является таблица Б.8 СП 25.13330-2020 [8]. Данная таблица является обобщением для некоторых разновидностей грунтов, выделенных по классификационным показателям. В ее основе лежит взаимосвязь значений теплопроводности от плотности скелета грунта и его суммарной влажности. Использование данной таблицы, конечно, имеет явные недостатки [2], главные среди которых: отсутствие учета генезиса и возраста грунтов; отсутствие привязки к определенному региону; отсутствие верхних и нижних пределов диапазона значений теплопроводности и др.

В нашей стране, помимо вышеотмеченной справочной таблицы, уделялось достаточно мало внимания разработке универсальных формул для оценки теплопроводности. Тем не менее стоит отметить работы Р.И. Гаврильева, который предложил зависимости, позволяющие оценить теплопроводность дисперсных грунтов, горных пород, почв и надпочвенных покровов [3].

В зарубежной литературе приводится ряд методов определения теплопроводности дисперсных грунтов в талом и мерзлом состоянии, получивших широкое распространение и позволяющих прогнозировать изменение теплопроводности от температуры, водонасыщенности, минерального состава и др. В литературе они описываются как модели теплопроводности, и на данный момент существует более двадцати различных методов оценки [12]. В рамках данной статьи будут рассмотрены две наиболее распространенные модели: модель Johansen [13] и модель Farouki [11].

Метод Johansen разработан для определения теплопроводности грунтов на основе теплопроводности грунта в сухом и водонасыщенном состоянии с использованием эмпирических коэффициентов и применим для грунтов при степени водонасыщенности более 20 %. В общем виде теплопроводность определяется по следующей зависимости:

$$\lambda = (\lambda_{\text{sat}} - \lambda_{\text{dry}}) k_e + \lambda_{\text{dry}}, \quad (1)$$

где λ — теплопроводность грунта, Вт/(м·°С); λ_{sat} — теплопроводность водонасыщенного грунта Вт/(м·°С); λ_{dry} — теплопроводность сухого грунта Вт/(м·°С), а k_e — число Керстена, д.е.

$$\lambda_{\text{dry}} = \frac{0,135\rho_d + 64,7}{\rho_s - 0,947\rho_d}, \quad (2)$$

$$\lambda_{\text{sat}} = (\lambda_s)^{1-n} (\lambda_w)^n \text{ — для талого грунта,} \quad (3)$$

$$\lambda_{\text{sat}} = (\lambda_s)^{1-n} (\lambda_i)^{n-\theta_u} (\lambda_w)^{\theta_u} \text{ — для мерзлого} \quad (4)$$

грунта,

$$\lambda_s = \lambda_q \lambda_0^{1-q}. \quad (5)$$

Число Керстена вычисляется по следующим формулам:

$$k_e = 0,7 \log(S_r) + 1,0 \text{ — для талого грунта} \quad (6)$$

с содержанием глинистых частиц <5 %;

$$k_e = \log(S_r) + 1,0 \text{ — для талого грунта} \quad (7)$$

с содержанием глинистых частиц >5 %;

$$k_e = S_r \text{ — для мерзлого грунта,} \quad (8)$$

где ρ_d — плотность сухого грунта кг/м³; ρ_s — плотность частиц грунта, кг/м³; n — пористость д.е.; λ_s — теплопроводность частиц грунта Вт/(м·°С); q — содержание кварца, д.е.; λ_w — теплопроводность воды Вт/(м·°С); λ_i — теплопроводность льда

Вт/(м·°С); θ_u — объемное содержание незамерзшей воды, д.е.; S_r — степень водонасыщенности, д.е.

Согласно методу Johansen в приведенных выше уравнениях теплопроводность кварца λ_q принимается равной 7,7 Вт/(м·°С), а теплопроводность других минералов принимается как $\lambda_0 = 2,0$ Вт/(м·°С) при $q > 0,2$ и $\lambda_0 = 3,0$ Вт/(м·°С) при $q \leq 0,2$.

При различном содержании кварца в грунте теплопроводность частиц грунта определяется по следующим формулам [13]:

$$\lambda_s = 7,7^q (2,0)^{1-q} \text{ при } q > 0,20, \quad (9)$$

$$\lambda_s = 7,7^q (3,0)^{1-q} \text{ при } q < 0,20. \quad (10)$$

В методе, предложенным Farouki, теплопроводность грунтов оценивается на основе средневзвешенного значения теплопроводности составляющих грунта (лед, вода, воздух, твердые частицы):

$$\lambda_{\text{unfrozen}} = \frac{\theta_w \lambda_w + F_a (n - \theta_w) \lambda_a + F_s (1 - n) \lambda_s}{\theta_w + F_a (n - \theta_w) + F_s (1 - n)}, \quad (11)$$

$$\lambda_{\text{frozen}} = \frac{\theta_i \lambda_i + \theta_u \lambda_w + F_a (n - \theta_w) \lambda_a + F_s (1 - n) \lambda_s}{\theta_w + F_a (n - \theta_w) + F_s (1 - n)}, \quad (12)$$

$$F_a = \frac{1}{3} \left\{ \frac{2}{1 + g_a \left(\frac{\lambda_a}{\lambda_w} - 1 \right)} + \frac{1}{1 + g_c \left(\frac{\lambda_a}{\lambda_w} - 1 \right)} \right\}, \quad (13)$$

$$F_s = \frac{1}{3} \left\{ \frac{2}{1 + 0,125 \left(\frac{\lambda_s}{\lambda_w} - 1 \right)} + \frac{1}{1 + 0,75 \left(\frac{\lambda_s}{\lambda_w} - 1 \right)} \right\}, \quad (14)$$

$$g_a = 0,035 + 0,298 S_r, \quad (15)$$

$$g_c = 1 - 2g_a, \quad (16)$$

где $\lambda_{\text{unfrozen}}$ — теплопроводность незамерзшего грунта; Вт/(м·°С), λ_{frozen} — теплопроводность мерзлого грунта Вт/(м·°С); λ_w — теплопроводность воды, Вт/(м·°С); λ_a — теплопроводность воздуха, Вт/(м·°С); λ_s — теплопроводность твердых частиц, Вт/(м·°С); λ_i — теплопроводность льда, Вт/(м·°С); θ_w — объемное содержание воды, д.е.; θ_i — объемное содержание льда, д.е.; θ_u — объемное содержание незамерзшей воды, д.е.; F_a и F_s — коэффициенты формы твердых частиц грунта и воздуха; g_a и g_c — поправочные коэффициенты; S_r — степень водонасыщенности, д.е.

Из вышеперечисленных формул особое внимание следует обратить на два параметра: содержание незамерзшей воды и содержание кварца.

В настоящее время активно развиваются методы лабораторного определения содержания незамерзшей воды. В случае отсутствия экспериментальных данных оценка содержания незамерзшей воды в грунте может осуществляться рядом эмпирических методик, однако рассмотрение этой обширной темы выходит за рамки данной статьи.

Минералогический состав дисперсных грунтов определяется очень редко и в основном для научных целей, поэтому использование в данных формулах содержания кварца без определения минералогического состава вносит неопределенность в получаемый результат и обуславливает сложность их применения в практике инженерно-геологических изысканий на данный момент. Далее будут рассмотрены способы косвенной оценки минерального состава при использовании моделей.

Исходными данными для проведения расчетов будет являться выборка мерзлых незасоленных и незаторфованных глинистых и песчаных грунтов озерно-аллювиального генезиса, отобранных на участке строительства в Ямало-Ненецком автономном округе (табл. 1).

Теплопроводность грунтов определялась методом цилиндрического зонда (модель прибора — KD2Pro) при температуре $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ для мерзлого состояния и $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ для талого состояния. Экспериментальные значения теплопроводности представляют собой усредненные результаты, полученные в трех и более опытах.

При использовании данных моделей влажность за счет незамерзшей воды учитывалась по следующей формуле (для температуры грунта $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$) [8]:

$$W_w = k_w W_p, \quad (17)$$

где k_w — эмпирический коэффициент, принимаемый в зависимости от числа пластичности и температуры грунта; W_p — влажность грунта на границе пластичности, д.е.

Ввиду отсутствия сведений о минералогическом составе рассматриваемых образцов для оценки способа учета минерального состава на теплопроводность частиц и, следовательно, на общую величину теплопроводности были проведены расчеты для моделей следующими способами [10, 11, 13—16]:

$$1) \lambda_s = \lambda_{\text{sand}}^{f_{\text{sand}}} \lambda_{\text{silt}}^{f_{\text{silt}}} \lambda_{\text{clay}}^{f_{\text{clay}}}, \quad (18)$$

$$2) \lambda_s = (8,8f_{\text{sand}} + 2,92f_{\text{clay}})/(f_{\text{sand}} + f_{\text{clay}}), \quad (19)$$

$$\lambda_s = 7,7^q(2,0)^{1-q} \text{ при } q > 20\%; \\ \lambda_s = 7,7^q(3,0)^{1-q} \text{ при } q \leq 20\%, \quad (20)$$

где q — содержание кварца, определяемое тремя способами:

$$3) q = 0,5f_{\text{sand}}, \quad (21)$$

$$4) q = 0,5(f_{\text{sand}} + f_{\text{silt}}), \quad (22)$$

$$5) q = f_{\text{sand}}, \quad (23)$$

$$6) \lambda_s = \text{const} = 2,45 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C}). \quad (24)$$

В приведенных формулах (18)—(24): f_{sand} — содержание песчаных частиц, %; f_{silt} — содержание пылеватых частиц, %; f_{clay} — содержание глинистых частиц, %; $\lambda_{\text{sand}} = 7,7 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$, $\lambda_{\text{silt}} = 2,74 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$, $\lambda_{\text{clay}} = 1,93 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$ — теплопроводность песчаных, пылеватых и глинистых частиц соответственно.

Для каждого способа учета теплопроводности частиц были определены статистические критерии, которые позволяют оценить эффективность моделей на основе общей выборки грунтов:

- 1) коэффициент детерминации R^2 ;
- 2) корень из среднеквадратической ошибки (RMSE), определяемый по формуле:

$$\sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (M_j - P_j)^2}{n}}, \quad (25)$$

- 3) среднее отклонение (AD), определяемое как:

$$\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (M_j - P_j), \quad (26)$$

где M_j — экспериментально определенное значение теплопроводности; P_j — ожидаемое моделью значение теплопроводности, n — количество определений.

Результаты и обсуждение

Результаты статистического анализа значений теплопроводности грунтов в мерзлом и талом состоянии приведены в табл. 2, 3.

В дополнение к рассматриваемым моделям были определены статистические параметры сходимости экспериментальных результатов с табличными значениями СП 22.13330 (табл. 4).

Графики, отражающие распределение полученных значений теплопроводности приведены на рисунках 1—4.

Таблица 1. Основные физические характеристики рассматриваемых образцов грунта
 Table 1. Main physical characteristics of the soil samples under consideration

№	Наименование грунта	Содержание частиц 2,0—0,05 мм, %	Содержание частиц 0,05—0,002 мм, %	Содержание частиц менее 0,002 мм, %	Влажность суммарная, %	Влажность за счет неза- мороженной воды (при T=-15°C), %	Плотность сухого грунта, г/см ³	Пористость, %	Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, д.е.	Степень засоленности, %	К-т теплопроводности в мерзлом состоянии, Вт/(м·°C)	К-т теплопроводности в талом состоянии, Вт/(м·°C)
		$d_{2-0,05}$	$d_{0,05-0,002}$	$d_{<0,002}$	W_{tot}	W_w	ρ_d	n	S_r	D_{sal}	λ_f	λ_{th}
1	Супесь пылеватая нелдистая	38,0	51,3	10,7	17,7	4,0	1,61	40	0,76	0,06	2,08	1,46
2	Супесь пылеватая слабодистая	25,9	63,4	10,7	18,4	3,6	1,63	39	0,81	0,10	2,48	1,71
3	Супесь пылеватая льдистая	25,2	65,0	9,8	37,9	4,5	1,23	54	0,94	0,12	2,22	1,27
4	Супесь пылеватая слабодистая	40,7	49,6	9,7	29,1	4,5	1,45	46	0,98	0,08	3,40	1,92
5	Супесь пылеватая нелдистая	25,2	58,1	16,7	17,7	4,4	1,61	40	0,76	0,06	2,14	1,48
6	Супесь песчанистая слабодистая	54,7	37,2	8,1	17,6	3,7	1,66	38	0,82	0,08	2,62	1,80
7	Суглинок пылеватый легкий слабодистый	35,1	54,7	10,2	24,0	7,4	1,47	45	0,82	0,07	2,15	1,51
8	Суглинок пылеватый легкий слабодистый	17,3	68,8	13,9	30,5	7,9	1,46	46	1,00	0,07	2,40	1,58
9	Суглинок пылеватый легкий слабодистый	24,7	51,1	24,2	24,1	6,8	1,51	43	0,88	0,09	2,42	1,81
10	Суглинок пылеватый легкий слабодистый	27,4	47,3	25,3	23,2	7,0	1,59	40	0,96	0,12	2,22	1,56
11	Суглинок легкий нелдистый	24,6	53,0	22,4	14,7	7,1	1,67	38	0,66	0,14	1,94	1,41
12	Суглинок пылеватый легкий нелдистый	25,1	48,5	26,4	19,2	7,1	1,74	35	0,98	0,11	2,33	1,74
13	Суглинок пылеватый легкий слабодистый	26,2	57,9	15,9	30,5	7,6	1,46	46	1,00	0,08	2,38	1,49
14	Суглинок легкий слабодистый	24,6	61,8	13,6	30,7	7,9	1,38	49	0,93	0,09	2,17	1,50
15	Глина пылеватая легкая нелдистая	5,3	38,1	56,6	36,5	17,7	1,32	52	0,95	0,06	1,74	1,27
16	Песок мелкий однород- ный слабодистый	94,0	4,0	2,0	21,3	0,0	1,63	39	0,98	0,01	3,63	1,92
17	Песок мелкий однород- ный слабодистый	94,0	5,0	1,0	20,5	0,0	1,62	40	0,92	0,02	3,91	2,15
18	Песок пылеватый неоднородный слабодистый	77,5	16,6	5,9	22,2	0,0	1,64	39	1,00	0,03	3,11	1,94

Продолжение таблицы 1

№	Наименование грунта	Содержание частиц 2,0—0,05 мм, %	Содержание частиц 0,05—0,002 мм, %	Содержание частиц менее 0,002 мм, %	Влажность суммарная, %	Влажность за счет незам. воды (при T=-15°C), %	Плотность сухого грунта, г/см ³	Пористость, %	Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, д.е.	Степень засоленности, %	К-т теплопроводности в мерзлом состоянии, Вт/(м·°C)	К-т теплопроводности в талом состоянии, Вт/(м·°C)
		$d_{2-0,05}$	$d_{0,05-0,002}$	$d_{<0,002}$	W_{tot}	W_w	ρ_d	n	S_r	D_{sal}	λ_f	λ_{th}
19	Песок пылеватый неоднородный слабодыстый	81,7	16,7	1,6	20,4	0,0	1,57	41	0,85	0,04	2,92	2,01
20	Песок пылеватый неоднородный слабодыстый	76,7	18,4	4,9	24,4	0,0	1,45	46	0,86	0,03	3,31	1,81

Таблица 2. Эффективность моделей теплопроводности для мерзлого грунта
Table 2. Efficiency of thermal conduction models for frozen soil

№	Метод учета теплопроводности частиц	Метод Johansen			Метод Farouki		
		R ²	RMSE	AD	R ²	RMSE	AD
1	$\lambda_s = \lambda_{sand} f_{sand} \lambda_{silt} f_{silt} \lambda_{clay} f_{clay}$	0,82	0,384	0,07	0,81	0,264	-0,07
2	$\lambda_s = (8,8f_{sand} + 2,92f_{clay}) / (f_{sand} + f_{clay})$	0,78	1,012	0,94	0,70	0,649	0,57
3	$q = 0,5f_{sand}$	0,75	0,420	-0,25	0,67	0,496	-0,28
4	$q = 0,5(f_{sand} + f_{silt})$	0,75	0,378	-0,20	0,69	0,459	-0,25
5	$q = f_{sand}$	0,80	0,420	-0,08	0,78	0,333	-0,18
6	$\lambda_s = const = 2,45 \text{ Вт/м}\cdot\text{°C}$	0,63	0,787	-0,66	0,20	0,716	-0,49

Таблица 3. Эффективность моделей теплопроводности для талого грунта
Table 3. Efficiency of thermal conductivity models for thawed soil

№	Метод учета теплопроводности частиц	Метод Johansen			Метод Farouki		
		R ²	RMSE	AD	R ²	RMSE	AD
1	$\lambda_s = \lambda_{sand} f_{sand} \lambda_{silt} f_{silt} \lambda_{clay} f_{clay}$	0,71	0,283	0,10	0,71	0,267	0,12
2	$\lambda_s = (8,8f_{sand} + 2,92f_{clay}) / (f_{sand} + f_{clay})$	0,68	0,740	0,70	0,62	0,720	0,69
3	$q = 0,5f_{sand}$	0,54	0,191	-0,09	0,43	0,191	-0,06
4	$q = 0,5(f_{sand} + f_{silt})$	0,65	0,161	-0,07	0,56	0,164	-0,03
5	$q = f_{sand}$	0,69	0,291	0,00	0,66	0,264	0,03
6	$\lambda_s = const = 2,45 \text{ Вт/м}\cdot\text{°C}$	0,41	0,429	-0,38	0,01	0,359	-0,22

Таблица 4. Оценка сходимости результатов экспериментальных исследований и табличных значений
(СП 25.13330.2020)

Table 4. Evaluation of the convergence of the results of experimental studies and tabular values (SP 25.13330.2020)

№	Состояние грунта	R ²	RMSE	AD
1	Мерзлое	0,67	0,721	0,631
2	Талое	0,39	0,237	-0,03

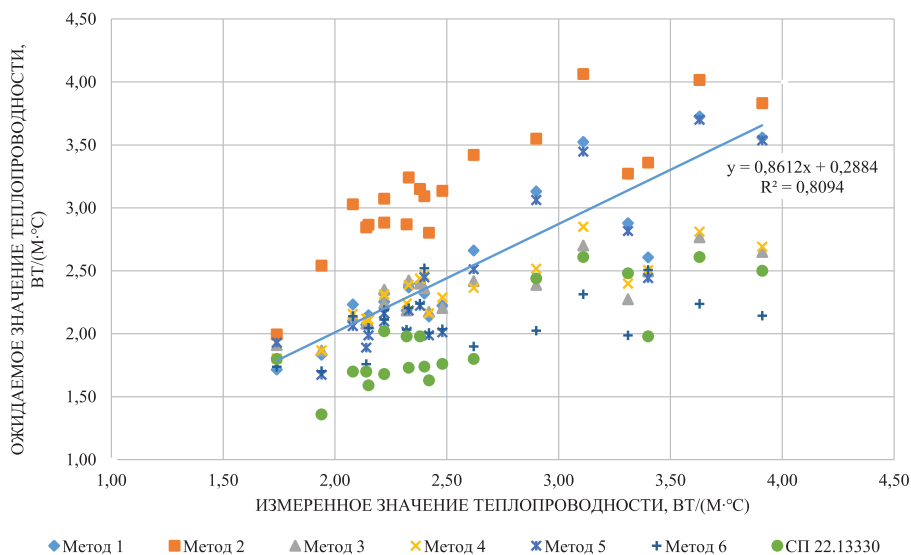


Рис. 1. Значения теплопроводности из модели Farouki для грунтов в мерзлом состоянии в зависимости от способа учета теплопроводности частиц. Уравнение линии тренда отображено для наилучшего метода 1
Fig. 1. Thermal conductivity values from the Farouki model for frozen soils, depending on the method of accounting for the thermal conductivity of particles. The trend line equation is shown for the best method 1

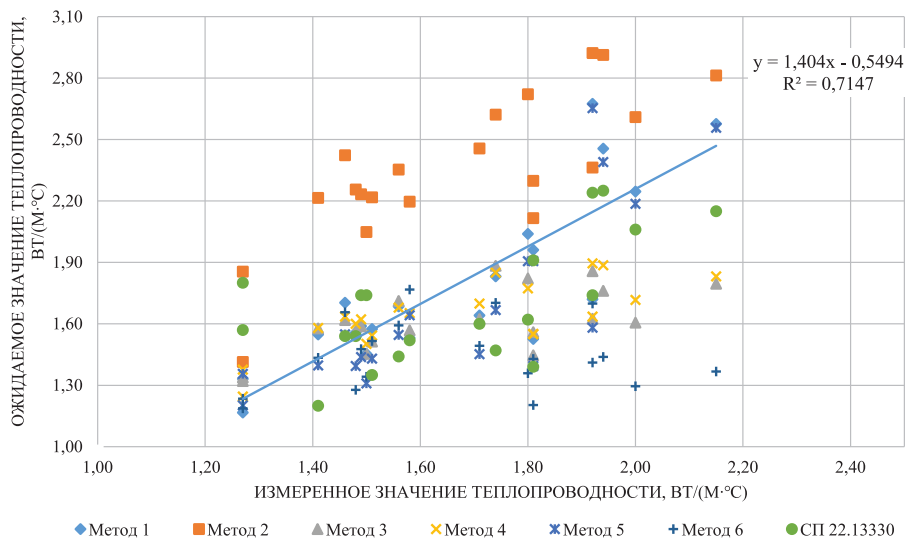


Рис. 2. Значения теплопроводности из модели Farouki для грунтов в талом состоянии в зависимости от способа учета теплопроводности частиц. Уравнение линии тренда отображено для наилучшего метода 1
Fig. 2. Thermal conductivity values from the Farouki model for thawed soils, depending on the method of accounting for the thermal conductivity of particles. The trend line equation is shown for the best method 1

Заключение

В результате анализа можно сделать следующие выводы: модели Johansen и Farouki демонстрируют примерно одинаковую эффективность, в целом находящуюся на удовлетворительном уровне. Наилучшим способом учета теплопроводности частиц являются метод 1, а также метод 5.

Рассматриваемые модели лучше предсказывают значения теплопроводности в мерзлом, нежели в талом состоянии.

Использование табличных значений СП 25.13330 может давать значительную погрешность в определении теплопроводности в мерзлом состоянии и меньшую погрешность в талом состоянии (на схожем уровне с рассматриваемыми моделями).

Наибольшие расхождения в ожидаемых значениях теплопроводности характерны для песков, что подтверждает значимость экспериментального определения их минералогического состава ввиду

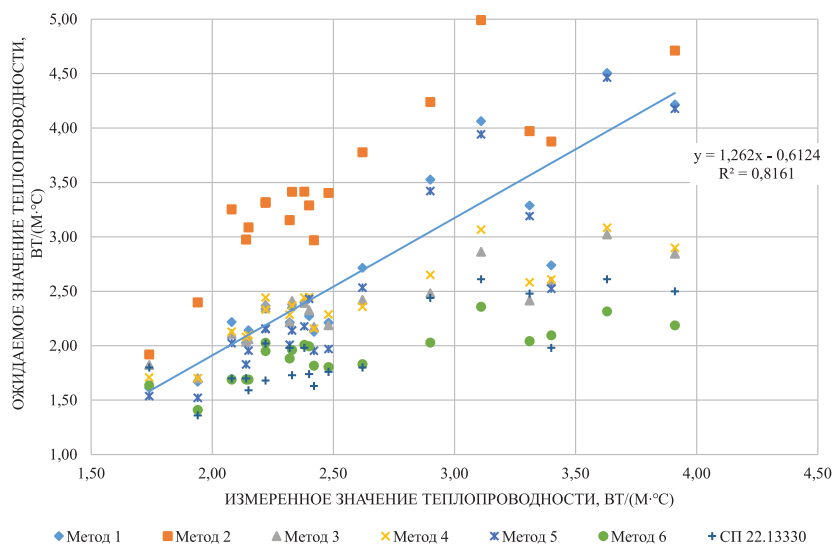


Рис. 3. Значения теплопроводности из модели Johansen для грунтов в мерзлом состоянии в зависимости от способа учета теплопроводности частиц. Уравнение линии тренда отображено для наилучшего метода 1
Fig. 3. Thermal conductivity values from the Johansen model for frozen soils, depending on the method of accounting for particle thermal conductivity. The trend line equation is shown for the best method 1

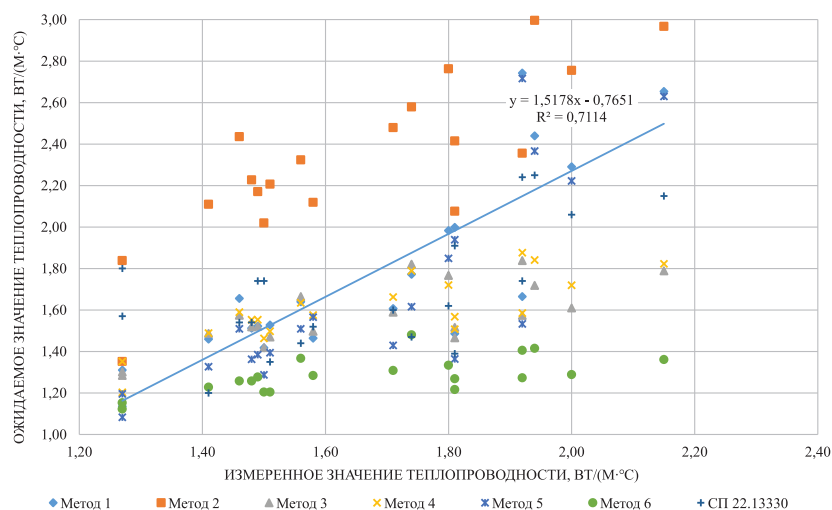


Рис. 4. Значения теплопроводности из модели Johansen для грунтов в талом состоянии в зависимости от способа учета теплопроводности частиц. Уравнение линии тренда отображено для наилучшего метода 1
Fig. 4. Thermal conductivity values from the Johansen model for thawed soils, depending on the method for accounting for particle thermal conductivity. The trend line equation is shown for the best method 1

наибольшей изменчивости содержания кварца в этих грунтах.

В целом, конечно, используемая выборка грунтов является достаточно небольшой для полноценного вывода об эффективности рассматриваемых моделей. На статистические данные сходимости моделей значительное влияние оказали несколько образцов (№ 4, 15, 17), имеющие очень отличные значения теплопроводности от ожидаемых. Однако можно сделать вывод, что данные модели демонстрируют лучшую

сходимость, чем табличные значения СП 25.13330. Использование в моделях ряда физических свойств конкретного образца грунта: степени водонасыщения, плотности скелета, содержания незамерзшей воды, общей влажности и льдистости, пористости, гранулометрического или минералогического состава — имеет явные преимущества.

Дальнейшее изучение данного вопроса, расширяющее количество сравниваемых моделей, выборку грунтов (включая заторфованные и засоленные), является весьма актуальной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаев В.В., Будымка В.Ф., Домбровский М.А., Сергеева Т.А. Теплофизические свойства горных пород. М.: Недра, 1987. 156 с.
2. Горобцов Д.Н. Научно-методические основы исследования теплофизических свойств дисперсных грунтов: дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГРИ, 2011. 198 с.
3. Гаврильев Р.И. Теплофизические свойства горных пород и напочвенных покровов криолитозоны. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1998. 280 с.
4. Кудрявцев В.А., Гарагуля Л.С., Булдович С.Н., Мотенко Р.Г. Основы мерзлотного прогноза при инженерно-геологических исследованиях. Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: «Геоинфо», 2016. 512 с.
5. Наумов М.А., Фоменко И.К. Использование характеристики кривой влажности для определения теплопроводности грунтов. Мат-лы междунар. науч.-практич. конф. «Проектирование, строительство и эксплуатация объектов транспортной инфраструктуры в сложных климатических и инженерно-геологических условиях». М.: Изд-во Российского университета транспорта, 2024. С. 156—160.
6. Пустовойт Г.П., Гречищева Э.С., Голубин С.И., Аврамов А.В. Влияние способа получения исходных данных на прогнозные теплотехнические расчеты при проектировании в криолитозоне. Криосфера Земли. 2018, Т. XXII. № 1. С. 51—57
7. Савельев Б.А. Физико-химическая механика мерзлых пород. М.: Недра, 1989. 211 с.
8. СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04–88. — М.: Минстрой России, 2020.
9. Чеверев В.Г., Сафронов Е.В., Алексеев А.Г., Гречищева Э.С. Лабораторные методы определения теплофизических характеристик мерзлых и талых грунтов: аналитический обзор. Инженерная геология, 2022. Т. XVII. № 1. С. 64—72.
10. Cote J., Konrad J.-M. A generalized thermal conductivity model for soils and construction materials. Can. Geotech. J. 2005. No. 42. P. 443—458.
11. Farouki O.T. Thermal properties of soils: monograph / Cold Regions Research and Engineering Laboratory. — Hanover (NH), 1981. — (Monograph CRREL-MONO-81-1).
12. He H., He D., Jin J., Smits K. M., Dyck M., Wu Q., Lv J. Room for improvement: A review and evaluation of 24 soil thermal conductivity parameterization schemes commonly used in land-surface, hydrological, and soil-vegetation-atmosphere transfer models // Earth-Science Reviews. — 2020. — Vol. 211. — Art. 103419.
13. Johansen O. Thermal conductivity of soils: report / Cold Regions Research and Engineering Laboratory. — Hanover (NH), 1977. — (Technical Report CRREL-TL-637).
14. Tarnawski V.R., Momose T., Leong W.H. Assessing the impact of quartz content on the prediction of soil thermal conductivity. Geotechnique. 2009. Vol 59. Iss. 4. P. 331—338.
15. Tian Z., Lu Y., Horton R., Ren T. A simplified de Vries-based model to estimate thermal conductivity of unfrozen and frozen soil. European Journal of Soil Science. 2016. No. 67(5). P. 564—572.
16. Zhang M., Lu J., Lai Y., Zhang X. Variation of the thermal conductivity of a silty clay during a freezing-thawing process. International Journal of Heat and Mass Transfer. 2018. No. 124. P. 1059—1067.

REFERENCES

1. Babaev V.V., Budymka V.F., Dombrovskij M.A., Sergeeva T.A. Thermophysical properties of rocks. Moscow: Nedra, 1987. 156 p. (In Russ.).
2. Gorobtsov D.N. Scientific and methodological foundations for studying the thermophysical properties of dispersed soils: diss. Cand. of geol. and min. sciences. Moscow: MGRI, 2011. 198 p. (In Russ.).
3. Gavriliev R.I. Thermophysical properties of rocks and ground covers of the cryolithozone. Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 1998. 280 p. (In Russ.).
4. Kudryavtsev V.A., Garagulya L.S., Buldovich S.N., Motenko R.G. Fundamentals of permafrost forecasting in engineering-geological studies. Study guide. 2nd edition, revised and supplemented. Moscow: Geoinfo Publishing House, 2016. 512 p. (In Russ.).
5. Naumov M.A., Fomenko I.K. Using the characteristic moisture curve to determine the thermal conductivity of soils. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference “Design, Construction and Operation of Transport Infrastructure Facilities in Complex Climatic and Engineering-Geological Conditions”. Russian University of Transport. 2024. P. 156—160 (In Russ.).
6. Pustovoit G.P., Grechishcheva E.S., Golubin S.I., Avramov A.V. Influence of the method of obtaining initial data on predictive heat engineering calculations when designing in the cryolithozone. Earth’s Cryosphere. 2018. Vol. XXII. No. 1. P. 51—57 (In Russ.).
7. Saveliev B.A. Physicochemical mechanics of frozen rocks. Moscow: Nedra, 1989. 211 p. (In Russ.).
8. SP 25.13330.2020. Foundations and bases on permafrost soils (In Russ.).
9. Cheverev V.G., Safronov E.V., Alekseev A.G., Grechishcheva E.S. Laboratory methods for determining the thermophysical characteristics of frozen and thawed soils: an analytical review. Engineering Geology. 2022. Vol. XVII. No. 1. P. 64—72 (In Russ.).
10. Cote J., Konrad J.-M. A generalized thermal

- conductivity model for soils and construction materials. *Can. Geotech. J.* 2005. No. 42. P. 443—458.
11. Farouki O. T. Thermal properties of soils: monograph / Cold Regions Research and Engineering Laboratory. — Hanover (NH), 1981. — (Monograph CRREL-MONO-81-1).
 12. He H., He D., Jin J., Smits K.M., Dyck M., Wu Q., Lv J. Room for improvement: A review and evaluation of 24 soil thermal conductivity parameterization schemes commonly used in land-surface, hydrological, and soil-vegetation-atmosphere transfer models. *Earth-Science Reviews*, 103419. 2020.
 13. Johansen O. Thermal conductivity of soils: report / Cold Regions Research and Engineering Laboratory. — Hanover (NH), 1977. — (Technical Report CRREL-TL-637).
 14. Tarnawski V.R., Momose T., Leong W.H. Assessing the impact of quartz content on the prediction of soil thermal conductivity. *Geotechnique*. 2009. Vol 59. Iss. 4. P. 331—338.
 15. Tian Z., Lu Y., Horton R., Ren T. A simplified de Vries-based model to estimate thermal conductivity of unfrozen and frozen soil. *European Journal of Soil Science*. 2016. No. 67(5). P. 564—572.
 16. Zhang M., Lu J., Lai Y., Zhang X. Variation of the thermal conductivity of a silty clay during a freezing-thawing process. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2018. No. 124. P. 1059—1067.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Наумов М.А. — является основным автором статьи, провел необходимые расчеты, анализ литературных источников, участвовал в написании и редактировании текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Фоменко И.К. — поставил цель и задачи исследования, участвовал в редактировании текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Волошин В.Р. — проанализировал литературные источники для исследования, участвовал в написании и редактировании текста и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Гречищева Э.С. — руководитель экспериментальных исследований, редактировании текста статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Горобцов Д.Н. — дополнил задачи исследования, участвовал в редактировании текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mikhail A. Naumov — is the main author of the article, performed the necessary calculations, analyzed the literature, participated in writing and editing the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Igor K. Fomenko — set the goal and objectives of the study, participated in editing the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Valeriy R. Voloshin — analyzed the literary sources for the study, participated in writing and editing the text and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Erika S. Grechishcheva — supervised the experimental studies, edited the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Denis N. Gorobtsov — supplemented the research objectives, participated in editing the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Наумов Михаил Александрович* — преподаватель кафедры инженерной геологии гидрогеологического факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: naumovma@mgri.ru
тел.: +7 (916)-938-39-54
SPIN-код: 5048-6082
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-6323-384X>

Mikhail A. Naumov* — lecturer Department of Engineering Geology, Faculty of Hydrogeology, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Mikluho-Maklay str., Moscow 117997, Russia
e-mail: naumovma@mgri.ru
tel.: +7 (916)-938-39-54
SPIN-code: 5048-6082
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-6323-384X>

Фоменко Игорь Константинович — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры инженерной геологии гидрогеологического факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: ifolga@gmail.com
тел.: +7 (916) 922-45-39
SPIN-код: 9127-1871
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2318-6015>

Волошин Валерий Романович — преподаватель кафедры гидрогеологии имени В.М. Швеца гидрогеологического факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: voloshinvr@mgri.ru
тел.: +7 (925)-608-90-84
SPIN-код: 5395-9622
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1971-3852>

Гречищева Эрика Станиславовна — заведующая Сектором лабораторных исследований Центра геокриологических и геотехнических исследований. Научно-исследовательский, проектно-изыскательский и конструкторско-технологический институт оснований (НИИОСП) им. Н.М. Герсеванова АО «НИЦ «Строительство»».
6, стр. 12, 2-я Институтская ул., г. Москва 109428, Россия
e-mail: cryoerika@mail.ru
тел.: +7 (925)-603-34-53
SPIN-код: 9964-7527
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0307-6153>

Горобцов Денис Николаевич — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой инженерной геологии гидрогеологического факультета ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: gorobtsovdn@mgri.ru
тел.: +7 (925) 664-59-28
SPIN-код: 1378-8611
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1232-6652>

Igor K. Fomenko — Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor, Department of Engineering Geology, Faculty of Hydrogeology, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Mikluho-Maklay str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ifolga@gmail.com
tel.: +7 (916) 922-45-39
SPIN-code: 9127-1871
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2318-6015>

Valeriy R. Voloshin — lecturer, Department of Hydrogeology named V.M. Shvets, Faculty of Hydrogeology, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Mikluho-Maklay str., Moscow 117997, Russia
e-mail: voloshinvr@mgri.ru
tel.: +7 (925)-608-90-84
SPIN-code: 5395-9622
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1971-3852>

Erika S. Grechishcheva — Head of Department for frozen soil testing, Research Institute of Bases and Underground Structures (NIIOSP) named after N.M. Gersevanov.
6/12, 2nd Institutskaya str., Moscow 109428, Russia
e-mail: cryoerika@mail.ru
tel.: +7 (925)-603-34-53
SPIN-code: 9964-7527
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0307-6153>

Denis N. Gorobtsov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Head of the Department of Engineering Geology, Faculty of Hydrogeology, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23 Mikluho-Maklay str., Moscow 117997, Russia
e-mail: gorobtsovdn@mgri.ru
tel.: +7 (925) 664-59-28
SPIN-code: 1378-8611
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1232-6652>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РОЛИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ АКТИВИЗАЦИИ ОПОЛЗНЕЙ В ПРОВИНЦИИ ШОНЛА, ВЬЕТНАМ

Н.Ч. НГИА^{1,2,*}, В.Н. ЭКЗАРЬЯН¹, З.В. БИНЬ³

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

² Вьетнамский институт стратегических и политических исследований промышленности и торговли
17, Йет Киеу ул., г. Ханой 100000, Вьетнам

³ Ханойский горно-геологический университет, Ханой, Вьетнам
18, Вьен ул., г. Ханой 100000, Вьетнам

АННОТАЦИЯ

Введение. Оползни — это экзогенный геологический процесс (ЭГП), который наиболее интенсивно развит в горных районах и приводит не только к человеческим жертвам, но и к огромным имущественным потерям существующей инфраструктуры территории. Шонла — горная провинция на северо-западе Вьетнама, которая часто страдает от оползней. В исследовательской работе изучена взаимосвязь природных и техногенных факторов с пространственным распределением оползневых явлений в провинции Шонла и предлагается комплекс превентивных противооползневых мероприятий и решений.

Цель. Оценить роль факторов и условий, влияющих на степень активности оползней в провинции Шонла, и предложить мероприятия по предотвращению и/или минимизации негативного воздействия оползневых процессов на окружающую природную среду.

Материалы и методы. Для достижения поставленной цели авторами были использованы метод анализа и обработки данных полевых исследований и метод модифицированных частотных отношений (МЧ) в сочетании с ГИС-технологиями. Это позволило определить значение отношения частот (вес) для каждого исследуемого фактора, определяющего наличие и степень активности оползня, и применить технологию дистанционного зондирования для выявления репрезентативности факторов.

Результаты. Изучение и оценка роли факторов, влияющих на оползни в провинции Шонла, показывают, что их значимость в порядке убывания выглядит следующим образом: землепользование; высота над уровнем моря; расстояние до дорог; стратиграфо-генетические комплексы и свиты; расстояние до эрозионной сети; крутизна склонов; экспозиция склонов; расстояние до геолого-тектонических разломов; среднегодовое количество атмосферных осадков. Все перечисленные факторы проранжированы по коэффициенту прогнозирования (PR). Среди них фактор «изменение землепользования» оказывает наибольшее влияние на степень активизации оползней в провинции Шонла. Кроме того, предлагается комплекс мероприятий по предотвращению и/или минимизации оползневых процессов на исследуемой территории.

Заключение. Результаты данного исследования являются важной научной и практической основой при оценке устойчивости геологической среды провинции, помогают местным органам власти рационально использовать территорию и учитывать оползневую обстановку при генеральном планировании социально-экономического развития провинции Шонла.

Ключевые слова: метод частотного соотношения, оползень, ГИС, провинция Шонла, Вьетнам

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Нгиа Н.Ч., Экзарьян В.Н., Бинь З.В. Количественная оценка роли природных и техногенных факторов активизации оползней в провинции Шонла, Вьетнам. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):142—157. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-142-157> EDN: [YVMGOB](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 05.11.2025

Принята к публикации 28.11.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE ROLE OF NATURAL AND ANTHROPOGENIC FACTORS IN LANDSLIDE ACTIVATION IN SON LA PROVINCE, VIETNAM

NGUYEN TRONG NGHIA^{1,2,*}, VLADIMIR N. EKZARYAN¹, DUONG VAN BINH³

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

² *Viet Nam Institute of Strategy and Policy for Industry and Trade
17 Yet Kieu str., Hanoi 10000, Vietnam*

³ *Hanoi University of Mining and Geology
18, Vien str., Hanoi 10000, Vietnam*

ABSTRACT

Background. Landslides represent an exogenous geological process (EGP) most intensively developed in mountainous areas, leading to human casualties and enormous property losses to the existing infrastructure of the area. Son La is a mountainous province in northwestern Vietnam that is frequently affected by landslides. The present research work observes the correlation between natural and anthropogenic factors, as well as the spatial distribution of landslide phenomena in Son La province; a set of preventive anti-landslide measures and solutions is proposed.

Aim. To assess the role of factors and conditions affecting the degree of landslide activity in the province of Son La and to propose measures preventing or minimizing the negative impact of landslide processes on the environment.

Materials and methods. To achieve this objective, the authors employed the analysis and processing of field research data, as well as the modified frequency ratio (MFR) method in combination with GIS technologies. Thus, the frequency ratio value (weight) for each studied factor that determines the presence and degree of landslide activity was determined; remote sensing was used to identify the representativeness of the factors.

Results. The studies and assessment of the role of factors influencing landslides in Son La province show that their significance in descending order is as follows: land use; altitude above sea level; distance to roads; stratigraphic and genetic complexes and suites; distance to erosion network; slope steepness; slope exposure; distance to geological and tectonic faults; average annual precipitation. All listed factors are ranked by the prediction rate (PR). Among them, land use has the greatest effect on the degree of landslide activation in Son La province. In addition, a set of measures is proposed to prevent or minimize landslide processes in the studied area.

Conclusion. The results of the present study provide an important scientific and practical basis for assessing the stability of the geological environment in Son La province, helping local authorities to rationally use the territory and take into account the landslide situation in the general planning of the socio-economic development of the province.

Keywords: frequency ratio method, landslide, GIS, Son La province, Vietnam

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

Financial disclosure: the study had no sponsorship.

For citation: Nghia N.T., Ekzaryan V.N., Binh D.V. Quantitative assessment of the role of natural and anthropogenic factors in landslide activation in Son La province, Vietnam. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):142—157. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-142-157> EDN: [YVMGOB](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-142-157)

Manuscript received 05 November 2025

Accepted 28 November 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Введение

Вьетнам — страна с разнообразным рельефом, включающим горные районы, равнины и побережья, при этом горные районы составляют $\frac{3}{4}$ природной площади страны. Горные районы северных провинций Вьетнама, особенно провинция Шонла, регулярно сталкиваются со стихийными бедствиями, такими как внезапные наводнения, оползни и проливные дожди. Оценка риска оползней имеет большое значение в национальной стратегии предотвращения и смягчения последствий стихийных бедствий во Вьетнаме [2]. Для снижения ущерба от оползней необходимо проводить постоянное изучение факторов, определяющих развитие и активизацию оползневых процессов. В настоящее время исследования оползней подразделяются на прямые и косвенные, используются качественные, полуколичественные и количественные методы, основанные как на частотных, так и на детерминированных методах [1]. Существует множество методов оценки современного состояния и степени активности оползней, но выбор подходящего метода зависит от таких критериев, как цель исследования, площадь исследуемой территории, доступность, масштаб исследования, тип используемых данных, наличие информации, документов и опыта [16]. Исходя из геоэкологических условий изучаемого района, для исследования был выбран модифицированный метод отношения частот, который широко используют при многокритериальном анализе благодаря его прогностической способности по сравнению с другими методами.

Материалы и методы исследования

Область исследования

Провинция Шонла — горная провинция на севере Вьетнама, примерно в 320 км к востоку от столицы, г. Ханоя. По данным Статистического управления провинции Шонла, по состоянию на 2024 год общая численность населения провинции составляет 1 330 580 человек [10].

Для Шонла характерен сильнорасчлененный рельеф, крутые склоны, жаркий и влажный климат, а также частые сезонные дожди, которые являются причинами многих видов стихийных бедствий и оползней. В период с 2011 по 2024 год непосредственно пострадали (погибли, получили ранения, пропали без вести) около 358 человек, а материальный ущерб составил более 8 триллионов вьетнамских донгов [6]. На рисунке 1 показаны участки схода оползней в двух районах провинции Шонла.

Исходные материалы и метод исследования

Для построения карт факторов, определяющих наличие и степень активности оползневых процессов, использовались цифровые модели рельефа (ЦМР), геологические отчеты и картографические материалы разной направленности, в том числе карты землепользования 2020 года в провинции Шонла. Исходные данные взяты из различных источников, таких как Вьетнамский институт геологических наук и минеральных ресурсов, Главное статистическое управление Вьетнама, Статистическое управление провинции Шонла, полевые исследования и изображения Google Earth. Весь картографический материал был приведен к единому масштабу.

Карта распространения оползней

Для целей исследования была составлена карта распространения оползней с использованием результатов выполненных полевых исследований, спутниковых снимков Google Earth с течением времени разных лет, материалов дистанционного зондирования и данных, собранных из опубликованных источников. Карта распространения оползней позволяет визуализировать их пространственное распределение на изучаемой территории. В общей сложности в районе исследования было выявлено и нанесено на карту более полутора тысяч оползней, материалы по которым легли в основу количественной оценки взаимосвязей между факторами и пространственным распределением оползневых явлений.



Рис. 1. Изображение оползней в районе исследования: а — оползень в жилом районе коммуны Тасюа, провинция Шонла [7]; б — оползень на национальном шоссе 6 провинции Шонла [8]
Fig. 1. Image of landslides in the study area: a — landslide in the residential area of Ta Xua commune, Son La province [7]; b — landslide on national highway 6 in Son La province [8]

Метод модифицированного отношения частот (MFR)

Метод отношения частот (Frequency Ratio, FR) является одним из широко используемых методов оценки риска оползней не только во Вьетнаме, но и в мире. Этот метод представляет собой двумерную статистическую модель, которая отражает пространственную взаимосвязь оползневых процессов и каждого из изучаемых факторов, определяющих его активность [18, 20, 23]. Значение коэффициента частоты для каждого фактора рассчитывается путем объединения карты распространения оползней и карты факторов возникновения оползней по следующей формуле [2, 13]:

$$FR = \frac{P_{LS}}{P_C} = \frac{L_i / \sum L_i}{A_i / \sum A_i} \quad (1)$$

где P_{LS} — доля оползней в каждом классе фактора; P_C — процент площади каждого класса фактора; L_i — количество оползней, произошедших в классе i ; $\sum L_i$ — общее количество оползней в исследуемом районе; A_i — площадь класса фактора i ; $\sum A_i$ — общая площадь исследуемой территории.

Если значение частотного отношения $FR > 1$, это указывает на более сильную связь между возникновением оползней и соответствующим фактором. Напротив, если $FR < 1$, это свидетельствует о слабой взаимосвязи [12, 18].

NFR (Normalized Frequency Ratio) [3] — нормализованное отношение частот рассчитывается по формуле:

$$NFR = \frac{FR_i}{\sum_{i=1}^n FR_i} \quad (2)$$

где FR_i — это значение частотного отношения (FR) для класса фактора i .

Затем эмпирически рассчитываются коэффициенты прогнозирования (PR) для оценки значимости каждого исследуемого фактора, определяющего возможность возникновения и степень активности оползневых процессов.

$$PR = \frac{NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}}}{(NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}})_{\text{Мин}}} \quad (3)$$

Метод MFR имеет важное отличие от метода FR в части нормализации исходных данных. В методе MFR частотные отношения нормализуются в диапазоне от 0 до 1. Такая нормализация позволяет более точно интерпретировать результаты и облегчает их интеграцию с другими статистическими показателями [19]. Метод модифицированной оценки отношения частот представлен на рисунке 2.

Тематическое картирование факторов, определяющих возникновение и степень активности оползневых процессов

Решающую роль в образовании и развитии оползней играет крутизна склонов. Чем больше их крутизна и изрезанность, тем выше риск оползней, и наоборот [11]. Как известно, склоны имеют различный генезис: природные, природно-техногенные и техногенные. Техногенные склоны образуются при строительстве различных насыпей (дорожных покрытий, дамб и т. п.), добыче полезных ископаемых, выемке грунта (карьеров, каналов, карьеров и т. п.) или при перепланировке территории [9].

Экспозиция склонов определяет воздействие таких факторов, как солнечная радиация, ветер, дождь, интенсивность выветривания, а также уровень изменения физических свойств горных пород [21].

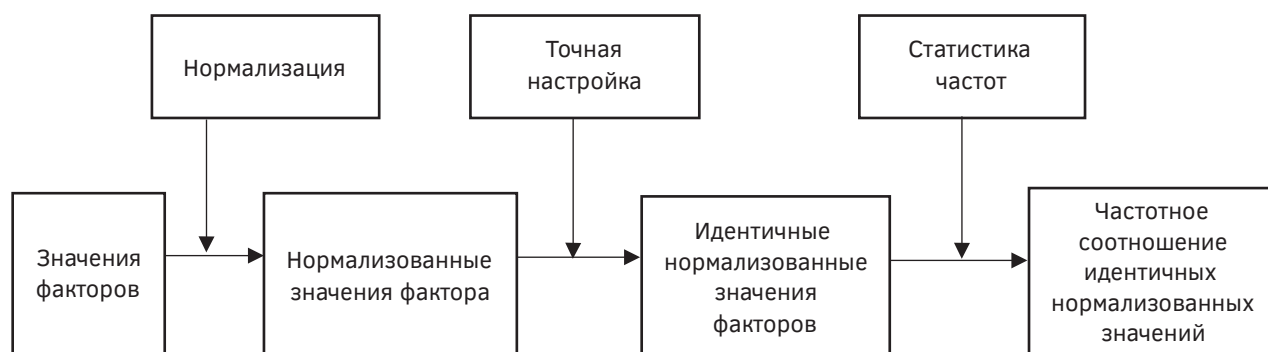


Рис. 2. Описание модифицированного частотного метода [19]
Fig. 2. Description of the modified frequency method [19]

Стратиграфо-генетические комплексы и свиты определяют состав, строение, прочность, проницаемость, продукты выветривания материнской породы и являются одними из важнейших факторов при изучении и прогнозировании оползневых процессов [24].

Высота над уровнем моря косвенно влияет на возникновение и активность оползней, но она в значительной мере определяет другие факторы, такие как количество атмосферных осадков, скорость реакции гидратации, степень и глубина выветривания, изменение влажности, эрозия и растительность [15, 17].

Атмосферные осадки играют важную роль в оценке риска оползней. При этом учитывается годовой режим осадков, их интенсивность и распределение по площади. Когда влажность воздуха увеличивается до предельного уровня, ослабляющего несущую способность горных пород, возникают оползни, которые увеличиваются прямо пропорционально увеличению влажности [14]. Это очень важный параметр, связанный с риском оползней.

Устойчивость склонов зависит от расстояния до эрозионной сети: эрозия у подножия склона с обеих берегов реки может привести к увеличению крутизны склона и, соответственно, потере устойчивости [22].

Расстояние до дорог. Дороги в горных районах строятся по пересеченной местности, обычно вдоль речных долин, поэтому их приходится прокладывать на крутых склонах. Верхняя часть склона теряет устойчивость, что приводит к активизации оползневых и других склоновых процессов.

Геолого-тектонические разломы создают ослабленные зоны свойств горных пород. Плотность разломов использовалась для изучения взаимосвя-

зи между тектоническими факторами и риском оползней.

Землепользование — динамический фактор, связанный с деятельностью человека. Различные виды землепользования оказывают, как известно, разное воздействие на оползни [25].

Результаты и обсуждение

Влияние природных и техногенных факторов на развитие оползней на исследуемой территории было оценено и проанализировано с использованием модифицированного метода отношения частот. Характеристики факторов, влияющих на оползневые процессы изучаемой территории, обрабатываются, рассчитываются, преобразуются и отображаются в виде растровых данных с пространственным разрешением 30 м в программном обеспечении ArcGIS (рис. 3).

В таблице 1 приведены результаты обработки данных методом модифицированных частотных отношений (МЧ) в сочетании с ГИС-технологиями. Показаны частота (вес) каждого исследуемого фактора (NFR) и коэффициент прогнозирования (PR), определяющие наличие и степень активности оползневых процессов.

Результаты определения значения NFR и PR исследуемых факторов, влияющих на оползни в провинции Шонла, позволяют сделать следующие выводы.

1. Наибольшие отношения частот (NFR) по высоте над уровнем моря составляют 0,31, 0,22 и 0,17 и приурочены к высотным поверхностям: ниже 450, 450—700, 700—1000 м. В пределах распространения данного фактора расположено 80,01% оползней исследуемой территории. Значение PR для данного слоя 5,6 указывает на значительное влияние данного фактора на пространственное распределение оползней.

2. По фактору расстояние до дороги наибольший коэффициент частотности (NFR) 0,31, 0,24 и 0,18 в интервалах значений: от 0 до 100, 100—200, 200—300 м. Значение PR для данного слоя составляет 4,8, что указывает на значительное влияние исследуемого фактора на пространственное распределение оползней.

3. В слое данных о крутизне склона значения с самым высоким отношением частот (NFR) составляют 0,21, 0,2 и 0,19 в интервалах 10—17°, 17—25°, 25—35°. В пределах развития данного фактора расположены 94,04% оползней исследуемой территории. Значение PR для данного слоя данных составляет 3,2, что указывает на существенное влияние крутизны склонов на вероятность возникновения оползней.

4. Самый высокий коэффициент частотности (NFR) по фактору «стратиграфо-генетические комплексы и свиты» составляет 0,21 в стратиграфо-генетическом комплексе Пошен. Однако суммарное значение PR в целом для данного фактора составляет 4,2, что свидетельствует о высокой степени его влияния на возможность возникновения оползней.

5. Высокие отношения частот (NFR) при изучении фактора «расстояние до систем геолого-тектонических разломов» составляют 0,2 и 0,19 и приурочены, соответственно, к значениям от 1500 до 2000 и 0—500 м. В пределах развития данного фактора располагаются 45,04% оползней исследуемой территории. Значение PR равно 1,0, что свидетельствует о практически незначительном влиянии исследуемого фактора на вероятность возникновения оползней.

6. Показатель «среднегодовое количество осадков» в интервалах 1434—1577 и 1666—1745 мм

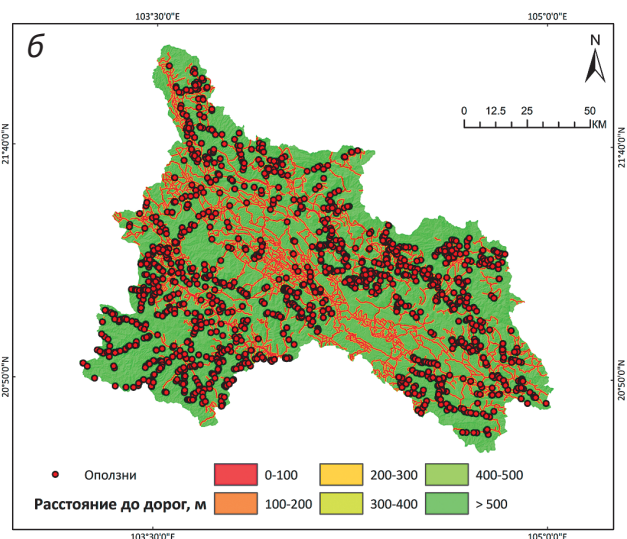
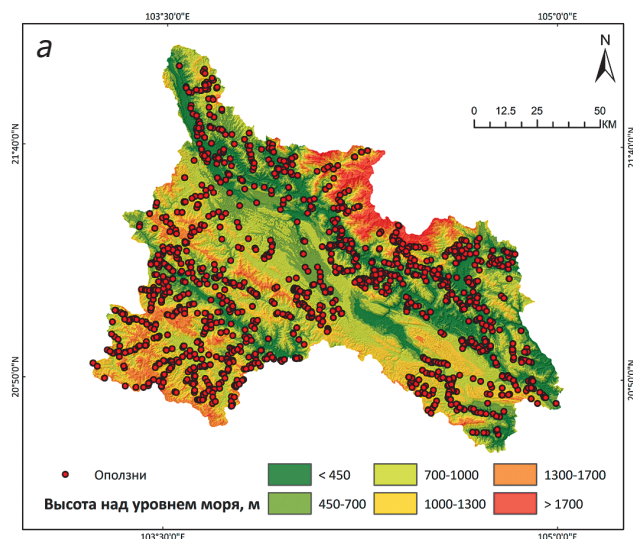
обладает самым высоким значением отношения частот (NFR), равным 0,19, и в пределах этих территорий расположено 60,08% оползней. Значение PR равно 1,0, что указывает на наличие взаимосвязи между среднегодовым количеством осадков и вероятностью возникновения оползней.

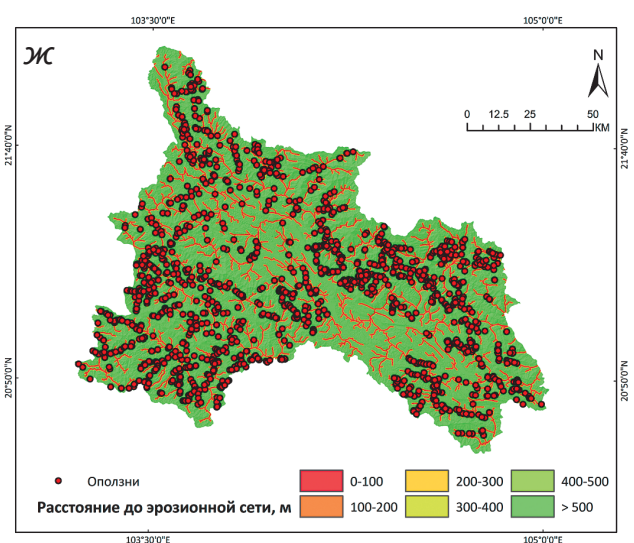
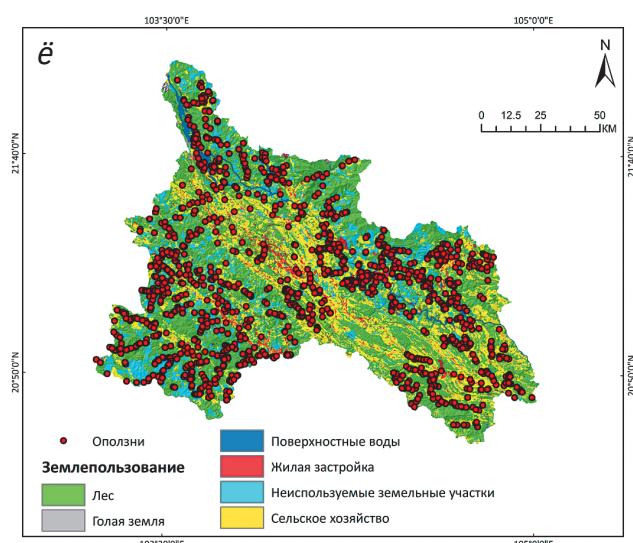
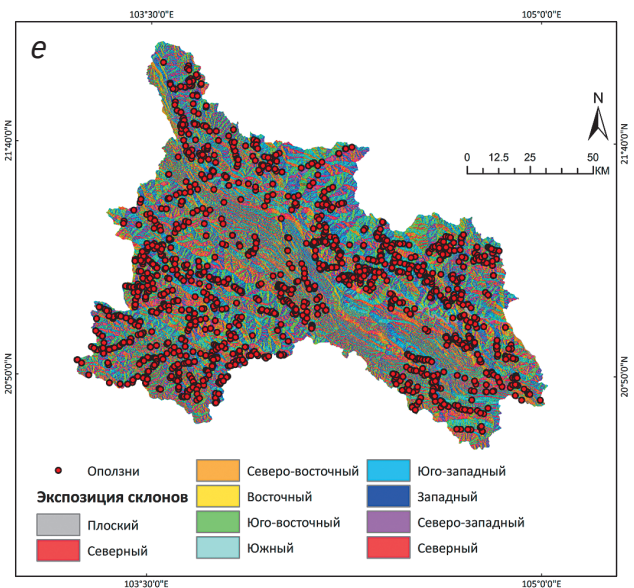
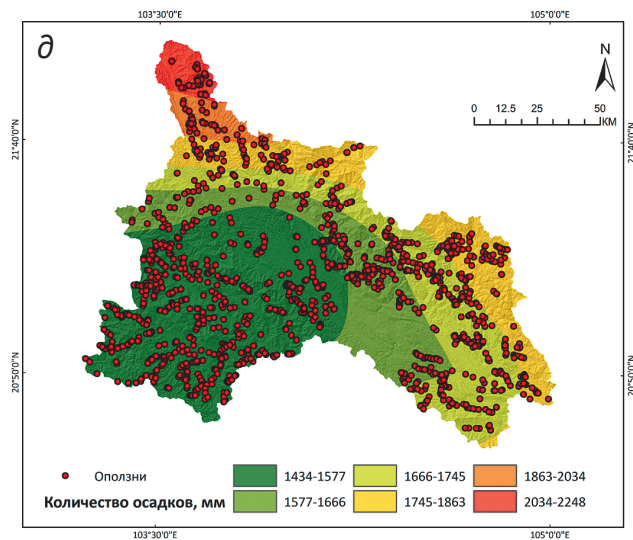
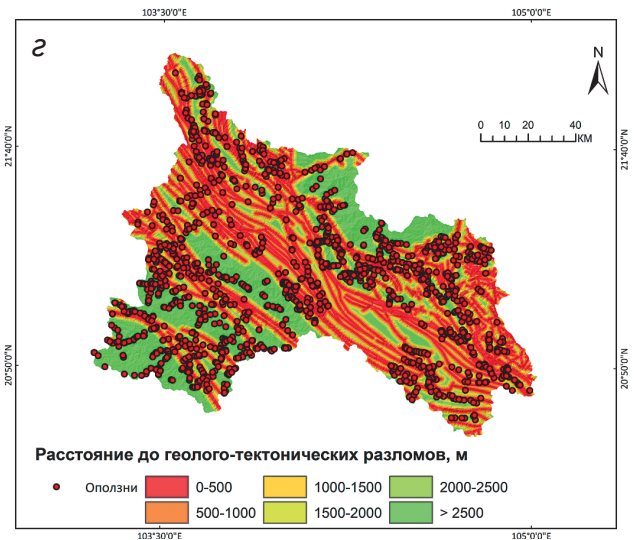
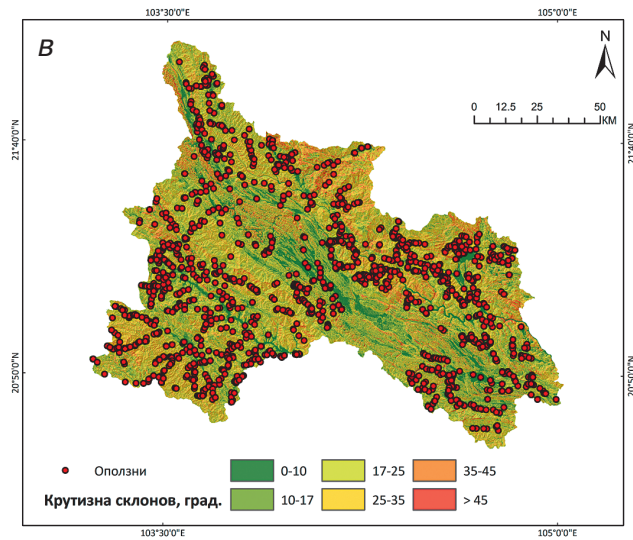
7. Наиболее высокое значение частот (NFR) по фактору «экспозиция склона» отмечается в пределах северного, северо-восточного и северо-западного направления и охватывает 44,71% оползней исследуемой территории. Значение PR равно 3,0, что свидетельствует о значительном влиянии экспозиции склонов на вероятность возникновения оползней.

8. По показателю «землепользование» для жилой застройки отмечается самый высокий коэффициент частотности (NFR) 0,35. PR равно 6,8 — это максимальное значение показателя, которое указывает, что виды землепользования обладают самым сильным влиянием на активность оползневых процессов из всех изученных факторов.

9. По фактору «расстояние до эрозионной сети» значения с самым высоким коэффициентом повторяемости (NFR) составляют 0,28 для значения от 0 до 100 м, что вполне естественно. Показатель PR равен 4,0, что свидетельствует о существенном влиянии близости эрозионной сети на вероятность возникновения оползней.

По результатам расчетов и анализа видно, что каждый фактор играет определенную роль в формировании оползневой опасности на исследуемой территории. На основе общего значения PR факторы, определяющие оползневую активность, расположены в следующем порядке: землепользование; высота над уровнем моря; расстояние до дороги; стратиграфо-генетические комплексы





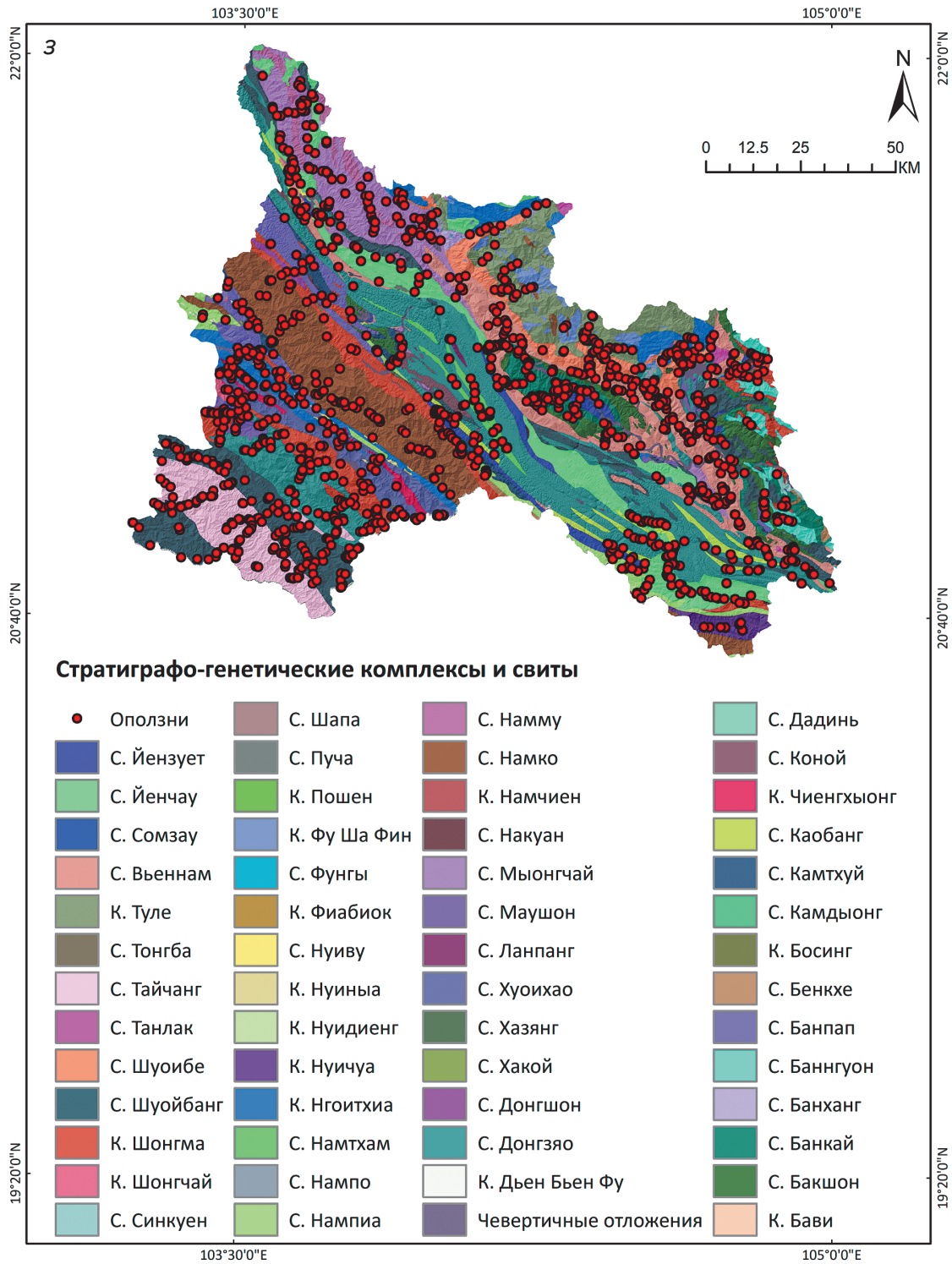


Рис. 3. Карты факторов, влияющих на оползневые процессы провинции Шонла: а — высота над уровнем моря; б — расстояние до дорог; в — крутизна склонов; г — расстояние до геолого-тектонических разломов; д — среднегодовое количество атмосферных осадков; е — экспозиция склонов; ё — землепользование; ж — расстояние до эрозионной сети; з — стратиграфо-генетические комплексы и свиты

Fig. 3. Maps of factors influencing landslide processes in Son La province: а — altitude above sea level; б — distance to roads; в — slope steepness; г — distance to geological and tectonic faults; д — average annual precipitation; е — slope exposure; ё — land use; ж — distance to erosion network; з — stratigraphic and genetic complexes and suites

Таблица 1. Анализ связи между факторами, вызывающими оползни, и распределением оползней с использованием моделей MFR

Table 1. Analysis of the relationship between landslide-inducing factors and landslide distribution using MFR models

Класс фактора	% класс пикселя	% оползня	FR	NFR	$NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}}$	$(NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}})_{\text{Мин}}$	PR
Высота над уровнем моря, м							
<450	17,01	27,03	1,59	0,31			
450—700	22,55	26,01	1,15	0,22			
700—1000	30,28	26,97	0,89	0,17			
1000—1300	19,57	14,35	0,73	0,14			
1300—1700	7,98	5,19	0,65	0,13			
>1700	2,61	0,45	0,17	0,03			
Сумма	100	100	5,18	1	0,28	0,05	5,6
Расстояние до дорог, м							
0—100	10,64	26,46	2,49	0,31			
100—200	8,4	16,27	1,94	0,24			
200—300	8,25	11,79	1,43	0,18			
300—400	6,38	6,34	1,00	0,12			
400—500	6,21	4,1	0,66	0,08			
>500	60,12	35,04	0,58	0,07			
Сумма	100	100	8,1	1	0,24	0,05	4,8
Крутизна склонов, град.							
0—10	13,80	14,03	1,02	0,2			
10—17	18,57	20,18	1,09	0,21			
17—25	29,75	31,71	1,07	0,21			
25—35	28,46	28,12	0,99	0,19			
35—45	8,28	5,64	0,68	0,13			
>45	1,14	0,32	0,28	0,05			
Сумма	100	100	5,13	0,99	0,16	0,05	3,2
Стратиграфо-генетические комплексы и свиты							
Комплекс Шонгма	5,42	7,17	1,32	0,02			
Четвертичные отложения (Q)	1,27	3,4	2,68	0,04			
Свита Каобанг	1,28	0,9	0,7	0,01			
Свита Баннгуон	1,28	0,9	0,7	0,01			
Свита Йензует	1,72	2,43	1,41	0,02			
Свита Танлак	0,28	0,51	1,82	0,03			
Комплекс Бави	0,004	0	0	0			
Свита Бакшон	2,71	1,73	0,64	0,01			
Свита Йенчау	6,45	6,6	1,02	0,02			
Комплекс Нгоитхиа	3,39	2,76	0,81	0,01			
Свита Фунгы	0,003	0	0	0			
Свита Тонгба	0,02	0	0	0			
Комплекс Фиабиок	0,01	0	0	0			

Продолжение таблицы 1

Класс фактора	% класс пикселя	% оползня	FR	NFR	$NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}}$	$(NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}})_{\text{Мин}}$	PR
Комплекс Шонгчай	0,18	0,38	2,11	0,03			
Комплекс Нуичуа	0,84	0,45	0,54	0,01			
Комплекс Нуидиенг	0,07	0,13	1,86	0,03			
Свита Банханг	0,16	0	0	0			
Свита Накуан	0,1	0	0	0			
Свита Банкай	2,2	3,59	1,63	0,03			
Свита Маушон	0,6	0,51	0,85	0,01			
Свита Синкуен	0,07	0	0	0			
Комплекс Пошен	0,01	0,13	13	0,21			
Свита Камдыонг	0,01	0	0	0			
Комплекс Туле	4,71	3,27	0,69	0,01			
Свита Намко	8,48	5,12	0,6	0,01			
Свита Шуойбанг	9,28	9,42	1,02	0,02			
Свита Ланпанг	0,06	0,06	1	0,02			
Свита Хакой	0,005	0	0	0			
Свита Намтхам	0,76	1,22	1,58	0,03			
Свита Шапа	0,01	0,06	6	0,1			
Свита Нуиву	0,03	0	0	0			
Свита Сомзау	0,002	0	0	0			
Свита Бенкхе	0,18	0,06	0,33	0,01			
Комплекс Фу Ша Фин	1,16	0,26	0,22	0			
Свита Мыонгчай	5,61	7,3	1,3	0,02			
Комплекс Чиенгхьюнг	0,46	0,52	1,11	0,02			
Свита Тайчанг	4,72	4,68	0,99	0,02			
Комплекс Намчиен	0,01	0	0	0			
Свита Намму	1,05	0,26	0,25	0			
Свита Камтхуй	0,98	0,83	0,85	0,01			
Свита Донгшон	0,19	0,06	0,32	0,01			
Свита Банпап	2,69	1,6	0,59	0,01			
Комплекс Дьен Бьен Фу	0,05	0,06	1,2	0,02			
Свита Пуча	0,03	0	0	0			
Комплекс Босинг	0,01	0	0	0			
Свита Коной	0,52	0,38	0,73	0,01			
Свита Нампия	1,59	1,67	1,05	0,02			
Свита Хазянг	0,05	0	0	0			
Свита Хуоихао	2,88	3,97	1,38	0,02			
Свита Шуоибе	2,77	4,48	1,62	0,03			
Свита Донгзяо	15,73	9,1	0,58	0,01			

Продолжение таблицы 1

Класс фактора	% класс пикселя	% оползня	FR	NFR	NFR _{Макс} — NFR _{Мин}	(NFR _{Макс} — NFR _{Мин}) _{Мин}	PR
Свита Нампо	0,18	0,32	1,78	0,03			
Свита Дадинь	0,04	0,13	3,25	0,05			
Свита Вьеннам	7,57	13,45	1,78	0,03			
Комплекс Нуиныа	0,12	0,13	1,08	0,02			
Сумма	100	100	62,39	1,02	0,21	0,05	4,2
Расстояние до геолого-тектонических разломов, м							
0—500	31,13	34,79	1,12	0,19			
500—1000	20,14	19,09	0,95	0,16			
1000—1500	12,75	11,21	0,88	0,15			
1500—2000	8,40	10,25	1,22	0,20			
2000—2500	5,56	5,19	0,93	0,16			
>2500	22,02	19,47	0,88	0,15			
Сумма	100	100	5,98	1,01	0,05	0,05	1
Среднегодовое количество осадков, мм							
1434—1577	39,07	41,51	1,06	0,19			
1577—1666	18,59	17,62	0,95	0,17			
1666—1745	21,01	22,93	1,09	0,19			
1745—1863	15,47	12,94	0,84	0,15			
1863—2034	3,16	2,82	0,89	0,16			
2034—2248	2,70	2,18	0,81	0,14			
Сумма	100	100	5,64	1	0,05	0,05	1
Экспозиция склонов							
Плоский	0,49	0	0	0			
Северный	13,51	16,08	1,19	0,15			
Северо-восточный	13,51	15,95	1,18	0,15			
Восточный	11,52	8,20	0,71	0,09			
Юго-восточный	11,68	8,26	0,71	0,09			
Южный	13,20	11,98	0,91	0,11			
Юго-западный	14,04	14,36	1,02	0,13			
Западный	11,28	12,49	1,11	0,14			
Северо-западный	10,78	12,68	1,18	0,15			
Сумма	100	100	8,01	1,01	0,15	0,05	3
Землепользование							
Лес	49,34	35,17	0,71	0,11			
Голая земля	0,51	0,45	0,88	0,14			
Поверхностные воды	2,18	0,13	0,06	0,01			
Жилая застройка	4,02	8,90	2,21	0,35			
Неиспользуемые земельные участки	12,94	14,80	1,14	0,18			

Продолжение таблицы 1

Класс фактора	% класс пикселя	% оползня	FR	NFR	$NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}}$	$(NFR_{\text{Макс}} - NFR_{\text{Мин}})_{\text{Мин}}$	PR
Сельское хозяйство	31,01	40,55	1,31	0,21			
Сумма	100	100	6,31	1	0,34	0,05	6,8
Расстояние до эрозионной сети, м							
0—100	7,05	17,42	2,47	0,28			
100—200	6,26	13,13	2,10	0,24			
200—300	6,62	12,17	1,84	0,21			
300—400	5,57	5,58	1,00	0,11			
400—500	5,93	4,94	0,83	0,09			
>500	68,60	46,76	0,68	0,08			
Сумма	100	100	8,92	1,01	0,2	0,05	4

и свиты; расстояние до эрозионной сети; крутизна склонов; экспозиция склонов; расстояние до геолого-тектонических разломов; среднегодовое количество осадков.

Таким образом, техногенные факторы, такие как землепользование, расстояние до дорог, оказывают максимальное влияние на активность оползней в провинции Шонла. Это вырубка лесов, выравнивание гор, строительство дорог, добыча полезных ископаемых, нивелирование рельефа при жилой застройке и другие виды хозяйственной деятельности.

Результаты оценки роли факторов, влияющих на риск оползней в провинции Шонла, согласуются с исследованиями, проведенными в других северных горных провинциях Вьетнама, такими как прогнозирование риска оползней в коммуне Намдан, округе Синьман, провинции Хазянг [4], районе города Баккан, провинции Баккан [5], районе Тиньтук, провинции Каобанг [3], районе коммуны Чунгчай, районе Шапа, провинции Лаокай [1, 2, 12], с применением метода статистических индексов.

Обычно в горных районах основным фактором, провоцирующим оползни, считаются осадки. Однако согласно результатам выполненных исследований для оценки возникновения риска оползней необходимо учитывать множество других факторов, таких как рельеф, геоморфология, крутизна склонов, литология, землепользование, деятельность человека в процессе строительства городской инфраструктуры. Поэтому оценка риска оползней требует комплексного подхода с учётом природных и техногенных факторов, характерных для изучаемых территорий.

На основе результатов выполненных исследований предлагается комплекс мероприятий

по предотвращению и/или минимизации оползневых процессов и их последствий на территории провинции Шонла.

1. Совершенствование системы мониторинга оползневых процессов. Необходимо модернизировать систему наблюдения, включая установку датчиков смещения грунта, создать систему оперативного оповещения населения о возможности активизации оползневых процессов, осуществлять гидрометеорологические расчеты и прогнозы с акцентом на интеграцию, синхронность и автоматизацию. Особое внимание следует уделить жилым районам, транспортной инфраструктуре и территориям, подверженным частым оползням, с целью своевременного оповещения и эвакуации населения из опасных зон.

2. Информационно-просветительская работа по повышению осведомленности населения. Необходимо проводить просветительскую работу для повышения осведомленности местного населения и заинтересованных организаций о рисках оползней и мерах их предотвращения. Такие меры включают проведение обучающих тренингов, тренингов по экстренной эвакуации, а также установку предупреждающих знаков об угрозе оползней.

3. При планировании функционального использования земель следует учитывать распространение и степень активности оползневых процессов. Ограничить строительство жилых домов, учреждений и административных зданий на склонах и в районах с высоким риском оползней.

4. Разрабатывать и реализовывать противооползневые мероприятия. Укреплять устойчивость склонов путём установки армирующих сеток, строительства подпорных стен из габионов и гравиационных подпорных стен.

5. При строительстве инфраструктурных объектов и гидроэлектростанций необходимо уделять внимание оценке устойчивости геологической среды территории, обеспечивая возможность предотвращения внезапных наводнений и оползней. Выполнять геоэкологическое обследование территории перед началом строительных работ.

6. Разработать мероприятия по нейтрализации процессов выветривания почвы и горных пород на склонах путем посадки ветивера, использования геотехнических материалов, периодического поддержания уклонов дорожной сети и строительства дренажной системы с целью снижения воздействия инфильтрации поверхностных вод на оползневый склон.

7. Охранять леса в водосборных зонах и высаживать растения с высоким потенциалом укрепления почвы с целью увеличения площади лесного покрова на поверхности рельефа. Это способствует снижению воздействия сильных дождей на поверхность земли и уменьшению эрозии.

8. Расширение применения моделей агролесоводства и устойчивого подсечно-огневого земледелия с целью снижения интенсивности паводков и селевых потоков, предупреждения ураганов, оползней, засух, а также улучшения состояния природной среды.

9. Осуществление мероприятий по озеленению деградированных и незанятых земель путем посадки древесных и кустарниковых пород, которое способствует формированию экологических буферных зон и восстановлению растительного покрова. Данная мера должна повысить водоудерживающую и противозерозионную способности почв, снизить риск оползней, способствовать сохранению биологического разнообразия и сыграть значительную роль в адаптации к изменениям климата.

Заключение

В исследовании был использован модифицированный метод частотного отношения для построе-

ния тематических карт девяти природных и техногенных факторов, материалы по которым были собраны, обработаны и занесены в пространственную базу данных с использованием ГИС, связанной с риском оползней. Карты факторов риска оползней в провинции Шонла были верифицированы путем сопоставления с картой инвентаризации оползней, содержащей информацию по 1561 проявлению оползневого процесса в пределах изучаемой территории.

Результаты исследования показывают, что такие факторы, как: землепользование, высота над уровнем моря, расстояние до дороги, стратиграфо-генетические комплексы и свиты, расстояние до эрозионной сети, крутизна склонов, экспозиция склонов, расстояние до геолого-тектонических разломов, среднегодовое количество осадков, располагаются в порядке убывания степени их влияния на возникновение и активность оползней в провинции Шонла. Предложен комплекс мероприятий по предотвращению и/или минимизации оползневых процессов, соответствующий природным условиям и текущей ситуации в исследуемом районе.

Полученные результаты представляют собой научно-практическую основу, способствующую рациональному управлению использованием территории провинции Шонла с учетом устойчивости геологической среды к оползням. Особенно это важно в условиях стремительной урбанизации, наблюдаемой в последние годы, которая приводит к изменению землепользования и увеличению активности оползней. В провинции Шонла необходимо интегрировать управление и контроль стихийных бедствий, в частности оползней, вызванных неблагоприятными погодными и климатическими условиями, а также обеспечить надлежащий мониторинг окружающей среды, и в первую очередь мониторинг оползневых процессов. При проектировании и строительстве инфраструктурных объектов следует учитывать риск оползней.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Зьонг В.Б.* Оценка оползневой опасности природно-технических систем различного иерархического уровня: дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2023. 218 с.
2. *Зьонг В.Б., Фоменко И.К., Нгуен Ч.К. и др.* Применение статистических методов на основе ГИС для оценки потенциального развития оползней в районе Шапа, Вьетнам. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 4. С. 126—140. DOI: 10.18799/24131830/2022/4/3473
3. *Зьонг В.Б., Фоменко И.К., Нгуен Ч.К., Зеркаль О.В., Сироткина О.Н., Ву Х.Д.* Оценка оползневой опасности с использованием метода соотношения частот и комбинированного фрактально-частотного метода на примере города Тиньтук провинции Каобанг (Вьетнам). Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 613—624. EDN: HTDPXJ.
4. *Нгуен Куанг Хуи и др.* Прогнозируется риск оползней в коммуне Намдан, уезда Синьмань, провинции Хазянг. Журнал науки, Вьетнамский национальный университет, Ханой, Науки о Земле и окружающей среде. 2016. Т. 4, № 4. С. 80—88.

5. *Нгуен Т.Т., Нгуен Х.Ч., До В.В.* Применение ГИС и метода статистического индекса при построении карты подверженности оползням в районе города Баккан. Журнал науки и технологий водных ресурсов, 2020. № 62. С. 1—12.
6. *Нгуен Чонг Нгиа.* Оценка ситуации стихийных бедствий в провинции Шонла, Вьетнам, на период 2011—2024 гг. XVII Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле», 3—4 апреля 2025 г. МГРИ. Т. 5. С. 210—213.
7. Новости VnExpress, 2024. URL: <https://vnexpress.net/xuat-hien-cung-sat-truot-thu-hai-o-ta-hua-4782702.html> (дата обращения 8.4.2025).
8. Нянзан Онлайн, 2024. URL: <https://nhandan.vn/mua-lon-gay-sat-lo-nhieu-tuyen-duong-o-son-la-post832516.html> (дата обращения 8.4.2025).
9. *Пендин В.В., Фоменко И.К.* Методология оценки и прогноза оползневой опасности. М.: ЛЕНАНД, 2015. 320 с.
10. Статистическое управление провинции Шонла. Отчет о социально-экономическом положении провинции Шонла в декабре и за весь 2024 год. 2025. 56 с. URL: <https://thongkesonla.nso.gov.vn/tin-tuc/22> (дата обращения 20.4.2025).
11. *Тран Тхань Ха.* Анализ взаимосвязи между геоморфологическими характеристиками и оползнями в провинции Лаокай. Журнал науки, Вьетнамский национальный университет, Ханой, Науки о Земле и окружающей среде, 2013. ISSN 2588-1094, Т. 29, № 3, с. 35—44.
12. *Фоменко И.К., Зыонг В.Б., Нгуен Ч.К., Зеркаль О.В., Горобцов Д.Н., Сироткина О.Н.* Оценка оползневой опасности природно-технической системы элементарного уровня на примере оползневого склона в коммуне Чунгчай (Шапа, Вьетнам). Геориск. 2022. Т. XVI, № 1. С. 56—65, DOI: 10.25296/1997-8669-2022-16-1-56-65
13. *Ха Т.Х., Фам З.Х. и др.* Картографирование восприимчивости к оползням по Национальному Шоссе-6, провинция Хоабинь, Вьетнам с использованием модели частотного соотношения и ГИС. Международный журнал GEOMATE. 2021. Т. 21, вып. 85. С. 84—90. DOI: 10.21660/2021.85.j2222
14. *Ха Ван Хань и др.* Оценка риска оползней в горных районах провинции Тхыатхьен-Хюэ с использованием многокритериального анализа и технологий. Журнал науки и технологий. Научный университет, Университет Хюэ, 2020. № 2. С. 135—148.
15. *Catani F., Lagomarsino D., Segoni S., Tofani V.* Landslide susceptibility estimation by random forests technique: sensitivity and scaling issues. Natural Hazards and Earth System Sciences, 2013. Vol. 13. Iss. 11. P. 2815—2831, DOI: 10.5194/nhess-13-2815-2013
16. *Corominas J., van Westen C., Frattini P., et al.* Recommendations for the quantitative analysis of landslide risk. Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2014. Vol. 73. Iss. 2, P. 209—263. DOI: 10.1007/s10064-013-0538-8
17. *Girma F., Raguvanshi TK, Hailemariam T.* Landslide hazard zonation in Adda Berga District, Central Ethiopia- GIS based statistical approach. Journal of Geomatics, 2015. Vol. 9. No. 1. P. 25—38.
18. *Lee S, Pradhan B.* Landslide hazard mapping at Selangor, Malaysia using frequency ratio and logistic regression models. Landslides. 2007. Vol. 4. P. 33—41. DOI: 10.1007/s10346-006-0047-y
19. *Li L., Lan H., Guo, C., et al.* A modified frequency ratio method for landslide susceptibility assessment. Landslides. 2017. Т. 14. P. 727—741. DOI: 10.1007/s10346-016-0771-x
20. *Mandal S.P., Chakrabarty A., Maity P.* Comparative evaluation of information value and frequency ratio in landslide susceptibility analysis along national highways of Sikkim, Himalaya. Spatial Information Research. 2018. DOI: 10.1007/s41324-017-0160-0
21. *Meten M., PrakashBhandary N., Yatabe R.* Effect of Landslide Factor Combinations on the Prediction Accuracy of Landslide Susceptibility Maps in the Blue Nile Gorge of Central Ethiopia. 2015. Geoenvironmental disasters 2. P. 9, DOI: 10.1186/s40677-015-0016-7
22. *Nohani E, Moharrami M, Sharafi S, Khosravi K, Pradhan B, Pham BT, Lee S, Melesse AM.* Landslide susceptibility mapping using different GIS-based bivariate models. 2019. Water 11. No. 7. P. 1402. DOI: 10.3390/w11071402
23. *Pradhan B.* Landslide Susceptibility mapping of a catchment area using frequency ratio, fuzzy logic and multivariate logistic regression approaches. Journal of Indian Society of Remote Sensing. 2010. Vol. 38. P. 301—320. DOI: 10.1007/s12524-010-0020-z
24. *Wu X., Benjamin Zhan F., Zhang K., et al.* Application of a two-step cluster analysis and the Apriori algorithm to classify the deformation states of two typical colluvial landslides in the Three Gorges, China. Environmental Earth Sciences. 2016. Vol. 75. P. 146—161. DOI: 10.1007/s12665-015-5022-2
25. *Wu Wenfu, Guo Songjing, Shao Zhenfeng.* Landslide risk evaluation and its causative factors in typical mountain environment of China: a case study of Yunfu City, Ecological Indicators. 2023. Vol. 154 id. 110821, DOI: 10.1016/j.ecolind.2023.110821

REFERENCES

1. Duong V. B. Landslide hazard assessment of natural-technical systems at different hierarchical levels. Dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Moscow, 2023. 218 p. (In Russ.).
2. Duong V.B, Fomenko I.K., Nguyen T.K., et al. Application of GIS-based bivariate statistical methods for landslide potential assessment in Sapa, Vietnam. News of Tomsk Polytechnic University [News TPU]. Engineering of Georesources. 2022.

- Vol. 333. No. 4. P. 126—140 (In Russ.). DOI: 10.18799/24131830/2022/4/3473
3. Duong Van Binh, Fomenko I.K., Nguyen Trung Kien, Zerkal O.V., Sirotkina O.N., Vu Hong Dang. Landslide hazard assessment in Tinh Tuc, Cao Bang province, Vietnam using Frequency ratio and combined Fractal-frequency method. *Journal of Mining Institute*. 2024. Vol. 268. P. 613—624 (In Russ.). EDN: HTDPXJ
 4. Nguyen Quang Huy, et al. Risk Assessment Forecast of Landslide in Nam Dan Areas, Xin Man District, Ha Giang province. *VNU Journal of Science: Earth and Environmental Sciences*. 2016, Vol. 4. No. 4. P. 80—88 (In Russ.).
 5. Nguyen Tiep Tan, Nguyen Hong Chuong, Do Van Vung. Application of GIS and Statistical Index Method in Landslide Susceptibility Mapping in the Bac Kan City. *Journal Science and Technology Water Resources*. 2020. No. 62. P. 1—12 (In Russ.).
 6. Nguyen Trong Nghia. Assessment of disaster situation in Son La province, Vietnam, for the period 2011—2024. XVII International Scientific and Practical Conference “New Ideas in Earth Sciences”. April 3—4, 2025. Vol. 5. P. 210—213. MGRI. (In Russ.).
 7. VnExpress News. 2024. URL: <https://vnexpress.net/xuat-hien-cung-sat-truot-thu-hai-o-ta-xua-4782702.html> (accessed: 08.04.2025) (In Russ.).
 8. Nhan dan News, 2024. URL: <https://nhandan.vn/mua-lon-gay-sat-lo-nhieu-tuyen-duong-o-son-la-post832516.html> (accessed: 08.04.2025) (In Russ.).
 9. Pendin V.V., Fomenko I.K. Methodology for landslide hazard assessment and prediction. Moscow: LENAND, 2015. 320 p. (In Russ.).
 10. Statistical Office of Son La province. Report on the socio-economic situation of Son La province in December and for the whole of 2024. 2025. 56 p. (In Russ.). URL: <https://thongkesonla.nso.gov.vn/tin-tuc/22>(accessed: 20.4.2025).
 11. Tran Thanh Ha. An Analysis of the relationship between Geomorphological characteristics and landslides in Lao Cai province. *VNU Journal of Science: Earth and Environmental Sciences*. 2013. Vol. 29. No. 3. P. 35—44 (In Russ.).
 12. Fomenko I.K., Duong V.B., Nguyen T.K., Zerkal, O.V., Gorobtsov D.N., Sirotkina O.N. Landslide hazard assessment of natural and technical system at the elementary level: a case study of the landslide slope in Trung Chai commune (Sapa, Vietnam). *GeoRisk World*. 2022. Vol. 16. No. 1. P. 56—65 (In Russ.). DOI: 10.25296/1997-8669-2022-16-1-56-65
 13. Ha Thi Hang, Pham Duy Hoa, et al. Landslide susceptibility mapping along National Highway-6, Hoa Binh province, Vietnam using Frequency ratio model and GIS. *International Journal of GEOMATE*. 2021, Vol. 21. Iss. 85. P. 84—90 (In Russ.). DOI: 10.21660/2021.85.j2222
 14. Ha Van Hanh, et al. Landslide susceptibility assessment in the mountainous region of Thua Thien Hue province using the combination of GIS technique and multi-criteria analysis. *Journal of Science and Technology — University of Sciences, Hue University*. 2020. No. 2. P. 135—148 (In Russ.).
 15. Catani F., Lagomarsino D., Segoni S., Tofani V. Landslide susceptibility estimation by random forests technique: sensitivity and scaling issues. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 2013. Vol. 13. Iss. 11. P. 2815—2831, DOI: 10.5194/nhess-13-2815-2013
 16. Corominas J., van Westen C., Frattini P., et al. Recommendations for the quantitative analysis of landslide risk. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. 2014. Vol. 73. Iss. 2, P. 209—263. DOI: 10.1007/s10064-013-0538-8
 17. Girma F, Raguvanshi TK, Hailemariam T. Landslide hazard zonation in Adda Berga District, Central Ethiopia- GIS based statistical approach. *Journal of Geomatics*, 2015. Vol. 9. No. 1. P. 25—38.
 18. Lee S, Pradhan B. Landslide hazard mapping at Selangor, Malaysia using frequency ratio and logistic regression models. *Landslides*. 2007. Vol. 4. P. 33—41. DOI: 10.1007/s10346-006-0047-y
 19. Li L., Lan H., Guo, C., et al. A modified frequency ratio method for landslide susceptibility assessment. *Landslides*. 2017. T. 14. P. 727—741. DOI: 10.1007/s10346-016-0771-x
 20. Mandal S.P., Chakrabarty A., Maity P. Comparative evaluation of information value and frequency ratio in landslide susceptibility analysis along national highways of Sikkim, Himalaya. *Spatial Information Research*. 2018. DOI: 10.1007/s41324-017-0160-0
 21. Meten M., PrakashBhandary N., Yatabe R. Effect of Landslide Factor Combinations on the Prediction Accuracy of Landslide Susceptibility Maps in the Blue Nile Gorge of Central Ethiopia. 2015. *Geoenvironmental disasters 2*. P. 9, DOI: 10.1186/s40677-015-0016-7
 22. Nohani E, Moharrami M, Sharafi S, Khosravi K, Pradhan B, Pham BT, Lee S, Melesse AM. Landslide susceptibility mapping using different GIS-based bivariate models. 2019. *Water* 11. No. 7. P. 1402. DOI: 10.3390/w11071402
 23. Pradhan B. Landslide Susceptibility mapping of a catchment area using frequency ratio, fuzzy logic and multivariate logistic regression approaches. *Journal of Indian Society of Remote Sensing*. 2010. Vol. 38. P. 301—320. DOI: 10.1007/s12524-010-0020-z
 24. Wu X., Benjamin Zhan F., Zhang K., et al. Application of a two-step cluster analysis and the Apriori algorithm to classify the deformation states of two typical colluvial landslides in the Three Gorges, China. *Environmental Earth Sciences*. 2016. Vol. 75. P. 146—161. DOI: 10.1007/s12665-015-5022-2.
 25. Wu Wenfu, Guo Songjing, Shao Zhenfeng. Landslide risk evaluation and its causative factors in typical mountain environment of China: a case study of Yunfu City, *Ecological Indicators*. 2023. Vol. 154 id. 110821, DOI: 10.1016/j.ecolind.2023.110821

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Нгиа Н.Ч. — внес вклад и подготовил текст статьи, провел сбор, обработку и анализ данных, выполнил перевод на английский язык, написание и редактирование текста, утверждение версии статьи для публикации и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

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

Бинь З.В. — внес вклад в разработку концепции статьи, дополнение и редактирование содержания, обработку и анализ данных, редактирование карт, отредактировал текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Nguyen T. Nghia — contributed to preparation of the text of the article, the collection, processing and analysis, translated into English, participated in writing and editing the manuscript, approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Vladimir N. Ekzaryan — contributed to the development of the concept of the article, added and edited the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Duong V. Binh — contributed to the development of the concept of the article, added and edited the text of the article, performed data processing and analysis, edited the maps, finally 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

Нгуен Чонг Нгиа* — аспирант кафедры экологии и природопользования Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: Nghiant.vioit@mail.ru
тел.: +7 (925) 034-28-60
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8565-1632>

Экзарьян Владимир Нишанович — доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный эколог России, заведующий кафедрой экологии и природопользования ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: ekzaryanvn@mgi.ru
тел.: +7 (967) 241-53-48
SPIN-код: 7968-3231
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3961-8003>

Зыонг Ван Бинь — кандидат геолого-минералогических наук, преподаватель кафедры инженерной геологии факультета наук о Земле и геологической инженерии Ханойского горно-геологического университета, г. Ханой, Вьетнам.

18, Вьен ул., г. Ханой 100000, Вьетнам
e-mail: duongvanbinh@humg.edu.vn
тел.: (+84) 904546259
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8612-2943>

Nguyen Trong Nghia* — postgraduate student of the Department of Ecology and Nature Management of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: Nghiant.vioit@mail.ru
tel.: +7 (925) 034-28-60
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-8565-1632>

Vladimir N. Ekzaryan — Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor, Honored Ecologist of Russia, Head of the Department of Ecology and Nature Management of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ekzaryanvn@mgi.ru
tel.: +7 (967) 241-53-48
SPIN: 7968-3231
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3961-8003>

Duong Van Binh — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Lecturer, Department of Engineering Geology, Faculty of Geosciences and Geoengineering, Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam.

18, Vien str., Hanoi 100000, Vietnam
e-mail: duongvanbinh@humg.edu.vn
tel.: (+84) 904546259
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8612-2943>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

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

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

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

АННОТАЦИЯ

Введение. В статье рассматривается и обсуждается вариант образования и развития Прикаспийской впадины как результат дробления юго-восточного угла Восточно-Европейской платформы и выдвигание из нее по трехлучевой системе разломов жесткого блока — Устюрта.

Цель. Восстановление истории формирования и геологического развития Прикаспийской впадины.

Материалы и методы. В работе использованы результаты собственных исследований, а также многочисленные публикации по проблеме геологического строения и геологического развития региона.

Результаты. В результате исследования реконструирована история становления и развития Прикаспийской впадины, от образования краевого котловинного моря Палеотетиса к платформенной синеклизе. Выдвижение жесткого блока — Устюрта — привело при снятии нагрузки к подъему всей юго-восточной части платформы, денудации додевонских отложений, которые как реликтовые местами сохранились в грабенообразных прогибах и на склонах новообразованной глубоководной депрессии. При перемещении этого блока на восток — юго-восток от него «откалывались» отдельные блоки, на которых как отмельных участках формировались изолированные карбонатные платформы и рифы. В конце ранней перми в связи с замыканием Палеотетиса на месте современной Прикаспийской впадины сформировалось краевое котловинное море. Оно было изолировано с востока горными сооружениями Урала, с юга — кряжем Карпинского и дислокациями в пределах современного Мангышлака. Это в условиях аридного климата привело к формированию мощной соленосной толщи кунгура, которая и заполнила глубоководную впадину.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, Устюрт, рифообразование, изолированная карбонатная платформа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование частично финансировано в рамках задачи FMME-2025-0012 ИПНГ РАН.

Для цитирования: Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Основные этапы формирования и развития Прикаспийской впадины. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(4):158—170. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-158-170>
EDN: [ZKUBQO](https://www.edn.ru/)

Статья поступила в редакцию 20.04.2025

Принята к публикации 05.06.2025

Опубликована 22.12.2025

* Автор, ответственный за переписку

MAIN STAGES IN THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF CASPIAN DEPRESSION

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

¹ National University of Oil and Gas “Gubkin University”
65, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

² Oil and Gas Research Institute of the RAS
3, Gubkin str., Moscow 119333, Russia

ABSTRACT

Background. The article examines and discusses a possible scenario for the formation and development of the Caspian Depression as a result of fragmentation of the southeastern corner of the East European Platform and the advancement of a rigid block — Ustyurt — from this platform along a three-ray fault system.

Aim. To reconstruct the history of formation and geological development of the Caspian Depression.

Materials and methods. The authors' own data, as well as numerous publications on the problem of geological structure and geological development of the area under study, were used.

Results. The study reconstructs the evolution of the Caspian Depression from the formation of the marginal basin sea of Paleotethys toward a platform syncline. The advancement of the rigid block — Ustyurt — led, upon the removal of the load, to the uplift of the entire southeastern part of the platform and denudation of pre-Devonian deposits. These deposits are partially and strictly locally were preserved as relics in graben-like depressions and on the slopes of the newly formed deep-water depression. During the movement of this block toward the east or southeast, individual blocks split off therefrom, on which, as shoal areas, isolated carbonate platforms and reefs were formed. At the end of the Early Permian, in connection with the closure of Paleotethys, a marginal basin sea formed in the place of the modern Caspian Depression. It was isolated from the east by the mountain structures of the Urals, from the south — by the Karpinsky Ridge and dislocations within the modern Mangyshlak. Under arid climate conditions, this led to the formation of a thick salt-bearing stratum of the Kungurian stage, which filled the deep-water depression.

Keywords: Caspian Depression, Ustyurt, reef formation, isolated carbonate platform

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

Financial disclosure: the research is partly funded through the task FMME-2025-0012, ORGI RAS.

For citation: Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Main stages in the formation and development of Caspian depression. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):158—170. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-158-170>
EDN: [ZKUBQO](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 20 April 2025

Accepted 05 June 2025

Published 22 December 2025

* Corresponding author

Прикаспийская впадина — одна из глубочайших, если не самая глубокая депрессия континентального блока Земли. Исследованием ее геологического строения и развития, причем с разных сторон, занимался и занимается широкий круг специалистов разного профиля, и большинство построений так или иначе исходит из положения об интенсивном прогибании, которое, во-первых,

обусловило большую глубину впадины и, во-вторых, привело к базификации — экологизации основания — фундамента.

Не ставя целью приводить и обсуждать существующие мнения об образовании и развитии такой экзотической и во многом уникальной структуры, как Прикаспийская впадина, заметим, что принципиальное отличие от существующих представлений

о ее строении и происхождении было высказано и обосновано в опубликованных в журнале «Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический» статьях [10], которые в значительной степени изменили не только представления о строении и развитии самой впадины, но и в более общем плане изменили ряд базовых тектонических представлений вообще.

Современные комплексные исследования в этом плане принадлежат сотрудникам Геологического института РАН, и результаты этих исследований достаточно полно опубликованы [4, 5, 18, 19 и др.]. При этом остаются неясными причины того, что в самой впадине имеются приподнятые блоки, на которых в те или иные периоды палеозоя шло мелководноморское карбонатонакопление в виде карбонатных платформ типа Астраханской и изолированных рифов типа Тенгиз, Кашаган, Карачаганак и др.

Материалом для изучения поставленных в работе вопросов послужили результаты собственных исследований геологии региона, а также анализ, в том числе критический, многочисленных опубликованных данных и представлений, которые отражены в библиографическом списке.

Не рассматривая и не комментируя подробно различные представления о происхождении этой своеобразной структуры, в настоящей статье авторы развивают и обосновывают один из вариантов образования и развития Прикаспийской впадины, идея которого была высказана ранее [11].

В целом предполагается рассмотреть и обсудить три блока вопросов: 1 — образование самой впадины и ее развитие в палеозое; 2 — карбонатонакопление и типы карбонатных формаций палеозоя Прикаспийской впадины и ее обрамления; 3 — нерешенные и спорные положения и, в связи с этим, направления и задачи дальнейших исследований.

Образование Прикаспийской впадины и схема ее развития в палеозое

Прежде чем обсуждать развитие этой структуры, рассмотрим некоторые детали в строении впадины и ее обрамления.

Во-первых, в отличие от западного, северного и северо-восточного обрамления Восточно-Европейской платформы, где широко и достаточно полно представлены образования нижнего палеозоя, в обрамлении Прикаспийской впадины этих образований (за единичными исключениями) нет и осадочный чехол начинается только с отложений среднего девона.

Во-вторых, отложения нижнего палеозоя в виде исключения выполняют грабен, локализованный под Оренбургским валом, — структуру, в целом не типичную для тектонического строения Урало-Поволжья. Кроме того, образования этого возраста выявлены и по западному ограничению Прикаспийской впадины в зоне Линевско-Уметовской системы грабенов [15]: ордовикско-нижнесилурийские структуры установлены на Перещепновской и Восточно-Кудиновской площадях западного обрамления Прикаспийской впадины, а также по южному обрамлению Соль-Илецкого выступа, на его границе с самой впадиной. Это принципиально очень важное «исключение» из общей картины.

В-третьих, что очень существенно, к северо-западному углу Прикаспийской впадины подходит окончание Рязано-Саратовского прогиба и залегающего в его основании Пачелмского авлакогена. При этом непосредственно в зоне сочленения данной структуры с впадиной система разломов, ограничивающих этот авлакоген, «раздваивается», и одна ветвь, одно направление разломов существенно сбросового характера протягивается субширотно (в современных координатах); вторая — субмеридионально. Являются ли эти субмеридиональная и субширотная структуры авлакогенами или системой сбросовых нарушений — вопрос открытый, хотя представляется, что более вероятен второй вариант. Важно само наличие подобных дислокаций.

Существенные тектонические дислокации аналогичной ориентировки имеются и севернее Прикаспийской впадины — это Серноводско-Абдулинский авлакоген, разделяющий Татарский и Оренбургский выступы фундамента и выполненный рифейскими образованиями бавлинской свиты, и упомянутый выше грабен под Оренбургским валом.

Субмеридиональная система дислокаций, отражающая соответствующие разломы в фундаменте, имеется и вдоль западного борта Прикаспийской впадины, которая разделяет склон Воронежского щита — Приволжскую моноклираль — на две части.

Еще одной важной чертой геологического строения этого региона, казалось бы, непосредственно не относящейся к Прикаспийской впадине, является наличие примыкающей к ней тектонической структуры — Устюрта — жесткого блока, обрамленного складчатыми образованиями, которые более подробно будут рассмотрены ниже.

Возвращаясь непосредственно к Прикаспийской впадине, следует напомнить, что согласно

палеотектоническим реконструкциям литосферных плит территории СССР «В ордовике произошел раскол северной (в современных координатах восточной. — В.К.) окраины Восточной Европы, где была сформирована протяженная (почти 3000 км) внутриконтинентальная рифтовая зона, соединявшаяся, очевидно, с мировой рифтовой системой. В дальнейшем на месте этой рифтовой зоны возник Уральский палеоокеан» [8. Кн. 2. С. 291]. Небольшое, в определенной степени географическое, точнее, палеогеографическое замечание. Современная восточная граница Восточно-Европейской платформы имеет субмеридиональное простирание. На отмеченных выше реконструкциях Л.П. Зоненшайна с соавторами она имеет практически субширотную ориентировку и располагается в экваториальной зоне. Подобное положение, судя по картам в этой работе, сохраняется по крайней мере в течение всего палеозоя. Такая ориентировка вызывает сомнения, так как в ряде случаев противоречит геологическим данным. Так, по восточной границе платформы (опять-таки в современном положении) в перми в пределах Печорской синеклизы развиты угленосные толщи, а в Прикаспийской впадине — соленосные отложения, то есть фиксируется смена гумидного климата на аридный. Столь разные палеогеографические, или, точнее, палеоклиматические обстановки не могли одновременно существовать в экваториальной зоне, то есть хотя бы для перми реконструкция не точна. На картах Скоттисе современная Восточно-Европейская платформа под названием Baltica в течение палеозоя перемещалась из южной полушария в северную. При этом ее восточная граница опять-таки в современных координатах имела ССЗ–ЮЮВ ориентировку, что, скорее всего, ближе к реальной ситуации. Поэтому в тексте настоящей статьи постоянно будет использовано сочетание «восточная окраина платформы», хотя в палеозое подобное положение могло меняться, и данное выражение имеет чисто условное значение.

Обращаясь к анализу возникновения Уральского палеоокеана как части Палеотетиса, следует отметить, что «отрыв» части «жесткого» блока и его движение к востоку (в современных координатах) в виде «Казахского микроконтинента» произошел, в общем, по более или менее прямой линии в пределах северной и центральной части границы платформы в целом, а на ее юге, где существовала трехлучевая система разломов, произошло выкалывание и выдвигание жесткого — Устьюртского — блока

с образованием на этом месте коры «океанического» типа.

Положение об Устьюрте как части древней платформы было высказано авторами процитированной выше двухтомной монографии, однако они полагали, что он возник и начал отодвигаться от платформы из Днепровско-Донецкого авлакогена [8. Кн. 1. С. 63]. Последнее менее вероятно как по географическому положению, так и по строению разрезов Устьюрта, а также несомненно в соответствии геоморфологии Устьюрта и указанного авлакогена.

Первоначально, после отрыва и выдвигания жесткого блока Устьюрта, глубоководная Прикаспийская впадина была по площади меньше той, которая картируется к началу кунгурского соленакопления. В ее юго-западной части существовала мелководная зона в виде Астраханской карбонатной платформы; не исключено, что подобная мелководная полоса, возможно, простиралась и по южному обрамлению Прикаспийской впадины в виде тех образований, которые рисуются как изолированные карбонатные банки: Каратон-Пустынная, Северо-Каспийская группа и др. Были эти образования изолированными банками или частью общего расчлененного шельфа — вопрос вторичный. Вообще обсуждение связей Прикаспийского моря с находящимися южнее областями — вопрос, требующий специального рассмотрения и анализа, но на одном моменте хотелось бы остановиться. И тут необходимо коснуться интересной детали.

В европейской части Земли (естественно, в современных границах), в том числе в пределах России (Восточно-Европейской платформы) принято трехчленное деление каменноугольной системы, а в Северной Америке — двухчленное — это миссисипий и пенсильваний. В Прикаспийской же впадине временная граница миссисипий — пенсильваний фиксируется достаточно четко — это прекращение формирования Астраханской платформы, длительный перерыв в течение конца среднего и позднего карбона и лишь затем перекрытие ее отложениями нижней перми [1].

Аналогичен разрез и площади Карачаганак, где в течение позднего визе — серпухова формировалась крупная атолловидная постройка, в течение башкира — позднего карбона седиментация отсутствовала, а в поздней перми на одном краю общего карбонатного массива предшествующего возраста шло формирование крупного куполовидного рифа. Подобные временные

соотношения, зафиксированные в виде осадочных образований, практически синхронны событиям Северо-Американского континентального блока, который отделялся от Прикаспийского участка морями Палеотетиса. Другими словами, геологические события Палеотетиса нашли свое однотипное выражение как в Северной Америке, так и в Прикаспийском котловинном море этого палеоокеана.

Надо, однако, заметить, что подобное влияние американской части Палеотетиса сказалось практически только в пределах глубоководной части Прикаспийского котловинного бассейна. На обрамляющих его северном и западном шельфах, а также на жестком блоке Устюрта и его обрамлении процессы определялись воздействием Панталассы, а, точнее, его обширного шельфа в пределах Восточно-Европейской платформы. Здесь седиментация и смена литологических типов отложений в целом соответствовала тому, что происходило на Восточно-Европейской платформе, когда карбонатное осадкообразование в верейское и, частично, каширское время сменялось терригенным.

Поскольку возник вопрос об участии и значении Устюрта в формировании Прикаспийской впадины, следует кратко рассмотреть строение последнего.

Еще в начале тридцатых годов прошлого столетия А.Д. Архангельский предполагал, что под Устюртом располагается жесткая докембрийская глыба, а сам Устюрт является частью древней Восточно-Европейской плиты, которая «...первоначально выступала клином на юго-восток в пределы современного Устюрта», и это обусловило «...расщепление единой массы среднеазиатских горных сооружений на Уральскую и Копетдагскую ветви», поскольку «...Восточно-Европейская плита первоначально выступала клином на юго-восток в пределы современного Устюрта» [2. С. 359].

В свете сказанного полезно изложить некоторые более современные сведения о строении Устюрта.

Эта структура, по крайней мере ее часть, рисуется на тектонических картах как Северо-Устюртская впадина эпигерцинской платформы, что встречает ряд противоречий, касающихся строения и развития ее в палеозое. Так, по результатам специального целенаправленного изучения фундамента Туранской плиты было показано, что «...фундамент Северо-Устюртской впадины имеет каледонский, а возможно, и более древний возраст» [17. С. 159]. В более поздних работах указывается, в частности, спокойное залегание

недислоцированных отложений среднего и верхнего палеозоя на фундаменте, который считается байкальского возраста [14]. Подобный допалеозойский возраст фундамента рисуется на ряде тектонических карт [3, 6 и др.].

Важно также отметить значительную общность строения палеозойских, точнее, средне- и частично верхнепалеозойских отложений Восточно-Европейской платформы и Устюрта. В обоих случаях это карбонатные толщи верхнего девона — турне, среднего визе — серпухова — намюра и разделяющие их терригенные комплексы нижнего визе. При этом возникает вопрос: если на платформе, юго-восточный угол которой после выдвижения Устюрта был приподнят, досреднедевонские отложения не формировались или были денудированы, то на Устюрте подобного подъема не было и отложения нижнего палеозоя, возможно, в виде останцов, сохранились в основании разреза или пути перемещения этого блока.

Рассматривая изначально Устюртский блок как часть юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, интересно в самом общем виде сравнить его строение со строением уже северо-восточной части этой платформы — Печорской синеклизой, имеющей протерозойский возраст фундамента [16. С. 3 и далее], и одновременно обсудить проблему, почему в одном случае при раскрытии Уральского палеоокеана как части Палеотетиса на юге произошел отрыв и выдвижение жесткого блока — Устюрта, в то время как на севере подобного события не было. Дело, видимо, в том, что на севере и на юге был несколько различный характер дизъюнктивной тектоники. В частности, на севере преобладала субмеридиональная в современных координатах система разломов, в то время как на юге существовала трехлучевая система подобных нарушений в виде отмеченных выше Пачелмского авлакогена, Сарпинской и Новоалексеевской дислокаций — «классическая» ситуация для отрыва и выдвижения геоблоков, что и произошло в данном конкретном случае. На севере регион современной Печорской синеклизы сохранился в составе древней платформы, а на юге по системе трехлучевых разломов произошел отрыв углового блока, его выдвижение, удаление из состава платформы с образованием с одной стороны «остатка» древней платформы с протерозойским фундаментом в виде Устюрта, а с другой — Прикаспийского котловинного моря как краевой части Уральского палеоокеана, которая и приобрела черты платформенной синеклизы в лучшем случае лишь с конца перми (рис. 1).

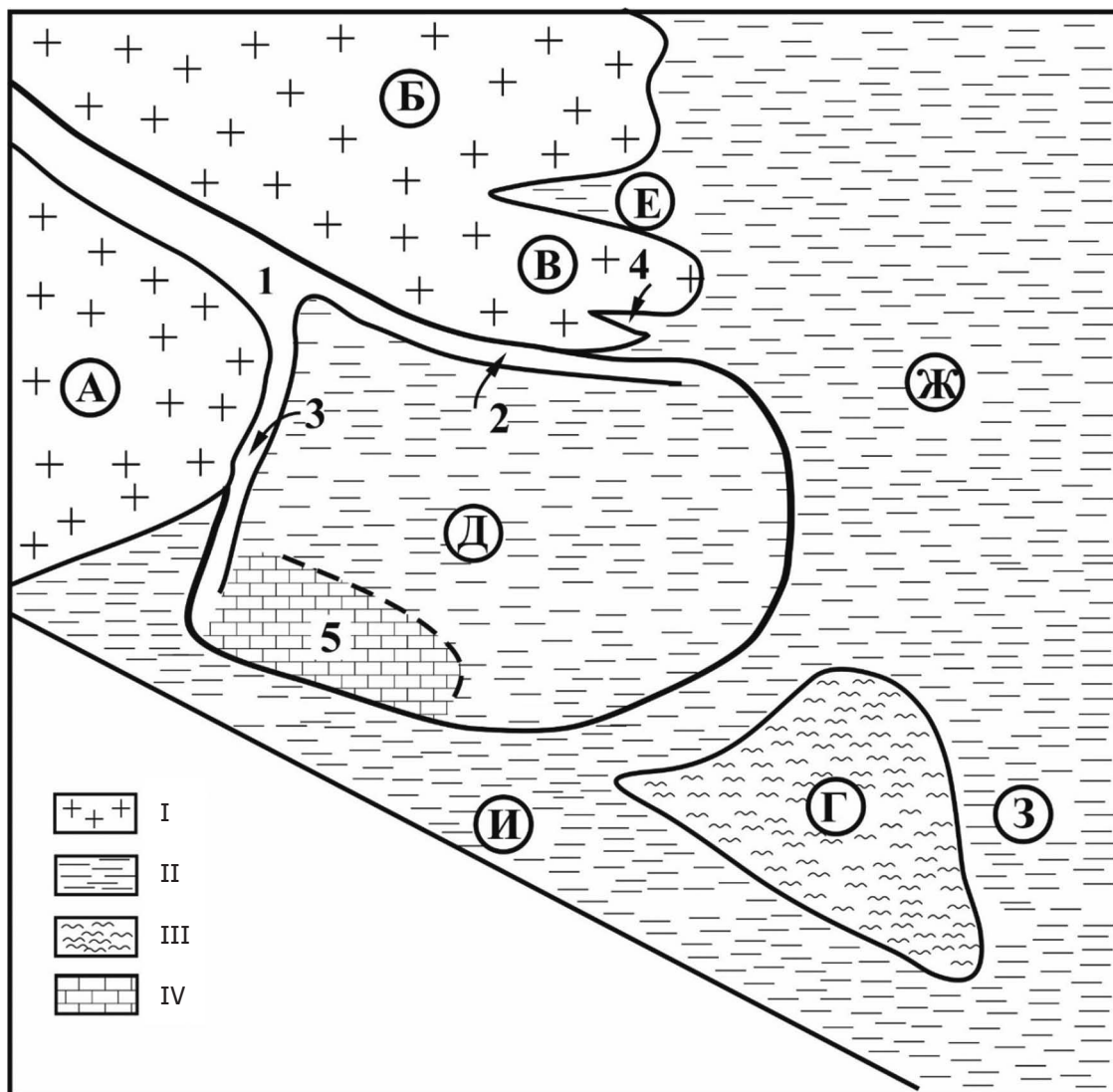


Рис. 1. Схема основных тектонических элементов юго-востока Восточно-Европейской платформы и ее обрамления в палеозое: I — поднятия фундамента Восточно-Европейской платформы; II — глубоководные прогибы разного уровня и различного происхождения; III — отмельные мелководные зоны с карбонатонакоплением; IV — Уstyurt — жесткий блок с докембрийским основанием. А — Воронежская антеклиза, Б — Волго-Уральская антеклиза, В — Оренбургский выступ фундамента, Г — Уstyurt, Д — Прикаспийская впадина — краевое котловинное море Уральского палеоокеана как части Палеотетиса, Е — Серноводско-Абдулинский авлакоген, Ж — Уральский палеоокеан как часть Палеотетиса; в конце перми — горно-складчатая система Урала, З — Мугоджары, И — кряж Карпинского и зона дислокаций Мугоджар (Донбасс-Туаркырская, Сарматско-Туаркырская зона). 1 — Пачелмский авлакоген, позднее — Рязано-Саратовский прогиб, 2 — Новоалексеевская система дислокаций, 3 — Сарпинская система дислокаций, 4 — грабен под Оренбургским валом, 5 — Астраханская карбонатная платформа

Fig. 1. Scheme of the main tectonic elements of the southeast of the East European platform and its framing in the Paleozoic: I — uplifts of the basement of the East European platform; II — deep-water depressions of different levels and various origins; III — shallow water zones with carbonate accumulation; IV — Ustyurt — a rigid block with a Precambrian basement. A — Voronezh anteclise, B — Volga-Ural anteclise, B — Orenburg basement uplift, Г — Ustyurt, Д — Caspian depression — marginal basin sea of the Ural paleo-ocean, E — Sernovodsk-Abdulino aulacogen, Ж — Ural paleo-ocean as part of Paleotethys; at the end of the Permian — Ural mountain-fold system, З — Mugodzhary, И — Karpinsky ridge and Mugodzhary dislocation zone (Donbass-Tuarkyr, Sarmatian-Tuarkyr zone). 1 — Pachelma aulacogen, later — Ryazan-Saratov depression, 2 — Novoalekseevskaya system of dislocations, 3 — Sarpinskaya system of dislocations, 4 — graben under the Orenburg swell, 5 — Astrakhan carbonate platform

Полезно добавить, что фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы в области между Печорской и Прикаспийской впадинами — Волго-Уральской антеклизы в широком понимании этой структуры — в основе своей архейский и нижнепротерозойский.

Несколько отклоняясь от основной темы, но, тем не менее, оставаясь в ее рамках, полезно обсудить вопрос о причинах появления и наличия субширотных (в очередной раз повторим — в современных координатах) дислокаций, и прежде всего разломов и грабенов, которые присутствуют на юге в Прикаспийской впадине и ее обрамлении и отсутствуют в Печорской синеклизе. Дело, видимо, в том, что развитие южной части Восточно-Европейской платформы, в отличие от ее северо-восточного угла, происходило под воздействием двух мобильных краевых зон палеоокеанов. Как отмечают авторы обстоятельного анализа позднекембрийских и палеозойских событий на Восточно-Европейской платформе и смежных палеоокеанических областях [18], в конце кембрия — ордовике по восточной окраине платформы формировалась система рифтов Сакмарской, Елецкой, Лемвинской и Малопечорской зон, что позднее привело к образованию Уральского палеоокеана как части Палеотетиса, а на юге платформы в Прикаспии возник Тугароченский рифт как часть системы обрамляющих Прото- и Палеотетис структур, которые обеспечили формирование субширотных разломов, в том числе грабенов, типа такого, который развит под Оренбургским валом, а также Новоалексеевского, который вместе с Сарпинским образовали трехлучевую систему, обеспечившую выдвигание Устюртского блока. Другими словами, на юго-востоке Восточно-Европейской платформы существовала система взаимно перпендикулярных дизъюнктивных дислокаций, в том числе тех, которые «очертили» Прикаспийскую впадину в ее современных границах. На севере же, повторим — в современных координатах, — жесткий блок с покрывающими его мелководными бассейнами распространялся и севернее современной Печорской синеклизы, и отложения этих бассейнов распространены под акваторией современного Баренцева моря.

Для завершения вопросов по сравнительному анализу двух экзогональных, по терминологии В.С. Журавлева [7], впадин Восточно-Европейской платформы — Печорской и Прикаспийской следует отметить и повторить, что первая развивалась как платформенная синеклиза в течение

всего фанерозоя, в то время как Прикаспийская — в течение палеозоя, по крайней мере до средней — поздней перми представляла собой краевое котловинное море Палеотетиса и приобрела черты платформенной синеклизы в лучшем случае лишь с конца перми.

Возвращаясь непосредственно к объекту исследования — Прикаспийской впадине — следует констатировать, что выдвигание блока из юго-восточного угла платформы привело к резкому снижению вертикальных нагрузок. Это, в свою очередь, согласно законам изостазии вызвало подъем астеносферы и, как следствие, всего юго-восточного угла платформы. Именно этим можно объяснить отсутствие осадочного чехла — если в кембрии и ордовике и были какие-либо осадки, то они, а частично подстилающие их породы фундамента, были денудированы и материал шел на заполнение глубокой впадины. Видимо, именно этот тип отложений существует на склонах Соль-Илецкого выступа в зоне его сочленения с Прикаспийской впадиной. Здесь скважинами вскрыты отложения ордовика суммарной мощностью около 1400 м, которые представлены кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов и известняков. Не исключено, что эти отложения являются уже склоновыми образованиями Прикаспийского краевого котловинного моря Уральского палеоокеана как части Палеотетиса. При этом, как справедливо указывают авторы обстоятельного анализа докембрийских и палеозойских событий, на развитие последнего влияли и задуговые бассейны Палеотетиса [18].

Вместе с тем полного заполнения и «выравнивания» дна не произошло, и в девоне впадина была глубоководной с некомпенсированным осадконакоплением. На границах мелководных «шельфовых» участков с преимущественным карбонатонакоплением в позднем девоне, карбоне и ранней перми до артинского века включительно формировались протяженные рифовые системы.

Факт подъема юго-восточного угла Восточно-Европейской платформы может быть объяснен в рамках упомянутого выше представления о наличии плюма, действие которого могло, во-первых, обусловить указанный подъем и, во-вторых, определить базификацию и, соответственно, ликвидацию и отсутствие гранитного слоя.

Этот вариант в данном случае представляется менее применимым по двум обстоятельствам. Во-первых, если можно так выразиться, территориальная или, в более общей формулировке, пространственная сопряженность Палеотетиса

и Прикаспийской впадины как его части — краевого котловинного моря. Во-вторых, синхронность заложения и развития этого палеоокеана и заложения и развития Прикаспийской впадины, которая оказала явное влияние на прилегающие участки платформы, что, в частности, зафиксировано указанным выше наличием грабена с соответствующим осадочным выполнением под Оренбургским валом.

Рассматривая непосредственно процессы движения Устюртского блока, следует отметить, что с этим массивом тоже происходили определенные изменения, в частности, от него по мере передвижения «откалывались» отдельные блоки того или иного размера. Поскольку их поверхность была выше, и часто существенно выше дна окружающего бассейна, то здесь уже в девоне — карбоне — ранней перми на них или по их обрамлению могли накапливаться мелководные карбонатные осадки, в том числе формироваться рифы. Таковы, например, отмеченные выше массив Карачаганак и Приморская платформа. В конечные этапы перемещения Устюрта внутриблоковые связи несколько ослабевали, напряжения усиливались, и число таких блоков-останцов возрастало, в результате чего в «тыловой» части Устюртского мегаблока откалывалось больше подобных «локальных» блоков — отмельных участков, чем в начальные этапы отрыва и перемещения. В итоге на востоке впадины образовался ряд отмельных участков, где формировались изолированные карбонатные платформы, нередко окруженные рифами, а также отдельные крупные рифовые массивы: Тенгиз, Кенкияк, Урихтау, Башенколь; возможно, как часть основного Устюртского блока — Енбек-Жаркамыйский и Южно-Эмбинский шельфы.

В итоге подобных перемещений и образования глубокой впадины сформировалось краевое котловинное море Уральского палеоокеана. Об открытых связях этого внутреннего бассейна с палеоокеаном свидетельствует, например, тот факт, что в девоне в пределах западного бортового уступа обитала фауна уральского облика, в то время как западнее на коротком расстоянии это была уже фауна Центрального девонского поля [9].

Во второй половине карбона началось замыкание Уральского палеоокеана, что в итоге привело к формированию складчатого и, что в данном случае более важно, Горного Урала, который к середине перми ограничил Прикаспийский бассейн с востока. При этом собственно Урал и его продолжение — Мугоджары — оказались ограниченными с юга жестким блоком

Устюрта. Одновременно тектонические движения на юге привели к формированию кряжа Карпинского и складчатых сооружений Мангышлака. Это общее поднятие Восточно-Европейской платформы и изоляция бассейнов, покрывающих ее восточную часть, по крайней мере, примерно до современной долготы р. Волги, обусловили повышение солености вод бассейнов, покрывающих восточную часть платформы и мощное соленакопление в кунгуре, которое, в целом, заполнило ранее не компенсированную осадконакоплением депрессию, и с этого времени Прикаспийская впадина развивалась как обычная платформенная синеклиза.

Карбонатонакопление и типы карбонатных формаций Прикаспийской впадины и ее обрамления

Первоначальное карбонатонакопление в Прикаспийской впадине, а точнее, в ее обрамлении датируется средним девонем, когда формировалась автохтонная терригенная формация эйфеля — начала франа, в которой на определенных временных уровнях происходило карбонатонакопление и локально — рифообразование. Подобные объекты распространены по западному, северо-западному и северному обрамлению Прикаспийской впадины. С семилукского — доманиковского времени позднего девона и до кунгурского века перми с теми или иными перерывами в начале визе, среднем карбоне (верейском, местами каширском веках) карбонатонакопление продолжалось до кунгурского века перми, когда мощное соленакопление заполнило глубоководную впадину и Прикаспийский бассейн как часть Палеотетиса перми прекратил свое существование.

Поскольку карбонатонакопление и рифообразование как часть его рассматривались в ряде публикаций [12, 13 и др.], основное внимание в данном случае следует обратить на частный случай — рифообразование в самой впадине.

Локализация рифовых построек, равно как и других типов карбонатных отложений, определяется рядом причин.

Некоторые рифовые сооружения в самой западной части Прикаспийского глубоководного бассейна начали формироваться на сводах локальных тектонических поднятий, которые оказались в зонах достаточной освещенности и, соответственно, развития фотосинтезирующих организмов. Существенно более мощное, а главное — принципиально более важное и разнообразное по типам карбонатонакопление, в том числе рифообразование, определялось здесь другими

факторами, причем генетическая интерпретация этих образований далеко не всегда является общепринятой.

В крайне упрощенном и обобщенном виде здесь можно выделить три типа карбонатных образований: одиночные изолированные рифы, изолированные отмели с карбонатонакоплением, которые ныне обозначаются как карбонатные платформы, нередко с рифовым обрамлением, и карбонатные шельфы, также с возможным рифовым обрамлением на границах этих шельфов с глаубоководными участками бассейнов.

Общей причиной формирования подобных карбонатных образований было, повторим, выдвижение Устюртского блока и то, что по мере передвижения на восток — восток — юго-восток от него откалывались отдельные блоки того или иного, но существенно меньшего размера. Поскольку их поверхность была выше, а нередко существенно выше дна водоема, здесь, в зоне фотосинтеза уже в девоне, а достоверно в карбоне — ранней перми на их поверхности и на их границах формировались карбонатные отложения, в том числе рифовые постройки.

Полезно отметить, что такая ситуация вовсе не единична и исключительна, подобные «останцы» с последующим мелководным карбонатонакоплением на их поверхности известны в других регионах при существенно более крупных и даже грандиозных тектонических перестройках. Так, при распаде Пангеи в результате движения литосферных плит и отделения Африканского блока от Евразийского в новообразующемся Тетисе в пределах современной Италии, Испании и южной Франции описаны достаточно многочисленные образования подобного рода — останцы — разного размера [20—22]. В качестве примера можно отметить триасовые изолированные карбонатные платформы Селла, Латемар, Соссолунго, Чернера в Доломитовых Альпах, верхнеюрские Бургундская и Центральная во Франции, Фрицан в северной Италии и Словении и др.

Возвращаясь непосредственно к объекту исследования, следует указать, что наряду с относительно небольшими отчетливо изолированными блоками, на которых формировались рифы, а также небольшие, обрамленные рифами отмели с карбонатонакоплением — карбонатные платформы, — здесь в пределах восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины находится относительно узкая, но протяженная полоса развития карбонатных отложений, которые описываются как Енбек-Жаркамысский и Южно-Эмбинский шельфы.

Относительно этих образований важно решить вопрос: это действительно шельфы Устюртского блока — микроконтинента или вытянутые в субмеридиональном направлении изолированные карбонатные платформы.

В пределах Енбек-Жаркамысского шельфа, примем пока этот термин, установлены два карбонатных комплекса — верхнемосковско-верхнекаменноугольная толща КТ-I, перекрывающая терригенные отложения турне — среднего визе, сложенная известняками и доломитами с пачками ангидритов в ее верхах, и окско-башкирская КТ-II, сложенная преимущественно известняками. Толщи эти разделены терригенными отложениями мощностью до 350—500 м. К западу, в сторону собственно впадины, мощности карбонатных отложений резко сокращаются, замещаются глаубоководными кремнисто-карбонатно-глинистыми отложениями. При этом высота визейско-нижнемосковского уступа достигает 1000—1200 м, а верхнемосковско-верхнекаменноугольного — 500—600 м. Важно подчеркнуть, что более молодой уступ смещен относительно древнего, причем такое смещение составляет около 20 км.

Подобное строение разрезов дает основание сделать два важных вывода. Во-первых, что это были не изолированные отмели, а именно шельфовые, примыкающие к Устюртскому блоку участки, откуда, возможно, и поступал терригенный, в том числе глинистый материал. Во-вторых, это показывает, что Устюрт и Восточно-Европейская платформа развивались более или менее синхронно, поскольку именно в эти временные интервалы — начала визе и начала среднего карбона, хотя и с некоторым смещением, на платформе также формировались терригенные комплексы. Скорее всего, это было результатом если не глобальных, то региональных эвстатических колебаний, в частности относительного снижения уровня Уральского палеоокеана.

Заключение

В виде определенного заключения — некоторые вопросы, которые полезно обсудить, снять противоречия, более подробно исследовать, обосновать выводы и наметить некоторые возможные направления дальнейших исследований.

Прежде всего целесообразно оценить хотя бы полуколичественно возможности образования восьми-десятикилометровых по мощности докунгурских подсолевых отложений в самой Прикаспийской впадине за счет поставки материала для хотя бы частичного заполнения

образовавшейся глубокой депрессии с областей Воронежского щита и Волго-Уральской антеклизы, где, как было отмечено выше, отложения этого возраста отсутствуют и которые, по крайней мере до среднедевонского времени, служили или могли служить областью денудации. О том, что подобные поставки материала и, соответственно, его осаждение реально существовали, свидетельствуют отмеченные выше примеры наличия преимущественно обломочных отложений на склонах Соль-Илецкого выступа — кварцевых песчаников с прослоями алевролитов, аргиллитов и известняков мощностью около 1400 м, а также известняков с прослоями аргиллитов, алевролитов, мергелей, а иногда и гравелитов силура [18. С. 38, 40].

Следующий вопрос, требующий уточнения, связан с отмеченным выше фактом наличия длительного перерыва в течение конца среднего и в позднем карбоне в пределах Астраханской платформы и площади Карачаганак. Действительно, здесь отсутствовало какое-либо осадконакопление или, что характерно именно для глубоководной седиментации, осаждение все же существовало, но в связи с очень малой скоростью и, как следствие, очень малыми мощностями оно просто «пропускается», особенно учитывая тот факт, что подобные разрезы здесь исследуются только по материалам бурения при ограниченном отборе керна.

Второй комплекс проблем связан с Устюртским блоком.

Возвращаясь ко времени отрыва Устюртского блока и его перемещения на восток — юго-восток, интересно детально изучить его разрезы, в частности, в его западном ограничении, с точки зрения наличия здесь нижнепалеозойских отложений. Если на платформе, в ее юго-восточном углу отложения этого возраста в связи с воздыманием были полностью денудированы, то в этом блоке они могли хотя бы частично, фрагментарно сохраниться и, с одной стороны, подтвердить предложенную схему, а с другой — существенно детализировать раннепалеозойскую историю региона.

Далее, важно уточнить и выяснить строение и, что важно, возраст фундамента и, соответственно, соотношение последнего с таковым платформы. В рамках этого же объекта следует изучить и восстановить историю формирования самого Устюрта, в частности формирование его

современной морфологии. Ранее было отмечено, что его морфология существенно, если не сказать принципиально, не соответствует тому, чтобы быть оторванной и выдвинутой из зоны ДДВ и Донбасса. Строго говоря, его треугольная форма отличается и от изометричной относительно прямоугольной морфологии Прикаспийской впадины. Полезно повторить, что краевые части «Палеоустюрта» (примем пока этот условный термин) могли быть переработаны в процессах герцинского орогенеза и вошли в состав обрамляющих его складчатых поясов, либо хотя бы частично вошли в состав фундамента Туранской плиты. Произошло это дробление во время перемещения всего блока в раннем палеозое или позднее, уже на стадии герцинского орогенеза — вопрос открытый, но для проблемы формирования Прикаспийского глубоководного бассейна это не принципиально. Другое дело, что эти существенно более мелкие «останцы» могли служить цоколем, на котором могли формироваться одиночные изолированные рифы. Подобная ситуация, кстати, имеет место в палеозое Гарца в Германии.

Наконец, что неоднократно отмечалось выше, интересно и важно установить источник или источники глинистого материала соответствующих пачек, разделяющих карбонатные толщи Устюрта. Были ли это восточные области самого Устюрта или какие-то объекты вне его. Для Восточно-Европейской платформы основным источником подобного материала были Балтийский и Воронежский щиты и продукты их денудации, но, как отмечено выше, на восток Прикаспийской впадины через глубоководное Прикаспийское море и смежные районы Уральского океана эти продукты поступать не могли. Важно поэтому, повторим, установить, была ли источником этого материала восточная часть Устюрта или какие-то другие области.

Возвращаясь к началу статьи и ее заголовку, следует повторить, что в палеозое, точнее в силуре — ранней перми, она представляла собой краевое котловинное море палеозойских океанов, а с поздней перми, мезозое и кайнозое — платформенную синеклизу.

Завершая настоящую статью, авторы считают своей приятной обязанностью выразить благодарность рецензенту за сделанные замечания, учет которых способствовал улучшению качества изложения материала и аргументации основных положений статьи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Антипов М.Р., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Хераскова Т.П., Парасына В.С., Токман А.К., Танакин О.В., Ильин А.Р., Бродский А.Я., Глоговский В.М., Сапожников Р.Б. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
2. Архангельский А.Д. Геологическое строение СССР. М.-Л.: Гос. научно-техническое геологоразведочное изд-во, 1932. 425 с.
3. Банковский С.Ю., Иванова Т.Д., Шеин В.С. Фациально-палеогеографическое картирование нефтегазоносных областей с учетом палеогеодинамических реконструкций плит (на примере юго-восточной части Восточно-Европейского континента). Геология и геодинамика нефтегазоносных бассейнов СССР. М., 1990. 196 с.
4. Волож Ю.А., Антипов М.П., Хафизов С.Ф. Об условиях формирования Прикаспийской впадины. Нефтяное хозяйство, 2024, № 5. С. 8—15.
5. Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В., Орешкин И.В., Петров Е.И., Хафизов С.Ф. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Геология нефти и газа, 2024. № 5. С. 5—16.
6. Волож Ю.А., Сапожников Р.Б. Строение фундамента Западного Казахстана по геофизическим данным. Советская геология. 1974. № 2. С. 78—93.
7. Журавлев В.С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Северо-Морской экзогональных впадин Европейской платформы. Тр. ГИН. Вып. 232. М.: Наука, 1972. 407 с.
8. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Недра, 1990. Кн. 1. 328 с. Кн. 2. 334 с.
9. Карпов П.А., Назаренко А.М., Нечаева М.А., Шевченко В.И. Стратиграфия девонских отложений Доно-Медведицкого вала и Терсинской депрессии. Тр. Волгоград. НИИ нефт. и газ. пром-ти. Вып. 1. М.: Гостоптехиздат, 1962. С. 17—38.
10. Кирюхин Л.Г., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Прикаспийский палеозойский глубоководный бассейн. Статья 1. Бюлл. МОИП. Отд. геол. 1980. Т. 5. Вып. 6. С. 40—53. Статья 2. Бюлл. МОИП. Отд. геол. 1981. Т. 56. Вып. 5. С. 29—39.
11. Кузнецов В.Г. Некоторые особенности развития Прикаспийской впадины. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: Наука, 2000. С. 35—39.
12. Кузнецов В.Г. Палеозойские рифы Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность. Статья 1. Геологическое развитие Прикаспийской впадины и распространение рифов. Изв. вузов. Геология и разведка. 2007. № 2. С. 6—14.
13. Кузнецов В.Г. Палеозойские рифы Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность. Статья 2. Типы рифов Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность. Изв. вузов. Геология и разведка. 2007. № 3. С. 6—14.
14. Оздоев С.М. Тектоника и нефтегазоносность Северного Устюрта. Алма-Ата: Наука, 1977. 101 с.
15. Рихтер Я.А. Современные проблемы геологии и нефтегазоносности Прикаспийской впадины. Изв. Саратовского ун-та. Нов. серия: Науки о Земле. 2021. Т. 21. Вып. 4. С. 281—290.
16. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 240 с.
17. Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью. М.: Недра, 1970. 248 с.
18. Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Антипов М.Р., Быкадоров В.А., Постникова И.С. Корреляция позднедевонских и палеозойских событий на Восточно-Европейской платформе и смежных палеотектонических областях. Геотектоника. 2015. № 1. С. 31—59.
19. Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Постникова И.С. Особенности строения и развития юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и Прикаспийской впадины. Геотектоника. 2020. № 5. С. 29—54.
20. Bosellini A. Progradation geometry of carbonate platforms: examples from the Triassic of Dolomites, Northern Italy. Sedimentology, 1984. V. 31. P. 1—24.
21. Bosellini A. Dynamics of Tethian Carbonate Platforms // Controls on Carbonate Platform and Basin Development. SEPM Sp. Publ. 1989. No. 44. P. 3—13.
22. Föllmi K.B. Evolution the Mid-Cretaceous Triad // Lectures Notes in Earth Sciences. Springer Verlag, Heidelberg, 1989. V. 23. 159 p.

REFERENCES

1. Antipov M.R., Volozh Ju.A., Dmitrievskij A.N., Heraskova T.P., Parasyna V.S., Tokman A.K., Tanakin O.V., Il'in A.R., Brodskiy A.Ya., Glogovskij V.M., Sapozhnikov R.B. *Astrakhan carbonate massif. Structure and oil and gas potential*. Moscow: Scientific World, 2008. 221 p. (In Russ.).
2. Arkhangelsky A.D. *The geological structure of the USSR*. Moscow — Leningrad: State Scientific and Technical Geological Exploration Publishing House, 1932. 196 p. (In Russ.).
3. Bankovsky S.Yu., Ivanova T.D., Shein V.S. Facies-paleogeographic mapping of oil and gas-bearing regions, taking into account paleogeodynamic reconstructions of plates (on the example of the southeastern part of the East European continent). *Geology and geodynamics of oil and gas basins of the USSR*. Moscow, 1990. 196 p. (In Russ.).
4. Volozh Yu.A., Antipov M.P., Hafizov S.F. On the conditions of formation of the Caspian basin. *Oil Industry*. 2024. No. 5. P. 8—15 (In Russ.).

5. Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., Oreshkin I.V., Petrov E.I., Hafizov S.F. Development of hydrocarbon resources in the deep horizons of the Caspian oil and gas province. *Oil and Gas Geology*. 2024. No. 5. P. 5—16 (In Russ.).
6. Volozh Yu.A., Sapozhnikov R.B. The structure of the base of Western Kazakhstan according to geophysical data. *Soviet Geology*. 1974. No. 2. P. 78—93 (In Russ.).
7. Zhuravlev V.S. Comparative tectonics of the Pechora, Caspian, and North-Sea exogonal hollows of the European Platform. *Works of GIN RAS. Issue 232*. Moscow: Nauka Publ., 1972. 407 p. (In Russ.).
8. Zonenschein L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M. *Tectonics of the lithospheric plates of the USSR territory*. Moscow: Nedra Publ., 1990. Book 1. 328 p. Book 2. 334 p. (In Russ.).
9. Karpov P.A., Nazarenko A.M., Nechaeva M.A., Shevchenko V.I. Stratigraphy of Devonian deposits of the Don-Medveditsk Shaft and the Tersin Depression. *Tr. Volgograd region Oil and Gas Research Institute. Issue 1*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962. P. 17—38 (In Russ.).
10. Kirjuhin L.G., Sapozhnikov R.B., Shlezinger A.E., Yanshin A.L. The Caspian Paleozoic deep-sea basin. Article 1. *Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Section geology*, 1980. Vol. 5. Issue. 6. P. 40—53. Article 2. *In the same place*, 1981. Vol. 56. Issue 5. P. 29—39 (In Russ.).
11. Kuznecov V.G. Some features of the development of the Caspian basin. *Fundamental basis of new technologies of the oil and gas industry*. Moscow: Nauka Publ., 2000. P. 35—39 (In Russ.).
12. Kuznecov V.G. Paleozoic reefs of the Caspian basin and their oil and gas potential. Article 1. Geological development of the Caspian basin and reef distribution. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 2007. No. 2. P. 6—14 (In Russ.).
13. Kuznecov V.G. Paleozoic reefs of the Caspian basin and their oil and gas potential. Article 2. reefs types of the Caspian Depression and their oil and gas content. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 2007. No. 3. P. 6—14 (In Russ.).
14. Ozdov S.M. *Tectonics and oil and gas potential of Northern Ustyurt*. Alma Ata: Nauka Publ., 1977. 101 p. (In Russ.).
15. Rihter Ja.A. Modern problems of geology and oil and gas potential of the Caspian basin. *Proceedings of the Saratov University. Earth Sciences*. Vol. 21. Issue 4. P. 281—290 (In Russ.).
16. Timonin N.I. The Pechora Plate: the history of geological development in the Phanerozoic / *Yekaterinburg. Ural Branch of the Russian Academy of Sciences*, 1998. 240 p. (In Russ.).
17. *The base, the main faults of the Turanian plate in connection with its oil and gas potential*. Moscow: Nedra Publ., 1970. 248 p. (In Russ.).
18. Heraskova T.N., Volozh Ju.A., Antipov M.R., Bykadorov V.A., Postnikova I.S. Correlation of Late Precambrian and Paleozoic Events on the East European Platform and Adjacent Paleotectonic Regions // *Geotectonics*. 2015. No. 1. P. 31—59 (In Russ.).
19. Heraskova T.N., Volozh Ju.A., Antipov M.R., Bykadorov V.A., Postnikova I.S. Features of the structure and development of the southeastern part of the East European Platform and the Caspian Basin. *Geotectonics*, 2020. No. 5. P. 29—54 (In Russ.).
20. Bosellini A. Progradation geometry of carbonate platforms: examples from the Triassic of Dolomites, Northern Italy. *Sedimentology*. 1984. V. 31. P. 1—24.
21. Bosellini A. Dynamics of Tethian Carbonate Platforms // *Controls on Carbonate Platform and Basin Development*. SEPM Sp. Publ. 1989. No. 44. P. 3—13.
22. Föllmi K.B. *Evolution the Mid-Cretaceous Triad*. Lectures Notes in Earth Sciences. Springer Verlag, Heidelberg, 1989. V. 23. 159 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Журавлева Л.М. — внесла вклад и подготовила текст статьи, провела сбор, обработку и анализ данных, утвердила окончательную версию статьи для публикации и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кузнецов В.Г. — внес вклад и подготовил текст статьи, провел сбор, обработку и анализ данных, утвердил окончательную версию статьи для публикации и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Liliya M. Zhuravleva — contributed and prepared the text of the article, collected, processed, and analyzed data, approved the final version of the article for publication, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vitaly G. Kuznetsov — contributed and prepared the text of the article, collected, processed, and analyzed data, approved the final version of the article for publication, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

65, Ленинский пр-т, г. Москва 119991, Россия

3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

e-mail: vgkuz@yandex.ru

тел.: +7 (499) 507-91-72

SPIN-код: 9477-8454

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

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

65, Ленинский пр-т, г. Москва 119991, Россия

e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

тел.: + 7 (499) 507-91-71

SPIN-код: 1266-2519

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

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

65, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

3, Gubkin str., Moscow 119333, Russia

e-mail: vgkuz@yandex.ru

tel.: +7 (499) 507-91-72

SPIN-code: 9477-8454

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

Liliya M. Zhuravleva* — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Associate Professor of the Department of Lithology at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

65, Leninsky ave., Moscow 119991, Russia

e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

tel.: + 7 (499) 507-91-71

SPIN-code: 1266-2519

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

