

ISSN 2686-9993 (print)
ISSN 2686-7931 (online)
12+

НАУКИ О ЗЕМЛЕ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Tom 47 **№ 2** 2024
Vol.

EARTH SCIENCES AND SUBSOIL USE

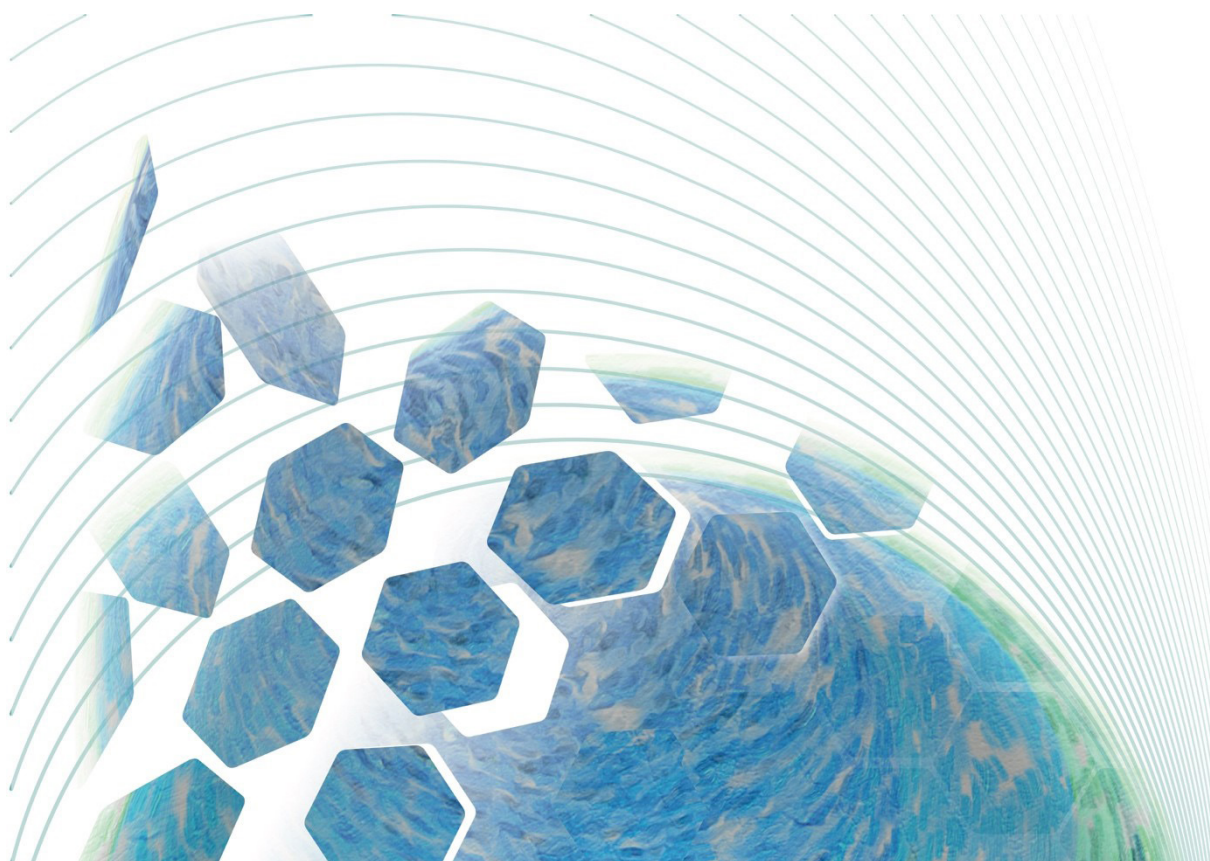
ISSN 2686-9993 (print)
ISSN 2686-7931 (online)

НАУКИ О ЗЕМЛЕ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Том 47 № 2 2024
Vol.

EARTH SCIENCES AND SUBSOIL USE

NAUKI O ZEMLE
I NEDROPOL'ZOVANIE



Редакционный совет

Кузьмин М.И., академик РАН, Институт геохимии СО РАН (г. Иркутск, Россия)

Гладкохуб Д.П., член-корр. РАН, Институт земной коры СО РАН (г. Иркутск, Россия)

Скляр Е.В., член-корр. РАН, Институт земной коры СО РАН (г. Иркутск, Россия)

Гордиенко И.В., член-корр. РАН, Геологический институт СО РАН (г. Улан-Удэ, Россия)

Корняков М.В., д-р техн. наук, доцент, ректор, Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Корольков А.Т., д-р геол.-минерал. наук, проф., Иркутский государственный университет (г. Иркутск, Россия)

Макаров В.А., д-р геол.-минерал. наук, проф., Сибирский федеральный университет (г. Красноярск, Россия)

Очир Гэрэл, д-р геол.-минерал. наук, проф., Монгольский университет науки и технологии (г. Улан-Батор, Монголия)

Тальгамер Б.Л., д-р техн. наук, проф., Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Ши Гуаньхай, проф., Геммологический институт Китайского геологического университета (г. Пекин, Китай)

Чжао Цзюньмэн, проф., Институт изучения Тибетского плато Китайской академии наук (г. Пекин, Китай)

Чжан Юнчжань, проф., Нанкинский университет (г. Нанкин, Китай)

Шигин А.О., д-р техн. наук, доцент, Сибирский федеральный университет (г. Красноярск, Россия)

Семинский К.Ж., д-р геол.-минерал. наук, Институт земной коры СО РАН (г. Иркутск, Россия)

Тимофеева С.С., д-р техн. наук, проф., Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Зелинская Е.В., д-р техн. наук, проф., Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Морин А.С., д-р техн. наук, проф., Сибирский федеральный университет (г. Красноярск, Россия)

Председатель редакционного совета:

Семинский Ж.В., д-р геол.-минерал. наук, проф., Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Редакционная коллегия

Главный редактор:

Паршин А.В., канд. геол.-минерал. наук, профессор практики, научный руководитель института «Сибирская школа геонаук», Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Заместитель главного редактора:

Аузина Л.И., канд. геол.-минерал. наук, доцент, Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Ответственный секретарь:

Долгих М.Н., Иркутский национальный исследовательский технический университет (г. Иркутск, Россия)

Журнал «Науки о Земле и недропользование» входит в базу данных GeoRef, в действующий Перечень изданий ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, включен в Научную электронную библиотеку (eLIBRARY.RU) для создания российского индекса научного цитирования, рассылается в Российскую книжную палату, ВИННИТИ РАН. Журнал включен в научную электронную библиотеку CyberLeninka, в базы данных открытого доступа DOAJ, OAJI, в международный каталог периодических изданий Ulrich's Periodicals Directory, в базу данных EBSCO. Журнал распространяется по подписке в ООО «Урал-Пресс», подписной индекс в ООО «Урал-Пресс» – 41538 (адрес ООО «Урал-Пресс»: 620026, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 130, Россия). Статьи, опубликованные в журнале, реферируются и рецензируются. В журнал принимаются статьи по научному направлению «Науки о Земле».

Журнал создан в 2004 г. на основе межвузовского сборника «Геология, поиски и разведка месторождений рудных полезных ископаемых», который издавался с 1973 г. В 2004–2017 гг. журнал выходил под названием «Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений», в 2017–2019 гг. – «Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых». В 2019 г. журнал переименован в «Науки о Земле и недропользование».

Периодичность выхода – 4 раза в год

Журнал зарегистрирован
Федеральной службой по надзору в сфере
связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Регистрационный номер:
ПИ № ФС77-76110 от 24 июня 2019 г.

Учредитель и издатель:

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Иркутский национальный исследовательский
технический университет» (ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»)
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83

Издательство:

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Иркутский национальный исследовательский
технический университет»
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83А

Адрес редакции:

Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83
e-mail: nzn@istu.edu

© ФГБОУ ВО «Иркутский национальный
исследовательский технический
университет», 2024

Editorial Council

Kuzmin M.I., Academician of the Russian Academy of Sciences, Institute of Geochemistry, SB RAS (Irkutsk, Russia)

Gladkochub D.P., Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Institute of the Earth's Crust, SB RAS (Irkutsk, Russia)

Sklyarov E.V., Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Institute of the Earth's Crust, SB RAS (Irkutsk, Russia)

Gordienko I.V., Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Geological Institute, SB RAS (Ulan-Ude, Russia)

Korniyakov M.V., Dr. Sci. (Eng.), Rector, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Korolkov A.T., Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor, Irkutsk State University (Irkutsk, Russia)

Makarov V.A., Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor, Siberian Federal University (Krasnoyarsk, Russia)

Ochir Gerel, Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor, Mongolian University of Science and Technology (Ulan Bator, Mongolia)

Talgamer B.L., Dr. Sci. (Eng.), Professor, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Shi Guanghai, Professor, School of Gemmology, Institute of China University of Geosciences (Beijing, China)

Zhao Junmeng, Professor, Institute of Tibetan Plateau Research, Chinese Academy of Sciences (Beijing, China)
Zhang Yongzhan, Professor, Nanjing University (Nanjing, China)

Shigin A.O., Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Siberian Federal University (Krasnoyarsk, Russia)

Seminsky K.Zh., Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Institute of the Earth's Crust, SB RAS (Irkutsk, Russia)

Timofeeva S.S., Dr. Sci. (Eng.), Professor, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Zelinskaya E.V., Dr. Sci. (Eng.), Professor, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Morin A.S., Dr. Sci. (Eng.), Professor, Siberian Federal University (Krasnoyarsk, Russia)

Chairman of the Editorial Council

Seminsky Zh.V., Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Editorial Board

Editor-in-Chief

Parshin A.V., Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor, Scientific Director of the Siberian School of Geosciences, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Deputy Editor-in-Chief

Auzina L.I., Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Associate Professor, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

Executive secretary

Dolgikh M.N., Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia)

The journal "Earth sciences and subsoil use" is included in the GeoRef database and current List of publications on the main results of candidate's and doctoral theses of the State Commission for Academic Degrees and Titles of the Russian Federation. It is also included in the Scientific Electronic Library (eLIBRARY.RU) in order to create the Russian Science Citation Index. It is circulated to the Russian Book Chamber and the All-Russian Institute for Scientific and Technical Information of the Russian Academy of Sciences. The journal is included in CyberLeninka (the scientific electronic library), DOAJ, OAJI (open-access databases), Ulrich's Periodicals Directory, and EBSCO database. It is distributed through the Ural-Press LLC, the subscription code in Ural-Press LLC: 41538 (the postal address of Ural-Press LLC: 130 Mamin-Sibiryak St., Yekaterinburg 620026, Russia). The articles published in the journal are abstracted and peer-reviewed. The journal accepts articles related to the "Earth sciences" direction.

The journal was founded in 2004 on the basis of the Interuniversity collected papers "Geology, prospecting and exploration of ore mineral deposits" that had been published since 1973. In 2004–2017, the journal was published under the title "Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits", and in 2017–2019, "Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits". Since 2019, the title of the journal is "Earth sciences and subsoil use".

Publication frequency

A quarterly journal

The journal is registered by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology, and Mass Media (Roskomnadzor)
Registration No.:
ПИ no. ФС77-76110 of June 24, 2019

Founder and Publisher

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education
"Irkutsk National Research Technical University"
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia

Publishing House

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education
"Irkutsk National Research Technical University"
83A Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia

Editorial Office

83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia
e-mail: nzn@istu.edu

© Federal State Budget Educational Institution of Higher Education
"Irkutsk National Research Technical University", 2024



СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	138
Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения	
Баранова С.А., Блинов А.В., Просекин С.Н. Использование систем хранения и управления данными для оптимизации геолого-поисковых работ	140
Технология и техника геолого-разведочных работ	
Аверкина Е.В., Коротков А.В., Алабердин Л.С. О необходимости контроля миграции газа при цементировании скважин	149
Ушаков К.В., Зиновьев Н.В., Ткачев В.В., Романов Г.Р. Внутрипластовая закачка буровых отходов в тектонически экранированные ловушки	158
Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр	
Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья)	170
Кириков Д.А., Калугина А.М., Жгилев А.П., Беляев Е.Н., Ступин В.П. Применение фотограмметрии для определения коэффициента устойчивости борта карьера.....	180
Константинов К.М., Кузина Д.М., Хороших М.С. Петрофизические таксоны месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» (Якутская алмазоносная провинция)	190
Кулешова Л.С. Роль и значимость геологической неоднородности в формировании продуктивности известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода	220
Ячменёва Е.А., Батталова Э.М. Петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан.....	227
К сведению авторов.....	236



CONTENTS

Contents.....	139
Geology, prospecting and exploration of solid minerals, minerageny	
Baranova S.A., Blinov A.V., Prosekin S.N. Using data storage and management systems to optimize geological prospecting works.....	140
Technology and equipment of geological exploration	
Averkina E.V., Korotkov A.V., Alaberdin L.S. To necessity of gas migration control under well cementing.....	149
Ushakov K.V., Zinoviev N.V., Tkachev V.V., Romanov G.R. In-situ injection of drilling waste into tectonically screened traps.....	158
Applied mining and petroleum field geology, geophysics, mine surveying and subsoil geometry	
Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S. Influence of heterogeneity indicators on productivity index prediction efficiency (on example of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region).....	170
Kirikov D.A., Kalugina A.M., Zhgilev A.P., Belyaev E.N., Stupin V.P. Using photogrammetry to determine quarry slope stability coefficient.....	180
Konstantinov K.M., Kuzina D.M., Khoroshikh M.S. Petrophysical taxa of diamond deposit of Komsomolskaya kimberlite pipe (Yakutsk diamondiferous province).....	190
Kuleshova L.S. The role and significance of geological heterogeneity in the formation of limestone productivity in the Famennian stage of the South Tatar arch	220
Yachmeneva E.A., Battalova E.M. Petroelastic modeling of Vereiskian and Bashkirian deposits on example of an oil field in the Republic of Tatarstan	227
Information for the Authors.....	236

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТВЕРДЫХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МИНЕРАГЕНИЯ

Краткое сообщение

УДК 004.04:005

EDN: IXPSWE

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-140-148

Использование систем хранения и управления данных
для оптимизации геолого-поисковых работС.А. Баранова^{a✉}, А.В. Блинов^b, С.Н. Просекин^c^{a-c}Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, Иркутск, Россия^{a-c}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Процесс поиска и разведки полезных ископаемых предполагает большое количество финансовых рисков, что вызывает необходимость подходить к данным работам, располагая как можно большим объемом информации. Это особенно актуально в условиях истощения фонда легко открываемых месторождений. Значимость геологических, геофизических, геохимических и горно-буровых методов возрастает в условиях постоянного проведения геолого-разведочных работ, что в свою очередь требует от них повышения эффективности. Применение геоинформационных систем и баз данных в геолого-поисковых работах уже давно является неотъемлемой их частью. Более того, на начальных этапах поисков и разведки рудных месторождений они оказывают существенное влияние на снижение времени подготовки и проведения работ. Основным компонентом любой геолого-поисковой работы является база данных, включающая в себя графические и атрибутивные данные. От корректности разработанной структуры базы данных во многом зависят функциональные возможности, производительность и эффективность работы системы и, как следствие, результативность проведения геолого-поисковых работ. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа разрабатываемого подхода эффективного управления данными геолого-поисковых работ с самых ранних стадий и до конца проекта, который позволит выполнять работу максимально продуктивно и с минимальными затратами по времени. Речь идет о создании унифицированной структуры базы данных и систем обработки данных, которые могут быть использованы при геолого-поисковых работах на различных объектах без необходимости разработки индивидуальной базы данных под конкретную площадь или под разные методы поисков.

Ключевые слова: геолого-поисковые работы, база данных, геоинформационная система, унифицированная структура, эффективное управление данными

Финансирование: Исследование проведено в рамках выполнения государственного задания по проекту Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН IX.130.3.1 (№ 0284-2021-0001).

Для цитирования: Баранова С.А., Блинов А.В., Просекин С.Н. Использование систем хранения и управления данными для оптимизации геолого-поисковых работ // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 140–148. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-140-148>. EDN: IXPSWE.

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION
OF SOLID MINERALS, MINERAGENCY

Brief report

Using data storage and management systems
to optimize geological prospecting worksSofia A. Baranova^{a✉}, Anton V. Blinov^b, Sergey N. Prosekin^c^{a-c}A.P. Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS, Irkutsk, Russia^{a-c}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. The process of mineral prospecting and exploration involves a large number of financial risks, which requires to be armed with substantial amount of data before starting the works. This is particularly true in the context of the depleted fund of easily discovered deposits. The importance of geological, geophysical, geochemical, mining and drilling methods

© Баранова С.А., Блинов А.В., Просекин С.Н., 2024



is increasing under continuous geological exploration that demands the methods to be more and more efficient. The geographic information systems and databases has long become an integral part of geological prospecting. Moreover, they have a significant impact on reducing the time for preparation and executing works at the initial stages of ore deposit prospecting and exploration. The database including graphical and attributive data is the main component of any geological prospecting work. The capability, productivity and efficiency of the system as well as resulting effectiveness of geological prospecting largely depend on the correctness of the developed database structure. The purpose of the study was to present the analysis results of the developed approach for effective management of geological exploration data from the early stages to the end of the project, which will enable maximally efficient work performance with minimal time expenditures. This concerns the creation of a unified database structure and data processing systems to be employed in geological exploration works at various sites without developing an individual database for a specific territory or for different prospecting methods.

Keywords: geological prospecting, database, geographic information system, unified structure, efficient data management

Funding: The study was carried out within the framework of the state assignment under the Project IX.130.3.1 (no. 0284-2021-0001) of A.P. Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS.

For citation: Baranova S.A., Blinov A.V., Prosekin S.N. Using data storage and management systems to optimize geological prospecting works. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):140-148. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-140-148>. EDN: IXPSWE.

Введение

На современном этапе развития геологической науки поиск и разведка полезных ископаемых – это задача, к которой необходимо подходить, располагая как можно большим объемом информации. Процесс поиска предполагает большое количество финансовых рисков, особенно в условиях истощения фонда легко открываемых месторождений (выходящих на дневную поверхность) [1, 2] и, как следствие, поисков скрытых месторождений, представляющих основной резерв обеспечения страны минеральным сырьем [3]. Значимость геологических, геофизических, геохимических и горно-буровых методов возрастает в условиях постоянного проведения геолого-разведочных работ, что в свою очередь требует от них оптимизации и повышения эффективности. Применение геоинформационных систем (ГИС) и баз данных (БД) в геолого-поисковых работах уже давно является неотъемлемой их частью [4–6]. Даже на начальных этапах поисков и разведки рудных месторождений они оказывают существенное влияние на снижение финансовых затрат при дальнейшей эксплуатации [7, 8]. Определяющее значение для определения положительного или отрицательного результата проекта горнодобывающей промышленности принадлежит качеству собранных данных. Поэтому для обеспечения их надежности необходимо соблюдать определенные принципы обработки, что стало намного проще с быстрым развитием технологий. ГИС в сочетании с БД являются незаменимыми инструментами для достижения этой цели [8].

Целью данной работы является разработка подхода эффективного управления данными

ми геолого-поисковых работ с самых ранних стадий и до конца проекта, который позволит выполнять работу максимально продуктивно и с минимальными затратами по времени. На основе имеющегося опыта [9–12] нами разрабатывается информационная система (ИС), объединяющая в себе комплекс различных средств и методов для решения задач оптимизации и автоматизации процессов сбора, хранения, обработки и представления разнородной информации на всех этапах геолого-поисковых работ с целью эффективного использования данных. В данной работе представлена унифицированная структура БД, которая может быть использована при геолого-поисковых работах на различных объектах без необходимости разработки индивидуальной БД под конкретную площадь или под разные методы поисков. В качестве исходного материала, на основе которого велась разработка БД, использованы геологические и геохимические данные, а также сопутствующие им петрографические и минералогические исследования. В частности, аналитические данные литогеохимических (более 30000 проб) и геологических работ по коренным породам и штуфам (более 2000 образцов) по разным объектам Забайкальского края, Иркутской области, Магаданской области и других регионов Российской Федерации [11–13].

Материалы и методы исследования

На всех этапах геолого-поисковых работ регулярно скапливается большой объем разнородной информации в цифровом формате, в том числе пространственных данных. Соот-



ветственно, обработка и представление данных полевых исследований, карт и другой информации является очень трудоемкой задачей, с которой с минимальными временными и финансовыми затратами могут справиться ГИС и БД [14, 15]. Каждый проект имеет свои особенности, когда речь идет о выборе инструментов для обеспечения работы, поэтому определяющим фактором эффективности ИС является обеспечение достоверности и полноты информации о предметной области [16, 17] путем консолидации данных.

Авторами предлагается методология ведения геолого-поисковых работ, основанная на разработке ИС. ИС разделяет информационные процессы сбора, обработки и представления данных на различные подсистемы, отвечающие за определенные задачи и этапы работ. Таким образом, данные, полученные на

разных этапах геологических поисков, независимы, но взаимодействуют в рамках единой ИС (рис. 1). Каждый этап работ разделен на четыре основные подсистемы, отвечающие за конкретные свойственные определенному этапу информационные процессы:

1. Сбор и первичная обработка (данная подсистема включает в себя сбор данных предыдущих исследований и добавление новых материалов в процессе научно-исследовательских или производственных работ, а также полевую камеральную обработку и подготовку данных к последующим этапам работ).

2. Хранение и управление данными (представлена файловой системой и совокупностью БД, функционирующих и связанных между собой с использованием системы управления базами данных PostgreSQL с геопространственным расширением PostGIS, позволяю-

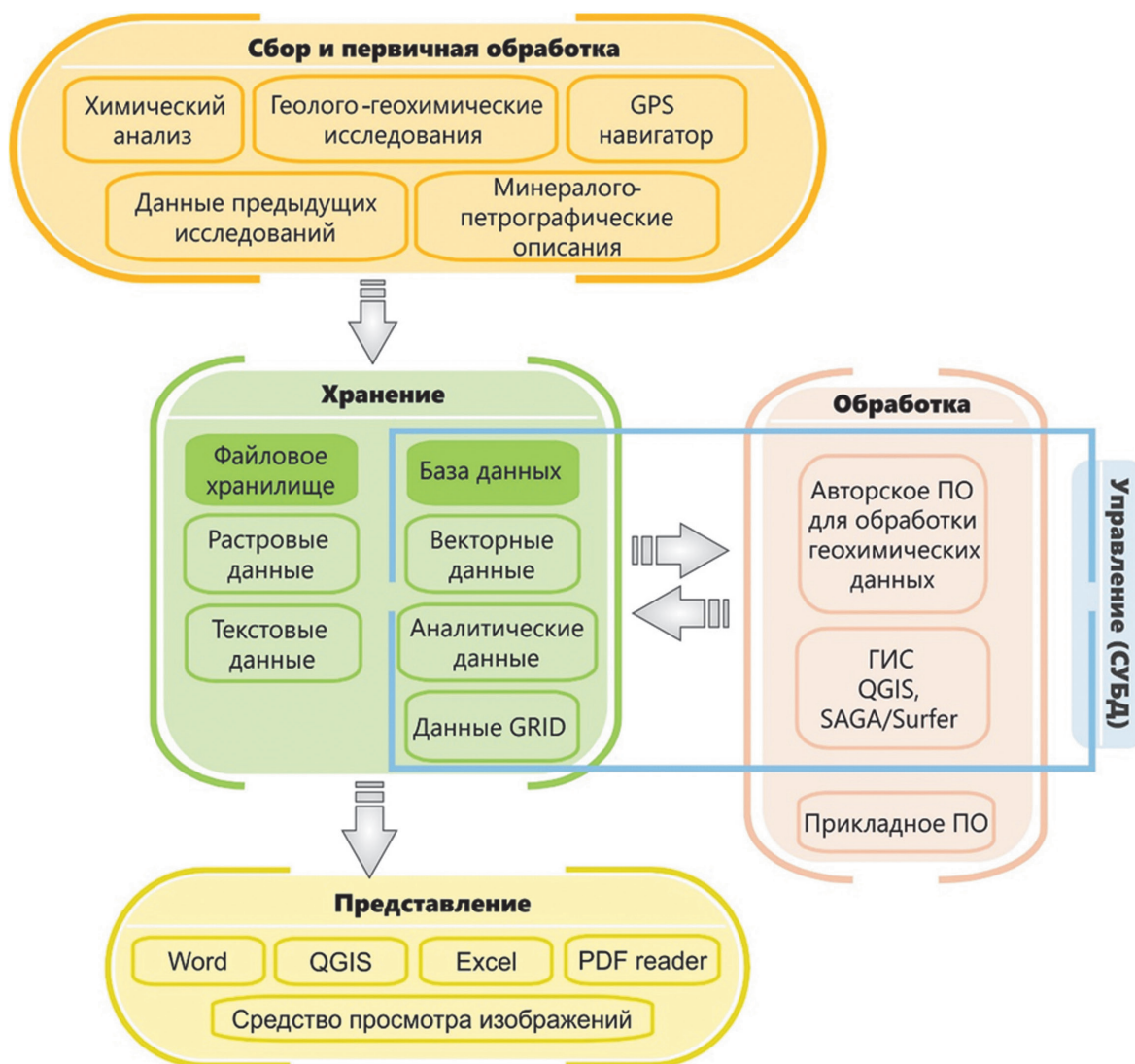


Рис. 1. Структура информационных систем для геолого-поисковых работ
Fig. 1. Structure of information systems for geological prospecting work



щим хранить, запрашивать и анализировать картографические данные в БД).

3. Обработка результатов химического анализа (предполагает обработку всех аналитических материалов при проведении геолого-поисковых работ как с помощью стандартных инструментов, реализованных в ГИС-продуктах (QGIS, Surfer и тому подобные), так и с использованием авторского программного обеспечения Geochemistry processes позволяющего автоматизировать процессы обработки аналитических данных по принятым методикам).

4. Представление (данная подсистема несет в себе инструменты и программное обеспечение, предназначенные для представления конечному потребителю информации различного типа об объекте изучения, полученной и обработанной на других этапах работ).

Результаты исследования и их обсуждение

Подсистема «хранения и управления данными» (см. рис. 1) является центральной частью ИС и играет важную роль в ее функционировании [17], предоставляя структурированное хранение, организацию, управление и обработку больших объемов данных [18]. Важной составляющей при проектировании структуры хранения данных является эффективное управление ресурсами системы хранения данных [19]. Предлагается организация системы хранения данных способом dual solutions (двойное решение), который подразумевает под собой хранение одной части данных в БД, а другой – в файловой системе. Такое решение обосновано тем, что во время сбора и обработки геолого-геохимических данных накапливается большой объем текстовой и графической информации. Как правило, к каждому отчету предоставляется не менее 150–200 картографических приложений, каждое из которых может достигать размера до 200 Мб. В среднем, общий размер только полученных изображений и текстовых документов по одному объекту работ может достигать 30 Гб. Хранить такой объем «нереляционных» данных в БД представляется нецелесообразным с точки зрения производительности как самой БД, так и персонального компьютера. Данные же «реляционного» (табличного) вида предлагается хранить уже в БД.

БД хранит в себе данные, поступающие в нее на всех этапах работ, начиная с координат участка исследований, которые являются

первичными для формирования ГИС-проекта и ведения БД, заканчивая различными производными данными [20].

На основании входных данных различного вида разработана универсальная гибкая структура БД, в которой предполагается разбиение данных по отдельным блокам (рис. 2). Всего выделено четыре блока, каждый из которых соответствует определенному этапу проведения поисковых работ, что отражено в их названии. Связь между разными блоками производится через главную таблицу «Площадь». Таким образом каждый объект (площадь) исследований подразумевают под собой отдельную базу унифицированных данных с возможностью вывода информации по любой из исследуемых площадей, над которыми работают специалисты. Но несмотря на независимость каждой базы, остается возможность их взаимодействия друг с другом для использования данных, содержащих актуальную информацию по изучаемому объекту, например, при работах на соседних лицензионных площадях.

Первый блок «Предполевые данные» соответствует подготовительному этапу. В нем собраны и структурированы все материалы, получаемые исполнителями перед началом работ над новым объектом. Не менее 90 % материалов, хранящихся здесь, используются на протяжении всего процесса работ, потому что содержат обязательные слои, такие как топооснова (реки, озера, рельеф), границы лицензии и геологическая обстановка (геология со всеми сопутствующими слоями, среди которых слои геологических комплексов, границ, тектонических нарушений и т. п.).

Второй блок «Полевые данные» содержит данные, получаемые исполнителями во время проведения полевых геолого-поисковых работ. К таким данным относятся фактические точки пробоотбора с описанием геологической обстановки территории и геохимических проб, треки полевых маршрутов, реестр штучков и каталог геологических образцов с сопутствующим минералого-петрографическим описанием.

Третий блок «Аналитические данные» содержит в себе данные, относящиеся к химическому анализу, оценке качества данных и последующему многомерному анализу. К ним относятся исходные, обработанные, исправленные и нормированные данные, результаты многомерного анализа, базовые статистики и т. п.



Рис. 2. Логическая модель базы данных
Fig. 2. Database logic model

Четвертый блок «Результаты» несет в себе информацию о результатах проведенных геолого-поисковых работ и включает производные данные, полученные уже на основании всех проанализированных данных, например, уточненную геологическую карту, содержащую скорректированные границы геологических комплексов, тектонических нарушений и тому подобное, реестр шлифов, уточненные условия литогеохимического опробования и другие. Блок базируется на данных, содержащихся в предыдущих блоках, но в отличие от них при необходимости изменяется наполнение уже созданных таблиц или создаются новые.

Достоинство такой организации данных в том, что, являясь центральным звеном ИС для геолого-поисковых работ, разработанная структура обеспечивает гарантию сохранности имеющихся данных благодаря независимости БД по каждому из изучаемых объектов.

Каждая из них создана на основе разработанного шаблона, имеющего унифицированные элементы, вследствие чего все данные структурированы и стандартизированы. При работе над новым объектом не возникнет таких трудностей при структурировании и последующей идентификации данных, как, например, при хранении данных в обычных директориях на жестком диске, когда возникают путаницы с версиями файлов. В процессе работы специалисты могут переключаться между участками, не боясь, что возникнут проблемы с поиском нужного файла. Для предотвращения такой ситуации в базе существует обновляемая справочная таблица, содержащая список с унифицированными названиями хранимых таблиц и их описанием, к которой можно обращаться в любой момент работы.

Необходимо отметить, что за счет разбиения всей информации на отдельные блоки при расширении комплекса поисковых работ



новыми методами и, как следствие, возникновении необходимости добавления новых видов данных, структура БД будет только дополняться, а не целиком изменяться. К примеру, при добавлении магниторазведочных или электроразведочных работ возникнут новые данные о магнитном и электрическом полях соответственно. В такой предложенной структуре данные разместятся в блоке, соответствующем той стадии работ, в которой они были получены, с дополнением, которое будет указывать на метод работ (для литогеохимического метода шифр будет «_LGH»).

Неоспоримым преимуществом данного подхода является возможность автоматизированной оценки и проверки первичных данных непосредственно в процессе полевых работ, поскольку в большинстве подобных исследований, как правило, проверка качества данных проводится после полевых работ [8]. Данный аспект исключает вероятность возникновения ошибок на последующих этапах работ за счет оперативного решения, что в свою очередь сокращает трудо- и времязатраты при последующих операциях с данными.

Заключение

В результате данного исследования, целью которого была разработка подхода эффективного управления данными геолого-поисковых работ, необходимо подчеркнуть важность использования ГИС и БД с самых

ранних стадий и до конца проекта. Разработанный подход может быть использован любыми геолого-разведочными компаниями, так как основан на использовании открытых программных средств. Созданная структура БД позволяет оптимизировать систему хранения данных каждого этапа при проведении геолого-поисковых работ, а также привнести дополнительную функциональность в работу конечному потребителю. В рамках предполевого и полевого этапов реализованы процедуры импорта и экспорта необходимых таблиц между БД и полевой рабочей станцией, что позволяет производить операции с данными на этапе полевых работ сразу в том виде, который был запланирован для всей поступающей информации. Также исключается проблема дублирования данных при обмене информацией в обычной файловой системе. При наличии интернета возможен обмен данными с основной БД, находящейся в офисе, благодаря чему предоставляется возможность еще более оперативной обработки. Кроме того, на финальном этапе работ сокращение затрачиваемого времени допустимо за счет одновременного подключения к базе нескольких специалистов, параллельного использования и редактирования данных, без необходимости их дублирования. Отсутствует необходимость открывать множество различных директорий по разным площадям работ за разные годы и импортировать данные в ГИС-проект.

Список источников

1. Пчелка В.Я., Михно А.Н., Мальченко Е.Г., Фрейман Г.Г., Мальченко Т.Д. Опыт применения георадаров серии «Лоза» при поисках перекрытых медно-золоторудных зон // Геология и охрана недр. 2012. № 2. С. 82–88. EDN: YNHR11.
2. Некрасов Е.М. Поиски и разведка золоторудных месторождений на основе структурных предпосылок // Руды и металлы. 2019. № 1. С. 26–36. <https://doi.org/10.24411/0869-5997-2019-10003>. EDN: LDVJYT.
3. Машковцев Г.А. Пути совершенствования научно-методического обеспечения геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые // Разведка и охрана недр. 2019. № 3. С. 3–11. EDN: СНКРWT.
4. Медведева Т.Ю., Суворова Е.Б., Гущин А.С., Матюхина Т.Н., Минина М.В., Сахань Ю.В. [и др.]. Геоинформационные системы как основной инструмент для решения задач мониторинга недропользования // Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 51–65. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-51-65>. EDN: SRTRMN.
5. Omali T.U. Utilization of remote sensing and GIS in geology and mining // International Journal of Scientific Research in Multidisciplinary Studies. 2021. Vol. 7. Iss. 4. P. 17–24.
6. Логинов Д.С. Опыт использования геоданных в картографическом обеспечении геологоразведочных работ // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. 2021. Т. 65. № 5. С. 598–608. <https://doi.org/10.30533/0536-101X-2021-65-5-598-608>. EDN: UNXGKH.
7. Маммедов А.А., Мусаев Ш.Д., Пошивайло Я.Г., Федотов Г.С. Геоинформационное обеспечение геологоразведки месторождений руд цветных металлов // ИнтерКарто. ИнтерГИС. 2020. Т. 26. № 2. С. 120–136. <https://doi.org/10.35595/2414-9179-2020-2-26-120-136>. EDN: BPZDUR.
8. Wambo J.D.T., Quinter W.T. GIS and database management for mining exploration // GIS and Spatial Analysis. IntechOpen. 2023. P. 115–140. <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.106632>.
9. Паршин А.В., Аузина Л.И., Просекин С.Н., Блинов А.В., Костерев А.Н., Лоншаков Г.С. [и др.]. Геоинформационный подход к оценке ресурсной перспективности площадей (на примере месторождений подземных вод Восточной Сибири) // Геоинформатика. 2017. № 1. С. 11–20. EDN: YHWLYB.



10. Блинов А.В., Просекин С.Н., Чачаногова О.И., Будяк А.Е., Конев И.П. Комплексная геолого-геохимическая оценка площадей на твердые полезные ископаемые с применением открытых ГИС // Инженерная и рудная геофизика 2022: сб. материалов 18-й науч.-практ. конф. и выставки (г. Геленджик, 05–08 сентября 2022 г.). М., 2022. С. 168–174. EDN: QIQDFZ.
11. Ефремов С.В., Горячев Н.А., Будяк А.Е., Скузоватов С.Ю., Блинов А.В. Использование цифровых моделей геологического строения для выделения палеовулканических структур, контролирующих порфировые рудные объекты // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): материалы науч. конф. (г. Иркутск, 17–20 октября 2023 г.). Иркутск, 2023. С. 100–102. EDN: LSIYCB.
12. Горячев Н.А., Будяк А.Е., Михалицына Т.И., Тарасова Ю.И., Горячев И.Н., Соцкая О.Т. Эволюция орогенного золотого оруденения в структурах южного и восточного обрамления Сибирского кратона // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 374–389. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-374-389>. EDN: HXQZHE.
13. Будяк А.Е., Чугаев А.В., Тарасова Ю.И., Горячев Н.А., Блинов А.В., Абрамова В.Д. [и др.]. Геолого-минералогические и геохимические особенности золоторудного месторождения Уахан «Сухоложского» типа // Геология и геофизика. 2024. Т. 65. № 3. С. 446–470. <https://doi.org/10.15372/GiG2023132>. EDN: SLMNJM.
14. Botwe T., Osei J.E.M. Gold potential mapping using remote sensing and GIS at the Prestea Concession of Golden Star Bogoso/Prestea Ltd, Ghana // International Journal of Engineering Science and Computing. 2018. Vol. 8. Iss. 1. P. 15891–15897.
15. Логинов Д.С. ГИС-проект как единое пространство для работы с геолого-геофизическими данными // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2021. Т. 3. № 2. С. 259–266. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-3-2-259-266>. EDN: JIGICS.
16. Карганов В.В., Драчев В.О., Левченко Г.Н. Формирование модели предметной области для информационной системы // Инновационные технологии и технические средства специального назначения: труды X общерос. науч.-практ. конф. (г. Санкт-Петербург, 15–16 ноября 2017 г.). СПб., 2018. Т. 1. С. 264–268. EDN: YWRRLM.
17. Setyadi H., Anggayana K. Database management and quality assurance is key of success in exploration // Procedia Earth and Planetary Science. 2013. Vol. 6. P. 42–49. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2013.01.006>.
18. Ki J. GIS and big data visualization // Geographic Information Systems and Science. 2018. P. 119–131. <https://doi.org/10.5772/intechopen.82052>.
19. Советов Б.Я., Татарникова Т.М., Пойманова Е.Д. Организация многоуровневого хранения данных // Информационно-управляющие системы. 2019. № 2. С. 68–75. <https://doi.org/10.31799/1684-8853-2019-2-68-75>. EDN: MTKYOV.
20. Vangu G.M., Croitoru A., Mitache M., Dima N. Design of a GIS database for surface mining // Journal of Applied Engineering Sciences. 2023. Vol. 13. Iss. 2. P. 289–296. <https://doi.org/10.2478/jaes-2023-0037>.

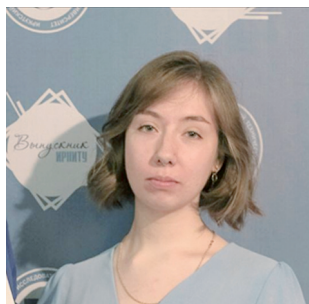
References

1. Pchelka V.Ya., Mikhno A.N., Malchenko E.G., Freyman G.G., Malchenko T.D. Experience in the use of Ground-Penetrating Radars of the “Loza” series in the search for overlapped copper-gold ore zones. *Geologiya i okhrana nedr*. 2012;2:82-88. (In Russ.). EDN: YNHRIL.
2. Nekrasov E.M. Gold deposit prospecting and exploration based on structural preconditions. *Ores and metals*. 2019;1:26-36. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/0869-5997-2019-10003>. EDN: LDVJYT.
3. Mashkovtsev G.A. Ways to improve scientific and methodological support of the solid minerals exploration. *Prospect and protection of mineral resources*. 2019;3:3-11. (In Russ.). EDN: CHKPWT.
4. Medvedeva T.Yu., Suvorova E.B., Gushchin A.S., Matyukhina T.N., Minina M.V., Sakhan' Yu.V., et al. Geographic Information Systems as a basic tool for subsoil use monitoring. *Russian Oil and Gas Geology*. 2021;3:51-65. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-51-65>. EDN: SRTRMN.
5. Omali T.U. Utilization of remote sensing and GIS in geology and mining. *International Journal of Scientific Research in Multidisciplinary Studies*. 2021;7(4):17-24.
6. Loginov D.S. The experience of using geodata in cartographic support of geological exploration. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii “Geodeziya i aerofotos”emka*. 2021;65(5):598-608. (In Russ.). <https://doi.org/10.30533/0536-101X-2021-65-5-598-608>. EDN: UNXGKH.
7. Mammedov A.A., Musaev Sh.D., Poshivaylo Ya.G., Fedotov G.S. GI support of geological exploration of non-ferrous metal ore deposits. *InterCarto. InterGIS*. 2020;26(2):120-136. (In Russ.). <https://doi.org/10.35595/2414-9179-2020-2-26-120-136>. EDN: BPZDUR.
8. Wambo J.D.T., Quinter W.T. GIS and database management for mining exploration. *GIS and Spatial Analysis. IntechOpen*. 2023;115-140. <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.106632>.
9. Parshin A.V., Auziņa L.I., Prosekin S.N., Blinov A.V., Kosterev A.N., Lonshakov G.S., et al. GIS-based approach to estimating area prospects for mineral deposits (on example of groundwater deposits of Eastern Siberia territory). *Geoinformatika*. 2017;1:11-20. (In Russ.). EDN: YHWLYB.
10. Blinov A.V., Prosekin S.N., Chachanagova O.I., Budyak A.E., Konev I.P. Comprehensive geological and geochemical assessment of areas for solid minerals using open GIS. In: *Inzhenernaya i rudnaya geofizika 2022: sb. materialov 18-i nauch.-prakt. konf. i vystavki = Engineering and ore geophysics 2022: collection of materials of the 18th scientific and practical conference and exhibition*. 05–08 September 2022, Gelendzhik. Moscow; 2022, p. 168-174. (In Russ.). EDN: QIQDFZ.



11. Efremov S.V., Goryachev N.A., Budyak A.E., Skuzovatov S.Yu., Blinov A.V. Using digital models of geological structure to isolate paleovolcanic structures controlling porphyry ore objects. In: *Geodinamicheskaya evolyutsiya litosfery Tsentral'no-Aziatskogo podvizhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu): materialy nauch. konf. = Geodynamic evolution of the lithosphere of the Central Asian Mobile Belt (from ocean to continent): materials of the scientific conference*. 17–20 October 2023, Irkutsk. Irkutsk; 2023, p. 100-102. (In Russ.). EDN: LSIYCB.
12. Goryachev N.A., Budyak A.E., Mikhailitsyna T.I., Tarasova Yu.I., Goryachev I.N., Sotskaya O.T. Evolution of orogenic gold mineralization in the southern and eastern framing structures of the Siberian craton. *Earth sciences and subsoil use*. 2023;46(4):374-389. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-374-389>. EDN: HXQZHE.
13. Budyak A.E., Chugaev A.V., Tarasova Yu.I., Goryachev N.A., Blinov A.V., Abramova V.D., et al. Geological, mineralogical, and geochemical features of the Ugakhan gold ore deposit of the Sukhoi Log type (Baikal-Patom belt). *Russian Geology and Geophysics*. 2024;65(3):446-470. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG2023132>. EDN: SLMNJM.
14. Botwe T., Osei J.E.M. Gold potential mapping using remote sensing and GIS at the Prestea Concession of Golden Star Bogoso/Prestea Ltd, Ghana. *International Journal of Engineering Science and Computing*. 2018;8(1):15891-15897.
15. Loginov D.S. GIS project as an unified space for working with geological and geophysical data. *Interexpo GEO-Siberia*. 2021;3(2):259-266. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2021-3-2-259-266>. EDN: JIGICS.
16. Karganov V.V., Drachev V.O., Levchenko G.N. Formation of a domain model for an Information System. In: *Innovatsionnyye tekhnologii i tekhnicheskiye sredstva spetsial'nogo naznacheniya: trudy X obshcherossiyskoy nauch.-prakt. konf. = Innovative technologies and special-purpose equipment: proceedings of the 10th All-Russian scientific and practical conference*. 15–16 November 2017, St. Petersburg. St. Petersburg; 2018, vol. 1, p. 264-268. (In Russ.). EDN: YWRRLM.
17. Setyadi H., Anggayana K. Database management and quality assurance is key of success in exploration. *Procedia Earth and Planetary Science*. 2013;6:42-49. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2013.01.006>.
18. Ki J. GIS and big data visualization. *Geographic Information Systems and Science*. 2019;119-131. <https://doi.org/10.5772/intechopen.82052>.
19. Sovetov B.Ya., Tatarnikova T.M., Poymanova E.D. Organization of multi-level data storage. *information and control systems*. 2019;2:68-75. (In Russ.). <https://doi.org/10.31799/1684-8853-2019-2-68-75>. EDN: MTKYOV.
20. Vangu G.M., Croitoru A., Mitrache M., Dima N. Design of a GIS database for surface mining. *Journal of Applied Engineering Sciences*. 2023;13(2):289-296. <https://doi.org/10.2478/jaes-2023-0037>.

Информация об авторах / Information about the authors



Баранова Софья Андреевна,

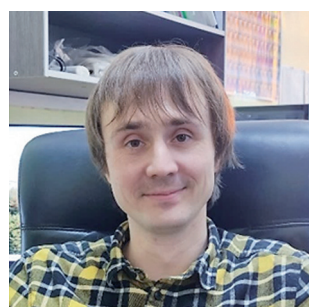
аспирант, инженер-исследователь лаборатории геохимии
рудобразования и геохимических методов поисков,
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН,
г. Иркутск, Россия,
инженер-исследователь департамента рудной геологии,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ s.baranova@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0009-0007-7869-6596>

Sofia A. Baranova,

Postgraduate Student, Research Engineer of the Laboratory of Ore Formation
Geochemistry and Geochemical Exploration Methods,
A.P. Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS,
Irkutsk, Russia,
Research Engineer of the Department of Ore Geology,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ s.baranova@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0009-0007-7869-6596>



Блинов Антон Валерьевич,

инженер лаборатории геохимии рудообразования
и геохимических методов поисков,
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН,
г. Иркутск, Россия,
младший научный сотрудник департамента рудной геологии,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

ablinov@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0003-4562-2201>

**Anton V. Blinov,**

Engineer of the Laboratory of Ore Formation
Geochemistry and Geochemical Exploration Methods,
A.P. Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS,
Irkutsk, Russia,
Junior Researcher of the Department of Ore Geology,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
ablinov@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0003-4562-2201>

**Просекин Сергей Николаевич,**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
научный сотрудник лаборатории геохимии
рудообразования и геохимических методов поисков,
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН,
г. Иркутск, Россия,
научный сотрудник департамента рудной геологии,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
pros.sergey@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0001-6047-3035>

Sergey N. Prosekin,

Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Associate Professor,
Researcher of the Laboratory of Ore Formation
Geochemistry and Geochemical Exploration Methods,
A.P. Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS,
Irkutsk, Russia,
Researcher of the Department of Ore Geology,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
pros.sergey@igc.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0001-6047-3035>

Вклад авторов / Contribution of the authors

С.А. Баранова – подбор и анализ литературы, формирование концепции визуализации графической части статьи, анализ и обсуждение результатов, написание текста статьи.

А.В. Блинов – постановка задачи, разработка концепции статьи, анализ материалов, написание текста статьи.

С.Н. Просекин – постановка задачи, разработка концепции статьи, анализ материалов, написание текста статьи.

Sofia A. Baranova selected and analyzed the literature on the research problem, formed the visualization concept of the graphic part of the article, analyzed and discussed the results obtained, wrote the text of the article.

Anton V. Blinov set the problem, developed the concept of the article, analyzed the materials, wrote the text of the article.

Sergey N. Prosekin set the problem, developed the concept of the article, analyzed the materials, wrote the text of the article.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 23.04.2024; одобрена после рецензирования 26.04.2024; принята к публикации 16.05.2024.

The article was submitted 23.04.2024; approved after reviewing 26.04.2024; accepted for publication 16.05.2024.



ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Научная статья

УДК 622.245

EDN: NAJZRE

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157



О необходимости контроля миграции газа при цементировании скважин

Е.В. Аверкина^{a✉}, А.В. Коротков^b, Л.С. Алабердин^c

^{a-c}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. В процессе строительства скважин и их эксплуатации часто возникают проблемы, связанные с проявлениями пластовых флюидов и их движением по заколонному пространству в результате некачественного цементирования. Значительные затраты средств и времени на ликвидацию заколонных и межколонных перетоков возможно снизить за счет эффективного предупреждения этих явлений. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа факторов, приводящих к образованию каналов движения пластовых флюидов при цементировании, а также в поиске решения проблемы заколонных перетоков в скважине. В ходе исследований авторами были рассмотрены механизмы процессов, протекающих при эволюции цементного раствора в затрубном пространстве скважин во время крепления обсадных колонн, существующие способы решения проблемы миграции пластовых флюидов, а также способы их предупреждения. В качестве наиболее перспективного, с точки зрения авторов, способа избежания негативных последствий данной проблемы предлагается метод предупреждения образования каналов миграции. Для его реализации разобран принцип работы лабораторной установки OFITE и метод моделирования скважинных условий работы цементного раствора. Приведены графики, полученные в результате испытаний цемента, и их интерпретация. Установлено, что в большинстве случаев цементные системы без модификации соответствующими реагентами не способны сдерживать миграцию флюида в процессе перехода из жидкого состояния в твердое, а также что миграция флюида происходит в течение критического периода при схватывании цемента – спустя 3–8 часов твердения. В результате проведенных работ выявлено, что выбранный способ оценки и модифицирования цементных систем позволяет повысить потенциал эффективного решения проблемы миграции пластовых флюидов путем снижения вероятности образования заколонных перетоков.

Ключевые слова: миграция газа, время переходного периода, цементирование, затрубное пространство, заколонные перетоки, крепление, тампонажный цемент, межколонное давление

Для цитирования: Аверкина Е.В., Коротков А.В., Алабердин Л.С. О необходимости контроля миграции газа при цементировании скважин // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 149–157. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157>. EDN: NAJZRE.

TECHNOLOGY AND EQUIPMENT OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Original article

To necessity of gas migration control under well cementing

Elena V. Averkina^{a✉}, Alexey V. Korotkov^b, Lev S. Alaberdin^c

^{a-c}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. Well construction and operation is often complicated by the occurrence of formation fluids and their movement through the annulus as a result of poor-quality cementing. It is possible to reduce costs and time for eliminating behind-the-casing and inter-casing flows significantly due to effective preventing of these phenomena. The purpose of the research is to present the analysis results of the factors causing the development of the formation fluid flow channels during cementing as well as to find a solution to the problem of well annulus flows. The research involved the examination of the mechanisms of the processes occurring under cement slurry evolution in the well annulus under well-casing, existing methods for solving the problem of formation fluid migration, as well as the ways to prevent them. The authors propose a method preventing the formation of migration channels, which they think is the most promising to eliminate the adverse effects of the named problem. To implement the method, the operation principle of the OFITE laboratory installation is analyzed as well as the modeling method for cement slurry borehole conditions. The graphs obtained as a result of cement tests and their interpretation are given. It has been determined that in most cases cement systems not modified by appropriate reagents are not able to restrain fluid migration during the transition from liquid to solid state. Moreover, fluid migration occurs during a

© Аверкина Е.В., Коротков А.В., Алабердин Л.С., 2024



critical period under cement setting after 3–8 hours of hardening. As a result of the work carried out, it was revealed that the chosen method of evaluating and modifying of cement systems makes it possible to increase the potential for an effective solution of the problem of formation fluid migration by decreasing the probability of behind-the-casing flow formation.

Keywords: gas migration, transition time, cementing, annulus, behind-the-casing flows, well-casing, oil-well cement, inter-casing pressure

For citation: Averkina E.V., Korotkov A.V., Alaberdin L.S. To necessity of gas migration control under well cementing. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):149-157. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157>. EDN: NAJZRE.

Введение

Миграция газа (флюида) в скважине представляет собой явление движения газа по затрубному пространству. Движение это в основном вертикальное, поскольку процесс миграции обусловлен разностью плотностей сред, находящихся в скважине. Оно вызывается многочисленными взаимосвязанными факторами, способствующими перемещению газа в затрубном пространстве обсадных колонн скважины.

Проблема миграции газа в процессе закладки тампонажного раствора, а также при его твердении является достаточно актуальной в наше время. Суть ее заключается в том, что миграция газа во время цементирования вызывает несвязность структуры получаемого цементного камня, вследствие чего возникает негерметичность цементного кольца, что в дальнейшем приводит к возникновению межколонных перетоков. Появляющиеся межколонные перетоки приводят к обводнению скважины и безвозвратной потере нефти и газа, а также создают угрозу для окружающей среды. Данному вопросу посвящено большое количество научных исследований и публикаций [1–3].

Авторы разделяют межколонные газопроявления на две группы: газопроявления, обусловленные непосредственным поступлением газа из продуктивных горизонтов через цементное кольцо по контакту цементного камня со стенками скважины и обсадной колонной; межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью обсадных колонн [4, 5]. Поступление газа из пласта в заколонное пространство может произойти тогда, когда давление в затрубном пространстве в зоне газоносного интервала падает ниже величины давления пластового газа, то есть появляется градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину. Перетекающий газ может достигнуть либо устья, либо мигрировать в вышележащие пласты [6].

Наибольший интерес представляют факторы первой группы, так как в специфических

условиях скважин возникают различные процессы и явления, способствующие формированию флюидопроявляющих каналов в структуре цементного камня, который может разрушаться за счет явления осмоса, агрессивного воздействия высокоминерализованного пластового флюида, действия термических напряжений, депрессии на пласты, седиментации, упругой деформации обсадной колонны во время испытания ее на герметичность, перфорации и т. д. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно разделить их на две группы: проявляющиеся во время ожидания затвердевания цемента и после. В основном это связывают с технологией крепления и применяемыми тампонажными материалами, не учитывающими фактические геолого-технические условия скважин [7–9].

Таким образом, решение проблемы обеспечения качественной изоляции затрубного пространства при цементировании скважин является важнейшей задачей.

Материалы и методы исследования

Рассмотрим механизмы процессов, протекающих при эволюции цементного раствора. Выделяются три основных периода:

1. Процесс гидратации. При смешении цемента с водой происходит растворение зерен вяжущего вещества, возникновение новообразований, образование пересыщенного раствора. В этом состоянии столб раствора полностью передает гидростатическое давление на пласт, чем препятствует внедрению флюида.

2. Структурообразование и схватывание. По мере роста кристаллов новообразований прочность коагуляционной структуры повышается, увеличивается число их контактов и возникает непосредственная связь между частицами [10]. Вместе с тем под действием перепада давлений цементный раствор способен отделять несвязную воду (процесс фильтрации). Преобладающее влияние в системе приобретают прочные химические связи, однако высокое значение фильтрации



нарушает процесс роста новообразований и снижает количество таких связей, что в свою очередь снижает прочность образующейся структуры. Именно в этот промежуток времени возникает риск миграции газа, так как в процессе структурообразования и водоотдачи гидростатическое давление столба снижается, но прочность структуры суспензии еще не способна препятствовать внедрению флюида. В начальной стадии схватывания цементного раствора, пока цемент имеет еще слабую структуру, остается возможность образования вязкоупругих трещин. Позднее, когда структура образующегося камня становится достаточно прочной, вторжение газа и последующее его перемещение продолжается в поровом пространстве, чтобы противостоять этому эффекту. Проникнув в поровое пространство, газ может подниматься благодаря выталкивающей силе. Также высокое давление в пласте может проталкивать газ дальше по затрубному пространству.

3. Твердение – окончательное формирование кристаллизационной структуры, имеющей высокую механическую прочность и упругие свойства. Разрушение связей между частицами таких структур необратимо. В большинстве случаев газ не может более мигрировать внутри кольцевого пространства, но остается возможность его движения через каналы на границах раздела сред или через места механических нарушений цементного камня [10–12].

Состояние тампонажного камня зависит от консистенции смеси к моменту схватывания. В результате неравномерного уплотнения смеси прочность и проницаемость различны по высоте столба тампонажного камня.

На основе вышесказанного можно выделить три основные причины миграции газа: выталкивающая сила, давление пласта и структурные изменения цемента.

Именно в процессе формирования камня в скважине и совершаются процессы, которые приводят к образованию в нем флюидопроводящих каналов, дающих начало таким явлениям, как фонтаны, перетоки флюидов и проявления межколонных давлений¹ [12–15].

Для решения проблемы миграции газа существуют следующие технические и технологические решения: установка заколонных пакеров или цементных мостов в потенциально

опасной зоне, проведение ремонтно-изоляционных работ после цементирования. Кроме ряда преимуществ, названные способы имеют некоторые недостатки в виде ограничения применения, усложнения технологии крепления и увеличения непроизводительного времени [16–19]. Также решить проблему заколонных перетоков возможно, приняв меры по предупреждению возникновения каналов в процессе крепления с помощью уменьшения проницаемости матрицы систем цементных растворов и регулировки их свойств. Определить факт миграции газа сквозь твердеющую смесь можно, используя метод исследования на лабораторном анализаторе миграции флюидов и газа OFITE.

Анализатор позволяет на конкретной тампонажной смеси спрогнозировать и оценить процесс миграции газа после доставки цементного раствора. На данной испытательной лабораторной установке возможно воспроизведение таких внутрискважинных условий, как температура, гидростатическое и пластовое давления, градиент давлений, вызывающий переток флюидов (прорыв) через цементное кольцо из области высокого давления в область низкого давления [4].

Процедура тестирования позволяет в реальном времени оценивать миграцию флюида в течение критического периода перехода цементного раствора из жидкого состояния в твердое, когда проникновение наиболее вероятно. Такие ключевые параметры, как водоотдача, гидравлическое давление столба цемента на пласт, стабильность матрицы цемента, объемы фильтрата, температура, расход газа и другие переменные величины непрерывно отслеживаются, автоматически измеряются, заносятся в базу данных компьютера и отображаются в реальном времени. На рис. 1 представлена принципиальная схема анализатора.

Ячейка анализатора оснащена полым поршнем, который в процессе испытания располагается над цементным раствором, и сетчатыми фильтрами. Давление гидростатики прикладывается к поршню, а давление газа (давление прорыва) оказывает воздействие на раствор через поршень. По мере затвердевания цементный раствор может становиться проницаемым, а газ – мигрировать сквозь него.

¹ Бекбаев А.А. Совершенствование рецептур облегченных расширяющихся тампонажных материалов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. Уфа, 2019. 24 с.

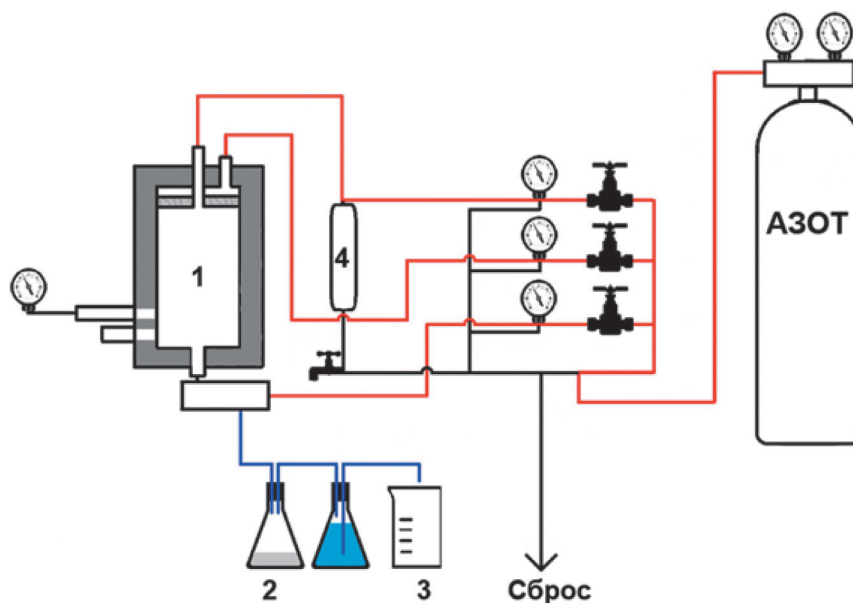


Рис. 1. Принципиальная схема анализатора:

1 – испытуемый раствор; 2 – фильтрат; 3 – объем прошедшего газа; 4 – верхний фильтрат

Fig. 1. Schematic diagram of the analyzer:

1 – test solution; 2 – filtrate; 3 – volume of the gas flown; 4 – upper filtrate

Процесс исследований осуществляется в следующей последовательности: цементный раствор, приготовленный согласно рекомендациям API 10B-2², кондиционируется в термобарическом консистометре с моделированием скважинных условий в течение расчетного времени его доставки на требуемый интервал крепления, затем помещается в ячейку анализатора миграции газа и тестируется согласно схеме испытания.

В результате исследований появляется комплекс данных для проведения анализа протекающих процессов с точки зрения миграции газа сквозь затвердевающую смесь – на границе процессов структурообразование-схватывание-твердение.

Результаты исследования и их обсуждение

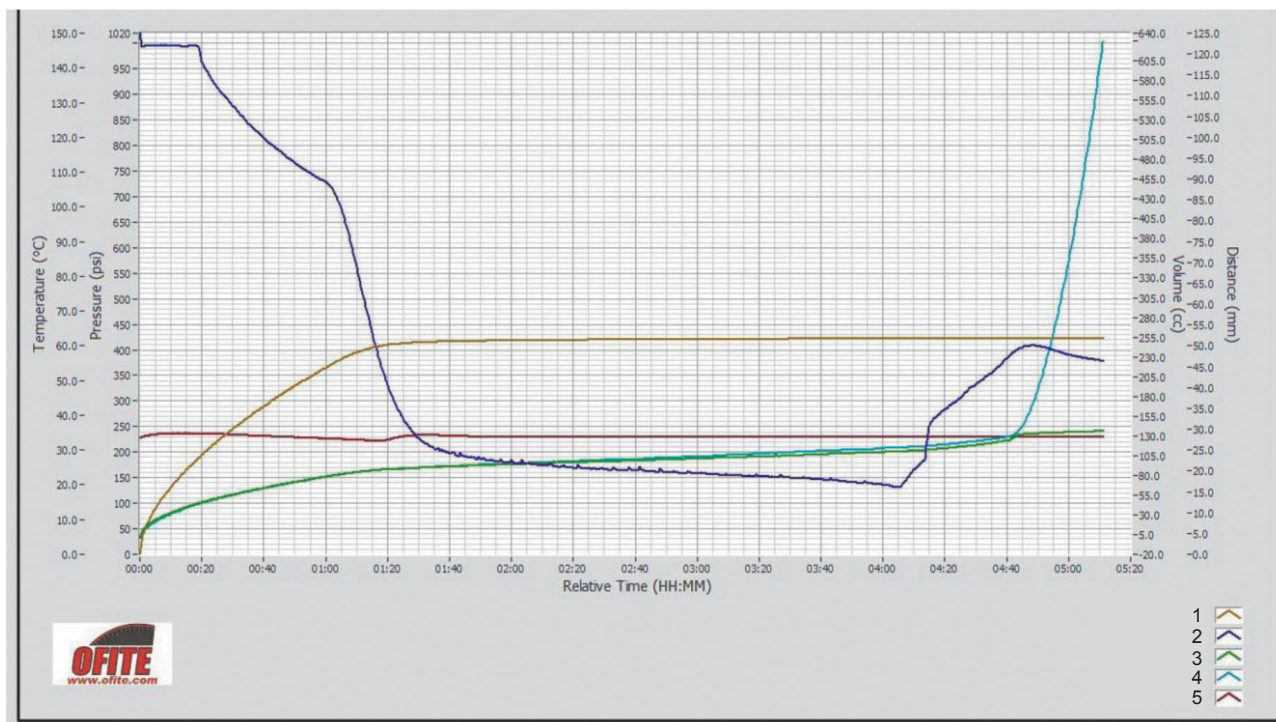
В исследовательской лаборатории кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета проведен ряд исследований цементных систем, используемых при креплении обсадных колонн в интервалах возможных проявлений пластовых флюидов на месторождениях Восточной Сибири.

Выявлено, что в большинстве случаев цементные системы на основе портландцемента

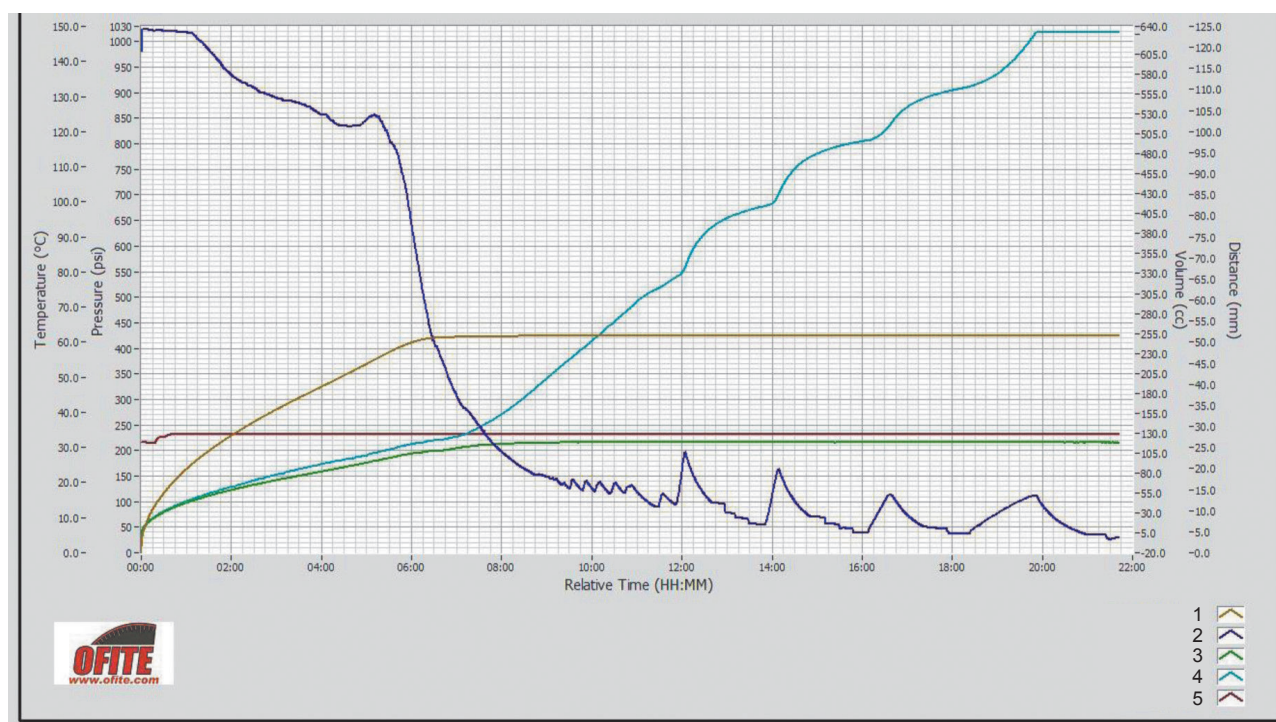
типа I-G, без модификации соответствующими реагентами допускают миграцию флюида в процессе перехода из жидкого состояния в твердое. Ниже приведены характерные графики (рис. 2) тестирования такого цементного раствора, отражающие наступление факта миграции из области высокого давления в область более низкого давления, о чем свидетельствует увеличение значения Gas Volume при неизменных показаниях шкалы Filtrate Volume. На основе серии экспериментов выделяется тот факт, что миграция флюида происходит в течение критического периода при схватывании цемента – спустя 3–8 часов твердения.

Интерпретируя полученные результаты очевидно, что за время тестирования давление, передаваемое столбом цементного раствора на датчик (Pore Pressure), снизилось до минимальных значений (ниже давления участка, имитирующего флюидо-проявляющий пласт) вследствие влияния совокупности факторов (фильтрация, усадка, набор прочности структуры геля, схватывание). Произошла миграция газа сквозь образцы от участка, имитирующего пласт с высоким давлением, к участку, имитирующему пласт с низким давлением, о чем свидетельствуют увеличения значений Gas Volume при неизменных показаниях шкалы Filtrate Volume (см. рис. 2).

² API RP 10B-2: 2013. Recommended practice for testing well cements. Режим доступа: <https://www.api.org/~media/files/publications/whats%20new/10b-2%20e2%20pa.pdf> (дата обращения: 05.02.2024).



a



b

Рис. 2. Графики протекающих процессов в цементном растворе с зафиксированными случаями миграции газа:

а – прорыв газа произошёл спустя 4 часа 47 минут; б – прорыв газа произошёл спустя 7 часов 30 минут
1 – Piston Distance, расстояние, пройденное поршнем под действием давления, имитирующего гидростатическое в затрубном пространстве, мм, на соответствующей шкале справа от графика; 2 – Pore Pressure, значение давления, передаваемого столбом цементного раствора под действием гидростатического давления, МПа, на соответствующей шкале слева от графика; 3 – Filtrate Volume, значение объема фильтрата, выделившегося из цементного раствора под действием давления, имитирующего гидростатическое в затрубном пространстве, см³, на шкале Volume справа от графика; 4 – Gas Volume, значение объема газа, см³, на шкале Volume справа от графика; 5 – Sample Temperature, значение температуры образца, °C, на соответствующей шкале слева от графика



Fig. 2. Graphs of the processes occurring in cement slurry with recorded cases of gas migration:

a – gas breakthrough occurred 4 hours 47 minutes later; b – gas breakthrough occurred 7 hours 30 minutes later
1 – Piston Distance, piston travel under the pressure simulating hydrostatic pressure in the annulus, mm, on the corresponding scale on the graph right side; 2 – Pore Pressure, the value of the cement slurry column pressure under the action of the hydrostatic pressure, MPa, on the corresponding scale on the graph left side; 3 – Filtrate Volume, the value of the filtrate volume released from the cement slurry under the pressure simulating hydrostatic pressure in the annulus, cm³, on the Volume scale on the graph right side; 4 – Gas Volume, the value of the gas volume, cm³, on the Volume scale on the graph right side; 5 – Sample Temperature, the value of the sample temperature, °C, on the corresponding scale on the graph left side

С целью повышения качества крепления в виде снижения вероятности образования заколонных перетоков были проведены испытания различных модифицированных цементных систем, обработанных газоблокаторами компрессионного типа на латексной основе, а также на основе синтетических сульфированных полимеров и полимеров на основе акриловой кислоты известных производителей.

Применение таких цементных систем позволяет стабилизировать структурно-реологические свойства раствора, снизить его фильтрацию и предотвратить образование каналов миграции флюидов.

На рис. 3 приведен характерный график процесса формирования цементного камня без миграции газа. Данный график отражает классический профиль кривых в случае, когда миграции газа сквозь образец не произошло.

Об этом свидетельствует идентичность роста значений Gas Volume и Filtrate Volume на кривых графика при том, что давление, передаваемое цементной системой раствор – камень (Pore Pressure), снизилось до минимальных значений, что, в свою очередь, говорит о переходе из периода структурообразования и схватывания в период твердения.

Заключение

В результате исследований цементных систем становится очевидным, что использование специализированных добавок позволяет повысить качество крепления обсадных колонн с точки зрения решения проблемы миграции пластовых флюидов по каналам, образовавшимся в цементном камне на начальном этапе его формирования.

Таким образом, благодаря использованию данного испытательного стенда появля-

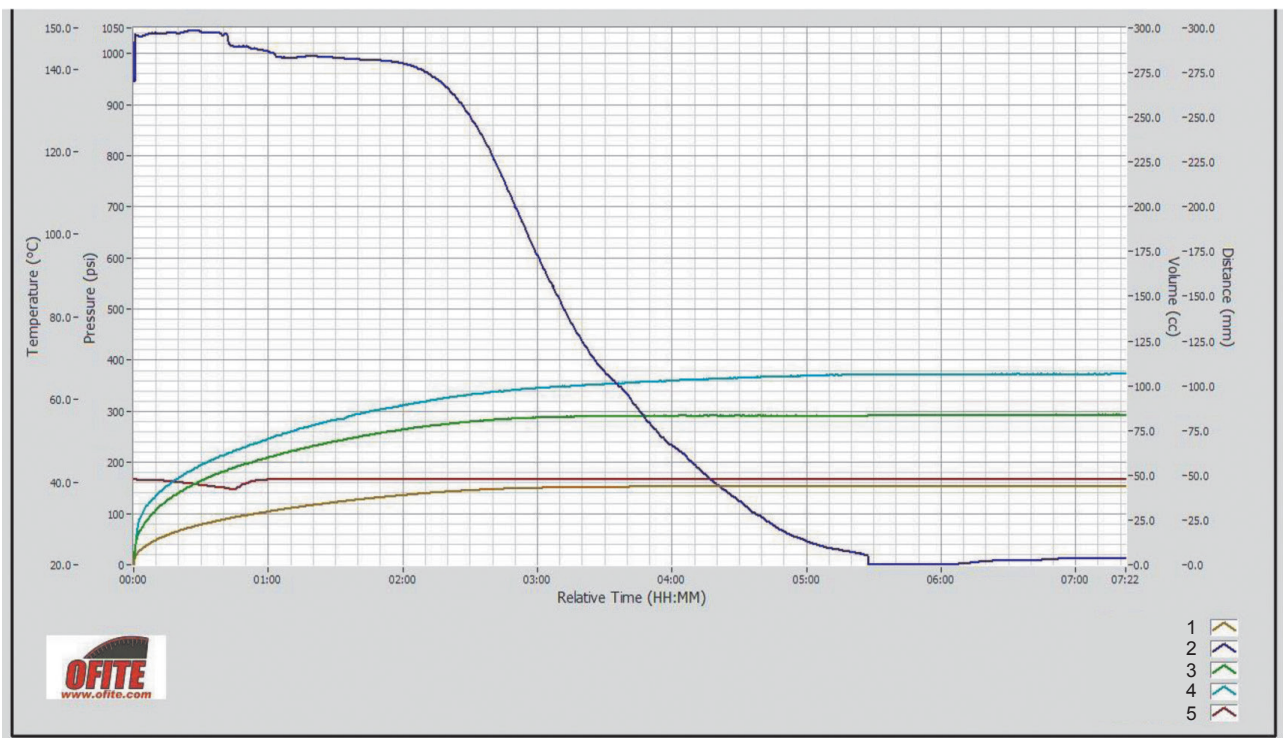


Рис. 3. График протекающих процессов в цементном растворе без миграции газа

Условные обозначения см. в подписи к рис. 2

Fig. 3. Graph of the processes occurring in the cement slurry without gas migration

For the legend see the caption to Fig. 2



ется возможность сравнения разных рецептур цементных систем для определения оптимального состава тампонажного раствора под конкретные условия строительства скважин.

Рассмотренная тема может быть использована в качестве основы для дальнейшего изучения и анализа актуальных разработок в области предотвращения заколонных перетоков по причине миграции газа.

Список источников

1. Гасумов Р.А., Гридин В.А., Овчаров С.Н., Гасумов Э.Р. Исследование причин заколонных проявлений при цементировании скважин эксплуатационной колонны // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 4. С. 125–136.
2. Егорова Е.В., Выборнова Т.С. Анализ образования флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин и мероприятия по обеспечению качественной крепи // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2017. № 2. С. 46–49. Режим доступа: <https://neftgaz.ru/science/development/331551-analiz-obrazovaniya-flyuidoproayavlyayushchikh-kanalov-v-zatsementirovannom-prostranstve-skvazhin-i-m/?ysclid=lw4d8kzzvq821251377> (дата обращения: 26.02.2024).
3. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 141–144. EDN: SVSDSV.
4. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc // Бурение и нефть. 2008. № 3. С. 49–51. EDN: KXUNBN.
5. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. Т. 3. М.: Недра, 1998. 410 с.
6. Bonett A., Pafitis D. Getting to the root of gas migration // Oilfield Review. 1996. Iss. 8. P. 36–49.
7. Tao C., Rosenbaum E., Kutchko B.G., Massoudi M. A brief review of gas migration in oilwell cement slurries // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 9. P. 2369. <https://doi.org/10.3390/en14092369>.
8. Nelson E.B., Guillot D. Well cementing. Houston: Schlumberger, 2006. 774 p.
9. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5. С. 64–71. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
10. Лихушин А.М., Киршин В.И. Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3. С. 68–72. EDN: WJGQCT.
11. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Газовая промышленность. 2018. № 8. С. 54–59. EDN: XYUNPN.
12. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Шакирова Э.В., Аверкина Е.В. Использование отходов кремниевого производства в качестве добавок, улучшающих технологические показатели тампонажных растворов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 6. С. 122–130. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3428>. EDN: HUPJMW.
13. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5. С. 64–71. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
14. Салахов Р.М., Нургалиев А.Р. Разработка рецептуры тампонажного раствора для предупреждения газопорыва в период ожидания затвердевания цемента // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 197–199. EDN: JXCQBZ.
15. Аникеева Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. № 3. С. 61–75. <https://doi.org/10.29222/irpng.2078-5712.2021-34.art5>. EDN: BAAUIG.
16. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>.
17. Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U. An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // International Petroleum Technology Conference. Beijing, 2013. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>.
18. Мухаметшин Д.М., Ваганов Ю.В., Билецкий А.А., Мухаметшин А.Д. Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4. С. 119–127. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-119-127>. EDN: QDWFIX.
19. Блинов П.А., Шаньширов А.В., Черемшанцев Д.М., Кузнецова Н.Ю., Никишин В.В. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 11. С. 115–123. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3726>. EDN: HWELIO.

References

1. Gasumov R.R., Gridin V.A., Ovcharov S.N., Gasumov E.R. Research the causes of annular manifestations during cementing of wells production casing. *Science. Innovations. Technologies*. 2017;4:125-136. (In Russ.).



2. Egorova E.V., Vybornova T.S. Analysis of fluid channel formation in the cemented space of wells and measures to ensure high-quality support. *Business magazine Neftegaz.ru*. 2017;2:46-49. Available from: <https://neftegaz.ru/science/development/331551-analiz-obrazovaniya-flyuidoproyavlyayushchikh-kanalov-v-zatsementirovannom-prostranstve-skvazhin-i-m/?ysclid=lw4d8kzzvq821251377> [Accessed 26th February 2024]. (In Russ.).
3. Piskunov A.I. Behind-the-casing flows and analysis of the causes of their occurrence. *Problems of hydrocarbon and ore mineral deposit development*. 2014;1:141-144. (In Russ.). EDN: SVSDSV.
4. Zhu D.P. Gas migration analyzer of company OFI Testing Equipment, Inc. *Drilling and Oil*. 2008;3:49-51. (In Russ.). EDN: KXUNBH.
5. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Budnikov V.F. *Theory and practice of well completion*. In 5 vol. Vol. 3. Moscow: Nedra; 1998, 410 p. (In Russ.).
6. Bonett A., Pafitis D. Getting to the root of gas migration. *Oilfield Review*. 1996;8:36-49.
7. Tao C., Rosenbaum E., Kutchko B.G., Massoudi M. A brief review of gas migration in oilwell cement slurries. *Energies*. 2021;14(9):2369. <https://doi.org/10.3390/en14092369>.
8. Nelson E.B., Guillot D. *Well cementing*. Houston: Schlumberger, 2006. 774 p.
9. Kurbanov Ya.M., Cheremisina N.A. Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time. *Oil and Gas Studies*. 2019;5:64-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
10. Likhushin A.M., Kirshin V.I. Designing high-tight underground gas storages to store helium or helium concentrate. *News of Gas Science: Collection of Scientific and Technical Works*. 2015;3:68-72. (In Russ.). EDN: WJGQCT.
11. Kashkapeev S.V., Novikov S.S. Special features of the intercasing pressure formation in the well and set of studies for their diagnostics. *Gas Industry Journal*. 2018;8:54-59. (In Russ.). EDN: XYUHPN.
12. Buglov N.A., Butakova L.A., Shakirova E.V., Averkina E.V. Use of silicon production wastes as additives improving the process properties of the cement slurries. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333;6:122-130. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3428>. EDN: HUPJMW.
13. Kurbanov Ya.M., Cheremisina N.A. Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time. *Oil and Gas Studies*. 2019;5:64-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
14. Salakhov R.M. Development of a cement slurry formulation to prevent gas breakthrough during the waiting period for cement hardening. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*. 2019;1:197-199. (In Russ.). EDN: JXCQBZ.
15. Anikeeva E.S. The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2021;3:61-75. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5>. EDN: BAAUIG.
16. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells. In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers; 2009. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>.
17. Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U. An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability. In: *International Petroleum Technology Conference*. Beijing; 2013. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>.
18. Mukhametshin D.M., Vaganov Yu.V., Biletskiy A.A., Mukhametshin A.D. An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen Region. *Oil and Gas Studies*. 2022;4:119-127. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-119-127>. EDN: QDWFIX.
19. Blinov P.A., Shansherov A.V., Cheremshantsev D.M., Kuznetsova N.Yu., Nikishin V.V. Analysis and selection of a grouting mixture, resistant to dynamic loads, in order to improve the support tightness quality in the annulus. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333(11):115-123 (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3726>. EDN: HWELIO.

Информация об авторах / Information about the authors



Аверкина Елена Владимировна,

старший преподаватель кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ averkina@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-5492-4079>

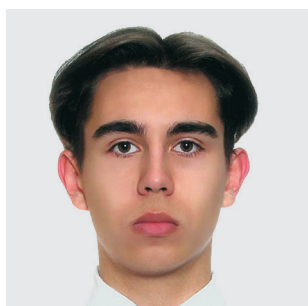
Elena V. Averkina,

Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Engineering,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ averkina@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-5492-4079>



Коротков Алексей Валерьевич,
заведующий учебно-исследовательской лабораторией
буровых растворов и крепления скважин,
магистрант,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
korotkov@ex.istu.edu
[https://orcid.org/ 0009-0008-4293-7607](https://orcid.org/0009-0008-4293-7607)
Alexey V. Korotkov,
Head of the Research Laboratory of Drilling Muds and Well Cementing,
Master's Degree Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
korotkov@ex.istu.edu
[https://orcid.org/ 0009-0008-4293-7607](https://orcid.org/0009-0008-4293-7607)



Алабердин Лев Сергеевич,
студент,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
leffalab@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-2953-2405>
Lev S. Alaberdin,
Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
leffalab@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-2953-2405>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Е.В. Аверкина – разработка концепции статьи, написание текста статьи, анализ и обсуждение результатов.

А.В. Коротков – проведение исследований, анализ и интерпретация полученных данных, написание текста статьи, обсуждение результатов.

Л.С. Алабердин – подбор и анализ литературы, написание текста статьи, оформление статьи по требованиям

Elena V. Averkina developed the concept and wrote the text of the article, analyzed and discussed the results.
Aleksey V. Korotkov conducted the research, analyzed and interpreted the data obtained, wrote the text of the article, discussed the results.

Lev S. Alaberdin selected and reviewed the literature, wrote the text of the article, formatted the article according to the requirements.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 14.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 08.04.2024.

The article was submitted 14.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 08.04.2024.



ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Обзорная статья

УДК 622.852.2

EDN: BFLYQQ

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-158-169

**Внутрипластовая закачка буровых отходов
в тектонически экранированные ловушки****К.В. Ушаков^a, Н.В. Зиновьев^b, В.В. Ткачев^c, Г.Р. Романов^d**^aООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия^bООО «Иркутская нефтяная компания», Иркутск, Россия^{c,d}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Цикл бурения любой скважины сопровождается производством огромного количества отходов, содержащих в своем составе химические вещества и реагенты, которые являются основным потенциальным и масштабным загрязнителем окружающей среды. Положительная тенденция роста объемов разведочного и эксплуатационного бурения на суше, связанная с необходимостью поддержания объемов добычи нефти в нашей стране, напрямую указывает на увеличение объемов буровых отходов, преимущественное количество которых накапливается в шламовых амбарах. Проблема утилизации, переработки постоянно растущих объемов буровых отходов в совокупности с необходимостью соблюдения строгих требований природоохранных мероприятий требует применения инновационных и комплексных подходов. Для решения такого рода задач была разработана концепция утилизации буровых отходов в тектонически экранированных ловушках, которая предлагает эффективный и безопасный способ утилизации буровых отходов, реализуя принцип «нулевого сброса» отходов в окружающую среду, что с ужесточением норм экологического контроля приобретает все большую актуальность не только в условиях шельфового бурения, но и на суше. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа преимуществ закачки буровых отходов в тектонически экранированные ловушки по сравнению с другими возможными методами подземной утилизации. Авторами рассмотрены особенности подготовительного этапа проведения указанного метода. Описан опыт применения технологии. Представлен комплекс оборудования российской компании для подготовки и закачки отходов бурения в пласт. На примере геологического разреза приведен пример скважины, с высокой долей вероятности пробуренной в тектонически изолированную ловушку и перспективной для перевода под осуществление закачки отходов бурения.

Ключевые слова: закачка в пласт, тектонически экранированные ловушки, утилизация буровых отходов, безопасный способ утилизации буровых отходов, нулевой сброс

Для цитирования: Ушаков К.В., Зиновьев Н.В., Ткачев В.В., Романов Г.Р. Внутрипластовая закачка буровых отходов в тектонически экранированные ловушки // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 158–169. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-158-169>. EDN: BFLYQQ.

TECHNOLOGY AND EQUIPMENT OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Review article

In-situ injection of drilling waste into tectonically screened traps**Kirill V. Ushakov^a, Nikita V. Zinoviev^b, Vladislav V. Tkachev^c, Grigory R. Romanov^d**^aTaas-Yuryakh Neftgazodobycha LLC, Irkutsk, Russia^bIrkutsk Oil Company LLC, Irkutsk, Russia^{c,d}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. The drilling cycle of any well is accompanied by the production of a huge amount of waste containing chemicals and reagents, which are main potential causes of large-scale environmental pollution. The positive trend in the growth of the on-shore exploration and production drilling associated with the need to maintain oil production in our country clearly shows an increase in the volume of drilling waste, which is predominantly accumulated in slurry ponds. The problem of constantly growing volumes of drilling waste disposal and recycling together with the need to comply with strict requirements of environmental protection measures requires the use of innovative and integrated approaches. To solve the problems of this kind, the concept of drilling waste disposal in tectonically screened traps has been developed. It offers an efficient and safe

© Ушаков К.В., Зиновьев Н.В., Ткачев В.В., Романов Г.Р., 2024



way of drilling waste disposal via the implementation of the principle of waste “zero discharge” into the environment, which increases its relevance since the environmental control standards are becoming stricter for both onshore and offshore drilling. The purpose of this study is to present the analysis results of the benefits of drilling waste injection into tectonically screened traps as compared with other possible underground disposal methods. The article deals with the features of the preparatory stage of this method and the application experience of the technology described. A set of equipment of the Russian company for the preparation and injection of drilling waste into the reservoir is presented. Using the case of a geological section, an example of a well is given, which with high probability has been drilled into a tectonically screened trap and is promising for drilling waste injection.

Keywords: injection into the reservoir, tectonically screened traps, drilling waste disposal, a safe method of drilling waste disposal, zero discharge

For citation: Ushakov K.V., Zinoviev N.V., Tkachev V.V., Romanov G.R. In-situ injection of drilling waste into tectonically screened traps. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):158-169. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-158-169>. EDN: BFLYQQ.

Введение

Накопление отходов бурения, образующихся в процессе разведки и добычи углеводородов, оказывает негативное воздействие на здоровье человека и окружающую среду. Основной объем отходов составляет буровой шлам, выносимый из скважины. В России ежегодно образуется от 10 до 25 млн т буровых отходов, из которых утилизируется не более 10 % [1]. Важной проблемой при обращении с данным видом отходов является выбор оптимальной схемы их утилизации или обезвреживания.

Буровые отходы имеют различный состав и могут представлять выбуренную породу, отработанный буровой раствор, буровые сточные воды и их отстой, буровой шлам и др. В связи с тем, что буровой шлам состоит на 60–80 % из породы, на 8–10 % из органического вещества, на 6 % из водорастворимой соли, а также из нефти и утяжелителей [2], в основном отрицательный эффект будет оказывать воздействие на окружающую среду химических реагентов, минеральных солей и нефтепродуктов.

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации пытается снизить воздействие нефтяной отрасли на окружающую среду за счет ужесточения законодательных норм, в том числе в сфере обращения с отходами бурения. В связи с этим существует необходимость в применении оптимального решения для безопасной и долгосрочной утилизации таких материалов. Возвращение добытых ресурсов в почву снижает

воздействие на почвенный покров и затраты на хранение, транспортировку и утилизацию отходов, образующихся при бурении и освоении скважин [3]. Технология обратной закачки буровых отходов на суше может использоваться в различных климатических условиях, что дает ей преимущество перед другими видами утилизации отходов.

Технология закачки буровых отходов и нефтешлама в пласт является перспективной и уже испытана в Северном море, Норвегии, на Аляске, в Мексиканском заливе и Венесуэле. В России технология закачки отходов бурения в пласт впервые была использована в 2004 году компанией «Сахалин Энерджи» на морских месторождениях острова Сахалин [4]. В 2016 году на Приразломном месторождении в Баренцевом море компания «Газпром нефть шельф» ввела в промышленную эксплуатацию поглощающую скважину¹. В 2017 году компания «Роснефть» провела опытные испытания по утилизации отходов бурения в пласт на территории Нижневартовского района (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра) с производительностью комплекса более 140 тыс. м³ бурового шлама в год².

Тектонически экранированные ловушки представляют собой геологические образования, обладающие способностью удерживать загрязняющие вещества из отходов бурения. Они образуются в результате естественных геологических процессов, то есть сейсмической активности и тектонических движений [5].

Существуют другие методы утилизации буровых отходов с помощью закачки их в пласт.

¹ В ХМАО Роснефть применила инновационный метод утилизации отходов бурения путем их обратной закачки в пласт // Neftegaz.ru. Режим доступа: <https://neftgaz.ru/news/drill/207049-v-khmao-rosneft-primenila-innovatsionnyy-metod-utilizatsii-otkhodov-bureniya-putem-ikh-obratnoy-zaka/> (дата обращения: 04.01.2024).

² «Роснефть» применила в Югре инновационный метод утилизации отходов бурения // Rosneft.ru. Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/187683/> (дата обращения: 04.01.2024).



Это закачка с гидроразрывом пласта и закачка в специально построенные подземные резервуары в многолетнемерзлых породах. Закачка в пласт с проведением гидроразрыва пласта несет за собой большие риски. Незапланированное расширение трещин может привести к попаданию отходов в водоемы и распространению вредных веществ, что экологически небезопасно [6]. Закачка же в построенные резервуары в многолетнемерзлых породах является в первую очередь дорогой технологией, но и, помимо этого, сопряжена с рисками. На планете, как известно, наблюдается потепление вследствие роста среднегодовой температуры, и зона многолетнемерзлых пород через несколько десятков лет может исчезнуть, что приведет к оттаиванию замороженных отходов и загрязнению почвы и воды на поверхности, а это также экологически недопустимо. В свою очередь, закачка в тектонически экранированные ловушки является безопасным и относительно недорогим методом утилизации, поскольку ловушки полностью гидрогеологически изолированы, то есть не имеют связи с водой и другими горизонтами и исключают возможность загрязнения подземных вод.

На многих сухопутных месторождениях имеются скважины, пробуренные в ожидаемой нефтеносной зоне, но вышло так, что они дали небольшой приток или вообще не дали притока. На такие скважины неприменимы методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи. На рис. 1 приведен пример подобной скважины, расположенной на одном из месторождений Иркутской области.

С высокой вероятностью такие скважины располагаются в тектонически изолированной ловушке, что должно быть подтверждено дополнительными исследованиями. Если будет доказано, что скважина является гидрогеологически изолированной, то ее можно использовать для закачки отходов бурения, а не ликвидировать. Это позволит не потерять денежные средства, потраченные на ее строительство.

Подготовительные работы

В целях соблюдения норм экологического законодательства реализация данного типа проекта должна сопровождаться соответствующей документацией по обращению с отходами бурения [7]. Для этого компании, принявшей решение осуществлять подобную деятельность, необходимо:

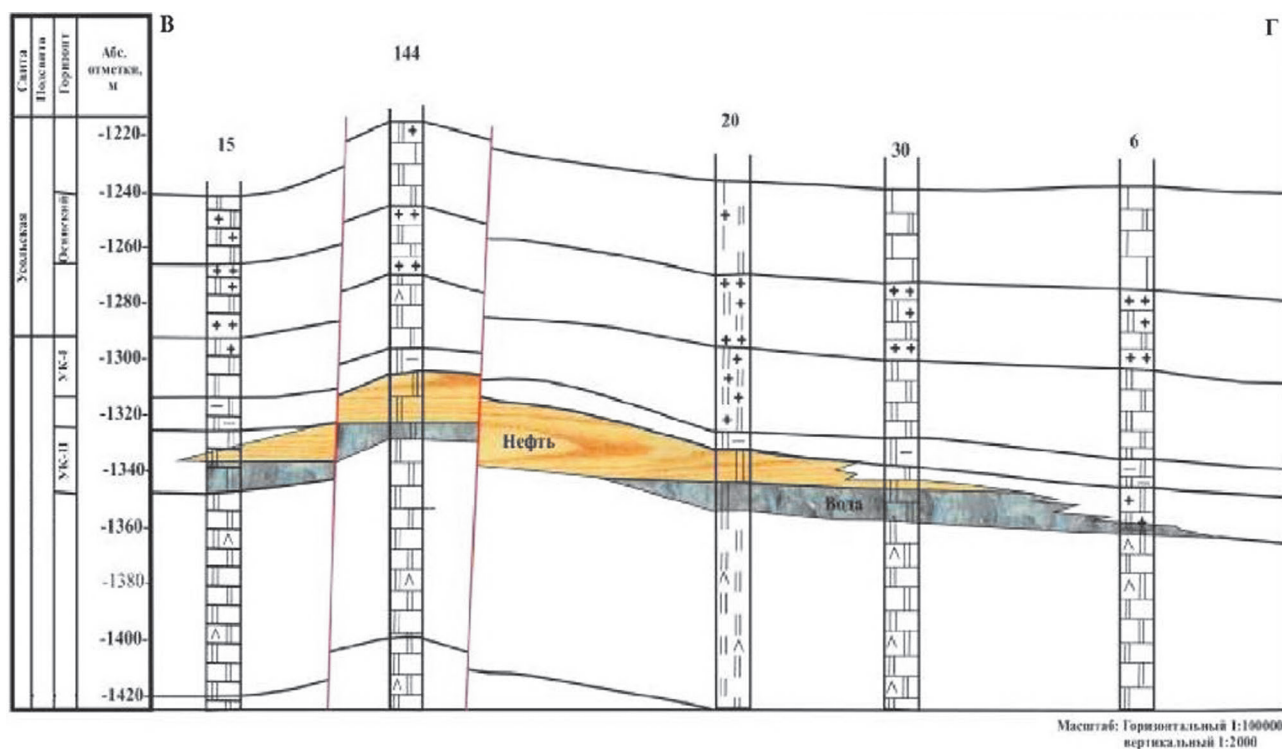


Рис. 1. Профильный геологический разрез по линии скважин 15-144-20-30-6³

Fig. 1. Profile geological section along the line of wells 15-144-20-30-6³

³ Барышев С.А., Мышевский Н.В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ Даниловской СРП № 2/91-92 масштаба 1:50000 на Даниловской площади. Иркутск, 1992. 23 с.



– определить класс опасности отходов и получить паспорт с указанием состава отходов (вода, выбуренная порода, нефтепродукты, вещества, увеличивающие вязкость пульпы);

– получить лицензию на право пользования недрами и горноотводные акты для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов на месторождениях в месте, планируемом под реализацию проекта по закачке отходов бурения в пласт;

– зарегистрировать объекты хранения отходов бурения компании в государственном реестре объектов размещения отходов;

– получить лицензию на обращение с отходами.

Перед началом реализации любого проекта проводятся геологические исследования и построение модели закачки, что позволяет эксплуатирующим компаниям исключить риски в дальнейшем процессе. Для определения схемы закачки проводится геомеханиче-

ское моделирование, а также строится гидродинамическая модель распределения порового давления [8]. Исследования начинаются с анализа геологических и геофизических данных (данные каротажа, керны и так далее) для определения первичного, то есть основного, и запасного интервалов размещения отходов. Численно моделирование процесса закачки позволяет оценить размер ловушки и рассчитать максимальное количество отходов, которое можно безопасно закачать в поглощающую скважину.

На рис. 2 изображен пример гидродинамического моделирования, которое проводится для анализа геологических неопределенностей, изменения пластового давления и риска воздействия на расположенные поблизости скважины в процессе бурения.

Технология процесса

После подтверждения пригодности пластов под закачку, проведения технико-экономического обоснования проекта, построения гидрогеологических и геомеханических моделей, получения соответствующих доку-

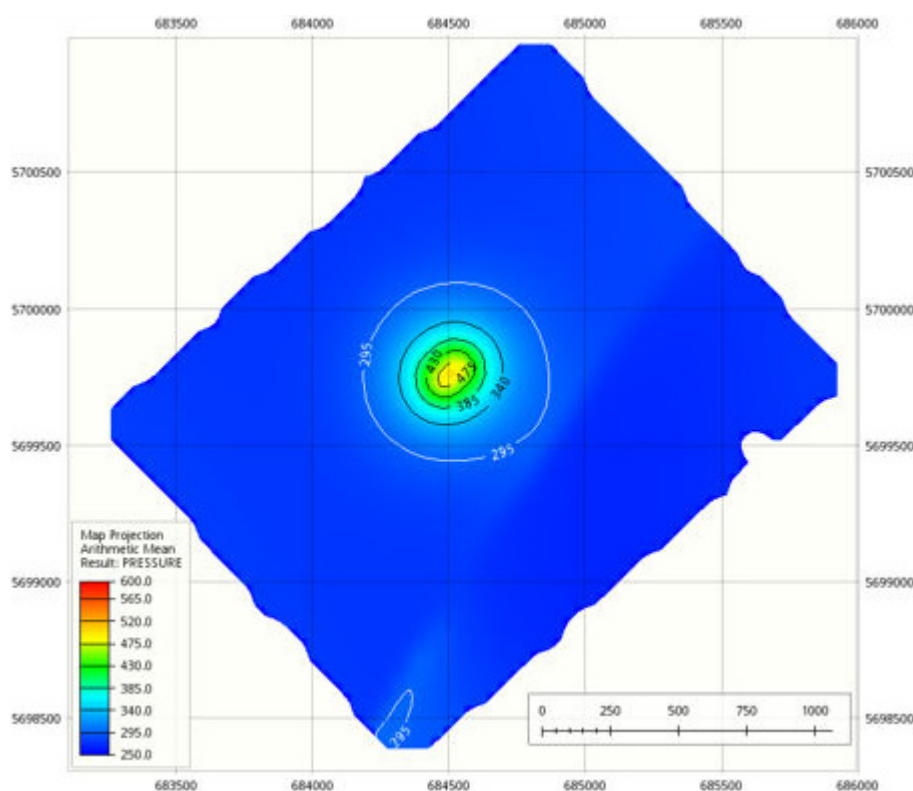


Рис. 2. Пример гидродинамического моделирования закачки⁴
Fig. 2. An example of hydrodynamic injection modeling⁴

⁴ Комплексное решение по закачке буровых отходов в пласты горных пород // Akros-llc.com. Режим доступа: <https://www.akros-llc.com/upload/iblock/da3/da3bb9868ca07c3c1e63b66b0eb71ab4.pdf> (дата обращения 08.01.2024).



ментов по обращению с отходами бурения можно переходить к практической части, которая начинается с того, что в процессе бурения скважины циркулирующий в ней буровой раствор выносит на поверхность куски горных пород и скальные остатки. На этом этапе при помощи вибросита происходит очистка бурового раствора от твердых частиц. Очищенный буровой раствор направляется на повторное использование. Камни и частицы грунта распределяются по размеру с помощью калибровочных сит. Крупнозернистый материал, к которому относятся частицы размером более 300 микрон [9], проверяется на отсутствие на поверхности остатков бурового раствора и в дальнейшем может быть использован в качестве строительного материала для отсыпки дорог и буровых площадок. Остальной материал подается в дробильную установку для измельчения твердых частицы до размера не более 80–100 мкм, после чего они смешиваются с жидкой фазой – остатками бурового раствора или водой, использованной при промывке. Естественная реология позволяет шламовой пульпе поддерживать твердую фазу во взвешенном состоянии [10]. В итоге соответствующий проектным критериям раствор закачивается в пласт нагнетательным насосом высокого давления.

Основой для транспортировки твердой фазы является шламовая пульпа. В связи с этим создание пульпы с нужными параметрами определяет успех процесса прокачки отходов в ловушку. Низкое качество может существенно снизить приемистость пласта в процессе закачки, что может снизить приемистость поглощающей скважины, а в некоторых случаях привести к полной ее потере [11]. Лабораторные испытания пульпы проводятся с использованием натуральных образцов выбуренного шлама. Качество пульпы оценивается в процессе анализа ее параметров. Лабораторные исследования (рис. 3) позволяют получить основную информацию об оптимальной концентрации загустителя пульпы для разных типов пород и допустимом времени пребывания пульпы в скважине в статическом состоянии [12].

Полевой анализ пульпы проводится в процессе реализации проекта. Параметры пульпы следует контролировать и поддерживать в рекомендуемых границах. Измерения проводятся, как минимум, для одной пробы из ка-

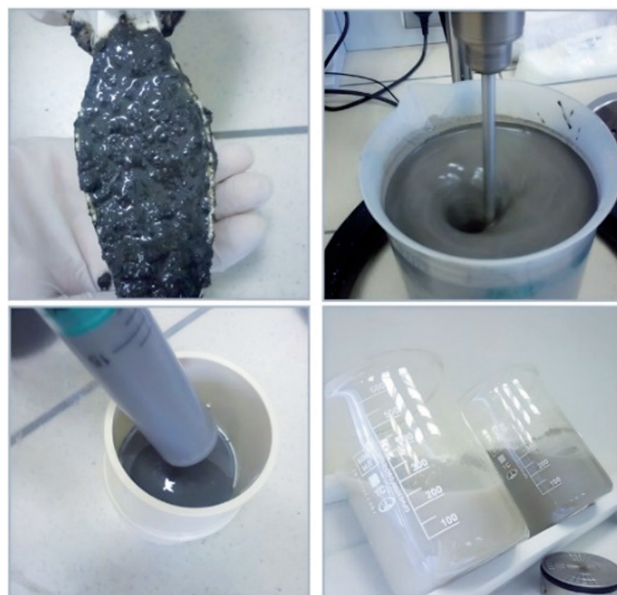


Рис. 3. Исследования шламовой пульпы в лабораторных условиях⁴
Fig. 3. Slurry research in laboratory conditions⁴

ждой порции закаченной пульпы или жидких отходов [13]. В ходе реализации проекта необходимо проводить мониторинг, анализировать качество пульпы при ее закачке в пласт. Для этого используется специальное программное обеспечение, которое в онлайн-формате позволяет контролировать технологический процесс.

Оборудование

В России нефтесервисная компания «АКРОС» применяет комплексный подход к утилизации бурового шлама, который состоит из следующих этапов:

- технико-экономическое обоснование и разработка проекта;
- лабораторные исследования пульпы;
- разработка и изготовление оборудования;
- выполнение и управление проектом;
- контроль и анализ давления.

Методы, используемые компанией, соответствуют специфике российских условий бурения и эксплуатации скважин. Комплекс по обратной закачке буровых отходов в пласт (Cutting Reinjection) включает несколько ключевых блоков (рис. 4):

- система сбора/транспортировки отходов позволяет собирать и доставлять их в систему приготовления пульпы;
- установка для приготовления пульпы является стандартной, с возможностью изменения объема емкостей;



– установка для закачки пульпы должна соответствовать требованиям по давлению на устье, скорости и подачи насосов;

– буферный накопитель должен одновременно хранить необходимое количество буровых отходов в случае единовременного выхода из строя (отказа) оборудования.

Производительность работ Cutting Injection может меняться в зависимости от типа выбуренной породы, а также количества твердой фазы⁵.

Мониторинг процесса

Процесс контроля и анализ характеристик процесса закачки шлама в пласт является частью процесса обеспечения эксплуатационного качества и безопасности проведения работ. В связи с этим процесс мониторинга необходим, чтобы снизить риски образования трещин в пласте во время такого рода операций [14].

Мониторинг давления в процессе закачки и остановки, наряду со свойствами пульпы,

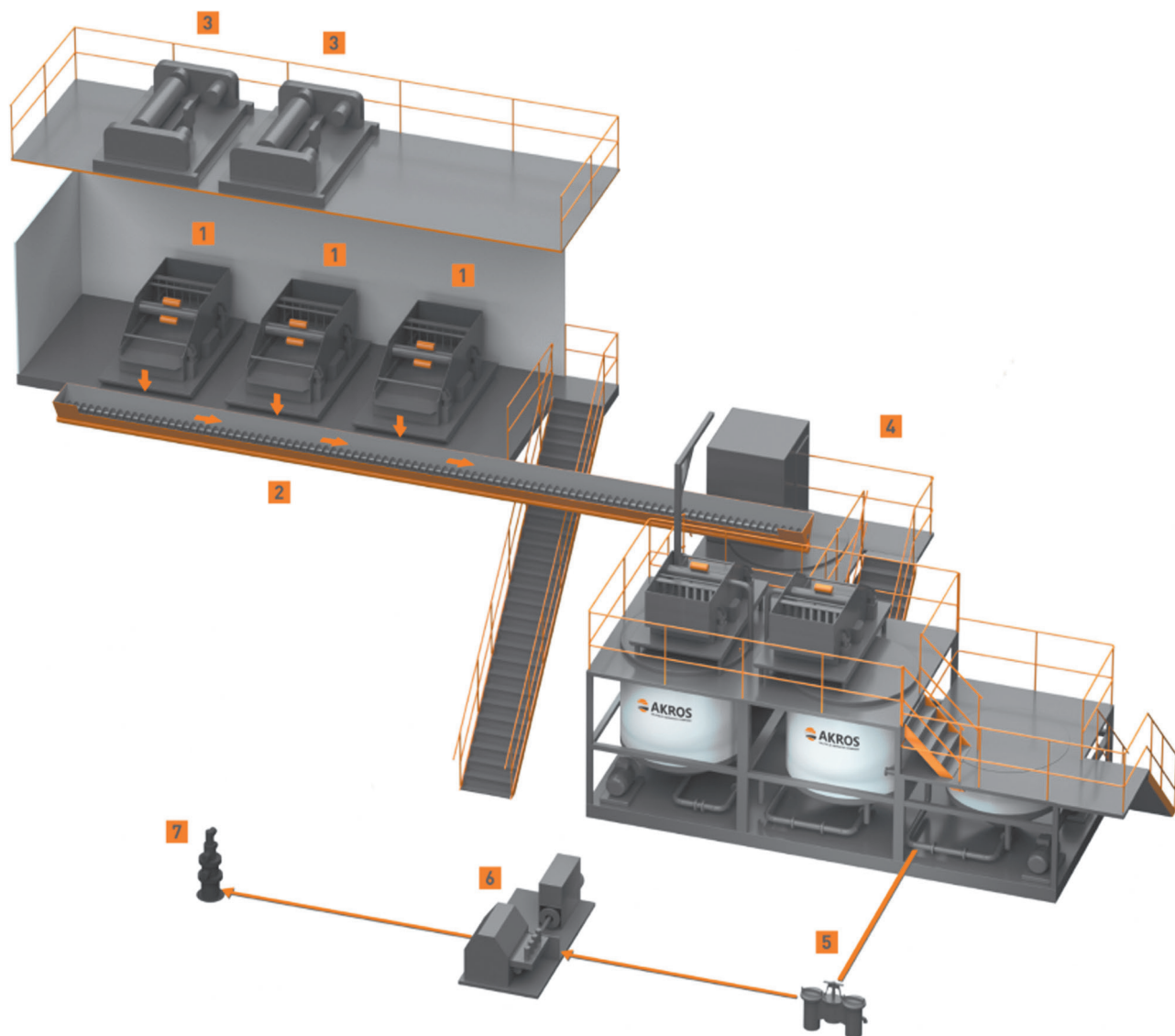


Рис. 4. Система оборудования компании «Акрос» для закачки буровых отходов в пласт⁵:
1 – вибросито; 2 – шнековый конвейер; 3 – центрифуга; 4 – установка для приготовления пульпы;
5 – сетчатый фильтр; 6 – насос высокого давления; 7 – инъекционная скважина

Fig. 4. Equipment system of the AKROS company for drilling waste injection into the reservoir⁵:
1 – vibrating screen; 2 – screw conveyor; 3 – centrifuge; 4 – pulp preparation plant;
5 – strainer; 6 – high pressure pump; 7 – injection well

⁵ Комплексное решение по обратной закачке буровых отходов в пласт ICRIS® // Akros-llc.com. Режим доступа: <https://www.akros-llc.com/products/ekologicheskie-reshenia/po-zakachke-burovykh-otkhodov-v-plast/> (дата обращения: 08.01.2024).



является основой, определяющей долгосрочность и надежность данного технологического процесса, а обнаружение опасностей на начальных этапах позволяет правильно спланировать возможные меры по снижению данного риска, которые сведут к минимуму временные потери и затраты. Мониторинг включает в себя непрерывную регистрацию и анализ основных параметров закачки: расход закачиваемой жидкости, температура закачиваемой жидкости, забойное давление, затрубное давление, устьевое давление.

В последнее время мониторинг процесса закачки значительно усилился в связи с ужесточением требований по охране окружающей среды, что повысило безопасность применения технологии обратной закачки буровых отходов в пласт [15]. Комплекс по закачке шлама в пласт включает в себя надежный метод измерения и регистрации скорости закачки, давления, реологических свойств

пульпы и объема в динамике по времени. На рис. 5 видна каждая закачанная пачка жидкости, обозначенная различными цветами, что позволяет инженеру-технологу наблюдать и сравнивать поведение давления с параметрами как на поверхности, так и в забойных условиях. В качестве дополнительной меры рекомендуется оборудовать скважину забойным манометром.

Анализ рабочих характеристик выполняется для проверки результатов построения модели геологической среды, а результаты пересматриваются в случае появления отклонений, которые могут указывать на проблемы с закачкой. Надлежащее выполнение процедуры мониторинга и анализа облегчат управление критически важными составляющими проекта, тем самым обеспечивая оптимальные рабочие параметры и сводя к минимуму эксплуатационные и экологические риски.

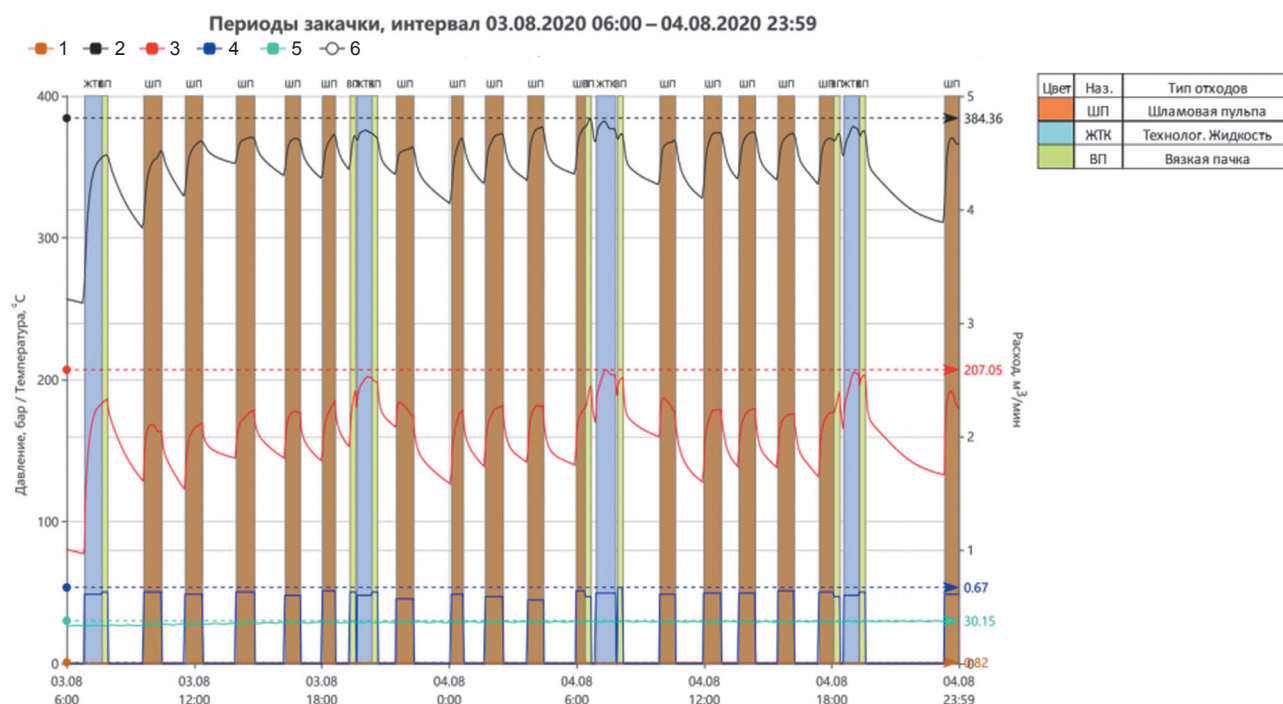


Рис. 5. Пример графического изображения периода закачки шламовой пульпы из программы компании «АКРОС» WorkFlow⁶:

1 – давление в затрубье А; 2 – давление на забое, расчет; 3 – давление на устье; 4 – мгновенный расход; 5 – температура поддержания пластового давления; 6 – интервалы закачки

Fig. 5. A graphical example of the period of slurry injection from the WorkFlow software of the AKROS company⁶:

1 – annulus (A) pressure; 2 – bottomhole pressure, calculation; 3 – head pressure; 4 – instantaneous flow rate; 5 – reservoir pressure maintenance temperature; 6 – injection intervals

⁶ Технология обратной закачки отходов бурения в поглощающую скважину как наиболее экологически эффективный способ утилизации отходов // Akros-llc.com. Режим доступа: <https://www.akros-llc.com/innovation/projects/tehnologiiya-obratnoy-zakachki-otkhodov-bureniya-v-pogloshchayushchuyu-skvazhinu-kak-naibolee-ekolo/> (дата обращения: 04.01.2024).



Непрерывный анализ давления и расхода жидкости во время закачки предоставляет бесценную информацию о подземных процессах во время закачки отходов. Поведение давления в процессе мониторинга позволяет инженеру оценить риски закачки и вовремя принять необходимые меры по их снижению [16]. Процесс закачки требует хорошей визуализации параметров, поэтому для этих целей используются специализированные программные продукты, позволяющие автоматически строить графики закачки непосредственно с устьевых и подземных датчиков.

Использование технологии утилизации буровых отходов со всех скважин на наземном проекте позволяет исключить непроизводительное время по причине накопления бурового шлама на рабочей площади [17]. Контроль размещения отходов бурения через скважину исключает всевозможные риски и размещает максимально возможное количество отходов в объекте закачки. При осуществлении данной процедуры проект будет отвечать требованиям нулевого сброса отходов на поверхности и может быть реализован в экологически чувствительных районах, где уделяют особое внимание вопросам, связанным с загрязнением окружающей среды [18].

Результаты исследования и их обсуждение

Данная проблема рассматривает потенциал использования «тектонически экранированных ловушек» в качестве метода утилизации буровых отходов в России. Указанный метод подчеркивает как преимущества, так и проблемы, связанные с этой технологией.

Экологическое преимущество связано с тем, что закачивание буровых отходов в эти ловушки предлагает способ уменьшения хранения отходов на поверхности и минимизации воздействия на окружающую среду, а также связанных с этим затрат. Снижение налоговой нагрузки может потенциально снизить налоговую нагрузку на нефтегазовые компании за счет минимизации хранения отходов и связанных с этим обязательств по окружающей среде. Обработка экологических норм может помочь компаниям соблюдать все более строгие экологические нормы в нефтегазовой отрасли. Проблемы данного метода связаны с разрешением и лицензированием: получение необходимых разрешений и координация лицензий на утилизацию отходов в этих ловуш-

ках в настоящее время являются сложными и трудоемкими процессами.

Тщательные геологические и гидрогеологические исследования имеют важное значение для обеспечения безопасности ресурсов подземных вод и предотвращения загрязнения от утилизации отходов. Обсуждаемая нами проблема предполагает, что разработка этой технологии имеет значительный потенциал для широкого распространения, особенно учитывая растущее внимание к экологически чистым и устойчивым методам производства нефти и газа. Этот сдвиг в отрасли в сочетании с более строгими экологическими правилами и потенциальными налоговыми льготами может создать благоприятную среду для широко распространенной реализации данного метода.

Перекачивание буровых отходов в тектонически экранированные ловушки предлагает многообещающее решение для управления отходами в российской нефтегазовой отрасли. Учитывая проблемы с разрешением и геологической оценкой, этот подход имеет значительные экологические и экономические выгоды.

Заключение

Технология закачки буровых отходов в тектонически экранированные ловушки является инновационной и перспективной для России. На текущий момент широкое ее распространение сдерживается сложностью получения разрешений, согласований лицензий на осуществление деятельности по размещению бурового шлама в тектонически экранированные ловушки, а также необходимостью тщательных геологических и гидрогеологических обоснований для установления защищенности подземных вод от поступления загрязняющих веществ из закаченных в пласт отходов.

В связи с направлением вектора развития нефтегазовой отрасли на экологичное и безотходное производство, ужесточением норм и правил в сфере добычи полезных ископаемых, увеличением налоговых ставок за размещение отходов, а также введением дополнительных коэффициентов при расчете налоговых платежей за негативное воздействие на окружающую среду можно предположить, что развитие методов закачки отходов в пласт, в частности тектонически экранированных ловушек, имеет большой потенциал для повсеместного распространения. Это позволит не-



фтегазовым компаниям сократить объемы отходов бурения, складированных на поверхности земли, снизить налоговую нагрузку, а также

снять будущие экологические обязательства перед контролирующими органами в части размещения буровых отходов на поверхности.

Список источников

1. Даниева И.Р., Валиахметова Ю.А., Акчурина Л.Р. Исследование процесса реагентного капсулирования буровых отходов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 5. С. 148–156. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2023-5-148-156>.
2. Гвоздецкий Я.А. Физико-географическое районирование Тюменской области. М.: Изд-во МГУ, 1973. 248 с.
3. Румянцова А.В., Березюк М.В., Пластинина Ю.В. Обоснование метода утилизации буровых отходов при добыче нефти на основе современных технологий // Вестник евразийской науки. 2023. Т. 15. № 2. EDN: JFDWVF.
4. Антонов Н.А., Сибгатов Д.И., Шайдуплина И.А. Раздельное накопление как один из подходов к обращению с отходами бурения // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (г. Альметьевск, 26–29 сентября 2016 г.). Альметьевск, 2016. Т. 8. № 1. С. 241–242. EDN: YLQVOD.
5. Жабриков С.Ю. Строительный материал как результат переработки отходов бурения по имм-технологии // Теоретические и прикладные аспекты современной науки: сб. II Междунар. науч.-практ. конф. (г. Белгород, 31 августа 2014 г.). Белгород, 2014. № 2-2. С. 190–199.
6. Васильев А.В., Тупицына О.В. Экологическое воздействие буровых шламов и подходы к их переработке // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2014. Т. 16. № 5. С. 308–313. EDN: TQGJLN.
7. Онофриенко С.А., Крымов А.В. Современные способы утилизации буровых отходов // Булатовские чтения. Т. 1. С. 361–363. EDN: WTPMQH.
8. Трифионов Н.С. Обоснование перспективных водоносных горизонтов подземной утилизации подтоварных и сточных вод при разработке месторождений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 221–226. EDN: NWHFHZ.
9. Масловец Е.Б., Данышин А.А. Применение технологии обратной закачки с целью утилизации буровых отходов // Тайм юнит. 2013. Режим доступа: <https://timeunit.ru/publications/primenenie-tehnologii-obratnoy-zakachki-c-celu-utilizacii-burovye-othodov> (дата обращения: 15.11.2023).
10. Коршунова Т.Ю., Логинов О.Н. Нефтьшлямы: состояние проблемы в РФ и методы снижения их негативного воздействия на окружающую среду // Экобиотех. 2019. Т. 2. № 1. С. 75–85. <https://doi.org/10.31163/2618-964X-2019-2-1-75-85>. EDN: VXETPC.
11. Середина Т.В., Семисотова О.С., Штунь Е.Е. Технология обратной закачки шлама в пласт как экологический метод утилизации буровых отходов на шельфе Северного Каспия // Геология, география и глобальная энергия. 2015. № 4. С. 126–133. EDN: VHSJRR.
12. Зотов Д.А., Рябый Н.Н. Технология Cutting Reinjection для утилизации буровых отходов на арктическом шельфе // Молодежь. Наука. Инновации. 2022. Т. 1. С. 437–442. EDN: GUREPA.
13. Горбунова О.И., Каницкая Л.В. Вопросы утилизации буровых отходов нефтегазодобычи в Иркутской области и республики Саха (Якутия) // Успехи современного естествознания. 2018. № 7. С. 102–108. EDN: UYSLQJ.
14. Матвеев М.П., Кошелев А.В., Тихомирова Е.И. Существующие и перспективные вызовы, связанные с задачами утилизации отходов буровых работ в Ямало-Ненецком автономном округе // Экосистемные услуги и менеджмент природных ресурсов: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (г. Тюмень, 28–30 ноября 2019 г.). Тюмень, 2020. С. 323–327. EDN: AVINIX.
15. Рыбальченко Ю.М., Самофалов А.С., Онофриенко С.А. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора // Актуальные проблемы недропользования: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (г. Новочеркасск, ноябрь 2017 г.). Новочеркасск, 2018. С. 69–71.
16. Мазыкин С.В., Беленко Е.В., Полищук В.П., Бызов А.Ю., Бержец М.С. Изоляция отходов бурения в глубоко залегающие подземные горизонты // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2020. № 2. С. 44–48. EDN: HNDRMP.
17. Сурин С.Д., Савич О.И., Филимонов Ю.Л. Захоронение отходов бурения в подземных резервуарах в многолетнемерзлых породах // Научный журнал Российского газового общества. 2020. № 2. С. 36–47. EDN: CRKMB.
18. Шарипова З.Ф., Биктуганова А.Р. Утилизация буровых отходов в районах Крайнего Севера // Инновационные исследования: опыт, проблемы внедрения результатов и пути решения: сб. статей Междунар. науч.-практ. конф. (г. Киров, 15 ноября 2020 г.). Киров, 2020. С. 50–52. EDN: JCUHPN.

References

1. Danieva I.R., Valiakhmetova Yu.A., Akchurina L.R. Investigation of drilling waste reagent encapsulation process. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2023;5:148-156. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2023-5-148-156>.
2. Gvozdetsky Ya.A. *Physical and geographical zoning of the Tyumen region*. Moscow: Moscow State University; 1973, 248 p. (In Russ.).
3. Rumyantseva A.V., Berezyuk M.V., Plastinina Yu.V. The method rationale of drilling waste disposal in oil production based on modern technologies. *The Eurasian Scientific Journal*. 2023;15:2. (In Russ.). EDN: JFDWVF.



4. Antonov N.A., Sibgatova D.I. Shaidullina I.A. Separate accumulation as one of approaches to the address with drilling waste. In: *Ehnergiya molodezhi dlya neftegazovoi industrii: materialy Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. = Youth energy for the oil and gas industry: materials of the International Scientific and Practical Conference*. 26–29 September 2016, Almet'yevsk. Almet'yevsk; 2016, vol. 8, iss. 1, p. 241-242. (In Russ.). EDN: YLQVOD.
5. Zhabrikov S.Yu. Building material as a result of IMM technology-based waste recycling. In: *Teoreticheskie i prikladnye aspekty sovremennoi nauki: sb. II Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. = Theoretical and applied aspects of modern science: collection of the 2nd International Scientific and Practical Conference*. 31 August 2014, Belgorod. Belgorod; 2014, iss. 2-2, p. 190-199. (In Russ.).
6. Vasilyev A.V., Tupitsina O.V. Ecological impact of drilling sludges and approaches to it treatment. *Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*. 2014;16(5):308-313. (In Russ.). EDN: TQGJLN.
7. Onofrienko S.A., Krymov A.V. Modern methods of drilling waste disposal. *Readings of A.I. Bulatov*. 2021;1:361-363. (In Russ.). EDN: WTPMQH.
8. Trifonov N.S. Rationale for promising aquifers for the underground disposal of substandard and waste water during the development of fields in the Yurubcheno-Tokhom oil and gas accumulation zone. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2011;319(1):221-226. (In Russ.). EDN: NWHFHZ.
9. Maslovets E.B., Danshin A.A. Application of re-injection technology for drilling waste disposal. *Time unit*. 2013. Available from: <https://timeunit.ru/publications/primenenie-tehnologii-obratnoy-zakachki-c-celu-utilizacii-buroveh-othodov> (Accessed 15th November 2023). (In Russ.).
10. Korshunova T.Yu., Loginov O.N. Oil sludge: conditions of the problem in the Russian Federation and methods to reduce their negative influence on the environment. *Ecobiotech*. 2019;2(1):75-85. (In Russ.). <https://doi.org/10.31163/2618-964X-2019-2-1-75-85>. EDN: VXETPC.
11. Seredina T.V., Semisotova O.S., Shtun Ye.Ye. Technology of cuttings re-injection into the reservoir as ecological method of disposal drilling wastes on The Northern Caspian shelf. *Geology, Geography and Global Energy*. 2015;4:126-133. (In Russ.). EDN: VHSJRR.
12. Zotov D.A., Ryabiy N.N. Cutting reinjection technology for disposal of drilling waste on the Arctic shelf. *Molodezh'. Nauka. Innovatsii*. 2022;1:437-442. (In Russ.). EDN: GUREPA.
13. Gorbunova O.I., Kanitskaya L.V. The issues of utilization of drilling wastes of oil and gas industry in the Irkutsk Region and the Republic of Sakha (Yakutia). *Advances in Current Natural Sciences*. 2018;7:102-108. (In Russ.). EDN: UYSLQJ.
14. Matveev M.P., Koshelev A.V., Tikhomirova E.I. Existing and potential challenges related to the tasks of drilling waste disposal in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. In: *Ehkosistemnye uslugi i menedzhment prirodnkh resursov: materialy Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. = Ecosystem services and natural resource management: materials of the International scientific and practical conference*. 28–30 November 2019, Tyumen. Tyumen; 2020, p. 323-327. (In Russ.). EDN: ABIHIX.
15. Rybalchenko Yu.M., Samofalov A.S., Onofrienko S.A. Effective system of drilling mud deep cleaning. In: *Aktual'nyye problemy nedropol'zovaniya: materialy Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. = Current problems of subsoil use: materials of the International scientific and practical conference*. November 2017, Novocherkassk. Novocherkassk; 2018, p. 69-71. (In Russ.).
16. Mazykin S.V., Belenko E.V., Polischuchenko V.P., Byzov A.Yu., Berzhets M.S. Isolation of drilling waste into deep underground horizons. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. 2020;2:44-48. (In Russ.). EDN: HNDRMP.
17. Surin S.D., Savich O.I., Filimonov Yu.L. Drilling waste disposal in underground reservoirs in permafrost grounds. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2020;2:36-47. (In Russ.). EDN: CRKMBS.
18. Sharipova Z.F., Biktuganova A.R. Drilling waste disposal in the Far North. In: *Innovatsionnye issledovaniya: opyt, problemy vnedreniya rezul'tatov i puti reshe-niya: sb. statei Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. = Innovative research, experience, result implementation problems and solutions: collected articles of the International Scientific and Practical Conference*. 15 November 2020, Kirov. Kirov; 2020, p. 50-52. EDN: JCUHPN.

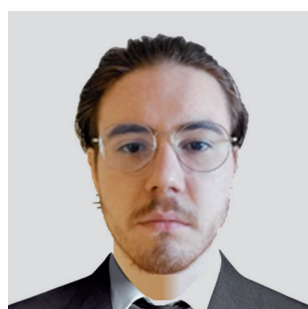
Информация об авторах / Information about the authors



Ушаков Кирилл Владимирович,
специалист отдела разработки месторождений,
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»,
г. Иркутск, Россия,
✉ ushakov14062014@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0002-5876-9990>
Kirill V. Ushakov,
Specialist of the Field Development Department,
Taas-Yuryakh Neftgazodobycha LLC,
Irkutsk, Russia,
✉ ushakov14062014@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0002-5876-9990>



Зиновьев Никита Владимирович,
ведущий инженер по надежности,
цех добычи нефти и газа,
ООО «Иркутская нефтяная компания»,
г. Иркутск, Россия,
nikitautrsa@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0008-0305-3534>
Nikita V. Zinoviev,
Leading Reliability Engineer,
Oil and Gas Production Workshop,
Irkutsk Oil Company LLC,
Irkutsk, Russia,
nikitautrsa@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0008-0305-3534>



Ткачев Владислав Валерьевич,
студент,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
vladislpyp2808@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0003-6026-901X>
Vladislav V. Tkachev,
Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
vladislpyp2808@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0003-6026-901X>



Романов Григорий Радионович,
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
rgr@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0003-2588-9179>
Grigory R. Romanov,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Engineering,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
rgr@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0003-2588-9179>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Н.В. Зиновьев – концептуализация текущей проблемы, управление данными, анализ актуальности проблемы. В.В. Ткачев – разработка алгоритма написания работы.

К.В. Ушаков – ресурсное обеспечение исследования, поиск достоверной информации, написание текста.

Г.Р. Романов – управление проектом, ресурсное обеспечение исследования.

Nikita V. Zinoviev performed conceptualization of the current problem, was responsible for data management and analysis of the problem relevance.

Vladislav V. Tkachev developed the algorithm of the work writing.

Kirill V. Ushakov provided resource support for research, searched for reliable information, wrote the text of the article.

Grigory R. Romanov performed research management and ensured resource support for research.



Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 06.02.2024; одобрена после рецензирования 02.04.2024; принята к публикации 11.04.2024.

The article was submitted 06.02.2024; approved after reviewing 02.04.2024; accepted for publication 11.04.2024.

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 622.276:553.98:681.5.015:550.8.052

EDN: BNNZPK

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179

**О влиянии показателей неоднородности
на эффективность прогнозирования коэффициента
продуктивности (на примере залежей в карбонатных
коллекторах Урало-Поволжья)****Р.А. Гилязетдинов^{a,✉}, Л.С. Кулешова^b**

^{a,b}Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета –
филиал в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

Резюме. Цель данной работы заключалась в представлении результатов анализа исследования, проведенного для определения степени влияния показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности при помощи дифференцированного анализа по трем крупным стратиграфическим единицам, приуроченным к карбонатным коллекторам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На начальном этапе решения задачи были взяты две выборки данных, состоящие из различной по плотности геолого-промысловой информации и путем использования полученных ранее формул осуществлен поиск объектов-аналогов для меньшей по объему выборки залежей. Затем при различных входных данных получены аналитические зависимости прогнозирования времени очистки призабойной зоны пласта для трех крупных систем, которые в дальнейшем были модифицированы при помощи повсеместного и единичного учета четырех параметров комплексной неоднородности, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. Для полученных моделей выделены критерии их применения в рамках решения задач разработки нефтяных месторождений. Сделаны выводы, касающиеся механизмов очистки призабойной зоны пласта, прогнозирования коэффициента продуктивности в различных геологических системах, особое внимание уделено необходимости проведения глубокого анализа в плоскости представления трех выделенных систем на следующем иерархическом уровне: по ярусам и горизонтам в целях поиска закономерностей изменения параметров внутри малых групп и обобщенной оценки влияния неоднородности на коэффициент продуктивности.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, коэффициент продуктивности скважин, стратиграфическая система, неоднородность геологического строения объектов, фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, геолого-статистическое моделирование

Для цитирования: Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья) // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 170–179. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179>. EDN: BNNZPK.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

**Influence of heterogeneity indicators on
productivity index prediction efficiency (on example
of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region)****Ruslan A. Gilyazetdinov^{a,✉}, Lyubov S. Kuleshova^b**

^{a,b}Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia

Abstract. The purpose of the work is to present the analysis results of the research conducted to determine the influence degree of heterogeneity indicators on the efficiency of productivity index prediction using the differentiated analysis for

© Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., 2024



three large stratigraphic units confined to carbonate reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province. At the initial stage of solving the problem, two data samples were taken, which consisted of geological and field information of various completeness. Using the formulas received before, a search for analogous objects for a smaller sample of deposits was carried out. Next, having different input data, the authors obtained analytical dependences for predicting the cleaning time of the bottomhole formation zone for three large systems. The latter were later modified using widespread and single accounting of four parameters of complex heterogeneity characterizing porosity and permeability of productive formations. The application criteria were identified for the obtained models to solve the problems of oil field development. The conclusions regarding the cleaning mechanisms of the bottomhole formation zone and productivity index prediction in various geological systems were drawn. Particular attention was paid to the need for in-depth analysis of the hierarchical representation of the identified three systems: by tiers and horizons in order to find the patterns of parameter changes within small groups and a generalized assessment of the effect of heterogeneity on the productivity index.

Keywords: carbonate reservoirs, well production ratio, stratigraphic system, heterogeneity of the geological structure of objects, porosity and permeability of productive formations, geological and statistical modeling

For citation: Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S. Influence of heterogeneity indicators on productivity index prediction efficiency (on example of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region). *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):170-179. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179>. EDN: BNNZPK.

Введение

Важным аспектом проектирования и реализации эффективной системы разработки нефтяных месторождений является своевременное уточнение геолого-промысловых параметров и принятие на основе их анализа и интерпретации высококвалифицированных и обоснованных проектных решений для наращивания темпов роста технико-экономических показателей [1–2]¹. Современная эксплуатация давно разрабатываемых и только вводимых в промышленную эксплуатацию залежей осложнена целым комплексом проблем, среди которых ключевую роль играет низкий процент освещенности гидродинамическими и геофизическими исследованиями эксплуатационного фонда скважин из-за проблем организационно-экономического характера, который приводит к скоплению непредставительной и устаревшей информации и накладывает ряд ограничений на использование данных в различных прикладных целях, в том числе для поиска закономерностей между параметрами [3].

Так, например, при уплотнении сетки скважин на территории средней по плотности разбуривания зоны в пределах одной и той же залежи установлено, что вариация показателей, отражающих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, может быть значительно неоднородной как в меньшую, так и в большую сторону от эталонного значения по рассматриваемым объектам [4]. Это говорит о необходимости значительного совершенствования существующих научно-методических основ, алгоритмов и моделей.

Материалы и методы исследования

Одним из параметров, учитывающих в интегральной форме особенности продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, является коэффициент продуктивности скважин. Точное определение данного показателя на различных этапах эксплуатации скважин ограничено следующим влиянием процессов, протекающих раздельно или повсеместно в пределах пластовых условий [5, 6]:

- очистка призабойной зоны пластов (ПЗП) от продуктов бурения (в зависимости от тектонической единицы время восстановления свойств ПЗП карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов составляет 2–3 года и 5–7 лет соответственно) [7];
- восстановление до некоторого предела параметров, характеризующих ряд свойств продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, а также энергетическое состояние залежи;
- изменение структуры порового пространства ПЗП в связи с возникновением депрессии при освоении;
- насыщение поровой среды мелкодисперсной смесью горных пород, разрушенных доломом при строительстве скважины и выносимых промывочной жидкостью;
- комбинированным и неоднородным влиянием многофазной среды, состоящей из жидкости глушения и пластовой жидкости, на матрицу горных пород;

¹ Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. [и др.]. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.



- кольматация удаленных и близлежащих зон фильтратом бурового раствора или технической жидкости при бурении, освоении, ремонте или эксплуатации скважин;
- обогащение пластовой жидкости водами различной минерализацией, в результате чего на поверхности флюида образуются участки, на которых проявляется пленка из-за разницы величин поверхностных натяжений;
- изменение температурного режима скелета горных пород и различных зон продуктивного пласта, обладающих преимущественно ярко выраженной взаимосвязью с другими пластами через систему естественных трещин и разломов.

Все вышеперечисленные факторы являются в свою очередь и причинами отклонения текущих значений коэффициента продуктивности от прогнозных показателей [8–12]. Одной из особенностей рассматриваемого параметра является его высокая зависимость от геологического строения объекта. Для подтверждения данного утверждения проведем исследование, посвященное комплексному анализу динамики выхода скважин на максимальный оптимальный дебит (МОД) в условиях различной стратиграфической приуроченности залежей в целях установления обоснованных и актуальных закономерностей изменений параметров при прогнозировании коэффициента продуктивности.

В качестве объекта исследования были выбраны более 200 залежей карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, отвечающих следующим условиям идентификационной выборки [13–15]:

- вскрыты значительным количеством скважин основного и транзитного фондов;
- разбурены плотной сеткой скважин;
- в достаточной мере освещены рядом геолого-промысловых испытаний.

Для дальнейших исследований к исходной выборке данных были отнесены также и некоторые залежи, вскрытые единичными скважинами и расположенные в пределах районов, слабоосвещенных разведочным и опорным бурением, геологическими, геофизическими и гидродинамическими исследованиями [16]. Они сформировали контрольную выборку данных. Общий объем геолого-промысловой информации для проведения моделирования составил значения 19 различных параметров (табл. 1) по более чем 300 объектам, базирующимся в пределах крупных и мелких месторождений нефти.

Таблица 1. Параметры, используемые для моделирования
Table 1. Parameters used for modeling

Обозначение	Расшифровка параметра, единица измерения
$H_{\text{зал}}$	Глубина залегания, м
$H_{\text{общ}}$	Общая толщина пласта, м
$H_{\text{э}}$	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
$H_{\text{п}}$	Средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м
$m_{\text{г}}$	Коэффициент пористости, доли ед.
$t_{\text{пл}}$	Начальная пластовая температура, °C
$P_{\text{пл}}$	Начальное пластовое давление, МПа
$\mu_{\text{н}}$	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
$\rho_{\text{н}}$	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³
β	Объемный коэффициент нефти
$P_{\text{нас}}$	Давление насыщения нефти газом, МПа
$\mu_{\text{в}}$	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с
$K_{\text{н}}$	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.
$K_{\text{прон}}$	Коэффициент проницаемости, мкм ²
$K_{\text{п}}$	Коэффициент песчанистости, доли ед.
$K_{\text{р}}$	Коэффициент расчлененности
Π_m	Параметр неоднородности по пористости
$\Pi_{H_{\text{э}}}$	Параметр неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине
$\Pi_{H_{\text{п}}}$	Параметр неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков



Результаты исследования и их обсуждение

Первоначально более 200 объектов с использованием дискриминантного анализа были разделены по стратиграфическому критерию в пределах крупных систем (девонской, пермской и каменноугольной) по первым 16 параметрам (рисунок). После этого были выбраны наиболее представительные модели (1)–(3) для описания динамики изменения коэффициента продуктивности скважин до момента выхода на оптимальное значение дебита при помощи выбора зависимостей с высоким коэффициентом детерминации (в среднем 0,897) и низкой погрешностью (4,4 %):

– для группы объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,18 + 0,82 \frac{t'}{t_0}; \quad (1)$$

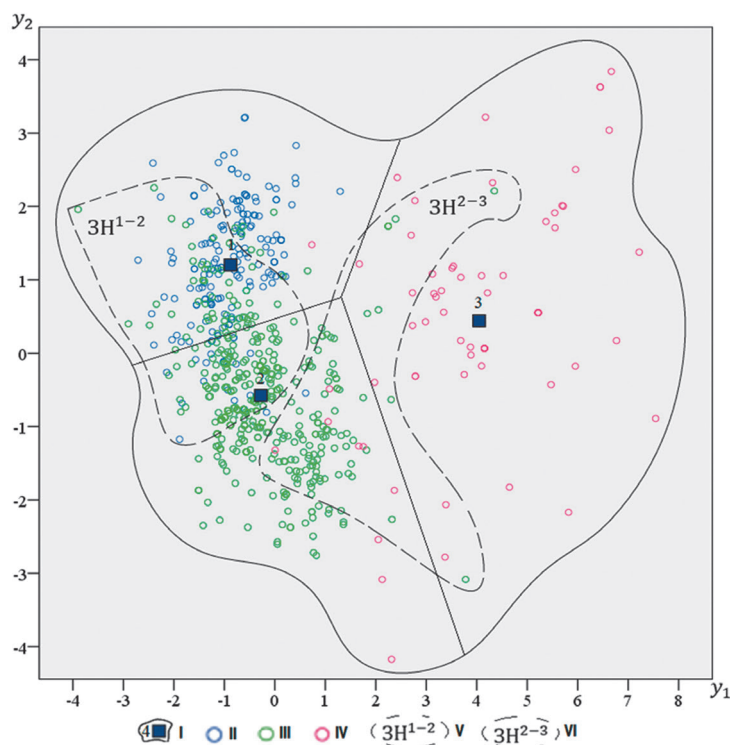
– для группы объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = \frac{2,31 \frac{t'}{t_0}}{0,09 + \frac{t'}{t_0}}; \quad (2)$$

– для группы объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,134 + 1,2 \ln \frac{t'}{t_0}, \quad (3)$$

где $K'_{\text{прод}}$ – текущее значение коэффициента продуктивности скважин в момент времени t' , то есть времени которое прошло с момента пуска скважины в эксплуатацию; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, определенный на момент времени стабилизации t_0 , то есть при достижении скважиной МОД.



Распределение объектов в карбонатных коллекторах девонской, каменноугольной и пермской систем в осях канонических дискриминантных функций:

I – центроиды и зоны группирования объектов; II–IV – объекты: II – девонской системы, III – каменноугольной системы, IV – пермской системы; V – зона неопределенности объектов девонской и каменноугольной систем; VI – зона неопределенности объектов каменноугольной и пермской систем

Distribution of objects in the carbonate reservoirs of the Devonian, Carboniferous and Permian formations in the axes of canonical discriminant functions:

I – centroids and grouping zones of objects; II–IV – objects: II – Devonian formation, III – Carboniferous formation, IV – Permian formation; V – zone of uncertainty of objects of the Devonian and carboniferous systems; VI – object uncertainty zone of Carboniferous and Permian formations



Уравнения канонических переменных для поиска объектов-аналогов в осях канонических дискриминантных функций при текущих условиях системы, полученные по данным более 200 залежей без учета последних четырех комплексных параметров:

$$y_1 = 11,4 - 0,79H_{\text{зал}} + 2,6H_{\text{общ}} - 1,3H_{\text{Э}} + 0,78H_{\text{П}} - 3,3m_{\text{Г}} + 1,8t_{\text{пл}} - 2,4P_{\text{пл}} + 3,7\mu_{\text{Н}} - 4,4\rho_{\text{Н}} - 9,2\beta + 1,1P_{\text{нас}} - 0,87\mu_{\text{В}} - 6,2K_{\text{Н}} + 2,4K_{\text{прон}} - 0,3K_{\text{П}} - 7,1K_{\text{Р}}, \quad (4)$$

$$y_2 = 0,6 - 0,98H_{\text{зал}} + 0,37H_{\text{общ}} - 5,5H_{\text{Э}} + 11,3H_{\text{П}} + 1,2m_{\text{Г}} + 0,9t_{\text{пл}} - 0,7P_{\text{пл}} + 11\mu_{\text{Н}} - 2,1\rho_{\text{Н}} - 0,6\beta + 0,23P_{\text{нас}} - 1,5\mu_{\text{В}} - 23K_{\text{Н}} + 0,01K_{\text{прон}} - 0,2K_{\text{П}} - 0,1K_{\text{Р}}. \quad (5)$$

Доля верно сгруппированных объектов с использованием дискриминантного анализа составила более 89 %. В пределах различных крупных систем наблюдается миграция объектов и присутствие пограничных объектов, которые могут быть отнесены к двум различным группам одновременно, что в свою очередь:

- обусловлено значительной неравновесностью параметров, характеризующих условия залегания и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов [17];
- способствует формированию зон неопределенностей, которые существенно сокращают возможности использования полученных результатов для решения задач разработки.

Затем на основе полученных ранее уравнений (4), (5) и известной формулы евклидова расстояния проведен поиск объектов-аналогов для контрольной выборки данных, в результате чего для совокупности всех выборок по трем крупным стратиграфическим системам получены следующие обобщенные модели (6)–(8):

- для группы объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,69 + 0,89 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (6)$$

- для группы объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,02 + 1,32 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (7)$$

- для группы объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = \frac{0,6 \frac{t'}{t_0}}{0,1 + \frac{t'}{t_0}}. \quad (8)$$

Доля верно сгруппированных объектов при проверочном дискриминантном анализе в данном случае значительно повысилась (до 93 %), при этом в пределах пограничных и сопредельных зон той или иной группы объектов наблюдается скопление ряда объектов контрольной и идентификационной выборки с расстоянием между ними менее 0,1 единицы (при рассмотрении системы объектов в пределах осей канонических дискриминантных функций), что говорит о наличии сходств между объектами различных групп. Коэффициент детерминации и погрешность моделей в целом незначительно снизились, что обусловлено повышением показателя вариации параметров [18].

Стоит отметить, что характер кривой, описывающей динамику выхода скважины на МОД, изменился для всех трех систем одновременно при введении контрольной выборки:

- для группы объектов пермской и каменноугольной систем в пределах $t'/t_0 < 0,765$ наблюдается резкий темп увеличения коэффициента продуктивности из-за высокой степени очистки участков ПЗП, расположенных в пределах малых расстояний от интервалов перфорации; это подтверждается рассчитанными значениями времени выхода скважин на МОД, которые составили в среднем по группам объектов двух систем 493 и 486 суток соответственно, причем вклад контрольной выборки в средний показатель времени выхода на МОД существенен и составляет более 60 %;
- для групп объектов девонской системы на протяжении изменения t'/t_0 от 0 до 1 наблюдается равномерная и более глубокая очистка ПЗП в силу значительной однородности кривой, что подтверждается меньшим значением времени выхода скважин на МОД равным в среднем 297 суток.



В табл. 2 представлены коэффициенты и их значения, которые входят в модель прогнозирования продуктивности скважин по 16 параметрам и отражают ряд характеристик объекта исследования для различных типов выборок.

Таблица 2. Основные числовые показатели моделей для прогнозирования коэффициента продуктивности по различным выборкам данных
Table 2. Main numerical indicators of the models predicting the production index for various data samples

Основные показатели модели	Идентификационная выборка	Идентификационная выборка и контрольная выборка
Коэффициент Значение	$\frac{\text{Свободный член}}{37,3}$	$\frac{\text{Свободный член}}{-11,4}$
	$\frac{H_{\text{зал}}}{-3,27}$	$\frac{H_{\text{зал}}}{2,24}$
	$\frac{H_{\text{общ}}}{0,4}$	$\frac{H_{\text{общ}}}{-1,2}$
	$\frac{H_3}{-11,2}$	$\frac{H_3}{8,4}$
	$\frac{H_{\text{п}}}{9,2}$	$\frac{H_{\text{п}}}{-4,7}$
	$\frac{m_{\text{г}}}{-3,4}$	$\frac{P_{\text{пл}}}{6,78}$
	$\frac{m_{\text{г}}}{-3,4}$	$\frac{K_{\text{н}}}{-0,48}$
	$\frac{P_{\text{пл}}}{1,3}$	$\frac{K_{\text{прон}}}{5,4}$
	$\frac{\mu_{\text{н}}}{-2,4}$	$\frac{K_{\text{п}}}{0,3}$
	$\frac{K_{\text{н}}}{4,6}; \frac{K_{\text{прон}}}{23,1}; \frac{K_{\text{п}}}{-1,3}$	$\frac{K_{\text{р}}}{-2,4}$
Коэффициент детерминации	$R^2 = 0,632$	$R^2 = 0,597$

Следующий этап анализа был основан на постепенном введении в перечень исходных данных параметров, отражающих в комплексном и интегральном виде геологическую неоднородность объектов, причем для более детального исследования данная процедура была осуществлена как по каждому из них, так и в целом по группе параметров. Они, в свою очередь, рассчитывались по следующим эмпирическим формулам, которые устраняют фактор наличия высокой стохастической связи между исследуемыми характеристиками залежей (9)–(11):

$$\Pi_m = \sigma_m \cdot W_m \cdot \mathcal{E}_m \cdot \bar{\mathcal{E}}_m; \quad (9)$$

$$\Pi_{H_3} = \sigma_{H_3} \cdot W_{H_3} \cdot \mathcal{E}_{H_3} \cdot \bar{\mathcal{E}}_{H_3}; \quad (10)$$

$$\Pi_{H_{\text{п}}} = \sigma_{H_{\text{п}}} \cdot W_{H_{\text{п}}} \cdot \mathcal{E}_{H_{\text{п}}} \cdot \bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{п}}}, \quad (11)$$

где $\sigma_m, \sigma_{H_3}, \sigma_{H_{\text{п}}}$ – стандартное отклонение по пористости, эффективной нефтенасыщенной толщине и толщине нефтенасыщенных пропластков соответственно; $W_m, W_{H_3}, W_{H_{\text{п}}}$ – вариация пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно; $\mathcal{E}_m, \mathcal{E}_{H_3}, \mathcal{E}_{H_{\text{п}}}$ – энтропия пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно; $\bar{\mathcal{E}}_m, \bar{\mathcal{E}}_{H_3}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{п}}}$ – относительная энтропия пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно.

В рамках введения параметров $\Pi_m, \Pi_{H_3}, \Pi_{H_{\text{п}}}$ и их комбинаций в общую идентификационную выборку исходных данных выявлены следующие основные тенденции:



– уменьшение площади зоны неопределенности в осях канонических дискриминантных функций: в среднем на 21 % для пермской и каменноугольной систем и на 4,9 % для девонской и каменноугольной систем; повышение доли верно сгруппированных объектов на 3 % (при комбинации параметров Π_m , Π_{H_3});

– изменение положения кривой на участке, описывающем начало выхода скважин на МОД, в сторону увеличения отношения промежуточных значений t'/t_0 для пермской системы и в сторону уменьшения отношения t'/t_0 для девонской системы; для каменноугольной системы тренд степени очистки ПЗП остался прежним (при введении параметра Π_m);

– увеличение среднего времени очистки ПЗП для пермской системы до 504 суток, что обусловлено неоднородностью механизмов выноса различных продуктов бурения, технических жидкостей и частиц горных пород, и снижение времени очистки ПЗП для каменноугольной системы до 439 суток (при введении параметра Π_m).

С учетом вышесказанного получим обобщенные модели прогноза коэффициента продуктивности скважин при учете комплексного влияния общих показателей неоднородности геологического строения объектов (12)–(14).

– для объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{-0,3 + 0,99H_{\text{зал}} - 1,3H_3 + 12,9P_{\text{пл}} - 0,1\Pi_m + 0,79\Pi_{H_3} - 11\Pi_{H_{\text{п}}}} = 0,32 + 0,41 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (12)$$

– для объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{72 + 1,2H_{\text{зал}} + 0,05H_3 - 19P_{\text{пл}} - 6K_{\text{н}} - 0,1\Pi_m + 0,79\Pi_{H_3}} = 0,82 + 0,11 \frac{t'}{t_0}; \quad (13)$$

– для объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{14 + 0,78H_3 - 0,6P_{\text{нас}} + 2,9K_{\text{н}} - 2,8\Pi_m - 1,7\Pi_{H_3} + 0,6\Pi_{H_{\text{п}}}} = 0,43 + 0,22 \frac{t'}{t_0}. \quad (14)$$

Показатели коэффициентов корреляции для полученных моделей варьируются в среднем от 0,903 до 0,961. Применение уравнений (12)–(14) для прогнозирования коэффициента продуктивности ограничено исходными условиями, установленными в ходе обобщения опыта разработки объектов в рамках выделенных стратиграфических единиц (табл. 3).

Таблица 3. Числовые ограничения параметров для обоснованного использования полученных результатов

Table 3. Numerical limitations of the parameters for the reasonable use of the obtained results

Параметр	Значение
$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}}$	$> 0,14$
t_0	≤ 561 суток
t'	$\geq 32,9$ суток

Заключение

Таким образом, в результате комплексного анализа геолого-промысловых данных по более чем 300 залежам, в стратиграфическом отношении приуроченным к девонской, каменноугольной и пермской системам карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, получены следующие выводы:

1. Для обоснованного и успешного принятия эффективных управленческих решений требуется реализация качественных моделей прогноза геолого-технологических показателей.

2. Коэффициент продуктивности является ключевым параметром, отражающим перспективность освоения той или иной залежи с учетом текущего геологического строения объекта и технико-технологических условий эксплуатации скважин; определение данного параметра в режиме реального времени невозможно за счет сложного и нелинейного характера влияния большого количества компонентов (параметров) системы «скважина – пласт» на его стабильность; значительное влияние на коэффициент продуктивности оказывает неоднородность ге-



ологического строения объекта, которая в текущем исследовании была отражена через ряд комплексных фильтрационно-емкостных параметров.

3. Применение дискриминантного анализа для поиска объектов-аналогов позволяет даже в условиях низкой плотности данных об исследуемом объекте (в частности при отсутствии представительных данных о геологическом строении объектов на примере контрольной выборки) на высоком количественно-качественном уровне осуществлять группирование залежей. Миграция объектов в осях канонических дискриминантных функций и наличие их в пределах сопряженных и граничных зон обусловлена схожестью реализации пластовых процессов в пределах различных крупных систем.

4. Влияние комплексных показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности залежей и времени очистки ПЗП в пределах крупных стратиграфических единиц в большинстве случаев различно, что подтверждено рядом прикладных исследований, направленных на использование различной плотности геолого-промысловых данных при вариативных граничных условиях и на расчет времени очистки ПЗП в зависимости от стратиграфической приуроченности объектов и комплексного анализа динамики выхода скважин на МОД и коэффициента продуктивности.

Несмотря на это, при интерпретации результатов дискриминантного анализа и практических расчетов по прогнозированию времени очистки ПЗП и коэффициента продуктивности с использованием полученных моделей выявлен ряд несоответствий, касающихся существенной миграции объектов как внутри стратиграфических систем, так и между ними. Это говорит о необходимости рассмотрения их с учетом следующего иерархического уровня – на уровне ярусов и горизонтов, что позволит, на наш взгляд, успешно идентифицировать факторы, влияющие на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности.

Список источников

1. Канапин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1984. 184 с.
2. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гиззатуллина А.А., Сагитова З.Н. Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов // SOCAR Proceedings. 2023. № 4. С. 31–41. <https://doi.org/10.5510/OGP20230400913>.
3. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гилязетдинов Р.А. Совершенствование научных подходов к эксплуатации малодобитных скважин в кратковременном периодическом режиме на заключительной стадии разработки месторождений с использованием геолого-статистического моделирования // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 5. С. 22–26.
4. Бахитов Р.Р. Применение алгоритмов машинного обучения в задачах прогноза коэффициента продуктивности скважин карбонатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 82–85. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85>. EDN: QLDUEN.
5. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Рабаев Р.У., Султанов Ш.Х., Степанова Р.Р., Кобища Д.И. Оценка и использование коэффициента продуктивности для решения задач управления разработкой // SOCAR Proceedings. 2022. № 1. С. 19–26. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100641>.
6. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Грищенко В.А. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 402–412. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
7. Выжигин Г.Б. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность // Нефтяное хозяйство. 1985. № 5. С. 45–48.
8. Назарова Н.Г., Казетов С.И., Ганиев А.Л., Уразаков К.Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 51–55. EDN: XNRQKT.
9. Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–38. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38>. EDN: EQAHBM.
10. Хасанов М.М., Мухамедшин Р.К., Хатмуллин И.Ф. Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений // Вестник инженерингового центра ЮКОС. 2001. № 2. С. 26–29.
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Iss. 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. 229 с.
13. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields // Earth and Environmental Science: IOP conference series. Bristol: Institute of Physics, 2021. Vol. 867. P. 12015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.



14. Закревский К.Е., Попов В.Л., Лепилин А.Е., Рыжиков Е.А. Геологические и технологические особенности создания гибких типовых шаблонов геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>.
15. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 42–50. <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
16. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С. Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой // SOCAR Proceedings. 2021. № 1. С. 88–97. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI100513>.
17. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Yakupov R.F., Vafin R.V., Gilyazetdinov R.A. Features of localization of remaining oil in terrigenous reservoirs and potential for their recovery at the final stage of field development // Energy, Ecology and Technology In Agriculture: II International scientific and practical conference. Les Ulis: EDP Sciences, 2024. P. 1018. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448001018>. EDN: OJPDIIH.
18. Мирзаянзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.

References

1. Kanalin V.G. *Interpretation of geological and field information in the development of oil fields*. Moscow: Nedra; 1984, 184 p. (In Russ.).
2. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F., Gizzatullina A.A., Sagitova Z.N. An integrated approach to predicting the results of the identification of deposits in conditions of different tectonic confinement of objects. *SOCAR Proceedings*. 2023;4:31-41. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20230400913>.
3. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Gilyazetdinov R.A. Improvement of scientific approaches to the operation of low-yield wells in a short-term periodic mode at the final stage of field development using geological and statistical modeling. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2023;5:22-26. (In Russ.).
4. Bakhitov R.R. Application of machine learning algorithms in tasks of well productivity index forecasting for carbonate oil fields. *Oil industry*. 2019;9:82-85. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85>. EDN: QLDUEN.
5. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U., Sultanov Sh.Kh., Stepanova R.R., Kobishcha D.I. Evaluation and use of the productivity coefficient for development management problems solving. *SOCAR Proceedings*. 2022;1:19-26. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100641>.
6. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F., Grishchenko V.A. Refining solutions of development problems of the Volga-Ural oil and gas province fields using geological and statistical model ranking methods. *Earth sciences and subsoil use*. 2023;46(4):402-412. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
7. Vyzhigin G.B. Influence of reservoir opening up and well completion conditions on their productivity. *Oil industry*. 1985;5:45-48. (In Russ.).
8. Nazarova L.N., Kazetov S.I., Ganiev A.L., Urazakov K.R. The method of calculation of well productivity in heterogeneous permeability reservoirs. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2018;4:51-55. (In Russ.). EDN: XNRQKT.
9. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. *PROneft. Professionally about Oil*. 2019;1:34-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38>. EDN: EQAHBM.
10. Khasanov M.M., Mukhamedshin R.K., Khatmullin I.F. Computer technologies for solving multi-criteria tasks of oil field development monitoring. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS*. 2001;2:26-29. (In Russ.).
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326(2):879-907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Mirzajanzade A.H., Stepanova G.S. *Mathematical theory of experiment in oil and gas production*. Moscow: Nedra; 1977, 229 p. (In Russ.).
13. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields. In: *Earth and Environmental Science: IOP conference series*. Bristol: Institute of Physics; 2021, vol. 867, p. 12015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.
14. Zakrevsky K.E., Popov V.L., Lepilin A.E., Ryzhikov E.A. Geological and technological features of creating flexible standard templates for geological modeling. *Oil industry*. 2020;11:38-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>.
15. Mukhametshin V.V. Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*. 2020;4:42-50. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
16. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Bakhtizin R.N., Kuleshova L.S. Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*. 2021;1:88-97. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI100513>.
17. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Yakupov R.F., Vafin R.V., Gilyazetdinov R.A. Features of localization of remaining oil in terrigenous reservoirs and potential for their recovery at the final stage of field development. In: *Energy, Ecology and Technology in Agriculture: II international scientific and practical conference*. Les Ulis: EDP Sciences; 2024, p. 1018. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448001018>. EDN: OJPDIIH.
18. Mirzajanzade A.H., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, disequilibrium, uncertainty*. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2004, 368 p. (In Russ.).



Информация об авторах / Information about the authors



Гилязетдинов Руслан Альбертович,
научный сотрудник кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>
Ruslan A. Gilyazetdinov,
Researcher of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>



Кулешова Любовь Сергеевна,
кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>
Lyubov S. Kuleshova,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Вклад автора / Contribution of the author

Р.А. Гилязетдинов – написание первоначального варианта текста, осуществление расчетов по заданной методологии исследования, сопоставление результатов исследования.

Л.С. Кулешова – проверка и редактирование текста, утверждение окончательного варианта, разработка методологии и алгоритма исследования, интерпретация и анализ результатов.

Ruslan A. Gilyazetdinov wrote the original version of the article, performed calculations in accordance with the given research methodology and made benchmarking of the research results.

Lyubov S. Kuleshova verified and edited the text, approved the final version of the article, developed the research methodology and algorithm, interpreted and analyzed the results.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 16.03.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 29.05.2024.

The article was submitted 16.03.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 29.05.2024.

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья
УДК 622.1:528 74
EDN: QQQSYB
DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-180-189

Применение фотограмметрии для определения
коэффициента устойчивости борта карьера

Д.А. Кириков^a, А.М. Калугина^{b✉}, А.П. Жгилев^c, Е.Н. Беляев^d, В.П. Ступин^e

^{a-e}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

^{c,d}ООО «Сибирский меридиан», Иркутск, Россия

Резюме. Цель данного исследования заключалась в рассмотрении методики получения и возможности применения фотограмметрической обработки данных аэрофотосъемки с беспилотного летательного аппарата с целью построения цифровой модели борта уступа мраморного карьера и определения характеристик трещиноватости уступа по полученным снимкам. В ходе работы выполнена аэрофотосъемка исследуемого уступа с помощью фотограмметрической обработки данных и осуществлено создание цифровых моделей рельефа в программном обеспечении Agisoft, а также построение диаграммы трещиноватости уступа по полученным снимкам. Произведен расчет коэффициента запаса устойчивости борта уступа с использованием программ GeoStab, Plaxis и «Геомикс». Для оценки, контроля и сравнения полученных результатов выполнен расчет коэффициента устойчивости классическим методом. Выяснено, что программное обеспечение Plaxis 2D и GeoStab лучше подходит для определения коэффициента устойчивости в случае однородных массивов грунтов без выраженных геодинамических нарушений. Программное обеспечение «Геомикс» учитывает и геодинамические характеристики однородного уступа борта карьера, и характер его трещиноватости, что позволяет точнее определить коэффициент запаса устойчивости уступа, а также лучше спрогнозировать потенциальные места обрушений и параметры перемещаемой горной массы. Установлено, что методы фотограмметрической обработки снимков, полученных с беспилотного летательного аппарата, позволяют не только точнее выполнить моделирование исследуемых откосов, но и быстрее получить достоверные данные о его трещиноватости. Это положительно влияет на качество расчета устойчивости откосов и прогноза его деформаций, что является важным фактором повышения безопасности горнодобывающего производства.

Ключевые слова: фотограмметрия, геомеханика, трещиноватость, геодинамические нарушения, коэффициент устойчивости борта карьера

Финансирование: Исследование выполнено при поддержке ООО «Сибирский меридиан» и Центра маркшейдерско-геодезических инноваций Иркутского национального исследовательского технического университета.

Для цитирования: Кириков Д.А., Калугина А.М., Жгилев А.П., Беляев Е.Н., Ступин В.П. Применение фотограмметрии для определения коэффициента устойчивости борта карьера // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 180–189. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-180-189>. EDN: QQQSYB.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

Using photogrammetry to determine
quarry slope stability coefficient

Danil A. Kirikov^a, Anastasia M. Kalugina^{b✉}, Alexander P. Zhgilev^c,
Evgeny N. Belyaev^d, Vladimir P. Stupin^e

^{a-e}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

^{c,d}“Siberian Meridian” LLC, Irkutsk, Russia

Abstract. The purpose of the research is to consider the methodology for obtaining and possible using of photogrammetric processing of aerial photography data from an unmanned aerial vehicle in order to construct a digital model of the marble

© Кириков Д.А., Калугина А.М., Жгилев А.П., Беляев Е.Н., Ступин В.П., 2024



quarry bench slope as well as to determine bench fracturing characteristics from the obtained images. The study included aerial photography of the explored bench using photogrammetric data processing, creation of digital terrain models in Agisoft software, and plotting a diagram of bench fracturing on the basis of the images received. The stability margin factor of the bench slope was calculated using the GeoStab, Plaxis and Geomix software. To evaluate, control and compare the results obtained, the stability coefficient was calculated using the classical method. It was found that Plaxis 2D and GeoStab software are more efficient in determining the stability coefficient for the case of homogeneous soil masses free from pronounced geodynamic disturbances. The Geomix software takes into account both the geodynamic characteristics of a homogeneous bench of the quarry slope and its fracturing nature, which allows more accurate determination of the stability margin coefficient of the bench, more precise prediction of potential locations of failures and sliding rock mass parameters. It has been determined that the methods of photogrammetric processing of images obtained from an unmanned aerial vehicle allow to perform more accurate simulation of the studied slopes and to obtain reliable data on the slope fracturing faster. The latter has a positive effect on the quality of slope stability calculation and prediction of its deformation, which is an important factor in improving the safety of mining production.

Keywords: photogrammetry, geomechanics, fracturing, geodynamic disturbances, quarry slope stability coefficient

Funding: The research was supported by LLC "Siberian Meridian" and the Center for Mine Surveying and Geodetic Innovations of Irkutsk National Research Technical University.

For citation: Kirikov D.A., Kalugina A.M., Zhgilev A.P., Belyaev E.N., Stupin V.P. Using photogrammetry to determine quarry slope stability coefficient. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):180-189. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-180-189>. EDN: QQQSYB.

Введение

На всех этапах деятельности горного предприятия необходим контроль за геомеханическими и геодинамическими процессами прибортовых массивов [1, 2], особенно на стадии разработки месторождений. Контроль включает исследование трещиноватости и структурных особенностей горного массива, а также прогнозирование обвалов, оползней, обрушений и других опасных геодинамических процессов [3].

В процессе контроля необходимо определять различные параметры и структурно-тектонические характеристики прибортового массива, в частности трещиноватость, которая отражает геомеханические процессы внутри массива. Особое внимание уделяют параметрам трещин: азимуту и углу падения, азимуту простирания, расположению и т. д. Существует много способов анализа трещин, в том числе классический метод с применением горного компаса и мерной ленты [4, 5].

Увеличение густоты трещин и количества опасных трещин свидетельствует об ухудшении устойчивости горного массива [6], которая характеризуется коэффициентом устойчивости – показателем прочности массива с учетом сил, действующих на него. Этот показатель позволяет оценить силы, удерживающие откос от потенциального разрушения [7]. Традиционный расчет данного коэффициента занимает много времени и заметно подвержен влиянию человеческого фактора.

Современные технологии позволяют расширить перечень методов исследования структурных особенностей горного пространства [8, 9].

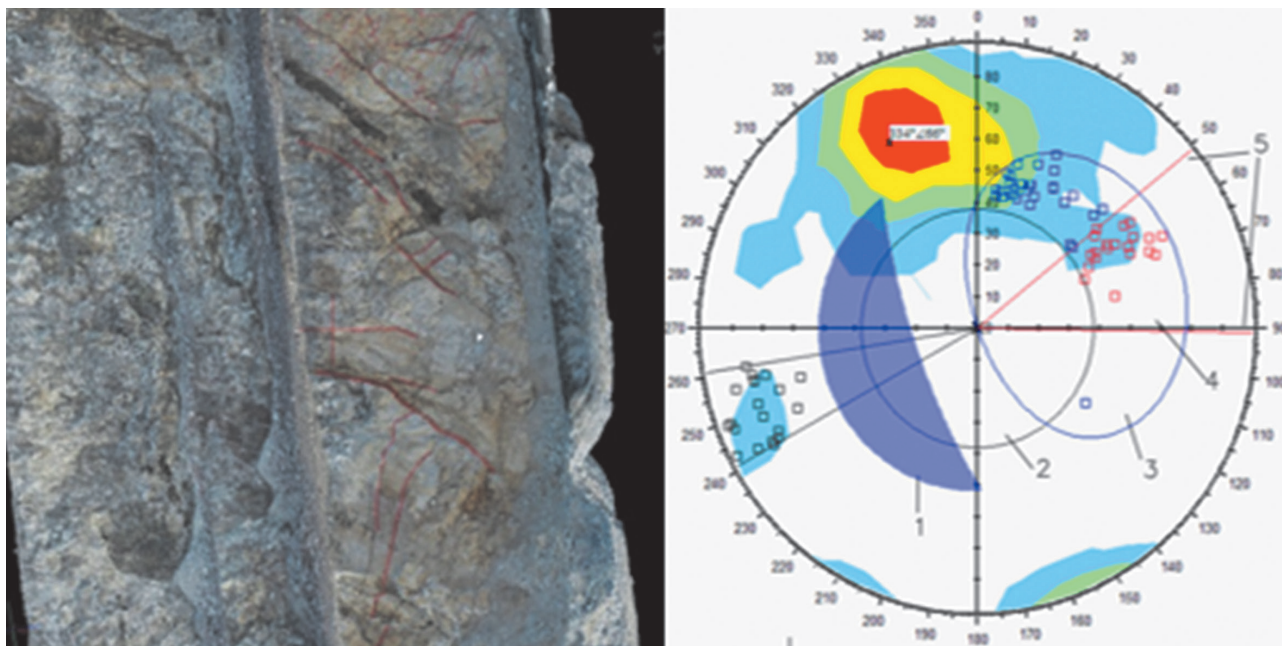
Например, в горном деле повсеместно стали использоваться беспилотные летательные аппараты (БПЛА), хотя для геомеханического мониторинга этот метод начал применяться сравнительно недавно [10–12]. В связи с этим стало актуальным изучение возможностей получения и применения данных БПЛА для исследования геомеханических свойств горного массива, сравнение их с возможностями классических методов, а также оценка качества метода.

Материалы и методы исследования

В целях исследования была выполнена съемка с БПЛА на одном из участков уступа мраморного карьера, расположенного в Иркутской области. Уступ сложен скальными, гидрофобными породами, удобными для наблюдения за происходящими на нем деформациями.

Аэрофотосъемка была выполнена с использованием дрона Mavic 2Pro. Съемка осуществлялась камерой с однойюмовым объективом CMOS в разрешении 20 Мп (5472–3648 пикселей). Снимки сохранялись в формате JPG и обрабатывались в программе Agisoft Metashape методом выравнивания и координирования данных с использованием опознавательных знаков. В результате камеральной обработки было получено плотное облако точек борта уступа.

По материалам аэрофотосъемки было выявлено 257 трещин, в том числе 5 опасных, которые обуславливают клиновую деформацию на объекте [13]. Затем была построена диаграмма трещиноватости и произведен кинематический анализ исследуемого уступа (рис. 1).



а

b

Рис. 1. Уступ исследованного мраморного карьера:

а – снимок участка борта уступа с отдешифрованными трещинами;

б – кинематическая диаграмма исследуемого уступа:

1 – линия простирания уступа; 2 – линия ограничения по углу внутреннего трения; 3 – линия ограничения по углу заоткоски; 4 – линии ограничения по азимуту падения; 5 – область полюсов ориентировок плоскостей ослабления массива, по которым возможны скольжения призмы обрушения

Fig. 1. Bench of the explored marble quarry:

а – photograph of the bench slope section with deciphered cracks;

б – kinematic diagram of the bench under study;

1 – bench strike line; 2 – limitation line by the internal friction angle; 3 – limitation line by the sloping angle; 4 – limitation lines by the fall azimuth; 5 – area of massif weakening plane orientation poles along which a rupture prism might slip along the strike line

Расчет коэффициента запаса устойчивости борта производился с помощью программ Plaxis 2D, GeoStab и «Геомикс». В качестве исходных данных для работы в этих программах использован разрез борта карьера, который был построен по разреженному облаку точек. Использование разреза, построенного по проектным данным, нежелательно, потому что в большинстве случаев эти данные в определенный момент времени становятся неактуальными из-за постоянной изменчивости горного пространства. Также необходимо иметь данные о геомеханических свойствах горной породы объекта, информацию о которых обычно получают экспериментальным способом.

Для работы с программой Plaxis 2D [14] необходимо импортировать файл разреза борта и задать параметры породы. На основании этих данных генерируется сеть, которая позволяет программе «понять» характер массива, смоделировать три фазы обрушения и составить прогноз. В первой, нулевой фазе предполагается, что на массив не действуют дополнительные силы, а во второй – что

происходит пластическая деформация, то есть что на массив действуют силы, способные привести к разрушению. Третьей является фаза прогнозируемого разрушения. После создания фаз запускается расчет, по результатам которого получают коэффициент устойчивости борта карьера.

Принцип работы в программном обеспечении GeoStab [15] аналогичен оному в предыдущей программе. Для получения результата в GeoStab также необходимо выполнить импорт разреза борта уступа и задать параметры горной породы, слагающей этот уступ, а затем выполнить автоматический расчет, в результате которого вычисляется коэффициент устойчивости борта.

Результаты расчетов коэффициента устойчивости, полученных в Plaxis 2D, были оценены путем их сравнения с результатами, полученными традиционным методом расчета коэффициента устойчивости, и представлены в виде графика (рис. 2), на котором по вертикали указан коэффициент уменьшения прочности, а по горизонтали – шаг дискретизации.

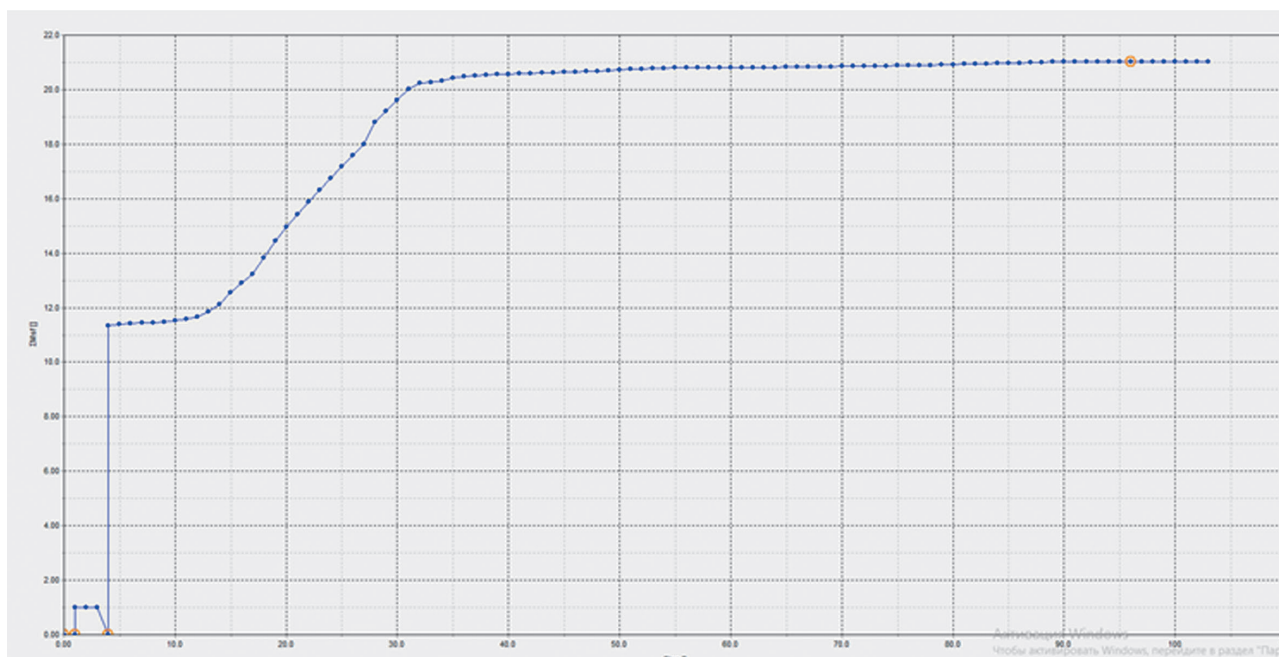


Рис. 2. Результат расчета коэффициента устойчивости в программном обеспечении Plaxis 2D

Fig. 2. Result of stability coefficient calculation in Plaxis 2D software

Максимальное значение показателя коэффициента устойчивости борта уступа соответствует отметке 21.

GeoStab предоставляет результаты, близкие к тем, которые получаются в традиционном методе, что дает некоторое преимущество этой программе, так как она позволяет наблюдать поверхность, по которой предположительно будет проходить обрушение. На рис. 3 представлен автоматически определен-

ный коэффициент устойчивости борта уступа, который равен 19,313.

Сравнивая результаты, можно сказать о том, что полученные в автоматизированном варианте значения хорошо коррелируют со значением, полученным традиционным методом. Расхождение составило в среднем 4 %.

По состоянию борта карьера сделан вывод, что уступ, взятый для проведения исследования, не имеет тенденции к разрушению

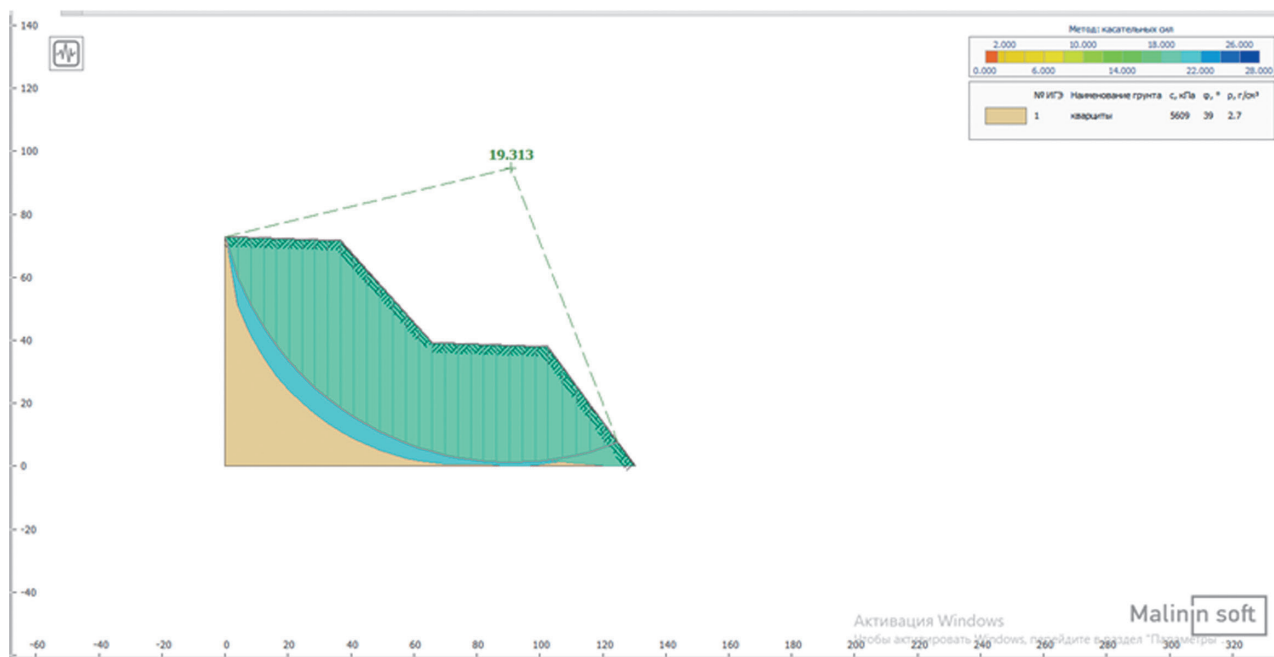


Рис. 3. Результат расчета коэффициента устойчивости в программном обеспечении GeoStab

Fig. 3. Result of stability coefficient calculation in Geotab software



в ближайшее время [16], поскольку соблюдается условие $K_{уст.} > 1$.

Поскольку данные программы принимают в расчет только геомеханические характеристики породы, слагаемой массив, не учитывая влияние тектонических нарушений (в том числе тех трещин, которые были определены нами ранее с помощью кинематического анализа), нельзя сказать, оказывают ли влияние эти трещины на устойчивость массива в данном случае.

Способы расчета коэффициента устойчивости в программах Plaxis 2D и GeoStab являются вполне инновационными и в значительной степени автоматизированными. Однако для объективной оценки эффективности и целесообразности применения этих методов необходимо дополнительно выполнить контрольный расчет коэффициента устойчивости традиционным способом, который предполагает построение поверхности скольжения для определения призмы обрушения, разбиение ее на блоки и расчет формул¹.

Построение поверхности скольжения начинают с определения ширины призмы обрушения АВ (рис. 4). Затем формируется площадка пород и определяется место начала формирования поверхности обрушения – точка С. Далее необходимо определить положение круглоцилиндрической поверхности скольжения. Для этого проводят радиус данной поверхности из точки С с замыканием на нижней бровке уступа.

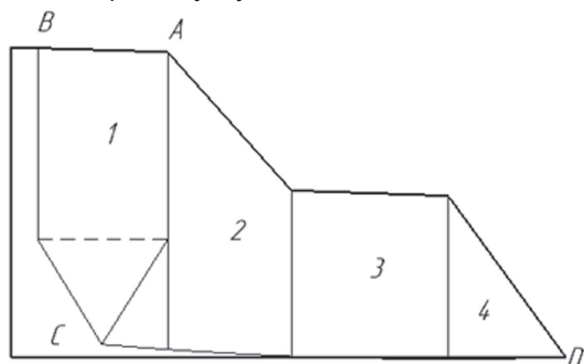


Рис. 4. Поверхность скольжения, разделенная на блоки

AB – ширина призмы обрушения; С – место начала формирования поверхности обрушения;
BCD – кругло-цилиндрическая поверхность скольжения; 1–4 – номера блоков

Fig. 4. Sliding surface divided into blocks
AB – rupture prism width; C – place where the rupture surface begins to form;
BCD – round-cylindrical sliding surface;
1–4 – block numbers

После разбивки поверхности скольжения на блоки для каждого блока производят расчет сдвигающих и удерживающих сил дискретным методом. При этом также определяют геометрические параметры блока: ширину, среднюю высоту, длину по поверхности скольжения. Наконец, определяют коэффициент устойчивости борта карьера по формуле

$$K_y = \frac{\sum T_{\text{реакт.}}}{\sum T_{\text{акт.}}} = \frac{136924}{6736,8} = 20,3,$$

где $\sum T_{\text{реакт.}}$ – сумма касательных проекций всех реактивных сил i -го отсека; $\sum T_{\text{акт.}}$ – сумма касательных проекций к основанию i -го отсека равнодействующей внешних сил.

Геолого-структурный модуль инновационной отечественной программы «Геомикс» [17, 18] реализует третий вариант получения коэффициента устойчивости борта карьера. Для работы в программном продукте требуются облако точек борта, геометрические параметры трещин (координаты, азимут падения, угол падения) и геомеханические характеристики уступа.

В процессе фотограмметрической обработки снимков уступа было получено плотное облако точек и построена его поверхность, на которую был произведен импорт данных по трещинам. Одним из преимуществ применения геолого-структурного модуля является возможность расчета устойчивости с учетом трещин, которые визуально представляются более ориентированными на обрушение. Параметры трещиноватости представлены на рис. 5.

После задания вида деформации, типа сцепления пород, угла внутреннего трения и параметров наиболее опасных трещин было произведено моделирование предполагаемых деформаций и рассчитан коэффициент запаса устойчивости борта карьера. Было выявлено, что уступ имеет опасные клиновые деформации.

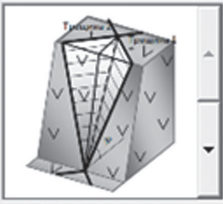
Результаты исследования и их обсуждение

В результате расчетов в геолого-структурном модуле «Геомикс» после выполнения положенных процедур было определено возможное местоположение будущих обрушений (рис. 6), а также максимальная высота и коэффициент запаса устойчивости (таблица).

¹ Инструкция по наблюдениям за деформациями бортов, откосов уступов и отвалов на карьерах и разработке мероприятий по обеспечению их устойчивости. Л., 1971. 193 с.



Расчётная схема № I



Описание схемы расчёта:
Клиновой тип деформации. Сформирован сочетанием двух диагональных трещин линия сращения которых выходит на бровку уступа.

Параметры плоскостей трещин

	№	Азимут, г	Угол, гр	Сцепление,	Уг. трения	Точка	Цвет	Толщ	Обр
☒	73	16.181	0.000	5609403.0	38.0			5	☒
☒	33	127.575	0.000	5609403.0	1.7845713			5	☒

Параметры расчёта

Плотность: 2700 кг/м³

Критерийный КЗУ: 1.2

☐ Верхняя отметка Z: 0.000 м

☐ Нижняя отметка Z: 0.000 м

☐ Расчёт по стандартной формуле

☐ Брать физ-мех из блочной модели

Уступ

Блочная модель

Рис. 5. Параметры трещин для расчетов в программном обеспечении «Геомикс»
Fig. 5. Crack parameters for calculations in Geomix software

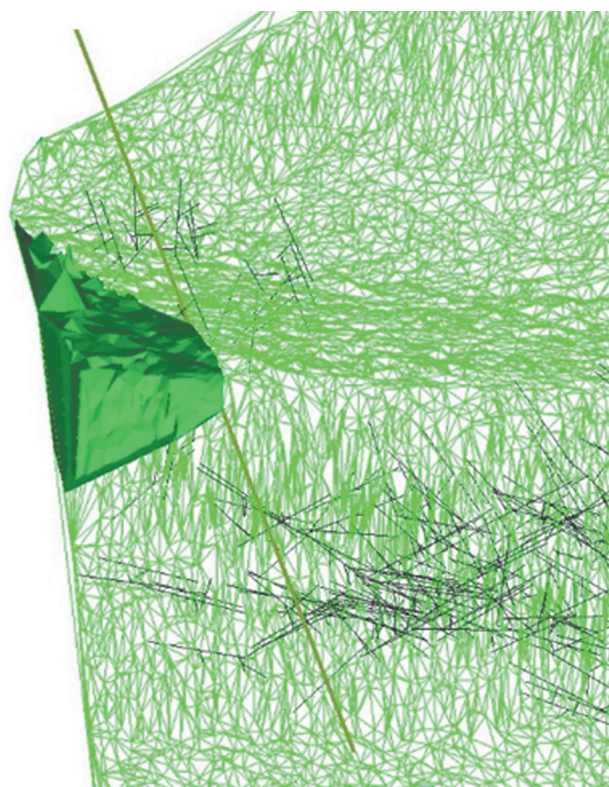


Рис. 6. Спрогнозированное обрушение
Fig. 6. Predicted failure

Параметры обрушения

Failure parameters

Параметр	Объем, м ³	Высота, м	Коэффициент запаса устойчивости
Значение	212,6	8,58	415,9

Полученный коэффициент запаса устойчивости позволяет сделать вывод, что спрогнозированная область не имеет тенденции к обрушению [16].

Заключение

Геодинамические процессы на бортах карьеров весьма изменчивы во времени, что связано в первую очередь с интенсивным ведением горных работ, в процессе которых происходит постоянное влияние на устойчивость горного пространства. К тому же горное производство постоянно наращивает свои мощности, поэтому традиционными методами все труднее контролировать состояние горных выработок и прогнозировать потенциальные деформации горных пород.

Внедрение инновационных методов в процесс ведения горных работ имеет огромное значение, так как упрощает и автоматизирует стандартные методы контроля устойчивости горных выработок. Ко всему прочему, программы в процессе обработки выявляют обстоя-

тельства, которые человек не берет во внимание в своих расчетах, таким образом помогая исключить человеческий фактор, способный привести к серьезным внештатным ситуациям.

Сравнительный анализ программ, рассмотренных в исследовании, позволяет сделать следующие выводы:

1. Использование программного обеспечения Plaxis 2D и GeoStab предпочтительнее для определения коэффициента устойчивости в тех случаях, когда массив не имеет ярко выраженных геодинамических нарушений.

2. Программа «Геомикс» наиболее эффективна, если в расчетах принимаются во внимание геодинамические нарушения горного массива. Однако выявление этих нарушений требует использования дополнительных методов и программных продуктов. В качестве одного из таких методов можно применять фотограмметрию с использованием, например, программы Agisoft PhotoScan, снимков с применением БПЛА и цифровых моделей рельефа. Данные, полученные в ходе крупномасштабного фото-



графирования бортов карьеров и последующей обработки снимков, позволяют выявить внешнее проявление геодинамических нару-

шений, а также оценить и учесть их влияние на устойчивость горного массива, что значительно повышает безопасность горных работ.

Список источников

1. Сашурин А.Д., Панжин А.А. Роль геомеханики в обеспечении безопасного и эффективного недропользования // *Современные проблемы механики*. 2018. № 33. С. 92–101. EDN: VSFVAY.
2. Голик В.И., Бурдзиев О.Г., Дзербанов Б.В. Управление геомеханикой массива путем оптимизации технологии разработки // *Геология и геофизика юга России*. 2020. Т. 10. № 1. С. 127–137. <https://doi.org/10.23671/VNC.2020.1.59070>. EDN: FMXRTQ.
3. Кириков Д.А., Фёдоров В.С., Калимуллина Д.И., Охунов Ш.Р. Анализ данных аэрофотосъемки с беспилотных летательных аппаратов для изучения состояния бортов угольного разреза // *Известия Тульского государственного университета. Науки о земле*. 2023. № 2. С. 236–249. <https://doi.org/10.46689/2218-5194-2023-2-1-236-249>. EDN: SPNXHY.
4. Тянь С.Г., Долгоносков В.Н. Изучение трещиноватости пород на месторождении «Северный Катпар» // *Молодой ученый*. 2020. № 20. С. 145–150. EDN: LMYOZG.
5. Волошина Д.А. Исследование геомеханического состояния прибортовых массивов карьеров // *Молодой ученый*. 2017. № 36. С. 15–18. EDN: ZFPOEB.
6. Сашурин А.Д., Панжин А.А. Современные проблемы и задачи геомеханики // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2020. № 3-1. С. 188–198. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2020-31-0-188-198>. EDN: XLEKGX.
7. Литвинский Г.Г., Смекалин Е.С., Кладко В.И. Методика оценки и критерии устойчивости горных выработок // *Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета*. 2020. № 19. С. 5–14. EDN: FHUKPW.
8. Trushko V.L., Protosenya A.G. Prospects for the development of geomechanics in the context of a new technological paradigm // *Journal of Mining Institute*. 2019. Vol. 236. Iss. 2. P. 162–166. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.2.162>. EDN: ELRQOY.
9. Бирючев И.В., Макаров А.Б., Усов А.А. Геомеханическая модель рудника // *Горный журнал*. 2020. № 1. С. 42–48. <https://doi.org/10.17580/gzh.2020.01.08>. EDN: REPMLS.
10. Гришин И.А., Козлова А.Е., Дерина Н.В., Великанов В.С., Хамидулина Д.Д., Логунова Т.В. Реализация возможностей использования беспилотных летательных аппаратов в горном деле // *Уголь*. 2022. № 5. С. 36–41. <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2022-5-36-41>. EDN: APQUFY.
11. Blishenko A. Modern mine survey techniques in the process of mining operations in open pit mines (quarries) // *Scientific and Practical Studies of Raw Material Issues* / ed. V. Litvinenko. Boca Raton: CRC Press, 2019. P. 58–62. <https://doi.org/10.1201/9781003017226-8>.
12. Loots M., Grobbelaar S., van der Lingen E. Review of remote-sensing unmanned aerial vehicles in the mining industry // *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*. 2022. Vol. 122. Iss. 7. P. 387–396. <https://doi.org/10.17159/2411-9717/1602/2022>. EDN: HBZERW.
13. Калугина А.М., Кириков Д.А., Скоробогатько М.Р., Жгилёв А.П. Применение фотограмметрии для исследование структурных особенностей массива // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. 2023. Т. 2. С. 52–56. EDN: QGTQKV.
14. Hemeda S. Geotechnical modelling and subsurface analysis of complex underground structures using PLAXIS 3D // *International Journal of Geo-Engineering*. 2022. Vol. 13. Iss. 1. P. 1–17. <https://doi.org/10.1186/s40703-022-00174-7>. EDN: FAGYMA.
15. Малинин А.Г., Малинин П.А., Чернопазов С.А., Воробьев А.В., Гладков И.Л. Программные средства для расчета ограждений глубоких котлованов // *Метро и тоннели*. 2007. № 4. С. 32–33. EDN: ULVULV.
16. Немова Н.А. Белый Т.А. Геомеханическая оценка параметров устойчивости откосов бортов и уступов при отработке месторождения апатит-нефелиновых руд «Олений ручей» // *Известие Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2019. Т. 330. № 11. С. 109–120. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2355>. EDN: RTEQYC.
17. Волков Ю.И., Серый С.С., Дунаев В.А., Герасимов А.В. ГИС Геомикс для горной промышленности России и Казахстана // *Горный журнал*. 2015. № 5. С. 8–13. <https://doi.org/10.17580/gzh.2015.05.02>. EDN: UGWZER.
18. Морозова Т.П. Перспектива применения в горной промышленности российских систем цифрового проектирования: ГИС Геомикс и Mineframe // *Инновации и инвестиции*. 2022. № 5. С. 132–135. EDN: IHSAYX.

References

1. Sashurin A.D., Panzhin A.A. The role of geomechanics in ensuring safe and effective subsoil use. *Sovremennye problemy mekhaniki*. 2018;33:92-101. (In Russ.). EDN: VSFVAY.
2. Golik V.I., Burdzieva O.G., Dzeranov B.V. Management of massif geomechanics through optimization of development technologies. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2020;10(1):127-137. (In Russ.). <https://doi.org/10.23671/VNC.2020.1.59070>. EDN: FMXRTQ.
3. Kirikov D.A., Fedorov V.S., Kalimullina D.I., Okhunov Sh.R. Analysis of aerial photography data from unmanned aerial vehicles to study the state of the sides of a coal mine. *Izvestiya Tula State University*. 2023;2:236-249. (In Russ.). <https://doi.org/10.46689/2218-5194-2023-2-1-236-249>. EDN: SPNXHY.
4. Tjan S.G., Dolgonosov V.N. Study of cracking of breeds on “Northern Katpar” deposit. *Molodoi uchenyi*. 2020;20:145-150. (In Russ.). EDN: LMYOZG.



5. Voloshina D.A. Studying geomechanical state of open-pit adjacent massifs. *Molodoi uchenyi*. 2017;36:15-18. (In Russ.). EDN: ZFPOEB.
6. Sashurin A.D., Panzhin A.A. Current problems and objectives in geomechanics. *Mining Information and Analytical Bulletin*. 2020;3-1:188-198. (In Russ.). <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2020-31-0-188-198>. EDN: XLEKGX.
7. Litvinsky G.G., Smekalin E.S., Kladko V.I. Assessment methods and criteria for the stability of mine workings. *Collection of Scientific Papers of DonSTU*. 2020;19:5-14. (In Russ.). EDN: FHUKPW.
8. Trushko V.L., Protosenya A.G. Prospects for the development of geomechanics in the context of a new technological paradigm. *Journal of Mining Institute*. 2019;236(2)162-166. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.2.162>. EDN: ELRQOY.
9. Biryuchev I.V., Makarov A.B., Usov A.A. Geomechanical model of underground mine. *Gornyi Zhurnal*. 2020;1:42-48. (In Russ.). <https://doi.org/10.17580/gzh.2020.01.08>. EDN: REPMLS.
10. Grishin I.A., Kozlova A.E., Dyorina N.V., Velikanov V.S., Khamidulina D.D., Logunova T.V. Implementing the potential of unmanned aerial vehicle in mining. *Ugol'*. 2022;5:36-41. (In Russ.). <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2022-5-36-41>. EDN: APQUFY.
11. Blishenko A. Modern mine survey techniques in the process of mining operations in open pit mines (quarries). In: Litvinenko V. (ed.). *Scientific and Practical Studies of Raw Material Issues*. Boca Raton: CRC Press; 2019, p. 58-62. <https://doi.org/10.1201/9781003017226-8>.
12. Loots M., Grobbelaar S., van der Lingen E. Review of remote-sensing unmanned aerial vehicles in the mining industry. *The Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*. 2022;122(7):387-396. <https://doi.org/10.17159/2411-9717/1602/2022>. EDN: HBZERW.
13. Kalugina A.M., Kirikov D.A., Skorobogatko M.R., Zhgilev A.P. Application of photogrammetry for the study of structural features of the massif. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*. 2023;2:52-56. (In Russ.). EDN: QGTQKV.
14. Hemeda S. Geotechnical modelling and subsurface analysis of complex underground structures using PLAXIS 3D. *International Journal of Geo-Engineering*. 2022;13(1):1-17. <https://doi.org/10.1186/s40703-022-00174-7>. EDN: FAGYMA.
15. Malinin A.G., Malinin P.A., Chernopazov S.A., Vorobyov A.V., Gladkov I.L. Software tools for calculating fences of deep pits. *Metro i tonneli*. 2007;4:32-33. (In Russ.). EDN: ULVULV.
16. Nemova N.A., Belsh T.A. Geomechanical estimation of stability parameters of pit slope scale and batters when developing the apatite-nepheline ore deposit "Oleniy ruchey". *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(11):109-120. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2355>. EDN: PTEQYC.
17. Volkov Yu.I., Seriy S.S., Dunaev V.A., Gerasimov A.V. GIS Geomics for the mining industry of Russia and Kazakhstan. *Gornyi Zhurnal*. 2015;5:8-13. (In Russ.). <https://doi.org/10.17580/gzh.2015.05.02>. EDN: UGWZER.
18. Morozova T.P. Application prospects of Russian digital design systems in the mining industry: GIS Geomix and Mineframe. *Innovations and Investments*. 2022;5:132-135. (In Russ.). EDN: IHSAYX.

Информация об авторах / Information about the authors

**Кириков Данил Александрович,**

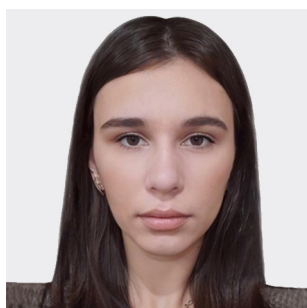
младший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории,
Центр маркшейдерско-геодезических инноваций,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
dani.kirikov@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0003-0915-4524>

Danil A. Kirikov,

Junior Researcher at the Research Laboratory,
Center for Surveying and Geodetic Innovations,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
dani.kirikov@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0003-0915-4524>

**Калугина Анастасия Максимовна,**

младший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории,
Центр маркшейдерско-геодезических инноваций,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ kalugina.nasta@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0003-3720-6088>

Anastasia M. Kalugina,

Junior Researcher at the Research Laboratory,
Center for Surveying and Geodetic Innovations,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ kalugina.nasta@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0003-3720-6088>

**Жигилев Александр Павлович,**

научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории,
Центр маркшейдерско-геодезических инноваций,
преподаватель кафедры маркшейдерского дела и геодезии,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
инженер-маркшейдер,
ООО «Сибирский меридиан»,
г. Иркутск, Россия,
zhigilevap@irk.ru
<https://orcid.org/0009-0004-0456-8661>

Alexander P. Zhigilev,

Researcher at the Research Laboratory,
Center for Surveying and Geodetic Innovations,
Lecturer of the Department of Surveying and Geodesy,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
Engineer-Surveyor,
"Siberian Meridian" LLC,
Irkutsk, Russia,
zhigilevap@irk.ru
<https://orcid.org/0009-0004-0456-8661>

**Беляев Евгений Николаевич,**

руководитель научно-исследовательской лаборатории,
Центр маркшейдерско-геодезических инноваций,
старший преподаватель кафедры маркшейдерского дела и геодезии,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
директор,
ООО «Сибирский меридиан»,
г. Иркутск, Россия,
belyaeven@irk.ru
<https://orcid.org/0000-0002-5073-4876>

Evgeny N. Belyaev,

Head of the Research Laboratory,
Center for Surveying and Geodetic Innovations,
Senior Lecturer of the Department of Surveying and Geodesy,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
Director,
"Siberian Meridian" LLC,
Irkutsk, Russia,
belyaeven@irk.ru
<https://orcid.org/0000-0002-5073-4876>

**Ступин Владимир Павлович,**

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры маркшейдерского дела и геодезии,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
stupinigu@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0007-0612-0512>



Vladimir P. Stupin,
Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Professor of the Department of Surveying and Geodesy,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
stupinigu@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0007-0612-0512>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Д.А. Кириков – проведение камеральной обработки данных аэрофотосъемки, проведение исследования, изучение программного обеспечения, обработка данных в различных программном обеспечении, написание текста статьи.

А.М. Калугина – проведение камеральной обработки данных аэрофотосъемки, проведение исследования, изучение программного обеспечения, обработка данных в различных программном обеспечении, написание текста статьи.

А.П. Жгилев – проведение аэрофотосъемки на карьере.

Е.Н. Беляев – проведение аэрофотосъемки на карьере.

В.П. Ступин – оформление статьи.

Danil A. Kirikov plotted aerial photography data, conducted research, studied software, processed data in various software, wrote the article.

Anastasia M. Kalugina plotted aerial photography data, conducted research, studied software, processed data in various software, wrote the article.

Alexander P. Zhgilev conducted aerial photography at the open-pit.

Evgeny N. Belyaev conducted aerial photography at the open-pit.

Vladimir P. Stupin designed the article.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 27.03.2024; одобрена после рецензирования 13.05.2024; принята к публикации 30.05.2024.

The article was submitted 27.03.2024; approved after reviewing 13.05.2024; accepted for publication 30.05.2024.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

EDN: TBAMTC

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-190-219

**Petrophysical taxa of diamond
deposit of Komsomolskaya kimberlite pipe
(Yakutsk diamondiferous province)****Konstantin M. Konstantinov^a, Dilyara M. Kuzina^b, Maksim S. Khoroshikh^c**^a*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*^b*Kazan Federal University, Kazan, Russia*^c*JSC Gold Mining Company "Lenzoloto", Bodaibo, Russia*

Abstract. Petromagnetic and paleomagnetic studies of oriented samples from the main petrophysical taxa of the Komsomolskaya pipe diamond deposit (kimberlites, different-phase basites and terrigenous carbonate formations) were carried out in order to build a petrophysical model and solve various geological and geophysical problems on its basis: analysis of the behavior of the observed gravimagnetic field for diamond prospecting areas of geotypes 4 and 5, paleomagnetic dating of magmatic events, geodynamic reconstructions, etc. The features of the structural relationship of the petrophysical taxa of the deposit influenced the distribution of their physical properties which, as a result, affected the nature of the observed gravitational and magnetic fields. It is shown that when using vector parameters of petrophysical taxa in the "method of subtracting" potential fields from interference objects (basites of the Tunguska syncline) it is possible to obtain a "pipe type" anomaly from the prospecting object (kimberlite pipe). In addition, based on the petrophysical model, the existence of gravimagnetic anomalies genetically related to the structures of the diatremic association - anomalies of the structural type, which should be taken into account in the process of interpreting geophysical survey data within the Yakutia diamondiferous province, was proved. Titanomagnetites have been identified as magnetization carrier minerals in dolerites, while kimberlites have a more diverse spectrum – magnetites, titanomagnetites, ilmenites and chrome spinelides. In the course of step-by-step demagnetization and subsequent component analysis of the vectors of natural residual magnetization, virtual geomagnetic poles were obtained characterizing the direction of the Earth's magnetic field at the time of introduction of kimberlites and basites. This makes it possible to establish not only the temporal sequence of tectono-magmatic events that formed the Komsomolskaya diamond deposit but also to clarify their scenario for the Yakutsk diamondiferous province as a whole. The paleomagnetic data on kimberlites of the Komsomolskaya pipe are in good agreement with the paleomagnetic data obtained on the basalts of the Upper Devonian D₃ap Appai Formation basalts (Frasnian, 385–375 Ma) and the pre-ore dike of dolerites of the Vilyuiko-Markhi intrusive complex of the Mir mine (373.5 Ma) which may indicate its relatively early age and, possibly, a deeper level of erosion section. Paleomagnetic reconstructions have shown that the epochs of kimberlite and trap formation correspond to the current position of hot spots which can be used as a basis for predicting new kimberlite fields on the Siberian platform.

Keywords: Yakutsk diamondiferous province, Alakit-Markhinskoye field, Komsomolskaya pipe, kimberlites, basites, petrophysics, palaeomagnetism, petrophysical model, petromagnetic taxa, structural type anomaly

Acknowledgements: The authors are grateful to the employees of PJSC ALROSA for their assistance in conducting research at the Komsomolsky quarry: I.V. Makovchuk, Chief Geologist of the Aikhal Mining and Processing Division, S.G. Mishenin, former Head of the Amakinskaya Mining and Processing Division. T.A. Antonova, G.K. Konstantinov, A.P. Kugaevsky, N.A. Sadovnikova, S.P. Suntsova, M.D. Tomshin, M.Z. Khuzin, etc. actively participated in the study of the samples.

For citation: Konstantinov K.M., Kuzina D.M., Khoroshikh M.S. Petrophysical taxa of diamond deposit of Komsomolskaya kimberlite pipe (Yakutsk diamondiferous province). *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):190-219. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-190-219>. EDN: TBAMTC.



ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 550.838.5:551.86:551.215:552.323

Петрофизические таксоны месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» (Якутская алмазоносная провинция)

К.М. Константинов^a, Д.М. Кузина^b, М.С. Хороших^c

^aИркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

^bКазанский федеральный университет, Казань, Россия

^cПАО «Лензолото», Бодайбо, Россия

Резюме. Цель проведенных петро- и палеомагнитных исследований ориентированных образцов из основных петрофизических таксонов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» (кимберлиты, разнофазные базиты и терригено-карбонатные образования) заключалась в построении петрофизической модели и решении на ее основе разных геолого-геофизических задач, таких как анализ характера поведения наблюдаемого гравимагнитного поля для алмазопоисковых площадей четвертого и пятого геотипов, палеомагнитное датирование магматических событий, геодинамических реконструкций и пр. Особенности структурного взаимоотношения петрофизических таксонов месторождения повлияли на распределение их физических свойств, что в результате отразилось на характере наблюдаемых гравитационного и магнитного полей. Показано, что при использовании векторных параметров петрофизических таксонов в «методе вычитания» потенциальных полей от объектов-помех (базиты Тунгусской синеклизы) можно получить аномалию «трубочного типа» от объекта поисков (кимберлитовая трубка). Кроме того, на основе петрофизической модели доказано существование гравимагнитных аномалий, генетически связанных со структурами диатремовой ассоциации – аномалии структурного типа, которые следует учитывать в процессе интерпретации данных геофизических съемок в пределах Якутской алмазоносной провинции. В качестве минералов-носителей намагниченности в долеритах установлены титаномагнетиты, в то время как в кимберлитах их спектр более разнообразен – там встречаются магнетиты, титаномагнетиты, ильмениты и хромшпинелиды. В ходе пошаговых размагничиваний и последующего компонентного анализа векторов естественной остаточной намагниченности получены виртуальные геомагнитные полюсы, характеризующие направление магнитного поля Земли, времени внедрения кимберлитов и базитов. Это позволяет установить не только временную последовательность тектоно-магматических событий, сформировавших рассматриваемое месторождение алмазов кимберлитовую трубку «Комсомольская», но и уточнить их сценарий для Якутской алмазоносной провинции в целом. Палеомагнитные данные по кимберлитам трубки «Комсомольская» хорошо согласуются с палеомагнитными данными, полученными по базальтам аппаинской свиты верхнего девона D₃ар (фран, 385–375 млн лет) и дорудной дайки долеритов вилюйко-мархинского интрузивного комплекса рудника «Мир» (373,5 млн лет), что может свидетельствовать о ее относительно раннем возрасте и, возможно, более глубоком уровне эрозионного среза. Палеомагнитные реконструкции показали, что эпохи кимберлитов- и траппообразования коррелируются с современным положением горячих точек, что, в свою очередь, может быть положено в основу прогноза новых кимберлитовых полей на Сибирской платформе.

Ключевые слова: Якутская алмазоносная провинция, Алакит-Мархинское поле, трубка «Комсомольская», кимберлиты, базиты, петрофизика, палеомагнетизм, петрофизическая модель, петромагнитный таксон, аномалия структурного типа

Благодарности: За помощь в проведении исследований на карьере «Комсомольский» авторы выражают благодарность работникам АК «АЛРОСА» И.В. Маковчуку, главному геологу Айхальского горнообогатительного комбината, С.Г. Мишенину, бывшему начальнику Амакинского горнообогатительного комбината. За активное участие в изучении образцов авторы благодарят Т.А. Антонову, Г.К. Константинова, А.П. Кугаевского, Н.А. Садовникова, С.П. Сунцову, М.Д. Томшина, М.З. Хузина и др.

Для цитирования: Константинов К.М., Кузина Д.М., Хороших М.С. Петрофизические таксоны месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» (Якутская алмазоносная провинция) // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 190–219. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-190-219>. EDN: TBAMTC.

Introduction

The majority of kimberlite pipes, which had access to the day surface or were reflected by contrasting geophysical anomalies of the “pipe type”, have already been found. Prospects for the

discovery of new primary diamond deposits are associated with areas within which the geological section contains thick covers of traps and/or terrigenous-sedimentary strata (2–5 diamond exploration geotypes) [1]. In these conditions,



the efficiency of geochemical, mineralogical and geophysical methods is significantly reduced¹. It is necessary to develop additional unambiguous geological and geophysical prospecting criteria and signs of control of kimberlite pipes and a reliable methodology for their identification in potential geophysical fields. The fairness of such an approach with respect to the search for primary diamond deposits in the areas characterized by complex geological and geophysical conditions is evidenced by trap “windows” and “corridors” surrounding them on their flanks [2–4]². It is not excluded that there may be other geophysical anomalies genetically related to the diatreme association structures – structural anomalies (SA) [5–7]. We see one of the ways to solve this problem in the integrated study of physical, petro- and paleomagnetic properties of petrophysical taxa (PPhT – structural-material complexes of a geological object characterized by certain shapes and sizes, as well as values of various physical parameters: density, electrical resistivity, magnetic susceptibility, natural residual magnetization, Q factor, etc.). Their volumetric distribution in the geological space forms a petrophysical model (PPhM) [8] of kimberlites, host and overlying rocks at known diamond deposits in order to build a generalizing PPhM of the indigenous diamond deposit.

The Komsomolskaya kimberlite pipe, which is located in the Daldyno-Alakitsky district of the Yakutsk diamondiferous province (YaDP) (Fig. 1), is not only an interesting object, but also allows for a systematic selection of oriented samples from the walls of the mining pit. The objectives of the complex material, physical, petro- and palaeomagnetic study of the Komsomolskaya deposit PPhT were to form on their basis:

1. A posteriori deterministic physical and geological model (PhGM) [8] as a basis for complex interpretation of the obtained materials to establish the nature of gravimagnetic anomalies for the areas of 4–5 diamond geotypes.

2. Dynamic PhGM [8] as a quantitative basis for geodynamic interpretation of paleomagnetic data: dating of kimberlite- and trap-forming processes by YaDP, paleogeographic reconstructions of the Siberian Platform for the epochs of tectono-magmatic activation [9], forecasting of mineral deposits, etc.

Materials and methods

The Daldyno-Alakitsky district, to which the Komsomolskaya kimberlite pipe diamond deposit is confined, is located in the area of juxtaposition of two large structures of the Siberian Platform: the Anabar Anticline and the Tunguskaya Syncline (Fig. 1, a). The pipe was discovered in 1974 by geologists of the Amakinskaya expedition G.B. Balandina, I.Ya. Bogatykh, M.G. Kontareva, I.V. Lashkevich, V.I. Stegnyy, I.K. Sarychev during prospecting drilling works on a 500×500 m grid.

The Komsomolskaya diamond deposit [10–12]³ belongs to the 5th prospecting geotype (Fig. 1, b, c) – an area of predominant development of highly magnetic eruptive rocks in the upper part of the geological section (up to 250 m). Carbonate rocks of the Oldondin (C₃-O₁ol), Sokhsolokh (O₁₋₂sh), Kylakh (O₂₋₃kl) formations and Landover (S₁ln) stage (Fig. 1, d) serve as a host frame (carbonate basement) for kimberlites of the Daldyno-Alakitsky intrusive complex of the Middle Paleozoic age (iD₃-C₁dl). According to the content of petrogenic oxides such as FeO_{tot} (7–11.5 %) and TiO₂ (2–3.2 %) kimberlites of the Komsomolskaya pipe belong to petrochemical type 3 (magnesian-iron, high-titanic, low-potassium), which is consistent with the relatively high content of ilmenite. The studied deposit has an elongated shape with isometric extension approximately in the central part. Its long axis is orientated in the north-eastern direction along the azimuth of 65°. The deposit is composed of two types of kimberlites:

¹ Serov I.V., Grakhanov O.S., Koshkarev D.A., Ageenkov E.V., Boyarov V.M., Gerasimchuk A.V., et al. *Forecasting and prospecting of primary diamond deposits on the Siberian platform: Methodological manual*. Mirny: ALROSA; 2020, 155 p. (In Russ.) / Серов И.В., Граханов О.С., Кошкарёв Д.А., Агеевков Е.В., Бояров В.М., Герасимчук А.В. [и др.] Прогнозирование и поиски коренных месторождений алмазов на Сибирской платформе: методическое пособие / под ред. А.В. Толстова. Мирный: Изд-во АЛРОСА, 2020. 155 с.

² Nikulin V.I., Lelyukh M.I., Von-der-Flaass G.S. *Almazoprognostika (methodical manual)*. Irkutsk: ALROSA; 2002, 320 p. (In Russ.) / Никулин В.И., Лелюх М.И., Фон-дер-Флаасс Г.С. Алмазопрогностика (методическое пособие). Иркутск: Изд-во АЛРОСА, 2002. 320 с.

³ Kostrovitsky S.I., Spezius Z.V., Yakovlev D.A., Von-der-Flaass G.S., Suvorova L.F., Bogush I.N. Atlas of root diamond deposits of the Yakutsk kimberlite province. Mirny: ALROSA, 2015, 480 p. (fig. 475, tab. 125). (In Russ.) / Костровицкий С.И., Специус З.В., Яковлев Д.А., Фон-Дер-Флаасс Г.С., Суворова Л.Ф., Богуш И.Н. Атлас коренных месторождений алмазов Якутской кимберлитовой провинции. Мирный: Изд-во АЛРОСА, 2015. 480 с. (рис. 475, табл. 125).



– flanked by a dyke of coherent kimberlite (CK) of northeastern strike of the early phase of emplacement;

– in the centre, a diatreme of pyroclastic kimberlite (PK) of the late intrusion phase.

The age of the deposit is ambiguous

(Table 1). According to isotopic studies and taking into account geological materials, the time of formation of the kimberlite pipe can refer to both the Late Silurian-Early Devonian (S_2 - D_1) and Late Devonian-Early Carboniferous epoch (D_3 - C_1).

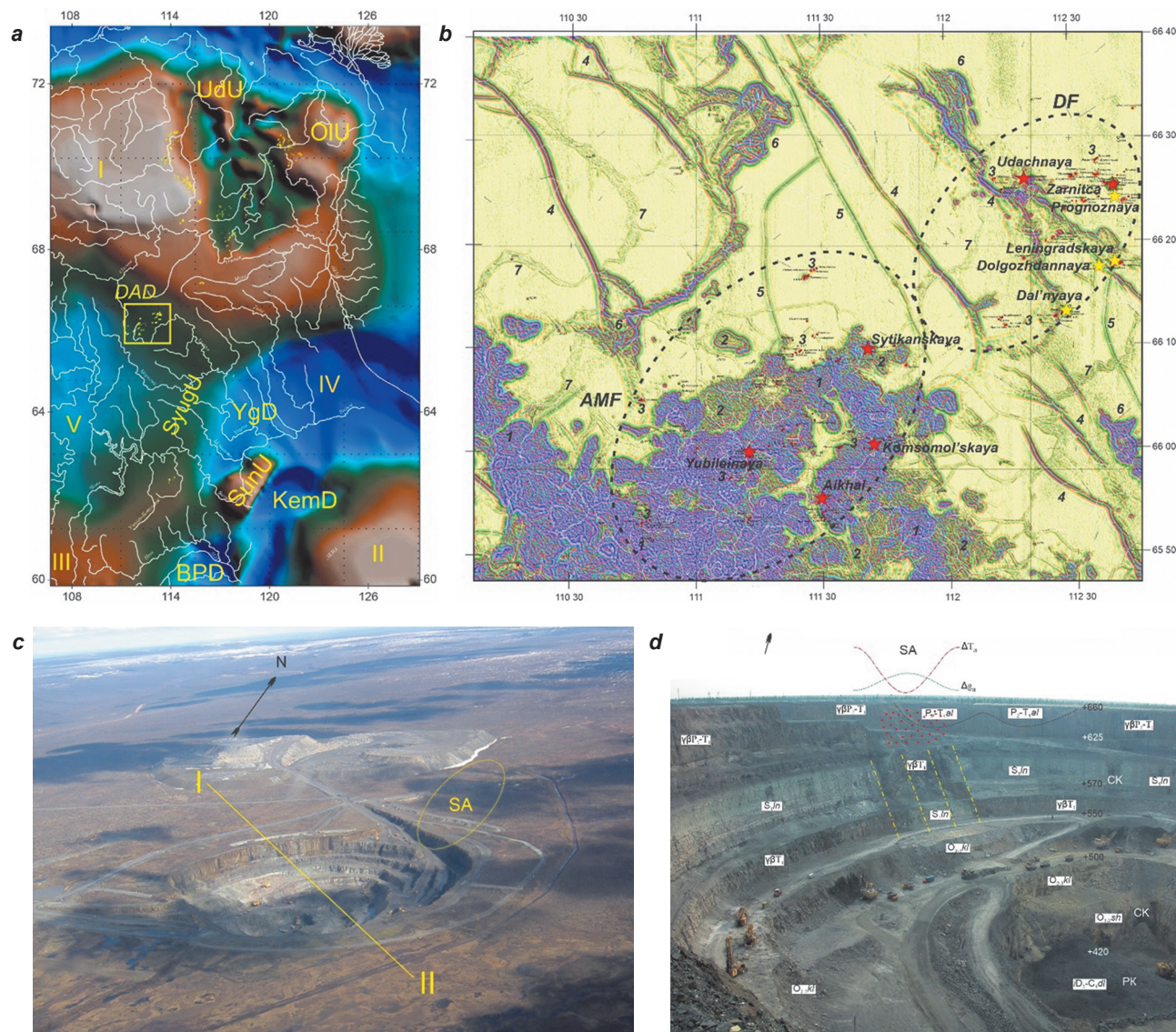


Fig. 1. Work area:

- a* – location of the Daldyno-Alakitsky area (rectangle) on the tectonic scheme of the eastern part of the Siberian platform. Basement structures of the Siberian Platform: first order – anticlines (I – Anabarskaya, II – Aldanskaya, III – Nepa-Botuoba), synclines (IV – Vilyuiskaya, V – Tunguskaya); the second order – uplifts (SunU – Suntarskoe, OIU – Oleneskoe, UdU – Udzhinskoe, SyugU – Sugdzherskoe), depressions (BPD – Baikal-Patom, KemD – Kependyayskaya, YgD – Ygyattinskaya); *b* – position of the studied kimberlite bodies on the summary map of the local component of the magnetic field ΔT_{loc} (red/yellow asterisk indicate known diamond deposits/off-balance ores). Mapping of igneous formations: 1, 2 – sills of trap intrusions reserving watersheds: 1 – Olenek-Velingninskiy and Katangsky intrusive complexes (non-separated), 2 – Kuzmovsky intrusive complex; 3 – kimberlite pipes; 4 and 5 – positively and negatively magnetized dolerite dykes of the Vilyuisko-Kotuisckaya fault zone (supply channels); 6 – near-dyke transgressive and sublayer dolerite intrusions; 7 – accumulation zones of trap formation destruction products in the floodplains of watercourses. AMF and DF are Alakit-Markhinskoe and Daldynskoe kimberlite fields, respectively; *c* – aerial view of the Komsomolskaya pipe open-pit; *d* – geological section along the line I-II (see *c*): CK – coherent kimberlite; PK – pyroclastic kimberlite; red dots – petromagnetic heterogeneities of the firing zone; yellow dash-dotted lines indicate the zone of increased fracturing; Δg_a and ΔT_a indicate geophysical anomalies of the gravitational and magnetic fields respectively; SA – structural type anomaly and its contour; Arabic numerals stand for the absolute mark of the open-pit horizon



Рис. 1. Район работ:

а – положение Далдыно-Алакитского района (прямоугольник) на тектонической схеме восточной части Сибирской платформы. Структуры фундамента Сибирской платформы: первый порядок – антеклизы (I – Анабарская, II – Алданская, III – Непско-Ботуобинская), синеклизы (IV – Вилуйская, V – Тунгусская); второй порядок – поднятия (SunU – Сунтарское, OIU – Оленекское, UdU – Уджинское, SyugU – Сюгджерское), впадины (BPD – Байкало-Патомская, KetD – Кемпендйская, YgD – Ыгыаттинская);
б – положение изученных кимберлитовых тел на сводной карте локальной составляющей магнитного поля $\Delta T_{\text{лок}}$ (красная/желтая звездочка – известные месторождения алмазов/забалансовые руды).
Картирование магматических образований: 1, 2 – силлы трапповых интрузий, бронирующих водоразделы: 1 – оленек-велигининский и катангский интрузивные комплексы (неразделенные), 2 – кузьмовский интрузивный комплекс; 3 – кимберлитовые трубки; 4 и 5 – положительно и отрицательно намагниченные дайки долеритов Вилуйско-Котуйской зоны разломов (подводящие каналы); 6 – околодайковые секущие и субпластовые интрузии долеритов; 7 – зоны аккумуляции продуктов разрушения трапповых образований в поймах водотоков. AMF и DF – Алакит-Мархинское и Далдынское кимберлитовые поля соответственно;
с – вид карьера трубки «Комсомольская» с воздуха; *д* – геологический разрез по линии I–II (см. *с*): СК – когерентный кимберлит; РК – пирокластический кимберлит; красные точки – петромагнитные неоднородности зоны обжига (петромагнитные неоднородности 2 типа); желтые штрих-пунктирные линии – зона повышенной трещиноватости; Δg_a и ΔT_a – геофизические аномалии гравитационного и магнитного полей соответственно; SA – аномалия структурного типа и ее контур; арабские цифры – абсолютная отметка горизонта карьера

Table 1. Absolute age of kimberlites from the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe
Таблица 1. Абсолютный возраст кимберлитов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»

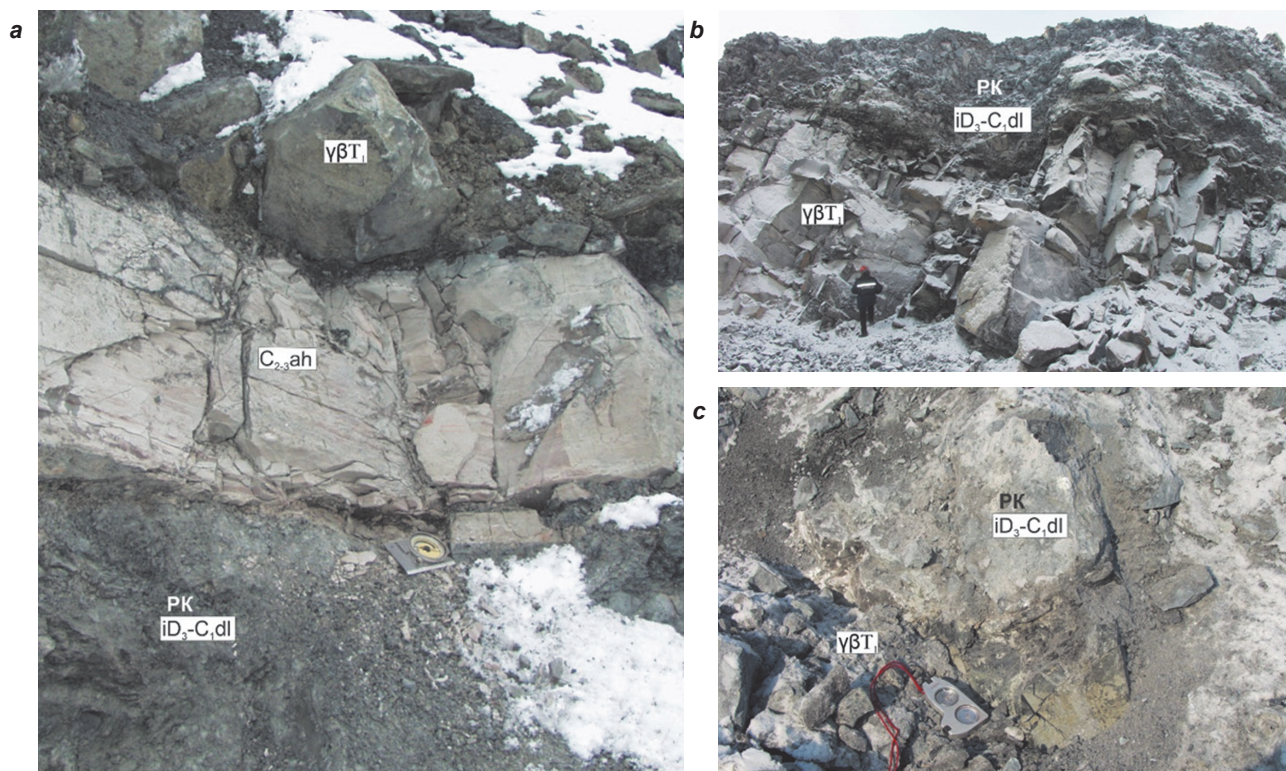
No.	Type and variety of rock [source]	Method	Age, millions of years, Ma	Epoch
1	Pyroclastic kimberlite [13]	Rb-Sr	411±2	S ₂ -D ₁
2		Rb-Sr	420±1	S ₂ -D ₁
3		Rb-Sr	410±8	S ₂ -D ₁
4		Rb-Sr	416±1	S ₂ -D ₁
5	Kimberlite [14]	Rb-Sr	358	D ₃ -C ₁
6	Kimberlite, zircon [15]	U-Pb	358	D ₃ -C ₁

The deposit is overlain by a low thickness (up to 3 m) of terrigenous sediments of the Carboniferous Aikhal Formation (C₂₋₃ah) (Fig. 2, *a*). In addition, the deposit is armoured by traps belonging to two late volcanic phases of basite magmatism of the eastern side of the Tunguskaya syncline (the first, second, and third phases correspond to the Olenek-Velingninsky, Katangsky and Kuzmovsky intrusive complexes of the Vilyui sheet series)⁴: the second phase (β_0 - $\gamma\beta P_2$ -T₁) and the third phase ($\gamma\beta T_1$) [3, 16], with a total thickness (above the pipe) of about 65 m (see Fig. 1, *d*). Sills of the studied phases are composed of different petrographic types of dolerites and differ in the content of Fe₂O₃, TiO₂, etc. oxides (Fig. 3, *a*).

The dolerite sill of the second phase ($\gamma\beta P_2$ -T₁) and co-magmatic lenses of tuffs of the Alakit Formation (P₂-T₁al) armour the daytime surface lying subhorizontally on the rocks of the Aikhal Formatio (see Fig. 1, *d*). The dolerite sill

of the third phase ($\gamma\beta T_1$) forms a scarp during the transition from the lower horizon (O₂₋₃kl and S₁In boundary) to the upper horizon (to the bottom of the fluorine phase traps) thereby cutting off the northwestern block of the diatreme to form a kimberlite detached mass (Fig. 2, *b*, *c*; 4, *d*). The peculiarity of basites of the second and third phases of the Komsomolskaya deposit [16], in contrast to the previously studied deposits Aikhal, Sytykanskaya and Yubileinaya [17], is that they were formed in the epochs of, respectively, direct (N) and reverse (R) polarity of the Earth's magnetic field [6, 18], when the Siberian platform occupied a high latitudinal palaeogeographic position [9]. According to [19], the deposit in terms of geological and geophysical complexity belongs to the third variant of the prospecting situation, which is the most difficult for the detection of diamond deposits by gravimagnetic anomalies (Fig. 4, *a*, *b*, *d*).

⁴ Salikhov R.F., Salikhova V.V., Ivanyushin N.V., Okhlopov V.I. State geological map of the Russian Federation at a scale of 1:200000, Verkhnevilyuyuskaya series (second edition). Sheet Q-49-XXI, XXII (Aikhal). Explanatory note. Saint Petersburg; 2005, 284 p. / Салихов Р.Ф., Салихова В.В., Иванюшин Н.В., Охлопков В.И. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200000, Верхневилуйская серия (издание второе). Лист Q-49-XXI, XXII (Айхал). Объяснительная записка. СПб.: 2005. 284 с.

**Fig. 2. Relationships between petrophysical taxa of the Komsomolskaya pipe:**

a – kimberlites and overlying terrigenous sedimentary rocks of the Aikhal Formation and dolerite sill of the third phase; b – kimberlite detachment;

c – fragment of the contact between kimberlites and the third phase dolerites

Рис. 2. Характер взаимоотношений петрофизических таксонов трубки «Комсомольская»:

а – кимберлитов и перекрывающих их терригенно-осадочных пород айхальской свиты и силла долеритов третьей фазы; б – кимберлитовый отторженец;

с – фрагмент контакта кимберлитов и долеритов третьей фазы

$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ geochronological studies of dolerites by the step heating method [20] performed at the V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. V.S. Sobolev Institute of Geology and

Mineralogy SB RAS (Novosibirsk) showed that the introduction of sills corresponds to the Permo-Triassic period (Table 2) but directly contradict the sequence of magmatic events established in the course of geological studies [3, 16].

Table 2. Results of $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ isotopic dating of dolerite sills from the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe**Таблица 2. Результаты изотопного $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ датирования силлов долеритов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»**

T, °C	t, min	^{40}Ar , 10^{-9} cm ³ STP	$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$	$\pm 1\sigma$	$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$	$\pm 1\sigma$	$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$	$\pm 1\sigma$	$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$	$\pm 1\sigma$	Ca/K	$\Sigma^{39}\text{Ar}$, %	Age, Ma	$\pm 1\sigma$
Dolerites of the Kuzmovsky intrusive complex – the third phase ($\gamma\beta\text{T}_1$), sample K-3 (21.35 mg)														
$J = 0.005416 \pm 0.000077$; total age = 297 ± 4.5 Ma														
650	10	4.9	37.6	0.501	0.036	0.01071	0.2	0.04	0.0001	0.01322	0.7	2.9	334.2	32.3
800	10	44.5	38.4	0.072	0.022	0.00148	15.3	0.6	0.019	0.00197	55	28.2	295	6.2
900	10	35.8	37.1	0.073	0.025	0.00148	15.9	0.4	0.0221	0.00211	57.3	49.4	276.4	6.4
1000	10	34	37.9	0.059	0.019	0.00166	9	0.5	0.0142	0.00151	32.39	69.1	302.3	5.4
1130	10	54.3	38.5	0.049	0.017	0.00103	1.2	0.5	0.0147	0.00109	4.36	100	305.7	4.8
Dolerites of the Katangsky intrusive complex – the second phase ($\beta_0\text{-}\gamma\beta\text{P}_2\text{-T}_1$), sample K-2 plagioclase (35.31 mg)														
$J = 0.005402 \pm 0.000076$; total age = 255 ± 4.3 Ma														
650	10	4.3	20.2	0.149	0.073	0.00856	3.2	2.4	0.005	0.00637	11.4	3.1	174	16.9
800	10	26.6	28.7	0.063	0.026	0.00171	20.8	0.8	0.0053	0.00227	74.7	16.8	246.9	6.6
950	10	111.7	29.4	0.035	0.017	0.00029	17.8	0.1	0.0018	0.00157	64.1	72.8	270.4	5.3
1500	10	27.5	30.2	0.065	0.025	0.00153	15.5	0.4	0.0017	0.00225	55.94	86.2	268.7	6.6
1150	10	30.5	32.5	0.074	0.024	0.00137	6.3	0.5	0.0194	0.0022	22.84	100	243.8	6.4

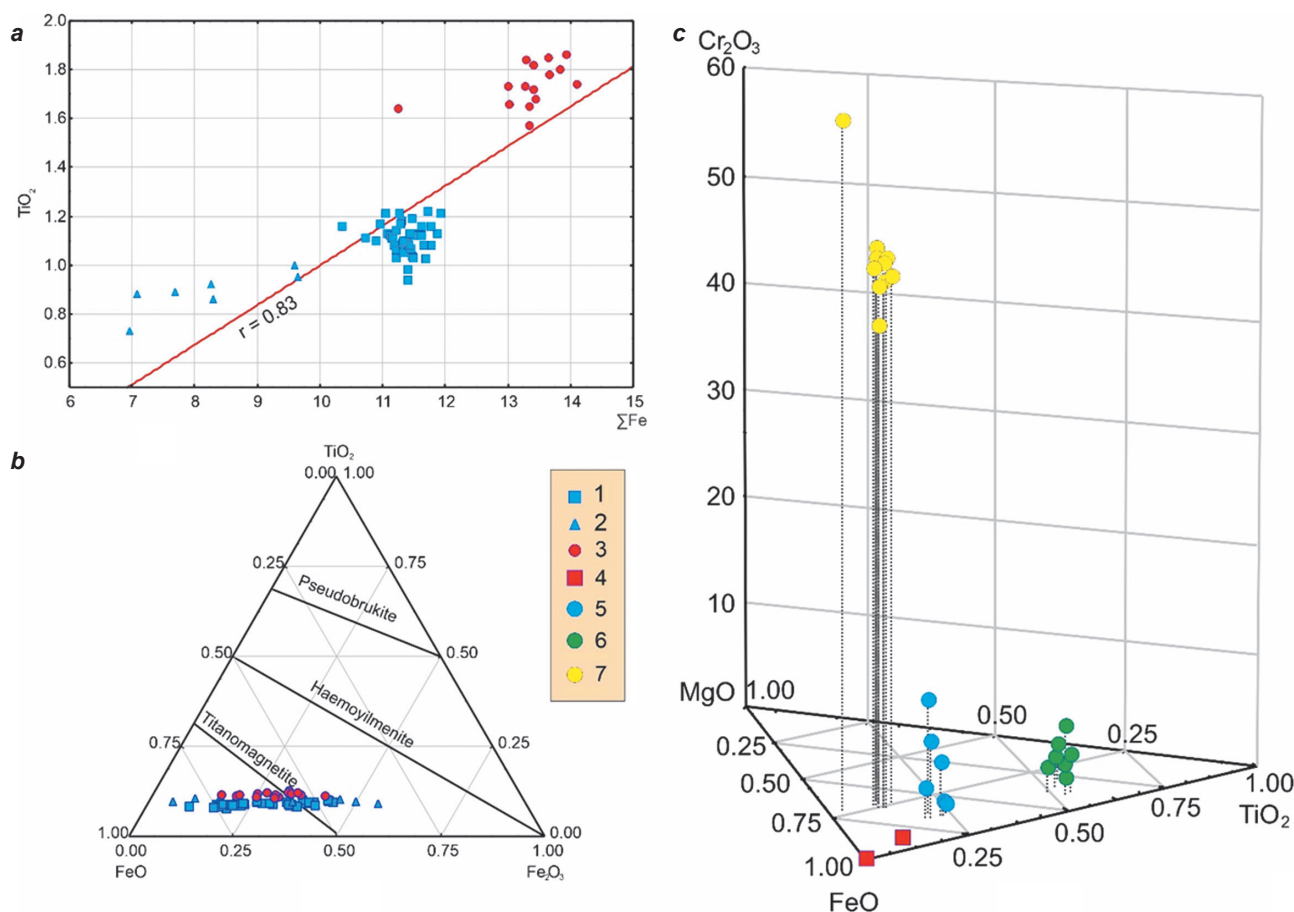


Fig. 3. Chemical composition of magnetisation carrier minerals of the Komsomolskaya pipe:

a, b – basites by [16] (1/2 – dolerites/tuffs of the second phase, 3 – dolerites of the third phase);

c – kimberlites³ (4 – magnetites, 5 – titanomagnetites, 6 – Ilmenite, 7 – chromspinelides)

Рис. 3. Химический состав минералов-носителей намагниченности трубки «Комсомольская»:

a, b – базиты по источнику [16] (1/2 – долериты/туфы второй фазы, 3 – долериты третьей фазы);

c – кимберлиты³ (4 – магнетиты, 5 – титаномagnetиты, 6 – ильмениты, 7 – хромшпинелиды)

According to the geochemical classification $\text{FeO}-\text{Fe}_2\text{O}_3-\text{TiO}_2$ [21], all magnetisation carriers of the Permo-Triassic basites Daldyno-Alakitsky district, despite the marked differences in the chemical composition of the studied embedding phases, belong to the same titanomagnetite series (Fig. 3, b). This conclusion agrees well with the results of independent differential thermomagnetic analysis of basites [16].

Thus, the Komsomolskaya pipe is a unique object for establishing petrophysical, geological-geophysical and other prospecting criteria and developing, on their basis, an optimal set of geological and geophysical methods for prospecting for primary diamond deposits within the eastern side of the Tunguskaya syncline (4 and 5 diamond prospecting geotypes of areas). In this regard, the study of the structure and distribution of physical properties of PPhT of the Komsomolskaya deposit is an urgent task of the present research in order to form its PhGM and develop on its basis a methodology for

correct geological interpretation of gravimagnetic exploration materials, geodynamics, mineralogy, etc.

A total of 30 outcrops (sites) were studied in the quarry from which 334 samples were collected (Fig. 2; 5). The studied rocks of the Komsomolskaya pipe deposit are classified into seven PPhT. The most representative is the collection of basites (dolerites and tuffs), as the data on them are important for solving a wide range of problems: petromagnetic mapping, interpretation of observed geophysical fields, etc. The collection of kimberlites is the most representative. For kimberlites, the representativeness of the sample is smaller, but it is sufficient for constructing a correct PPhM [19]. The relatively small number of samples from terrigenous sedimentary rocks is explained by the fact that their magnetic properties are weak and do not significantly affect the character of the anomalous field. At the same time the physical properties of the carbonate basement are well

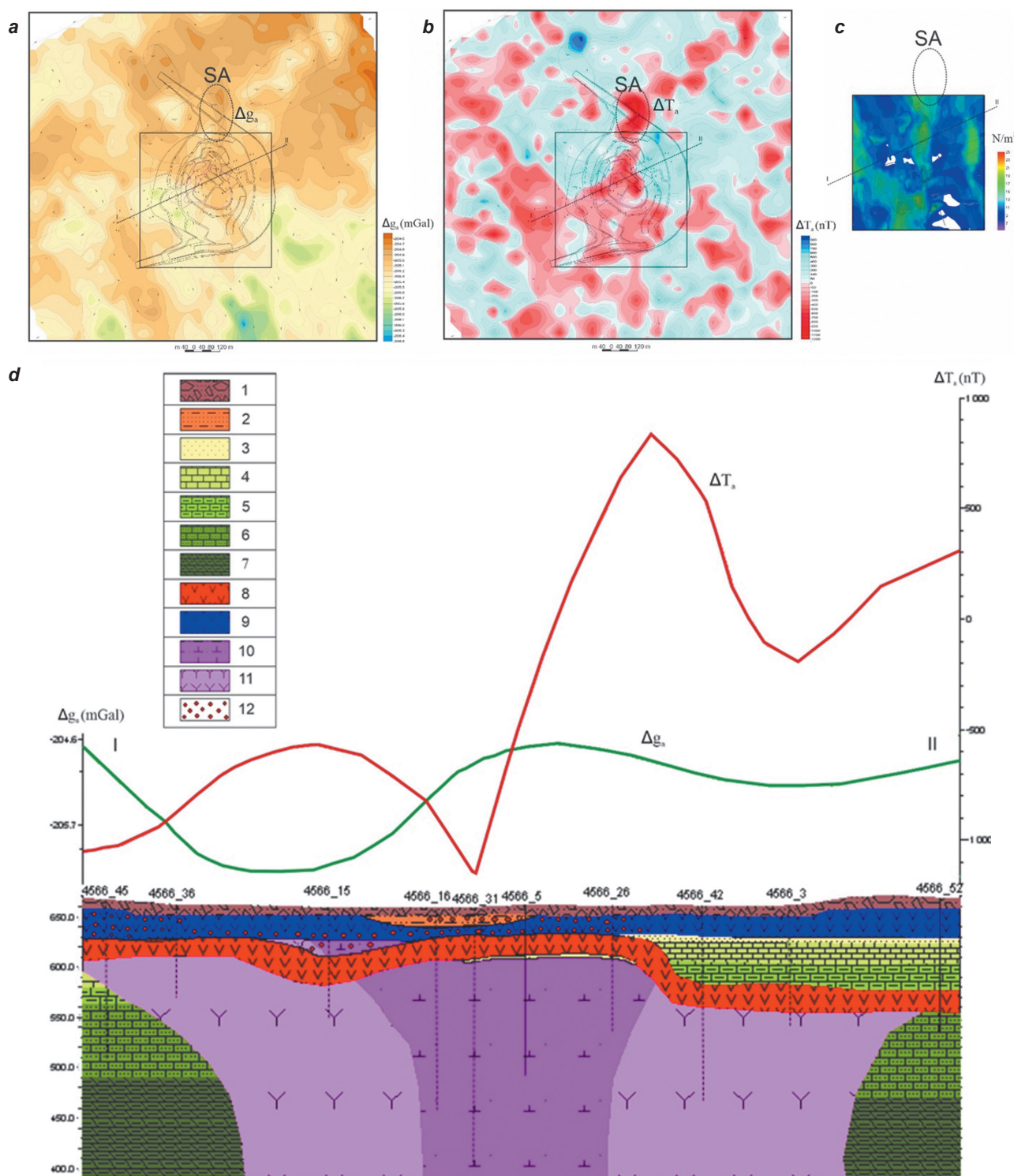


Fig. 4. A posteriori deterministic physical-geological model of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:

a, b – maps of anomalous fields: a – gravitational, b – magnetic; c – distribution of the crack density parameter (the distribution of isolines is shown starting from the value of 10 cracks per m^2); d – geological and geophysical section along the line I–II (1 – modern eluvial-deluvial deposits Q_4 ; 2 – Alakit Formation P_2-T_1al , tuffs and tuff-sandstones (second phase); 3 – $C_{2-3}ah$ – Aikhal Formation, siltstones and sandstones; 4–7 – rocks of the host complex (carbonate basement): 4 – S_1ln – Landoverian stage, limestones and dolomites, 5 – $O_{2-3}kl$ – Kylakh Formation, limestones, 6 – $O_{1-2}sh$ – Sokhsolokh Formation, limestones, 7 – E_3-O_{1ol} – Oldondinskaya Formation, limestones; 8 and 9 – Permian-Triassic traps: 8 – negatively magnetized dolerite sill $\gamma\beta T_1$ of the Kuzmovsky intrusive complex (third phase), 9 – positively magnetized dolerite sill $\gamma\beta P_2-T_1$ of the Katanga intrusive complex (second phase); 10 and 11 – Daldyno-Alakitsky intrusive complex iD_3-C_{4dl} : 10 – pyroclastic kimberlite, diatreme (late phase), 11 – coherent kimberlite, dyke (early phase); 12 – petromagnetic heterogeneities of the firing zone (2 geotype petromagnetic heterogeneities) For other explanations, see Fig. 1



Рис. 4. Апостериорная детерминированная физико-геологическая модель месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

a, b – карты аномальных полей: *a* – гравитационного, *b* – магнитного; *c* – распределение параметра плотности трещин (показано распределение изолиний, начиная с величины 10 трещин/м²); *d* – геолого-геофизический разрез по линии I–II (1 – современные элювиально-делювиальные отложения Q_4 ; 2 – алакитская свита P_2-T_1al , туфы и туфо-песчаники (вторая фаза); 3 – $C_{2-3}ah$ – айхальская свита, алевролиты и песчаники; 4–7 – породы вмещающего комплекса (карбонатный цоколь): 4 – S_{1ln} – ландоверский ярус, известняки и доломиты, 5 – $O_{2-3}kl$ – кылахская свита, известняки, 6 – $O_{1-2}sh$ – сохолохская свита, известняки, 7 – E_3-O_1ol – олдондинская свита, известняки; 8 и 9 – траппы пермотриаса: 8 – отрицательно намагниченный силл долеритов $\gamma\beta T_1$ кузьмовского интрузивного комплекса (третья фаза), 9 – положительно намагниченный силл долеритов $\gamma\beta P_2-T_1$ катангского интрузивного комплекса (вторая фаза); 10, 11 – далдыно-алакитский интрузивный комплекс iD_3-C_1dl : 10 – пирокластический кимберлит, диатрема (поздняя фаза), 11 – когерентный кимберлит, дайка (ранняя фаза); 12 – петромагнитные неоднородности зон обжига (петромагнитные неоднородности 2 геотипа) Другие пояснения см. на рис. 1

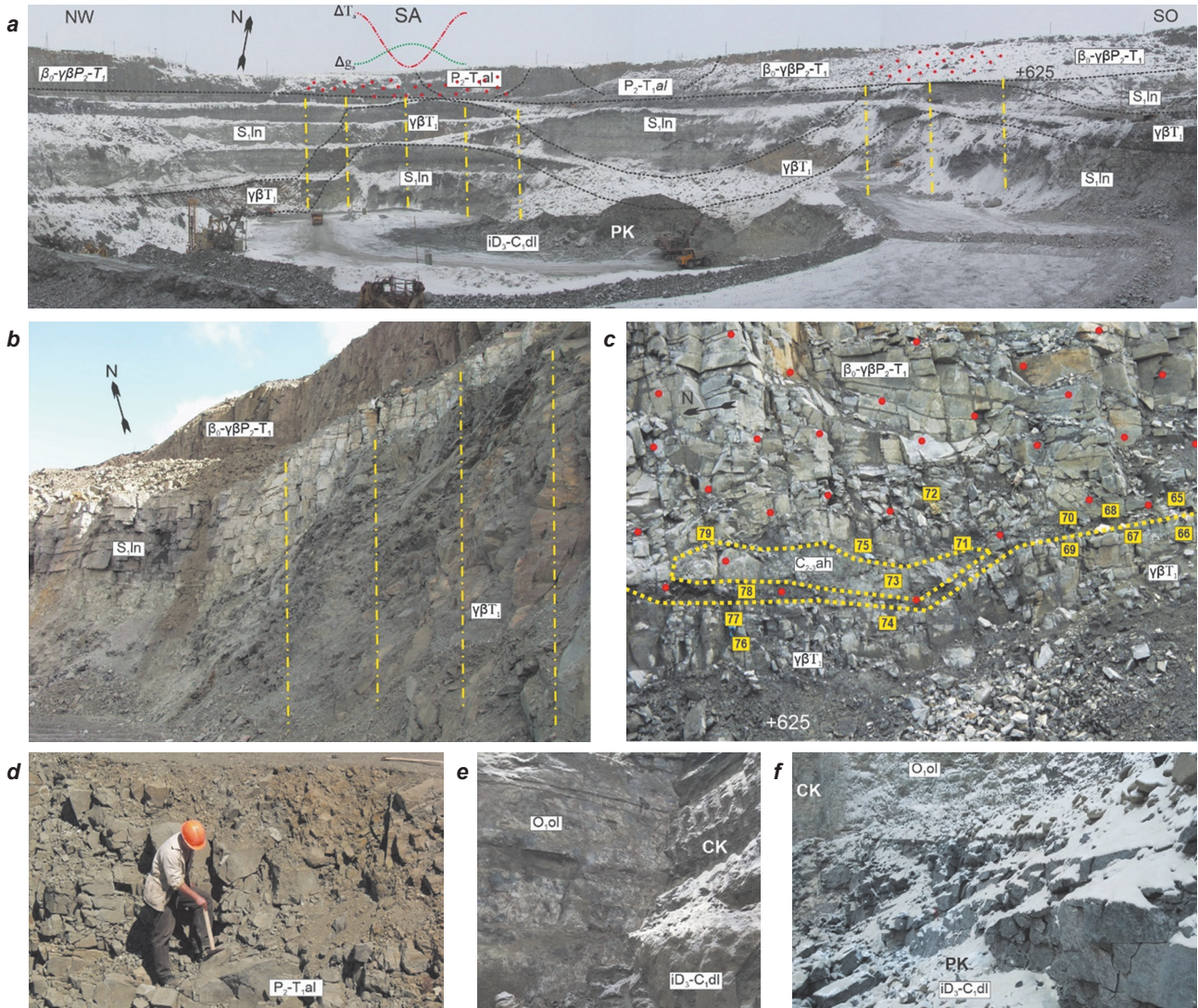


Fig. 5. Sampling in the open pit of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:

a – view of the north-eastern side of the open pit; *b* – sills of the second and third phase dolerites; *c* – contact of two phases of dolerite sills (outcrop 5); *d* – tufts of the Alakit Formation; *e* – dyke of coherent kimberlites; *f* – main body of pyroclastic kimberlites

Yellow dashed-dotted lines indicate the zone of increased fracturing; red dots indicate petromagnetic heterogeneities of 2(5) type; yellow squares indicate the location of the studied samples (number)

Рис. 5. Отбор образцов в карьерном поле месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

a – вид северо-восточного борта карьера; *b* – силлы долеритов второй и третьей фазы; *c* – контакт двух фаз силлов долеритов (обнажение 5); *d* – туфы алакитской свиты; *e* – дайка когерентных кимберлитов; *f* – основное тело пирокластических кимберлитов

Желтые штрих-пунктирные линии – зона повышенной трещиноватости; красные точки – петромагнитные неоднородности 2(5) типа; желтые квадраты – положение изученных образцов (цифра)



enough studied at the neighbouring objects (Aikhal, Yubileinaya pipes, etc.) [22, 23].

Oriented stuffs were selected in the modern coordinate system using a mountain compass (selection of strongly magnetic rocks was carried out with constant control of magnetic declination, additionally spatial landmarks with known surveyor's reference were used) [9]. For this purpose we selected ledges in the quarry walls with rock occurrence undisturbed by blasting (Fig. 2; 5). In general the studied interval was >400 m: from hill. 650 to hills. 235 (hereinafter absolute elevations are given) (see Fig. 1, d). At least 3 cubes with a 20 mm rib were sawed out of the sample. As a result, more than 1250 cubes were studied.

The complex of studies of kimberlites included:

Petrophysical studies characterizing the gravitational and magnetic state of rocks *in situ*. The studies are based on the bulk density σ , natural remanent magnetisation (NRM) vectors ln , inductive magnetisation $li = \alpha H$ (where H is the vector of the Earth's magnetic field strength in the study area) and total magnetisation $ls = li + ln$, which determine the type of the anomalous magnetic field above the kimberlites. In turn, the magnetisation vectors (ln , li or ls) are defined in space by three components: magnitude (ln , li and ls , respectively), declination ($0 < D < 360^\circ$) and inclination ($-90^\circ < J < 90^\circ$) [9]. The ln/li ratio characterises the Königsberger coefficient (Q factor), which is usually 0.3–0.6 units for YaDP kimberlites [17, 24–26].

Magneto-texture analysis, which is based on measurements of the anisotropy of magnetic susceptibility α (AMS) of oriented samples. From the AMS tensors (long K_1 , middle K_2 and short K_3 axes of the ellipsoid) according to the formulae given in [27], the parameters were calculated:

– refined degree of anisotropy

$$P_j = \exp \sqrt{2[(\eta_1 - \eta_m)^2 + (\eta_2 - \eta_m)^2 + (\eta_3 - \eta_m)^2]},$$

where $\eta_1 = lnK_1$; $\eta_2 = 1nK_2$; $\eta_3 = 1nK_3$; $\eta_m = (\eta_1 + \eta_2 + \eta_3)/3$;

– lineation $P_1 = L = \frac{K_1}{K_2}$;

– plane $P_3 = F = \frac{K_2}{K_3}$;

– grain shape $T = \left[\frac{2 \ln(K_2/K_3)}{\ln(K_1/K_3)} \right] - 1$.

Flattened bodies have values $0 < T \leq 1$, whereas negative values $-1 \leq T < 0$ are characteristic of elongated bodies. For neutral grains, resembling

the so-called plano-deformed ellipsoids in shape, $T \rightarrow 0$. The long K_1 and middle K_2 axes of the AMS ellipsoid form the magnetic stratification plane along which the matter moves: a relatively increased velocity (more than 0.01 m/s) will be observed along the K_2 axis, and a decreased velocity along the K_1 axis.

The AMS of different-phase dolerite sills in outcrops was studied in detail: 1 and 20 – second phase; 4 and 7 – third phase; 3, 5 and 19 – PMHs of 2 and 5 geotypes (Fig. 6).

Magneto-structural analysis was carried out to determine the hysteresis parameters of ferrimagnetic minerals of kimberlites: the values of specific magnetic saturation moment (M_s), coercive force (B_c) from the inductive magnetisation curve and determination of the values of specific magnetic moment of residual saturation (M_{rs}) and its destructive field (B_{cr}) [28, 29]. To increase the accuracy of the obtained values of hysteresis parameters, corrections for the background of paramagnetic minerals were introduced into the graphs.

Thermomagnetic analysis allows us to determine the component chemical composition of ferrimagnetics by Curie points (Θ) on the graphs of the dependence $\alpha = f(T)$ on the basis of the Hopkinson effect (the Hopkinson effect is a sharp increase in the magnetic susceptibility of magnetic materials in weak magnetic fields near their Curie point, due to a sharp decrease near this temperature in the magnetic anisotropy of the material). Two heating cycles were used to study the magnetisation carrier minerals. The method of stepwise demagnetisation by temperature was substantiated on the basis of the data of thermomagnetic analysis.

Paleomagnetic studies of the component composition of NRM vectors [9]. Samples of kimberlites (CK and PK) were subjected to laboratory experiments on demagnetisation by an alternating magnetic field and temperature. The characteristic components ln^{ch} of kimberlites were taken along straight lines passing through at least three points and the centre of the Zijderveld diagram [30]. In complicated cases the joint analysis of single directions and remagnetisation circles was used [31]. The resulting statistics included data on one sample from each piece which underwent stepwise demagnetisation by temperature or alternating magnetic field.

Petrographic and geochemical studies were carried out to study the composition of minerals of the ferrimagnetic fraction of kimberlites and

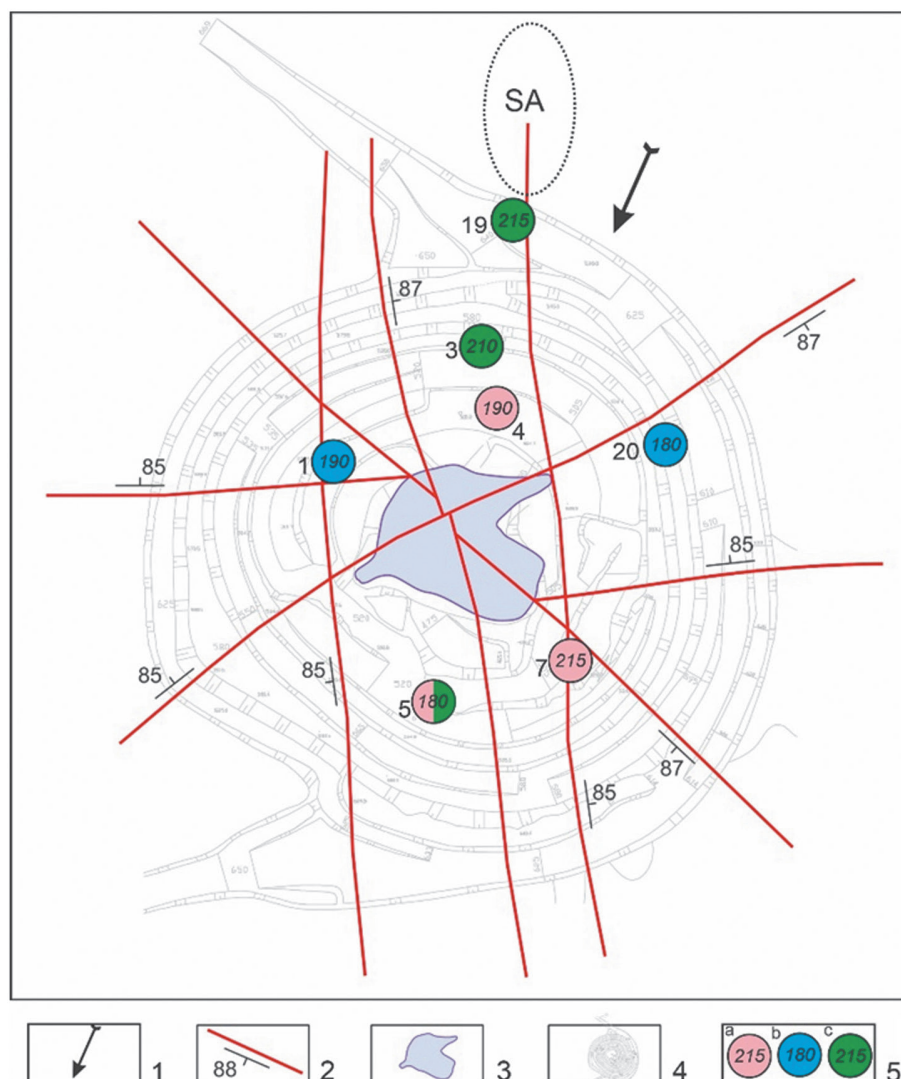


Fig. 6. Diagram of the fault-block structure of the localization area of the Komsomolskaya pipe with the elements of the magnetic texture of dolerite sill "flow" that reserve the Komsomolskaya pipe deposit [9]:

1 – estimated direction of sill movement; 2 – faults and their occurrence elements;
3 – ore body contour; 4 – open-pit bench; 5 – blue/red and green circles – dolerites of the second/third phase and petromagnetic heterogeneities of 2(5) type, respectively, the number inside the circle indicates the azimuth of the long axis of the magnetic susceptibility anisotropy ellipsoid (K_1), the number next to the circle is the outcrop number
For further explanations, see below.

Рис. 6. Схема разломо-блокового строения участка локализации трубки «Комсомольская» с элементами магнитной текстуры «течения» силлов долеритов, бронирующих месторождение трубки «Комсомольская» [9]:

1 – предполагаемое направление движения силлов; 2 – разломы и элементы их залегания;
3 – контур рудного тела; 4 – уступы карьера; 5 – синий/красный и зеленый кружок – долериты второй/третьей фазы и петромагнитные неоднородности 2(5) типа соответственно, число внутри кружка обозначает азимут длинной оси эллипсоида анизотропии магнитной восприимчивости (K_1), цифра рядом с кружком – номер обнажения
Другие пояснения см. ниже по тексту

basites according to generally accepted methods [21, 30–34].

Apparatus and equipment. Laboratory researches were carried out on modern apparatus and equipment: Camebax-micro microprobe, scanning microscope JSM-6480LM, X-ray tomograph V/tome/ XS 240 Phoenix GE, high-resolution autoemission electron microscope TESCAN MIRA 3 LMU series, scales VMK

4001, multifunctional magnetic susceptibility meter MFK1-FA, spin-magnetometer JR-6, demagnetising units with alternating magnetic field AF-Demagnetizer and LDA-5 and temperature MMTD80A, vibro-magnetometers and magnetic fraction meters, etc.

Material processing and interpretation. The obtained factography (sampling schemes, measurement and experimental data, analyses,



etc.) was summarised in the “RESEARCH” database [35].

During the studies we used domestic and foreign methodological developments on graphic and analytical implementation of solutions of petro- and palaeomagnetic problems using the computer programs Statistica-6 [36], Enkin-96 [37], Anisoft-42 [38], OPAL-3 [39], PetroStat and AMSStat [35].

To solve the set task of physical and geological modelling, ModelVisionPro-17.5 (MVP-17.5) software (Encom Technology, Australia) was used, which allows building geological models and comparing their simulated characteristics with field observation data. MVP-17.5 automates the forward and backward modelling process, which allows to verify the decision on the suitability of a particular PhGM as well as to predict some properties of its constituent PPhTs. The software is a 3D shell that can be used to create simple geological models, with a high level of performance, or complex models with a large number of objects.

Results and discussion

At the stage of laboratory works the spectrum of values of physical parameters of PPhT, which are the constituent elements of PPhM of the Komsomolskaya deposit, was obtained (Table 3; Fig. 7). Subsequent paleomagnetic and magneto-mineralogical analyses revealed the nature of their magnetisation.

PPhT-1, which includes unaltered host rocks of the carbonate basement of the Early Palaeozoic – silt-sandstones and limestones of the Oldondin (E_3-O_{ol}), Sokhsolokh ($O_{1-2}Sh$), Kylakh ($O_{2-3}kl$) formations and Landover (S_{1ln}) stage (Fig. 1, *d*; 4, *d*), characterised by bulk density $\sigma = 2600 \pm 43 \text{ kg/m}^3$, magnetic susceptibility $\chi < 10 \cdot 10^{-5} \text{ SI}$, NRM $I_n < 5 \cdot 10^{-3} \text{ A/m}$ and factor $Q < 0.2$ (i.e. practically non-magnetic formations) (Table 3; Fig. 7). The directions of NRM vectors are clustered in northern rhumbas $D_m \approx 353^\circ$ with a gentle inclination $J_m \approx 18^\circ$. The average values are quite similar to the host rocks of the carbonate basement of the Nyurbinskaya pipe [22]. In the zones of “firing” (PMHs of type 2) with kimberlites and dolerites of the third phase of embedding, the inclinations of NRM vectors become negative in the 1st and 3rd sectors of the stereogram, respectively: $D = 61^\circ$ and $J = -20^\circ$, $D = 284^\circ$ and $J = -65^\circ$.

PPhT-2 (CK) and PPhT-3 (PK) represent objects of geological and geophysical prospecting –

primary diamond deposits (Fig. 1, *d*; 5, *e*, *f*). Their bulk density varies from 2300 to 2500 kg/m^3 , slightly increasing with depth (see Table 3; Fig. 7). Magnetic characteristics of the studied kimberlites are elevated, relative to sedimentary PPhT-1 and PPhT-4, but have a number of peculiarities.

According to the results of petrochemical studies in kimberlites there are several minerals-carriers of magnetisation: Magnetite – Mgt, Titanomagnetite – Timt, Ilmenite – Ilm and Chromospinelide – ChSp (Fig. 3, *c*)³. In (Table 4; Fig. 8), the results of chemical and magneto-mineralogical studies of fine-medium porphyry kimberlite (sample kom16-04) are presented. Curie points highlighted on the thermomagnetogram χ during heating (Fig. 8, *b*) correspond to the minerals Mgt ($\approx 560^\circ \text{C}$) and Ilm ($\approx 400^\circ \text{C}$).

The results of magneto-structural analysis of the kimberlite magnetisation carrier minerals are given in (Fig. 8, *c*, *d*). Almost all the studied samples belong to pseudo-single-domain grains capable of fixing the primary thermal NRM.

The kimberlites of the upper horizons, especially those of the “Detachment”, clearly experienced a temperature impact from the sill of dolerites of the Kuzmovsky complex (third phase) (Fig. 9, *a*; Table 5) – the metachronous mean-temperature component of the NRM vector B in the temperature range from 250 to 400 $^\circ \text{C}$ agrees with the direction of the primary NRM of the sill (Fig. 9, *d*; Table 5) [17, 44, 45]. Such kimberlites have increased values of $Q > 1$, and, directly, in the endocontact with the dolerite sill $\chi \approx 5200 \cdot 10^{-5} \text{ SI}$, $I_n \approx 2600 \cdot 10^{-3} \text{ A/m}$, the NRM vector is $D_m = 229^\circ$ and $J_m = -59^\circ$. At depth, where the influence of magmatic and exogenous processes decreases, the kimberlites have common factor values of $0.3 < Q < 0.4$ and gentle inclinations of the J vector from -18 to 14° in the first sector of the stereogram. In general, the NRM vectors of kimberlites retained the primary high-temperature component C , which corresponds to the Middle Paleozoic tectono-magmatic stage [17, 46, 47].

PPhT-4 (sandstones of the Aikhal Formation $C_{2-3}ah$), which occur as lenses of low thickness on kimberlites, are practically non-magnetic formations (see Fig. 2, *a*). The density of unaltered sandstones $\sigma = 2160 \pm 34.6 \text{ kg/m}^3$ is significantly lower than that of carbonate basement rocks and sandstones orogenised by dolerite sills – $\sigma = 2296 \pm 80.2 \text{ kg/m}^3$ (Table 3; Fig. 7). The directions of *in situ* NRM vectors of the latter (PMHs of

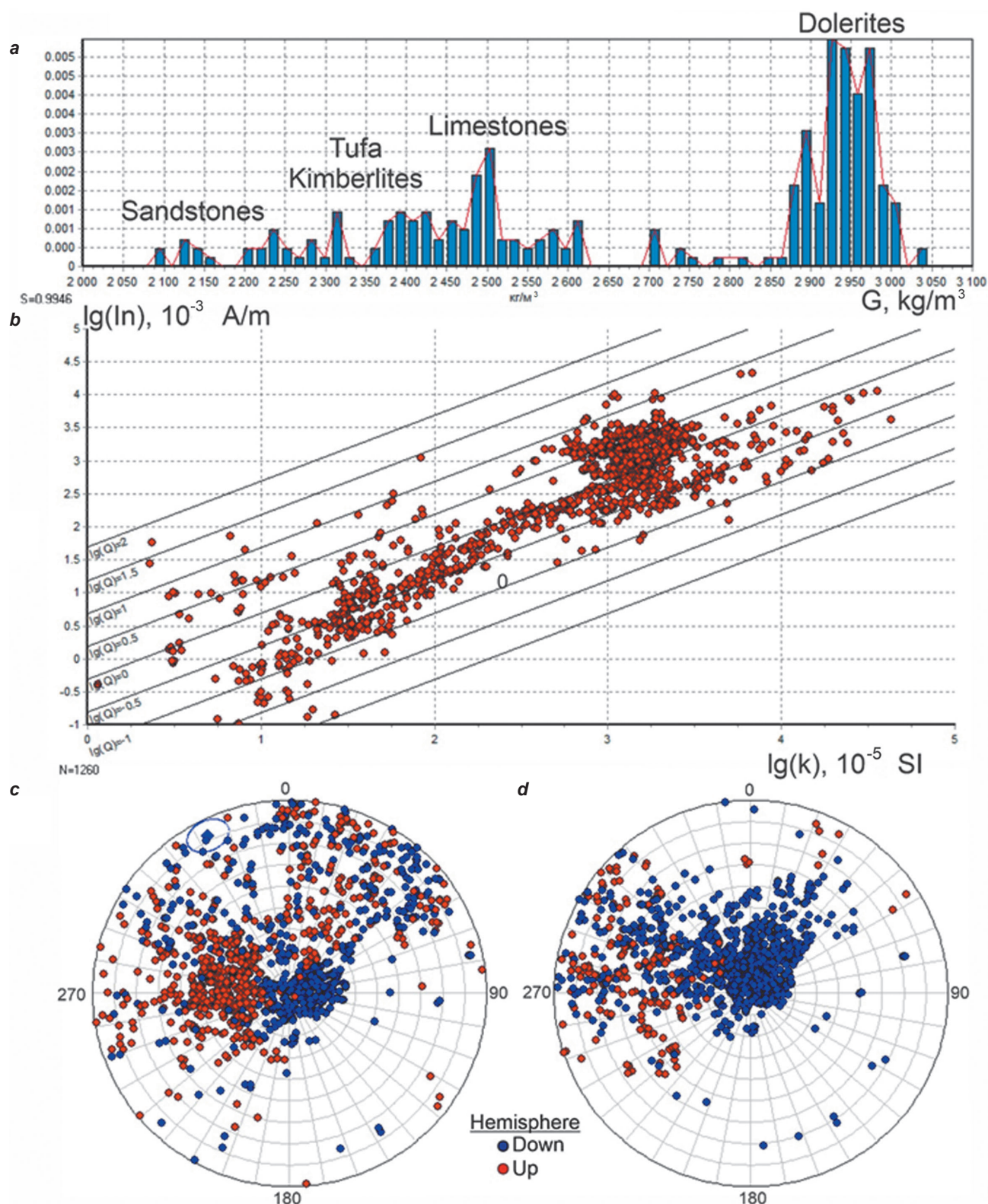


Fig. 7. Distributions of sample physical parameter values from the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:

a – histogram of bulk density; *b* – dependency graph of magnetic susceptibility α , natural remanent magnetisation $\ln$ and factor Q ; *c, d* – stereograms of vectors of natural remanent magnetisation $\ln$ (*c*) and total magnetisation Is (*d*)

Рис. 7. Распределения значений физических параметров образцов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

a – гистограмма объемной плотности; *b* – график зависимости магнитной восприимчивости α , естественной остаточной намагниченности $\ln$ и фактора Q ;

c, d – стереограммы векторов естественной остаточной намагниченности $\ln$ (*c*) и суммарной намагниченности Is (*d*)

**Table 3. Spectrum of density and magnetic parameters of the main petrophysical taxa of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe *in situ*****Таблица 3. Спектр плотностных и магнитных параметров основных петрофизических таксонов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» в «естественном залегании»**

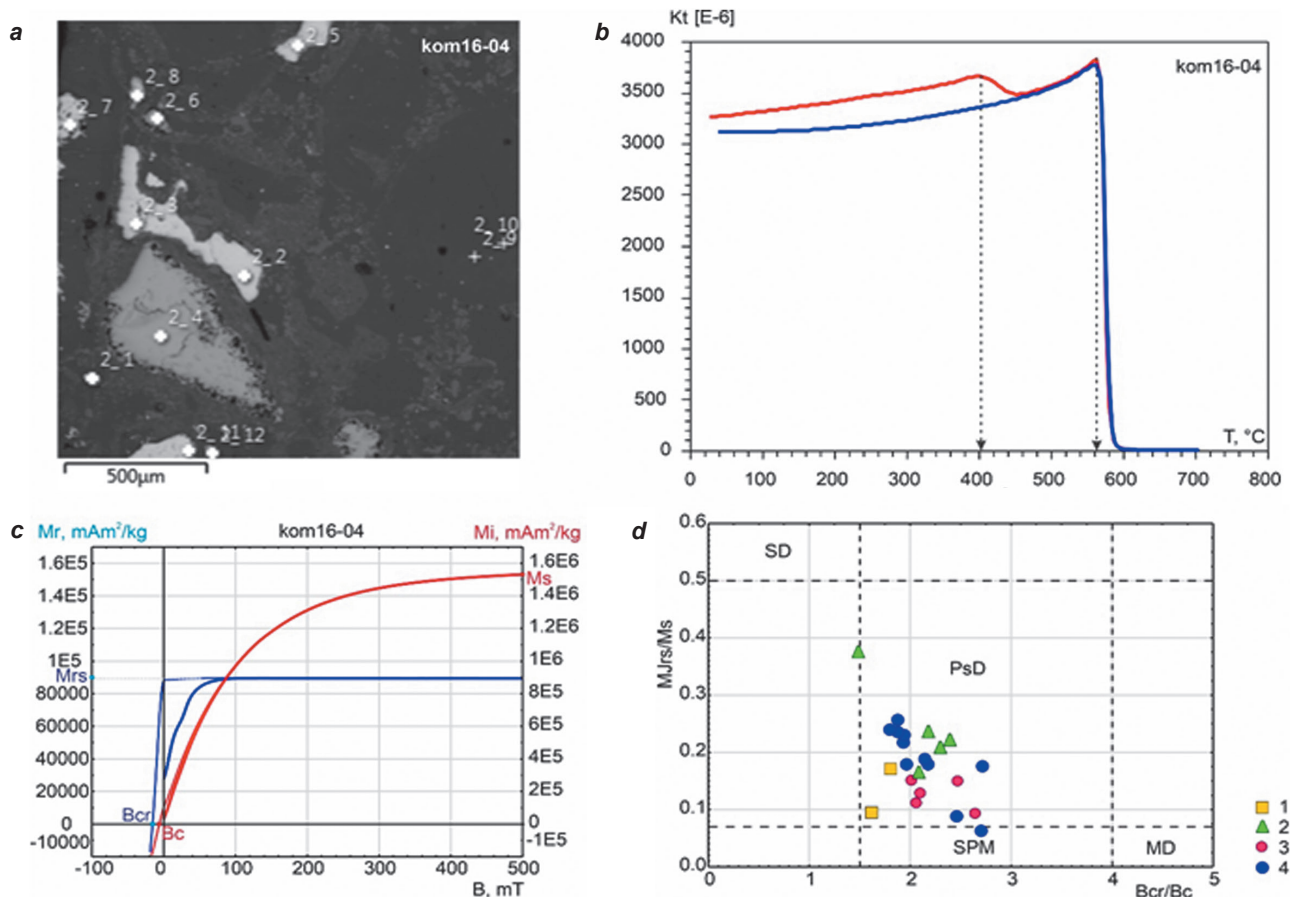
No.	Site (horizon)	N	σ (s), kg/m ³	n	$\bar{\alpha}$ (ε), 10 ⁻⁵ SI	ln				Q (ε), units
						ln (ε), 10 ⁻³ A/m	Dm, °	Jm, °	k units / α ₉₅ , °	
Carbonate basement intervening rocks, PPhT-1										
1	26, 28, 29 (280–235)	4	2600 (43)	16	8 (1.06)	0.5 (1.17)	353	18	37.7/6.1	0.13 (1.14)
2	28* (280)	2	2606 (103.7)	10	3 (1.03)	2 (1.21)	61	-20	89.6/5.1	0.98 (1.19)
3	4, 5, 7, 15, 23** (625–610)	6	2352 (133.8)	24	28 (1.38)	6 (1.66)	284	-65	4.2/16.6	0.43 (1.51)
Coherent kimberlites of the Daldyno-Alakitsky intrusive complex $\text{D}_3\text{-C}_1\text{dl}$, PPhT-2 (dyke)										
4	27, 28 (280–235)	16	2321 (59.6)	65	44 (1.17)	6 (1.23)	1	-18	2.9/12.7	0.29 (1.1)
Pyroclastic kimberlite of the Daldyno-Alakitsky intrusive complex $\text{D}_3\text{-C}_1\text{dl}$, PPhT-3 (nec)										
5	9–12 (595)	9	2311 (34.7)	33	828 (1.34)	438 (1.29)	249	50	2.3/21.7	1.09 (1.21)
6	21** (595), kimberlite detachment	–	–	7	5205 (1.13)	2594 (1.26)	229	-59	19.8/13.9	1.02 (1.12)
7	22, 23 (560)	7	2466 (20.8)	55	1673 (1.11)	271 (1.08)	10	8	2.9/13.9	0.33 (1.07)
8	25, 26, 29, 30 (330–235)	43	2509 (15.4)	232	447 (1.13)	92 (1.13)	17	14	2.5/7.5	0.42 (1.04)
Overlying sandstones of Aikhal Formation C_{2-3}ah , PPhT-4 (lens)										
9	3 (632)	3	2160 (34.6)	14	9 (1.06)	15 (1.21)	107	79	81.3/4.4	3.55 (1.22)
10	11** (605)	5	2296 (80.2)	16	73 (1.56)	28 (2.11)	257	-58	12.9/10.7	0.8 (1.55)
Tuffs of Alakit Formation $\text{P}_2\text{-T}_{1\text{al}}$, PPhT-5 (lens)										
11	19, 24 (650–625)	6	2425 (129.4)	55	37 (1.04)	7 (1.13)	62	86	24.7/3.9	0.38 (1.13)
12	1, 19** (650–640)	14	2401 (33.2)	54	36 (1.03)	7 (1.14)	284	-62	22.3/4.2	0.42 (1.12)
Dolerites of the Katangsky intrusive complex $\beta_0\text{-}\gamma\beta\text{P}_2\text{-T}_1$, PPhT-6 (sill)										
13	1–3, 18–20, 24 (650–625)	53	2925 (6.4)	249	1349 (1.03)	1808 (1.04)	77	83	31.1/1.6	2.75 (1.04)
14	5, 15–19** (650–625)	22	2887 (20.7)	119	1288 (1.03)	949 (1.07)	285	-29	1.7/15.7	1.51 (1.07)
Dolerites of the Kuzmovsky intrusive complex $\gamma\beta\text{T}_1$, PPhT-7 (sill)										
15	4–7, 10, 13–15, 21–23 (625–550)	52	2962 (4.5)	225	1808 (1.02)	842 (1.05)	284	-51	3.8/5.6	0.96 (1.04)

Note. N – is the number of pieces; σ – is the arithmetic mean value of bulk density; s – is the error of the arithmetic mean; n – is the number of cubes; $\bar{\alpha}$, ln, and Q – are the geometric mean values of the magnetic susceptibility, natural remanent magnetization, and Königsberger coefficient (ln/I), respectively; ε – is the error of the geometric mean; Dm – mean declination; Jm – mean inclination; k – accuracy; α₉₅ – radius of the 95 % confidence circle of vectors ln. */** – samples taken in contact with kimberlites/dolerites (petromagnetic heterogeneity of the firing zone [7, 16]).

**Table 4. Component chemical composition of magnetisation carrier minerals in the sample kom16-04****Таблица 4. Компонентный химический состав минералов-носителей намагниченности образца kom16-04**

Oxide	Probe points									
	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.11	2.12
MgO	5.17	1.17	0.89	9.86	1.65	13.45	0.81	1.98	0.89	7.56
Al ₂ O ₃	–	–	–	0.36	–	0.97	–	–	–	0.23
SiO ₂	4.49	1.05	0.72	0.14	1.86	0.13	0.32	1.9	0.67	–
CaO	0.14	0.17	0.16	–	0.16	–	0.08	0.22	0.1	0.08
TiO ₂	0.13	0.09	–	51.17	–	54.41	–	–	0.23	46.79
V ₂ O ₅	–	–	–	0.71	–	0.77	–	–	–	0.71
Cr ₂ O ₃	–	–	–	2.06	–	1.77	–	–	–	2.43
MnO	–	–	–	–	–	0.49	–	–	–	–
FeO	80.68	95.42	94.8	39.72	91.19	35.3	90.89	91.15	90.48	42.44
Nb ₂ O ₄	–	–	–	0.37	–	0.3	–	–	–	0.44
Sum	90.61	97.9	96.57	104.39	94.86	107.59	92.1	95.25	92.37	100.68
Mineral	Mgt	Mgt	Mgt	Ilm	Mgt	Ilm	Mgt	Mgt	Mgt	Ilm

Note. The probing points are shown in Figure 8, a.

**Fig. 8. Magneto-mineralogical studies of the Komsomolskaya pipe kimberlites:**

a – backscattered electron micrograph of the sample kom16-04; b – thermomagnetogram of magnetic susceptibility χ (red/blue line – sample heating/cooling process); c – hysteresis loops of induced M_i (red) and residual M_r (blue) saturation magnetisations; d – Day plot: 1 – pyrite vein; 2 – coherent kimberlite; 3, 4 – pyroclastic kimberlites at horizons: 3 – from +595 to +560 m, 4 – from +330 to +235 m (see Table 3)

SD, PSD, MD and SPM – distribution areas of single-, pseudo-, multi-domain and superparamagnetic particles

Рис. 8. Магнито-минералогические исследования кимберлитов трубки «Комсомольская»:

a – микрофотография образца kom16-04 в обратно рассеянных электронах; b – термомагнитограмма магнитной восприимчивости χ (красная/синяя линия – процесс нагрева/охлаждения образца); c – петли гистерезиса индуцированной M_i (красная) и остаточной M_r (синяя) намагниченностей насыщения; d – диаграмма Дея: 1 – пиритовая жила; 2 – когерентный кимберлит; 3, 4 – пирокластические кимберлиты на горизонтах: 3 – от +595 до +560 м, 4 – от +330 до +235 м (см. табл. 3)

SD, PSD, MD и SPM – области распределения одно-, псевдо-, многодоменных и суперпарамагнитных частиц

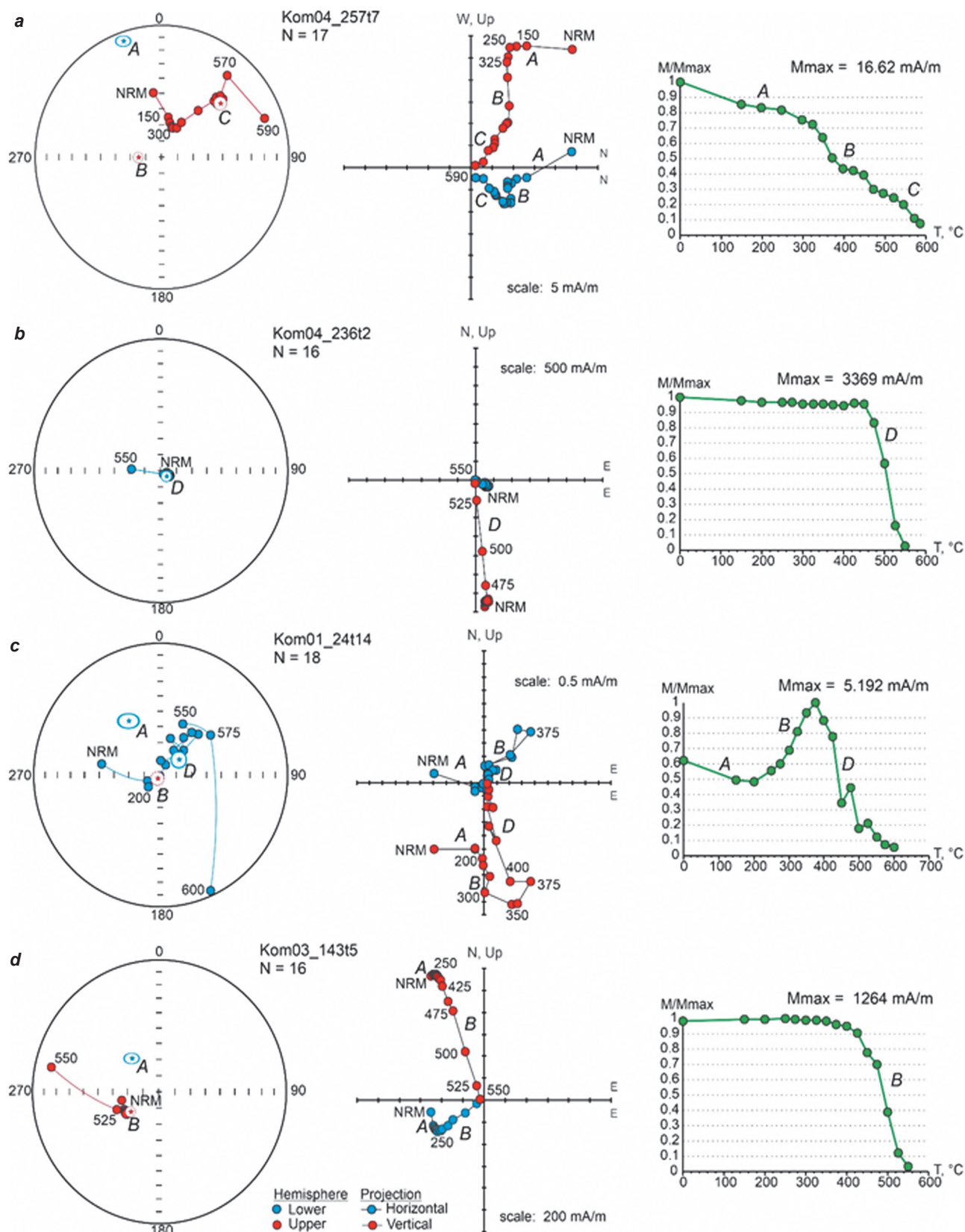


Fig. 9. Paleomagnetic studies of petrophysical taxa of the deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:
a – kimberlites; b, d – dolerites of the intrusive complexes of Katanga (second phase)
and Kuzmovsky (third phase), respectively; c – Alakit Formation tuffs

Рис. 9. Палеомагнитные исследования петрофизических таксонов месторождения кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

а – кимберлиты; b, d – долериты катангского (вторая фаза) и кузьмовского (третья фаза) интрузивных комплексов соответственно; с – туфы алакитской свиты



type 2), also agree with the zones of PPhT-1 remagnetisation by sill dolerites of the third phase: $Dm = 257^\circ$ and $Jm = -58^\circ$. In general (in terms of size and physical properties), the rocks of this complex are unlikely to significantly distort the anomalous gravimagnetic field of the deposit.

The most serious anomalies-interferences in the observed geophysical fields of the deposit are created by basites of the second and third phases (Fig. 1, c, d; 5, a–c) [19]. They are characterised by significant size in volume and varying in a wide range of values of density and magnetic parameters (see Table 3; Fig. 7).

PPhT-5, which includes tuffs of the Alakit Formation P_2-T_{1al} (Fig. 1, d; 4, d; 5, a, d), is located at horizons from 625 to 650 m and is characterised by average values of density and relatively low values of magnetic parameters (Table 3, Fig. 7; 10) comparable to PPhT-4: $\sigma = 2400 \text{ kg/m}^3$, $\alpha = 37 \cdot 10^{-5} \text{ SI}$, $ln = 7 \cdot 10^{-3} \text{ A/m}$, $Q = 0.38$. Tuffs are deposited as lenses of rather significant volumes (length from 50 to 100 m and more, thickness of the first tens of m), which should be taken into account when constructing deterministic PhGM of diamond deposits in the areas of 4 and 5 geotypes. These objects are capable of creating false gravity anomalies on the day surface, similar to kimberlite bodies (pipe-type anomalies). According to NRM vectors

in tuffs, two petromagnetic taxa (PPhT) are distinguished: petromagnetic groups (PMG) and PMHs of type 2 [16, 44, 45]. In PMHs of type 2, in contrast to PMG, in addition to the primary component D , NRM vectors of metachronous (component B) nature (Fig. 9, c; Table 5), characteristic of the “firing” zones: $Dm = 284^\circ$ and $Jm = -62^\circ$, which indicates their remagnetisation by the sill of the dolerites of the third phase, were established within the temperature range from 150 to 350 °C. In the northern section above the tuffs, characterised by low values of density and magnetisation, there is an increased positive (up to 2 mGal) gravity and intense negative (up to -1000 nT) magnetic anomaly (Fig. 4, a, b, d), which is a paradoxical phenomenon in geophysics. Most likely the cause of the observed gravimagnetic anomaly is explained by the deep structure of the deposit. On this basis, it should be interpreted as a structural type SA anomaly, reflecting a favourable prospecting environment on the flanks of the deposit (Fig. 1, c, d; 4; 5, a).

PPhT-6 (together with PPhT-5) armours the Komsomolskaya deposit at horizons from 625 to 650 m (Fig. 1, c, d; 2, a, b; 4, d; 5, a–c; 12, a). Its bulk density reaches $\sigma \approx 2900 \text{ kg/m}^3$ and magnetic susceptibility $\alpha \approx 1300 \cdot 10^{-5} \text{ SI}$ (Table 3, Fig. 7; 10). This fact confirms that the dolerite sill of the second phase is characterised by a

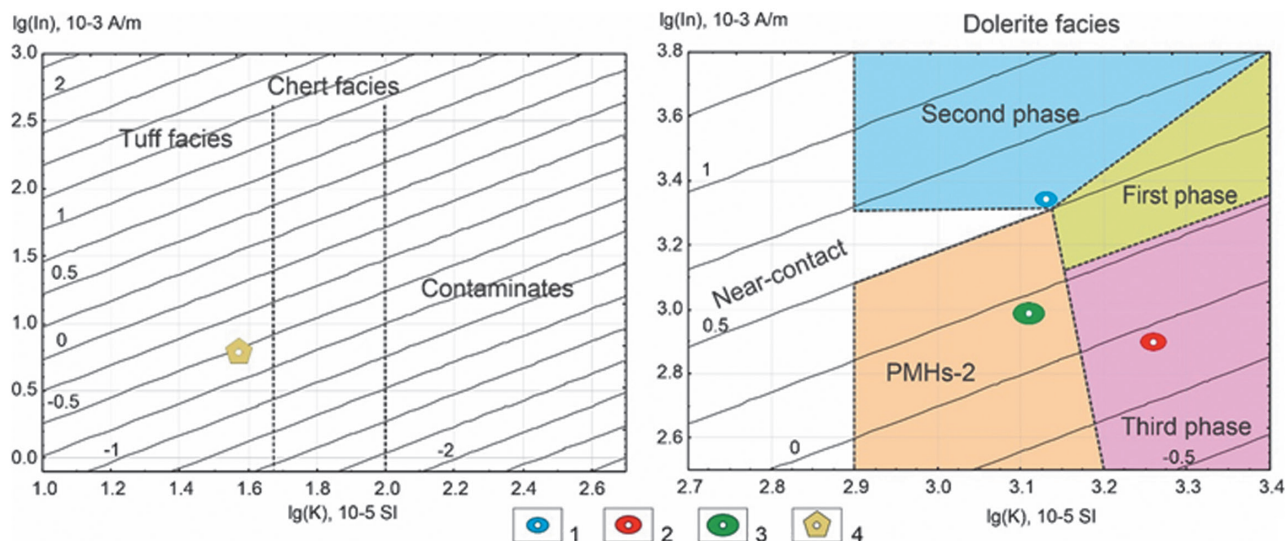


Fig. 10. Facies classification of basite petrophysical taxa of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe on the $ln-\alpha-Q$ diagram (according to [44, 45]):

figurative points with 95 % confidence ovals for basites: 1 – PPhT-6a (second phase dolerites);
2 – PPhT-7 (third phase dolerites); 3 – PPhT-6b (firing/stress zone dolerites);
4 – PPhT-5 (Alakit Formation tuffs)

Рис. 10. Фациальная классификация петрофизических таксонов базитов месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская» на графике $ln-\alpha-Q$ (согласно источникам [44, 45]):

фигуративные точки с овалами доверия 95 % базитов: 1 – PPhT-6a (дOLERИТЫ второй фазы);
2 – PPhT-7 (дOLERИТЫ третьей фазы); 3 – PPhT-6b (дOLERИТЫ зоны обжига/стресса);
4 – PPhT-5 (туфы алаkitской свиты)

**Table 5. Paleomagnetic characteristics of petrophysical taxons of the Komsomolskaya pipe in comparison with reference data for the Yakutsk diamondiferous province****Таблица 5. Палеомагнитные характеристики петрофизических таксонов трубки «Комсомольская» в сравнении с реперными данными по Якутской алмазонасной провинции**

No.	Object [source]	N/n	Dm, °	Jm, °	k	α_{95} , °	Φ , °	Λ , °	dp/dm, °	fm, °
Komsomolskaya diamond deposit (author's data): $\varphi = 66^{\circ} 00'$; $\lambda = 111^{\circ} 37'$										
1	Third phase of dolerites, ln^o (component B)	1/32	259	-75	12.5	7.5	–	–	–	–
2	Second phase of dolerites, ln^m (component B)	1/41	254	-66	9.3	7.7	–	–	–	–
3	Tuffs of the Alakit Formation, ln^m (component B)	1/11	245	-68	15.9	11.8	–	–	–	–
4	Tuffs of the Alakit Formation, ln^o (component D)	1/17	42	80	10	11.9	–	–	–	–
5	Second phase of dolerites, ln^o (component D)	1/57	65	82	25.4	3.8	–	–	–	–
6	Kimberlites, ln^m (component B)	1/14	302	-75	4.9	20	–	–	–	–
7	Kimberlites, ln^o (component C)	1/25	32	-29	14.5	7.9	-5	81	4.8/8.7	17
8	4+5, second phase (component D)	2/74	52	81	749	9.1	71	157.5	17/17.6	73
9	1+2+3+6, third phase of dolerites (component B)	4/93	262	-72	84.1	10.1	53	175.2	15.7/17.8	57
Published data										
10	Dolerites βPZ_{2vm} Nyurbinskaya pipe [22]	–	–	–	–	–	-14.6	117.4	3.7/7.1	10
11	Kimberlites ιPZ_{2nk} Nyurbinskaya pipe [22]	–	–	–	–	–	-11.5	111.2	3.5/7.5	13
12	Basalts D_{3ap} Frasnian Stage [40]	–	–	–	–	–	1.9	91.7	6.1/9.7	26
13	Dolerites βPZ_{2vm} Mir pipe [41]	–	–	–	–	–	-0.4	96.6	8.3/13.3	26
14	Kimberlites ιPZ_{2dl} Verkhnemunskoe deposit [42]	–	–	–	–	–	26.5	142.2	6.2/7.8	46
15	Kimberlites ιMZ_{2ol} Obnazhennaya pipe [43]	–	–	–	–	–	59.6	143.9	11.1/11.3	75

Note. N/n – number of sites/samples participating in the statistics. Parameters of grouping vectors of the characteristic NRM: Dm – mean declination; Jm – mean inclination; k – accuracy; α_{95} – is the confidence angle with a probability of 95 % of vectors ln . Paleomagnetic pole: Φ – latitude; Λ – longitude; dp/dm – semi-axes of the oval of 95 % confidence of the paleomagnetic pole; fm – paleolatitude.

rather homogeneous chemical and petrographic composition [3]. The geotype of magnetic susceptibility anisotropy (AMS) (see Fig. 6, outcrops 1 and 20) is sedimentary [23]: the magnetic stratification plane is subhorizontal, and the direction of sill movement is south-southwest (Fig. 11, b), which indicates their connection with the Vilyuisko-Kotuiskaya fault zone (Fig. 1, b).

At the same time, PPhT-6 as well as tuffs (PPhT-5) are divided into two types by NRM vectors and Q factor. The first PPhT-6a is represented by unaltered dolerites (PMG) and is characterised by $ln \approx 1800 \cdot 10^{-3} \text{ A/m}$ and $Q = 2.75$ and compact vectors $Dm = 77^{\circ}$, $Jm = 83^{\circ}$, $k = 31.1$ and $\alpha_{95} = 1.6^{\circ}$. Generally, the NRM vectors are magnetically rigid with a D component (Fig. 10, b; Table 5).



In the second PPhT-6b sill dolerites of the second phase, as well as in PPhT-1, 3, 4 and 5, 30 % of the studied samples (22 pieces) have NRM vectors with $I_n \approx 950 \cdot 10^{-3}$ A/m and $Q = 1.51$ with negative polarity $Dm = 285^\circ$, $Jm = -29^\circ$, characterised by large scatter $k = 1.7$ and $\alpha_{95} = 15.7^\circ$ (Table 3, Fig. 7; 10). This is a clear sign of PMHs, the formation of which occurred due to heating and/or pressure from the negatively magnetised sill of dolerites of the Kuzmovsky complex (PMHs-2 and 5 types, respectively, of firing and stress) [6, 7, 16, 47–49]. In addition, in sites 3 and 19, the dyke geotype AMS (the magnetic stratification plane is subvertical, southwestern strike, and in site 5 – sedimentary geotype (Fig. 11, c) [5, 23]. The studied PMHs are characterised by rather large sizes (thickness 20 and more m, extension from 100 to 150 m) and wide development in the upper part of the quarry.

The first (PPhT-6a) and second (PPhT-6b) taxa differ markedly in the values of hysteresis parameters (Fig. 12). The second one is characterised by increased values of M_{rs} and B_{cr} , which may be determined by the pressure induced from the sill side of the dolerites of the third phase [48, 49]. According to [50], ferromagnetic samples that have experienced stress have an altered domain structure, which can cause a simultaneous change in the AMS geotype. Temperature has little or no effect on the transformation of the original AMS geotype.

At the same time the metachronous NRM B component was formed due to the temperature in PPhT-6b (Table 5). In the footwall of the dolerite sill of the second phase, which is in contact with the dolerite sill of the third phase, it completely erased the primary component D . With increasing distance (horizon height), the influence of metachronous component B weakens and component D gradually appears [16, 18]. According to our observations, the thickness of the firing zone can reach from 20 to 25 m (Fig. 1, d; 4, d; 5, a; 11, a). Thus, the petromagnetic boundary is shifted upward relative to the petrodense (geological) boundary, which should be taken into account when constructing the PPhM.

PPhT-7 or dolerite sill of the third phase is mainly developed in the carbonate basement at horizons from 550 to 580 m (boundary of the

$O_{2-3}Kl$ and S_1In formations), sometimes reaching the horizon 625 m (Fig. 1, d; 4, d; 5, a–c; 11, a) [10]. The formation of almost all metachronous NRM vectors we have identified in the PPhT of the Komsomolskaya deposit is associated with it. The sill of dolerites of the third phase is characterised by relatively high bulk density $\sigma = 2960$ kg/m³ and, accordingly, magnetic susceptibility $\chi \approx 1800 \cdot 10^{-5}$ SI (see Table 3; Fig. 7; 10), which indicates an higher percentage of iron and titanium [3]. On the other hand, dolerites of this phase are characterised by reduced, relative to PPhT-6, values of $I_n \approx 840 \cdot 10^{-3}$ A/m and $Q = 0.96$. The *in situ* NRM vectors have mainly negative polarity: $Dm = 284^\circ$, $Jm = -51^\circ$, $k = 3.8$ and $\alpha_{95} = 5.6^\circ$. According to [16], PPhT-7 basites belong to the PMHs-1 type – bodies remagnetised by the geomagnetic field: the NRM vector includes a viscous low-temperature (up to 250 °C) component A and a primary high-temperature component B (Fig. 9, d; Table 5). There are no metachronous NRM components of geological nature. The dolerite sill of the third phase dolerites also has a sedimentary AMS type, indicating its southwestward movement (Fig. 6; 11, d) from the Vilyuisko-Kotuiskaya fault zone (Fig. 1, b).

The obtained petrophysical, petro- and paleomagnetic data (Table 3; 5) formed the basis for solving the above tasks on the formation of static (deterministic) PhGM and dynamic PhGM of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe, which made it possible to establish a connection between the observed anomalous gravimagnetic field and the structure, material composition, physical characteristics, nature and age of magnetisation of the PhGM in order to substantiate the prospecting physical and geological criteria.

The geological exploration data [10]³ were used to construct a framework for 3D PPhM of the deposit (Fig. 13, b). The petrophysical data for the studied PPhT (Table 3) allowed us to calculate the model gravimagnetic fields in the MVP-17.5 programme and compare them with the available geophysical survey data (Fig. 13, a). Of particular importance in the construction of a correct PhGM were the PPhTs of types 2 and 5 that we identified in the basites. After removing PPhT basitic bodies from the 3D PPhM (Fig. 13, c) using the “exclusion method”⁵, their gravimagnetic effect was determined using the

⁵ Nikitsky V.E., Glebovskiy Y.S. Magnetic prospecting. Reference book of geophysicist. Moscow: Nedra; 1980, 367 p. (In Russ.) / Магниторазведка. Справочник геофизика / под ред. В.Е. Никитского, Ю.С. Глебовского. М.: Недра, 1980. 367 с.

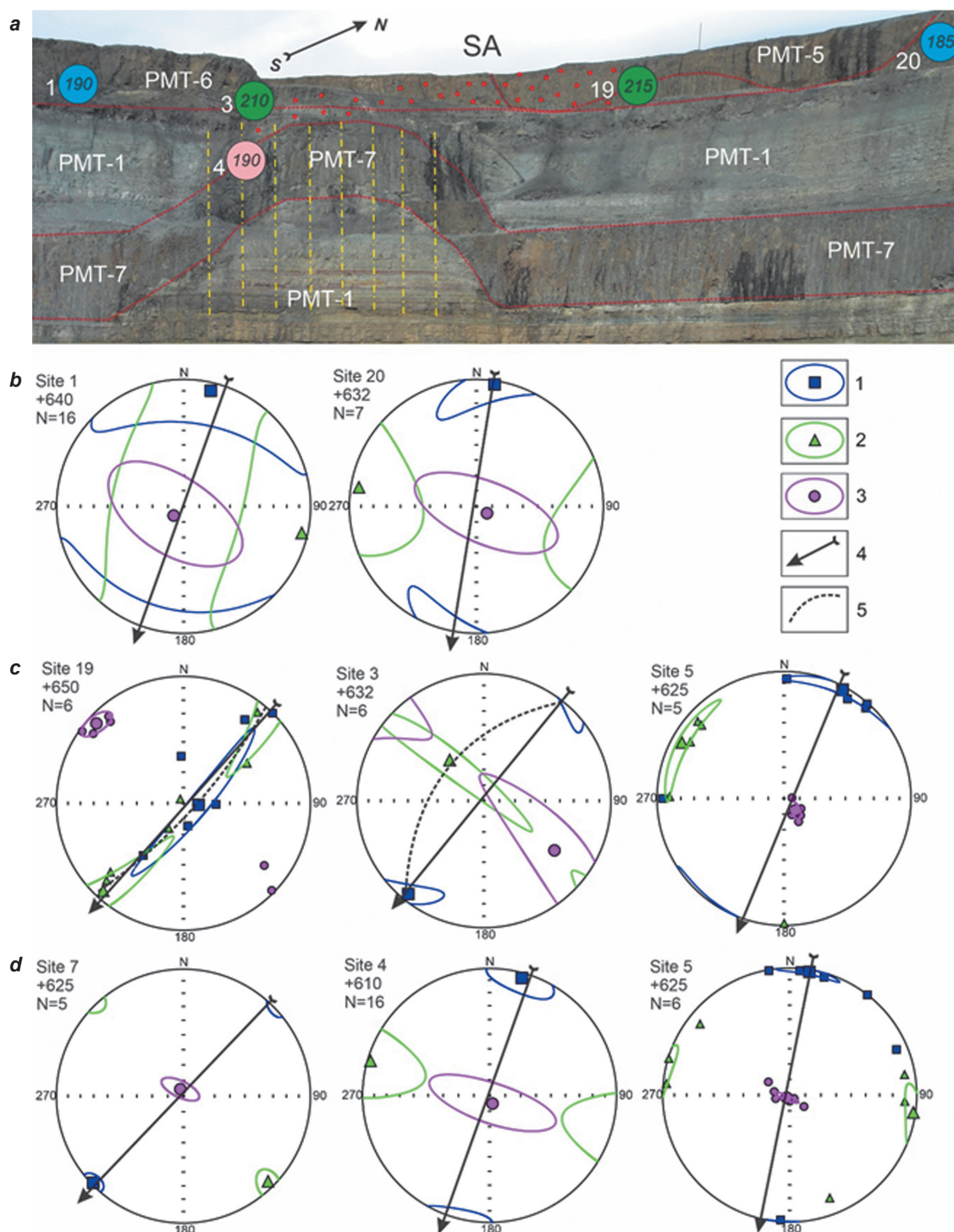


Fig. 11. Study of dolerite magnetic susceptibility anisotropy in the open pit of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:

a – geological section of the north-eastern side of the open pit;

b–d – stereograms of magnetic susceptibility anisotropy

1–3 – ellipsoid axes with 95 % confidence ovals, long K_1 , middle K_2 and short K_3 , respectively; 4 – direction of dolerite sill movement; 5 – magnetic stratification plane formed by the K_1 and K_2 main axes of the ellipsoid

For other explanations, see Fig. 6

Рис. 11. Изучение анизотропии магнитной восприимчивости долеритов в карьере месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

a – геологический разрез северо-восточного борта карьера;

b–d – стереограммы анизотропии магнитной восприимчивости

1–3 – оси эллипсоида с овалами доверия 95 %: длинная K_1 , средняя K_2 и короткая K_3 соответственно;

4 – направление движения силла долеритов; 5 – плоскость магнитного расслоения, образованная главными осями эллипсоида K_1 и K_2

Другие пояснения см. на рис. 6

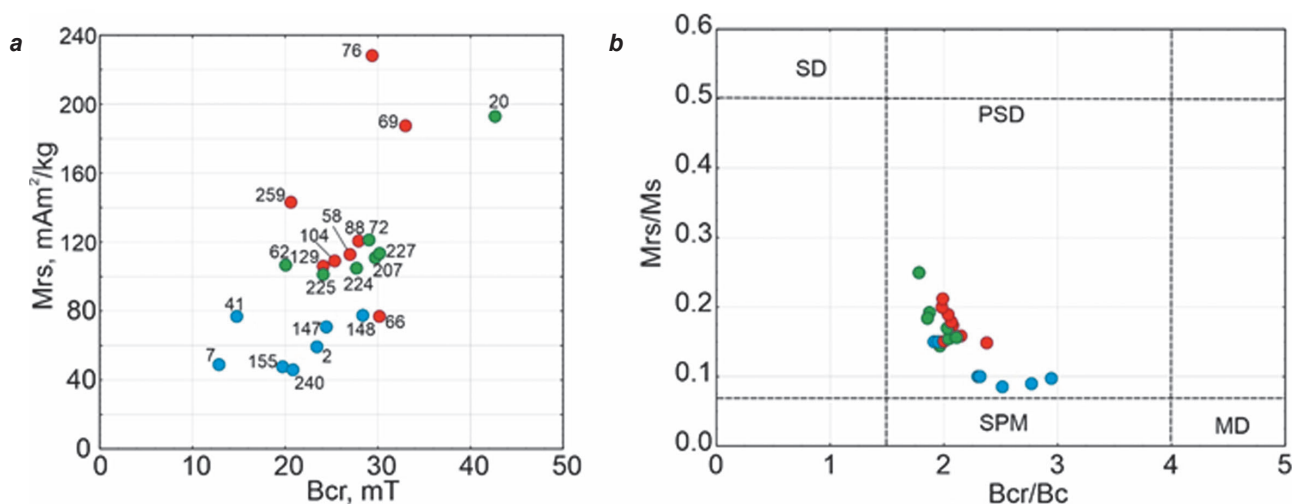


Fig. 12. Magnetostructural analysis of the Komsomolskaya pipe dolerites:

a – dependency diagram of hysteresis parameters of different-phase traps (blue/red/green circles – second phase / third phase / petromagnetic heterogeneities, respectively, numerical symbols – piece numbers);
b – Day plot (SPM, SD, PSD and MD – distribution areas of superparamagnetic, single-, pseudo-single- and multi-domain particles, respectively)

Рис. 12. Магнитоструктурный анализ долеритов трубки «Комсомольская»:

a – график зависимости гистерезисных параметров разнофазных траппов (синие/красные/зеленые кружочки – вторая фаза / третья фаза / петромагнитные неоднородности соответственно, цифры – номера штучков); *b* – диаграмма Дая (SPM, SD, PSD и MD – области распределения суперпарамагнитных, одно-, псевдоодно- и многодоменных частиц соответственно)

“exclusion method”⁵ of their gravimagnetic effect from the total anomalous field, a classical pipe-type anomaly was obtained (Fig. 13, d).

The dynamic PhGM of the Komsomolskaya field is based on the obtained palaeomagnetic data on PPhT: kimberlites, basites of the second and third phases of intrusion (Table 5). The calculated poles are compared with previously obtained palaeomagnetic data [27, 40–43] and with the basic apparent polar wander paths (APWP) of the Siberian Platform [51] (Fig. 14, a). The virtual geomagnetic pole of kimberlites of the Komsomolskaya pipe (no. 7) agrees quite well with the paleomagnetic poles of kimberlites (no. 11) and basites (no. 10) of the Nyurbinskaya deposits, dolerite dyke of the Mir deposits (no. 13), and basalts of the Appain Formation (no. 14). At the same time, it is noticeably distant from the palaeomagnetic pole of the Verkhnemunskoe diamond deposit (no. 14) [42], the age of which is estimated to be Late Devonian-Early Carboniferous (D_3 - C_1 , ≈ 360 Ma). The age of the Komsomolskaya kimberlite pipe may be older (Table 1) [13], which is consistent with the data on the size of its erosion cut [52]. The virtual geomagnetic poles of basites of the second (no. 8) and third (no. 9) phases of intrusion (Table 5; Fig. 14, a) correspond to the Early-Middle Mesozoic APWP interval of the Siberian Platform and the palaeomagnetic pole of the Obnazhennaya kimberlite pipe (no. 15).

Palynspastic reconstructions performed under the OPAL-3 programme [39] indicate that the Siberian Platform moved from the equatorial belt of the western hemisphere through the northern polar region during the Phanerozoic, overcoming a path of more than 150° in latitude (Fig. 14, b). At the same time, the palaeogeographic reconstructions of the Siberian Platform for the main epochs of kimberlite and trap formation correspond to the position of hot spots [53], which confirms the decisive role of the latter in the manifestation of these tectono-magmatic processes [54]. For example, in the Middle Palaeozoic (376–344 Ma), when the Siberian Platform passed over the hotspots of Madeira, Azores, and Canary Islands, the formation of the Vilyuiskaya Syneclise and associated intrusions of basites and kimberlites occurred [55, 56]. These hot spots left on its surface the Alakit-Kuoisky, Mirninsky, and Okinsky tracks, along which the previously known and newly discovered (Hoptu-Mayskoye and Syuldyukarskoye) kimberlite fields are located (Fig. 14, c) [10]^{1,3}. In the south of the Siberian Platform, according to this dynamic PhGM, the Biryusa-Chunskiy diamondiferous region is predicted to lie to the west of the Mirninsky track. A correction of approximately 22° clockwise angle for the reversal of the Aldan block in post-Middle Paleozoic time is introduced into the northeastern section of the Okinsky track [57].

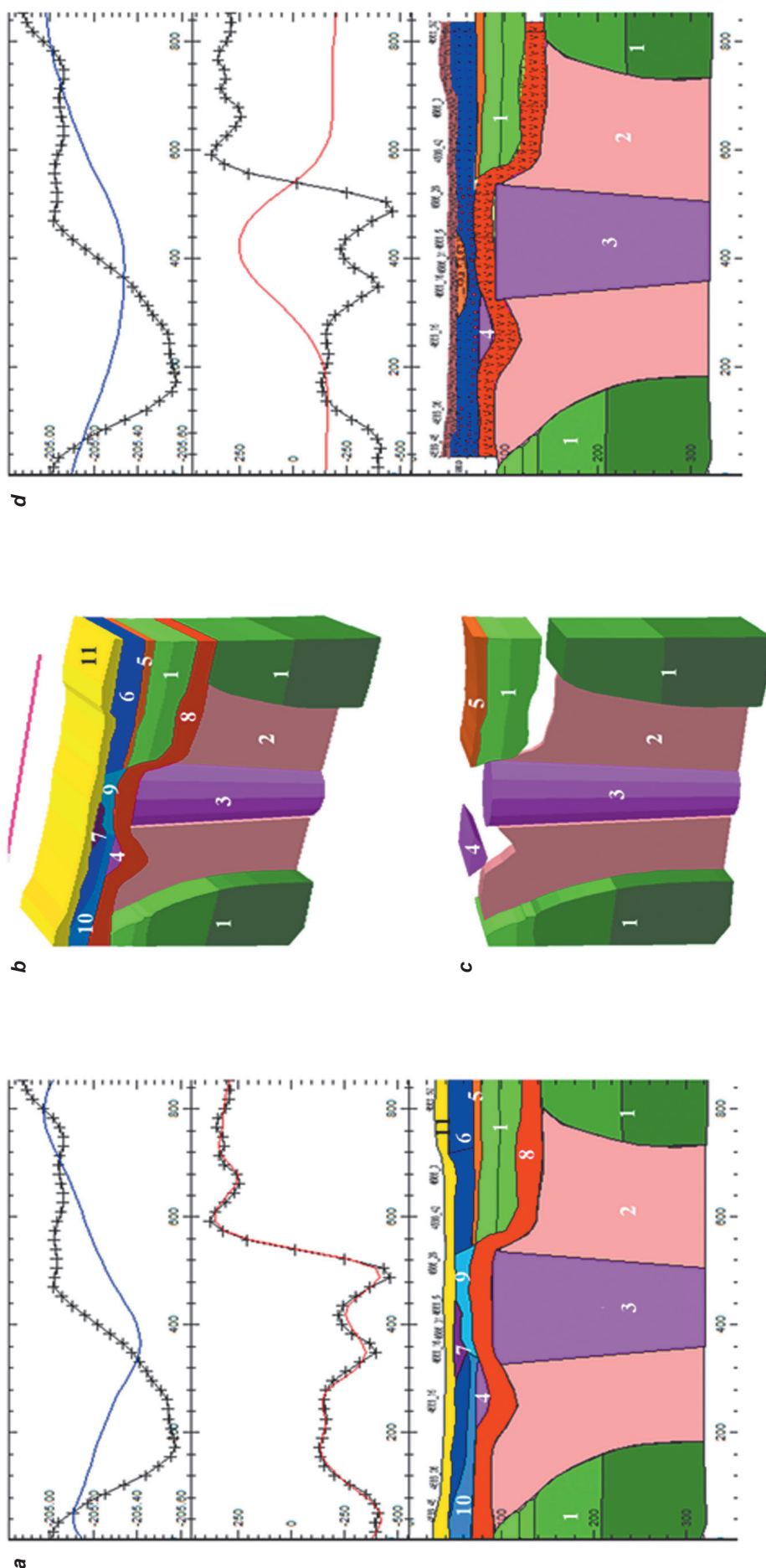


Fig. 13. Solution of the inverse problem of geophysics by "exclusion method" based on a deterministic physical-geological model of the diamond deposit of the Komsomolskaya kimberlite pipe:

a – solution of the direct geophysics problem; b, c – petrophysical model of the sills taking into account basites in the deposit section (b), not taking into account basites in the deposit section (c); d – solution of the inverse geophysics problem by the "exclusion method"⁵
 1 – carbonate basement rocks; 2 – coherent kimberlite; 3 – pyroclastic kimberlite; 4 – kimberlite detachment; 5 – Aikhal Formation; 6 – second phase dolerites; 7 – Alakit Formation tuffs; 8 – third phase dolerites; 9 and 10 – petromagnetic heterogeneities of stress (9) and firing (10); 11 – kurums

Рис. 13. Решение обратной задачи геофизики «методом вычитания» на основе детерминированной физико-геологической модели месторождения алмазов кимберлитовой трубки «Комсомольская»:

а – решение прямой задачи геофизики; б, в – петрофизическая модель месторождения с учетом в разрезе базитов (б) и без (в); д – решение обратной задачи геофизики «методом исключения»⁵
 1 – породы карбонатного цоколя; 2 – когерентный кимберлит; 3 – пирокластический кимберлит; 4 – кимберлитовый отторженец; 5 – айхальская свита; 6 – долериты второй фазы; 7 – туфы алакитской свиты; 8 – долериты третьей фазы; 9 и 10 – петромагнитные неоднородности стресса (9) и обжига (10), 11 – курумы

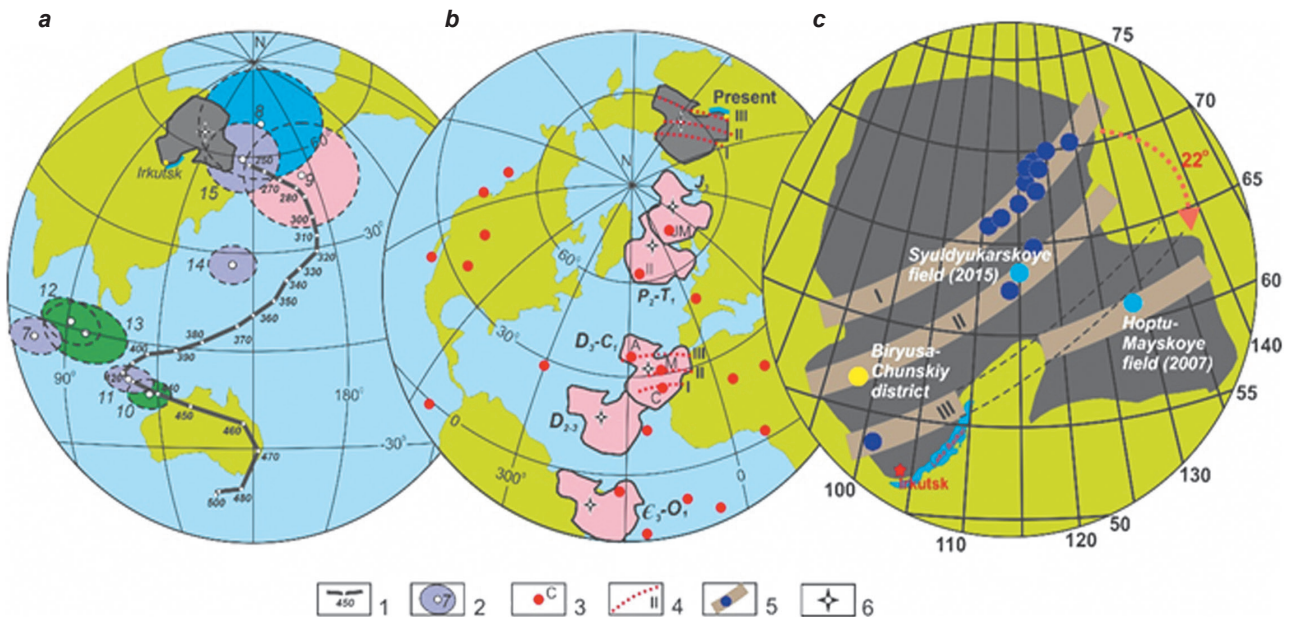


Fig. 14. Dynamic physical and geological model of kimberlite and trap intrusion in the Yakutsk diamondiferous province:

a – paleomagnetic poles (see Table 5); *b* – paleomagnetic reconstructions of the Siberian Platform in the Phanerozoic; *c* – position of the Middle Paleozoic kimberlite fields of the Siberian Platform relative to the calculated hotspot tracks

- 1 – apparent polar wander paths of the Siberian Platform according to [51], figures – geological age million years;
2 – Paleomagnetic poles; 3 – hot spots according to [53]: C – Canary Islands, M – Madeira Islands, A – Azores Islands, II – Iceland, JM – Jan Mayen;
4 – estimated tracks of hotspots according to [54]: I – Alakit-Kuoisky, II – Myrminsky, III – Okinsky;
5 – hotspot tracks with 95 % confidence intervals (brown stripes) and kimberlite fields (circles): known – blue (old) and blue (new with discovery dates); inferred – yellow; 6 – location of the area under investigation

Рис. 14. Динамическая физико-геологическая модель внедрения кимберлитов и траппов Якутской алмазоносной провинции:

a – палеомагнитные полюсы (см. табл. 5); *b* – палеомагнитные реконструкции Сибирской платформы в фанерозое; *c* – положение среднепалеозойских кимберлитовых полей Сибирской платформы относительно рассчитанных треков горячих точек

- 1 – траектория кажущейся миграции полюса Сибирской платформы по источнику [51], цифры – геологический возраст, млн лет; 2 – палеомагнитные полюсы; 3 – горячие точки по источнику [53]: C – Канарские острова, M – острова Мадейра, A – Азорские острова, II – Исландия, JM – Джен Майен;
4 – предполагаемые треки горячих точек по источнику [54]: I – Алакит-Куойский, II – Мирнинский, III – Окинский; 5 – треки горячих точек с доверительными интервалами 95 % (коричневые полосы) и кимберлитовые поля (кружочки): известные – синие (старые) и голубые (новые с датами открытия); предполагаемые – желтые; 6 – положение района исследований

The formation of the Tunguskaya syncline and associated plateau basalts (≈250 Ma) and kimberlites (231–215 Ma) corresponds with the Iceland hot spot [58, 60]. The Jurassic epoch of kimberlite deposition (175–147 Ma) in the north of the Siberian Platform is most likely due to the “work” of the Jan Mayen hot spot.

Conclusion

The works performed in the quarry field of the Komsomolskaya pipe allowed for the first time for YaDP to carry out a comprehensive analysis of the material and structural components in the field structure and to argue for a deterministic PhGM and dynamic PhGM (Fig. 13; 14), which include the following elements:

1. The fault-block tectonics that host the kimberlite pipe determined the behaviour of the third phase of dolerites sill in the carbonate basement. Its transition to the upper horizon was carried out along zones of increased fracturing, due to which such a kimberlite-bearing structure (sigmoid, step) is marked by characteristic gravity ΔG_a and magnetic ΔT_a anomalies (Fig. 1, *d*; 4, *d*; 10, *a*; 11, *a*).

2. In the zone of contact between dolerites of the third phase and host rocks (kimberlites, dolerites and tuffs of the second phase), the latter form PMHs of types 2 and 5, i.e., areas of change in the initial magnetic characteristics due to “firing” and “stress” [6, 7, 16, 18, 44, 45, 48, 49]. Moving in the south-southwest direction (within 185–215°)



from the Vilyuisko-Kotuiskaya fault zone (Fig. 1, *b*; 4, *b*; 6; 11), the negatively magnetised sill of the third phase rose from the lower structural floor of the carbonate basement (horizon 550 m) along the zones of increased fracturing to the bottom of the positively magnetised sill of the second phase (horizon 625 m) (Fig. 1, *d*; 4, *d*; 11, *a*). As a result, the occurrence of reverse polarity NRM vectors in all previously formed PPhTs studied by us is determined by remagnetisation from the sill side of dolerites of the third phase (PPhT-7). Consequently, it is reasonable to consider the firing and stress zones as peculiar PPhTs, the formation of which is associated with a certain geological and tectonic setting. During the formation of type 2 and 5 PMHs in the traps of early intrusion phases, there is a noticeable displacement of petromagnetic boundaries (20 and more m upwards), which should be taken into account in the physical and geological modelling of the upper part of the section [19].

3. The location of the “blind” Komsomolskaya kimberlite pipe is marked by the presence of PMHs of types 2 and 5 in the overlying traps and accompanying elevated gravity ΔG_a and negative magnetic ΔT_a anomalous fields, which are controlled by zones of increased fracturing (Fig. 1, *d*; 4, *a-c*; 5, *a*; 11, *a*). It is shown that PMHs are characterised not only by the presence of the metachronous component of the NRM vectors of dolerites of early intrusion phases (first and second), but also dyke type of AMS, increased values of hysteresis parameters, etc. [6, 7, 16, 18, 44, 45, 48, 49]. For this reason, it is logical to consider the PMHs of firing zones in traps of early phases of intrusion as a petrophysical search criterion for the presence of kimberlite pipes in diamond prospecting areas of geotypes 4 and 5 [1] (of course, in combination with geophysical, structural-tectonic, etc. features), and the associated geophysical anomalies as

SA of areas promising for the manifestation of kimberlite bodies.

The proposed deterministic PhGM combines the established features of the location and kinematics of the discontinuities with the regularities of changes in the material structure, shape, physical (including magneto-mineralogical and paleomagnetic) properties of the PPhT diamond deposits of the Komsomolskaya pipe and the behaviour of the geophysical fields observed above them within the framework of the functioning of a single tectono-magmatic system as a whole.

Since the geological structure of the Komsomolskaya deposit is not unique (a similar geological situation was also established at the Krasnopresnenskaya pipe [10]), the probability of finding deposits of a similar type in other areas of the eastern side of the Tunguskaya syncline cannot be ruled out.

4. The NRM vectors, by which the coordinates of the virtual geomagnetic poles of the PPhT are calculated (Table 5; Fig. 14, *a*), are determined by the motion of the Siberian Platform (Fig. 14, *b*). Obviously the age of the Komsomolskaya kimberlite pipe is relatively older compared to a number of YaDP kimberlite pipes [17, 42, 43]. The obtained geomagnetic poles have a sufficiently high statistical representativeness, which is reasonable to use to refine the APWP of the Siberian Platform.

5. The position of the Siberian Platform at the epochs of kimberlite and trap formation agrees well with the currently known hot spots (see Fig. 14, *b*) [53], which may indicate their close parasteric connection [54, 60]. On this basis, it is recommended to develop a regional predictive scheme for the location of kimberlite fields of the Siberian Platform, which will be controlled by hot spot tracks projecting onto its surface. It can be used more widely for forecasting and prospecting of other endogenous deposits in Eastern Siberia.

References

1. Vladimirov B.M., Dauev Yu.M., Zubarev B.M., Kaminskii F.V., Minorin V.E., Prokopchuk B.I. *Diamond deposits of the USSR, prospecting and exploration methods. Part 1. Geology of diamond deposits in the USSR*. Moscow: Central Research Institute of Geological Prospecting for Base and Precious Metals; 1984, 435 p. (In Russ.).
2. Tomshin M.D., Lelyukh M.I., Mishenin S.G., Suntsova S.P., Kopylova A.G., Ubinin S.G. Schematic evolution of trappean magmatism on the eastern side of the Tungus syncline. *National Geology*. 2001;5:19-24. (In Russ.). EDN: DHDAYX.
3. Tomshin M.D., Gogoleva S.S. Morphology of trap sills near kimberlites. *Lithosphere*. 2023;23(4):579-588. (In Russ.). <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2023-23-4-579-588>. EDN: VZFUFH.
4. Konstantinov K.M., Tomshin M.D., Khoroshikh M.S. Magnetoelastic effect of kimberlite host rocks (Yakutsk diamondiferous province). *Earth sciences and subsoil use*. 2023;46(4):344-363. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-344-363>. EDN: GNUMHH.
5. Konstantinov K.M., Ivanyushin N.V., Mishenin S.G., Ubinin S.G., Suntsova S.P. Petrophysical model of the Komsomolskaya kimberlite pipe. *Geophysics*. 2004;6:50-53. (In Russ.). EDN: SVRTGD.



6. Konstantinov K.M., Gladkov A.S. Petromagnetic heterogeneities in sintering zones of Permian-Triassic traps of Komsomolsk pipe deposit (Yakutsk diamond province). *Doklady Earth Sciences*. 2009;427(1):880-886. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09050365>. EDN: MWELN.
7. Konstantinov K.M., Gladkov A.S. Dynamic physical-geological model of the field of diamonds from the Komsomolskaya kimberlite pipe (Alakit-Markha field of western Yakutia). *Geodynamics & Tectonophysics*. 2022;13(5):678. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2022-13-5-0678>. EDN: IDAGIA.
8. Vakhromeev G.S., Davydenko A.Yu. *Modeling in exploration geophysics*. Moscow: Nedra; 1987, 194 p. (In Russ.).
9. Khranov A.N., Goncharov G.I., Komissarova R.A., Pisarevskii S.A., Pogarskaya I.A., Rzhnevskii Yu.S., et al. *Paleomagnetology*. Leningrad: Nedra; 1982, 312 p. (In Russ.).
10. Khar'kiv A.D., Zinchuk N.N., Kryuchkov A.I. *Diamond primary deposits of the world*. Moscow: Nedra; 1998, 555 p. (In Russ.). EDN: IYYNK.
11. Kostrovitsky S.I., Yakovlev D.A., Morikiyo T., Serov I.V., Amirzhanov A.A. Isotope-geochemical systematics of kimberlites and related rocks from the Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2007;48(3):350-371. (In Russ.). EDN: IBCKOT.
12. Egorov K.N., Koshkarev D.A., Gladkov A.S. Structural and material evolution and diamond content of the multiphase kimberlite pipe "Komsomolskaya" (Alakit-Markhinskoye field, Yakutia). *National Geology*. 2015;3:16-23. (In Russ.). EDN: TYOPMF.
13. Brakhfogel' F.F. *Geological aspects of kimberlite magmatism of the north-east of the Siberian platform*. Yakutsk: Yakut branch of the USSR Academy of Sciences; 1984, 128 p. (In Russ.).
14. Agashev A.M., Pokhilenko N.P., Mal'kovets V.G., Sobolev N.V., Tolstov A.V., Polyanichko V.V. New age data on kimberlites from the Yakutian diamondiferous province. *Doklady Earth Sciences*. 2004;399(1):95-99. (In Russ.). EDN: OPTXGH.
15. Davis G.L., Sobolev N.V., Kharkiv A.D. New data on the age of Yakutian kimberlites obtained by the uranium-lead isotopes on zircons method. *Doklady Akademii nauk SSSR*. 1980;254(1):175-179. (In Russ.). EDN: HMJUDG.
16. Konstantinov K.M., Mishenin S.G., Tomshin M.D., Kornilova V.P., Kovalchuk O.E. Petromagnetic heterogeneities of Permo-Triassic traps of the Daldyn-Alakit diamondiferous region (Western Yakutia). *Lithosphere*. 2014;2:77-98. (In Russ.). EDN: SGPOVZ.
17. Kravchinsky V.A., Konstantinov K.M., Courtillot V., Savrasov J.I., Valet J-P., Cherniy S.D., et al. Paleomagnetism of East Siberian traps and kimberlites: two new poles and paleogeographic reconstructions at about 360 and 250 Ma. *Geophysical Journal International*. 2002;148(1):1-33. <https://doi.org/10.1046/j.0956-540x.2001.01548.x>.
18. Konstantinov K.M., Mishenin S.G., Ubinin S.G., Suntsova S.P. Distribution of natural magnetization vectors of Permian-Triassic traps of the Daldyn-Alakit diamondiferous region. *Geophysics*. 2004;1:49-53. (In Russ.). EDN: STWTTH.
19. Konstantinov K.M., Novopashin A.V., Evstratov A.A., Konstantinov I.K. Modeling of gravimagnetic fields of primary diamond deposits in areas of Permian-Triassic traps. *Geophysics*. 2012;6:64-72. (In Russ.). EDN: RZDITM.
20. Travin A.V., Yudin D.S., Vladimirov A.G., Khromykh S.V., Volkova N.I., Mekhonoshin A.S., et al. Thermochronology of the Chernorud granulite zone, Ol'khon region, Western Baikal area. *Geochemistry International*. 2009;11:1181-1199. (In Russ.). EDN: KXLBPT.
21. Akimoto S. Magnetic properties of $\text{FeO} - \text{Fe}_2\text{O}_3 - \text{TiO}_2$ system as a basis of rock magnetism. *Journal of the Physical Society of Japan*. 1961;17:706-710.
22. Konstantinov K., Yakovlev A., Antonova T., Konstantinov I., Ibragimov S., Artemova E. Petro- and paleomagnetic characteristics of the structural-material complexes of the diamond mining of the Nyurbinskaya pipe (Middle Markha district, West Yakutia). *Geodynamics and Tectonophysics*. 2017;8(1):135-169. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-1-0235>.
23. Konstantinov K.M., Artyomova E.V., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A., Kirguyev A.A. Possibilities of the method of anisotropy of magnetic susceptibility in the solution of geologic-geophysical problems of search radical diamond fields. *Geophysics*. 2018. № 1. P. 67-77. (In Russ.). EDN: YWMSHU.
24. Savrasov D.I., Kamysheva G.G. Direction of remanent magnetization in kimberlites In: *Magnetizm gornykh porod i paleomagnetizm: materialy V Vsesoyuzn. konf. po paleomagnetizmu = Rock magnetism and paleomagnetism: proceedings of the 5th All-Union Conference on paleomagnetism*. 10-17 June 1962, Krasnoyarsk. Krasnoyarsk; 1963, p. 124-129. (In Russ.).
25. Zhitkov A.N., Savrasov D.I. Paleomagnetism and the ages of kimberlites exemplified by the four pipes of Yakutia. In: *Extended Abstracts: 6th International Conference*. Novosibirsk: United Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; 1995, vol. 6, p. 695-697. <https://doi.org/10.29173/ikc2018>.
26. Konstantinov K.M. Age of natural remanent magnetization of kimberlites of the Yakut diamondiferous province. *Nauka i obrazovanie*. 2010;1:47-54. (In Russ.). EDN: LBECAL.
27. Tarling D.H., Hrouda F. *The magnetic anisotropy of rocks*. London: Chapman & Hall; 1993, 217 p.
28. Day R., Fuller M., Schmidt V.A. Hysteresis properties of titanomagnetites: grain size and composition dependence. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. 1977;13(4):260-267. [https://doi.org/10.1016/0031-9201\(77\)90108-X](https://doi.org/10.1016/0031-9201(77)90108-X).
29. Dunlop D.J., Ozdemir O. *Rock magnetism. Fundamentals and frontiers*. Cambridge: Cambridge University Press; 1997, 573 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511612794>.
30. Zijdeveld J.D.A. Demagnetization of rocks, analysis of results. In: Collinson D.W., Creer K.M., Runcorn S.K. (eds). *Methods in paleomagnetism*. Amsterdam: Elsevier; 1967, p. 254-286.
31. McFadden P.L., McElhinny M.W. The combined analysis of remagnetization circles and direct observation in paleomagnetism. *Earth and Planetary Science Letters*. 1988;87:161-172. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(88\)90072-6](https://doi.org/10.1016/0012-821X(88)90072-6).



32. Reed S.J.B. Electron microprobe analysis and scanning electron microscopy in geology; 1996, 215 p. (Russ. ed.: *Ehlektronno-zondovyi mikroanaliz i rastrovaya ehlektronnaya mikroskopiya v geologii*. Moscow: Technosphere; 2008, 232 p.). EDN: QKHJJN.
33. McDonald G.A., Katsura T. Chemical composition of Hawaiian Lavas. *Journal of Petrology*. 1964;5(1):82-133. <https://doi.org/10.1093/petrology/5.1.82>.
34. Saggerson E.P., Williams L.A.J. Nguramanite from Southern Kenya and its bearing on the origin of rocks in the Northern Tanganyika alkaline district. *Journal of Petrology*. 1964;5(1):40-81. <https://doi.org/10.1093/petrology/5.1.40>.
35. Konstantinov K.M., Zabelin A.V., Zaitsevskiy F.K., Konstantinov I.K., Kirguyev A.A., Khoroshikh M.S. Structure and functions of the petromagnetic "RSEARCH" database of the Yakut kimberlite province. *Geoinformatika*. 2018;4:30-39. (In Russ.). EDN: YPXHRB.
36. Borovikov V.P. *STATISTICA: the art of data analysis on computer. For professionals*. Saint Petersburg: Piter; 2001, 658 p. (In Russ.).
37. Enkin R.J. *A computer program package for analysis and presentation of paleomagnetic data*. Sidney: The Pacific Geoscience Centre; 1994, 16 p.
38. Jelinek V. *Measuring anisotropy of magnetic susceptibility on a slowly spinning specimen – basic theory*. Brno: Agico; 1997, 27 p.
39. Vinarskii Y.S., Zhitkov A.N., Kravchinsky A.Y. *Automated system for processing paleomagnetic data of OPAL*. Moscow: All-Russian Institute of Economics of Mineral Raw Materials and Subsoil Use; 1987, 86 p. (In Russ.).
40. Konstantinov K.M., Tomshin M.D., Ibragimov Sh.Z., Khuzin M.Z., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A., et al. Petro- and paleomagnetic studies of basalts of the Upper Devonian Appainskaya suite (Western Yakutia). *Geodynamics & Tectonophysics*. 2016;7(4):593-623. <https://doi.org/10.5800/GT-2016-7-4-0224>. EDN: XHEROT.
41. Konstantinov K.M., Ibragimov Sh.Z., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A., Artemova E.V., Monhorov R.V. Paleomagnetism of Precambrian dykes of dolerites of the Viluy-Markha zone of breaks (Yakut diamondiferous province). *Nauka i obrazovanie*. 2016;1:13-20. (In Russ.). EDN: VWOMZZ.
42. Khoroshikh M.S., Konstantinov K.M., Sharygin I.S., Kuzina D.M., Potapov S.V., Kokodey D.Yu. Petromagnetism and paleomagnetism of kimberlite pipes of the Verkhnemunskoe deposit (Yakutsk diamondiferous province). *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(1):100-128. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-1-100-128>. EDN: AVKQNU.
43. Blanko D., Kravchinsky V.A., Konstantinov K.M., Kabin K. Paleomagnetic dating of Phanerozoic kimberlites in Siberia. *Journal of Applied Geophysics*. 2013;88:139-153. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2012.11.002>.
44. Kirguyev A.A., Konstantinov K.M., Vasilieva A.E. Basite petromagnetic legend of the Tungus syncline eastern board. *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2019;24(1):18-32. (In Russ.). <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2019-24-1-18-32>. EDN: XPEQYO.
45. Kirguyev A.A., Konstantinov K.M., Kuzina D.M., Makarov A.A., Vasilieva A.E. Petromagnetic classification of basites of the eastern side of the Tunguska syncline. *Geophysics*. 2020;3:45-61. (In Russ.). EDN: FQKOIB.
46. Konstantinov K.M., Kirguyev A.A., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A. Paleomagnetism of Komsomolskaya pipe kimberlites (Yakutsk diamondiferous province). In: *Geodinamicheskaya ehvolyutsiya litosfery Tsentral'no-Aziatskogo podvizhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu): sb. tr. konf. = Geodynamic evolution of the Central Asian mobile belt lithosphere (from ocean to continent): proceedings of the meeting*. 16–19 October 2018, Irkutsk. Irkutsk; 2018, vol. 16, p. 134-136. (In Russ.).
47. Konstantinov K.M. Generalized petromagnetic model of the primary diamond deposit of the Yakutsk kimberlite province. In: *Geodinamicheskaya ehvolyutsiya litosfery Tsentral'no-Aziatskogo podvizhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu): sb. tr. konf. = Geodynamic evolution of the Central Asian mobile belt lithosphere (from ocean to continent): proceedings of the meeting*. 19–22 October 2021, Irkutsk. Irkutsk; 2021, vol. 19, p. 111-113. (In Russ.). EDN: IQPEMN.
48. Konstantinov K.M., Kirguyev A.A., Khoroshikh M.S. Petromagnetic stress inhomogeneities: an applied consequence of the Villari effect. *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2018;24(2):29-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-24-2-29-38>. EDN: UZSKPQ.
49. Konstantinov I.K., Konstantinov K.M., Khoroshikh M.S., Kirguyev A.A., Orlova G.V. Anisotropy of the magnetic susceptibility petromagnetic heterogeneities of firing and stress zones of sedimentary and igneous rocks. *Geophysics*. 2023;4:41-49. (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2023.75.92.007>. EDN: LCABXV.
50. Kirensky L.V. *Magnetism*. Moscow: Academy of Sciences of the USSR; 1963, 144 p. (In Russ.).
51. Torsvik T.H., Van der Voo R., Preeden U., Niocaill C.M., Steinberger B., Doubrovine P.V., et al. Phanerozoic polar wander, palaeogeography and dynamics. *Earth-Science Reviews*. 2012;114(3-4):325-368. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2012.06.007>.
52. Gorev N.I., Kolesnik A.Yu., Nikolenko E.I., Protchenko E.V., Sarostin P.V., Shakhurdina N.K. Formation history of Middle Paleozoic kimberlites of the Alakit-Markha field, Western Yakutia. *Ores and Metals*. 2020;55(2):58-68. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/0869-5997-2020-10014>. EDN: BFGCUI.
53. Muller R.D., Royer J.-Y., Lawver L.A. Revised plate motions relative to the hotspots from combined Atlantic and Indian Ocean hotspot tracks. *Geology*. 1993;21(3):275-278. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1993\)021<0275:RPMRTT>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1993)021<0275:RPMRTT>2.3.CO;2).
54. Zhitkov A.N. Paleokinematics and pattern of kimberlite fields location on the Siberian platform based on the hypothesis of hot spots. In: *Extended abstracts: 6th Intern. kimberlite conf.* Novosibirsk, 1995. Novosibirsk: Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; 1995, vol. 6, p. 692-694. <https://doi.org/10.29173/ikc2017>.
55. Kiselev A.I., Yarmolyuk V.V., Ivanov A.V., Egorov K.N. Spatial and temporal relations of Middle Paleozoic basites and diamondiferous kimberlites on the northwestern shoulder of the Vilyui rift (Siberian craton). *Russian Geology and Geophysics*. 2014. Vol. 55. Iss. 2. P. 185–196. (In Russ.). EDN: SMXAEH.



56. Tomshin M.D., Kopylova A.G., Konstantinov K.M., Gogoleva S.S. Basites of the Vilyui Paleorift: geochemistry and sequence of intrusive events. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;55(10):1503-1518. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG20181002>. EDN: VKGNTN.
57. Konstantinov K.M., Tomshin M.D., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A. Paleomagnetism of middle Paleozoic basites on the southeastern flank of the Vilyui Paleorift. *Doklady Earth Sciences*. 2019;486(5):607-612. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0869-56524865607-612>. EDN: OQAUEM.
58. Gladkochub D.P., Donskaya T.V., Ivanov A.V., Ernst R., Mazukabzov A.M., Pisarevsky S.A., et al. Phanerozoic mafic magmatism in the southern Siberian craton: geodynamic implications. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(9):1222-1239. (In Russ.).
59. Konstantinov K.M., Bazhenov M.L., Fetisova A.M., Khutorskoy M.D. Paleomagnetism of trap intrusions, East Siberia: Implications to flood basalt emplacement and the Permo-Triassic crisis of biosphere. *Earth and Planetary Science Letters*. 2014;394:242-253. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2014.03.029>. EDN: SKPGFZ.
60. Konstantinov K.M., Shibeko E.A., Shulga V.V. Regional dynamic physical-geological model of the Siberian platform in Late Devonian – Early Carboniferous periods: establishing of parasteric correlation between kimberlite and hydrocarbon formations. *Geophysics*. 2020;3:62-71. (In Russ.). EDN: XPKXTP.

Список источников

1. Владимиров Б.М., Дауев Ю.М., Зубарев Б.М., Каминский Ф.В., Минорин В.Е., Прокопчук Б.И. [и др.]. Месторождения алмазов СССР, методика поисков и разведки. Ч. 1. Геология месторождений алмазов СССР. М.: Изд-во ЦНИГРИ, 1984. 435 с.
2. Томшин М.Д., Лелюх М.И., Мишенин С.Г., Сунцова С.П., Копылова А.Г., Убинин С.Г. Схема развития траппового магматизма восточного борта Тунгусской синеклизы // Отечественная геология. 2001. № 5. С. 19–24. EDN: DHDAYX.
3. Томшин М.Д., Гоголева С.С. Морфология трапповых силлов вблизи кимберлитов // Литосфера. 2023. Т. 23. № 4. С. 579–588. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2023-23-4-579-588>. EDN: VZFUFH.
4. Константинов К.М., Томшин М.Д., Хороших М.С. Магнитоупругий эффект кимберлитовмещающих пород (Якутская алмазоносная провинция) // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 344–363. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-344-363>. EDN: GNUPHN.
5. Константинов К.М., Иванюшин Н.В., Мишенин С.Г., Убинин С.Г., Сунцова С.П. Петрофизическая модель кимберлитовой трубки Комсомольская // Геофизика. 2004. № 6. С. 50–53. EDN: SVRTGD.
6. Konstantinov K.M., Gladkov A.S. Petromagnetic heterogeneities in sintering zones of Permian-Triassic traps of Komsomolsk pipe deposit (Yakutsk diamond province) // *Doklady Earth Sciences*. 2009. Vol. 427. Iss. 1. P. 880–886. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09050365>. EDN: MWWELN.
7. Константинов К.М., Гладков А.С. Динамическая физико-геологическая модель месторождения алмазов кимберлитовой трубки Комсомольская (Алаakit-Мархинское поле западной Якутии) // Геодинамика и Тектонофизика. 2022. Т. 13. № 5. С. 678. <https://doi.org/10.5800/GT-2022-13-5-0678>. EDN: IDAGIA.
8. Вахромеев Г.С., Давыденко А.Ю. Моделирование в разведочной геофизике. М.: Недра, 1987. 194 с.
9. Храмов А.Н., Гончаров Г.И., Комиссарова Р.А., Писаревский С.А., Погарская И.А., Ржевский Ю.С. [и др.]. Палеомагнитология. Л.: Недра, 1982. 312 с.
10. Харьков А.Д., Зинчук Н.Н., Крючков А.И. Коренные месторождения алмазов мира. М.: Недра, 1998. 555 с. EDN: IIYYNK.
11. Костровицкий С.И., Морикио Т., Серов И.В., Яковлев Д.А., Амиржанов А.А. Изотопно-геохимическая систематика кимберлитов Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2007. Т. 48. № 3. С. 350–371. EDN: IBCKOT.
12. Егоров К.Н., Кошкарев Д.А., Гладков А.С. Структурно-вещественная эволюция и алмазоносность многофазной кимберлитовой трубки «Комсомольская» (Алаakit-Мархинское поле, Якутия) // Отечественная геология. 2015. № 3. С. 16–23. EDN: TYOPMF.
13. Брахфогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1984. 128 с.
14. Агашев А.М., Похиленко Н.П., Толстов А.В., Поляничко В.В., Мальковец В.Г., Соболев Н.В. Новые данные о возрасте кимберлитов Якутской алмазоносной провинции // Доклады академии наук. 2004. Т. 399. № 1. С. 95–99. EDN: OPTXGH.
15. Дэвис Г.Л., Соболев Н.В., Харьков А.Д. Новые данные о возрасте кимберлитов Якутии, полученные уран-свинцовым методом по цирконам // Доклады Академии Наук СССР. 1980. Т. 254. № 1. С. 175–179. EDN: HMJUDG.
16. Константинов К.М., Мишенин С.Г., Томшин М.Д., Корнилова В.П., Ковальчук О.Е. Петромагнитные неоднородности пермотриасовых траппов Далдыно-Алаakitского алмазоносного района (Западная Якутия) // Литосфера. 2014. № 2. С. 77–98. EDN: SGPOVZ.
17. Kravchinsky V.A., Konstantinov K.M., Courtillot V., Savrasov J.I., Valet J.-P., Cherniy S.D., et al. Paleomagnetism of East Siberian traps and kimberlites: two new poles and paleogeographic reconstructions at about 360 and 250 Ma // *Geophysical Journal International*. 2002. Vol. 148. Iss. 1. P. 1–33. <https://doi.org/10.1046/j.0956-540x.2001.01548.x>.
18. Константинов К.М., Мишенин С.Г., Убинин С.Г., Сунцова С.П. Распределение векторов естественной намагниченности пермотриасовых траппов Далдыно-Алаakitского алмазоносного района // Геофизика. 2004. № 1. С. 49–53. EDN: STWTTN.



19. Константинов К.М., Новопашин А.В., Евстратов А.А., Константинов И.К. Физико-геологическое моделирование гравимагнитных полей коренных месторождений алмазов в условиях развития пермотриасовых траппов // Геофизика. 2012. № 6. С. 64–72. EDN: RZDIMT.
20. Травин А.В., Юдин Д.С., Владимиров А.Г., Хромых С.В., Волкова Н.И., Мехоношин А.С. [и др.]. Термохронология Чернорудской гранулитовой зоны (Ольхонский регион, Западное Прибайкалье) // Геохимия. 2009. № 11. С. 1181–1199. EDN: KXLBPT.
21. Akimoto S. Magnetic properties of $\text{FeO} - \text{Fe}_2\text{O}_3 - \text{TiO}_2$ system as a basis of rock magnetism // Journal of the Physical Society of Japan. 1961. Vol. 17. P. 706–710.
22. Konstantinov K., Yakovlev A., Antonova T., Konstantinov I., Ibragimov S., Artemova E. Petro- and paleomagnetic characteristics of the structural-material complexes of the diamond mining of the nyurbinskaya pipe (Middle Markha district, West Yakutia) // Geodynamics and Tectonophysics. 2017. Vol. 8. Iss. 1. P. 135–169. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-1-0235>.
23. Константинов К.М., Артёмова Е.В., Константинов И.К., Яковлев А.А., Киргуев А.А. Возможности метода анизотропии магнитной восприимчивости в решении геолого-геофизических задач поисков коренных месторождений алмазов // Геофизика. 2018. № 1. С. 67–77. EDN: YWMSHU.
24. Саврасов Д.И., Камышева Г.Г. Направление остаточной намагниченности в кимберлитах // Магнетизм горных пород и палеомагнетизм: материалы V Всесоюз. конф. по палеомагнетизму (г. Красноярск, 10–17 июня 1962 г.). Красноярск, 1963. Т. 1. С. 124–129.
25. Zhitkov A.N., Savrasov D.I. Paleomagnetism and the ages of kimberlites exemplified by the four pipes of Yakutia // Extended Abstracts: 6th Intern. conf. Novosibirsk: United Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 1995. Vol. 6. P. 695–697. <https://doi.org/10.29173/ikc2018>.
26. Константинов К.М. Возраст естественной остаточной намагниченности кимберлитов Якутской алмазоносной провинции // Наука и образование. 2010. № 1. С. 47–54. EDN: LBECAL.
27. Tarling D.H., Hrouda F. The magnetic anisotropy of rocks. London: Chapman & Hall, 1993. 217 p.
28. Day R., Fuller M., Schmidt V.A. Hysteresis properties of titanomagnetites: grain size and composition dependence // Physics of the Earth and Planetary Interiors. 1977. Vol. 13. Iss. 4. P. 260–267. [https://doi.org/10.1016/0031-9201\(77\)90108-X](https://doi.org/10.1016/0031-9201(77)90108-X).
29. Dunlop D.J., Ozdemir O. Rock Magnetism. Fundamentals and frontiers. Cambridge: Cambridge University Press, 1997. 573 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511612794>.
30. Zijdeveld J.D.A. Demagnetization of rocks, analysis of results // Methods in paleomagnetism / eds D.W. Collinson, K.M. Creer, S.K. Runcorn. Amsterdam: Elsevier, 1967. P. 254–286.
31. McFadden P.L., McElhinny M.W. The combined analysis of remagnetization circles and direct observation in paleomagnetism // Earth and Planetary Science Letters. 1988. Vol. 87. P. 161–172. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(88\)90072-6](https://doi.org/10.1016/0012-821X(88)90072-6).
32. Рид С.Д.Б. Электронно-зондовый микроанализ и растровая электронная микроскопия в геологии / пер. с англ. М.: Техносфера, 2008. 232 с. EDN: QKHJJN.
33. McDonald G.A., Katsura T. Chemical composition of Hawaiian Lavas // Journal of Petrology. 1964. Vol. 5. Iss. 1. P. 82–133. <https://doi.org/10.1093/petrology/5.1.82>.
34. Saggerson E.P., Williams L.A.J. Nguramanite from Southern Kenya and its bearing on the origin of rocks in the Northern Tanganyika alkaline district // Journal of Petrology. 1964. Vol. 5. Iss. 1. P. 40–81. <https://doi.org/10.1093/petrology/5.1.40>.
35. Константинов К.М., Забелин А.В., Зайцевский Ф.К., Константинов И.К., Киргуев А.А., Хороших М.С. Структура и функции петромагнитной базы данных «RSEARCH» Якутской кимберлитовой провинции // Геоинформатика. 2018. № 4. С. 30–39. EDN: YPXHRB.
36. Боровиков В.П. STATISTICA: искусство анализа данных на компьютере. Для профессионалов. СПб.: Питер, 2001. 658 с.
37. Enkin R.J. A computer program package for analysis and presentation of paleomagnetic data. Sidney: The Pacific Geoscience Centre, 1994. 16 p.
38. Jelinek V. Measuring anisotropy of magnetic susceptibility on a slowly spinning specimen – basic theory. Brno: Agico, 1997. 27 p.
39. Винарский Я.С., Житков А.Н., Кравчинский А.Я. Автоматизированная система обработки палеомагнитных данных ОПАЛ. М.: Изд-во ВИЭМС, 1987. 86 с.
40. Konstantinov K.M., Tomshin M.D., Ibragimov Sh.Z., Khuzin M.Z., Konstantinov I.K., Yakovlev A.A., et al. Petro- and paleomagnetic studies of basalts of the Upper Devonian Appainskaya suite (Western Yakutia) // Geodynamics & Tectonophysics. 2016. Vol. 7. Iss. 4. P. 593–623. <https://doi.org/10.5800/GT-2016-7-4-0224>. EDN: XHEROT.
41. Константинов К.М., Ибрагимов Ш.З., Константинов И.К., Яковлев А.А., Артёмова Е.В., Монхоров Р.В. Палеомагнетизм докимберлитовых даек долеритов Вилюйско-Мархинской зоны разломов (Якутская алмазоносная провинция) // Наука и образование. 2016. № 1. С. 13–20. EDN: VWOMZZ.
42. Khoroshikh M.S., Konstantinov K.M., Sharygin I.S., Kuzina D.M., Potapov S.V., Kokodey D.Yu. Petromagnetism and paleomagnetism of kimberlite pipes of the Verkhnemunskoe deposit (Yakutsk diamondiferous province) // Earth sciences and subsoil use. 2024. Vol. 47. Iss. 1. P. 100–128. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-1-100-128>. EDN: AVKQNU.
43. Blanko D., Kravchinsky V.A., Konstantinov K.M., Kabin K. Paleomagnetic dating of Phanerozoic kimberlites in Siberia // Journal of Applied Geophysics. 2013. Vol. 88. P. 139–153. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2012.11.002>.



44. Киргуев А.А., Константинов К.М., Васильева А.Е. Петромагнитная легенда базитов восточного борта Тунгусской синеклизы // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2019. Т. 24. № 1. С. 18–32. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2019-24-1-18-32>. EDN: XPEQYO.
45. Киргуев А.А., Константинов К.М., Кузина Д.М., Макаров А.А., Васильева А.Е. Петромагнитная классификация базитов восточного борта Тунгусской синеклизы // Геофизика. 2020. № 3. С. 45–61. EDN: FQKOIB.
46. Константинов К.М., Киргуев А.А., Константинов И.К., Яковлев А.А. Палеомагнетизм кимберлитов трубки Комсомольская (Якутская алмазоносная провинция) // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): сб. тр. конф. (Иркутск, 16–19 октября 2018 г.). Иркутск, 2018. Т. 16. С. 134–136. EDN: VKPORH.
47. Константинов К.М. Обобщенная петромагнитная модель коренного месторождения алмазов Якутской кимберлитовой провинции // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): сб. тр. конф. (Иркутск, 19–22 октября 2021 г.). Иркутск, 2021. Т. 19. С. 111–113. EDN: IQPEMN.
48. Константинов К.М., Киргуев А.А., Хороших М.С. Петромагнитные неоднородности стресса: прикладное следствие Виллари-эффекта // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2018. Т. 24. № 2. С. 29–38. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-24-2-29-38>. EDN: UZSKPQ.
49. Константинов И.К., Константинов К.М., Хороших М.С., Киргуев А.А., Орлова Г.В. Анизотропия магнитной восприимчивости петромагнитных неоднородностей зон обжига и стресса осадочных и магматических горных пород // Геофизика. 2023. № 4. С. 41–49. <https://doi.org/10.34926/geo.2023.75.92.007>. EDN: LCABXV.
50. Киренский Л.В. Магнетизм. М.: Изд-во Академии Наук СССР, 1963. 144 с.
51. Torsvik T.H., Van der Voo R., Preeden U., Niocaill C.M., Steinberger B., Doubrovine P.V., et al. Phanerozoic polar wander, palaeogeography and dynamics // Earth-Science Reviews. 2012. Vol. 114. Iss. 3–4. P. 325–368. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2012.06.007>.
52. Горев Н.И., Колесник А.Ю., Николенко Е.И., Проценко Е.В., Саростин П.В., Шахурдина Н.К. История формирования среднепалеозойских кимберлитов Алаakit-Мархинского поля, Западная Якутия // Руды и металлы. 2020. № 2. С. 58–68. <https://doi.org/10.24411/0869-5997-2020-10014>. EDN: BFGCUI.
53. Muller R.D., Royer J.-Y., Lawver L.A. Revised plate motions relative to the hotspots from combined Atlantic and Indian Ocean hotspot tracks // Geology. 1993. Vol. 21. Iss. 3. P. 275–278. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1993\)021<0275:RP MRTT>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1993)021<0275:RP MRTT>2.3.CO;2).
54. Zhitkov A.N. Paleokinematics and pattern of kimberlite fields location on the Siberian platform based on the hypothesis of hot spots // Extended abstracts: 6th Intern. kimberlite conf. (Novosibirsk, 1995). Novosibirsk: Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 1995. Vol. 6. P. 692–694. <https://doi.org/10.29173/ikc2017>.
55. Киселев А.И., Ярмолюк В.В., Иванов А.В., Егоров К.Н. Пространственно-временные отношения среднепалеозойских базитов и алмазоносных кимберлитов на северо-западном плече Вилюйского рифта (Сибирский кратон) // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 2. С. 185–196. EDN: SMXAEN.
56. Томшин М.Д., Копылова А.Г., Константинов К.М., Гоголева С.С. Базиты Вилюйского палеорифта. Геохимия и последовательность становления // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 10. С. 1503–1518. <https://doi.org/10.15372/GIG20181002>. EDN: VKGNTN.
57. Константинов К.М., Томшин М.Д., Константинов И.К., Яковлев А.А. Палеомагнетизм среднепалеозойских базитов юго-восточного борта Вилюйского палеорифта // Доклады академии наук. 2019. Т. 486. № 5. С. 607–612. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524865607-612>. EDN: OQAUEM.
58. Гладкочуб Д.П., Донская Т.В., Иванов А.В., Эрнст Р., Мазукабзов А.М., Писаревский С.А. [и др.]. Фанерозойский базитовый магматизм южного фланга Сибирского кратона и его геодинамическая интерпретация // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 9. С. 1222–1239. EDN: MVSOFJ.
59. Konstantinov K.M., Bazhenov M.L., Fetisova A.M., Khutorskoy M.D. Paleomagnetism of trap intrusions, East Siberia: Implications to flood basalt emplacement and the Permo-Triassic crisis of biosphere // Earth and Planetary Science Letters. 2014. Vol. 394. P. 242–253. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2014.03.029>. EDN: SKPGFZ.
60. Константинов К.М., Шибеко Е.А., Шульга В.В. Региональная динамическая физико-геологическая модель Сибирской платформы в позднем девоне – раннем карбоне: установление парастерической связи кимберлитов и углеводородообразования // Геофизика. 2020. № 3. С. 62–71. EDN: XPKXTP.

Information about the authors / Информация об авторах

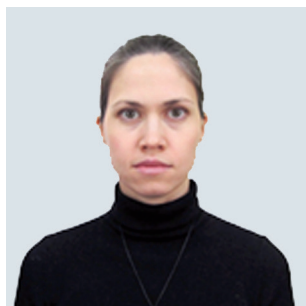


Konstantin M. Konstantinov,
Dr. Sci. (Geol. & Mineral.),
Head of the Geophysics Department,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
✉ konstantinovkm@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-1196-8776>



Константинов Константин Михайлович,

доктор геолого-минералогических наук,
руководитель департамента геофизики,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
✉ konstantinovkm@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-1196-8776>



Dilyara M. Kuzina,

Cand. Sci. (Geol. & Mineral.),
Senior Researcher,
Institute of Geology and Oil and Gas Technologies,
Kazan (Volga region) Federal University,
Kazan, Russia,
di.kuzina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0003-1626-4636>

Кузина Диляра Мтыгулловна,

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, Россия,
di.kuzina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0003-1626-4636>



Maksim S. Khoroshikh,

Senior Mining Engineer,
JSC Gold Mining Company "Lenzoloto",
Bodaibo, Russia,
horoshix1991@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0688-2249>

Хороших Максим Сергеевич,

старший горный инженер,
ПАО «Лензолото»,
г. Бодайбо, Россия,
horoshix1991@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0688-2249>

Contribution of the authors / Вклад авторов

Konstantin M. Konstantinov performed sampling, analyzed the materials, made drawings.

Dilyara M. Kuzina performed magneto-mineralogical studies, processed the materials, made drawings.

Maksim S. Khoroshikh performed sampling, measured magnetic parameters, processed the materials, made drawings.

К.М. Константинов – отбор образцов, анализ материалов, подготовка рисунков, написание текста статьи.

Д.М. Кузина – проведение магнито-минералогических исследований, обработка материалов, подготовка рисунков.

М.С. Хороших – отбор образцов, измерения магнитных параметров, обработка материалов, подготовка рисунков.

Conflict of interests / Конфликт интересов

The authors declare no conflicts of interests.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Information about the article / Информация о статье

The article was submitted 06.05.2024; approved after reviewing 06.06.2024; accepted for publication 18.06.2024.

Статья поступила в редакцию 06.05.2024; одобрена после рецензирования 06.06.2024; принята к публикации 18.06.2024.

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Краткое сообщение

УДК 622.276:553.98:550.8

EDN: MAHTWB

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226

**Роль и значимость геологической неоднородности
в формировании продуктивности известняков
фаменского яруса Южно-Татарского свода**Л.С. Кулешова^a✉

^aИнститут нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета –
филиал в Октябрьском, Октябрьский, Россия

Резюме. Цель проведенного исследования заключалась в идентификации степени и характера влияния геологической неоднородности на продуктивность залежей для использования полученных закономерностей при решении фундаментальных задач разработки нефтяных месторождений с учетом различной плотности геолого-промысловой информации и значительной неравномерности данных эксплуатации скважин. Объектом исследования являлись залежи фаменского яруса Южно-Татарского свода, расположенные в пределах Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. В ходе работы при помощи элементов многомерного регрессионного моделирования были получены зависимости продуктивности залежей от набора геолого-промысловых параметров и установлены следующие особенности: степень влияния параметров на продуктивность различна в условиях выделенных групп идентичных объектов; в отдельных случаях отмечается и различный характер влияния параметров, что подтверждает актуальность и необходимость реализации процедур дифференциации при проведении прогноза для снижения рисков принятия неэффективных управленческих решений. Представленные результаты могут быть использованы для обоснованной оценки продуктивности залежей на стадии их ввода в промышленную эксплуатацию. С учетом того, что погрешность представленных моделей на четверть выше, чем при использовании моделей, в которые входят показатели геологической неоднородности, их применение для составления первых проектных документов вполне обоснованно и позволяет недропользователям успешно формировать оптимальный подход к реализации эффективной системы разработки месторождений.

Ключевые слова: геологическая неоднородность, залежи фаменского яруса Южно-Татарского свода, геолого-статистическое моделирование, дифференциация и группирование залежей, оценка коэффициента продуктивности, разработка нефтяных месторождений

Для цитирования: Кулешова Л.С. Роль и значимость геологической неоднородности в формировании продуктивности известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 220–226. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226>. EDN: MAHTWB.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Brief report

**The role and significance of geological heterogeneity
in the formation of limestone productivity
in the Famennian stage of the South Tatar arch**Lyubov S. Kuleshova^a✉

^aInstitute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia

Abstract. The purpose of the research is to identify the degree and nature of the geological heterogeneity impact on deposit productivity in order to use the obtained patterns in solving fundamental problems of oil field development considering different density of geological and field information and drastically uneven data of well operation. The object of the study is the Famennian stage deposits of the South Tatar arch located within the Volga-Ural oil and gas province. The use of

© Кулешова Л.С., 2024



the elements of multidimensional regression modeling allowed to obtain the dependences of deposit productivity on the number of geological and field parameters resulting in the establishment of the following features: the degree of parameters influence on productivity varies in the conditions of selected groups of identical objects; there are some cases featuring the different nature of parameter influence, which proves the relevance and necessity of implementing differentiation procedures when making a forecast in order to reduce the risks of making ineffective management decisions. The presented results can be used for reasonable estimation of deposit capacity at the stage of their commissioning. Since the error of the presented models is a quarter higher than the one of the models including the indicators of geological heterogeneity, it is quite reasonable to use them for drafting the first project documents as they allow subsoil users to successfully formulate an optimal approach to the implementation of an effective field development system.

Keywords: geological heterogeneity, Famennian stage deposits of the South Tatar arch, geological and statistical modeling, differentiation and grouping of deposits, productivity factor estimation, oil field development

For citation: Kuleshova L.S. The role and significance of geological heterogeneity in the formation of limestone productivity in the Famennian stage of the South Tatar arch. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):220-226. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226>. EDN: MANTWB.

Введение

Известно, что геологическая неоднородность оказывает существенное влияние на изменение текущих и конечных технологических показателей разработки нефтяных месторождений [1, 2]. С другой стороны, одним из наиболее значимых параметров, оказывающих влияние на степень выработки запасов нефти, является коэффициент продуктивности $K_{\text{прод}}$ [3, 4].

В этих условиях важно знать, насколько значима роль геологической неоднородности по различным параметрам на продуктивность залежей, поскольку одной из актуальных задач эффективной разработки залежей является прогноз нефтеотдачи на стадии ввода месторождений в разработку. Этот прогноз возможен с использованием моделей, построенных по данным истории разработки залежей, находящихся длительное время в разработке на основе применения метода аналогий [5–8]. Тем не менее в ранней стадии разработки вопрос о геологической неоднородности остается открытым из-за слабой разбуренности месторождений. В связи с этим важно знать погрешности прогноза в условиях полного и ограниченного объема информации о залежах.

Материалы и методы исследования

Для условий фаменских залежей нефти в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода на основе проведения процедуры идентификации¹ было выделено четыре группы объектов, весьма близких друг другу по геолого-промысловой характеристике. По до-

бывающим скважинам этих залежей были отобраны значения $K_{\text{прод}}$, определенные по данным гидродинамических исследований в период стабилизации $K_{\text{прод}}$ после выхода скважин на максимальный оптимальный дебит. Рассчитывались средние значения $K_{\text{прод}}$ по каждому объекту.

С использованием многомерного корреляционно-регрессионного анализа было проведено построение моделей, где в качестве функции использован $K_{\text{прод}}$, а в качестве аргумента: $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м; $H_{\text{э}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $H_{\text{з}}^{\text{п}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в зоне разбуривания, м; $H_{\text{п}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м; m_r – коэффициент пористости по геофизике, %; m_k – коэффициент пористости по керну, %; $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, мкм²; $K_{\text{п}}$ – коэффициент песчанистости, д. ед.; $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности; $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пласта, м; $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °K; $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа; $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с; μ_0 – относительная вязкость нефти; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; G – газосодержание пластовой нефти, м³/т.

Кроме того, в качестве аргументов использовались параметры, характеризующие степень неупорядоченности системы по различным параметрам, то есть параметры, характеризующие геологическую неоднородность объектов²:

¹ Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гилязетдинов Р.А. Использование метода аналогий через идентификацию в решении задач разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. 150 с.

² Мухаметшин В.Ш. Продуктивность скважин и залежей, ее прогнозирование и использование при решении задач разработки: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. 81 с.



– $K_{неод}$ – комплексный показатель неоднородности по М.А. Токареву [8];

– по эффективной нефтенасыщенной толщине: δ_{H_3} – среднее квадратичное отклонение, W_{H_3} – коэффициент вариации, $\mathcal{E}_{H_3}$ – энтропия, $\mathcal{E}_{H_3}$ – относительная энтропия, Π_{H_3} – параметр неоднородности;

– по толщине нефтенасыщенных пропластков: $\delta_{H_{\Pi}}$ – среднее квадратичное отклонение, $W_{H_{\Pi}}$ – коэффициент вариации, $\mathcal{E}_{H_{\Pi}}$ – энтропия, $\mathcal{E}_{H_{\Pi}}$ – относительная энтропия, $\Pi_{H_{\Pi}}$ – параметр неоднородности;

– по пористости по данным геофизических исследований: δ_m – среднее квадратичное отклонение, W_m – вариация, $\mathcal{E}_m$ – энтропия, $\mathcal{E}_m$ – относительная энтропия, Π_m – параметр неоднородности.

Модели строились при использовании ограниченного и полного комплекса информации (с параметрами геологической неоднородности).

Результаты исследования и их обсуждение

Модели по фаменским группам объектов в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода с использованием полного комплекса информации имеют следующий вид (индексы объектов приведены в соответствии с работой Л.С. Кулешова с соавторами¹):

– по объектам группы 2.3.7.7.1

$$K_{\text{прод}} = -167 - 4,47H_3 + 10,4H_3^p - 7,6\delta_{H_3} + 0,027W_{H_3} + 40,3H_{\Pi} - 68,5\delta_{H_{\Pi}} + 2,33m_r; (R^2 = 0,989); \quad (1)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.2

$$K_{\text{прод}} = -65,3 + 11,6H_3 - 0,48H_3^p - 18\delta_{H_3} + 0,95W_{H_3} - 1,24H_{\Pi} + 8,09\delta_{H_{\Pi}} + 0,47W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,959); \quad (2)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.3

$$K_{\text{прод}} = 295,3 + 6,04H_3 - 205,6H_3^p + 479,2\delta_{H_3} - 55,8W_{H_3}; (R^2 = 0,979); \quad (3)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.4

$$K_{\text{прод}} = 54,5 - 2H_3 - 3,51H_3^p + 16,8\delta_{H_3} - 1,17W_{H_3} + 8H_{\Pi} - 23,2\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,983); \quad (4)$$

– в целом по объектам фаменского яруса группы 2.3.7.7

$$K_{\text{прод}} = 140 + 2,48H_3 + 0,56H_3^p - 5,09\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} - 1,07H_{\Pi} + 7,8\delta_{H_{\Pi}} - 0,13W_{H_{\Pi}} + 4,27m_r - 0,74m_k - 3,14\delta_m - 0,03W_m - 197,7K_H + 21,1\mathcal{E}_{H_3} - 25,3\mathcal{E}_{H_{\Pi}} - 0,39\mathcal{E}_m; (R^2 = 0,941). \quad (5)$$

Особенностью фаменских залежей Южно-Татарского свода в карбонатных коллекторах является их высокая трещиноватость. Ее наличие косвенно подтверждают полученные модели (1)–(5). Из их анализа видно, что увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины приводит как к увеличению, так и к снижению продуктивности, что является следствием различной степени трещиноватости пород-коллекторов, которая искажает реальное чистое влияние H_3 и H_3^p на $K_{\text{прод}}$. Аналогичная картина складывается и по параметрам, отражающим неоднородность по H_3 и H_r , а именно δ_{H_3} , W_{H_3} , $\delta_{H_{\Pi}}$, $W_{H_{\Pi}}$, $\mathcal{E}_{H_3}$, $\mathcal{E}_{H_{\Pi}}$.

Необходимо отметить то, что в условиях фамена не сказывается влияние коэффициентов песчанистости и расчлененности на продуктивность, как в условиях залежей турнейского яруса. На наличие трещиноватости указывает и тот факт, что с увеличением пористости по данным лабораторных исследований $K_{\text{прод}}$ снижается, что говорит об увеличении трещиноватости в плотных породах, имеющих меньшую пористость. Также не отмечена связь проницаемости по керну и коэффициента продуктивности. В то же время отмечается рост $K_{\text{прод}}$ с увеличением пористости по геофизике и снижением по этому параметру неоднородности, отражаемой с помощью δ_m , W_m , $\mathcal{E}_m$. Иначе говоря, с одной стороны эти объекты, имея поровую пористость в интервале 6–10 %, можно характеризовать как объекты с гранулярным типом коллектора (исходя из влияния отдельных параметров на продуктивность), а с другой стороны – как объекты с трещиноватым типом коллектора [9–14].

Полученные модели позволяют учесть эти особенности. Необходимо отметить, что и в условиях залежей фамена группирование позволяет повысить точность решения задачи прогноза продуктивности.

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода с использованием



ограниченного объема информации получены следующие модели:

– по объектам группы 2.3.7.7.1

$$K_{\text{прод}} = 765 - 1,71H_3 + 21,7H_3^P - 39,2H_{\text{п}} + 0,57m_{\text{г}} - 717K_{\text{н}} - 41,2K_{\text{р}} - 5,28\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,797); \quad (6)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.2

$$K_{\text{прод}} = -1124 + 61,5H_3 - 70,7H_3^P + 22,4H_{\text{п}} - 34,4m_{\text{г}} + 1946K_{\text{н}} + 12,9K_{\text{р}} - 16\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,759); \quad (7)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.3

$$K_{\text{прод}} = -544 + 27,5H_3 - 13,6H_3^P + 54,1H_{\text{п}} + 27,9m_{\text{г}}; (R^2 = 0,73); \quad (8)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.4

$$K_{\text{прод}} = 64,2 + 0,74H_3 - 1,54H_3^P + 3,62H_{\text{п}} + 3,5m_{\text{г}} - 115K_{\text{н}} + 3,8K_{\text{р}}; (R^2 = 0,683); \quad (9)$$

– по объектам группы 2.3.7.7

$$K_{\text{прод}} = 6121 + 7,13H_3 - 2,56H_3^P - 1,91H_{\text{п}} - 9,28m_{\text{г}} - 4804K_{\text{н}} - 27,8K_{\text{р}} + 239\mu_{\text{н}} - 680\mu_0 - 26,4; (R^2 = 0,594). \quad (10)$$

Анализ полученных моделей показывает, что коэффициенты детерминации снизились в среднем на 27 % по сравнению с моделями, построенными с использованием полного комплекса имеющейся информации по геологической неоднородности объектов. Несмотря на то, что погрешности оценки $K_{\text{прод}}$ несколько увеличились, тем не менее полученные модели могут быть использованы на стадии ввода месторождений в разработку. Сопоставление направления влияния одноименных параметров на изменение продуктивности показывает, что во втором варианте это направление на 70 % не изменилось по отношению к первому. Изменение направления влияния связано с эмерджентностью системы и сильной корреляции отдельных параметров, характеризующих неоднородность со средними значениями [15–18].

Так, например, с ростом средней эффективной нефтенасыщенной толщины неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения также растет, а отражаемое с помощью вариации снижается (так как среднее значение

находится в знаменателе). Поскольку априори мы не можем сказать, что оказывает большее влияние на продуктивность – толщинные свойства пород-коллекторов или неоднородность по параметрам, отражающим эти свойства, может произойти ситуация, в которой возможно неправильное толкование физического смысла влияния параметров на продуктивность. И только внутренний и всесторонний анализ позволяет определить истинное влияние того или иного аргумента на изменение функции [19, 20].

В связи с этим при исключении параметров геологической неоднородности и происходит изменение знака влияния средних значений на продуктивность. Эти факты необходимо иметь в виду для исключения ошибок при интерпретации моделей.

В целом направление влияния параметров в полученных моделях с учетом проведенных выше результатов анализа соответствует классическим представлениям.

Заключение

Таким образом, в ходе проведенного исследования для условий различных групп объектов, приуроченных к известнякам фаменского возраста Южно-Татарского свода:

– построены модели для оценки коэффициента продуктивности залежей как на стадии ввода месторождений в разработку, так и стадии их полного разбуривания с использованием косвенной геолого-геофизической информации в условиях ограниченного объема гидродинамических исследований;

– установлена значимость учета влияния геологической неоднородности объектов по различным параметрам на изменение коэффициента продуктивности залежей;

– при использовании ограниченного объема информации получены модели, позволяющие в ранней стадии разработки оценивать продуктивность без учета геологической неоднородности, однако погрешность моделей при этом возрастает на четверть;

– дана интерпретация результатов анализа влияния геолого-физических параметров на продуктивность залежей;

– обоснована необходимость дифференциации объектов в пределах фаменского яруса для снижения рисков принятия ошибочных решений при управлении разработкой этих объектов.



Список источников

1. Щербаков А.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. 2019. Т. 330. № 5. С. 93–99. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>. EDN: KFTCJV.
2. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
3. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 30–36. EDN: XWCJOP.
4. Поплыгин В.В., Мордвинов В.А. Оценка изменения коэффициентов продуктивности добывающих скважин при забойном давлении ниже давления насыщения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. 2009. Т. 8. № 4. С. 53–58. EDN: SIGBJR.
5. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 32–38. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>. EDN: TMZMJR.
6. Назарова Л.Н., Казетов С.И., Ганиев А.Л., Уразаков К.Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 51–55. EDN: XNRQKT.
7. Султанов В.Ф., Султанов Ф.Ф. Инструмент оперативного расчета запусковых показателей скважины на основании данных результатов интерпретации геофизических исследований // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика: XIV Всерос. конф. молодых ученых, специалистов и студентов: тезисы докладов (г. Москва, 14–18 ноября 2022 г.). Москва, 2022. С. 428–429. EDN: TTCCAX.
8. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Грищенко В.А. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 402–412. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
9. Кулешова Л.С., Гилязетдинов Р.А., Мухаметшин В.Ш. Идентификация залежей – основа создания систем искусственного интеллекта при разработке месторождений нефти Урало-Поволжья // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 1. С. 14–19. EDN: VDTTNV.
10. Ладейщикова Т.С., Волков В.А., Собянин Н.Н., Митрошин А.В. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений // Нефтепромысловое дело. 2021. № 7. С. 39–45. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7\(631\)-39-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45). EDN: QOGVIS.
11. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных // Известия Уральского государственного горного университета. 2024. № 1. С. 106–113. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2024-1-106-113>. EDN: ZVUVHQ.
12. Mwakipunda G.C., Yang Z., Guo C. Infill drilling optimization for enhanced oil recovery by waterflooding: a simulation study // Journal of Energy Engineering. 2023. Vol. 149. Iss. 1. P. 4022053. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000860](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000860).
13. Ramiro-Ramirez S., Bhandari A.R., Reed R.M., Flemings P.B. Permeability of upper Wolfcamp lithofacies in the Delaware Basin: the role of stratigraphic heterogeneity in the production of unconventional reservoirs // AAPG Bulletin. 2024. Vol. 108. Iss. 2. P. 293–326. <https://doi.org/10.1306/12202222033>.
14. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Iss. 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
15. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. P. 12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
16. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2032. P. 12047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
17. Дорфман М.Б., Туфанова О.П. Влияние создаваемых депрессий при эксплуатации скважин на изменение коэффициента продуктивности в карбонатных коллекторах // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 4. С. 52–57. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-52-57](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57). EDN: MEJBVN.
18. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. SPE Production & Operations. 2016. Vol. 31. Iss. 3. P. 11. <https://doi.org/10.2118/172352-PA>.
19. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 102–104. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-102-104>. EDN: ZPDYKR.



20. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 2. С. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>. EDN: OELFQN.

References

1. Shcherbakov A.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I. Prediction of sidetrack wells productivity index (on example of the Unvinskoe field). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(5):93-99. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>. EDN: KFTCJV.
2. Tiab J., Donaldson E.Ch. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties; 2004, 880 p. (Russ. ed.: *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov*. Moscow: Premium Engineering; 2009, 868 p.).
3. Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018;329(8):30-36. (In Russ.). EDN: XWCJOP.
4. Poplygin V.V., Mordvinov V.A. Assessing production well flow factors variation when bottom-hole pressure is below saturation pressure. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2009;8(4):53-58. (In Russ.). EDN: SIGBJR.
5. Mordvinov V.A., Martyushev D.A., Ladeishchikova T.S., Gorlanov N.P. Assessing the effect of natural reservoir fracturing on the flow dynamics of the Ozeroye field production wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2015;14(14):32-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>. EDN: TMZMJR.
6. Nazarova L.N., Kazetov S.I., Ganiev A.L., Urazakov K.R. The method of calculation of well productivity in heterogeneous permeability reservoirs. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2018;4:51-55. (In Russ.). EDN: XNRQKT.
7. Sultanov V.F., Sultanov F.F. A tool for prompt calculation of well startup parameters based on the results of geophysical survey data interpretation. In: *Novye tekhnologii v gazovoi promyshlennosti: gaz, neft', ehnergetika: XIV Vseros. konf. molodykh uchenykh, spetsialistov i studentov: tezisy dokladov = New technologies in the gas industry: gas, oil, energy: the 14th All-Russian conference of young scientists, specialists and students: report abstracts*. 14–18 November 2022, Moscow. Moscow; 2022, p. 428-429. (In Russ.). EDN: TTCCAX.
8. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F., Grishchenko V.A. Clarification of the results of solving the problems of developing deposits of the Volga-Ural oil and gas province using methods of ranking geological and statistical models. *Earth Sciences and subsoil use*. 2023;46(4):402-412. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
9. Kuleshova L.S., Gilyazetdinov R.A., Mukhametshin V.Sh. Identification of deposits is the basis for the creation of artificial intelligence in the development of oil fields in the Ural-Volga region. *Oil. Gas. Innovations*. 2024;1:14-19. (In Russ.). EDN: VDTTNV.
10. Ladeishchikova T.S., Volkov V.A., Sobyenin N.N., Mitroshin A.V. Indirect methods for estimating current formation pressure in a well to be applied when building integrated models of fields. *Oilfield engineering*. 2021;7:39-45. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7\(631\)-39-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45). EDN: QOGVIS.
11. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.S. Risk reduction in the development of hard-to-recover liquid hydrocarbon reserves using a comprehensive analysis of geological and field data. *News of the Ural State Mining University*. 2024;1:106-113. (In Russ.). <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2024-1-106-113>. EDN: ZVUVHQ.
12. Mwakipunda G.C., Yang Z., Guo C. Infill drilling optimization for enhanced oil recovery by waterflooding: a simulation study. *Journal of Energy Engineering*. 2023;149(1):4022053. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000860](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000860).
13. Ramiro-Ramirez S., Bhandari A.R., Reed R.M., Flemings P.B. Permeability of upper Wolfcamp lithofacies in the Delaware Basin: the role of stratigraphic heterogeneity in the production of unconventional reservoirs. *AAPG Bulletin*. 2024;108(2):293-326. <https://doi.org/10.1306/12202222033>.
14. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326(2):879-907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
15. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;1753:12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
16. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;2032:12047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
17. Dorfman M.B., Tufanova O.P. Influence of the created drawdowns during wells operation on the productivity coefficient change in carbonate reservoirs. *Equipment and technologies for oil and gas complex*. 2019;4:52-57. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-52-57](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57). EDN: MEJBVN.
18. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*. 2016;31(3):11. <https://doi.org/10.2118/172352-PA>.
19. Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Researching features of development of fractured porous reservoirs reserves using well-test data. *Oil Industry Journal*. 2017;10:102-104. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-102-104>. EDN: ZPDYKR.
20. Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. The impact of development of reservoir on well productivity. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(2):32-40. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>. EDN: OELFQN.

**Информация об авторе / Information about the author**

Кулешова Любовь Сергеевна,
кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>
Lyubov S. Kuleshova,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Вклад автора / Contribution of the author

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copy-right for publication.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.
The author declare no conflicts of interests.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by author.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 22.03.2024; одобрена после рецензирования 22.04.2024; принята к публикации 07.05.2024.

The article was submitted 22.03.2024; approved after reviewing 22.04.2024; accepted for publication 07.05.2024.



ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 550.8.05

EDN: XOVHJH

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235



Петроупругое моделирование верейских и башкирских
отложений на примере одного из нефтяных
месторождений Республики Татарстан

Е.А. Ячменёва^{a,✉}, Э.М. Батталова^b

^{a,b}Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Резюме. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов петроупругого моделирования башкирских и верейских отложений нефтяного месторождения Республики Татарстан. Для решения задачи моделирования упругих свойств изучаемого объекта (плотность, скорость продольной волны и скорость поперечной волны) использовалась модель самосогласованной аппроксимации эффективных модулей. На начальном этапе петроупругого моделирования проводится выбор скважин кандидатов и опорной скважины. Для этого проводится оценка каротажного материала на достоверность по всем скважинам. Выбирается скважина с наиболее полной и корректной геолого-геофизической информацией. Затем осуществляется создание петрофизической модели путем расчета фильтрационно-емкостных свойств и определения объемных коэффициентов компонентов породы. Моделирование упругих свойств начинается с создания кривой плотности по геофизическим и петрофизическим данным, на этом этапе производится оценка петрофизической модели. Выбор петроупругой модели основывается на теоретических и экспериментальных методах, эффективность выбранной модели подтверждается сходимостью результатов моделирования с зарегистрированными скважинными данными. В результате моделирования были получены кривые распределения упругих параметров по изучаемому геологическому разрезу. Наблюдается хорошая корреляционная зависимость между исходными данными геофизических исследований скважин и модельными кривыми. Полученные результаты позволили повысить качество имеющегося геофизического материала, а также воссоздать упругие свойства в скважинах без методов их прямой регистрации.

Ключевые слова: петроупругое моделирование, геофизические исследования скважин, месторождение

Для цитирования: Ячменёва Е.А., Батталова Э.М. Петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 227–235. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235>. EDN: XOVHJH.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

Petroelastic modeling of Vereiskian and Bashkirian
deposits on example of an oil field in the Republic of Tatarstan

Ekaterina A. Yachmeneva^{a,✉}, Elvira M. Battalova^b

^{a,b}Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The purpose of this research was to present the results of petroelastic modeling of the Bashkirian and Vereiskian deposits of the oil field in the Republic of Tatarstan. To solve the problem of modeling elastic properties of the object under study (density, P-wave velocity and S-wave velocity), a self-consistent approximation model of effective moduli was used. The initial stage of petroelastic modeling included the selection of candidate wells and a reference well. To do this, the reliability of logging material in all wells was evaluated. The well with the most complete and accurate geological and geophysical information was selected. Then a petrophysical model was created by calculating filtration and reservoir properties and determining the formation volume factors of the rock components. Elastic property modeling began with the creation of a density curve on the basis of geophysical and petrophysical data. At this stage the petrophysical model was

© Ячменёва Е.А., Батталова Э.М., 2024



evaluated. The choice of the petroelastic model was based on theoretical and experimental methods. The efficiency of the chosen model was confirmed by the convergence of modeling results with the recorded well data. The modeling resulted in obtaining the curves of elastic parameter distribution over the studied geological section. A good correlation was received between the initial data of geophysical studies of wells and model curves. The obtained results made it possible to improve the quality of available geophysical material, as well as to recreate elastic properties in wells not using the methods of direct recording.

Keywords: petroelastic modeling, geophysical well logging, deposit

For citation: Yachmeneva E.A., Battalova E.M. Petroelastic modeling of Vereiskian and Bashkirian deposits on example of an oil field in the Republic of Tatarstan. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):227-235. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-227-235>. EDN: XOYHJH.

Введение

На сегодняшний день прирост запасов нефти и газа, поддержание и увеличение добычи связаны с вовлечением в разработку и эксплуатацию ранее не задействованных участков месторождений. Скважины, которые расположены друг от друга на небольших расстояниях, могут вскрывать разрезы, существенно отличающиеся по литологическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам и, как следствие, по добычным характеристикам. Проведение дополнительных исследований посредством бурения скважин – очень трудоемкий и дорогостоящий процесс. Для решения проблем, связанных с недостатком информации, расширяющей возможности определения добычных характеристик месторождения, в мировой практике все чаще применяются методы петроупругого моделирования [1–3].

Петроупругое моделирование является хорошим инструментом для выделения коллекторов, разделения по литологии, также оно помогает спрогнозировать характер насыщения в зонах, где скважины не вскрыли продуктивные отложения. Результаты петроупругого моделирования необходимы при проведении дальнейшей сейсмической инверсии с целью построения прогнозных карт петрофизических свойств целевых пластов [4]. Это открывает широкие возможности для поиска перспективных объектов.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, которое располагается на территории Республики Татарстан. Месторождение было открыто в 80-х годах XX века, позднее было введено в промышленную разработку. В общей сложности на месторождении выявлено более 20 залежей нефти. В данной работе задействовано 16 скважин с данными геофизических исследований скважин зарегистрированными в башкирских и верейских отложениях, приуроченных к одной из залежей.

Материалы и методы исследования

Возможности петроупругого моделирования основываются на связи петрофизических свойств объекта с упругими характеристиками. Результатом же моделирования является плотность, скорость продольной и поперечной волн. Таким образом, восстановление акустических данных и плотностного каротажа осуществляется на основе модели эффективной среды, которая требует четкого петрофизического обоснования и при правильной оценке свойств объекта позволяет реконструировать недостающие данные. Под моделью эффективной среды подразумеваются многомерные зависимости между упругими модулями, минералогическим составом, флюидом, заполняющим поровое пространство, объемной плотностью. Теория эффективной среды позволяет представить изучаемый объект как связь концентраций включений и их топологию (структурное распределение). Применение объемных компонент в общем случае дает возможность определить границы эффективных параметров. Информация о структуре среды позволяет сузить эти границы. В литературе предложено значительное количество моделей для определения параметров эффективных сред [5–7], но стоит учитывать, что модель – это приближение к реальной среде и для каждого геологического случая она может быть индивидуальной. Применение эффективной среды – это способ описания реальной породы физическими параметрами. Контроль качества создаваемой эффективной модели осуществляется путем сравнения реальных и модельных кривых, рассчитываемых по задаваемым параметрам.

Для проведения петроупругого моделирования необходимо изначально провести полный анализ геофизических исследований скважин и анализ данных керна, выбрать опорную скважину, в которой представлен полный необходимый комплекс геофизических исследований. Важным этапом, результаты которо-



го станут основой для моделирования, является определение фильтрационно-емкостных свойств (пористость, насыщение) и расчет петрофизической модели изучаемого геологического разреза. Для решения этой задачи в данной работе использовались известные петрофизические зависимости (материалы из подсчета запасов) для изучаемого месторождения, а также результаты исследований кернового материала. Полученная петрофизическая модель, позволит настроить параметры для петроупругого моделирования, основываясь на объемных характеристиках компонентов и их упругих параметрах (плотность, модуль сдвига, модуль объемной упругости).

Необходимыми входными данными для создания модели эффективной среды являются: термобарические условия залегания пласта; свойства пластовых флюидов; коэффициент нефте- и водонасыщения; минеральный состав породы; объемное содержание компонентов породы; пористость; аспектное отношение; данные геофизических исследований скважин. Связь упругих и плотностных свойств объекта через описанные выше параметры наглядно можно представить в следующих уравнениях:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (2)$$

где K – объемный модуль сжатия; μ – модуль сдвига; ρ – плотность; V_p – скорость продольной волны; V_s – скорость поперечной волны¹.

Реальные геологические объекты представляют собой смесь различных минеральных компонент. Флюиды, насыщающие поровое пространство также чаще всего не унифицированы. Но и сама структура порового пространства в нашем исследовании является важным моментом для создания модели эффективной среды.

В материалах скважин, отобранных для создания модели, обязательно присутствует гамма-гамма плотностной и акустический каротаж. Данные методы позволяют настроить петро-

упругую модель и оценить ее достоверность. Ввиду этого, важным шагом перед созданием модели является оценка качества зарегистрированного геофизического материала. Методы гамма-гамма плотностного и акустического каротажа проверяются на надежность путем сопоставления по всем скважинам в изучаемых отложениях. Для плотностного каротажа также проводилось сопоставление с объемной плотностью определенной на образцах керна. Сопоставление данных геофизических исследований скважин по гамма-гамма плотностному и акустическому каротажу представлено на гистограммах для отложений верейского и башкирского горизонтов на рис. 1.

Такое сопоставление данных позволило выявить скважины с отклонением значений от нормальных и исключить из кандидатов в опорные. Известное литологическое описание и наличие исследований керна позволяет определить, что значения плотности за пределами интервала 2–2,8 г/см³ можно считать некорректными данными, которые требуют внесения поправок или исключения их из обработки. Изменение интервального времени происходит в пределах 100–400 мкс/м, причем в верейских отложениях размах амплитуды изменения интервального времени больше, чем в башкирских примерно на 100 мкс/м, что обусловлено литологическими особенностями изучаемых отложений. Создание петроупругой модели позволит восполнить в данных скважинах недостающую или некорректную информацию, что будет косвенным положительным фактором петроупругого моделирования. По результатам оценки качества каротажного материала была выбрана опорная скважина для петроупругого моделирования.

Для решения прямой задачи (расчет плотности, скорости продольной и поперечной волн по известным параметрам среды) были изучены различные современные подходы моделирования эффективных сред с целью прогноза коллекторских свойств в работах российских авторов И.О. Баяк [8], П.С. Куляпина², Л.А. Успенской³. В работах авторов рассматривается применимость петроупругого модели-

¹ Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Cambridge: Cambridge university press, 2020. 756 p.

² Куляпин П.С. Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного состава и сложной структуры емкостного пространства: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.10. М., 2016. 136 с.

³ Успенская Л.А. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Уренско-Усановской зоны): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.10. М., 2014. 123 с.

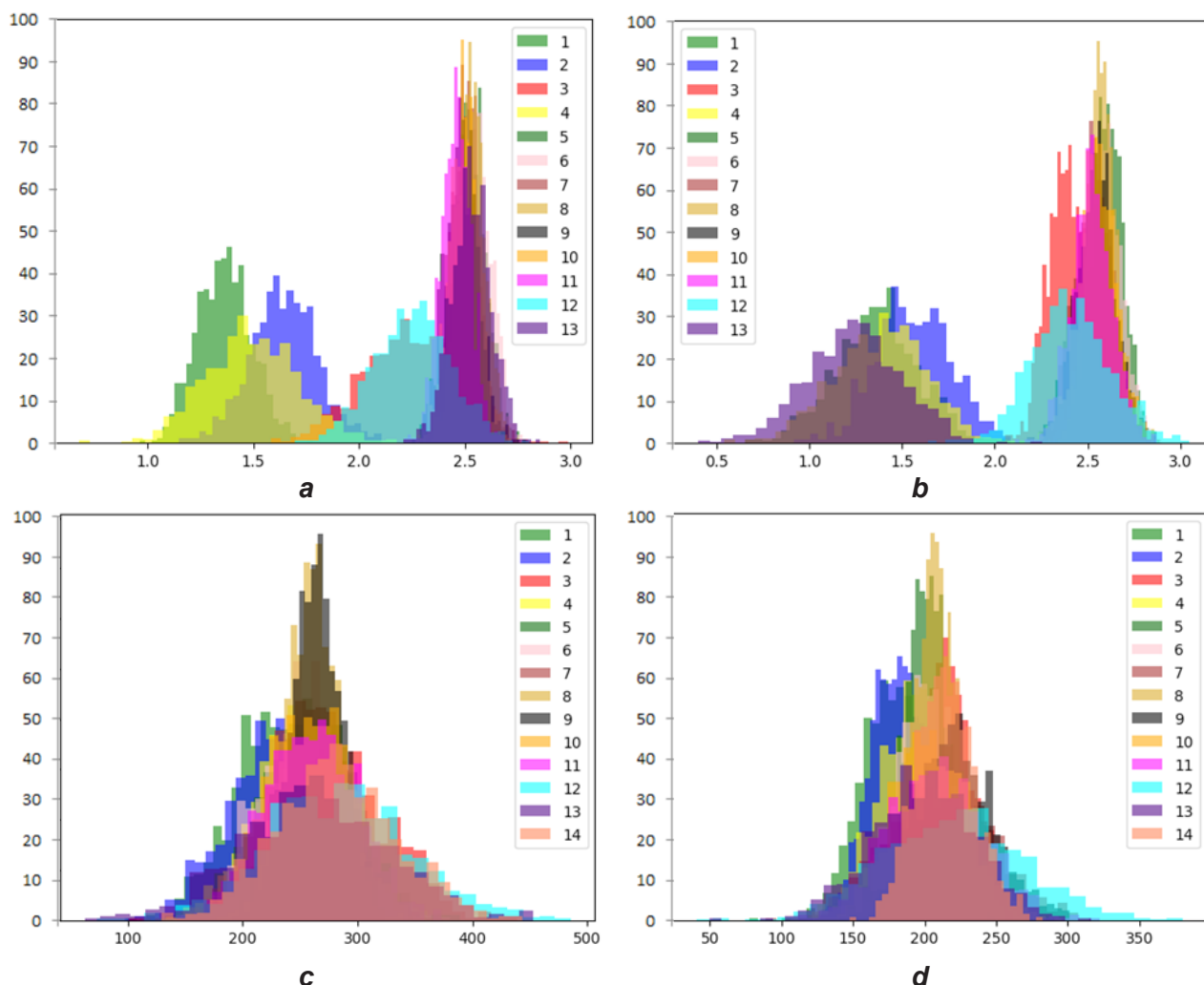


Рис. 1. Гистограммы распределения для исходных кривых гамма-гамма плотностного и акустического каротажа в верейских и башкирских отложениях:

гамма-гамма плотностной каротажа для верейских (а) и башкирских (б) отложений, г/см^3 ;
интервальное время для верейских (с) и башкирских (д) отложений, мкс/м

Нумерация 1–14 соответствует номерам исследуемых скважин

Fig. 1. Distribution histograms for the original curves of gamma-gamma density logging and acoustic logging in the Vereiskian and Bashkirian deposits:

gamma-gamma density logging for Vereiskian (a) and Bashkirian (b) deposits, g/cm^3 ;
slowness for Vereiskian (c) and Bashkirian (d) deposits, $\mu\text{s/m}$

Numbering 1–14 corresponds to the numbers of the wells under investigation

рования для решения геолого-геофизических задач. Следует отметить, что, несмотря на общность основной проблемы, используются различные подходы, что связано с литологическими особенностями коллекторов, структурой емкостного пространства, глинистости, флюидонасыщением изучаемых объектов. Каждый исследователь из многообразия существующих петроупругих моделей на основе петрофизических и геофизических данных останавливается на модели наиболее близко физико-математически описывающей объект.

В работе [9] для построения модели сухой породы на основе соотношения модуля упругости и пористости предложили модифицирован-

ную модель Voigt-Nur для высокопористого карбонатного нефтяного коллектора. В работе [10] автор отмечает, что созданные на основе петроупругого моделирования модели позволяют сделать оценку по сейсмическим данным. Но, в свою очередь, автор подчеркивает, что необходимо проводить деление моделей на классы литотипов. Примененная в исследовании обобщенная модель по литотипам не охватила кварцевые песчаники с кальцитовым цементом, как отмечает сам автор.

Таким образом, ключевым моментом становится выбор подходящей модели, наиболее точно описывающей геологическую ситуацию изучаемого объекта исследования.



Моделирование плотности осуществлялось с использованием оценки упругих модулей скелета породы по Voigt-Reuss-Hill [11]. Свойства пластовых флюидов также оказывают влияние на упругие характеристики пласта в целом, как вещества заполняющие поры породы. Для решения задачи по созданию эффективной модели в части, относящейся к флюиду, необходимо определить его плотность и объемный модуль сжатия K . Объемный модуль сдвига μ для флюида равен нулю. Одна из моделей рассматривающих смешивание флюидов – модель Бри. В своих исследованиях Бри с соавторами [12] отмечает, что для лучшей сходимости результатов теоретического моделирования упругих характеристик породы с фактическими замерами в скважинных исследованиях необходимо уделить отдельное внимание определению эффективного модуля порового флюида. Было получено уравнение для случаев, когда жидкости не смешиваются в поровом пространстве, а распределяются пятнами. Данная модель предлагает расчет объемного модуля $K_{\text{флюида}}$ состоящего из минерализованной воды и углеводорода:

$$K_{\text{флюида}} = (K_{\text{в}} - K_{\text{ув}}) \cdot S_{\text{в}}^{\text{BrieNum}} + K_{\text{ув}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{флюида}}$ – объемный модуль флюида; $K_{\text{в}}$ – объемный модуль пластовой воды; $K_{\text{ув}}$ – объемный модуль углеводородов; $S_{\text{в}}$ – водонасыщенность породы; BrieNum – эмпирический коэффициент, колеблющийся от 1 до 40, калибруется в соответствии с экспериментальными данными.

Определение плотности насыщающего поры флюида также решается различными подходами. В работе [13] предложен расчет плотности флюида с учетом объемов его составляющих:

$$\rho_{\text{флюида}} = S_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{вп}} + (1 - S_{\text{в}}) \cdot \rho_{\text{ув}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{флюида}}$ – плотность флюида, насыщающего поровое пространство породы; $\rho_{\text{вп}}$ – плотность пластовой воды; $\rho_{\text{ув}}$ – плотность углеводородов.

Для определения плотности пластовой воды необходимо учесть общую ($K_{\text{п.об}}$) и открытую ($K_{\text{п.о}}$) пористость, плотность воды, которая находится в подвижном состоянии ($\rho_{\text{в}}$), и плотность связанной воды ($\rho_{\text{св}}$):

$$\rho_{\text{пв}} = (K_{\text{п.о}} \cdot \rho_{\text{в}}) / K_{\text{п.об}} + ((K_{\text{п.об}} - K_{\text{п.о}}) \cdot \rho_{\text{св}}) / K_{\text{п.об}}, \quad (5)$$

Моделирование объемного модуля и модуля сдвига для изучаемого объекта осуществлялось, основываясь на модели самосогласованной аппроксимации эффективных модулей. В этом подходе используется математическое решение для деформации изолированных включений, а взаимодействие включений аппроксимируется заменой фоновой среды на эффективную среду [14].

Самосогласованные оценки для двухфазных композитов могут быть выражены как (m – матрицы, i – включения):

$$K_{sc}^* = K_m + x_i(K_i - K_m)P^{*i}, \quad (6)$$

$$\mu_{sc}^* = \mu_m + x_i(\mu_i - \mu_m)Q^{*i}. \quad (7)$$

Дж. Берриман дает более общую форму самосогласованных приближений для N-фазных композитов⁴:

$$\sum_{i=1}^N x_i(K_i - K_{sc}^*)P^{*i} = 0, \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i(\mu_i - \mu_{sc}^*)Q^{*i} = 0, \quad (9)$$

где i обозначает материал; x_i – его объемная доля; P и Q – геометрические коэффициенты, а надстрочный индекс $*i$ на P и Q указывает на то, что коэффициенты приведены для включения материала i в фоновую среду с самосогласованными эффективными модулями K_{sc}^* и μ_{sc}^* . Суммирование ведется по всем фазам, включая минералы и поры. Эти уравнения связаны между собой и должны решаться методом одновременной итерации.

Результаты исследования и их обсуждение

В результате моделирования были получены модельные кривые плотности, скорости продольной волны, скорости поперечной волн. На рис. 2 представлены результаты моделирования на примере одной из скважин.

В работе рассматривались две стратиграфические единицы, так как обе они представляют собой промышленный интерес на объекте исследования. Но следует отметить, что они существенно различаются по литологическим характеристикам, что наглядно представлено на диаграмме данных геофизических исследований скважин и результатах интерпретации на рис. 2. Для моделирования упругих свойств использовался одинаковый подход самосогласованное аппроксимации эффективных модулей. Также авторами ста-

⁴ Berryman J.G. Mixture theories for rock properties // In rock physics and phase relations: a handbook of physical constants / ed. T.J. Ahrens. Washington: American Geophysical Union, 1995. P. 205–228. <https://doi.org/10.1029/rf003p0205>.

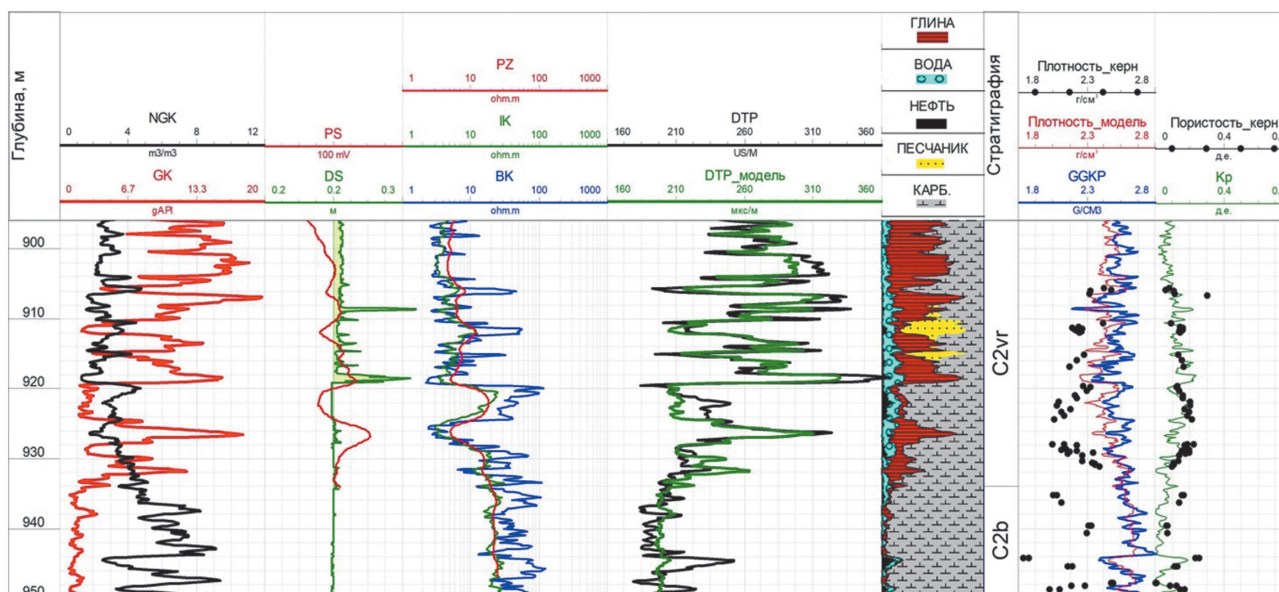


Рис. 2. Результаты петроупругого моделирования на примере одной из скважин:

NGK – нейтронный гамма-каротаж; GK – гамма-каротаж; PS – каротаж методом потенциалов самопроизвольной поляризации; IK – индукционный каротаж; BK – боковой каротаж; DTP – интервальное время продольной волны; GGKP – гамма-гамма плотностной каротаж; Кр – коэффициент пористости рассчитанный; C2b – башкирский ярус; C2vr – верейский горизонт

Fig. 2. The results of petroelastic modeling on the example of one of the wells:

NGK – neutron-gamma ray logging; GK – gamma-ray logging; PS – spontaneous polarization potential logging; IK – induction logging; BK – lateral logging; DTP – longitudinal wave slowness; GGKP – gamma-gamma density logging; Кр – calculated porosity coefficient; C2b – Bashkirian stage; C2vr – Vereian horizon

ты использовались известные петрофизические характеристики для расчетов пористости, насыщения и карбонатности, что возможно также требует более тщательного изучения для уточнения петрофизической модели. Кроме того, ни в одной из скважин, участвующих в работе не была определена скорость поперечной волны по данным геофизических исследований скважин.

Для определения достоверности результатов моделирования используется способ оценки результатов погрешности моделирования, который рассчитывается по формуле:

$$ERROR = \frac{2 * (a - b)}{(a + b)}, \quad (10)$$

где a – показания замеренных кривых; b – показания модельных кривых. Значения $ERROR$ должны быть в пределах от -0,2 до 0,2.

По результатам моделирования плотности в исследуемых скважинах можно сделать вывод, что результаты моделирования хорошо согласуются с исходными кривыми, зарегистрированными в скважинах. В большинстве случаев расхождение связано с наличием каверн. Сходимость результатов лежит в диапазоне допустимой погрешности ($\pm 0,2$), что свидетельствует о достаточно корректной петрофизической модели и возможности перехода

на дальнейшее моделирование акустических скоростей, которые непосредственно связаны с плотностью. Результат расчета ошибки на опорной скважине по параметру плотности и интервальному времени продольной волны представлен на рис. 3.

Заключение

В качестве заключения можно сделать следующие выводы:

1. Было проведено петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений с использованием модели самосогласованной аппроксимации эффективных модулей.

2. Результат сопоставления данных геофизических исследований скважин по плотностному и акустическому каротажам с модельными кривыми показывает сходимость в рамках допустимой погрешности, принятой для подобных исследований.

3. Полученные результаты показывают, что модельная плотность достаточно хорошо согласуется с данными гамма-гамма плотностного каротажа. Результаты же моделирования интервального времени по продольной волне хоть и лежат в допустимых пределах

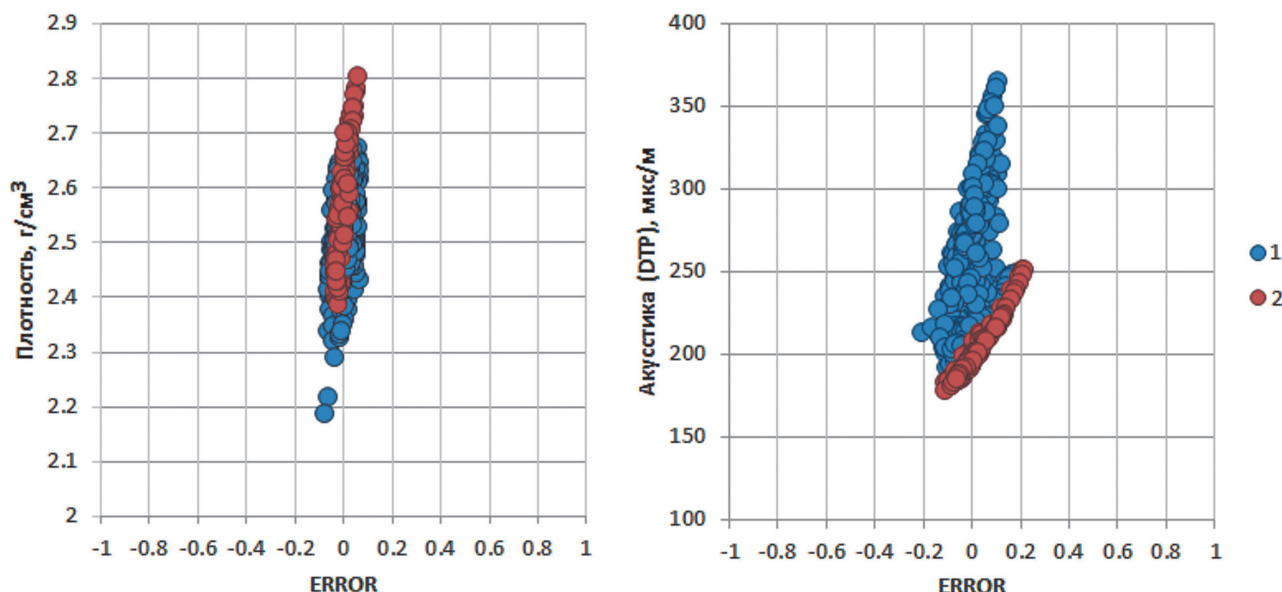


Рис. 3. Результат расчета ошибки по плотности (а) и интервальному времени продольной волны (б):
1 – верейский ярус; 2 – башкирский ярус
Fig. 3. The calculation result of density error (a) and P-wave slowness error (b):
1 – Vereiskian stage; 2 – Bashkirian stage

погрешности, все же имеют наклон относительно вертикали, более явный в башкирских отложениях. В рамках дальнейших исследований можно рассмотреть отдельный подход для петроупругого моделирования в верейских и башкирских отложениях с целью получения более точного результата моделирования.

4. Авторы работ [15, 16], проводя анализ терригенных коллекторов на нефтегазовых месторождениях Норвегии с использованием моделей физики горных пород, отмечают, что результаты петроупругого моделирования могут быть использованы либо для интерпретации наблюдаемых акустических и сейсмических

скоростей с целью определения параметров коллектора, либо для экстраполяции за пределы наблюдаемого диапазона с целью предсказания определенных сценариев «что, если» для замещения флюидов или литологии. Модели физики горных пород также могут быть использованы для оценки ожидаемых сейсмических свойств по наблюдаемым свойствам коллектора. Таким образом, полученные модельные результаты могут быть изучены в дальнейшем со стороны сейсмической инверсии и определения граничных значений для разделения на стратиграфические единицы, коллекторы – неколлекторы, насыщения в поле сейсмических параметров.

Список источников

1. Kazaryan A.A., Vakhitova G.R. Petrophysical models of achimov deposits taking into account the facial environment // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: XVII International forum-contest of students and young researchers (Saint Petersburg, 31 May – 6 June 2021). Saint Petersburg: Saint Petersburg Mining University, 2021. Vol. 2. P. 17–18. EDN: UEBEVK.
2. Yachmeneva E.A., Gilmutdinov S.R. The relationship between elastic and reservoir properties on the example of sandy deposit from one of the fields in Western Siberia // Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: 19th International multidisciplinary scientific geoconf. SGEM. Albena: STEF92 Technology Ltd, 2019. Vol. 19. P. 1141–1148. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.145>. EDN: OHLZQH.
3. Mur A., Vernik L. Testing popular rock-physics models // The Leading Edge. 2019. Vol. 38. Iss. 5. P. 350–357. <https://doi.org/10.1190/tle38050350.1>.
4. Вахитова Г.Р., Кашапова Л.М., Сахаутдинов И.Р. Прогноз пород-коллекторов по результатам петроупругого моделирования терригенных и карбонатных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 12. С. 52–58. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-52-58>. EDN: VNJMNQ.
5. Zhang J., Yin Y., Zhang G. Rock physics modelling of porous rocks with multiple pore types: a multiple-porosity variable critical porosity model // Geophysical Prospecting. 2020. Vol. 68. Iss. 3. P. 955–967. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12898>.



6. Dalvand M., Falahat R. A new rock physics model to estimate shear velocity log // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. P. 107697. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107697>.
7. Sharifi J. Multi-pore rock physics model: an intelligent approach for carbonate rocks // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 218. Iss. 1. P. 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111002>.
8. Баяк И.О. Междисциплинарный подход к определению эффективных физических свойств коллекторов // *Технологии сейсморазведки*. 2011. № 4. С. 75–82. EDN: OOPKXS.
9. Das A., Roy B., Folstad P.G., Lyngnes B., Smith B., Grandi A. Modeling dynamic elastic properties of compacting chalk reservoirs using an integrated rock-physics workflow: a case study in the Ekofisk Field, Norway // *The Leading Edge*. 2016. Vol. 35. Iss. 6. P. 516–522. <https://doi.org/10.1190/tle35060516.1>.
10. Dræge A. Constrained rock physics modeling // *The Leading Edge*. 2009. Vol. 28. Iss. 1. P. 76–80. <https://doi.org/10.1190/1.3064149>.
11. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles // *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1963. Vol. 11. Iss. 5. P. 357–372. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(63\)90036-X](https://doi.org/10.1016/0022-5096(63)90036-X).
12. Brie A., Pampuri F., Marsala A.F., Meazza O. Shear sonic interpretation in gas-bearing sands // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1995. <https://doi.org/10.2118/30595-ms>.
13. Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids // *Geophysics*. 1992. Vol. 57. Iss. 11. P. 1396–1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>.
14. Hill R. A self-consistent mechanics of composite materials // *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1965. Vol. 13. Iss. 4. P. 213–222. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(65\)90010-4](https://doi.org/10.1016/0022-5096(65)90010-4).
15. Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W. Oil sands: rock physics analysis from Well Data, Alberta, Canada // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2012. P. 1–5. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0861.1>.
16. Avseth P., Bjørlykke K. *Explorational rock physics: the link between geological processes and geophysical observables* // *Petroleum Geoscience* / ed. K. Bjørlykke. New York: Springer, 2015. P. 403–426. https://doi.org/10.1007/978-3-642-02332-3_18.

References

1. Kazaryan A.A., Vakhitova G.R. Petrophysical models of Achimov deposits taking into account the facial environment. In: *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: 17th International forum-contest of students and young researchers*. 31 May – 6 June 2021, Saint Petersburg. Saint Petersburg: Saint Petersburg Mining University; 2021, vol. 2, p. 17-18. EDN: UEBEVK.
2. Yachmeneva E.A., Gilmutdinov S.R. The relationship between elastic and reservoir properties on the example of sandy deposit from one of the fields in Western Siberia. In: *Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: 19th International multidisciplinary scientific geoconf. SGEM*. Albena: STEF92 Technology Ltd; 2019, vol. 19, p. 1141-1148. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.145>. EDN: OHLZQH.
3. Mur A., Vernik L. Testing popular rock-physics models. *The Leading Edge*. 2019;38(5):350-357. <https://doi.org/10.1190/tle38050350.1>.
4. Vakhitova G.R., Kashapova L.M., Sakhautdinov I.R. Rock-reservoirs prediction by the results of petro-elastic modeling of terrigene and carbonate deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2018;12:52-58. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-52-58>. EDN: VNJMNQ.
5. Zhang J., Yin Y., Zhang G. Rock physics modelling of porous rocks with multiple pore types: a multiple-porosity variable critical porosity model. *Geophysical Prospecting*. 2020;68(3):955-967. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12898>.
6. Dalvand M., Falahat R. A new rock physics model to estimate shear velocity log. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;196:107697. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107697>.
7. Sharifi J. Multi-pore rock physics model: an intelligent approach for carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;218(1):1-12. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111002>.
8. Bayuk I.O. Multidiscipline approach to determination of effective physical properties of reservoir rocks. *Tekhnologii sejsmorazvedki*. 2011;4:75-82. (In Russ.). EDN: OOPKXS.
9. Das A., Roy B., Folstad P.G., Lyngnes B., Smith B., Grandi A. Modeling dynamic elastic properties of compacting chalk reservoirs using an integrated rock-physics workflow: a case study in the Ekofisk Field, Norway. *The Leading Edge*. 2016;35(6):516-522. <https://doi.org/10.1190/tle35060516.1>.
10. Dræge A. Constrained rock physics modeling. *The Leading Edge*. 2009;28(1):76-80. <https://doi.org/10.1190/1.3064149>.
11. Hill R. Elastic properties of reinforced solids: some theoretical principles. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1963;11(5):357–372. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(63\)90036-X](https://doi.org/10.1016/0022-5096(63)90036-X).
12. Brie A., Pampuri F., Marsala A.F., Meazza O. Shear sonic interpretation in gas-bearing sands. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers; 1995. <https://doi.org/10.2118/30595-ms>.
13. Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*. 1992;57(11):1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>.
14. Hill R. A self-consistent mechanics of composite materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 1965;13(4):213-222. [https://doi.org/10.1016/0022-5096\(65\)90010-4](https://doi.org/10.1016/0022-5096(65)90010-4).
15. Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W. Oil sands: rock physics analysis from Well Data, Alberta, Canada. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2012;1-5. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0861.1>.



16. Avseth P., Bjørlykke K. Explorational rock physics: the link between geological processes and geophysical observables. In: Bjørlykke K. (ed.). *Petroleum Geoscience*. New York: Springer; 2015, p. 403-426. https://doi.org/10.1007/978-3-642-02332-3_18.

Информация об авторах / Information about the authors



Ячменёва Екатерина Анатольевна,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геофизики и геоинформационных технологий,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, Россия,
✉ eyachmenjova@int.kpfu.ru
<http://orcid.org/0000-0003-1067-2452>
Ekaterina A. Yachmeneva,
Cand. Sci. (Geol. & Mineral),
Associate Professor of the Department of Geophysics
and Geoinformation Technologies,
Institute of Geology and Petroleum Technologies,
Kazan (Volga Region) Federal University,
Kazan, Russia,
✉ eyachmenjova@int.kpfu.ru
<http://orcid.org/0000-0003-1067-2452>



Батталова Эльвира Маратовна,
студент,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, Россия,
elvira.battalova.2000@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0009-1252-5844>
Elvira M. Battalova,
Student,
Institute of Geology and Petroleum Technologies,
Kazan (Volga Region) Federal University,
Kazan, Russia,
elvira.battalova.2000@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0009-1252-5844>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Е.А. Ячменёва выполнила исследовательскую работу, на основании полученных результатов провела обобщение, подготовила рукопись к печати.

Э.М. Батталова провела обработку и интерпретацию материалов геофизических исследований скважин и кернового материала.

Ekaterina A. Yachmeneva performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Elvira M. Battalova processed and interpreted the data of geophysical surveys of wells and core material.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов
The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 07.05.2024; одобрена после рецензирования 05.06.2024; принята к публикации 13.06.2024.

The article was submitted 07.05.2024; approved after reviewing 05.06.2024; accepted for publication 13.06.2024.



Уважаемые авторы!

Требования к оформлению научных статей, изложенные ниже, разработаны редакцией журнала для того, чтобы помочь Вам предоставить все необходимые для публикации сведения и избежать наиболее распространенных ошибок.

1. Научный журнал «Науки о Земле и недропользование» принимает к публикации научные материалы в виде статей по следующим специальностям:

- 1.6.9. Геофизика (технические науки);
- 1.6.9. Геофизика (геолого-минералогические науки);
- 1.6.10. Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения (геолого-минералогические науки);
- 2.8.1. Технология и техника геолого-разведочных работ (технические науки);
- 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (технические науки);
- 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (геолого-минералогические науки).

2. Приоритетными для публикации являются статьи в области междисциплинарных и мультидисциплинарных исследований, а также результаты работ с использованием цифровых технологий.

3. Статьи принимаются на русском, английском, китайском и монгольском языках от авторов, работающих в российских и иностранных вузах, академических и отраслевых научно-исследовательских институтах, а также производственных горно-геологических организациях.

4. Статья сопровождается:

- электронными версиями всех документов (скан), в том числе: авторского заявления, заполненного и подписанного всеми соавторами статьи; авторского договора; сведений обо всех авторах на русском и английском языках с указанием названия места работы, должности и структурного подразделения, наличия ученой степени, ученого звания, почтового и электронного адресов каждого автора статьи, а также номера телефона автора, ответственного за коммуникацию;

акта экспертного заключения о возможности открытой публикации материалов;

- цветными портретными фотографиями авторов на светлом фоне (деловой стиль) в хорошем качестве в формате PNG/JPEG;

– по желанию автора в статье могут быть указаны его профили в системах цитирования и другие сведения (профили в РИНЦ, ORCID, Scopus, в других системах цитирования, можно предоставить ссылку на личную страницу в Интернете, включая страницы в социальных сетях).

Обращаем Ваше внимание, что вся перечисленная выше информация публикуется в журнале в открытом доступе!

5. Статьи принимаются ответственным секретарем в электронном виде в формате Microsoft Word для Windows по электронной почте nzn@istu.edu. Шрифт – Arial, размер шрифта – 12 (строки через 1 интервал), перенос слов – автоматический. Параметры страницы: отступы сверху и снизу – 2,5 см, слева и справа – 2 см, абзацный отступ – 0,6 см, ориентация страницы – книжная.

6. В журнал принимаются статьи трех типов:

Научная статья. Научная статья представляет собой оригинальную исследовательскую рукопись. Такого рода работа должна сообщать о результатах проведения научно обоснованных экспериментов и содержать значительный объем новой информации. Подготовка оригинальной статьи подразумевает использование самых свежих и актуальных источников в данной области. Структура подобной работы включает разделы «Введение», «Материалы и методы исследования», «Результаты исследования», «Обсуждение полученных результатов» и «Заключение». Рекомендуемый минимальный объем научной статьи – 3500 слов.

Обзорная статья. Обзорная статья предполагает проведение всестороннего анализа существующей литературы в области исследования, который выявляет текущие пробелы или проблемы. Такая работа должна быть критической и конструктивной и содержать рекомендации для будущих исследований. В ней не следует представлять никаких новых неопубликованных данных. Структура обзорной статьи может включать введение, другие необходимые разделы, обсуждение полученных результатов, а также заключение с указанием будущих направлений для возможных исследований. Рекомендуемый минимальный объем обзорной статьи – 4000 слов.



Краткое сообщение. Краткое сообщение представляет собой краткую статью, посвященную новому объекту, технологии, методу. Оно также может содержать предварительные результаты исследования либо краткое изложение полного исследования. В кратком сообщении должны быть описаны важные модификации или уникальные применения описанного метода. Краткие сообщения обычно содержат два-три рисунка и/или таблицу; раздел «Материалы и методы исследования» в них должен быть детализирован, чтобы обеспечить воспроизводимость представленной работы, а обзорная часть сокращена. Структура подобной работы аналогична структуре научной статьи и включает такие разделы, как «Введение», «Материалы и методы исследования», «Результаты исследования», «Обсуждение полученных результатов» и «Заключение». Рекомендуемый минимальный объем краткого сообщения – 2500 слов. Допускается последующая публикация расширенного материала, изложенного в кратком сообщении, в нашем либо ином издании с обязательной ссылкой на первую статью.

7. Статьи должны быть структурированы и выполнены по международному стандарту IMRAD. Структура статьи: индекс УДК, название статьи, фамилия, имя, отчество авторов, название учреждения, где выполнена работа, аннотация и ключевые слова на языке оригинала (русском/китайском/монгольском) и английском языках, введение, цель исследования, материал и методы исследования, результаты исследования и их обсуждение, заключение, библиографический список и references, критерии авторства, конфликт интересов и сведения об авторах (вся информация предоставляется одним файлом, названным следующим образом: *Фамилия первого автора – Первые три-четыре слова названия.doc*).

8. Рекомендуемая длина названия статьи – до 100 знаков с пробелами. Название статьи должно быть лишено сокращений, аббревиатур, описывать содержание статьи точно и конкретно, при этом оно должно быть достаточно длинным, чтобы однозначно выразить главную идею статьи, и коротким настолько, чтобы ни одно слово нельзя было выбросить без потери смысла.

9. Аннотация должна отражать основную идею статьи, поскольку для большинства читателей она является главным источником информации о представленном исследовании. Объем аннотации – 1500–2000 знаков, примерная структура: цель, методы, предмет, объект и результаты исследования, выводы. Не следует ссылаться на таблицы и/или рисунки, приведенные в основном в тексте статьи, а также использованную литературу, поскольку аннотации также публикуются отдельно от статьи. Не используйте в аннотации сокращения, аббревиатуры, а также формулы, так как аннотации в большинстве баз данных, начиная с РИНЦ, публикуются в формате, исключающем отображение формул.

Ключевые слова должны отражать суть исследования, способствовать работе поисковых систем, по количеству не превышать 10 единиц, словосочетания – не более 3 единиц.

10. Формулы в тексте должны быть набраны в специальном редакторе формул Microsoft Word посредством опции «вставка» – «уравнение».

11. Таблицы должны содержать только необходимые данные и представлять собой обобщенные и статистически обработанные материалы с указанием обозначения переменных. Каждая таблица снабжается заголовком. Формат таблиц – книжный, направление шрифта – по горизонтали.

12. Графические материалы к статье (рисунки и фотографии) представляются в минимальном количестве (не более 6 единиц) и должны быть выполнены в соответствии с требованиями к геологической графике. Выбирается масштаб, пригодный для тиражирования, а размер – не более 170×245 мм. Графические материалы должны допускать перемещение в тексте и возможность изменения размеров. Каждый рисунок сопровождается надписями в содержательной части и подрисуночной подписью, в которой представляется объяснение всех его элементов. Названия рисунков и подрисуночные подписи должны быть максимально краткие, основная информация предоставляется в тексте.

Все надписи на рисунках должны быть редактируемыми и выполненными 8 кеглем шрифта Arial (основной) на языке текста статьи. В некоторых случаях размер шрифта может быть уменьшен до 5-6 pt. Если на рисунке имеются условные обозначения, они должны быть пронумерованы, а их расшифровку стоит выносить в экспликацию к рисунку. Буквенная нумерация рисунков выполняется 10 кеглем шрифта Arial (полужирный курсив) на английском языке. Помимо представления в тексте статьи рисунки должны быть дополнительно предоставлены отдельными файлами. Векторная графика дополнительно предоставляется в форматах CDR, AI с возможностью редактирования, при экспорте из других программ следует использовать формат



PostScript (EPS) с разрешением 300 dpi. Фотографии, сканированные материалы представляются в формате TIFF или PNG/JPEG (сохранение в формате PNG/JPEG необходимо производить в максимально высоком качестве). Разрешение растровой графики должно составлять не менее 600 dpi для черно-белых рисунков и не менее 300 dpi для фотографий. Схемы, графики, диаграммы предоставляются с расширением .xls (MS Excel).

13. Ссылки на литературные источники приводятся в квадратных скобках в порядке возрастания. Библиографический список формируется по мере упоминания источников в тексте.

Рекомендуемое количество источников в библиографическом списке – не менее 20, при этом минимум 50 % списка рекомендуется занимать материалами, вышедшими в течение последних 5 лет, в том числе не менее 5 источников должны составлять статьи из иностранных журналов. Самоцитирование автора не должно превышать 25 % от общего количества источников, самоцитирование журнала рекомендуется свести до минимума.

В списке литературы допускаются ссылки на статьи из научных журналов, из сборников материалов научных конференций, из неперiodических сборников научных статей, на книги, посвященные научным исследованиям, а также авторские патенты. Редакционная коллегия рекомендует в списке литературы ссылаться на статьи из журналов, входящих в ядро РИНЦ (Russian Science Citation Index, Web of Science Core Collection, Scopus).

Не допускаются ссылки на нормативные правовые акты (законы, кодексы, указы, положения и пр.), учебные издания (учебники, учебные пособия, конспекты лекций, методические указания и т. д.), справочные издания (справочники, словари и энциклопедии), диссертации и авторефераты, геологические карты, а также страницы электронных ресурсов, не имеющие конкретного авторства. При необходимости обращения к этим источникам ссылку на них следует размещать в подстрочной сноске.

14. Список литературы составляется в двух вариантах. Первый вариант (список источников) оформляется на языке источника в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5 2008. Второй вариант (references) оформляется в виде транслитерации русского текста в латиницу с переводом на английский язык и служит для отслеживания цитируемости авторов. Примеры оформления источников в списках можно посмотреть на нашем сайте в разделе «Требования к статьям».

15. При подаче статьи авторами предоставляются на английском языке следующие элементы работы: название статьи, сведения об авторах, аннотация, ключевые слова, благодарности, названия таблиц и подрисуночные подписи, библиография.

16. Авторы статей должны придерживаться обязанностей, предусмотренных «Редакционной политикой журнала».

17. Редакция оставляет за собой право отклонять статьи, не отвечающие указанным требованиям. Поступающие в редакцию материалы возврату не подлежат.

18. Редакция оставляет за собой право на научное и литературное редактирование статей с последующим согласованием с авторами.

19. Представленные статьи проходят проверку на наличие заимствований.

20. Журнал выпускается с периодичностью 4 номера в год.

Внимание! Публикация статей является бесплатной.

Мы приглашаем Вас к участию в нашем проекте в качестве авторов, рекламодателей и читателей.

По вопросам публикации обращаться по адресу: 664074, Россия, г. Иркутск, ул. Академика Курчатова, 3, каб. 207 (институт «Сибирская школа геонаук», Иркутский национальный исследовательский технический университет).

Главный редактор Александр Вадимович Паршин, тел.: +7 (902) 7666990, e-mail: sarhin@geo.istu.edu.

Заместитель главного редактора Лариса Ивановна Аузина, тел.: +7 (3952) 405108, e-mail: lauzina@mail.ru.

Статьи следует направлять ответственному секретарю Марии Николаевне Долгих через личный кабинет на сайте www.nznj.ru или по электронной почте nzn@istu.edu; тел.: +7 (952) 6214436, адрес: 664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, ауд. И-026.



Образец оформления статьи

УДК 549.09

Минералогическо-технологические типы руд Томинского месторождения меди (Южный Урал)

Е.М. Курчевская^a, М.В. Яхно^{b✉}, А.Е. Сенченко^c

^aНИИПИ «Технологии обогащения минерального сырья», г. Иркутск, Россия

^bИркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме. Цель. Цель данного исследования заключается в изучении технологических типов руд Томинского месторождения меди, а также минерального состава вмещающих пород и руд каждого из трех типов, выявлении минералогических и структурно-текстурных особенностей руд, выявлении взаимосвязи изменения рудной минерализации и степени метаморфизма для каждого типа руд. **Методы.** Рудные тела Томинского медно-порфирового месторождения, залегающие в диоритах и кварцевых диоритах, представляют собой прожилковые и прожилково-вкрапленные скопления в зонах дробления. На месторождении широко развиты метасоматиты кварц-серицитовых формаций. Изучение типов руд проводилось с использованием микроскопов. **Результаты.** В результате выделено три геолого-технологических типа руд в пределах Томинского месторождения. Первый тип представлен первичными сульфидными рудами, которые наблюдаются в среднем ниже глубины 50–55 м. По составу это хлорит-мусковит-кварцевые метасоматиты. Вмещающие породы представлены серицитизированными, хлоритизированными и карбонатизированными диоритами. В составе руд преобладают халькопирит и пирит. Практически вся медь содержится в халькопирите. Второй тип – это рудные зоны вторичного сульфидного обогащения. Этот тип сложен первичными и вторичными сульфидами меди. Все породы аргиллизированные и представлены метасоматитами различного состава. Все виды пород несут в себе рудную минерализацию. К третьему типу относятся окисленные руды, которые образуют зону окисления месторождения. Они делятся на три подтипа: глинистые, глинисто-щебнистые и щебнистые руды. Глинистые руды залегают в самых верхних частях коры выветривания, глинисто-щебнистые руды слагают центральную ее часть, а руды в щебнистых образованиях отмечены в нижних горизонтах. Представлено петрографическое описание каждого из типов. Выявлены минералогические и структурно-текстурные особенности руд. В результате изучения петрографического состава каждого типа руд установлена различная степень метаморфизма и вследствие этого – изменение рудной минерализации. **Выводы.** Прослеживается влияние метасоматических процессов, изменивших строение и минеральный состав руд. Для первого типа руды характерно наличие первичных пород – диоритов с насыщенной сульфидной вкрапленностью и с незначительными метасоматическими изменениями. В зоне вторичного обогащения породы претерпели интенсивное метасоматическое изменение. Породы этой зоны насыщены гидроксидами железа. Для зоны интенсивного выветривания характерны глинистые и хлоритизированные породы. Рудная минерализация представлена исключительно окисленными минералами. Сульфиды единичны. Различия в минеральном составе трех типов руд влияют на выбор способов переработки руды в пределах Томинского месторождения.

Ключевые слова: Томинское месторождение, медно-порфировое оруденение, метаморфизм, технологические типы руд

Финансирование:

Благодарности:

Mineralogical and technological types of Tominskoye deposit copper ores (Southern Ural)

Elena M. Kurchevskaya^a, Marina V. Yakhno^{b✉}, Arkady Y. Senchenko^c

^aNIPI TOMS (Scientific Research and Design Institute “Technologies of Minerals Separation”), Irkutsk, Russia

^bIrkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. Purpose. The purpose of the article is investigation of the technological types of Tominskoye copper deposit ores; examination of the mineral composition of the host rocks and ores of each of the three types; identification of mineralogical and structural-textural features of ores, research of the relationship of mineralization and metamorphism intensity alteration for each type of ore. **Methods.** Ore bodies of the Tominskoye porphyry copper deposit occurring in the diorites and quartz diorites are veinlet and porphyry-stringer clusters in crush zones. The deposit is characterized with the predominant metasomatic rocks of quartz-sericite formation. **Results.** Three geological and technological ore types are distinguished within the Tominskoye field. The first type is represented by primary sulfide ores, which occur on average lower than 50–55 m depth. By composition they are chlorite-muscovite-quartz metasomatic rocks. The host rocks are represented by sericitized, chloritized and carbonated diorites. Chalcopyrite and pyrite are predominant elements in ore composition. Chalcopyrite contains carbonated diorites. Chalcopyrite and pyrite are predominant elements in ore composition.



Chalcopyrite contains almost all of the copper. The second type includes the ore zones of secondary sulfide concentration. This type is composed of primary and secondary copper sulfides. All the rocks are dirty argillaceous and are represented by metasomatic rocks of different composition. All types of rocks feature ore mineralization. The third type covers oxidized ores, which form the oxidation zone of the deposit. They are divided into three subtypes: clay, claydetrital and detrital ores. Clay ores occur in the uppermost parts of the crust of weathering. Clay-detrital ores compose its central part, while ores in detrital formations have been found in the lower horizons. Each of the type is given a petrographic description. Mineralogical and structural-textural features of ores are identified. The study of the petrographic composition of each type of ores showed a varying degree of metamorphism that resulted in changes in ore mineralization. **Conclusions.** The influence of metasomatic processes is indicated. The last have changed the structure and mineral composition of ores. The presence of primary rocks – diorites with saturated sulfide impregnation and insignificant metasomatic alterations is typical for the first type of ore. The rocks in the zone of secondary concentration have undergone intense metasomatic alteration. These rocks are saturated with iron hydroxides. The presence of clay and chloritized rocks characterize the zone of intense weathering. Ore mineralization is represented exclusively by oxidized minerals. Sulfides are rare. Variations in the mineral composition of the three types of ores influence the choice of ore processing methods at Tominskoye ore deposit.

Keywords: Tominskoye field, porphyry copper mineralization, metamorphism, technological ore types

Funding:

Acknowledgements:

Далее идут **текст статьи** (в виде: введение, цель исследования, материалы и методы исследования, результаты исследования и их обсуждение, заключение), **список источников** (references), **вклад авторов** (contribution of the authors) и **конфликт интересов** (conflict of interests).

Информация об авторах / Information about the authors

Портретное
фото автора
(4×4 см)

Курчевская Елена Михайловна,
старший научный сотрудник,
НИИПИ «Технологии обогащения минерального сырья»,
г. Иркутск, Россия,
kurchevskaya@tomsgroup.ru
ORCID

Elena M. Kurchevskaya,
Senior Researcher,
Scientific Research and Design Institute “Technologies of Minerals Separation”,
Irkutsk, Russia,
kurchevskaya@tomsgroup.ru
ORCID

Портретное
фото автора
(4×4 см)

Яхно Марина Владиславовна,
старший преподаватель кафедры геологии и геохимии полезных ископаемых,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
✉ ymar@istu.edu
ORCID

Marina V. Yakhno,
Senior Lecturer of the Department of Geology and Geochemistry of Minerals,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
✉ ymar@istu.edu
ORCID

Портретное
фото автора
(4×4 см)

Сенченко Аркадий Евгеньевич,
генеральный директор,
НИИПИ «Технологии обогащения минерального сырья»,
г. Иркутск, Россия,
senchenko@tomsgroup.ru
ORCID

Arkady E. Senchenko,
CEO,
Scientific Research and Design Institute “Technologies of Minerals Separation”,
Irkutsk, Russia,
senchenko@tomsgroup.ru
ORCID

НАУКИ О ЗЕМЛЕ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

12+

Научный журнал

Том 47 № 2 (87) 2024

Дизайнер А.А. Хохряков
Редактор Е.В. Шешуков
Перевод на английский язык В.В. Батицкой
Компьютерная верстка Ю.В. Макаровой

Издание распространяется бесплатно

Выход в свет 28.06.2024 г. Формат 60×90/8.
Бумага офсетная. Печать цифровая. Усл. печ. л. 14.
Тираж 500 экз. Зак. 43. Поз. плана 4н

Отпечатано в типографии Издательства
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный
исследовательский технический университет»,
адрес типографии: 664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83А

Адрес редакции, учредителя и издателя:
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный
исследовательский технический университет»,
664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83

