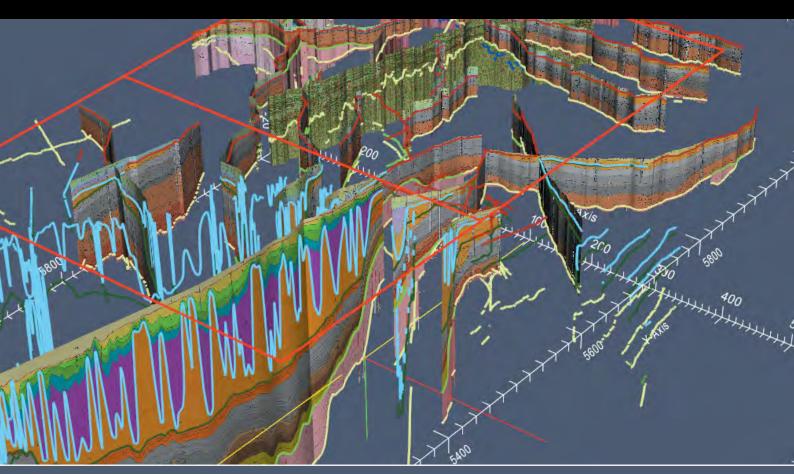
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ГЕОЛОГИИ

RUSSIAN

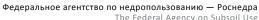
OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957





The Federal Agency on Subsoil Use



ПАО «Газпром» PAO "Gazprom"



Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)





ГЕОЛОГИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN





МОСКВА, ООО «ВНИГНИ-2» MOSCOW, OOO "VNIGNI-2"

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований – теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопоисковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геологоэкономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ». Москва, Российская Федерация e-mail: sec@vnigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, ФГБУ «ВНИГНИ».

Москва, Российская Федерация e-mail: vipetersilie@mail.ru

Афанасенков А.П.

Кандидат геолого-минералогических наук, АО «Росгеология», Москва, Российская Федерация e-mail: info@rusgeology.ru

Высоцкий В.И.

Кандидат геолого-минералогических наук, АО «Зарубежгеология», Москва, Российская Федерация e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриэлянц Г.А

Доктор геолого-минералогических наук, ООО «Геосервис», Москва, Российская Федерация e-mail: qabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

Доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Кандидат геолого-минералогических наук, Геологический консультационный центр «Гекон», Санкт-Петербург, Российская Федерация e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Грунис Е.Б.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация e-mail: Grunis@vnigni.ru

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация

e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Кандидат геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация e-mail: melnikov@vnigni.ru

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Российская Федерация e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Сен-Жермес М.Л.

Доктор геолого-минералогических наук, ООО «Бейсип-ГеоТехнологии», Москва, Российская Федерация e-mail: info.moscow@beicip.com

Сидоренко Св.А

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А

Доктор геолого-минералогических наук, Центр «Газовые ресурсы», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Российская Федерация e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.

Доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация e-mail: info@vnigni.ru

Шиманский В.В.

Доктор геолого-минералогических наук, АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Российская Федерация e-mail: geo@geolraz.com

Доктор технических наук, академик РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация

e-mail: EpovMI@ipag.sbras.ru

Бабашева М.Н. (Казахстан) Кандидат технических наук,

TOO «Timal Construction Group», Атырау, Казахстан

e-mail: info@timal.kz

Восков Д. (Нидерланды)

Профессор Делфтского технического университета, отделение Геологических и инженерно-технических наук, Делфт, Нидерланды

e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

Доктор геолого-минералогических наук.

ОО «Академия минеральных ресурсов PK», ОО «Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», Алма-Ата, Казахстан e-mail: amr_rk@mail.ru

Ульмишек Г. (США)

Кандидат геолого-минералогических наук, Wavetech Energy, Inc., Редмонд, США e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

The mass media registration certificate PI Nº FS77-60780, 5 March 2015

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

Scientific-technical journal "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") is included in the "List of peer-reviewed scientific publications, where the major scientific results of dissertations for academic degree of Candidate of Sciences and for academic degree of Doctor of Sciences should be published" of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Articles in "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") are indexed by several systems: Russian Scientific Citation Index, Scopus, GeoRef, Russian Science Citation Index on Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Mission of "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza"): publishing new scientific findings and practical results of fundamental investigations and applied research on topical problems of oil and gas geology, and extending information sharing between petroleum geologists of various agencies and authorities — the Ministry of Natural Resources and Ecology, Rosnedra, the Russian Academy of Sciences, geological universities and faculties, subsoil user and service companies, and other Russian and foreign organizations of other forms of ownership.

Objectives of the journal: collection, systematization, and publishing of the up-to-date materials covering all the stages of petroleum exploration — theoretical works, regional exploration activities and also prospecting affairs, and to a limited extent — oil and gas field operation issues; publishing special issues devoted to the major problems of fundamental investigations in the following areas: prediction of oil and gas occurrence with substantiation of new trends in oil and gas exploration, stratigraphy, lithofacies zoning and sedimentology modelling of petroleum paleobasins, tectonic zoning, updating of quantitative and geoceonomic assessment of resource potential, methodological aspects of geological, geophysical, and geochemical works; systematization and publishing the reasonable papers on new geological concepts and methodologies, unconventional hydrocarbon sources and difficult-to-recover hydrocarbon resources, which cover not only Russian, but also foreign achievements, especially in the cases where it is interesting to adopt the successful innovations; assistance in promotion of investigations of topical interest, and publishing papers of young talented authors.

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORAL BOARD

Editor in Chief Aleksey I. Varlamov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief Viktor I. Petersilye,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: vipetersilie@mail.ru

Aleksandr P. Afanasenkov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, JSC "Rusgeology", Moscow, Russian Federation e-mail: info@rusgeology.ru

Marina V. Dakhnova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Mikhail I. Epov,

Doctor of Technical Sciences, Member of Russian Academy of Sciences, IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation,

e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),

Moscow, Russian Federation e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy A. Gabrielyants,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Geoservis, Moscow, Russian Federation, e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy N. Gogonenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail N. Grigoryev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, Geological competence center "Gekon", St. Petersburg, Russian Federation e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy B. Grunis,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: Grunis@vnigni.ru

Aleksey E. Kontorovich,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Member of Russian Academy of Sciences, IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Pavel N. Melnikov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation e-mail: melnikov@vnigni.ru

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Mariya L. Saint-Germes,

PhD in Geological and Mineralogical sciences, Beicip-GeoTechnologies, Moscow, Russian Federation e-mail: info.moscow@beicip.com

Vladimir V. Shimanskiy,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Geologorazvedka, St. Petersburg, Russian Federation e-mail: geo@geolraz.com

Svetlana A. Sidorenko.

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, "Gas resources" center, Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russian Federation e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina V. Stoupakova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation e-mail: ansto@aeol.msu.ru

Vladimir I. Vysotskiy,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, Zarubezhgeologiya, Moscow, Russian Federation e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

Candidate of Technical Sciences, Timal Construction Group, Atyrau, Kazakhstan e-mail: info@timal.kz

Gregory Ulmishek (USA),

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, Geological Research Wavetech Energy, Inc., Redmond, USA

 $e\hbox{-}mail\hbox{: }gulmishek@wavetechenergy.com$

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Academy of Mineral Resources of Republic of Kazakhstan, Kazakhstan Geological Society "KazGeo", Alma-Ata, Kazakhstan e-mail: amr_rk@mail.ru

Denis Voskov (Netherlands),

Delft University of Technology (Technische Universiteit Delft), Department of Geoscience & Engineering, Delft, Netherlands e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

- Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России
- Аракчеев Д.Б., Юон Е.М., Захаркин И.В., Шахназаров С.Г. ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах» как основа цифровой трансформации недропользования

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

- **Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Деев К.В., Большаков Е.М.** ГИС INTEGRO. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения
- Кравченко М.Н., Любимова А.В., Арбузова Е.Е., Спиридонова В.В. Единый ГИС-проект по количественной оценке ресурсов углеводородов РФ как платформа для создания интегрированного модуля автоматизированного подсчета начальных суммарных ресурсов
- Медведева Т.Ю., Суворова Е.Б., Гущин А.С., Матюхина Т.Н., Минина М.В., Сахань Ю.В., Еремина Е.Г. Геоинформационные системы как основной инструмент для решения задач мониторинга недропользования
- Mарков К.Н., Жуков К.А., Конева А.А., Костылева Т.В. Распределенный банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ как составная часть Единого фонда геологической информации отрасли
- 77 Любимова А.В., Навроцкий А.О., Толмачева Е.Р. Геоинформационное сопровождение планирования и проведения геолого-разведочных работ
- (85) **Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В.** Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

- **Анисимов Р.Г., Мосяков Д.Е., Шалашников А.В., Фиников Д.Б.** Повышение эффективности обработки больших объемов сейсмических данных
- (111) **Каплан С.А., Финкельштейн М.Я., Смирнов М.Ю., Спиридонов В.А.** Методика интегрирования геофизических методов на региональном этапе геолого-разведочных работ
- 123 **Мифтахов Р.Ф., Авдеев П.А., Гогоненков Г.Н., Базанов А.К., Ефремов И.И.** Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей
- 137 **Любимова А.В., Толмачева Е.Р.** Новые технологические подходы к созданию ГИС-проектов в геолого-геофизических исследованиях

CONTENTS

GENERAL DIGITALIZATION ISSUES IN GEOLOGY



Arakcheev D.B., Yuon E.M., Zakharkin I.V., Shakhnazarov S.G. "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System: basis for subsoil use digital transformation

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

- Cheremisina E.N., Finkel'shtein M.Ya., Deev K.V., Bol'shakov E.M. GIS INTEGRO. Status and prospects for development in the context of import substitution
- Kravchenko M.N., Lyubimova A.V., Arbuzova E.E., Spiridonova V.V. Integrated GIS project for quantification of hydrocarbon resources in the Russian Federation as a platform for creating an integrated module for automated assessment of total initial resources
- Medvedeva T.Yu., Suvorova E.B., Gushchin A.S., Matyukhina T.N., Minina M.V., Sakhan' Yu.V., Eremina E.G. Geographic Information Systems as a basic tool for subsoil use monitoring
- Markov K.N., Zhukov K.A., Koneva A.A., Kostyleva T.V. Distributed Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI as a part of the industrial Unified Fund of Geological Information
- Lyubimova A.V., Navrotskii A.O., Tolmacheva E.R. Geoinformation support of planning and carrying out geological exploration work
- Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

- Anisimov R.G., Mosyakov D.E., Shalashnikov A.V., Finikov D.B. Big seismic data: improvement of processing efficiency
- Kaplan S.A., Finkel'shtein M.Ya., Smirnov M.Yu., Spiridonov V.A. Methodology for geophysical methods integration in regional stage of geological exploration
- Miftakhov R.F., Avdeev P.A., Gogonenkov G.N., Bazanov A.K., Efremov I.I. Mapping of faults based on machine learning and neural networks
- Lyubimova A.V., Tolmacheva E.R. Creating GIS projects is geological and geophysical research: new approaches



ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

УДК 553.98+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-5-20

Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России

© 2021 г. | А.И. Варламов, Г.Н. Гогоненков, П.Н. Мельников, Е.Н. Черемисина

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; info@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; head@geosys.ru

Поступила 15.03.2021 г.

Доработана 16.04.2021 г.

Принята к печати 21.04.2021 г.

Ключевые слова: цифровые технологии; цифровизация; геолого-разведочные работы на нефть и газ; геоинформационные системы; геологическая информация; новые технологии; импортозамещение.

Аннотация: Создание и широкое внедрение цифровых технологий на всех этапах геолого-разведочного процесса соответствует основным положениям национального проекта «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержденного Указом Президента России от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 г.». В статье дается определение «цифровизации», сформулированы цель и основные задачи, реализация которых позволит существенно повысить эффективность геологического исследования недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы и организации рационального недропользования. Отмечено, что, несмотря на доминирующее использование импортной техники и программных продуктов, практически по всем направлениям геолого-разведочной деятельности в стране применяются собственные аппаратурные и программные разработки, в значительной мере покрывающие функциональные возможности импортных средств и технологий. Обосновывается, что для дальнейшего развития и внедрения отечественных аппаратурных и программных средств необходима государственная поддержка в виде заказа на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. К главным направлениям цифровизации в геологоразведке относятся: разработка новых и развитие действующих программных средств сбора, хранения, верификации геолого-геофизической информации; создание новых аппаратурных и программных продуктов и технологий; создание новых и совершенствование действующих ГИС-проектов для решения ключевых задач геологического исследования недр по функциональным направлениям деятельности Роснедр. В завершающей части статьи рассмотрены факторы, сдерживающие активную цифровизацию: трудности сбора и верификации многих видов ретроданных; необходимость перевода значительной части ретроданных, особенно данных по скважинам, в цифровую форму; значительный объем использования импортных программных средств, сдерживающих развитие и внедрение отечественных аналогов; практическое отсутствие государственных инвестиций в развитие науки и специализированного программного обеспечения в области геолого-разведочных работ; дефицит кадров, обладающих междисциплинарными компетенциями на стыке геологии и цифровых технологий.

Для цитирования: Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России // Гео́логия нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 5–20. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-5-20.

Development of digital technologies in petroleum industry and subsoil use in Russia: current state and future considerations

© 2021 A.I. Varlmov, G.N. Gogonenkov, P.N. Melnikov, E.N. Cheremisina

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; info@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; head@geosys.ru

Received 15.03.2021 Revised 16.04.2021

Accepted for publication 21.04.2021

Key words: digital technologies; digitization; oil and gas geological exploration; geoinformation systems; geological information; innovative technologies; import substitution.

Abstract: Creation and mainstreaming of digital technologies in all stages of geological exploration is in accordance with main provisions of the "Digital Economy of the Russian Federation" national project approved by the Russian Federation Presidential Executive Order No. 204 dated May 07, 2018 "National Objectives and Strategic Targets of the Russian Federation Development for the Period Until 2024". The paper defines "digitization", formulates the objective and main tasks implementation of which will significantly increase the effectiveness of geological exploration of subsoil, reproduction of mineral resource base and management of sustainable subsoil use. It is noted that despite the predominant use of imported hardware and software products, the country is developing its own hardware and software in almost all the areas of geological exploration activities, largely covering the functionality of imported tools and technologies. It is justified that for further development and introduction of domestic hardware and software, the state support in the form of research and development work order is necessary. The main

areas of digitization in geological exploration are: development of new and further development of the existing software aimed at geological and geophysical information gathering and verification; creation of new hardware and software products and technologies; creation of new and updating of active GIS projects to address key problems of geological exploration of subsoil in accordance with functional areas of the Rosnedra activities. In the final part of the article, the authors discuss the factors that hinder active digitization, namely: difficulties of collecting and verifying many types of legacy data; the need to digitize much of legacy data, especially well data; the significant use of imported software tools, hindering development and introduction of Russian analogues; the practical lack of government investments in the development of science and specialist software in the area of geological exploration; shortage of staff having interdisciplinary competencies at the interface between geology and IT.

For citation: Varlamov A.I., Gogonenkov G.N., Mel'nikov P.N., Cheremisina E.N. Development of digital technologies in petroleum industry and subsoil use in Russia: current state and future considerations. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):5-20. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-5-20. In Russ.

Введение

Национальный проект «Цифровая экономика» предусматривает широкое внедрение современных информационных технологий в производственные процессы во всех областях народного хозяйства. Это актуально и для геологической отрасли, и в первую очередь для нефтегазопоисковых работ, при производстве которых приходится систематизировать, обрабатывать и анализировать огромные объемы разнородной информации.

Переход на цифровые технологии в геологоразведке начался несколько десятилетий назад, и к настоящему времени более 90 % всей информации получается в цифровом виде. Это обстоятельство, в совокупности со стремительно развивающимися информационными технологиями и непрерывно расширяющимися и усложняющимися геологическими задачами, требует существенного углубления и расширения областей применения современных цифровых технологий в геологоразведке и недропользовании. Настало время, когда можно попытаться перейти от решения отдельных частных задач к созданию специализированных интегрированных ГИС-проектов, охватывающих все информационные ресурсы — от получаемой первичной информации до детальной геологической модели изучаемого разреза. Следствием должно явиться существенное повышение качества решения геологических задач, резкое сокращение сроков выполнения работ, повышение эффективности управления и принятия решений.

В представленной статье кратко охарактеризовано современное состояние цифровизации в нефтяной геологии, отмечены основные проблемы и трудности полного перехода на цифровые технологии, установлены основные задачи, которые необходимо решать на текущем этапе освоения информационных технологий при нефтегазопоисковых работах.

Исторические вехи

Геолого-разведочный процесс поиска и подготовки новых запасов минерального сырья сопряжен с получением и анализом огромного объема разнородных геологических и геофизических данных. Получаемые в процессе измерений гигантские массивы информации постоянно требовали развития средств их анализа и обработки, поэтому неудивительно,

что с момента появления ЭВМ их использование быстро находит практическое применение при геологическом исследовании недр. Появление первых цифровых вычислительных машин восходит к середине 1950-х гг. Их использование для обработки и анализа потоков информации было предопределено фундаментальными теоретическими исследованиями выдающихся ученых — профессора Норберта Винера (США) и академика А.Н. Колмогорова (СССР) в конце 1930-х - начале 1940-х гг. Первые исследования в области применения ЭВМ в геофизике начинаются в начале 1960-х гг. практически одновременно в нескольких странах. Коммерциализация в США проходит быстрее, поэтому в середине 1960-х гг. там появляются первые промышленные системы обработки сейсмических данных.

В бывшем СССР первые исследования по цифровой обработке геофизической информации проходят практически параллельно в двух научных центрах: институте ВНИИГеофизика при Министерстве геологии СССР и Центральной геофизической экспедиции при Министерстве нефтяной промышленности СССР. В это же время начинаются разработки цифровых систем для регистрации данных полевой сейсморазведки. В 1974 г. в России была запущена в производство первая отечественная цифровая обрабатывающая система, а в 1983 г. уже 100 % полевой сейсмической информации проходило обработку на ЭВМ. В последующие годы системы цифровой обработки геофизической информации непрерывно совершенствовались. Поэтапно происходила цифровая трансформация других геофизических методов: скважинной геофизики, гравимагнитных и электроразведочных наблюдений, дистанционных спутниковых и аэрогеофизических методов. Важность и востребованность цифровой техники для обработки больших объемов геофизических данных иллюстрирует известный факт, что в 1970–1980-е гг. наиболее мощные вычислительные комплексы и в нашей стране, и в ведущих западных странах производились по заказам нефтяных компаний.

Цифровая регистрация полевых сейсмических данных позволила в последующие годы многократно использовать массив цифровых данных, непрерывно повышая точность и детальность картирования геологических границ на основе использования



постоянно совершенствующихся алгоритмов цифровой обработки информации ([1-3] и др.).

Переход на цифровую регистрацию и обработку сейсмических данных на вычислительных машинах позволил существенно повысить глубинность и детальность геофизических исследований, приступить к планомерному решению новых классов задач, изучению новых стратиграфических комплексов. Так, в Западной Сибири внедрение цифровой обработки позволило изучить юрский комплекс вплоть до кровли палеозойского складчатого основания. На востоке Русской платформы цифровая обработка обеспечила планомерное картирование девонских отложений, региональное выявление линейных систем малоамплитудных тектонических нарушений и связанных с ними ловушек структурно-тектонического типа, позволила выделить большое количество локальных рифовых построек. В Восточной Сибири появилась возможность регистрировать устойчивые отражения от палеозойских границ под трапповыми толщами.

К сожалению, коренная перестройка экономической системы России, прошедшая в начале 1990-х гг., привела к активному проникновению на российский рынок западных программных и технических средств регистрации и обработки геофизических данных, что существенно затормозило, а в отдельных направлениях полностью остановило собственные научно-технические разработки цифровых технологий.

Несмотря на это, в распоряжении российских геологов-нефтяников находятся все наиболее значимые научно-технические достижения, определяющие современный облик цифровых технологий и возможности процесса цифровизации в геологоразведке:

- развитие Интернета как скоростной глобальной цифровой сети, обеспечивающей связь и передачу больших объемов информации между любыми точками планеты. Хотя Интернет широко используется более 20 лет, его современная особенность — глубокая интеграция непосредственно в технологические процессы производства и управления народным хозяйством;
- полная оснащенность специалистов отрасли персональными компьютерами и мобильными устройствами, обеспечивающими возможность вне зависимости от места нахождения самостоятельно решать множество различных задач и осуществлять выполнение производственных процессов;
- доступность и относительно низкая стоимость огромных вычислительных мощностей, что обеспечивает возможность хранения и анализа гигантских объемов информации;
- наличие широкого спектра программных продуктов и алгоритмов решения задач на слабоструктурированных данных: глубокие нейронные сети,

машинное обучение, искусственный интеллект, распознавание образов, когнитивные технологии, облачные сервисы, экспертные системы и др.

Объем публикаций, посвященных применению новых подходов к анализу данных, лавинообразно нарастает ([4-7] и др.). Идет активный процесс внедрения новейших разработок в самые разные сферы научной и промышленной деятельности, в управление производством, в различные уровни обучения и анализ социальных процессов.

При этом надо иметь в виду то важнейшее обстоятельство, что новые средства анализа и интерпретации данных не направлены на вытеснение существующих методов работы с данными. Новые подходы являются значительным дополнением к успешно применяемым традиционным алгоритмам преобразования данных, в совокупности с ними представляя новую среду решения сложных задач, с которыми сталкиваются современное производство и научные исследования.

Цель и задачи цифровизации в геологии и недропользовании

К настоящему моменту ресурс средних, крупных и гигантских месторождений на доступных глубинах в традиционных районах нефтедобычи в значительной мере исчерпан. Основной объем открываемых в последние годы месторождений относится к классу мелких и очень мелких. В то же время, по данным количественной оценки, в России имеется огромный ресурсный потенциал — более 50 млрд т усл. топлива ресурсов категорий D_1 и D_2 . Эти ресурсы могут быть реализованы в нефтегазоперспективных зонах, выделенных на территории России [8]. Большая часть из них находится в мезозойских отложениях Гыдано-Хатангского региона Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), палеозойских и венд-рифейских комплексах неосвоенных районов Лено-Тунгусской НГП, в складчатых осадочных комплексах палеозоя фундамента Западно-Сибирской плиты, в палеозойских толщах Предуральского краевого прогиба и глубокопогруженных отложениях Прикаспийской НГП.

Следует отметить, что и акватории северных морей характеризуются значительными прогнозными ресурсами УВ-сырья, но их следует рассматривать как резервы для будущих времен, поскольку их опоискование потребует огромных капиталовложений и создания принципиально новых технологий добычи, гарантирующих экологическую безопасность в этом регионе с суровыми климатическими условиями и весьма чувствительной окружающей средой.

Учитывая современные экономические реалии (снижение финансирования геолого-разведочных работ из федерального бюджета, введение санкций западными странами, существенное удорожание бурения и сейсморазведки в труднодоступных

районах и т. д.), можно сформулировать основные геологические и экономические проблемы, которые существенно влияют на задачи, стоящие перед отечественной геологоразведкой:

- повышение достоверности прогноза нефтегазоносности разреза;
- обоснование и подготовка поисковых объектов на больших глубинах — до 8 км и более;
 - снижение себестоимости полевых работ;
- разработка и внедрение в практику геологоразведочных работ отечественных (импортозамещающих) аппаратурных и программных комплексов.

Вполне понятно, что без развития и использования новых цифровых технологий решение перечисленных проблем невозможно. Однако следует отметить, что «цифровизация» не является самоцелью чего-либо, а является, по мнению авторов статьи, важнейшим средством достижения главных целей геологического исследования недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Цифровизация в сфере геологии и недропользования — это процесс разработки и внедрения современных цифровых технологий, программных продуктов и аппаратурных комплексов для решения ключевых задач геологического исследования недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы и организации рационального недропользования.

Сформулированная в этом определении цель непосредственно отвечает основным положениям национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации», принятой в соответствии с Указом Президента России от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 г.».

В процессе цифровизации геолого-разведочной отрасли потребуется решение широкого комплекса задач. Остановимся на наиболее важных из них.

Разработка и совершенствование операционных систем, программных продуктов и аппаратурных комплексов для ликвидации зависимости от импортных аналогов

Широкое применение цифровой техники в народном хозяйстве пришло в Советский Союз и Россию из развитых западных стран и, прежде всего, из США. Наиболее распространенной во всем мире и в России сейчас является операционная система Windows разработки американской компании Microsoft. Более 80 % всех персональных компьютеров в России работает на этой операционной системе. На ее базе реализовано большинство прикладных программных пакетов во всех отраслях промышленности, в том числе и в геолого-разведочной отрасли. Второй достаточно широко распространенной в мире операционной системой является Linux, появившейся на рубеже столетий как дальнейшее развитие операционной системы Unix, ориентированной на обслуживание мощных серверных систем.

Операционная система Windows и специализированные узконаправленные программы, выполненные на ядре Unix-подобных операционных систем, изначально являлись коммерческими продуктами, за использование которых приходилось платить разработчикам. В основу же последних разработок программного обеспечения в нашей стране положена операционная система Linux, изначально созданная и распространяемая в соответствии с моделью разработки свободного и открытого программного обеспечения, поддерживаемая и развиваемая международным сообществом.

Вслед за операционными системами в середине 1990-х гг. в Россию с Запада пришли пакеты прикладных программ для разных отраслей промышленности, в том числе и для обработки и интерпретации геофизических данных. За ними стояли транснациональные гиганты: Шлюмберже, Халлибертон, Парадайм-геофизикал. Одновременно с программными пакетами в Россию пришли цифровые системы регистрации геофизических, прежде всего сейсмических, данных. Сегодня более 80 % полевых работ в России выполняется с использованием импортной полевой техники и более 90 % обработки сейсмических данных проводится с использованием импортных программных пакетов.

Вместе с тем в России силами ряда частных и государственных предприятий ведутся собственные разработки аппаратуры и программного обеспечения для решения текущих задач геолого-разведочных работ. Саратовским бюро специального геофизического приборостроения (АО СКБ СП) несколько лет выпускается кабельная телеметрическая система Т3, рассчитанная на объем до 26 000 каналов и предназначенная для выполнения работ 2D, 3D, изготовлены первые образцы отечественной бескабельной (нодальной) телеметрической станции Scout, проводятся полевые испытания новой модификации бескабельной телеметрической станции «Открытие» на базе отечественного высокочувствительного и широкодиапазонного молекулярно-электронного сейсмического датчика с существенно уменьшенными размерами наземных блоков.

Кроме отечественных разработок следует отметить и позитивный опыт выпуска импортной аппаратуры на базе наших российских предприятий. В частности, на базе саратовского АО СКБ СП выпускаются наземные блоки телеметрических станций Sercel (Франция).

В области геофизических исследований скважин, благодаря целенаправленным усилиям Министерства энергетики, удалось сохранить потенциал отечественных предприятий — разработчиков геофизической скважинной аппаратуры. Сегодня более 70 %



объема скважинных геофизических наблюдений проводится российскими предприятиями с применением отечественной аппаратуры. За западными компаниями остались наиболее сложные и современные виды скважинных наблюдений, особенно для работ на акваториях. Но и здесь продолжается постепенное вытеснение импортных аппаратуры и технологий отечественными разработками.

Рассмотрим ситуацию с программным обеспечением. Здесь проблема импортозамещения является не только экономической, но непосредственно связана с информационной безопасностью сырьевого сектора страны. Отечественный рынок программного обеспечения в области поиска, разведки и разработки месторождения УВ на 95 % занят зарубежными производителями программного обеспечения. В то же время при отсутствии государственной поддержки и централизованного финансирования отдельные российские компании, физические лица и творческие коллективы разрабатывали и внедряли отечественное программное обеспечение. На сегодня оно по функциональным возможностям на 80-90 % покрывает зарубежные разработки. Несмотря на относительно многочисленные центры программных разработок, использование международных форматов первичных геофизических и топографических данных обеспечивает как достаточно простую интеграцию между отечественными программными системами, так и обмен данными с западными комплексами. Для всех основных программных комплексов западного производства существуют отечественные аналоги, уже ряд лет находящиеся в производственном применении (таблица). Как можно заметить, практически по всем основным направлениям геофизических работ существуют достаточно продвинутые отечественные разработки, которые прошли апробацию, включены в каталог российского программного обеспечения Минкомсвязи и предлагаются сегодня на замену импортных продуктов.

Главная проблема на сегодня — расширение использования отечественных программных продуктов их основными потребителями - крупными нефтяными и сервисными компаниями.

Предприятиям российского геологического и нефтегазового комплекса необходимо во всех случаях, когда решение задачи может быть выполнено на базе отечественных аппаратурных средств и программного обеспечения, применять именно отечественные средства. Необходимо включение в контракты на геолого-разведочные работы с использованием государственных средств обязательств по использованию отечественных аппаратурно-методических и программных комплексов.

Если нефтяные компании и крупные сервисные предприятия будут тратить 15-20% своего годового бюджета на приобретение и поддержку отечественного программного обеспечения, то российским производителям это дало бы возможность активно развивать и улучшать свои разработки. Тендерные комитеты нефтяных компаний могли бы при прочих равных условиях отдавать приоритет тем исполнителям, которые готовы выполнить всю работу с максимальным использованием отечественной аппаратуры и программных средств. Однако очевидно, что без вмешательства государственных органов исполнительной власти в регулирование отношений в этой сфере и без государственного заказа на научноисследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) существенно продвинуть развитие отечественных программных продуктов не удастся.

Совершенствование действующих и разработка новых цифровых технологий регистрации, обработки и интерпретации геофизических данных

Современный геолого-разведочный включает в себя проведение множества разных видов геофизических измерений в воздухе, на поверхности Земли и в глубоких скважинах. По объему информации геофизические наблюдения на несколько порядков превышают все остальные виды данных, получаемых в процессе геолого-разведочных работ. И неудивительно, что именно с обработки геофизических данных началось практическое внедрение цифровых методов в геологоразведке. Кратко рассмотрим современное состояние и направления развития цифровизации основных геофизических измерений.

Совершенствование средств сбора, обработки и интерпретации сейсмических методов разведки

Сейсморазведка была и на обозримую перспективу остается основным геофизическим методом изучения всей толщи геологического разреза, выявления и локализации перспективных на скопления УВ объектов, подготовки их к поисковому бурению. Метод генерирует огромные объемы первичных данных, в которых полезная информация скрыта в поле разнообразных волновых помех. Многоэтапная цифровая обработка обеспечивает выделение полезных сигналов, количественное определение их параметров, тесно связанных с особенностями строения изучаемого разреза. Благодаря развитию технологии сейсмических работ на суше и акваториях и расширению средств обработки и извлечения полезной информации из сейсмических записей стремительно возрастает объем сейсмических данных, снимаемых с единицы изучаемой площади. В статье Т. Маннинга и др. [9] убедительно показано, что за последние 50 лет плотность сейсмических данных возрастала на порядок в течение каждого десятилетия. Если на рубеже тысячелетий максимальный объем сейсмических трасс, снимаемых с 1 км² изучаемого разреза, составлял до 1 млн, то к 2020 г. созданы аппаратурные и программные комплексы, обеспечивающие сейсмические съемки с плотностью до 100 млн трасс



Таблица. Зарубежное и отечественное программное обеспечение

Table. Foreign and Russian software

Компания	Название	Компания	Название	Процент	.,
Зару	/бежное	Отечествен	ное	соответствия	Комментарии
Про	ректирование систем наб	людений и полный контро	оль качества сейсм	ических наблю	дений
ION	MEZA	ООО «Геосейсконтроль»	ПИКЕЗА, ФНЕ	75	
CGG	GEOLAND	ФГБУ «ВНИГНИ»	SeisCont	90	
Schlumberger	OMNI	000 1/	CDC DC	00	
	Vista	ООО «Клауднет»	SPS – PC	80	
		Обработка данных сейсм	оразведки		
Halliburton	SeisSpace ProMax	ООО «Сейсмотек»	Прайм	95	
Shlumberger	Omega	Новосибирск, физ. лица	ПРИМУС	60	
Paradigm	Echos-NexGen, GeoDepth	повосиоирск, физ. лица	TIPVIIVIYC	60	
CGG	Geovecteur	ООО «Дека-геофизика»	RodExPro	60	
		Отдельные блоки обр	работки		
		000 «ГСД»	IST-3MP	85	Коррекция статических поправон
		ПАО «ЦГЭ»	СейсмоСкан	90	Программа глубинной миграции
	0	бработка и интерпретация	я данных ВСП	J	
Shlumberger	VSP	ООО «Геоверс»	ЮНИВЕРС (ВСП)	95	
		Анализ и интерпретация д	данных ГИС		
Halliburton	Geologic Interpretation Component	OOO «FEOC-C»	ГЕОПОИСК	80	
Shlumberger	Petrel – Well Correlation	НТЦ «Амплитуда»	Solver	70	
Paradigm	Geologic Interpretation Component				
Jason/CGG	PowerLog	AO «Пангея»	PetroExpert	80	
Roxar	Irap – RMS				
IHS	Kingdom	ООО «ГИФТС»	Gintel	90	
		Отдельные блок	и		
		ооо «ипнэ»	AutoCorr	95	Автоматическая корреляция
		AO «Пангея»	PetroExpert	80	Распознавание образов

Примечание. В таблице отображены наиболее широко применяемые в России зарубежные и российские программные средства, а также экспертная оценка процента соответствия российских продуктов их западным аналогам. Процент соответствия дает представление о том, насколько функционал российского программного продукта отвечает обобщенному функционалу западных продуктов.



ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

Таблица, окончание

Table, end.

Компания	Название	Компания	Название	Процент	Комментарии
Зару	⁄бежное	Отечественное		соответствия	
		Интерпретация данных сей Т	сморазведки		
Halliburton	Seismic Interpretation Component	- ООО «ГПД»	Геоплат -S	95	
Shlumberger	Petrel				
Paradigm	SeisEarthXV, ExplorerMV	ПАО «ЦГЭ»	ИНПРЕС	75	
Jason/CGG	Insight Earth	AO «Пангея»	ReView, Certainty	90	
Roxar	Irap – RMS				
IHS	Kingdom				
	Обработка и инте	рпретация данных магнит	о-, грави- и электр	оразведки	
Geosoft	Oasis montaj	РГГРУ	Coscad 3D	40	Только данные гравиразведки и магниторазведки, нет первичной обработки
		ФГБУ «ВНИГНИ»	ГИС INTEGRO	50	Нет первичной обработки
		ООО «Северо-Запад»	Zond ST2d	80	Магнито- теллурическое зондирование
		ООО «Геодевайс»	MagGPS	80	Магниторазведка
		Геологическое модели	рование		
Shlumberger	Petrel	000 «ГПД»	Геоплат-5	80	
Paradigm	Gocad – Skua	ООО «НЦ РИТ «Дельта»	TimeZYX	20	Проверка моделей
Jason/CGG	EarthModel FT	ООО «Изолайн»	Изолайн GIS	40	2D-моделирование
Roxar	Irap – RMS	ФГБУ «ВНИГНИ»	ГИС INTEGRO	20	
		Гидродинамическое моде	елирование		
Shlumberger	Eclipse	RFD	T-navigator	95	
	_	ПАО «Сургутнефтегаз»	Техсхема	75	
Roxar	Tempest	ООО «НЦ РИТ «Дельта»	TimeZYX	20	Проверка моделей
Halliburton	VIP	000 «ГПД»	Pix-Geo	20	
		Геоинформационные (системы		
ESRI	ArcGIS	ФГБУ «ВНИГНИ»	ГИС INTEGRO	80	
ESTI Map	Map Info	יייי און און און איייייייייייייייייייייי	IVICIIVILGRO	ου	

на 1 км². Обработка и интерпретация таких объемов данных требует гигантских вычислительных мощностей и принципиально новых алгоритмов, базирующихся на технологиях облачных вычислений, машинном обучении и искусственном интеллекте. Российские разработчики программного обеспечения (см. таблицу) активно включились в развитие новейших средств работы с большими массивами данных. Об этом свидетельствуют некоторые статьи настоящего тематического выпуска журнала.

Развитие цифровых технологий для обработки и интерпретации данных потенциальных геофизических методов (магниторазведки, гравиразведки, электроразведки)

Полевые измерения в потенциальных геофизических методах уже давно осуществляются в цифровой форме. Обработка и интерпретация данных потенциальных методов, в отличие от сейсморазведки, практически полностью изначально осуществлялась на базе отечественных программных разработок, в развитии которых принимают участие многие институты, университеты и частные предприятия. Современный этап развития нацелен на углубление обработки и повышение достоверности интерпретации как отдельных методов, так и интегрально, с получением на выходе согласованной со всеми геофизическими данными единой геологической модели изучаемой территории.

Создание новых методов и алгоритмов геологического анализа и интерпретации данных геофизических исследований скважин

По мере расширения спектра и повышения сложности геологических задач растут объем и детальность геофизических измерений в открытом и закрытом стволах скважины. Число методов измерений, основанных на регистрации самых разных физических полей, составляет несколько десятков, и многие методы регистрируют несколько измеряемых величин. Полноценный анализ такого массива данных, прогноз литологии, условий седиментации, свойств насыщающих пласт флюидов, получение количественных характеристик фильтрационноемкостных свойств горных пород невозможен без широкого применения цифровой обработки и интерпретации. Основной объем обработки и интерпретации данных каротажа в крупных нефтяных и сервисных компаниях выполняется с применением импортных программных продуктов, разработанных крупнейшими транснациональными компаниями Шлюмберже, Халлибертон, Парадайм. Отечественные компании, специализирующиеся на создании программного обеспечения для обработки и интерпретации каротажных данных (см. таблицу), активно модернизируют свои комплексы с привлечением машинного обучения и искусственного интеллекта.

Создание новых автоматизированных алгоритмов использования аэрокосмических данных, в том числе с применением беспилотных летательных аппаратов

Дистанционные методы изучения поверхности и глубинного строения верхней части разреза с помощью искусственных спутников Земли за последние годы претерпели самые серьезные изменения. Аналоговые фотоснимки давно ушли в прошлое, все виды наблюдения проводятся только в цифровом виде и перечень таких наблюдений охватывает самый широкий спектр частот от измерения инфракрасного излучения через весь диапазон видимого света до регистрации сигналов в радиочастотных диапазонах. Мультиспектральные измерения естественных излучений, дополненные регистрацией сигналов от искусственных источников, генерируют огромные объемы информации, которые без цифровых средств обработки, анализа и визуализации не представляется возможным практически использовать.

Аэрогеофизические методы, которые в самое ближайшее время полностью перейдут на использование беспилотных летающих аппаратов, также генерируют огромный объем измерений различных физических полей, требующих применения сложных современных алгоритмов для их анализа, количественной и качественной интерпретации. Ведущее отечественное предприятие для проведения аэрогеофизических работ — ГНПП «Аэрогеофизика» активно развивает программное обеспечение для обработки данных, анализа и геологической интерпретации для полной замены импортных программных средств.

Разработка цифровых технологий и программных продуктов для повышения эффективности сбора, систематизации (структурирования) и анализа геологической информации при выполнении научно-исследовательских и геолого-разведочных работ

Рассмотренные выше геофизические методы получения информации о геологическом разрезе являются важной частью геолого-разведочного процесса, но его существо составляют геологические региональные и поисковые работы, а также тематические и научные исследования, направленные на прогноз и оценку УВ-потенциала земной коры на всю доступную для изучения глубину. На базе полученных знаний должны создаваться постоянно действующие и непрерывно совершенствующиеся, на основе новых поступающих данных, геологические модели строения перспективных нефтегазоносных бассейнов, выполняться оценка ресурсов и осуществляться планирование дальнейших геолого-разведочных работ с целью перевода ресурсов в достоверные запасы. Значительные резервы повышения эффективности геолого-разведочных работ связаны с расширением цифровизации основных технологий и производственных процессов. Рассмотрим главные



направления применения современных цифровых технологий в геологоразведке.

Новые программные средства сбора, хранения, верификации и более полного использования непрерывно растущих объемов геолого-геофизической информации

Решение любой геологической задачи начинается со сбора и анализа всей имеющейся разнородной информации по изучаемому объекту: как первичных геологических и геофизических данных, так и результатов их обработки и обобщения. Сегодня для выполнения типичного проекта геологического изучения разведочной площади нужно привлечь данные из нескольких десятков источников, полученные разными методами в существенно различное время, часто взаимно противоречивые, почти всегда неполные и содержащие ошибки. В последние десятилетия все данные собираются и хранятся в цифровом виде, однако необходим следующий этап развития систем хранения и доступа к геологической информации, обладающих лучшими средствами контроля на входе, интеллектуальными алгоритмами поиска необходимых данных, унификацией программных средств обмена информацией. Российские нефтяные компании в своей практической работе до последнего времени используют западные программные средства для сбора и хранения геолого-геофизической информации. В то же время в России созданы и находят практическое применение отечественные программные средства, специализированные под задачи сбора, хранения и широкого применения любых видов данных, используемых в геолого-разведочном процессе и далее при разработке месторождений полезных ископаемых. Хорошим примером такой разработки является банк данных ФГБУ «ВНИГНИ», описанный в статье К.Н. Маркова и др. настоящего номера журнала.

Интегрированные системы для интерпретации и построения геологических моделей на базе разнородной геолого-геофизической информации

Основным программным продуктом, на базе которого осуществляются совместный анализ, взаимная увязка и построение финальной геологической модели изучаемого объема геологической среды, являются интегрированные интерпретационные системы. Такие системы первоначально были ориентированы на комплексную интерпретацию сейсморазведки 2D и 3D совместно с данными по скважинам, выдавая на выходе структурную геологическую модель разреза, осуществляя в благоприятных случаях прогноз литологического состава и фильтрационно-емкостных характеристик целевых отложений в пределах изучаемой разведочной площади. Однако по мере развития функционал интегрированных систем непрерывно расширялся и дополнялся средствами собственно геологического анализа, геологического моделирования, подсчета запасов, проектирования разведочных и эксплуатационных скважин, подготовки данных для гидродинамического моделирования, либо включал гидродинамическое моделирование как отдельный блок интегрированной системы. Масштаб анализируемого разреза существенно расширился от отдельных разведочных площадей до крупных осадочных бассейнов. Комплексы обеспечены собственными оперативными базами данных, которые тесно увязаны с основными банками хранения информации. Все крупные западные производители программного обеспечения представляют такие системы: Шлюмберже — PETREL, Халлибертон — DecisionSpace Geosciences (DSG), Парадайм-геофизикал — интегрированный программный комплекс, не имеющий отдельного названия, но представленный широким спектром отдельных подсистем в совокупности эквивалентных или даже превышающих возможности программных комплексов компаний Шлюмберже и Халлибертон.

Отечественные интегрированные программные комплексы, доведенные до уровня коммерческого применения, разработаны и представляются компаниями ГридПойнт Дайнамикс и Пангея (см. таблицу). Реализованные там функциональные средства для структурной интерпретации и прогноза вещественного состава разреза практически не уступают аналогичным блокам западных систем. В то же время блоки, связанные с проектированием скважин и геологическим моделированием, находятся еще в стадии разработки.

Для регионального этапа исследований, характеризующегося редкой сетью сейсмических и геоэлектрических профилей и единичными скважинами, на базе ГИС INTEGRO во ФГБУ «ВНИГНИ» разработана технология интеграции скважинной, сейсмической, электроразведочной и гравиметрической информации, завершающаяся построением непротиворечивой трехмерной физико-геологической модели среды. Этой технологии посвящена статья А.В. Любимовой и Е.Р. Толмачевой настоящего выпуска журнала.

Расширение перечня и повышение точности анализа керна и флюидов

За последние годы, благодаря появлению новых приборов и аппаратуры, работа с керном от описательного характера перешла к цифровым количественным измерениям, резко расширился перечень измеряемых физических и химических характеристик образцов горных пород, появились возможности неразрушающего изучения внутренней структуры коллектора, построения цифровых трехмерных моделей, отражающих наиболее важные структурно-текстурные особенности, влияющие на коллекторские свойства. Разработаны и активно внедряются алгоритмы перехода от точечных детальных измерений керна через набор каротажных данных к

определению целевых характеристик значительных интервалов разреза. Во ВНИГНИ разработана общая концепция и подготовлена реализация специализированного банка данных по результатам анализа керна и флюидов нефтяных скважин.

Создание новых средств моделирования геологических процессов и их отображения в физических полях

Моделирование и решение прямых задач давно успешно применяются при анализе и интерпретации геофизических данных, помогая лучше понять связь физических полей с особенностями строения разрезов, облегчая выбор наиболее адекватного варианта решения обратной задачи. Бассейновое моделирование, обеспечивающее прогноз УВ-потенциала не вскрытых скважинами толщ на основе структурных моделей среды, с учетом палеотектонических трансформаций, процессов дифференцированного уплотнения пород, изучения тепловых потоков, процессов накопления органического материала, активно используется при освоении слабоизученных бассейнов, а также при анализе перспектив глубокопогруженных частей районов активной нефтегазодобычи.

Ограниченные вычислительные предшествующего периода требовали упрощения моделей, часто в ущерб качеству решения задачи. Стремительное развитие вычислительной техники и систем связи, позволяющее использовать удаленные вычислительные мощности, дает возможность существенно детализировать и уточнить как исходные модели среды, так и способы решения прямых задач, широко применять стохастические методы при моделировании, не ограничиваться статическими моделями, а также перейти к динамическому моделированию, что особенно важно при анализе процессов седиментации осадочных толщ.

Создание принципиально новых средств решения геологических задач с применением алгоритмов машинного обучения, искусственного интеллекта, распознавания образов, экспертных систем, когнитивных технологий

Появившиеся в последнее десятилетие новые методы анализа больших массивов данных существенно расширили рамки традиционных технологий геолого-разведочных работ. Появилась возможность переложить множество рутинных операций с данными, требующих большого объема ручной и аналитической работы, на новые машинные алгоритмы, что позволило геологу освободить время для контроля процессов и более глубокого осмысления всего объема полученной информации. Судя по зарубежным и отечественным публикациям, новые методы анализа слабоструктурированных данных уже сегодня находят широкое применение в отдельных методах геофизических исследований. Однако наибольшие перспективы следует ожидать от применения новых алгоритмов на этапе комплексирования разных методов, построения непротиворечивой геологической модели среды на базе согласования данных всех методов ее изучения в скважинах, на поверхности Земли и в космосе

Цифровые технологии повышения качества и геологической информативности строительства параметрических и опорных скважин

Буровая скважина сегодня и на обозримую перспективу остается главным источником получения прямой информации о наличии или отсутствии полезных ископаемых в толще горных пород. Процесс строительства скважины всегда происходит при недостатке геологической информации о вскрываемом разрезе, и, как следствие, требуются непрерывный контроль и быстрое реагирование на возникающие нестандартные ситуации. Именно здесь особенно эффективно применение современных цифровых технологий, позволяющих автоматически собирать информацию со многих датчиков, характеризующих параметры режима бурения и состояние скважины, практически мгновенно анализировать поступающую информацию, подсказывать наиболее оптимальные решения. Наличие современных средств связи дает возможность управлять бурением удаленно, привлекать к решению текущих проблем каждой сложной скважины ведущих специалистов, обладающих необходимым опытом и знаниями.

Создание новых и совершенствование действующих ГИС-проектов по функциональным направлениям деятельности Роснедр

Начиная с 1990-х гг. в геологической отрасли широко использовались универсальные картографические геоинформационные системы зарубежного производства (ArcGIS, Map Info и пр.). Это было обусловлено высоким уровнем функциональности этих систем, хорошей проработкой интерфейсов, а также активным внедрением этих продуктов в качестве программного обеспечения для реализации крупных государственных проектов.

Однако в настоящее время, в силу реализуемой Правительством Российской Федерации программы импортозамещения, чрезвычайно актуальным становится вопрос о развитии отечественных программно-технологических средств, в особенности в такой стратегически важной для российской экономики области, как недропользование.

Удачным примером импортозамещающего геоинформационного обеспечения для решения задач недропользования является программно-технологический комплекс ГИС INTEGRO, разрабатываемый во ФГУП «ГНЦ РФ ВНИИГеосистем» с 1998 по 2015 г. Сегодня, в связи с реорганизацией предприятия, его сопровождение и развитие обеспечивается в рамках деятельности отделения Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ». Важно отметить, что реализованные возможности комплекса ГИС INTEGRO позво-

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

ляют не только решать задачи на уровне отдельных предприятий и региональных структур, но и обеспечивать обобщенными данными структуры государственного управления отраслью в лице Роснедр и подразделений Министерства природных ресурсов [10, 11]. Создаваемая во ФГБУ «ВНИГНИ» единая распределенная информационно-технологическая платформа для решения задач нефтегазовой геологии представляет все необходимые возможности для систематизации, хранения, доступа и обработки геолого-геофизической информации. В состав разрабатываемой информационно-технологической платформы входит широкий спектр программно-технологических комплексов, включая: ГИС INTEGRO, «Единый банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ», различные информационно-аналитические системы, программный комплекс SeisCont и др. Эта платформа обеспечивает подготовку ГИС-проектов и картографической основы производственных и научно-исследовательских работ, а также визуализацию и обработку геологических карт, геофизических и геохимических данных, сейсмических профилей и кубов, космоснимков, скважинных и трехмерных данных.

Основные аналитические возможности ГИС INTEGRO сфокусированы на решении задач геологического картопостроения, прогноза полезных ископаемых, изучения глубинного строения Земли и т. п. Наряду со стандартным набором инструментов для выполнения картографических работ (ввод, редактирование, пространственный анализ, координатная привязка, оформление и печать), сопоставимым с функционалом ArcGIS (производство ESRI), комплекс предоставляет ряд существенных преимуществ для проведения прикладных геолого-геофизических исследований:

- возможность одновременной визуализации картографических, профильных и скважинных данных с синхронизацией по осям X, Y, Z, обработка и 3D-визуализация поверхностей, сечений и кубов данных в многооконном интерфейсе ГИС-проекта, не предоставляемая в пакете в ArcGIS, но крайне необходимая при работе с геолого-геофизической информацией [12];
- блок обработки гравиметрической и магнитометрической информации, включающий корреляционно-спектральный анализ, разделение поля на компоненты, обнаружение аномалий на фоне случайных помех, зондирование, решение прямых и обратных задач в различных постановках. Функционал блока сопоставим с возможностями пакета Oasis-montaj фирмы GEOSOFT и может заменить его во многих задачах [10];
- инструменты пространственного анализа и блок решения прогнозно-диагностических задач, реализующий большое число алгоритмов классификаций и распознавания по многомерным наборам геоданных [11].

В рамках работ по формированию тематических ГИС-проектов по изучаемым нефтегазоперспективным зонам Российской Федерации разработано методико-технологическое обеспечение систематизированного ведения и комплексного представления цифровых геолого-геофизических, картографических и иных данных, отображающих основные результаты геолого-разведочных работ в рамках изучения нефтегазоперспективных зон РФ. В качестве программного обеспечения работ по сбору, увязке, систематизации и оформлению данных используется программно-технологический комплекс ГИС INTEGRO [13, 14].

базе программного комплекса ГИС INTEGRO разработаны технологии решения ряда важных комплексных задач геолого-разведочной отрасли. Учитывая, что в последующих статьях настоящего специализированного выпуска журнала эти технологии рассматриваются подробно, ограничимся здесь только их перечислением:

- количественная оценка ресурсов УВ-сырья на федеральном и региональном уровнях;
- формирование ГИС-проектов по крупным нефтегазоперспективным зонам;
- геоинформационное сопровождение планирования и проведения геолого-разведочных работ;
- геоинформационная технология оперативного мониторинга объектов недропользования;
- геоинформационная технология построения региональных 3D-моделей территорий по комплексу разнородной геолого-геофизической информации.

Во ФГУП «ГНЦ РФ ВНИИгеосистем» (2005–2013) была разработана информационная система обеспечения работ по геологическому изучению недр воспроизводству минерально-сырьевой базы (СОБР Роснедра). Эта система содержит геоинформационную оболочку, позволяющую выполнять визуализацию и интеграцию разнородных данных отраслевых институтов. Система введена в эксплуатацию на основании приказа Роснедр «Об обеспечении доступа к геологической информации» от 04.10.2013 № 845. СОБР Роснедр принята к бюджетному учету приказом Роснедр № 640 от 29.12.2017 и зарегистрирована в АИС «Учет» Минкомсвязи 24.11.2015 с № 10.0013174. СОБР Роснедра представляет собой интеграционную основу отраслевых информационных систем и ресурсов. В настоящее время в систему интегрированы 32 информационные системы, разработанные ведущими предприятиями и учреждениями отрасли: Росгеолфонд, ВСЕГЕИ, ВНИИГеосистем, ЦНИГРИ, ВНИГНИ, ИМГРЭ, Гидроспецгеология и пр.

Пользователями системы являются специалисты отраслевых учреждений Роснедр, институтов РАН, предприятий АО Росгеология, других федеральных служб и органов федеральной и региональ-

ной исполнительной власти, а также высших учебных заведений.

Базовой основой систематизации, хранения, интеграции и организации доступа к геолого-геофизической информации на УВ-сырье является программно-технологический комплекс ГЕОБАНК. ГЕОБАНК представляет собой полностью веб-ориентированную среду для организации хранения и доступа к геолого-геофизической информации, комплекс базируется на программно-технологической платформе MGS-Framework и СУБД PostgreSQL. На MGS-Framework получено свидетельство о государственной регистрации программы в реестре программ для ЭВМ под № 2017660222 от 19 сентября 2017 г.

На базе программно-технологического комплекса ГЕОБАНК реализован «Единый банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ» (ЕБД ВНИГНИ), который предназначен для организации доступа к геолого-геофизической информации, имеющейся в Институте. Интерфейс пользователя для доступа к ресурсам функционирует в среде большинства современных веб-браузеров и не требует установки на устройстве пользователя специальных программных оболочек.

ЕБД ВНИГНИ содержит следующие разделы информации:

- геологические отчеты, получаемые из различных источников;
- полевые сейсмические данные по объектам геолого-разведочных работ;
 - материалы по сейсмическим профилям;
- материалы по скважинам со всей сопутствующей информацией;
- материалы по гравиразведке, магниторазведке и электроразведке;
 - итоговые ГИС-проекты и 3D-модели.

На основе ЕБД ВНИГНИ ведутся работы по созданию следующих информационно-аналитических систем.

1. ИАС «Керн-2019», основными блоками которой являются: информационно-аналитический портал, геоинформационная оболочка, поисковая подсистема, подсистема работы с данными, подсистема разграничения и управления доступом, подсистема подготовки отчетов.

В настоящее время ИАС «Керн-2019» обеспечивает решение следующих основных задач:

- хранение данных об основных объектах
- отображение данных в текстовом, табличном и графическом виде;
 - поддержание целостности информации;

- поиск, выборка и агрегация данных по заданным атрибутам;
- визуализация координированной информации на электронной карте;
 - многопользовательский режим работы;
- защита информации от повреждения и несанкционированного доступа;
- удаленный доступ к данным в режимах чтения, создания новых записей, редактирования данных, удаления записей;
- разработка раздела «Палеонтологические коллекции»;
- механизмы предоставления информации во ФГИС «Единый фонд геологической информации».
- 2. ИАС «Разработка месторождений УВ-сырья». Целевым назначением системы является создание инструмента оперативного анализа текущего состояния разработки для обеспечения Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) информацией об изменении состояния сырьевой базы месторождений УВ-сырья, а также внесения изменений и дополнений в лицензионные соглашения в связи с отклонениями, допущенными пользователями недр, от утвержденных проектных решений.

Основными функциями системы являются:

- хранение и обновление информации о текущем состоянии разработки месторождений УВ-сырья РФ с привязкой к участкам недр;
- поиск месторождений-аналогов по анализу соответствия различных геолого-физических характеристик с возможностью визуализации выбранных месторождений на карте;
- составление таблиц геолого-физических характеристик месторождений;
- составление таблиц по проектным и фактическим показателям разработки месторождений УВ-сырья;
- построение графиков по различным показателям разработки месторождений УВ-сырья;
- построение графиков на основе данных Государственного баланса запасов с учетом параметров фильтрации исходных данных;
- построение аналитических таблиц в различных разрезах на основе данных Государственного баланса запасов.

Система опирается на созданные единые справочники месторождений, геологических объектов и подсчетных объектов по Государственному балансу и лицензиям ФГИС «Автоматизированная система лицензирования недропользования».

С января 2020 г. к системе подключены сотрудники ГКЗ (центральный офис и пять филиалов).

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

Сдерживающие факторы

Несмотря на то, что сегодня нет необходимости кого-то убеждать в высокой эффективности применения современных компьютерных средств работы с данными, процесс освоения современных компьютерных технологий, а главное — их широкое практическое применение сдерживаются рядом объективных и субъективных факторов, преодоление которых позволит существенно ускорить внедрение цифровизации на всех уровнях геолого-разведочного процесса.

Рассмотрим кратко пять основных сдерживающих факторов.

Трудности сбора и верификации многих видов ретроданных (сейсмические материалы, данные по скважинам, керну и флюидам)

Несмотря на то, что многие годы существует Государственный фонд геологической информации (Росгеолфонд), созданный для того, чтобы обеспечить полную сохранность и доступность накопленной геологической информации, до настоящего времени доступ ко многим видам необходимых геологических данных существенно затруднен. Успешно решена только задача доступа к отчетам по итогам геолого-разведочных работ. Но хотя отчеты и содержат важную и полезную информацию, их нельзя ввести в интерпретационную систему или программу комплексного анализа данных. Для реализации цифровых технологий необходим доступ непосредственно к данным, на которых основан отчет: сейсмическим профилям или даже к первичным сейсмограммам, различным видам скважинной информации, картам потенциальных полей, анализам данных керна и флюидов. Но такая информация доступна только в ограниченном объеме. Первичные данные геофизических съемок стали поступать в Росгеолфонд только в последнее десятилетие, а именно первичные данные в цифровом виде представляют наибольшую ценность в процессе обобщения и комплексного анализа информации. Прием информации в Росгеолфонд осуществляется без должного смыслового контроля. Системы жесткой ответственности исполнителя работ за полноту и качество передаваемой в государственные фонды информации не существует. В результате у геологов, использующих фондовые данные, до 50 % продуктивного времени уходит на сбор и верификацию полученных материалов.

Необходимость перевода значительной части ретроданных (особенно данных по скважинам) в цифровую форму

До настоящего времени большие объемы первичных данных, особенно данных по скважинам, построенным в 1970-1990-е гг., когда проводились интенсивные геолого-разведочные работы в Западной Сибири, в Восточной Сибири и Якутии, в Волго-Уральском регионе и Предкавказье, сохраняются на

бумажных носителях и не переведены в цифровую форму, что существенно затрудняет вовлечение этой важной информации в региональное обобщение, включение ее в современные компьютерные системы анализа данных, выявление региональных закономерностей. Определенный объем оцифровки ретроданных выполняют подразделения «Росгеолфонда», а также крупные нефтяные компании и институты, однако планы таких работ не публикуются, как и перечни скважин и других видов данных, переведенных в цифровую форму. Нет отработанных процедур обмена данными, не согласованы цифровые форматы некоторых вспомогательных данных.

Чрезмерный объем использования импортного программного обеспечения и, как следствие, низкий уровень применения отечественных программных систем, сдерживающий их развитие

В настоящее время более 90% программных средств, применяемых при решении геолого-разведочных задач в нефтяных компаниях, сервисных предприятиях и отраслевых институтах, приобретены за рубежом. Даже в тех задачах, для которых существуют эффективно работающие отечественные программные комплексы, они с большим трудом пробиваются на отечественный рынок. Создание комплексных цифровых технологий с использованием импортных пакетов сопряжено с рисками возможных санкционных ограничений либо со сменой технической политики компаний-разработчиков, приводящей к радикальным изменениям поставляемого программного обеспечения. Необходимы объединенные усилия отечественных разработчиков программных средств и основных пользователей для поэтапного исправления ситуации, расширения использования отечественного программного обеспечения, без чего невозможна эффективная цифровизация в геолого-разведочных работах.

Отсутствие государственных инвестиций в развитие науки и специализированного программного обеспечения в области геолого-разведочных работ

В финансовых планах Министерства природных ресурсов и экологии РФ и Федерального агентства по недропользованию не предусмотрено выделение средств на развитие науки и НИОКР, не выделяются субсидии на создание и развитие программных продуктов. В этих условиях невозможно обеспечить эффективное выполнение утвержденных планов геолого-разведочных работ. Институты вынуждены проводить программные разработки полулегально, отчисляя на их реализацию какую-то долю средств, получаемых из внебюджетных источников. Для обеспечения технико-технологической безопасности и решения задач импортозамещения необходимо планировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, выделять соответствующее финансирование, как на

неотъемлемую и очень важную часть геолого-разведочных работ.

В настоящее время в геолого-разведочной отрасли остро ощущается дефицит кадров, обладающих междисциплинарными компетенциями на стыке геологии и цифровых технологий

В вузах геологического профиля отсутствуют соответствующие программы подготовки. В связи с этим необходимы разработка и реализация партнерских программ вузов и организаций геолого-разведочной отрасли. Необходимо принять организационные меры по разработке программ обучения по использованию облачных технологий, технологии Big Data, искусственного интеллекта, информационной безопасности, «Интернета вещей» в геологии и недропользовании. Необходимо предусмотреть в вузах геологического профиля обучение технологиям комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизической информации на базе отечественных программно-технологических комплексов. Необходимо разработать программы повышения квалификации в очных и дистанционных формах, а также технологии проведения вебинаров и удаленных мастер-классов [15].

Преодоление вышеотмеченных сложностей при реализации комплекса задач перехода на цифровую геологоразведку возможно только при объединении усилий государственных органов управления отраслью, отраслевых институтов и институтов РАН, крупных нефтяных компаний, университетов и частных компаний, ведущих разработки в области цифровых технологий и программного обеспечения. Очень важно, чтобы Минприроды РФ и Роснедра возобновили государственный заказ на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы и поддерживали отечественных производителей геолого-разведочного оборудования и программного обеспечения.

ФГБУ «ВНИГНИ», как головной институт отрасли в области геолого-разведочных работ на УВ-сырье, активно применяет цифровые методы анализа разнообразных данных при изучении регионального строения перспективных территорий страны. Хотя программные разработки не являются целевой задачей Института, появление собственных перспективных идей и производственная необходимость привели к тому, что ряд подразделений Института за счет внебюджетных средств выполняет собственные программные разработки, повышающие эффективность решения основных задач Института. Объем и качество программных разработок существенно возросли после вхождения в состав Института ряда подразделений ВНИИГеосистем. Появилась возможность обеспечивать новым программным обеспечением не только текущие нужды Института, но и готовить программные средства в отраслевом масштабе, вытесняя широкораспространенные импортные дорогостоящие программные комплексы.

Ряд статей настоящего специализированного выпуска журнала посвящен описанию последних программных продуктов, разрабатываемых в системе Роснедр, а также примерам их практического применения при решении текущих исследовательских задач различными подразделениями Института.

Литература

- 1. Козлов Е.А. Прогностическая фильтрация кратных волн // Прикладная геофизика. 1976. № 82. С. 3–18.
- 2. Глоговский В.М., Райман М.П., Фиников Д.Б. Ступенчатая миграция // Прикладная геофизика. 1984. № 109. С. 28–38.
- 3. Гогоненков Г.Н., Мороз Б.П., Плешкевич А.Л., Турчанинов В.И. Теоретические основы и практическое использование отечественной программы 3Д-глубинной сейсмической миграции до суммирования // Геофизика – 2007. – № 4. – С. 15–24.
- 4. Zheng Y., Zhang Q., Yusifov A., Shi Y. Applications of supervised deep learning for seismic interpretation and inversion // The Leading Edge. – 2019. – № 7. – C. 526–533. DOI: 10.1190/tle38070526.1.
- 5. Peters B., Haber E., Granek J. Neural networks for geophysicists and their application to seismic data interpretation // The Leading Edge. 2019. - № 7. - C. 534-540. DOI: 10.1190/tle38070534.1.
- 6. Guillon S., Joncour F., Barrallon P-E., Castanié L. Ground-truth uncertainty-aware metrics for machine learning applications on seismic image interpretation: Application to faults and horizon extraction // The Leading Edge. - 2020. - № 10. - C. 734-741. DOI: 10.1190/ tle39100734.1.
- 7. Карнаухов А.М. Перспективы цифровизации исследовательской деятельности в геологоразведке [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/44_2017.pdf (дата обращения 18.01.2021). In Russ. DOI: 10.17353/2070-5379/44_2017.
- 8. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю. и др. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // ВНИГНИ-65. Люди, результаты, и перспективы. – М.: ВНИГНИ, 2018. – С. 109-128.
- 9. Manning T., Ablyazina D., Quigley J. The nimble node Million-channel land recording systems have arrived // The Leading Edge -2019. - № 9. - C. 706-715. DOI: 10.1190/tle38090706.1.
- 10. Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Любимова А.В. ГИС INTEGRO импортозамещающий программно-технологический комплекс для решения геолого-геофизических задач // Геоинформатика. – 2018. – № 3. – С. 8–17.
- 11. Деев К.В. Перспективы развития ГИС INTEGRO // Геоинформатика. 2020. № 1. С. 3–7.
- 12. Любимова А.В., Хромова Н.Ю. Комплексный анализ возможностей ГИС-пакетов для решения картографических задач в сфере природопользования // Геоинформатика. – 2020. – № 2. – С. 11–19.

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

- 13. Жуков К.А., Кравченко М.Н., Любимова А.В. Методико-технологическое обеспечение работ по количественной оценке ресурсов углеводородов // Геоинформатика. – 2018. – № 3. – С. 27–34.
- 14. Арбузова Е.В., Любимова А.В., Толмачева Е.Р. Анализ картографических материалов по геолого-геофизической изученности на УВС для решения практических задач нефтяной геологии // Геоинформатика. – 2018. – № 3. – С. 98–105.
- 15. Черемисина Е.Н., Любимова А.В., Крейдер О.А. Геоинформационные технологии в подготовке кадров в сфере управления природопользованием // Геоинформатика. – 2018. – № 3. – С. 111–115.

References

- 1. Kozlov E.A. Prognosticheskaya fil'tratsiya kratnykh voln [Predictive filtering of multiples]. Prikladnaya geofizika. 1976;(82):3–18. In Russ.
- 2. Glogovskii V.M., Raiman M.P., Finikov D.B. Stupenchataya migratsiya [Multistage migration]. Prikladnaya qeofizika. 1984;(109):28–38. In Russ.
- 3. Gogonenkov G.N., Moroz B.P., Pleshkevich A.L., Turchaninov V.I. Teoreticheskie osnovy i prakticheskoe ispol'zovanie otechestvennoi programmy 3D-glubinnoi seismicheskoi migratsii do summirovaniya [Basics and field use of pre-stack 3D deep seismic migration]. Geofizika. 2007;(4):15-24. In Russ.
- 4. Zheng Y., Zhang Q., Yusifov A., Shi Y. Applications of supervised deep learning for seismic interpretation and inversion. The Leading Edge. 2019;(7):526-533. DOI: 10.1190/tle38070526.1.
- 5. Peters B., Haber E., Granek J. Neural networks for geophysicists and their application to seismic data interpretation. The Leading Edge. 2019;(7):534-540. DOI: 10.1190/tle38070534.1.
- 6. Guillon S., Joncour F., Barrallon P-E., Castanié L. Ground-truth uncertainty-aware metrics for machine learning applications on seismic image interpretation: Application to faults and horizon extraction. The Leading Edge. 2020;(10):734-741. DOI: 10.1190/tle39100734.1.
- 7. Karnaukhov A.M. Perspektivy tsifrovizatsii issledovatel'skoy deyatel'nosti v geologorazvedke [Perspectives of research activities digitalization in geological exploration]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. 2017;12(4). Available at: http://www.ngtp.ru/ rub/3/44 2017.pdf (accessed 18.01.2019). DOI: 10.17353/2070-5379/44 2017. In Russ.
- 8. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu. et al. Sostoyanie i puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii [Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 109–128. In Russ.
- 9. Manning T., Ablyazina D., Quigley J. The nimble node Million-channel land recording systems have arrived. The Leading Edge. 2019;(9):706-715. DOI: 10.1190/tle38090706.1.
- 10. Cheremisina Ye.N., Finkelstein M.Ya., Lyubimova A.V. GIS INTEGRO importozameshchayushchii programmno-tekhnologicheskii kompleks dlya resheniya geologo-geofizicheskikh zadach [GIS INTEGRO – import substitution software for geological and geophysical tasks]. Geoinformatika. 2018. (3):8-17. In Russ.
- 11. Deev K.V. Perspektivy razvitiya GIS INTEGRO [Perspective ways of the GIS INTEGRO development]. Geoinformatika. 2020;(1):3-7. In Russ.
- 12. Lyubimova A.V., Khromova N.Yu. Kompleksnyi analiz vozmozhnostei GIS-paketov dlya resheniya kartograficheskikh zadach v sfere prirodopol'zovaniya [Comprehensive analysis of GIS package features for solving cartographic problems in the field of natural resource management]. Geoinformatika. 2020;(2):11-19. In Russ.
- 13. Zhukov K.A., Kravchenko M.N., Lyubimova A.V. Metodiko-tekhnologicheskoe obespechenie rabot po kolichestvennoi otsenke resursov uglevodorodov [Methodological and technological support of the hydrocarbon resources assessment]. Geoinformatika. 2018;(3):27–34. In Russ
- 14. Arbuzova E.V., Lyubimova A.V., Tolmacheva E.R. Analiz kartograficheskikh materialov po geologo-geofizicheskoi izuchennosti na UVS dlya resheniya prakticheskikh zadach neftyanoi geologii [Analysis of cartographic data, representing of the geophysical survey coverage (profiles and wells), for solving of practical problems of petroleum geology]. Geoinformatika. 2018;(3):98–105. In Russ.
- 15. Cheremisina E.N., Lyubimova A.V., Kreider O.A. Geoinformatsionnye tekhnologii v podgotovke kadrov v sfere upravleniya prirodopol'zovaniem [Geoinformation technologies for education and training of personnel in the field of nature-use management]. Geoinformatika. 2018;(3):111-115. In Russ.

Информация об авторах

Варламов Алексей Иванович

Доктор геолого-минералогических наук, научный руководитель ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36 e-mail: info@vnigni.ru SCOPUS ID: 23974029900

Information about authors

Aleksey I. Varlamov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, **Academic Director** All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia e-mail: info@vnigni.ru SCOPUS ID: 23974029900

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор технических наук, советник генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36 e-mail: gogonenkov@vnigni.ru Scopus ID: 6603122004

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36 e-mail melnikov@vnigni.ru

Черемисина Евгения Наумовна

Scopus ID: 56122596400

Доктор технических наук, академик РАЕН, профессор, заведующая отделом ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8 e-mail: head@geosys.ru

Georgy N. Gogonenkov

Doctor of technical Sciences, Advisor to Director-General All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Pavel N. Melnikov

Scopus ID: 6603122004

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director General All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia e-mail: melnikov@vnigni.ru

Evgeniya N. Cheremisina

Doctor of Technical Sciences, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor, Head of Department All-Russian Research

Geological Oil Institute

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: head@geosys.ru Scopus ID: 56122596400



ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

УДК 553.98+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-21-29

ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах» как основа цифровой трансформации недропользования

© 2021 г. | Д.Б. Аракчеев, Е.М. Юон, И.В. Захаркин, С.Г. Шахназаров

ФГБУ «Росгеолфонд», Москва, Россия; rfgf@rfgf.ru; eyuon@rfgf.ru;izaharkin@rfgf.ru; sshahnazarov@rfgf.ru Поступила 22.03.2021 г.

Доработана 13.04.2021 г.

Принята к печати 16.04.2021 г.

Ключевые слова: Единый фонд геологической информации о недрах; Федеральная государственная информационная система; автоматизированная система лицензирования недропользования; Росгеолфонд.

Аннотация: В статье рассматриваются основные цели и стратегические задачи Федеральной государственной информационной системы «Единый фонд геологической информации о недрах», создание которой определено Законом «О недрах» в редакции Федерального закона от 29.06.2015 № 205-ФЗ. Кратко освещены основные результаты, достигнутые с 2016 по 2020 г., ключевыми из которых для потребителей и государства являются возможность безбумажной подачи геологической информации в фонды и получение ее из фондов в электронном виде через Интернет. Своим появлением Единый фонд геологической информации закладывает основы для фундаментального цифрового преобразования геологической отрасли, связанного с переходом от документоориентированного управления к управлению, основанному на обработке массивов формализованных юридически значимых наборов данных. Также появляется возможность пересмотреть бизнес-логику процессов недропользования и механизмов управления ими, реализовать их оптимизацию и отказ от рудиментарных явлений, таких как, например, формирование карточек изученности как обязательных документов комплекта поставки или сдача в обязательном порядке идентичных электронного и бумажного документов одновременно.

Для цитирования: Аракчеев Д.Б., Юон Е.М., Захаркин И.В., Шахназаров С.Г. ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах» как основа цифровой трансформации недропользования // Геология нефти и газа. — 2021. — № 3. — С. 21—29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-21-29.

"Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System: basis for subsoil use digital transformation

© 2021 D.B. Arakcheev, E.M. Yuon, I.V. Zakharkin, S.G. Shakhnazarov

Rosgeolfond, Russia, Moscow; eyuon@rfgf.ru; rfgf@rfgf.ru; eyuon@rfgf.ru; izaharkin@rfgf.ru; sshahnazarov@rfgf.ru

Received 22.03.2021

Revised 13.04.2021

Accepted for publication 16.04.2021

Key words: Unified Subsurface Geological Information Fund; Federal State Information System; automated system of subsoil use licensing; Rosgeolfond.

Abstract: The authors discuss the main goals and strategic objectives of the Federal State Information System "Unified Subsurface Geological Information Fund", the establishment of which is prescribed by the Subsoil Law as amended by Federal Law No. 205-FZ dated 29.06.2015. The paper briefly presents the main results achieved in 2016-2020; the possibility to submit electronic geological information to the Fund and to receive it in the same way from the Fund via the Internet are the key consequences for users and the state. Establishment of the Unified Subsurface Geological Information Fund underpins a fundamental digital transformation of the geoscience industry, which is associated with a transfer from document-based management to management based on the processing of formalised, legally relevant datasets. There is also an opportunity to review the business logic of subsoil use processes and their management mechanisms, to implement their optimization and to avoid rudimentary actions, for instance, the formation of exploration maturity records as mandatory documents of a delivery set or mandatory simultaneous submission of identical electronic and hardcopy documents.

For citation: Arakcheev D.B., Yuon E.M., Zakharkin I.V., Shakhnazarov S.G. "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System: basis for subsoil use digital transformation. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):21–29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-21-29. In Russ.

Введение

Государственная система сбора, хранения и предоставления геологической информации создавалась в России на протяжении более 70 лет. Начало ее создания было положено Постановлением Совета Народных Комиссаров СССР № 517 от 27 марта 1937 г. «О Всесоюзном Геологическом фонде», утвердившим

создание федерального фонда геологической информации. За прошедшие годы она прошла долгий путь, в ее основу была положена единая система федерального и территориальных фондов, был отлажен механизм ее функционирования. Но возникла необходимость модернизации созданной системы, и очевидным это стало после 1992 г., когда законода-

тельство о недрах и недропользовании изменилось коренным образом. Функционирующая система перестала удовлетворять текущим потребностям государства и общества в оперативности предоставления геологической информации, в том числе для управления Государственным фондом недр.

Для исправления сложившейся ситуации в Правительстве Российской Федерации в 2015 г. предложили инициативу, внесшую существенные изменения в подходы к сбору, хранению и предоставлению геологической информации. Эта инициатива закреплена принятием Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». Правительство Российской Федерации дало в руки органам управления Государственным фондом недр законодательный инструмент для организации системы сбора, хранения, накопления и предоставления геологической информации на принципиально ином уровне [1].

В январе 2020 г. Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) была запущена в эксплуатацию Федеральная государственная информационная система «Единый фонд геологической информации о недрах» (ФГИС "ЕФГИ"). В соответствии со статьей 27.1 Закона РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 в редакции Федерального закона № 205-ФЗ от 29.06.2015 г. (205-ФЗ) «Единый фонд геологической информации о недрах» является федеральной государственной информационной системой, содержащей реестр первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах, имеющихся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов Российской Федерации, органах государственной власти Российской Федерации, органах государственной власти субъектов Российской Федерации, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих и некоммерческих организациях, а также первичную геологическую информацию о недрах и интерпретированную геологическую информацию о недрах, представленные на электронных носителях и имеющиеся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах [2].

Исходя из положений Федерального закона 205-Ф3, основные цели создания ЕФГИ следующие.

- 1. Информационное обеспечение на федеральном и региональном уровнях:
 - управления Государственным фондом недр;
- ведения Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых;
- ведения Государственного баланса запасов полезных ископаемых;

- ведения Государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей;
 - ведения лицензий на пользования недрами;
- предупреждения опасных природных процессов и явлений и устранения их последствий;
- обеспечения обороны страны и безопасности государства;
- организации и осуществления государственного контроля (надзора).
- 2. Предоставление геологической информации широкому кругу пользователей.

Как следствие, к основным задачам ЕФГИ относятся:

- учет всей имеющейся геологической информации о недрах, хранящейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов РФ, органах государственной власти РФ, органах государственной власти субъектов РФ, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих и некоммерческих организациях, а также производимой в ходе геолого-разведочных работ первичной и интерпретированной геологической информации о недрах;
- накопление и безопасное хранение первичной и интерпретированной геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном и его территориальных фондах на электронных носителях;
- поиск геологической информации о недрах, имеющейся в федеральном фонде геологической информации и его территориальных фондах, фондах геологической информации субъектов РФ, органах государственной власти РФ, органах государственной власти субъектов РФ, организациях, находящихся в ведении указанных органов государственной власти, иных коммерческих и некоммерческих организациях;
- предоставление потребителям первичной и интерпретированной геологической информации, имеющейся на электронных носителях в федеральном и территориальных фондах.

Опираясь на Федеральный закон № 205-Ф3, можно определить следующие основные функциональные возможности ЕФГИ:

- 1) сбор геологической информации, как первичной так и интерпретированной, поступающей от недропользователей;
- 2) обработка поступившей от недропользователя геологической информации;
- 3) долговременное и оперативное хранение геологической информации в цифровом виде;

- 4) использование хранящейся в архивах геологической информации в информационных целях;
- 5) предоставление по запросу в пользование геологической информации о недрах.

обеспечения указанных функциональных возможностей в программном продукте ФГИС «ЕФГИ» предусмотрены логические модули (подсистемы), позволяющие пользователю или оператору выполнять необходимые действия.

Сбор с недропользователей геологической информации о недрах осуществляется во взаимодействии ЕФГИ с порталом государственных услуг и функций Роснедр и личным кабинетом недропользователя (ЛКН) и включает в себя не только передачу самой геологической информации, но и создание ее атрибутивного описания. В ЛКН недропользователь должен, используя заранее созданные атрибутивные словари (справочники), заполнить описание сдаваемых материалов. Список обязательных к заполнению атрибутов сформирован исходя из требований дальнейшей проверки поступивших материалов, а также для обеспечения поиска и подбора геологической информации другими пользователями ФГИС «ЕФГИ». Состав материалов, предоставляемых недропользователем, определяется отраслевыми нормативными документами, например приказами Минприроды 54 и 555. На этапе загрузки информация помечается как первичная и интерпретированная. В составе поставки выделяются отдельные объекты учета ФГИС «ЕФГИ», такие как геологический отчет, паспорт Государственного кадастра месторождений (ГКМ), материалы изученности, изданные карты и др. Каждый вид объекта учета описывается своим набором атрибутов. Например, для отчета, в соответствии с приказом 54 Минприроды, кроме общих (библиографических) атрибутов, ссылками выделяются его структурные элементы [3, 4].

Поступившая от недропользователей геологическая информация обрабатывается силами ФГБУ «Росгеолфонд», территориальных фондов и их филиалов. Обработка включает в себя проверку корректности заполнения атрибутивного описания переданных материалов, полноту представленного материала на основании анализа геологического задания, контроль оформления отчетных материалов по ГОСТу Р 53579-2009. При наличии проверяется комплектность и читаемость первичной геологической информации. Для отдельных форматов первичных полевых записей предусмотрена реализация автоматической проверки корректности заполнения заголовков файлов (например, для форматов .sgy и .las). В случае выявления в ходе проверки замечаний, недропользователь получает уведомление об отказе в приемке с требованием внести коррективы в сдаваемые материалы. В некоторых случаях силами ФГБУ «Росгеолфонд» возможно дозаполнение атрибутивной информации. По итогам проверки поступившей информации недропользователь получает извещение о принятии на хранение материалов.

Хранение поступившей геологической информации в цифровом виде ведется на вычислительных мощностях ФГИС «ЕФГИ» с резервным копированием на ленточные хранилища. База данных ФГИС «ЕФГИ» содержит информацию о нахождении (адресах хранения) геологической информации как в цифровом виде на серверах, так и в бумажном виде в архивах хранилища. Такая информация позволяет вести учет хранящейся геологической информации, своевременно создавать резервные копии, следить за сроком годности цифровых носителей информации и своевременно переписывать их на новые, а также оперативно находить требуемые материалы.

Хранящаяся в ЕФГИ геологическая информация используется Роснедрами в информационных целях для осуществления управления Государственным фондом недр, ведения Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых, Государственного баланса запасов полезных ископаемых, Государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами, предупреждения опасных природных процессов и явлений и устранения их последствий, обеспечения обороны страны и безопасности государства, организации и осуществления государственного контроля. Сотрудники Федерального агентства по недропользованию, ФГБУ «Росгеолфонд», иных подведомственных учреждений Роснедр, используя ФГИС «ЕФГИ», могут оперативно подбирать геологическую информацию для ответов на запросы органов государственной власти Российской Федерации, территориальных органов и недропользователей, для подготовки информационно-аналитических материалов о состоянии минерально-сырьевой базы и т. д. Также подробное атрибутивное описание геологической информации позволяет полноценно использовать ее для внутренних нужд ФГБУ «Росгеолфонд».

Предоставление в пользование геологической информации о недрах производится по заявке, направляемой в адрес Федерального либо территориального фонда геологической информации. Данный механизм стал возможен после отмены в сентябре 2020 г. разрешительного принципа предоставления геологической информации в пользу заявительного. Поиск и подбор информации в этом случае осуществляется с помощью реестра ФГИС «ЕФГИ» самостоятельно. Доступ к реестру для поиска информации не требует регистрации в системе ФГИС «ЕФГИ»; вместе с тем в дальнейшем, для формирования заявки на скачивание, необходима авторизация в ЕФГИ с помощью ЕСИА. В случае, если заявка оформлена правильно и геологическая информация не содержит

документов ограниченного доступа, заявителю открывается доступ на скачивание запрошенной геологической информации. Информация большого объема или в бумажном виде может быть получена заявителем при личном обращении во ФГБУ «Росгеолфонд».

Первый год эксплуатации ЕФГИ показал, что система является серьезным инструментом для реализации существенных преобразований в области оборота геологической информации в отрасли, заложенных Федеральным законом 205-Ф3.

Вместе с тем законодательство и заложенные во ФГИС «ЕФГИ» технологические возможности предусматривают дальнейшее развитие системы по следующим основным направлениям.

- 1. Реализация технологии «Единого окна» сбора, обработки и предоставления геологической информации о недрах.
- 2. Формирование единого реестра объектов минерально-сырьевой базы по территории РФ на базе ФГИС «ЕФГИ».
- 3. Формализация материалов по подсчету запасов полезных ископаемых, переход к электронной экспертизе запасов, электронному формированию баланса запасов полезных ископаемых; переход от сбора электронных документов к сбору юридически значимых наборов данных.
- 4. Формирование единого реестра скважин по территории РФ на базе ФГИС «ЕФГИ».

Реализация технологии «Единого окна» сбора, обработки и предоставления геологической информации о недрах

Сегодня ФГИС «ЕФГИ» реализована как система, предусматривающая подачу геологической информации в фонды полностью в электронном виде. На момент ввода в эксплуатацию система оснащена вычислительными мощностями, позволяющими принять геологическую информацию во ФГБУ «Росгеолфонд». Кроме того, ЕФГИ позволяет обеспечивать загрузку информации в Росгеолфонд в виде юридически значимых электронных документов, подписанных электронной цифровой подписью с использованием технологий Интернет. Бумажный экземпляр отчета, в соответствии с законодательством, недропользователь обязан сдать в Росгеолфонд и в соответствующий его работам территориальный фонд.

Технология «Единого окна» позволяет реализовать экстерриториальный принцип передачи геологической информации в систему фондов. Очевидно, что гига- и терабайтный отчет (а число таких отчетов с каждым годом неуклонно растет) сдавать в фонды с использованием Интернета затруднительно, а часто и невозможно. В этой ситуации опять возникает проблема транспортировки электронной версии отчета в Росгеолфонд (с загрузкой в ЕФГИ через терминал экспедиции) и затем в территориальные фонды геологической информации (ТФГИ).

«Единое окно» избавляет недропользователя от необходимости привозить геологическую информацию непосредственно в Росгеолфонд, достаточно привезти ее в ближайший территориальный фонд геологической информации и сдать в экспедицию. Там она пройдет первичную проверку и будет загружена в региональный кластер ЕФГИ, который затем по определенному регламенту будет синхронизирован с центральным ядром ЕФГИ в Росгеолфонде.

В этом случае недропользователь избавляется от необходимости транспортировать геологическую информацию в Росгеолфонд, система фондов сама, по установленным правилам обменивается той информацией, что предоставил ей недропользователь.

Формирование единого реестра объектов минерально-сырьевой базы по территории РФ на базе ЕФГИ

На сегодняшний день ЕФГИ позволяет принимать от недропользователя, проверять, хранить, искать и предоставлять в пользование геологическую информацию в составе геологических отчетов. Дальнейшее развитие системы позволит работать и с другими формами представления геологической информации.

Извлечение из геологических отчетов цифровых атрибутов месторождений, проявлений и перспективных участков и перенос их в банк данных открывает в будущем широкое поле для многофакторного анализа геологической информации. Поиск и подбор информации по цифровым значениям будут гораздо более наглядными и оперативными, чем поиск по геологическим отчетам.

Функционалом ЕФГИ предусмотрен сбор в цифровом виде, обработка и анализ паспортов Государственного кадастра месторождений (ГКМ). Привязка паспортов ГКМ к геологическим объектам, отображенным в ГИС-подсистеме ФГИС «ЕФГИ», позволит сделать поиск необходимой информации более наглядным и быстрым. Внесение информации в цифровом виде из полей паспортов ГКМ в базу данных поможет получать сводки по месторождениям, в том числе с географической и административной привязкой.

В соответствии с поручением Роснедр от 29.01.2020 № 04-30/1211 об обеспечении единообразия ведения данных ГКМ и проявлений полезных ископаемых для формирования реестрового представления объектов Государственного кадастра месторождений разработан информационный раздел «Реестр объектов МСБ» (реестр).

В реестре содержатся сведения по всем объектам минерально-сырьевой базы на основе баз данных ве-



дения ГКМ, Государственного баланса запасов полезных ископаемых (ГБЗ), Прогнозных ресурсов (ПР) и ФГИС «АСЛН» и «Учет и баланс ПВ». Основные задачи состоят в автоматическом слиянии всех объектов в единый раздел «Реестр объектов МСБ» из указанных источников и разработке технологии, исключающей дублирование и расхождение при поступлении и актуализации информации.

В настоящее время в разделе отображаются все паспорта ГКМ, и если по ним нашлось соответствие объектам, поставленным на Государственный баланс запасов или апробацию прогнозных ресурсов, то сведения по запасам или ресурсам считаются заполненными. Для объединения данных в единую структуру был разработан сервис загрузки и правила, определяющие возможность интеграции данных из разных источников, при этом следует отметить, что автоматически могут связаться не все данные и предстоит дальнейшая совместная работа специалистов ФГБУ «Росгеолфонд» и ФБУ «ТФГИ» по верификации этих сведений, а также по корректировке или установлении связей между объектами ГБЗ, ПР и ГКМ при их отсутствии. Стоит отметить, что для формирования выгрузки в формате Excel, в соответствии с формой, не нужно будет ничего заполнять вручную, реестр будет формироваться автоматически путем выгрузки из данного информационного раздела.

Для удобства работы с разделом разработано веб-приложение и реализованы инструменты поиска объектов по заданным критериям и экспорта в Excel, быстрого перехода к паспортам ГКМ, объектам ГБЗ, добавлена возможность верификации, отслеживания изменений в реестровых записях с возможностью указания своих замечаний, а также добавлена форма обратной связи. В ближайшей версии будут добавлены инструменты сортировки, переход во ФГИС «АСЛН», в форму сведений по ПР. Ключевую роль для работы с реестром будет играть возможность анализа корректности информации, а также поиск по неверифицированным объектам и по объектам с привязкой к паспорту ГКМ объекта ГБЗ, привязанного к другому паспорту ГКМ и пр.

После ввода реестра в эксплуатацию и проведения всех работ по верификации сведений запланирована интеграция с разделом «Карта оцифрованных границ площадей залегания ПИ» (создан по приказу Федерального агентства по недропользованию № 66 от 18.02.2020) для исключения параллельной работы и дублирования ввода и оперативной актуализации сведений по объектам минерально-сырьевой базы, а также ввиду важности работ Федерального агентства по недропользованию по переводу в электронный вид государственной услуги по выдаче заключений об отсутствии полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки.

В среднесрочной перспективе реестр объектов минерально-сырьевой базы станет неотъемлемым справочным атрибутом для сдачи геологической информации в фонды недропользователем, совершения любых действий в отношении управления Государственным фондом недр, формирования Государственного баланса запасов полезных ископаемых.

Формализация материалов по подсчету запасов полезных ископаемых, переход к электронной экспертизе запасов, электронному формированию баланса запасов полезных ископаемых; переход от сбора электронных документов к сбору юридически значимых наборов данных

Важным этапом развития ФГИС «ЕФГИ» является обеспечение возможности загрузки отчетных материалов по подсчету и пересчету запасов недропользователем во ФГИС «ЕФГИ» для дальнейшей проверки и приемки их силами ГКЗ. Такое нововведение может ощутимо сократить срок проверки материалов и освободить производственные мощности ФГБУ «Росгеолфонд». Наполнение банка данных цифровой информацией по подсчету и оперативному пересчету запасов позволит в режиме реального времени оценивать движение запасов полезных ископаемых.

В 2019 г. для создания единой базы данных для получения оперативной информации о запасах и ресурсах полезных ископаемых, автоматизации формирования государственных балансов запасов полезных ископаемых в электронном виде, а также для реализации перевода государственной услуги по экспертизе запасов полезных ископаемых в электронный вид был разработан инструмент «Модуль сбора».

Инструмент «Модуль сбора» представляет собой настольное приложение с возможностью автоматически заполнять сведения из Государственного баланса запасов, а также получения таблиц для экспертного заключения с заложенными алгоритмами расчетов и проверок с возможностью автоматической загрузки в систему заполненных сведений для подготовки Государственного баланса запасов ФГБУ «Росгеолфонд». В декабре 2019 г. в ФБУ «ГКЗ» была проведена апробация новой технологии, результаты которой показали сокращение времени на подготовку и проверку данных, позволили избежать ряд ошибок и получить более верные показатели по сравнению с бумажной версией за счет автоматизированных расчетов по заложенным формулам.

Сейчас стоит задача опытной апробации «Модуля сбора» на различных объектах совместно с недропользователями. Для привлечения к тестированию «Модуля сбора» от заместителя руководителя Федерального агентства по недропользованию Роснедра О.С. Каспарова было отправлено письмо в адрес крупных недропользователей. К работе с «Модулем сбора» подключились такие недропользователи, как ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НО-

ВАТЭК». Помимо тестирования, недропользователи планируют подготовить материалы для проведения экспертизы запасов в 2020 г. с использованием «Модуля сбора».

По ряду месторождений сейчас планируется подготовка данных Государственного баланса запасов УВ-сырья и предыдущих подсчетов запасов в экспортном формате для подгрузки в «Модуль сбора».

В ближайшей перспективе планируется доработка «Модуля сбора» в части возможности подготовки и экспертизы материалов по другим видам экспертизы, проработки сценариев переиндексации и движения запасов, а также доработки модуля пространственной привязки.

Необходимо отметить, что материалы по подсчету запасов в формализованном виде, в соответствии с законодательством, должны поступать в ЕФГИ (сейчас в опытном режиме функционирует «Модуль сбора»), передаваться на экспертизу в ГКЗ. Утвержденный протокол ГКЗ подгружается в ЕФГИ сотрудниками ГКЗ. Данные попадают в протокол с минимальными искажениями непосредственно из формализованных отчетов по подсчету запасов недропользователей. В свою очередь, на основе этих данных, подтвержденных протоколами ГКЗ, формируется Государственный баланс запасов в электронном виде.

Реализация подобной технологии позволит сократить среднее время подготовки и выпуска Государственного баланса запасов полезных ископаемых с 300 до 60 дней.

Также важно, что реализация подобной технологии позволяет перейти к следующему этапу развития ЕФГИ и процессов оборота геологической информации: от сбора электронных документов к сбору юридически значимых наборов данных. Это позволит обеспечить сбор, актуализацию и обработку только тех данных, которые изменяются во времени.

Формирование единого реестра скважин по территории РФ на базе ЕФГИ

Одним из перспективных направлений в среднесрочной перспективе является создание в составе ЕФГИ государственного информационного ресурса по скважинам, пробуренным на территории РФ.

Текущие работы, проводимые в этом направлении, нацелены на объединение и унификацию описания данных, на разработку программного и информационного обеспечения, создающего переход от текущей файловой структуры к хранению информации в базах данных и государственному учету. Для решения задачи используются опыт и данные, накопленные ранее в составе ИС «Федеральный реестр скважин», которые дополняются, уточняются и верифицируются информацией, находящейся во ФГБУ «Росгеолфонд» и ФБУ «ТФГИ» (скважинная изученность ГИС-проектов карт к Государственному балансу УВ-сырья, электронные архивы по скважинам, геологические отчеты, базы данных и др.).

Создание ресурса должно обеспечить интеграцию ведомственных данных по скважинам, как ретроспективной, так и новой информации по скважинам, которая будет загружаться недропользователями в ЕФГИ в режиме online. Ресурс должен тесно взаимодействовать со ФГИС «АСЛН», где наличие ранее пробуренных нефтегазовых («исторических») скважин в пределах нераспределенного фонда недр оказывает существенное влияние на оценочные параметры участков, намечаемых к лицензированию на УВ-сырье.

Формирование ресурса, дальнейшее расширение информационного контента и модернизация программно-технологических средств должны способствовать повышению эффективности межведомственного взаимодействия органов исполнительной власти, осуществляющих функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в сфере недропользования, обеспечения безопасного состоянии недр и окружающей среды и в других вопросах государственного управления, связанного с фондом скважин.

Глубокое бурение, без преувеличения, один из главных видов работ нефтегазовой геологии, обеспечивающий решение широкого спектра задач на всех стадиях геологического изучения недр и их использования, и единственный способ проникновения в недра, приносящий наиболее достоверную информацию о разрезах, свойствах и составе пород. Значимость информации, получаемой в результате бурения и исследований скважин, как и затраты, связанные с проведением этих работ, наиболее высокие в ряду других методов. При этом скважины — это не только источник данных, необходимых для развития ресурсной базы УВ-сырья и научных исследований. Со сложностью этих инженерных сооружений, их стоимостью и долговременностью использования связаны многие вопросы государственного управления в сферах контроля за добычей УВ и нефтегазового бизнеса, фискальной политики и использования имущества, обеспечения экологической безопасности недр, окружающей среды и др.

Лучшие практики зарубежных стран, где число скважин превышает сотни тысяч и миллионы объектов, свидетельствуют, что государственный учет данных о скважинах относится к приоритетным задачам регулирующих органов. Основанный на учете объектов сбор связанной со скважинами геолого-геофизической и промысловой информации, обеспечение оперативного доступа к ней повышают эффективность межведомственного взаимодействия, взаимодействие государства и общества в различных аспектах недропользования. Роль учета данных по скважинам в рациональном управлении и развитии



минерально-сырьевой базы УВ-сырья возрастает в период кризисов и низких мировых цен на нефть, когда деятельность небольших компаний, ведущих эксплуатацию небольших месторождений и малодебитных скважин, становится наиболее успешна и конкурентоспособна. Например, в США, где пробурено более 3 млн скважин, функционирует сейчас около 10 000 независимых операторов нефти и газа и небольших сервисных компаний. По некоторым данным (статистика ЕІА), они участвуют в эксплуатации 90 % скважин, добывают 68 % нефти и 82 % природного газа, при этом малодебитные скважины составляют 80 % всего добывающего фонда, обеспечивая 20 % всей добываемой нефти, что сопоставимо со всем объемом импорта нефти США из Саудовской Аравии.

Учет данных по скважинам тесно связан с основной функцией государственного регулирования в сфере недропользования — лицензированием пользования недрами. Наличие в пределах намечаемого к предоставлению участка недр ранее пробуренных скважин оказывает существенное влияние на оценочные параметры участков, в особенности если это глубокие скважины на нефть и газ. Законы и нормативно-правовые акты Российской Федерации в сфере недропользования исходят из необходимости учета данных по скважинам, в том числе:

- 1) «Положение о порядке лицензирования пользования недрами»: согласно п. 3.5. «При определении границ горного отвода должны учитываться не только размеры участка недр, определяющие объект пользования, но и зоны технологического влияния работ, в т. ч. находящиеся в его пределах скважины и другие горные выработки»;
- 2) Федеральный закон «О Недрах»: Ст. 22 «Пользователь обязан, согласно п. 8.1.: «обеспечить безопасность горных выработок, буровых скважин и иных связанных с пользованием недрами сооружений, расположенных в границах предоставленного в пользование участка недр вне зависимости от прав собственности»; п.9. «сохранность разведочных горных выработок и буровых скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и (или) в иных хозяйственных целях; ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию»;
- 3) Приказ Минприроды России от 19.02.2015 № 61, от 31.05.2016 № 318 «Административный регламент Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досроч-

ном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр», согласно п. 24.6 «В виде текстовых и графических приложений к бланку лицензии на пользование недрами в качестве документов, являющихся ее неотъемлемыми частями, прикладываются: п. 6 «сведения об участке недр и пользователе недр, отражающие: обзор работ, проведенных на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке».

Но наиболее значимым аспектом учета данных по скважинам является первичная геологическая информация, связанная с их бурением и исследованиями. Приказом Минприроды РФ от 24 октября 2016 г. к объектам учета представляемой в реестре ЕФГИ первичной геологической информации относятся «логически неделимые единицы документированной первичной и интерпретированной геологической информации». Неделимыми единицами информации в отношении скважин считаются:

- геологическая документация скважин;
- документированное описание керна и пластовых жидкостей, флюидов и иных материальных носителей первичной геологической информации о недрах, полученное в ходе проведения геологического изучения недр;
 - полевые журналы отбора образцов (керна);
- распределения образцов и проб по видам анализов (изученность по видам исследований);
- каталоги координат скважин; отчеты и материалы лабораторно-аналитических исследований (ствола и вещества скважин);
- геологическая документация буровых работ, скважинных исследований и испытаний.

Цель создания единого реестра скважин — автоматизация государственного учета данных по скважинам на нефть и газ, создание единой и непротиворечивой, легитимной и актуальной фактографической основы о фонде скважин, пробуренных на территории Российской Федерации и ее континентальном шельфе. Реестр предназначен для информационно-аналитического обеспечения воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ-сырья, сокращения временных затрат на сбор и обобщения данных, для повышения эффективности проведения лицензирования пользования недрами на УВ-сырье, оперативности и качества принимаемых управленческих решений в процессе управления недропользованием.

Единый реестр скважин в составе ЕФГИ должен обеспечивать автоматизацию следующих процессов:

- сбор, удаленный ввод, обновление и хранение данных по скважинам на нефть и газ на основе исторической (ретроспективной) и новой информа-

ции, формирование электронных паспортов скважин с созданием учетных записей;

- удобный и быстрый поиск данных по скважинам и связанной с ними информации, различные способы просмотра и анализа, включая пространственный:
- пакетная загрузка унифицированных территориальных реестров скважин по субъектам РФ, составленных по итогам верификации и консолидации данных Росгеолфонда, ТФГИ и других источников исторических данных;
- разбраковка дублирующих записей, сопоставление по основным атрибутам, анализ пространственных данных, ведение и актуализация территориальных реестров скважин с участием ТФГИ;
- мониторинг состояния фонда скважин нераспределенного фонда недр и актуализация данных по скважинам территориальными органами Роснедр, в том числе актуализация данных о состоянии опасных скважин;
- динамическое обновление данных о статусе скважин (на основе сведений о текущих лицензиях на УВ-сырье), представление в среде ФГИС АСЛН актуализированных сведений о состоянии фонда скважин;
- формирование сводной аналитической отчетности по фонду скважин на основании данных мониторинга, подготовка аналитических отчетов по регламентированным запросам для анализа и принятия управленческих решений;
- контроль изменений данных в процессе мониторинга, регистрация действий пользователей, контроль качества информации, хранимой в системе;
- синхронизация базы данных с базой данных реестра «технологических» объектов ЕФГИ, актуализация в системе данных по новым скважинам, поступающих в ЕФГИ от недропользователей;
- создание метаданных по скважинам и связанной с ними первичной геологической информа-

ции (в разрезе по наиболее востребованным видам) для обеспечения поиска через реестр ЕФГИ;

- ведение государственного учета данных по скважинам на нефть и газ с присвоением каждому объекту учета уникального идентификационного кода при первоначальном внесении данных в базу;
- в дальнейшем расширение информационного содержания ресурса другими сведениями по скважинам, включая имущественный статус, права собственности на объекты (Росимущество) и пр.

Заключение

Когда Федеральный закон № 205-ФЗ был только принят, даже до его вступления в силу, многие называли революционными те изменения, которые он постулировал. С вводом в эксплуатацию ЕФГИ можно сказать, что эти изменения действительно стали основой существенных изменений в отрасли, в первую очередь в части сбора, обработки и предоставления геологической информации. Сейчас, спустя год эксплуатации, можно с уверенностью сказать, что ЕФГИ стал первой ласточкой масштабных преобразований в недропользовании, направленных на оптимизацию и цифровую трансформацию всех процессов, связанных с управлением Государственным фондом недр, реализацией государственных функций и оказанием государственных услуг в сфере недропользования.

Во многом практическая реализация большинства законодательных инициатив Президента РФ, Правительства РФ, Минприроды России, Минцифры России, принятых в 2020 г. в части цифровизации отрасли, базируется именно на опыте разработки и реализации ЕФГИ – как одной из первых систем Роснедр, реализованных полностью в соответствии с законодательством, как законодательством о недрах, так и законодательством об информации, информационных технологиях и защите информации.

Таким образом, ЕФГИ является фундаментальной платформой, направленной на решение широкого круга задач, необходимых для достижения целей цифровой трансформации недропользования.

Литература

- 1. Аракчеев Д.Б., Юон Е.М. Росгеолфонд: от архива к цифровому управлению недропользованием // Недропользование XXI век. 2018. - № 5. - C. 70-77.
- 2. О недрах // Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-I (статья 27.1).
- 3. Об утверждении Требований к содержанию геологической информации о недрах и формы ее представления // Приказ Минприроды России от 29.02.2016 № 54 (ред. от 07.08.2020).
- 4. Об утверждении Перечней первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах, представляемых пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, фонды геологической информации субъектов Российской Федерации по видам пользования недрами и видам полезных ископаемых // Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 24 октября 2016 г. № 555.

References

1. Arakcheev D.B., Yuon E.M. Rosgeolfond: ot arkhiva k tsifrovomu upravleniyu nedropol'zovaniem [Rosgeolfond: from archive to digital subsurface management]. Nedropolzovanie XXI vek. 2018;(5):70-77. In Russ.

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

- 2. O nedrakh [Subsoil Law]. In: Zakon Rossiiskoi Federatsii ot 21 fevralya 1992 g. N 2395-I (stat'ya 27.1). In Russ.
- 3. *Ob utverzhdenii* Trebovanii k soderzhaniyu geologicheskoi informatsii o nedrakh i formy ee predstavleniya [Approval of the Requirements for the content of geological information on subsoil and the form of its submission]. Prikaz Minprirody Rossii ot 29.02.2016 № 54 (red. ot 07.08.2020). In Russ.
- 4. *Ob utverzhdenii* Perechnei pervichnoi geologicheskoi informatsii o nedrakh i interpretirovannoi geologicheskoi informatsii o nedrakh, predstavlyaemykh pol'zovatelem nedr v federal'nyi fond geologicheskoi informatsii i ego territorial'nye fondy, fondy geologicheskoi informatsii sub″ektov Rossiiskoi Federatsii po vidam pol'zovaniya nedrami i vidam poleznykh iskopaemykh [Approval of the lists of raw geological data on subsoil and interpreted geological information on subsoil submitted by a subsoil user to the federal fund of geological information and its territorial funds, funds of geological information of constituents of the Russian Federation by type of subsoil use and type of mineral resources]. In: Prikaz Ministerstva prirodnykh resursov i ehkologii RF ot 24 oktyabrya 2016 g. № 555. In Russ.

Информация об авторах

Аракчеев Дмитрий Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор ФГБУ «Росгеолфонд», 125993 Москва, ул. 3-я Магистральная, д. 38 e-mail: rfgf@rfgf.ru Scopus ID: 56358584600

Юон Егор Михайлович

Заместитель генерального директора ФГБУ «Росгеолфонд», 125993 Москва, ул. 3-я Магистральная, д. 38 e-mail: eyuon@rfgf.ru

Захаркин Иван Владимирович

Начальник управления ФГБУ «Росгеолфонд», 125993 Москва, ул. 3-я Магистральная, д. 38 e-mail: izaharkin@rfgf.ru

Шахназаров Сергей Глебович

заместитель начальника управления ФГБУ «Росгеолфонд», 125993 Москва, ул. 3-я Магистральная, д. 38 e-mail: sshahnazarov@rfgf.ru

Information about authors

Dmitrii B. Arakcheev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director General Rosgeolfond, 38, 3rd Magistralnaya ul., Moscow, 125993, Russia

e-mail: rfgf@rfgf.ru

Scopus ID: 56358584600

Egor M. Yuon

Deputy General Director Rosgeolfond, 38, 3rd Magistralnaya ul., Moscow, 125993, Russia e-mail: eyuon@rfgf.ru

Ivan V. Zakharkin

Head of Administration Rosgeolfond, 38, 3rd Magistralnaya ul., Moscow, 125993, Russia e-mail: izaharkin@rfgf.ru

Sergey G. Shakhnazarov

e-mail: sshahnazarov@rfgf.ru

Deputy Head of Administration Rosgeolfond, 38, 3rd Magistralnaya ul., Moscow, 125993, Russia



Состоялось Заседание Коллегии Федерального агентства по недропользованию

9 апреля 2021 г. под председательством заместителя Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации – руководителя Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселева состоялось заседание Коллегии Роснедр. В связи со сложившейся эпидемиологической ситуацией мероприятие прошло в режиме видеоконференцсвязи.

В заседании принимали участие представители Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, руководители территориальных органов, а также учреждений, подведомственных Роснедрам, работники центрального аппарата Федерального агентства по недропользованию.

На Коллегию были приглашены председатель Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям Николай Петрович Николаев, член Комитета Совета Федерации по аграрно-продовольственной политике и природопользованию Геннадий Иванович Орденов, заместитель начальника Контрольного управления Президента Российской Федерации Валентин Васильевич Летуновский и заместитель начальника Управления Генеральной Прокуратуры РФ по надзору за исполнением законодательства в экологической сфере – начальник отдела по надзору за исполнением законодательства в сфере использования природных ресурсов Главного управления по надзору за исполнением федерального законодательства Генеральной Прокуратуры РФ Александр Александрович Канунцев.

Среди основных вопросов повестки дня заседания — рассмотрение Итогового доклада о работе Федерального агентства по недропользованию в 2020 г. и планов на 2021-2023 гг., с которым выступил заместитель Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации – руководитель Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселев, а также Публичной декларации целей и задач Федерального агентства по недропользованию на 2021 г.

В обсуждении представленных материалов приняли участие:

- председатель Общественного совета при Роснедрах Евгений Гатович Фаррахов;
- заместитель руководителя Роснедр Сергей Алексеевич Аксенов;
- руководитель Департамента по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу Юрий Алексеевич Филипцов;
 - генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Викторович Шпуров.

В завершение мероприятия члены Коллегии Роснедр единогласно утвердили итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2020 г. и планы на 2021–2023 гг., а также Публичную декларацию целей и задач Федерального агентства по недропользованию на 2021 г.



ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

УДК 550.9:004.92

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-31-40

ГИС INTEGRO. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения

© 2021 г. | Е.Н. Черемисина, М.Я. Финкельштейн, К.В. Деев, Е.М. Большаков

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», head@geosys.ru; misha@geosys.ru; kiry@geosys.ru; bolshakov.e.m@yandex.ru

Поступила 04.03.2021 г. Доработана 29.03.2021 г.

Принята к печати 14.04.2021 г.

Ключевые слова: ГИС; многопользовательский режим; трехмерное моделирование; интеграция геолого-геофизических данных; параллельные вычисления; скважинная информация; анализ данных.

Аннотация: В статье раскрываются основные возможности отечественного программно-технологического комплекса ГИС INTEGRO, разработанного коллективом сотрудников ФГБУ «ВНИГНИ». Созданный комплекс является полнофункциональной геоинформационной системой, аналогичной популярным в отрасли программным пакетам фирмы ESRI. Кроме того, в него входят блоки, предназначенные для поддержки решения специфических геолого-геофизических задач. Особое внимание в статье уделено последним программным разработкам и ближайшим планам на будущее. К новым разработкам относятся: переход на многопользовательский режим, осуществленный с использованием механизма баз данных; многообразный инструментарий для поддержки интеграции разнометодных геолого-геофизических данных при построении 3D-модели геологической среды; хранение, визуализация и обработка скважинных данных; новая реализация анализа данных и др. В некоторых новых разработках приходится использовать распараллеливание вычислений. Программнотехнологический комплекс позволяет в едином интерфейсе проводить полный цикл работ, начиная с ввода или импорта материалов через многообразные способы обработки разнородной геолого-геофизической информации и заканчивая формированием выходного макета и печатью отчетной документации. ГИС INTEGRO может полностью или частично заменить некоторые широко используемые в геолого-геофизических исследованиях импортные программные продукты.

Для цитирования: Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Деев К.В., Большаков Е.М. ГИС INTEGRO. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-31-40.

GIS INTEGRO. Status and prospects for development in the context of import substitution

© 2021 | E.N. Cheremisina, M.Ya. Finkel'shtein, K.V. Deev, E.M. Bol'shakov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; head@geosys.ru; misha@geosys.ru; kiry@geosys.ru; bolshakov.e.m@yandex.ru

Received 04 03 2021 Revised 29.03.2021

Accepted for publication 14.04.2021

Key words: GIS; multi-user mode; three-dimensional modeling; integration of geological and geophysical data; parallel computing; borehole information; data analysis.

Abstract: The article unveils the potential of GIS INTEGRO — Russian software and technology system, developed by a team of the FSBI "VNIGNI" employees. The created system is a full-featured Geographic Information System similar to the popular in the industry ESRI software packages. In addition, it includes blocks designed to support solving of specific geological and geophysical problems. Particular attention in the article is paid to the latest software developments and near-term plans. New developments include the following: transition to a multi-user mode, carried out using a database mechanism; a variety of tools to support the integration of different geological and geophysical data in 3D model of the geological environment; storage, visualization, and processing of well data; new implementation of data analysis, etc. In some of the new developments, we have to use parallel computing. The software and technological system allows carrying out a complete cycle of work in a unified interface, starting with information/data input or import by means of variety of methods for processing diverse geological and geophysical information, and ending with formation of resulting layout and printing of deliverables. GIS INTEGRO can fully or partially replace some of the imported software products widely used in geological and geophysical research.

For citation: Cheremisina E.N., Finkel'shtein M.Ya., Deev K.V., Bol'shakov E.M. GIS INTEGRO. Status and prospects for development in the context of import substitution. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):31-40. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-31-40. In Russ.

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Введение

Программный комплекс ГИС INTEGRO создан, поддерживается и развивается коллективом сотрудников отделения Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ». Этот комплекс является удачным примером импортозамешающего геоинформационного обеспечения для решения задач недропользования.

Программно-технологический комплекс предоставляет все необходимые возможности для подготовки ГИС-проектов и картографической основы производственных и научно-исследовательских работ, а также обеспечивает ряд существенных преимуществ для проведения прикладных геолого-геофизических исследований (рис. 1). С его помощью можно визуализировать и обрабатывать геологические карты (сканированные и векторизованные), геофизические и геохимические данные, сейсмические профили и кубы, аэро- и космоснимки, скважинные и трехмерные данные.

Основные аналитические возможности ГИС INTEGRO сфокусированы на решении задач геологического картопостроения, прогноза полезных ископаемых, изучения глубинного строения Земли и др. Наряду со стандартным набором инструментов для выполнения картографических работ (ввод, редактирование, пространственный анализ, координатная привязка, оформление и печать), сопоставимым с функционалом ArcGIS (производство ESRI), комплекс имеет ряд существенных преимуществ для проведения прикладных геолого-геофизических исследований:

- возможность одновременной визуализации картографических, профильных и скважинных данных с синхронизацией по осям X, Y, Z, обработка и трехмерная визуализация поверхностей, сечений и кубов данных в многооконном интерфейсе ГИС-проекта, не предоставляемая в пакете в ArcGIS, но крайне необходимая при работе с геолого-геофизической информацией;

– готовая технология для работы с цифровыми моделями листов геологических карт в соответствии с нормативно-методическими требованиями НРС Роснедр (прямое использование утвержденных форматов, структуры данных и эталонной базы условных знаков), рекомендованная для практического использования при создании Госгеолкарт-200/2 и 1000/3 и предоставления авторских материалов в НРС Роснедр;

– блок обработки гравиметрической и магнитометрической информации, включающий корреляционно-спектральный анализ, разделение поля на компоненты, обнаружение аномалий на фоне случайных помех и зондирование, решение прямых и обратных задач в различных постановках. Функционал блока сопоставим с возможностями пакета Oasis-montaj фирмы Geosoft и может заменить его во многих задачах;

- блок моделирования глубинного строения, базирующийся на интеграции различных видов геолого-геофизических данных (скважинных, сейсмических, электроразведочных, гравиметрических и магнитометрических).

В статье [1] рассматриваются основные возможности и преимущества ГИС INTEGRO и представлено дальнейшее расширение функционала системы. Поэтому, кратко осветив содержание всех блоков, более подробно остановимся на новейших разработках. Базовый блок и блок геологического картопостроения ГИС INTEGRO в настоящее время успешно функционируют во многих организациях отрасли. Заметим, однако, что формирование геоинформационных проектов и картографических макетов для печати является, как правило, заключительным этапом работы, которому предшествуют многотрудные этапы обработки, анализа и интерпретации информации. Поэтому включение в геоинформационную оболочку проходящих опытную эксплуатацию программных блоков, осуществляющих поддержку исследователя на этих этапах, избавляет его не только от лишней работы при конвертации данных из системы в систему, но и от возможной при этом потери информации.

Базовый блок

Базовый блок ГИС INTEGRO обеспечивает все необходимые инструменты для выполнения картографических работ и подготовки ГИС-проектов и картографических баз данных. С помощью базового блока реализуются следующие задачи:

- сбор исходных данных на исследуемые территории;
- оцифровка и картографическая привязка карт, профилей, разрезов, каротажных диаграмм;
 - систематизация и каталогизация данных;
- создание увязанных массивов пространственных данных для их обработки и комплексной интерпретации (карт, профилей, скважин, 2D и 3D-моделей);
- оформление и печать рабочих и итоговых материалов.

Рабочим векторным форматом является стандартный шейп-файл; комплекс поддерживает работу со всеми известными растровыми форматами. В качестве формата для работы с регулярными сетями используется собственный оригинальный формат ТОС. Кроме того, обеспечивается работа с наиболее востребованными геофизическими форматами и стандартами (LAS, SEGY), реализованы средства импорта/экспорта для форматов известных геоинформационных систем. Также ГИС INTEGRO поддерживает веб-сервисы WxS для подключения в ГИС-проект данных из интернет-ресурсов, а также может служить ГИС-сервером для публикации данных, интерактивных карт и 3D-моделей в сети Интернет.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

Рис. 1. Структура ГИС INTEGRO Fig. 1. Structure of GIS INTEGRO



Недостатком ГИС INTEGRO долгое время считалось отсутствие многопользовательского режима работы. Эта проблема упиралась в невозможность одновременного корректного редактирования несколькими пользователями одного и того же файла данных. Решение, как и в других аналогичных системах, получено с использованием инструментария баз данных. Современные базы данных позволяют в виде таблиц создавать поля специального типа для хранения картографических объектов. Для доступа к таким данным в ГИС INTEGRO используется библиотека GDAL [2]. Эта библиотека с открытым исходным кодом обладает целым рядом преимуществ. Она поддерживает большое число разнообразных форматов хранения картографических данных (в том числе и в реляционных базах данных), бесплатна, активно развивается и поддерживается сообществом разработчиков программного обеспечения. Важным плюсом является то, что все различия в реализации хранения и доступа к картографическим данным скрыты за единым программным интерфейсом библиотеки. Таким образом, используя эту библиотеку, можно работать с любой базой данных, однако это утверждение требует проверки. В настоящей реализации в качестве базы данных выбрана свободно распространяемая база данных PostgreSQL [3].

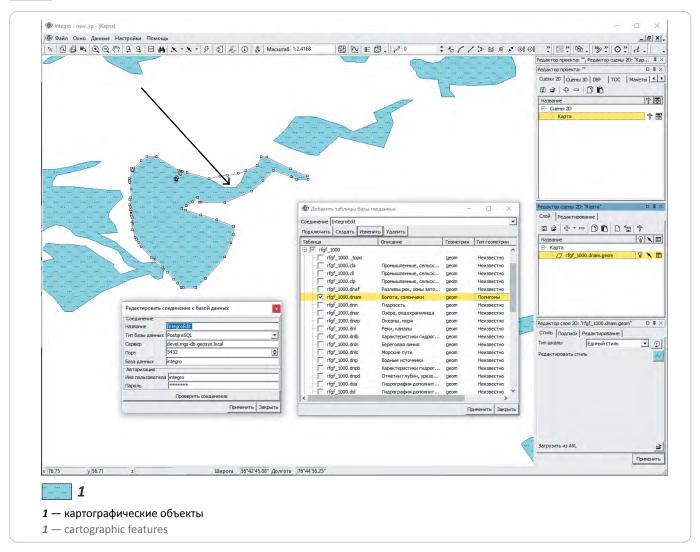
На сегодняшний день в ГИС INTEGRO включена версия редактора векторных данных, позволяющая работать со слоями, хранящимися в базе данных. Эта версия позволяет редактировать картографические объекты из базы данных (рис. 2), изменяя их геометрию и атрибуты. Измененные объекты сохраняются

во внутреннем буфере программы. При завершении сеанса редактирования пользователь может записать эти изменения в базу. Для редактирования геометрии используется тот же набор инструментов, что и для геометрии данных, хранящихся в шейп-файле. Эти инструменты позволяют совместно редактировать сразу несколько слоев исходных данных. С их помощью можно удалять старые и создавать новые объекты, изменять форму объектов, поддерживая при этом топологическую корректность и совместимость редактируемых слоев (совместные границы должны быть одинаковы в разных объектах, полигоны не должны накладываться друг на друга, линейные объекты в месте пересечения должны иметь общую точку и т. д.).

Таким образом, многопользовательский режим уже функционирует в рамках ГИС INTEGRO. Однако работы в данном направлении будут продолжены в нескольких направлениях. Помимо инструментов просмотра и редактирования уже существующих картографических слоев в базе данных, ГИС INTEGRO необходимы инструменты, позволяющие создавать новый слой в базе данных. Желательно «научить» программу работать с большим числом различных баз данных, что возможно, но требует отдельного тестирования, а вероятно, и доработки. В ГИС INTEGRO существуют утилиты, работающие с векторными данными, которые не были рассчитаны на работу с базой данных. Нужно их переделать таким образом, чтобы они работали с данными базы напрямую или конвертировали их формат шейп-файла в фоновом режиме.

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Рис. 2. Редактирование векторной информации, находящейся в базе данных Fig. 2. Editing of vector information from database



Блок «Геолкарта»

Блок «Геолкарта» предоставляет расширенные возможности для подготовки и оформления цифровых моделей геологических карт, а именно:

- автоматическое создание файловой структуры комплекта Госгеокарты;
- автоматическая загрузка всех компонентов комплекта листов Госгеолкарты-1000 и 200, выполненных по стандартам НРС Роснедр;
- специальный модуль для создания рабочей легенды карты;
- формирование и редактирование индексов с использованием правил форматирования ВСЕГЕИ;
- автоматическое построение заготовок для геологических разрезов;
- использование эталонной базы знаков ВСЕГЕИ при оформлении геологических карт, использование ориентированных точечных стилей;

– автоматическая генерация всех элементов макета геолкарты с учетом рекомендаций по подготовке к изданию комплектов Госгеолкарт (масштабная линейка, стратиграфическая колонка, зональная легенда).

Важным преимуществом технологии подготовки геологической карты в ГИС INTEGRO является возможность сохранить весь комплект листа Госгеолкарты в одном ГИС-проекте. По результатам опытных работ по использованию ГИС INTEGRO в качестве программной среды бюро научно-редакционного совета Роснедр рекомендовало ее применение для практического использования при создании Госгеолкарт-200/2 и 1000/3, а также предоставления окончательных материалов к изданию в НРС Роснедр.

Блок «Геофизика»

Блок «Геофизика» включает в себя исчерпывающий набор формальных процедур обработки гравиразведочных и магниторазведочных данных:

- корреляционно-спектральный анализ данных: одномерная автокорреляционная функция, двухмерная автокорреляционная функция (ДАКФ), расчет интервалов корреляции по ДАКФ, одномерные спектры, одномерные автокорреляционные функции;
- разделение на компоненты (фильтрация): фильтрация с постоянными коэффициентами (энергетическая, энтропийная, осреднение, полиномиальная, треугольная, метод вариаций), адаптивная фильтрация (осреднение в круглом окне, треугольная фильтрация в круглом окне, фильтрация поля целиком, метод главных компонент);
- обнаружение аномалий на фоне помех: обнаружение линейных аномалий, обратные вероятности, коэффициент Спирмена, самонастраивающаяся фильтрация, непараметрическая адаптивная фильтрация, построение осей линейных аномалий;
- расчет характеристик: статистики в скользящих окнах, статистики в закрепленных окнах, статистики в круглом скользящем окне, парной корреляции в скользящем окне, парной корреляции в адаптивном окне (с учетом районирования и без), аппроксимации полиномом, производных и градиентов в скользящих окнах, производных и градиентов в квадратных окнах;
- зондирование: статистическое, взаимнокорреляционное, градиентное, на основе треугольной фильтрации.

В ГИС INTEGRO реализованы методы решения прямых и обратных задач грави- и магниторазведки для постановки задачи на сеточных моделях. При этом первая вертикальная производная потенциала определена на двухмерной сетке, представляющей горизонтальную плоскость, а распределение физического параметра — на трехмерной сетке, представляющей объем под двухмерной сеткой. В основе методов, восходящих к работам А.И. Кобрунова [4] и докторской диссертации И.И. Приезжева, лежит дискретное преобразование Фурье (ДПФ), реализованное через так называемое быстрое преобразование. При этом, в отличие от реализации И.И. Приезжева, эти модули базируются на дискретном, а не непрерывном преобразовании Фурье (ДПФ), реализованном через так называемое быстрое преобразование.

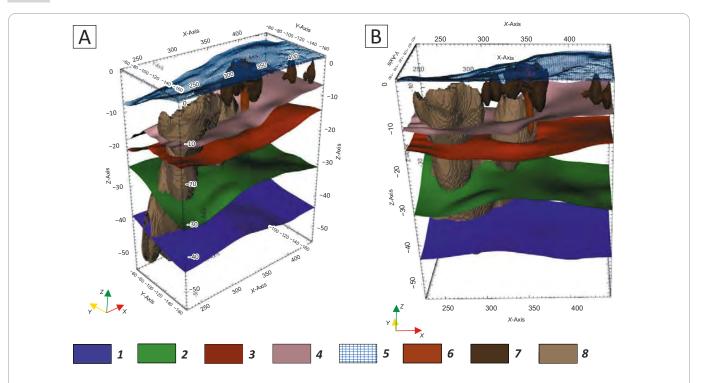
Блок «3D-моделирование»

Блок «3D-моделирование» тесно связан с предыдущим. В дальнейшем изложении авторы статьи ограничатся только рассмотрением задачи построения 3D-модели строения территории на региональном этапе исследований, в решении которой достигнуты значительные результаты. На этом этапе исследования нефтегазоносных территорий в качестве исходных данных обычно имеется редкая сеть сейсмических и геоэлектрических профилей, которая не может служить достаточным основанием для построения 3D-модели. Естественным выглядит желание использовать результаты съемки геопотенциальных полей масштаба 1: 200 000, имеющиеся на значительную часть территории страны, для восполнения пробелов модели. Традиционные пересчеты потенциальных полей (градиенты, производные, всевозможные фильтры, зондирование и т. д.), исчерпывающим образом включенные в геофизический блок ГИС INTEGRO, позволяют делать только качественные заключения. Как указывалось выше, в программный комплекс включены также программные компоненты для решения прямых и обратных задач грави- и магниторазведки.

Однако плотностная модель, получаемая при таком решении обратной задачи, является лишь одной из многих из-за принципа эквивалентности и, как правило, не согласуется с другими данными. Поэтому приходится подбирать подходящую модель более аккуратно, все время проверяя с помощью решения прямой задачи, соответствует ли она наблюденному полю, а также согласуются ли результаты с сейсмическими данными. Подбирается она в классе градиентно-слоистых, иногда в классе градиентноблоково-слоистых моделей с учетом внедрений. Разработан целый спектр инструментов для такого подбора, например процедуры, обеспечивающие обмен информацией с сейсмическими пакетами. Можно обратить также внимание на утилиту построения слоистой модели по сейсмической информации с использованием известного рельефа одной из поверхностей раздела на основании принципа подобия. Особенно сложным является вопрос определения формы внедрения. Проще всего было бы моделировать внедрения с помощью геометрических примитивов, например эллипсоидов. Такой инструмент имеется в системе и широко используется на ранних этапах подбора, но геологические тела не могут иметь такую форму. Для подбора формы внедрений в системе присутствует так называемый монтажный метод, заключающийся в пошаговом приближении к форме внедрения, причем критерием правильности направления подбора служит уменьшение невязки между полем, рассчитанным от модели, и наблюденным полем.

Однако при этом обнаружилась серьезная проблема: временные затраты при применении монтажного метода непомерно велики — на один расчет уходит целый рабочий день. Если учесть обязательную многовариантность расчетов (различные начальные приближения, различные плотности и т. п.), то такие затраты оказываются абсолютно недопустимыми. Поэтому было принято решение о распараллеливании вычислений и переносе их на видеокарты. Переработке подверглись модули, предназначенные для решения прямой задачи, а затем и модули монтаж-

Рис. 3. Построение объемной плотностной модели Гулинского массива монтажным методом Fig. 3. Building a spatial density model of the Gulinsky massif using the "assemblage" method



Вид модели: A-c юго-запада, B-c юга (направление на восток задано ортом -X, на север -Y).

Кровля (1–5): 1- верхней мантии, 2- нижней коры, 3- кристаллического фундамента, 4- рифейских отложений, 5доюрского основания; объекты, дающие положительный эффект, с плотностью, r/cm^3 (6–8): 6-3,2 (предположительно перидотиты), 7-3,1 (предположительно дуниты), 8-0,12 относительно вмещающей среды (в коре, предположительно ультрабазиты) и 2,9 (в чехле, предположительно габброиды)

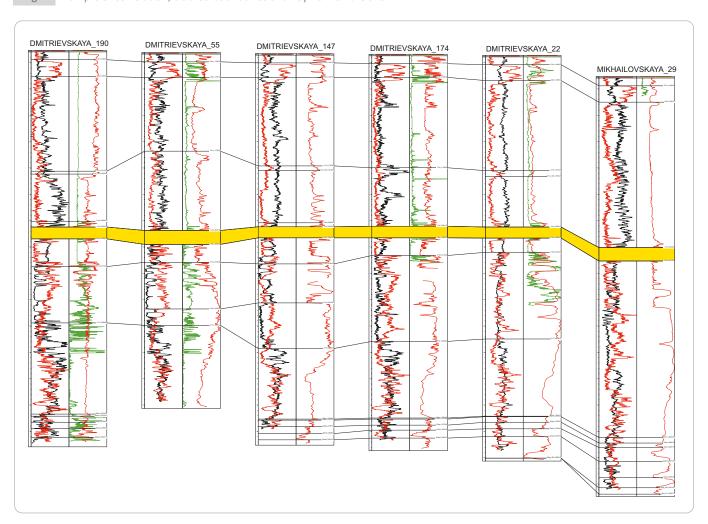
- view from the south-west, B - view from the south (the direction to the East is determined by the unit vector - X, to the North - Y). Top (1-5): 1 — upper mantle, 2 — lower crust, 3 — crystalline basement, 4 — Riphean series, 5 — pre-Jurassic basement; positiveeffect objects having the following density (6–8): $6-3.2 \text{ g/cm}^3$ (presumably peridotite), $7-3.1 \text{ g/cm}^3$ (presumably dunite), 8-60.12 g/cm³ against the hosting rocks (in the crust, presumably ultrabasite), and 2.9 g/cm³ (in the cover, presumably gabbroid)

ного метода, многократно использующие ее. Задача усложнялась тем, что вычисления необходимо было производить с двойной точностью, а стандартные видеокарты обеспечивают только одинарную. Тем не менее удалось переработать решение прямой задачи и существенно (в разы) сократить время, затрачиваемое на ее решение. Еще сложнее оказались проблемы, возникающие при переработке монтажного метода. Пришлось переделать всю архитектуру программы, выявить операции, которые можно совершать на сопроцессоре, и те, для которых необходим центральный процессор. Необходимым оказалось решение проблемы синхронизации потоков. В результате на сегодняшний день в опытную эксплуатацию передан вариант монтажного метода, работающий приемлемое время. Разработанная технология комплексирования всей имеющейся информации при построении объемной модели территории успешно опробована на центральной части Енисей-Хатангского прогиба (рис. 3). Исследования и апробация полученного решения продолжаются.

Блок хранения и обработки скважинной информации («Скважина»)

Уже несколько лет в ГИС INTEGRO включен блок обработки скважинной информации. Изначально он предназначался для хранения и редактирования данных, их визуализации в одномерном, двухмерном и трехмерном виде [5] и интеграции в ГИС-проекты. При этом реальная работа отделов ФГБУ «ВНИГНИ» со скважинной информацией проводилась с помощью импортных программных продуктов. Благодаря постоянному консультированию со стороны сотрудников Института и быстрому отклику на их пожелания со стороны работников отделения Геоинформатики, изменился интерфейс и расширился функционал блока. В качестве основных достижений необходимо отметить создание модуля корреляции скважин (рис. 4) и возможность перенесения установленных при этом границ пластов на профиль; разработка модуля, позволяющего рассчитывать необходимые статистические характеристики для скважин; разработка калькулятора, позволяющая по имеющимся скважинным данным получить нужные производные характери-

Рис. 4. Пример корреляции с границами корреляции и прослеживанием опорного пласта Fig. 4. Example of correlation; tracked boundaries and key horizon are shown



стики (рис. 5). Все это делает соответствующий блок полезным для работы геологов. Для его практического применения необходимо в ближайшее время провести обучение персонала и начать опытную апробацию, по результатам которой, безусловно, возникнут новые требования и пожелания.

Блок «Прогноз»

Блок «Прогноз» является одним из ключевых блоков ГИС INTEGRO. Этот блок предназначен для тематического районирования территорий по комплексу пространственных характеристик: прогноз полезных ископаемых и поиск перспективных территорий, выделение блоков по гравимагнитным данным, ландшафтное дешифрирование спектрозональных изображений и для некоторых других прогнозно-диагностических задач.

Уточнение данных и выбор конкретной постановки задачи проводятся в подблоке анализа данных. Здесь производится одномерный и многомерный анализ данных, их трансформация в соответствии с решаемой задачей. Подблок представляет собой

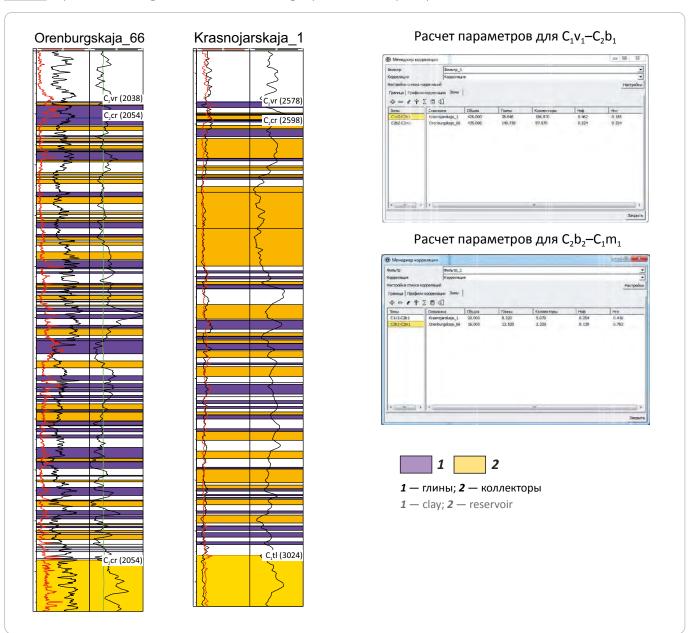
реализацию комплекса широко известных статистических методов (анализ распределений, матрица корреляции свойств, анализ вариабельности, анализ эталонов), выстроенных в такой последовательности, чтобы пользователю было легче определить, что нужно изменить в данных или постановке задачи.

Подблок решения задач обычно является завершающим при работе. Алгоритмическим обеспечением этого подблока является широкий спектр традиционных и оригинальных алгоритмов таксономии, упорядочения и распознавания образов (факторный, структурный и регрессионный анализ; *k*-средних, таксономия по критериям, голотипная, иерархическая; дискриминантный анализ, оценка меры сходства с эталоном и др.). Выбор алгоритма решения задачи определяется постановкой задачи, результатами анализа данных, а также расположением исходных данных в признаковом пространстве.

Традиционно в ГИС INTEGRO анализ данных, включавший построение гистограмм, выявление аномальных значений, вычисление статистических характеристик и т. д., был подблоком прогнозного

Рис. 5. Пример расчета общей и эффективной мощности разреза, а также коэффициентов глинистости и эффективной толщины в карбонатном верхневизейско-нижнебашкирском и терригенно-карбонатном верхнебашкирско-нижнемосковском комплексах Волго-Уральской провинции для скважин Оренбургская-66 и Красноярская-1 в программном модуле ГИС INTEGRO

Fig. 5. An example of calcualtion of the total and net thickness, as well as shale volume factor and net thickness in the carbonate Upper Visean-Lower Bashkirian and terrigenous-carbonate Upper Bashkirian-Nizhnemoskovsk sequences of the Volga-Ural Province for Orenburgskaya-66 and Krasnoyarskaya-1 wells in the GIS INTEGRO software module



блока. Естественно, что при этом исходные данные представлялись, как и во всем прогнозном блоке, в виде таблиц «объекты – свойства» (ТОС). Однако с развитием программного комплекса оказалось, что далеко не все таблицы, для которых желательно провести те или иные процедуры анализа данных, представляют ТОС, а переконвертация данных, кроме задержек и неудобств, может привести к потере информации или преодолению дополнительных трудностей для ее сохранения. Кроме того, со временем выяснилось, что имеются процедуры анализа данных, не используемые в прогнозном блоке, но очень полезные в других задачах, например при построении треугольных диаграмм для химических элементов. Все это, а также то, что многие элементы интерфейса требовали модернизации, привело к принятию решения о глубокой переработке, пополнению функционала блока анализа данных и выводе его из прогнозного блока. В настоящее время работа в этом направлении стартовала и активно продвигается.



Заключение

В качестве работ, начатых в настоящее время, можно привести разработку скриптового языка, импорт проектов и возможно более полное чтение информации из системы ArcGIS, преобразование ГИС INTEGRO в мультиплатформенный комплекс и некоторые другие. Они описаны в работе [6]. Таким образом, в настоящее время программный комплекс ГИС INTEGRO бурно развивается, в части создания геоинформационных проектов и оформления цифровых моделей геологических карт он вполне способен заменить дорогостоящие импортные программные продукты для нужд нефтяной геологии; другие блоки комплекса проходят в настоящее время опытную эксплуатацию и насыщаются функционалом, необходимым для решения геологических задач.

Литература

- 1. *Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Любимова А.В.* ГИС INTEGRO импортозамещающий программнотехнологический комплекс для решения геолого-геофизических задач // Геоинформатика. – 2018. – № 3. – С. 8–17.
- 2. GDAL [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gdal.org (дата обращения 19.01.2021).
- 3. Spatial and Geographic objects for PostgreSQL [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://postgis.net (дата обращения 19.01.2021).
- 4. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. - 286 c.
- 5. Дровнинов Д.А. Визуализация скважинной информации в ГИС ИНТЕГРО // Геоинформатика. 2018. № 3. C. 76-83.
- 6. Деев К.В. Перспективы развития ГИС INTEGRO // Геоинформатика. 2020. № 1. С. 3–7.

References

- 1. Cheremisina Ye.N., Finkelstein M.Ya., Lyubimova A.V. GIS INTEGRO importozameshchayushchii programmnotekhnologicheskii kompleks dlya resheniya geologo-geofizicheskikh zadach [GIS INTEGRO – import substitution software for geological and geophysical tasks]. Geoinformatika. 2018;(3):8–17. In Russ.
- 2. GDAL. Available at: https://gdal.org (accessed 19.01.2021).
- 3. Spatial and Geographic objects for PostgreSQL. Available at: https://postgis.net (accessed 19.01.2021).
- 4. Kobrunov A.I. Matematicheskie osnovy teorii interpretatsii geofizicheskikh dannykh [Mathematical foundations of the theory of geophysical data interpretation]. Moscow: TsentRLiTNeftEGaz; 2008. 286 p. In Russ.
- 5. Drovninov D.A. Vizualizatsiya skvazhinnoi informatsii v GIS INTEGRO [Visualization of borehole information in the GIS INTEGRO]. Geoinformatika. 2018;(3):76-83. In Russ.
- 6. Deev K.V. Perspektivy razvitiya GIS INTEGRO [Perspective ways of the GIS INTEGRO development]. Geoinformatika. 2020;(1):3-7. In Russ.

Информация об авторах

Черемисина Евгения Наумовна

Доктор технических наук, академик РАЕН, профессор, заведующая отделением

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: head@geosys.ru ORCID ID: 56122596400

Финкельштейн Михаил Янкелевич

Доктор технических наук, заведующий отделом, старший сотрудник ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8 e-mail: misha@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0003-0107-5971

Information about authors

Evgeniya N. Cheremisina

Doctor of Technical Sciences, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor.

Head of Department

All-Russian Research Geological Oil Institute

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: head@geosys.ru ORCID ID: 56122596400

Mikhail Ya. Finkel'shtein

Doctor of Technical Sciences, Head of Department, Senior Researcher

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: misha@geosys.ru ORCID ID: 0000-0003-0107-5971

Деев Кирилл Валерьевич

Кандидат технических наук, заведующий сектором

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: kiry@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-4874-2850

Большаков Егор Максимович

Научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: bolshakov.e.m@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0003-1837-0918

Kirill V. Deev

Candidate of Technical Sciences,

Head of Sector

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: kiry@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-4874-2850

Egor M. Bol'shakov

Researcher

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: bolshakov.e.m@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0003-1837-0918

ОБЪЯВЛЕН ПРИЕМ В АСПИРАНТУРУ НА 2021 Г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»)

объявляет прием в аспирантуру в 2021 г. на заочное отделение по следующим специальностям:

- 1.6.4 Минералогия, кристаллография. Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых.
- 1.6.11 Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Заявления о приеме и документы следует направлять на имя генерального директора по адресу: 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36, ВНИГНИ до 01 сентября 2021 г.

К заявлению прилагаются следующие документы:

- 1) копия диплома о высшем профессиональном образовании;
- 2) личный листок по учету кадров;
- 3) список опубликованных научных работ, изобретений и отчетов по научно-исследовательской работе;
- 4) реферат по теме диссертации;
- 5) удостоверение о сдаче кандидатских экзаменов при наличии у поступающего сданных кандидатских экзаменов;
- 6) документ, удостоверяющий личность, и диплом об окончании высшего учебного заведения, поступающие в аспирантуру представляют лично.

Вступительные экзамены с 04 октября 2021 г.

Справочная информация на сайте www.vnigni.ru

Контакты: 8 (495) 673-05-64, моб. 8(926) 521-60-96

E-mail: aspirantura@vnigni.ru



УДК 553.98+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-41-49

Единый ГИС-проект по количественной оценке ресурсов углеводородов РФ как платформа для создания интегрированного модуля автоматизированного подсчета начальных суммарных ресурсов

© 2021 г. | М.Н. Кравченко, А.В. Любимова, Е.Е. Арбузова, В.В. Спиридонова

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; kravchenko@vnigni.ru; anna@geosys.ru; katrin@geosys.ru; v.spiridonova@geosys.ru

Поступила 05.04.2021 г.

Доработана 09.04.2021 г.

Принята к печати 20.04.2021 г.

Ключевые слова: минерально-сырьевая база углеводородного сырья; ресурсы и запасы нефти и газа; количественная оценка ресурсов углеводородов; геоинформационные технологии.

Аннотация: В статье рассматриваются вопросы формирования и ведения систематизированного массива цифровых картографических данных по количественной оценке ресурсов углеводородов РФ. Описаны основные особенности создания геоинформационной платформы сопровождения работ по количественной оценке, в том числе наполнение и функционал единого ГИС-проекта, созданного посредством программно-технологического комплекса ГИС INTEGRO. Формулируется постановка задачи последующей актуализации цифрового массива данных с учетом новых результатов геолого-разведочных работ и автоматизации процесса расчета начальных суммарных и прогнозных ресурсов углеводородов по всем единицам нефтегазогеологического районирования.

Для цитирования: Кравченко М.Н., Любимова А.В., Арбузова Е.Е., Спиридонова В.В. Единый ГИС-проект по количественной оценке ресурсов углеводородов РФ как платформа для создания интегрированного модуля автоматизированного подсчета начальных суммарных ресурсов // Геология нефти и газа. — 2021. — № 3. — С. 41—49. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-41-49.

Integrated GIS project for quantification of hydrocarbon resources in the Russian Federation as a platform for creating an integrated module for automated assessment of total initial resources

© 2021 | M.N. Kravchenko, A.V. Lyubimova, E.E. Arbuzova, V.V. Spiridonova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; kravchenko@vnigni.ru; anna@geosys.ru; katrin@geosys.ru; v.spiridonova@geosys.ru

Received 05.04.2021 Revised 09.04.2021

Accepted for publication 20.04.2021

Key words: hydrocarbon mineral resource base; oil and gas resources and reserves; the quantitative assessment of hydrocarbon resources; geoinformation technologies.

Abstract: The article discusses the issues of formation and maintenance of systematic array of digital cartographic data related to quantitative assessment of hydrocarbon resources of the Russian Federation. The main features of the creating a geoinformation platform to support quantitative assessment procedures are described, including the content and functional of an integrated GIS-project created by means of the GIS INTEGRO software and technology complex. Task statement of subsequent actualization of digital data array taking into account new results of geological exploration and automation of total initial and expected hydrocarbon resources calculation for all the units of geopetroleum zoning is formulated.

For citation: Kravchenko M.N., Lyubimova A.V., Arbuzova E.E., Spiridonova V.V. Integrated GIS project for quantification of hydrocarbon resources in the Russian Federation as a platform for creating an integrated module for automated assessment of total initial resources. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):41–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-41-49. In Russ.

Введение

За восьмилетний период с момента последней количественной оценки в пределах многих нефтегазоносных провинций, областей и районов получены новые геологические результаты, а также выявлены несоответствия с ранее утвержденными ресурсами в недрах и закономерностями пространственного размешения УВ-скоплений.

Уточнялось тектоническое и нефтегазогеологическое районирование территории Российской Федерации, геологическое строение нефтегазоносных провинций, а также границы распространения нефтегазоносных комплексов; скорректированы покомплексные карты резервуаров по регионам; оценены новые нефтегазоносные комплексы; произошли балансовые изменения в результате пересче-

та геологических запасов и изменения (как правило, увеличения) коэффициента извлечения нефти по целому ряду месторождений, входящих в эталонные участки; выполнена ревизия фонда подготовленных структур и их перспективных ресурсов.

Для актуализации ресурсной базы УВ-сырья России с учетом полученных данных Федеральное агентство по недропользованию Роснедра поручило ФГБУ «ВНИГНИ» в течение трех лет (2017–2019) провести новую количественную оценку по состоянию изученности на 01.01.2017 г.

Работы по уточнению ресурсного потенциала велись при участии отраслевых геологических организаций, исторически участвующих в данной работе на подведомственных нефтегазоносных территориях — ФГБУ «ВНИИОкеангеология», ФАУ «ЗапСибНИИГГ», АО «СНИИГТиМС», НАО «СибНАЦ», АО «НВНИИГТ». Характерной особенностью проведения новой количественной оценки ресурсов УВ-сырья было существенное повышение интенсивности работ в связи с сокращением сроков их выполнения, а также сокращением числа привлекаемых коллективов и специалистов. Единственным способом обеспечить надлежащее качество и обоснованность результатов оценки в этих условиях являлось применение современных геоинформационных технологий, позволяющих хранить и обрабатывать большие массивы информации, выполнять пространственный анализ данных и обеспечивать эффективный обмен данными между удалеными друг от друга коллективами и специалистами, участвующими в количественной оценке [1]. Поэтому, наряду с проведением научных геологических исследований, перед коллективом ФГБУ «ВНИГНИ» была поставлена задача создания геоинформационной платформы сопровождения работ по количественной оценке.

Основными задачами платформы являются:

- формирование и последующая актуализация цифрового массива пространственной информации по основным аспектам нефтегазоносности, геологического строения и недропользования в пределах объектов оценки;
- автоматизация расчетов значений начальных суммарных и прогнозных ресурсов на основе собранной и увязанной информации по эталонным и расчетным участкам;
- обеспечение средств интегрированного анализа и агрегирования результатов количественной оценки для подготовки отчетных и аналитических материалов о ресурсном потенциале нефтегазоносных территорий.

Формирование систематизированного и согласованного массива цифровых картографических данных является первоочередным этапом работ. В него входит подготовка наборов электронных картографических слоев для анализа состояния изученности территорий и результатов проведенных геолого-разведочных работ, уточнения границ нефтегазогеологического районирования, выделения эталонных и расчетных участков, согласования их границ для всех объектов оценки как по латерали, так и по всем уровням разреза. Необходимо отметить, что, учитывая территориально распределенный характер работ, немаловажную роль здесь играет и согласование между собой смежных пространственных данных, находящихся в зонах ответственности разных организаций. Актуальные векторные данные, современный аппарат топологического анализа и согласования границ анализируемых объектов позволяют получить более качественный результат при суммировании ресурсов по комплексам, построении карт начальных суммарных и перспективных ресурсов УВ-сырья и в итоге оптимизировать процесс сведения результатов оценки по регионам в единую цифровую модель распределения ресурсов УВ-сырья по нефтегазоносным территориям Российской Федерации.

Основным объектом автоматизации в рамках разработки единой геоинформационной платформы является блок выполнения расчетов начальных суммарных и прогнозных ресурсов и плотностей их распределения в пределах объектов оценки. Его функции должны обеспечивать в первую очередь:

- выбор метода и алгоритма оценки, а также набора исходных параметров с учетом специфики анализируемой территории;
- расчет искомых значений в соответствии с выбранным методом на основе необходимого набора исходных данных: картографические слои эталонных/расчетных участков и связанные с ними параметры оценки, карты мощностей выделяемых комплексов и других характеристик, определяющих процессы образования и накопления УВ;
- интерактивный анализ результатов нескольких вариантов расчета для конкретного объекта оценки с возможностью выявления ключевых параметров и показателей, сравнения результатов применения различных методов, расчетом погрешности оценки и т. д.
- В перспективе после проведения дополнительных научных исследований расчетный модуль может быть расширен за счет инструментария для решения диагностических задач на основе интегрированного анализа пространственных данных, таких как:
- ранжирование расчетных участков, относящихся к выбранному эталону, на основе управляемой классификации по набору формализованных признаков, описывающих геологические, тектонические, литолого-фациальные и прочие характеристики объекта, для получения предварительной оценки коэффициентов аналогий;
- районирование территории с выделением однотипных участков по набору таких формализованных признаков для автоматизированного построения предварительных границ расчетных и эталонных участков;

- построение непрерывных карт количественной оценки ресурсов путем формирования и интегрированного анализа поверхностей, отражающих распределение факторов, определяющих условия накопления УВ.

Блок интегрированного анализа и агрегирования результатов количественной оценки должен обеспечивать генерализацию полученных оценок и картографическое представление распределения ресурсов по территориям, комплексам, фазовому составу и т. д. Ключевой функцией этого блока является возможность получения интегральных оценок ресурсов для любых пространственно заданных объектов: административных субъектов, элементов нефтегазогеологического районирования, участков распределенного и нераспределенного фондов недр и др. Это позволяет получить большой объем аналитических материалов, используемых при анализе состояния минерально-сырьевой базы УВ-сырья, разработке программ геологического изучения недр и лицензирования и решении иных управленческих задач государственного регулирования в сфере поисков, разведки и разработки нефти и газа.

Реализация геоинформационной платформы сопровождения работ по количественной оценке выполняется на основе программно-технологических комплексов ГИС INTEGRO и многофункционального геоинформационного сервера MGS-Framework, разработанных коллективом отделения Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ». Выбор программного обеспечения обусловлен следующими предпосылками:

- наличием необходимого аналитического функционала и инструментов для создания корректных цифровых карт;
- большим объемом готовых картографических материалов, подготовленных на базе выбранных средств (например, полимасштабная унифицированная картографическая основа на территорию Российской Федерации);
- удобными средствами для создания веб-витрины на основе компонентов настольного ГИС-приложения для обеспечения оперативного доступа к собранным материалам [2].

Разработка методико-технологических принципов реализации единого ГИС-проекта [3], обеспечивающего формирование и ведение цифрового массива данных, проводилась на основе методических рекомендаций по составу и оформлению картографических материалов по количественной оценке совместно с сотрудниками отдела ресурсов и запасов. При этом использованы:

- методические указания по количественной оценке (ВНИГНИ, 2002, 2017);
- перечень результирующих карт-приложений (плотность начальных суммарных ресурсов УВ, плотность УВ категорий $D_0 + D$ различной детальности);

- предложения специалистов Новосибирского и Санкт-Петербургского филиалов ФГБУ «ВНИГНИ» по формированию геоинформационной базы исследований;
- результаты анализа картографических материалов предыдущей количественной оценки (по состоянию на 01.01.2009 г.).

Согласно разработанным методико-технологическим принципам, основными функциями ГИС-проекта считаются: представление увязанных данных регионального и федерального уровней на единой картографической основе, визуализация и анализ геолого-геофизических моделей по объектам оценки (нефтегазоносный комплекс) и эталонным участкам в их пределах, построение отчетных карт и получение аналитических показателей на основе обработки пространственных данных. Также важной функцией единого ГИС-проекта является обеспечение доступа к этому информационному ресурсу всех участников количественной оценки для согласованного использования в рамках дальнейших работ по ведению мониторинга минерально-сырьевой базы УВ.

Для выполнения вышеперечисленных функций в составе единого ГИС-проекта реализовано два типа рабочих мест:

- настольное приложение, обеспечивающее подготовку и представление собранных цифровых картографических материалов, построение и подготовка к печати карт и схем;
- веб-витрина для обеспечения удаленного доступа к информации по количественной оценке ресурсов УВ.

Веб-витрина проекта полностью интегрирована с настольным приложением, что позволяет отображать актуальное состояние цифрового массива данных, оперативно информировать всех участников проекта о ходе его актуализации и обеспечивает возможность качественного сопоставления данных, получаемых от соисполнителей, в режиме реального времени.

Структура единого ГИС-проекта включает три тематических блока.

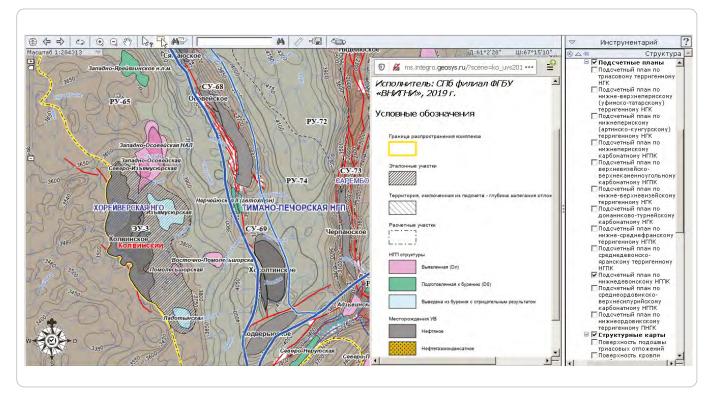
Блок I. Федеральный уровень

Блок содержит базовые материалы на территорию РФ: актуализированные слои по месторождениям УВ, нефтегазоперспективным структурам, лицензиям на УВ-сырье, сводные данные по сейсмической и скважинной изученности, тектоническое районирование. В этом разделе отображаются результаты количественной оценки 2019 г., подготовленные на основе согласования актуализированных данных по отдельным провинциям: карты плотности начальных суммарных (рис. 1) и прогнозных ресурсов, обновленные границы нефтегазогеологического районирования РФ, карты прироста изученности за

Г Структура НСР
В **Б буровая изученность**Г по состоянию на по состоянию на по состоянию на по состоянию на 01.01.2018г. Перерисовать У Количественная оценка УВ РФ 2019
 ✓ Федеральный уровень районирование а<mark>к</mark> Сводная карта эталонных Тегиональный уровень
 Теик эталонных участков Сводная карта расчетных ■ Прирост изученности за 2009-2016 гг суммарных геологических Г Нефтегазогеологическое категориям ресурсов D0 ресурсов УВ а<mark>к</mark> по сост. на март 2020 Плотность прогнозных П Актуальные лицензии участков Глотность начальных (актуализировано на 10.12.2019) (актуализировано на 10.12.2019) (актуализировано на ✓ Месторождения УВС Инструментарий ∃ Г Сейсмическая ресурсов УВ по районирование П НГП-структуры ГТектоническое 10,12,2019 VYACTKOB мультивыбор **Рис. 1**. Федеральный уровень единого ГИС-проекта: отображение плотности начальных суммарных ресурсов и сводных контуров месторождений УВ D "11'15°93:W 316,376 ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ХОРЕЙВЕРСКАЯ Колвависовский НГО 1 нг район Нефтегазоносная провинция тимано-печорская нгп A:69°24'15" нг область 50000 Fig. 1. Federal level of the integrated GIS project: mapping of total initial resources density and combined outlines of HC fields 77.722 Нефть, Газ, Конденсат, Содержание НГ извлекаемые геологические извлекаемые конденсата провинция тимано-E 552 58.019 Нефтегазоносная область хорейверская нго 33.059 P 270 Нефтегазоносный район колвависовский нгр 8 Плотность начальных суммарных геологических ресурсов УВ, "ВНИГНИ" 2020 г. (1) * Плотность НСР (тыс.т на кв.км) Нефтегазоносный райс 57.328 среднее 7.645 Название Год Тип Стадия месторождения освоения THE STATE OF Плотность НСР (тыс.т на кв.км) Плотность начальных суммарных геологических Источник информации: ФГБУ "ВНИГНИ", 2020 г. static.mgs.geosys.ru/vnigni.ru, ... 100 ВНИГНИ 2019г. (1) 133,539 ресурсов УВ (тыс.т на юм2) E × 0 1986 1 Условные обозначения: более 300 Месторождения УВС 100 - 200 200 - 300 50 - 100 10-30 30 - 50 0 менее 5-10 Колвинское 3.5 1-3 Результаты 🕙 企 Z T Ð 1

Рис. 2. Региональный уровень единого ГИС-проекта: фрагмент подсчетного плана по нижнедевонскому нефтегазоносному подкомплексу (Тимано-Печорская провинция)

Fig. 2. Regional level of the integrated GIS project: fragment of the reserve estimation map over the Lower Devonian oil and gas bearing subsequence (Timan-Pechora Province)



2009-2016 гг. и сводные карты эталонных и расчетных участков с итоговыми параметрами оценки.

Блок II. Региональный уровень

Блок содержит базовые картографические материалы по территориям отдельных провинций, переданные соисполнителями в процессе выполнения работ: геолого-геофизическая изученность (профили, скважины, лицензии), нефтегазогеологическое и тектоническое районирование, месторождения УВ, нефтегазоперспективные структуры, карты плотности начальных суммарных и прогнозных ресурсов. Кроме этого, блок включает картографические материалы по литолого-стратиграфическому районированию (литолого-фациальные, палеогеографические, геохимические и структурные карты) и подсчетные планы по основным объектам оценки для территорий нефтегазоносных провинций (рис. 2).

Блок III. Банк эталонов

Блок объединяет цифровые планшеты эталонов по нефтегазоносному комплексу (подкомплексу) для территорий нефтегазоносных провинций. Каждый цифровой планшет представляет собой отдельный ГИС-проект в формате ГИС INTEGRO, включающий двухмерное и трехмерное отображение эталонного участка в увязке с геологическим разрезом, а также оформленный для печати планшет эталона (рис. 3).

Также в блоке представлены сводные картографические слои контуров эталонов по каждому нефтегазоносному комплексу (подкомплексу), сводные таблицы их параметров. Для удобной работы с материалами по эталонам в настольном приложении реализована возможность автоматической загрузки ГИС-проекта по выбранному на карте эталону.

В веб-витрине настроен интерфейс для просмотра растрового планшета и всех параметров эталона (рис. 4), выбранного пользователем на интернеткарте.

Заключение

Таким образом, по итогам работ 2017–2020 гг. собран структурированный массив цифровой информации по нефтегазогеологическому районированию территории Российской Федерации, банк цифровых геолого-геофизических материалов по эталонным участкам, проведена аналитическая обработка данных по всем провинциям, подготовлены сводные карты начальных суммарных и прогнозных ресурсов УВ по всем единицам нефтегазогеологического районирования.

Выбор ГИС INTEGRO в качестве программной среды для реализации единого ГИС-проекта обеспечил:

1) согласование и качественное представление большого объема цифровой картографической информации на трех уровнях количественной оценки

@ F

÷

Применить

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

 $\oplus \oplus \oplus$

444

⊕⊕

4

Редактор проекта: "smp_12_ip", Редактор сцены 2... Ф × T0C | MakeTы ◆ | ▶ Изображать неклассифицированны Г Гиперссылки Выявленная с ресурс (Ф) Выведенные из бурен (Ф) 0 Подготовленная с рес Уникальные значения Сейсмическая и буровая изученность Геологический разрез продуктивных Тектонические нарушения в а.. P Изогипсы разновозрастной п. Разновозрастная поверхност Границы тектонических элем Колвинский эталонный участок Стили | Подписи | Редактирование | STAGE Колвинский эталонный участов Редактор слоя 2D: "НГП структуры" Название — Д Месторождения ⊍В — Д Эталонный участок — Щ Разновозрастная пов 1 Редактор проекта: "smp_12_ip" Область изучения Cuertei 2D | Cuertei 3D | DBF Яиния профиля 图, 各部部 Слой Редактирование - - -0 む Поле разбиения □ Сцены 2D ÷ 1 D > > Название Название > D 1 恤 Слой: **E** 4 ** N X D × III off: (6) Reference data bank: an example of digital composite display of reference area in desktop GIS application format Банк эталонов: пример цифрового планшета эталонного участка в формате настольного ГИС-приложения 群 春 . 111 21 67°28'39.89" Долгота 59°26'31.99" (i) [⊕]_{XY} Macштаб 1:318232 00 3220 Широта B 8 - X - X 5454 3472 5528 3536 3584 ⊕ Kou • որ qc, Q ел ванес × × 8 z -3517,89 đ Qt 000 y 7489820.90 **Ө Колвинский эталонный уч** Северо-Изъямусюрская ⊙ × 10604414.46 Fig. 3. Рис. 3.

1

Рис. 4. Банк эталонов: отображение данных по выбранному эталону в веб-витрине ГИС-проекта Fig. 4. Reference data bank: data visualization for the selected reference area in GIS project datamart

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

0. мультивыбор<u>Перерисовать</u> участков

Гутимано-Печорская
провинция

Птриасовый терриген Структура комплекс П Нижне-верхнепермск подкомплекс П Нижне-верхневизейс ПДоманиково-турнейс комплекс П Нижне-среднефранси верхнекаменноуголь карбонатный (уфимско-татарский) терригенный (артинско-кунгурски Инструментарий подкомплекс Среднеордовиксковерхнесилурийский подкомплекс П Нижнеордовикский яранский терриген нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный □ Среднедевонсконефтегазоносный ✓ Нижнедевонский нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный нефтегазоносный Пверхневизейско-✓ Банк эталонных комплекс Пижнепермский подкомплекс П Нижнепермский перспективный подкомплекс подкомплекс карбонатный карбонатный терригенный терригенный комплекс комплекс FU 20000 Нефтенасыщенно Начальные геологические запасы 11 раств.,млрд.м³ 10000 А.е. 60 M:67 0,057 906,0 A:61°51'47" САРЕМБОЙ-ЛЕККЕЙЯГИНСКИЙ НГР ВАРАНДЕЙ-АДЗБВИНСКАЯ НГО Плотность Плотность Плотность Плотность газа, гусм³ г/см³ г/см³ г/см³ ВОРГАМУСЮРСКИЙ НГР. Начальные геологические запасы и ресурсы, Температура Давление Плотность плитиств пластовая, текущее, нефти, газа, Со Мпа г/см³ г/см³ ra3a, нефть, млн.т. оседаюско-15,678 40,531 0,878-0,884 (0,88; 0,879) ИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НГП Тимано-Печорская НГП, Нижнедевонский нефтегазоносный подкомплекс, To the second 83-85 (84; 83,8) Категория 2 Нак. доб. A+B1+C1 B2+C2 Тимано-Печорская НГП, Нижнедевонский нефтегазоносный подкомплекс, 2019г. Открытая т пористость (коллектора), 0,1-0,11 (0,102; 0,102) верхняя пачка", D1 "основная "верхняя пачка", D₁ "основная пачка" "верхняя пачка", D1 "основная Продуктивный пласт BCKMM HIP CKAR HFO Планшет продуктивный толщина, м (пласт, свита 0,7-5,5 (3,2; 5,05) Начальные геологические запасы и ресурсы УВ (4) XOPERBE КОЛВАВ 1 ď ő ő 2 Месторождение Резервуар E 0 1 Открыть Колвинское Колвинское Колвинское 0 Название ₁ ЭУ Колвинский Результаты 分 S T Масштаб Σ **B** ⊕ 🗆 0 *

(эталонные участки – нефтегазоносная провинция – территория Российской Федерации);

- 2) повышение точности расчетов относительных показателей (плотность изученности, плотность ресурсов) за счет возможности вычисления картометрических характеристик объектов оценки (площадей и длин) с компенсированием искажений картографического проецирования;
- 3) подготовку к печати итоговых картографических материалов согласно единым требованиям к оформлению без использования зарубежных дизайнерских пакетов;
- 4) обеспечение оперативного доступа всех исполнителей работ, а также Центральной экспертной комиссии по ресурсам к собранному массиву данных в ходе его обсуждения и согласования полученных результатов;
- 5) формирование цифрового пакета данных для его передачи в Роснедра и Росгеолфонд в составе отчетной документации по итогам количественной оценки ресурсов УВ РФ по состоянию на 01.01.2017 г.

Наличие цифрового массива данных по количественной оценке УВ РФ и единого ГИС-проекта для его визуализации позволяет перейти к следующему этапу реализации геоинформационной платформы — автоматизации процесса расчета начальных суммарных ресурсов и упрощения выгрузки результатов в табличные формы установленного в методическом руководстве образца. В настоящее время совместно с сотрудниками отдела ресурсов и запасов нефти и газа ФГБУ «ВНИГНИ» и Санкт-Петербургского филиала ФГБУ «ВНИГНИ» ведется работа над созданием алгоритма расчета начальных суммарных ресурсов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата на основе данных по Тимано-Печорской провинции. Развитие данного направления обеспечит оперативное получение сводной и детальной информации по всем аспектам количественной оценки ресурсов УВ, возможность ее актуализации с учетом новых результатов геологоразведочных работ и дальнейшее эффективное использование полученной информации в отраслевых задачах.

Литература

- 1 Жуков К.А., Кравченко М.Н., Любимова А.В. Методико-технологическое обеспечение работ по количественной оценке ресурсов углеводородов // Геоинформатика. - 2018. - № 3. - С. 27-34.
- 2. Кравченко М.Н., Любимова А.В., Арбузова Е.Е., Спиридонова В.В. Единый ГИС-проект по количественной оценке ресурсов УВ РФ по состоянию на 01.01.2017 // Геоинформатика. – 2020. – № 1. – С. 8–13.
- 3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. - 189 c.

References

- 1. Zhukov K.A., Kravchenko M.N., Lyubimova A.V. Methodological and technological support of the hydrocarbon resources assessment. Geoinformatika. 2018;(3):27-34. In Russ.
- 2. Kravchenko M.N., Lyubimova A.V., Arbuzova E.E., Spiridonova V.V. Integrated GIS-project for the quantitative assessment of hydrocarbon resources of the Russian Federation (as of 01.01.2017). Geoinformatika. 2020;(1):8-13. In Russ.
- 3. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ehkonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii [Methodological guide to quantitative and economic assessment resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI; 2000. 189 p. In Russ.

Информация об авторах

Кравченко Мария Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий отделом

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Любимова Анна Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий отделом

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X

Information about authors

Mariya N. Kravchenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences.

Head of Department

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

36 Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Anna V. Lyubimova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of Department

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X



Арбузова Екатерина Евгеньевна

Заведующий сектором ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8 e-mail: katrin@geosys.ru

Спиридонова Валентина Валерьевна

Научный сотрудник ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8 e-mail: v.spiridonova@geosys.ru

Ekaterina E. Arbuzova

Head of Sector

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia e-mail: katrin@geosys.ru

Valentina V. Spiridonova

Researcher

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia e-mail: v.spiridonova@geosys.ru

УШЕЛ ИЗ ЖИЗНИ ВЛАДИМИР ДМИТРИЕВИЧ КРЮКОВ



Федеральное агентство по недропользованию с глубоким прискорбием сообщает, что 13 мая 2021 г. ушел из жизни научный руководитель АО «ПМГРЭ» Владимир Дмитриевич Крюков.

В.Д. Крюков родился в 1939 г. в пригороде Ленинграда — Петергофе. В 1956 г. поступил на вечернее отделение географического факультета Ленинградского государственного университета. Одновременно работал в Тресте геодезических работ и инженерных изысканий. В марте 1959 г. перешел в научно-исследовательский институт геологии Арктики (НИИГА), где работал коллектором, техником, участвовал в полевых работах на Таймыре и в районе Нижней Тунгуски.

В 1963 г. Владимир Дмитриевич переехал в г. Норильск, где по инициативе выдающегося полярного исследователя Н.Н. Урванцева была создана постоянно действующая научно-исследовательская экспедиция НИИГА. В 1969 г. во ВСЕГЕИ В.Д. Крюков успешно защитил кандидатскую диссертацию, а в 1971 г. был назначен начальником Норильской опытно-методической экспедиции. В эти годы проводилась большая работа по укреплению производственной базы экспедиции и одновременно расширилась география геологических работ с выходом на Таймыр и Северную Землю.

В 1976 г. Владимир Дмитриевич вернулся в Ленинград, где организовал Арктическую комплексную геолого-геофизическую экспедицию, в задачи которой входило продолжение поисковых работ на о-ве Большевик, а также изучение россыпной оловоносности и золотоносности шельфо-

вой зоны Восточно-Сибирского, Чукотского и Берингова морей. Под его руководством были открыты крупные месторождения россыпного олова на шельфе Новосибирских островов, прогнозная оценка ресурсов которых превышает 100 тыс. т металла. В Якутии открыта и дана предварительная оценка крупнейшего редкометалльного месторождения Томтор.

В 1987 г. после объединения Арктической и Полярной экспедиций В.Д. Крюков был назначен директором Полярной морской геологоразведочной экспедиции (ПМГРЭ), единственной в России специализированной организации, выполняющей комплексные геологические исследования в наиболее труднодоступных районах Земли: Арктике, Антарктике и Мировом океане. Владимир Дмитриевич, как бессменный директор ПМГРЭ, на протяжении более 40 лет определял основные планы и направления производственных и тематических исследований Полярной экспедиции этих территорий.

В.Д. Крюков участвовал в составлении планов работ и их выполнении в Советской и Российской антарктических экспедициях. Он добивался осуществления ежегодных экспедиций в Антарктику. И даже в сложные 1990-е гг., когда резко сократилось выделение средств из федерального бюджета, не было пропущено ни одной экспедиции. Лично принимал участие в двух антарктических экспедициях, в том числе на станции «Восток», где были организованы работы по изучению уникального подледникового одноименного озера. Принимал участие в создании геологической базы «Прогресс», ставшей центром российских антарктических исследований.

Большой вклад Владимир Дмитриевич внес в создание целевого геолого-геофизического судна «Академик Александр Карпинский». В результате произведенного переоборудования, в основном за счет внебюджетных источников, судно способно выполнять региональные, геофизические, сейсмические работы на современном мировом уровне.

В 2000–2005 гг. В.Д. Крюков возглавлял и принимал личное участие в организации и проведении поисково-разведочных работ на Новой Земле. В результате этих исследований было открыто крупное Павловское месторождение серебросодержащих свинцово-цинковых руд, запасы по которому были утверждены в 2004 г. в Государственной комиссии по запасам Российской Федерации в объеме 2400 тыс. т свинца и цинка. Месторождение отнесено к разряду крупных.

По геологическим материалам, полученным Полярной экспедицией, в 2001 г. совместно с ВНИИОкеангеологией было подготовлено обоснование заявки в Комиссию по установлению внешней границы континентального шельфа Российской Федерации, позволяющее претендовать на существенный, площадью 1,2 млн км², прирост континентального шельфа России за пределами 200 морских миль с УВ-потенциалом не менее 10 млрд т усл. топлива.

За большой вклад в развитие минерально-сырьевой базы, обоснование внешней границы континентального шельфа России в Северном Ледовитом океане, защите геополитических интересов России в Мировом океане и Антарктике Владимир Дмитриевич награжден орденами: «За заслуги перед Отечеством» IV степени, «За морские заслуги», «Знак Почета», «Почета», несколькими медалями Российской Федерации, он лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, «Заслуженный геолог Российской Федерации», Почетный разведчик недр, Почетный полярник, Почетный ветеран-геологоразведчик. За свою активную благотворительную деятельность награжден орденом «Меценат» и знаком «Благотворитель». В 2004 г. ему присвоено звание «Почетный гражданин г. Петергофа», он также награжден медалью «За заслуги перед Петродворцовым районом».

В.Д. Крюкова отличали безусловная преданность геологии, умение мыслить стратегически, по-государственному, ставя главным приоритетом интересы России.

Все, кто знал Владимира Дмитриевича, всегда будут помнить его как человека, преданного Родине, легендарного геолога, внесшего значительный вклад в экономическое могущество страны.

Коллектив Роснедр выражает глубокие соболезнования родным, коллегам и друзьям покойного.

УДК 912.4+553:553.04+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-51-65

Геоинформационные системы как основной инструмент для решения задач мониторинга недропользования

© 2021 г. | Т.Ю. Медведева, Е.Б. Суворова, А.С. Гущин, Т.Н. Матюхина, М.В. Минина, Ю.В. Сахань, Е.Г. Еремина

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; onaimo@centurion.vniio.nw.ru; e.suvorova@vniio.ru; $a. gushchin@vniio.ru; matyukhina.tatyana@vniio.ru; minina.maria@vniio.ru; sakhan.yulia@vniio.ru; eremina_eg@vniio.nw.ru$ Поступила 05.04.2021 г.

Доработана 10.04.2021 г.

Принята к печати 20.04.2021 г.

Ключевые слова: геоинформационные системы (ГИС); мониторинг недропользования; лицензионное состояние; геолого-геофизическая изученность; континентальный шельф.

Аннотация: В статье описано применение географических информационных систем для решения задач мониторинга пользования недрами, который осуществляется с момента появления в Российской Федерации системы лицензирования. Дано краткое описание истории по лицензированию участков недр на континентальном шельфе России. Продемонстрированы примеры ГИС-проектов «Лицензионное состояние континентального шельфа Российской Федерации» и «Геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации», являющихся частью разработанной и постоянно обновляющейся во ФГБУ «ВНИИОкеангеология» геоинформационной системы «Нефтегазоносность шельфов России», которая с 1997 г. включена в Государственный регистр баз данных. Рассмотрены основные функции ГИС-проектов и их наполнение данными. Особое внимание в статье уделено мониторингу лицензионного состояния и связанному с ним анализу пользования недрами в области выполнения лицензионных соглашений. На примере лицензионных участков Северо-Обского и Няхартинского показано успешное выполнение лицензионных обязательств компанией-недропользователем. Геоинформационные системы обладают мощным арсеналом для самостоятельного создания пользовательских приложений. Так, в секторе информационного обеспечения недропользования (ФГБУ «ВНИИОкеангеология») было разработано универсальное программное обеспечение Profile Density для ArcView GIS. Программное обеспечение направлено на решение задач подсчета плотности геофизической изученности съемками МОВ-ОГТ 2D лицензионного участка, что является одним из видов анализа уровня изученности. Геоинформационные системы, являясь одним из основных инструментов управления природными ресурсами, способствуют рациональному подходу к пользованию недрами.

Для цитирования: Медведева Т.Ю., Суворова Е.Б., Гущин А.С., Матюхина Т.Н., Минина М.В., Сахань Ю.В., Еремина Е.Г. Геоинформационные системы как основной инструмент для решения задач мониторинга недропользования // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 51–65. DOI: 10.31087/0016-7894-

Geographic Information Systems as a basic tool for subsoil use monitoring

© 2021 | T.Yu. Medvedeva, E.B. Suvorova, A.S. Gushchin, T.N. Matyukhina, M.V. Minina, Yu.V. Sakhan', E.G. Eremina

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; onaimo@centurion.vniio.nw.ru; e.suvorova@vniio.ru; a.gushchin@vniio.ru; matyukhina.tatyana@vniio.ru; minina.maria@vniio.ru; sakhan.yulia@vniio.ru; eremina eg@vniio.nw.ru

Received 05.04.2021

Revised 10.04.2021

Accepted for publication 20.04.2021

Key words: Geographic Information Systems (GIS); subsoil use monitoring; state of licensing; geological and geophysical exploration maturity; continental shelf.

Abstract: The paper discusses the use of geographic information systems to solve the problems of subsoil use monitoring, which has been carried out since the emergence of the licensing system in the Russian Federation. A brief description of the history of licensing subsoil areas on the Russian continental shelf is given. Examples of GIS projects "State of the continental shelf of the Russian Federation licensing" and "Geological and geophysical study of the continental shelf of the Russian Federation" are described. The main functions of these GIS projects and the data they contain are considered. These GIS projects are the part of the constantly updated "Oil and Gas Potential of Russian Shelves" geographic information system developed in VNIIOkeangeologia and included in the State Register of Databases since 1997. The authors focus on monitoring the licenses status and related analysis of subsoil use under the license agreements. By the example of two case studies (the Severo-Obsky and Nyakhartinsky license areas), the successful fulfillment of license obligations by a subsoil user company is demonstrated. It is also noted that a variety of tools aimed at creating custom applications are available in geographic information systems. The paper describes the multi-purpose "Profile Density" software for ArcView, developed in the sector of information support for subsoil use (FSBI VNIIOkeangeologiya). The software is aimed at calculating degree of exploration maturity (density of 2D CDP seismic survey lines) in the license areas. Geographic information systems, being one of the main tools for natural resource management, contribute to a rational approach to subsoil use.

For citation: Medvedeva T.Yu., Suvorova E.B., Gushchin A.S., Matyukhina T.N., Minina M.V., Sakhan' Yu.V., Eremina E.G. Geographic Information Systems as a basic tool for subsoil use monitoring. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(3):51–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-51-65. In Russ.

Введение

Географические информационные системы (ГИС) были созданы для управления именно природными ресурсами, и в этой области они наиболее востребованы, так как выполняют свое прямое назначение. Первый программный ГИС-продукт (ArcInfo – PC ARC/INFO) в России был приобретен Главным научно-исследовательским и информационно-вычислительным центром (ГлавНИВЦ) Роскомнедра еще в 1991 г. Но более масштабное применение ГИС в недропользовании началось с 1993 г. Согласно постановлению коллегии Роскомнедр от 10.08.1993 г. № 2-2 «О создании информационной компьютерной системы в области геологического изучения и использования недр» [1], было принято решение о создании Государственного банка цифровой геологической информации и информации о недропользовании в России (ГБЦГИ) как информационной основы системы управления недропользованием на всей территории страны.

Понятие недропользования, или пользования недрами, объединяет множество процессов и действий, относящихся к региональному геологическому изучению недр, разведке и добыче полезных ископаемых, созданию особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное или иное значение, геологическому изучению, включающему поиски и оценку полезных ископаемых, и многое другое, подробно изложенное в Законе «О недрах» Nº 2395-1 ot 21.02.1992 г. [2].

Базируясь на этом законе, а также на Положении о порядке лицензирования пользования недрами (п. 19), в 1992 г. была введена система лицензирования — система допуска к изучению и использованию недр, начавшая работать с 1993 г. Применение ГИС для решения задач мониторинга пользования недрами, в которые входят: отслеживание лицензионного состояния шельфа, сбор данных о проведении геолого-разведочных работ на лицензионных участках, актуализация геолого-геофизической и скважинной изученности континентального шельфа Российской Федерации, анализ ресурсной базы, запасов УВ-сырья и др., начало осуществляться во ВНИИОкеангеологии в эти же годы.

Программное обеспечение

Первоначально для работы применялось программное обеспечение ArcInfo — разработка института ESRI, впоследствии уступившая место более современному программному обеспечению ArcView 3.x. Наряду с ArcInfo и ArcView для обработки данных применялись ГИС-технологии, такие как AutoCAD и AutoCAD MAP 2000i, широко использовавшиеся при оцифровке бумажных носителей информации. Позднее началось внедрение программного пакета ArcGIS версий 9-10.5, во многом превосходившего возможности ArcView 3.х. Процесс перехода к использованию ArcGIS не составил труда, так как в нем был сохранен базовый формат хранения пространственных данных — ESRI shapefile.

Для облегчения труда и реализации требований, обусловленных спецификой работы с объектами, использовались как готовые модули, такие как Named Extents, Geoprocessing Wizard, Memo Tools, так и разработанные оригинальные расширения для ArcView 3.x. Например, расширение Profile Density, написанное на языке Avenue и используемое для подсчета плотности сейсмической изученности MOB-OГТ 2D. Язык программирования Avenue был разработан специально для программной линейки ArcView для поддержки лингвистического обеспечения ГИС, когда благодаря специально разработанному языку программирования происходит взаимодействие пользователя и ГИС.

16 ноября 2015 г. вышло Постановление Правительства РФ № 1236 «Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд» [3]. К этому моменту существовало уже около десятка программных разработок, реализующих функциональные возможности ГИС по созданию картографических слоев, увязке атрибутивных данных (структурированных массивов), компоновке карт, работе с ними при помощи различных запросов к данным, визуализации и широкоформатной печати. Среди большого числа отечественных разработок, таких как Парк, Панорама, ГеоDraw, Наша ГИС, NextGIS, ZULU, в качестве отраслевого стандарта был предложен программный продукт INTEGRO — результат многолетней работы лаборатории геоинформатики ВНИИГеосистем. По удобству интерфейса и функциональности INTEGRO изначально не могла конкурировать с широко используемыми разработками ESRI ArcView или MIC MapInfo. Однако этот программный пакет постоянно развивается, требует меньше расходов бюджетных средств и принят в качестве рабочей ГИС в Роснедра.

Миграция данных из американских программных продуктов не представляет большой сложности, так как вышеупомянутый формат хранения пространственных данных — шейп-файл (ESRI shapefile) — используется и в INTEGRO. Основное время может быть затрачено на перенос легенды слоев и создание компоновок для печати. В то же время, вследствие изначально некоммерческого характера этой ГИС (финансирование осуществляется в рамках бюджетных средств, а целевые пользователи - государственные учреждения Минприроды России), стоит отметить общую сложность отказа от многофункциональной, современной, успешной и широко распространенной ГИС ArcMap и перехода к ГИС INTEGRO.

Применение ГИС в недропользовании позволяет осуществлять работу по регулярному сбору, обработке, систематизации, хранению, анализу и визуализации большого объема разной пространственной и временной информации о недропользовании и геолого-разведочных работах на нефть и газ на шельфе Российской Федерации.

Мониторинг пользования недрами

Применение ГИС в мониторинге недропользования можно продемонстрировать на двух основных примерах, включающих отслеживание и контроль изменений состояния лицензирования на континентальном шельфе Российской Федерации, а также выполнения лицензионных обязательств недропользо-

Приведем небольшую историческую справку по развитию системы лицензирования в Российской Федерации на примере лицензионного состояния шельфа морей Арктики. Ведь именно на арктические акватории 15 марта 1993 г. были выданы первые лицензии вида НЭ, т. е. на разведку и добычу полезных ископаемых на континентальном шельфе Российской Федерации. На лицензионных участках были разведаны Штокмановское и Приразломное месторождения Баренцева моря, их владельцем стало АО «Росшельф». Впоследствии, в 2002 г., права на пользование месторождениями перешли ЗАО «Севморнефтегаз» (совместное предприятие АО «Росшельф» и ООО «РН-Пурнефтегаз»), с 2007 г. — ООО «Севморнефтегаз». В 2009 г. лицензии на месторождения перешли к ООО «Газпром нефть шельф», которое до сих пор имеет права на разработку Приразломного нефтяного месторождения. Лицензия на разработку Штокмановского месторождения в 2013 г. перешла ОАО «Газпром» (впоследствии ПАО «Газпром»).

Далее развитие процесса лицензирования было связано с подготовкой в 1994–1995 гг. группой морских научно-исследовательских и производственных организаций Санкт-Петербурга и Мурманска (ВНИИ-Океангеология, ВМНПО «Союзморгео», ГУП «Арктикморнефтегазразведка», трест «Севморнефтегеофизика», ГУП «МАГЭ», ГУП «Севморгео») «Концепции изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Баренцевоморской провинции». Документ был одобрен Экспертным советом при Правительстве Российской Федерации и на открытые конкурсы было предложено 11 участков шельфа, сгруппированных в четыре раунда. Первый лицензионный конкурс «Баренц-1» состоялся в 1999 г. в Геленджике на базе ГНЦ «Южморгеология». Победителем стало ГУП «Арктикморнефтегазразведка», получившее лицензии на проведение работ на Поморском, Колоколморском и Медынско-Варандейском участках. Однако в 2002 г. право пользования участками перешло вновь образованному ЗАО «Арктикшельфнефтегаз», одним из учредителей которого выступило ФГУП «Арктикморнефтегазразведка». Образование этого акционерного общества было вызвано необходимостью привлечения инвестиций в разведку и освоение недр Печорского моря в период отсутствия государственного финансирования геолого-разведочных работ и, в связи с этим, невозможностью выполнения лицензионных обязательств ФГУП «Арктикморнефтегазразведка».

В 1993-2004 гг. на шельфы Баренцева и Карского морей было выдано 42 лицензии, в основном на геологическое изучение, с целью поисков и оценки месторождений УВ-сырья (НП) сроком действия до 5 лет (36 лицензий), для добычи полезных ископаемых и в целях, не связанных с их добычей (НЭ), на срок до 20 лет (2 лицензии), с совмещением геологического изучения недр и добычи полезных ископаемых (HP) — на срок до 25 лет (4 лицензии).

В 2005-2012 гг. были выданы лицензии на проведение работ на арктическом шельфе по 45 объектам Госзаказа, включая 10 лицензий по составлению и подготовке к изданию Госгеолкарты-1000/3 (3-е поколение). Основные площади выполнения работ были приурочены к северным частям Баренцево-Карского региона и моря Лаптевых. В восточно-арктических морях в 2010-2012 гг. также были проведены мультиклиентные съемки в объеме, превышающем 25 тыс. км. Однако разрешения на эти работы были выданы Министерством образования России, а лицензии по этим объектам Минприроды России не оформлялись.

В 2008 г. в Федеральный закон «О недрах» было внесено важное изменение, которое касалось требований к компаниям, получающим право на поисково-разведочные и добычные работы на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации: они должны были иметь опыт освоения участков недр континентального шельфа более 5 лет и вклад Российской Федерации в уставных капиталах компаний должен составлять более 50 % [2]. Согласно этому требованию, только две государственные компании получили допуск к разработке шельфа.

Распоряжением Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 787-р [4] был утвержден перечень участков недр федерального значения, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для геологического изучения недр, разведки и добычи УВ-сырья, осуществляемых по совмещенной лицензии. С помощью этого механизма выдачи к 2014 г. практически в полное распоряжение госкомпаний перешли все наиболее перспективные районы континентального шельфа, включая обширные площади на севере Карского моря, а также в восточноарктических морях (Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском), где еще не был завершен этап регионального геологического изучения. Наибольшее число лицензий (37) было получено в 2013 г.

- В дальнейшем компании-недропользователи, получив лицензии, стали переносить сроки выполнения определенных видов геолого-разведочных работ на более поздние даты, ссылаясь на падение цен на нефть, ухудшение экономики проектов и санкции. В сложившейся ситуации Минприроды России в соответствии с Поручением Президента Российской Федерации В.В. Путина от 12.02.2015 № Пр-254 [5] инициировало проведение разовой актуализации лицензий на пользование недрами. Задачами актуализации лицензий были:
- унификация лицензионного фонда, приведение всех лицензий к единому образцу (форма и содержание) в соответствии с актуальными требованиями законодательства о недрах;
- перенос обязательств по соблюдению конкретных видов, объемов и сроков проведения работ в проектную документацию.

В 2015-2017 гг. было актуализировано 44 морских и транзитных лицензий, в том числе 24 лицензии, относящиеся к водной части арктической зоны: 5 транзитных в Ненецком автономном округе и 19 в Ямало-Ненецком автономном округе, включая губы и заливы. В целом в течение 2015-2019 гг. Федеральным агентством по недропользованию было зарегистрировано почти четыре десятка дополнений к лицензиям по арктическим проектам, связанных с переносом сроков проведения и сокращения объемов геолого-разведочных работ, а по ряду лицензионных участков сроки переносились неоднократно. При этом сокращение объемов сейсморазведки 2D составило столько же, сколько составил объем ее выполнения за 5 лет (2013-2018) на акватории восточно-арктических морей (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского). Следует отметить, что часть из запланированных, но невыполненных объемов сейсморазведки 2D была излишней на некоторых лицензионных участках и недропользователи посчитали целесообразным перераспределить эти объемы на проведение площадных сейсморазведочных работ 3D.

Для исправления сложившейся ситуации в 2016 г. Минприроды России был введен временный мораторий на выдачу новых лицензий на континентальный шельф Российской Федерации. Это было сделано для того, чтобы недропользователи могли сосредоточиться на выполнении своих лицензионных обязательств. Однако при этом Минприроды была сделана оговорка, что если у госкомпаний все же будет заинтересованность в получении прав пользования на какойлибо участок недр, то он будет выставлен на аукцион.

В связи с этим начиная с 2017 г. по результатам аукционов недропользователями было получено 4 лицензии:

– в 2017 г. ООО «Новатэк-Юрхаровнефтегаз» на Штормовой участок, частично расположенный на

шельфе (лицензионный участок получен в 2017 г., затем переоформлен в 2018 г.);

- в 2019 г. ООО «Газпром нефть шельф» на Южно-Обский участок;
- в феврале 2020 г. ПАО «Газпромнефть» на Хамбатейский участок недр (включая Хамбатейское месторождение);
- в апреле 2020 г. ООО «Арктик СПГ-1» на Бухаринский участок недр.

Все указанные лицензионные участки расположены частично на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и частично — в Обской и Тазовской губах Карского моря.

В целом по состоянию на II квартал 2020 г. на шельфе Арктики действовало 85 лицензий.

Применение ГИС при мониторинге недропользования

Решение двух вышеописанных задач (отслеживание и контроль изменений лицензионного состояния и выполнения лицензионных обязательств недропользователями на континентальном шельфе Российской Федерации) основывается на двух ГИС-проектах: «Лицензионное состояние континентального шельфа Российской Федерации» и «Геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации». Вышеуказанные ГИС-проекты являются базовыми, постоянно проходят актуализацию и служат частью информационной системы «Нефтегазоносность шельфов России» [6], которая с 1997 г. включена в Государственный регистр баз данных [7]. Проекты имеют сходный набор неизменных или редко изменяемых слоев (суща, арктическая зона, государственные границы) и набор специализированных слоев.

Основополагающим слоем в ГИС-проекте «Лицензионное состояние континентального шельфа Российской Федерации» является слой пространственных объектов, отображающих лицензионные участки. Лицензионные участки являются виртуальными объектами, т. е. не имеют физических границ, и поэтому ГИС обеспечивает необходимую визуализацию их контуров на карте в виде полигональных объектов, выделяя таким образом область деятельности недропользователя на конкретном участке акватории. Согласно Закону «О недрах», вся деятельность на конкретном лицензионном участке может осуществляться его владельцем либо с его согласия. Расположение действующих объектов госбюджетных работ также отображается в ГИС-проекте лицензионного состояния (рис. 1), лицензии на эти объекты организации получают на основе государственных контрактов.

Разработана схема заполнения атрибутивных данных слоя с лицензионными участками. Атрибутивные данные заносятся в таблицу, которая включа**Рис. 1.** Иллюстрация вида ГИС-проекта «Лицензионное состояние континентального шельфа Российской Федерации» ArcGIS 10.5 Fig. 1. Illustration of the ArcGIS 10.5 visualization of the GIS project "State of licensing of the Continental Shelf of the Russian Federation"

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

- 大林林林大田田の・ Georeferencing File Edit View Bookmarks Insert Selection Geoprocessing Customize Windows Help □ H⊓ □ H9 □ H3 ❖ zv_aukcion_all_line_24... 🖫 🌣 « > ****** o ice_arctic-240915 <all other values: ICE_FIELD Apeйфующий ле nst_bal2001 setka_west Q proj_200714 - ArcMap

ет номер лицензии, ее вид, даты выдачи и окончания срока действия, наименование компании-недропользователя и др. Создана легенда условных обозначений для существующих видов лицензий, каждый вид на карте имеет свой условный знак.

В данном проекте ГИС обеспечивает выполнение следующих операций:

- создание точечных, линейных и полигональных слоев по известным координатам, например контуров новых лицензионных участков; участков недр, выставленных на аукционы, объектов государственного заказа и т. д.;
- тематическое картографирование создание и дальнейшая актуализация цифровых карт, например современного лицензионного состояния, механизм получения прав пользования участками недр;
- визуализация и подготовка цифровых карт к изданию с учетом отраслевых стандартов, например электронные карты и их печать на бумажном носителе.

Основными функциями этого ГИС-проекта являются накопление, хранение, систематизация и визуализация данных. Он позволяет выполнять различные тематические запросы пользователя и подготавливать соответствующие карты. Главная задача ГИС-проекта — это отражение текущего лицензионного состояния континентального шельфа РФ. Кроме того, на его основе в 2017 г. в рамках решения задачи по подготовке «Структурированного массива информации по документам государственного управления лицензированием недр континентального шельфа, территориального моря и внутренних морских вод с анализом полученных результатов» была создана электронная карта (вид view) для визуализации данных. Для выполнения поставленной задачи был создан и проанализирован структурированный массив информации по документам государственного управления лицензированием недр континентального шельфа, территориального моря и внутренних морских вод, опубликованным на сайте Правительства РФ с 2009 г. и действующим по настоящее время. Данный массив содержит такие параметры, как номера и даты распоряжений Правительства РФ об участках недр федерального значения, предоставленных в пользование без проведения конкурсов и аукционов, распоряжения о проведении конкурсов или аукционов и об их результатах, номера и сроки действия лицензий, а также местоположение участков.

Структурированный массив информации формировался на основе распоряжения Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 787-р «Об утверждении перечня участков недр федерального значения, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для геологического изучения недр, разведки и добычи УВ-сырья, осуществляемых по совмещенной лицензии» [4]. 23 мая 2013 г. вышло распоряжение Правительства РФ № 824-р «Об изменениях, которые вносятся в распоряжение Правительства РФ от 15 июня 2009 г.»: в пункте 1 слова «конкурсов и» исключить [8].

За 2009-2020 гг. распоряжениями Правительства РФ было предоставлено в пользование 58 участков недр федерального значения (рис. 2).

По арктическим акваториям участки недр распределены следующим образом:

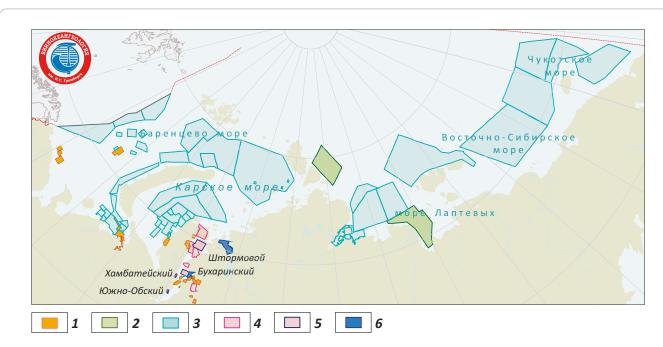
- на шельф Баренцева моря было выдано 22 лицензии на участки недр федерального значения; все участки предоставлены в пользование без конкурсов и аукционов и расположены на континентальном шельфе;
- на шельфе *Карского моря* предоставлено в пользование 26 участков, в том числе 9 по результатам конкурса или аукциона; из них на континентальном шельфе располагается 16 участков недр федерального значения, в территориальном море -1, к внутренним морским водам относится 10;
- на шельфе *моря Лаптевых* недропользователям было передано 5 участков недр федерального значения, 4 из которых расположены на континентальном шельфе; площадь Хатангского участка частично находится на континентальном шельфе, а основная его часть относится к территориальному морю;
- на шельфе Восточно-Сибирского моря было предоставлено в пользование 2 участка недр федерального значения без проведения аукциона; участки расположены на континентальном шельфе;
- -на шельф Чукотского моря было выдано 3 лицензии на участки недр федерального значения без конкурсов и аукционов.

Также проводился анализ динамики выдачи лицензий за весь период действия лицензионного процесса на континентальном шельфе РФ, в задачи которого входило составление серии схем лицензионного состояния на его основные исторические этапы. Это выполнялось рутинным путем запроса на выборки по дате оформления лицензии в атрибутивных данных слоя лицензионных участков (рис. 3).

Актуализация лицензий осуществляется путем отслеживания выполнения лицензионных обязательств по проведению геолого-разведочных работ на лицензионных участках и степени их реализации в запланированные сроки. Информация о выполненных геолого-разведочных работах размещена в ГИС-проекте «Геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации». Это специализированный ГИС-проект, в котором хранится и визуализируется довольно большой объем структурированной информации, распределенный по нескольким слоям: данные о проведенных геолого-разведочных работах, которые представляют собой сейсморазведку МОВ-ОГТ 2D (линейные объек-

Рис. 2. Карта участков недр, выданных на шельфе Арктики по распоряжениям Правительства РФ и по результатам проведения аукционов после 2009 г.

Fig. 2. Map of the subsoil areas awarded on the Arctic shelf by the Russian Government and through tenders after 2009



Участки действующих лицензий (1, 2): 1 — выданных до 2009 г., 2 — по государственным контрактам; **участки недр, предоставленные в пользование после 2009 г.** (3–5): 3 — по распоряжениям Правительства РФ, 4 — в результате проведения конкурсов-аукционов до введения моратория; 5 — в результате проведения аукционов после введения моратория; 6 — участки недр, выставленные на аукционы

Areas with valid licenses (1, 2): 1 — awarded before 2009, 2 — under government contracts; **subsoil areas granted for use after 2009 (3–5):** 3 — by the order of the Russian Government, 4 — as a result of tenders held before the moratorium, 5 — as a result of tenders held after the moratorium; 6 — subsoil plots put up for tenders

ты), площадных работах 3D (полигональные объекты) и бурении (точечные объекты) (рис. 4). Сейсморазведочные профили и площади 3D-сейсморазведки также являются виртуальными объектами, их местоположение в пространстве показано в ГИС.

Среди перечисленных выше операций, выполняемых при мониторинге лицензионного состояния, в рассматриваемом ГИС-проекте также осуществляется ряд необходимых действий при работе с данными:

- запрос на пространственные выборки (например, «выбрать все объекты в пределах заданной площади участка»), т. е. определение взаимного расположения объектов из разных слоев;
- привязка и векторизация растровых данных (например, подсчетных планов, контуров перспективных объектов, пластов месторождений, сейсморазведочных профилей 2D и т. д.);
- пространственные операции, например объединение слоев, содержащих сейсморазведочные профили по отдельным участкам, в общий слой по акватории.

В функции этого ГИС-проекта по геолого-геофизической изученности входят накопление, хранение, визуализация и анализ данных.

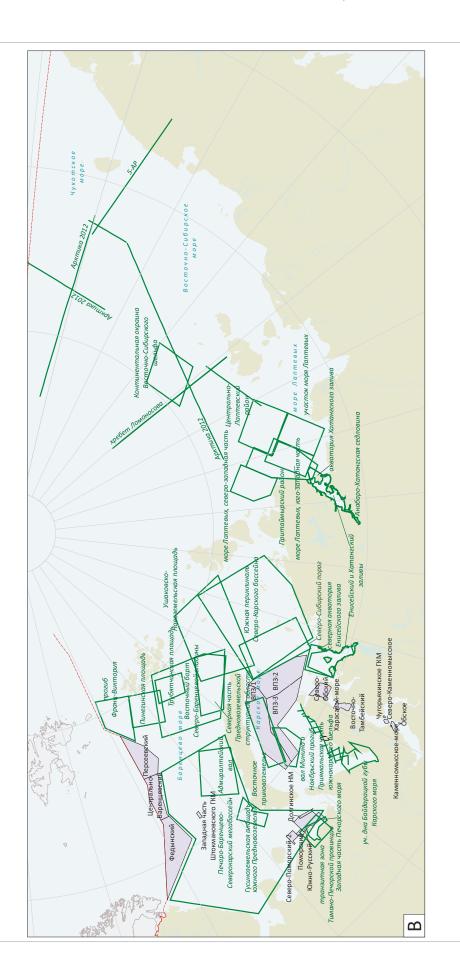
Систематизируя информацию, предоставленную недропользователями о выполнении лицензионных обязательств, как правило, можно увидеть положительную динамику на участках, полученных в результате проведения аукционов. Так, право пользование на Северо-Обский участок недр, предложенный на конкурс-аукцион в 2011 г., было получено недропользователем в 2014 г. И уже в 2018 г. была пробурена поисковая скв. ПО-1, которая стала первооткрывательницей крупного Северо-Обского газоконденсатного месторождения. В 2016 г. по такому же механизму выдачи прав пользования был оформлен Няхартинский лицензионный участок. В 2019 г., в результате поискового бурения, было открыто крупное Няхартинское нефтегазоконденсатное месторождение. Сроки выполнения лицензионных обязательств на данных лицензионных участках не переносились. Таким образом, с момента получения прав пользования на участок недр до момента открытия месторождения проходит 3–4 года. Два лицензионных участка принадлежат дочерним предприятиям компании ПАО «НОВАТЭК».

Одним из видов анализа изученности, в частности, лицензионных участков является подсчет плотности геофизической изученности съемками МОВ-

Рис. 3. Схемы лицензионного состояния шельфа Арктики на различные временные периоды (А — 1993—2004 гг., В — 2005—2012 гг., С — 2013 гг., D — 2014—2019 гг.) Fig. 3. Schemes of the Arctic shelf licensing status for different time periods (A -1993-2004, B -2005-2012, C -2013, D -2014-2019) ⋖

Участки лицензий (1, 2): 1- компаний-недропользователей, 2- по государственным контрактам; 3- сейсморазведочные профили, отработанные по государственным контрактам

License areas (1,2): 1- of companies-subsoil users, 2- under federal contracts; 3- seismic survey lines shot under government contracts





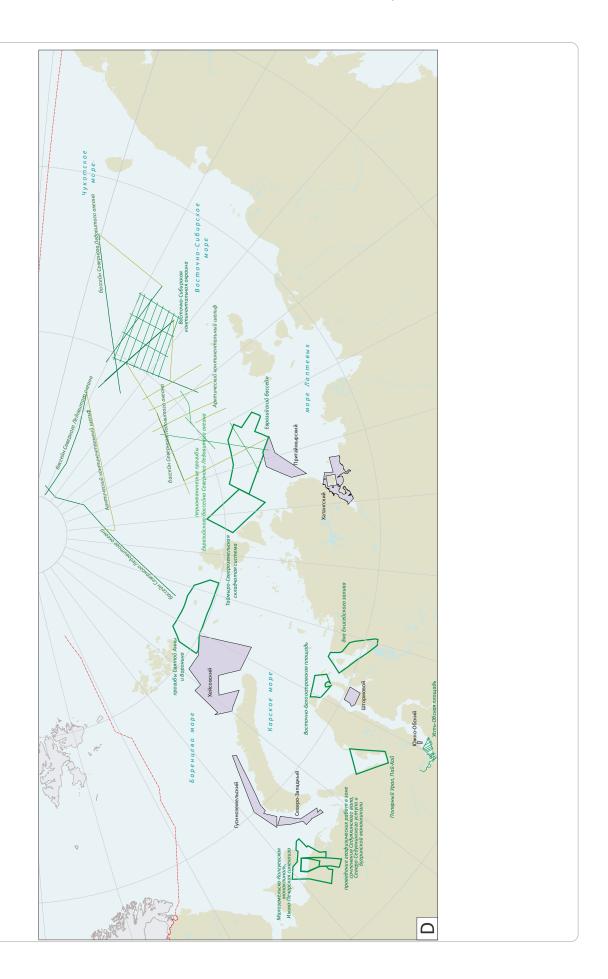
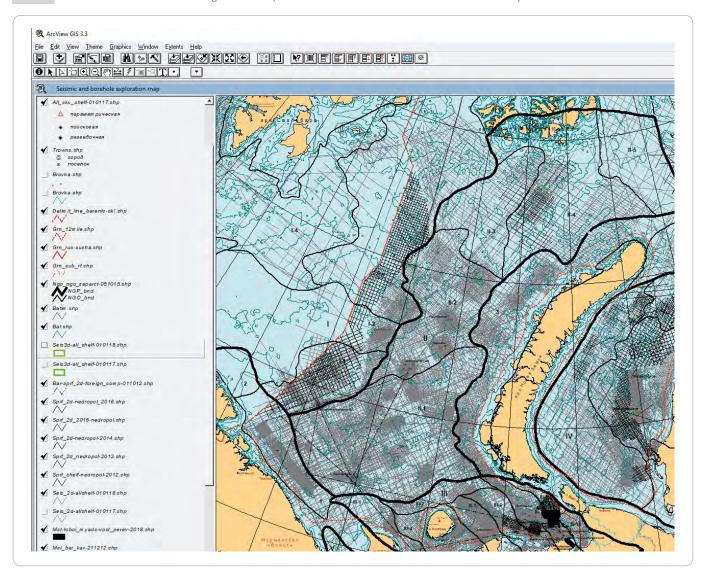




Рис. 4. Иллюстрация вида и основного слоя, содержащего информацию изученности сейсморазведкой МОВ-ОГТ 2D ГИС-проекта «Геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации» ArcView GIS 3.3

Fig. 4. Illustration of the ArcView GIS 3.3 visualization of the GIS project "Geological and geophysical exploration maturity of the Continental Shelf of the Russian Federation" showing the main layer that contains information on 2D CDP seismic surveys



ОГТ 2D на текущее состояние (рис. 5). Расчет этого параметра осуществляется автоматически при помощи вышеупомянутого универсального программного обеспечения Profile Density для ArcView GIS, разработанного в секторе информационного обеспечения недропользования ФГБУ «ВНИИОкеангеология».

Программа оформлена в виде единого модуля с расширением «.avx» и вызывается с помощью кнопки для запуска расширения, расположенной в интерфейсе пользователя. При запуске с помощью серии диалоговых окон у пользователя запрашивается вся необходимая для расчета информация. В качестве внешнего приложения для вывода результатов расчета используется Microsoft Excel.

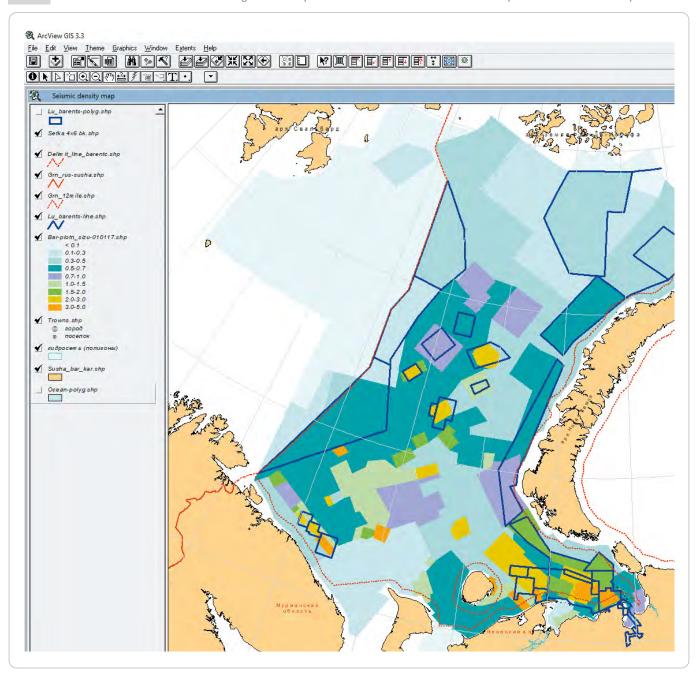
Модуль позволяет рассчитать следующие параметры:

- общую длину профилей;
- длину профилей внутри участка;
- длину профилей в акватории;
- длину профилей на сухопутной части (в том случае, если участок частично находится на суше);
 - общую площадь участка;
 - площадь морской части участка;
 - площадь наземной части участка;
 - общую плотность профилей по участку;
 - плотность профилей по акватории;
 - плотность профилей по суше.

Расчет плотности изученности сейсморазведкой может производиться не только на текущее состояние, но и на любой момент времени. Например, возможны запросы о том, какая плотность была на

Рис. 5. Иллюстрация вида и основного слоя, содержащего информацию о плотности изученности сейсморазведкой MOB-OIT 2D, ГИС-проекта «Геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации» ArcView GIS 3.3

Fig. 5. Illustration of the ArcView GIS 3.3 visualization of the GIS project "Geological and geophysical exploration maturity of the Continental Shelf of the Russian Federation" showing the main layer that contains information on the density of 2D CDP seismic survey lines



момент выдачи участка или какая плотность будет после выполнения запланированных объемов сейсморазведки на лицензионных участках. При вводе исходных данных возможно задать интересующие годы проведения работ, эта информация содержится в атрибутивной таблице слоя сейсморазведочных профилей МОВ-ОГТ 2D.

В дальнейшем объем накопленных данных по лицензионному состоянию и геолого-геофизической изученности, наряду с дополнительной информацией о расположении особо охраняемых территорий, военных полигонов, рыбопромысловых участков, ледовой обстановке, становится востребованным при планировании геолого-разведочных работ, финансируемых за счет средств государственного бюджета, при планировании морских научных исследований, при проектировании трубопроводов, строительстве морских портов и т. д.

В целом можно отметить, что, благодаря внедрению ГИС на протяжении более двух десятков лет,

стало возможным непрерывно отслеживать развитие нефтегазовой отрасли на континентальном шельфе Российской Федерации и проводить регулярное информирование об изменении состояния недропользования органов государственной власти - Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) и подведомственных организаций Минприроды России. Применение геоинформационных систем в мониторинге пользования недрами способствует развитию рационального подхода к эффективному управлению изучением и освоением природных ресурсов.

Литература

- 1. О создании информационной компьютерной системы в области геологического изучения и использования недр // Постановление коллегии Роскомнедра от 10.08.1993 г. № 2-2.
- 2. Закон РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (редакция от 03.03.1992 г., 01.12.2007 г., 29.04.2008 г., 13.07.2015 г., 27.12.2019 г.) «О недрах».
- 3. Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд // Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2015 г. N 1236 (с изменениями и дополнениями: 23.03.2017 г., 20.12.2017 г., 20.11.2018 г., 30.03.2019 г.).
- 4. Об утверждении перечня участков недр федерального значения, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов // Распоряжение Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 787-р (ред. от 07.06.2019 г.).
- 5. Поручение Президента Российской Федерации В.В. Путина от 12.02.2015 г. № Пр-254.
- 6. Супруненко О.И., Медведева Т.Ю., Минина М.В., Сахань Ю.В. Система информационно-аналитического обеспечения ГРР на арктическом шельфе // Neftegas.ru. – 2018. – Т. 83. – № 11. – С. 18–23.
- 7. Регистрационное свидетельство НТЦ «Информрегистр» Государственного комитета Российской Федерации по связи и информатизации № 2511 от 01.09.1997 г.
- 8. Распоряжение Правительства РФ от 23.05.2013 г. № 824-р о внесении изменений в Распоряжение Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 787-р.

References

- 1. O sozdanii informatsionnoi komp'yuternoi sistemy v oblasti geologicheskogo izucheniya i ispol'zovaniya nedr [On the creation of a computer information system in the field of subsoil geological study and use]. In: Postanovlenie kollegii Roskomnedra ot 10.08.1993. In Russ.
- 2. Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 (redaktsiya ot 03.03.1992, 01.12.2007, 29.04.2008, 13.07.2015, 27.12.2019 "O nedrakh" [The Subsoil Law of the Russian Federation No. 2395-1 dated 21.02.1992 (as amended on 03.03.1992, 01.12.2007, 29.04.2008, 13.07.2015, 27.12.2019)]. In Russ.
- 3. Ob ustanovlenii zapreta na dopusk programmnogo obespecheniya, proiskhodyashchego iz inostrannykh gosudarstv, dlya tselei osushchestvleniya zakupok dlya obespecheniya gosudarstvennykh i munitsipal'nykh nuzhd [Establishing a ban on the admission of software originating from foreign countries for the purposes of procurement for state and municipal needs]. In: Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 16.11.2015. Nº 1236 (s izmeneniyami i dopolneniyami: 23.03.2017, 20.12.2017, 20.11.2018, 30.03.2019). In Russ.
- 4. Ob utverzhdenii perechnya uchastkov nedr federal'nogo znacheniya, kotorye predostavlyayutsya v pol'zovanie bez provedeniya auktsionov [On the Approval of the list of subsoil areas of federal significance to be made available for use without holding tenders]. In: Resolution of the Government of the Russian Federation No. 787-p dated June 15, 2009 (as amended on 07.06.2019). In Russ.
- 5. Poruchenie Prezidenta Rossiiskoi Federatsii V.V. Putina ot 12.02.2015 № Pr-254 [Mandate of the President of the Russian Federation V.V. Putina № Пр-254 dated 12.02.2015]. In Russ.
- 6. Suprunenko O.I., Medvedeva T.Y., Minina M.V., Sakhan' Y.V. Sistema informatsionno-analiticheskogo obespecheniya GRR na arkticheskom shel'fe [Information and analytical support system for geological exploration on the Arctic shelf]. Neftegas.ru. 2018;(11):18–23. In Russ.
- 7. Registratsionnoe svidetel'stvo NTTs "Informregistr" Gosudarstvennogo komiteta Rossiiskoi Federatsii po svyazi i informatizatsii № 2511 ot 01.09.1997 [Registration Certificate № 2511 dated 01.09.1997 issued by NTC Informregistr, State Committee of the Russian Federation for Communications and Information Technology]. In Russ.
- 8. Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 23.05.2013 g. № 824-r o vnesenii izmenenii v Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 15.06.2009 № 787-r [Resolution of the Government of the Russian Federation № 824-p dated 23.05.2013 on amending the Resolution of the Government of the Russian Federation No. 787-p dated June 15, 2009]. In Russ.

Информация об авторах

Медведева Татьяна Юрьевна

Заведующий отделом ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: onaimo@centurion.vniio.nw.ru ORCID ID: 0000-0003-1158-4550

Information about authors

Tat'yana Yu. Medvedeva

Head of Department VNIIOkeangeologia,

1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: onaimo@centurion.vniio.nw.ru ORCID ID: 0000-0003-1158-4550



Суворова Екатерина Борисовна

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий сектором ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: e.suvorova@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7787-6946

Гущин Алексей Сергеевич

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: a.gushchin@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7294-3804

Матюхина Татьяна Николаевна

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: matyukhina.tatyana@vniio.ru ORCID ID: 0000-0003-2721-4319

Минина Мария Владимировна

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: minina.maria@vniio.ru ORCID ID: 0000-0003-2819-5666

Сахань Юлия Владимировна

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: sakhan.yulia@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7950-6877

Еремина Екатерина Геннадьевна

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: eremina eg@vniio.nw.ru ORCID ID: 0000-0002-3518-0975

Ekaterina B. Suvorova

Candidate Of Geological And Mineralogical Sciences **Head of Sector** VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: e.suvorova@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7787-6946

Aleksei S. Gushchin

Lead Engineer

Lead Engineer

VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: a.gushchin@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7294-3804

Tat'yana N. Matyukhina

VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: matyukhina.tatyana@vniio.ru ORCID ID: 0000-0003-2721-4319

Mariya V. Minina

Lead Engineer VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: minina.maria@vniio.ru ORCID ID: 0000-0003-2819-5666

Yuliya V. Sakhan' Lead Engineer

VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: sakhan.yulia@vniio.ru ORCID ID: 0000-0002-7950-6877

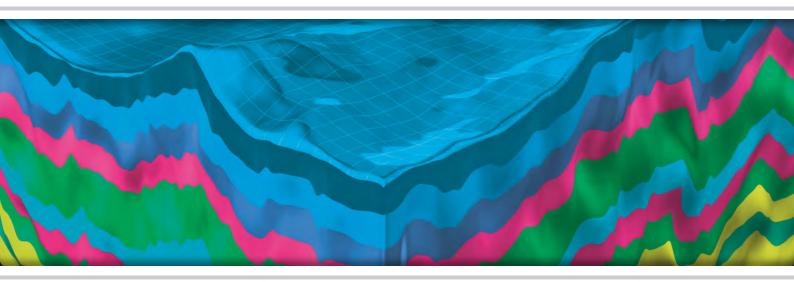
Ekaterina G. Eremina

Lead Engineer

VNIIOkeangeologia, 1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia e-mail: eremina eg@vniio.nw.ru ORCID ID: 0000-0002-3518-0975



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ





Геомодель 2021

23-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

Важные даты

Окончание регистрации по льготному тарифу 15 июня 2021 г.

Окончание предварительной регистрации 20 августа 2021

Окончание приема заявок на коммерческие презентации и рекламное место компании 1 августа 2021

Направления тем научных сессий

- Общая геология и региональные сессии
- Геофизические исследования
- Обработка и интерпретация геологогеофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики
- Количественный анализ геолого-геофизической информации
- Разведка и разработка месторождений
- Геомеханика
- ТРИЗ
- Машинное обучение и искусственный интеллект
- Цифровизация процессов обработки данных
- Дистанционные технологии удаленной работы

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА!

6-9 сентября 2021 г. | Геленджик, Россия



УДК 553.98+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-67-76

Распределенный банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ как составная часть Единого фонда геологической информации отрасли

© 2021 г. | К.Н. Марков¹, К.А. Жуков², А.А. Конева¹, Т.В. Костылева¹

 1 ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; k.markov@geosys.ru; akoneva@geosys.ru; tkostyleva@geosys.ru;

²Новосибирский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Новосибирск, Россия; kzh@vnigni.ru

Поступила 12.04.2021 г.

Доработана 19.04.2021 г.

Принята к печати 20.04.2021 г.

Ключевые слова: информационная система; Единый банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ (ЕБД ВНИГНИ); ГЕОБАНК; MGS-Framework; доступ к геолого-геофизической информации; систематизация и хранение данных; банк данных.

Аннотация: В статье рассматриваются систематизация, хранение, интеграция и организация доступа к геолого-геофизической информации на углеводородное сырье посредством полностью веб-ориентированной программной среды ГЕ-ОБАНК, построенной на базе программно-технологической платформы MGS-Framework и системы управления базами данных PostgreSQL. На базе ГЕОБАНК во ФГБУ «ВНИГНИ» реализовано информационное пространство «Единый банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ», которое предназначено для организации доступа к геолого-геофизической информации, накопленной во ФГБУ «ВНИГНИ». Данное пространство активно используется при решении задач информационно-аналитического обеспечения государственной системы недропользования в части углеводородного сырья и научного обобщения результатов регионального изучения нефтегазоносных провинций Российской Федерации. В статье приводятся основные разделы хранилища Единого банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» и их объемы. Приведена структура Единой базы данных оперативных информационных ресурсов как неотъемлемая часть распределенного банка геолого-геофизической информации ВНИГНИ. В рамках разработанной структуры создаются рабочие места сотрудников Института и его филиалов для решения информационно-аналитических задач. Рассматриваются вопросы взаимодействия распределенного банка геолого-геофизической информации ВНИГНИ с ФГИС «ЕФГИ». Описываются основные функциональные возможности и интерфейс пользователя. Приводятся направления его дальнейшего развития.

Для цитирования: Марков К.Н., Жуков К.А., Конева А.А., Костылева Т.В. Распределенный банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ как составная часть Единого фонда геологической информации отрасли // Геология нефти и газа. — 2021. — № 3. — С. 67—76. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-

Distributed Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI as a part of the industrial Unified Fund of Geological Information

© 2021 K.N. Markov¹, K.A. Zhukov², A.A. Koneva¹, T.V. Kostyleva¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; k.markov@geosys.ru; akoneva@geosys.ru; tkostyleva@geosys.ru;

²Novosibirsk branch of All-Russian Research Geological Oil Institute, Novosibirsk, Russia; kzh@vnigni.ru

Received 12.04.2021 Revised 19.04.2021

Accepted for publication 20.04.2021

Key words: information management system; Unified Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI; GEOBANK; MGS-Framework; access to geological and geophysical information; data systematization and storage; databank.

Abstract: The authors discuss systematization, storage, integration, and access to geological and geophysical information related to crude hydrocarbons with the use of GEOBANK web-oriented software environment created on the basis of MGS-Framework platform and PostgreSQL object-relational database system. On the basis of GEOBANK, the information space Unified Bank of Geological and Geophysical Information is implemented in the Russian Research Institute of Oil Exploration (VNIGNI), which is designed to manage access to geological and geophysical information collected in the Institute. Unified Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI is actively used in solving problems of information and analytical support of the state subsoil use system in the field of crude hydrocarbons and scientific generalization of the results of Russian petroleum provinces regional study. The paper presents the main storage sections of the Unified Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI and their capacity. The structure of the Unified Bank is considered as an integral part of the VNIGNI distributed databank of geological and geophysical information. Within the framework of the developed structure, workplaces of specialists of the institute and its branches are created to handle information and analytical tasks. The issues of the VNIGNI distributed databank of geological and geophysical information interaction with the "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System are discussed. The basic functionality and user interface are described. The aspects of its further development are presented.

For citation: Markov K.N., Zhukov K.A., Koneva A.A., Kostyleva T.V. Distributed Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI as a part of the industrial Unified Fund of Geological Information. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):67–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-67-76.

Введение

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ») является ведущим институтом Федерального агентства по недропользованию в части развития минерально-сырьевой базы УВ-сырья. Основными задачами Института являются оценка ресурсного потенциала нефти и газа в Российской Федерации, обоснование направлений геолого-разведочных работ, разработка долгосрочных и оперативных программ развития минерально-сырьевой базы УВ-сырья.

Для эффективного решения указанных задач необходимо оперативно анализировать значительные массивы разнообразной геологической информации, включая элементы модели геологического строения нефтегазоперспективных территорий, зон, месторождений УВ-сырья, показатели геолого-геофизической изученности глубоким бурением, комплексными геофизическими и геохимическими методами исследований, лицензирования и освоения запасов и ресурсов УВ.

Структура и функциональные возможности ЕБД внигни

Во ФГБУ «ВНИГНИ» активно развиваются отечественные программно-технологические комплексы для геологического изучения и использования недр, с учетом высоких требований, предъявляемых в условиях интенсивной цифровизации геолого-разведочной отрасли к геоинформационному и аналитическому обеспечению государственного геологического изучения недр, государственной системе лицензирования пользования недрами на УВ-сырье, геолого-разведочным работам в части воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ-сырья.

Одни из перспективных направлений работ ФГБУ «ВНИГНИ» — систематизация, хранение, интеграция и организация доступа к геолого-геофизической информации на УВ-сырье. Силами отделения Геоинформатики разработан программно-технологический комплекс ГЕОБАНК, который является полностью веб-ориентированной средой для организации распределенного хранения и доступа к геолого-геофизической информации. Он обеспечивает доступ к данным, хранящимся в Системе управления базами данных, а также к внешним файлам, размещенным в дисковых хранилищах. ГЕОБАНК обладает механизмами гибкой настройки метаданных и включает готовые модели данных для хранения объектов нефтяной тематики.

На базе программно-технологического комплекса ГЕОБАНК во ФГБУ «ВНИГНИ» реализовано информационное пространство «Единый банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ» (ЕБД ВНИГНИ), которое предназначено для организации доступа к геолого-геофизической информации, накопленной в ФГБУ «ВНИГНИ».

Единый банк геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» создавался как распределенная система, к интерфейсу пользователя которой всегда предъявляются особые требования. Одним из требований к реализации являлось то, чтобы пользовательский интерфейс системы функционировал в стандартном веб-браузере, который входит в комплект любой современной операционной системы и не требует установки дополнительного программного обеспечения. Это накладывает ограничения на технологии, применяемые в процессе разработки, и связано с требованием, чтобы веб-интерфейс, отображаемый в веб-браузерах разных производителей, выглядел одинаково и предоставлял одни и те же функциональные возможности.

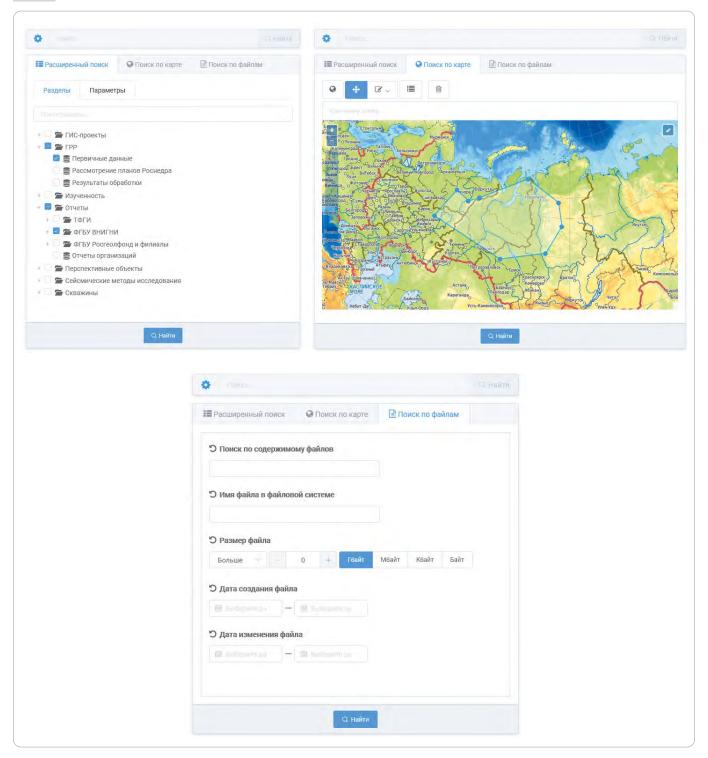
В качестве среды разработки программно-технологического комплекса ГЕОБАНК была выбрана платформа MGS-Framework — инструментарий для разработки распределенных многоуровневых информационных систем (имеет свидетельство о государственной регистрации программы в Реестре программ для ЭВМ № 2017660222 от 19 сентября 2017 г.). Платформа разработана на базе свободно распространяемого программного обеспечения с применением международных и отечественных стандартов в области геоинформатики, позволяет создавать распределенные многоуровневые информационные системы [1, 2].

Интерфейс пользователя предоставляет широкий спектр инструментов поиска, просмотра и выгрузки данных. Для отбора данных, удовлетворяющих необходимым условиям, в Едином банке геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» предусмотрен расширенный поиск объектов: полнотекстовый (по ключевым словам внутри каждого объекта банка и файлам), атрибутивный, картографический и поиск по файлам (рис. 1 С). Это позволяет пользователю искать необходимую информацию во всех разделах системы, выбирая для поиска определенные ее разделы (см. рис. 1 А), и накладывать условия, а также ограничивать результат поиска географически (см. рис. 1 В).

В результирующем наборе данных (рис. 2) пользователю предоставляется общая информация о найденных объектах в системе и набор операций, которые можно над ними произвести.

По каждому найденному объекту система предоставляет интерфейсы для просмотра более детальной информации: полный набор параметров объекта

Рис. 1. Инструментарий расширенного поиска информации в Едином банке геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» Fig. 1. Features of advanced search of information in the Unified Bank of Geological and Geophysical Information (EBD VNIGNI)



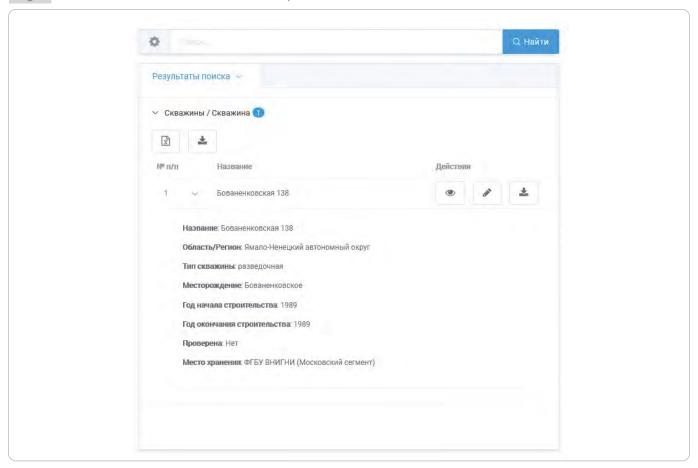
(карточка объекта) (рис. 3), его файловая структура (рис. 4) и местоположение на интерактивной карте (см. рис. 3).

Для работы с файлами объекта в интерфейсе предусмотрена возможность их просмотра средствами системы, скачивания на компьютер пользователя или выгрузки файловой структуры (целиком или частично) на внешнее файловое хранилище по протоколам FTP, WebDAV и CIFS.

Структура распределенного банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» (рис. 5) включает основное хранилище данных и сегменты, расположенные в филиалах ФГБУ «ВНИГНИ». Хранилище состоит из следующих основных раз-



Puc. 2. Результаты поиска данных по скв. Бованенковская-138 Fig. 2. The results of data search for the Bovanenkovsky-138 well



делов: сейсмические данные; скважинные данные; геологические отчеты из различных источников (ФГБУ «Росгеолфонд», недропользователи, геолого-разведочные организации, отчеты о выполнении бюджетных и внебюджетных работ ФГБУ «ВНИГНИ»); итоговые ГИС-проекты; 3D-модели территорий.

Неотъемлемой частью распределенного банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГ-НИ» также является единая база данных оперативных информационных ресурсов, которая включает:

- месторождения (слой обобщенных контуров, коды связи с разделом баланса и разделом лицензий, прочие атрибутивные данные, подсчетные планы);
- лицензии (слой контуров, атрибутивные данные, документы по лицензии, исходные документы с перечнями участков, готовящихся к лицензированию);
- конкурсы и аукционы (слой контуров, атрибутивные данные, оформленные схемы участков, исходные документы с перечнями участков, готовящихся к лицензированию);
- баланс запасов (систематизированные таблицы баланса, исходные контуры месторождений ФГБУ «Росгеолфонд»);

- протоколы Государственной комиссии по запасам /территориальной комиссии по запасам (таблицы показателей и исходные документы);
- структуры (слой контуров структур и паспортные данные);
- изученность на УВ-сырье (слои профилей и скважин, метаданные по ним);
- объекты геолого-разведочных работ (слои и метаданные по объектам работ, исходные документы и перечни);
- ресурсная база количественной оценки (слои эталонных и расчетных участков, таблицы их параметров, таблицы начальных суммарных ресурсов по состоянию на 2009, 2016 гг. и далее);
- базовые картографические слои (топографическая основа, инфраструктура нефтегазоносных комплексов, актуальное нефтегазогеологическое районирование, тектоническое районирование, особо охраняемые природные территории).
- В рамках разработанной структуры создаются рабочие места сотрудников Института и его филиалов, включающие:
- рабочие места для решения тематических задач: обработка сейсмических, геофизических, ка-

Рис. 3. Просмотр карточки и местоположения скв. Бованенковская-138

Fig. 3. Viewing the record and location of the Bovanenkovsky-138 well

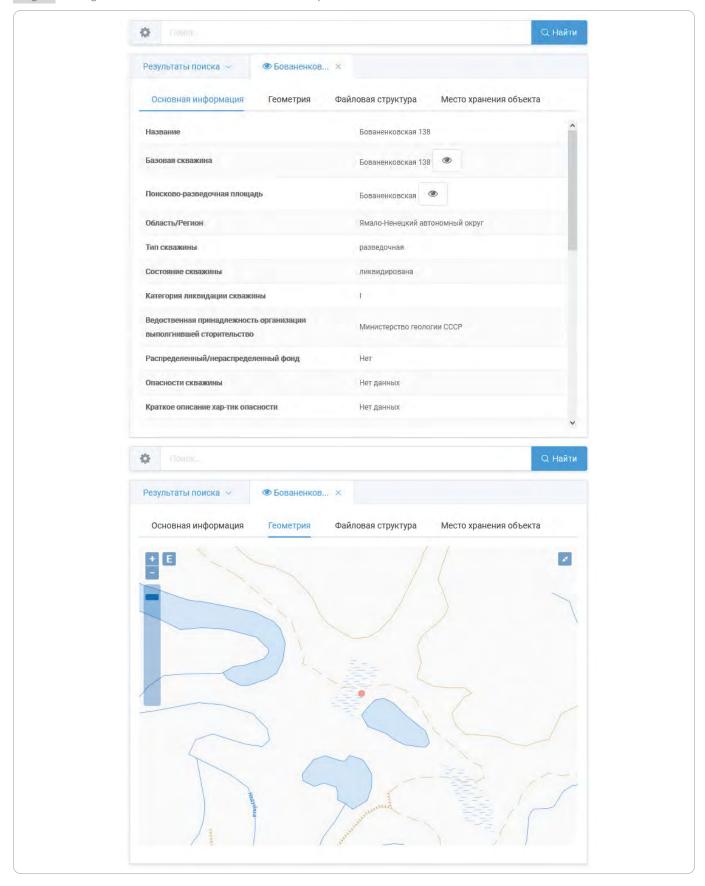
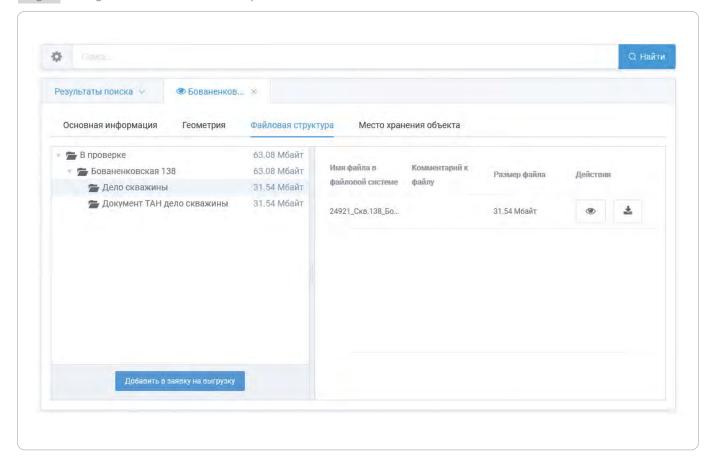


Рис. 4. Просмотр файловой структуры скв. Бованенковская-138 **Fig. 4.** Viewing file tree for the Bovanenkovsky-138 well



ротажных, геологических и геохимических данных, включая их комплексную обработку и интерпретацию;

- рабочие места для ведения Единой базы данных оперативных информационных ресурсов Института и его филиалов;
- системы для решения информационно-аналитических задач, которые создаются на основе Единой базы данных оперативных информационных ресурсов Института и его филиалов. Одним из примеров такой системы является ИАС «Керн-2019».

В настоящее время основные разделы хранилища Единого банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» содержат:

- ретроспективные геологические материалы нефтегазовой тематики (геологические отчеты из различных источников: ФГБУ «Росгеолфонд», недропользователи, геолого-разведочные организации, отчеты о выполнении бюджетных и внебюджетных работ ФГБУ «ВНИГНИ») более 18 000 электронных геологических отчетов, из которых более 10 000 разобрано с учетом специфики производственной деятельности ФГБУ «ВНИГНИ»;
- оперативные материалы, ГИС-проекты, геологические 3D-модели, полевые сейсмические данные по 56 завершенным, 29 текущим и новым объектам

государственного геологического изучения недр на УВ-сырье;

- сведения по сейсмическим работам со всей сопутствующей информацией более 63 000 профилей;
- материалы по глубоким скважинам, пробуренным на нефть и газ, со всей дополнительной информацией более 65 000 скважин.

Объем хранилища Единого банка геолого-геофизической информации ВНИГНИ составляет 310 Тб первичной и интерпретированной информации.

Взаимодействие с ФГИС «ЕФГИ»

Для взаимодействия со ФГИС «ЕФГИ» в рамках Единого банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» разработаны программные средства формирования данных для загрузки в реестр ФГИС «ЕФГИ», согласно разработанной ФГБУ «Росгеолфонд» ХМL-схемой. В 2020 г. в реестр ФГИС «ЕФГИ» были переданы и загружены данные ФГБУ «ВНИГ-НИ» по следующим каталогам: ГИС-проекты; массивы первичных данных; скважины на УВ-сырье [3].

Реестр ФГИС «ЕФГИ» предоставляет пользователю возможность просмотреть информацию по выбранному объекту (рис. 6) и перейти в ЕБД ВНИГ-НИ для просмотра детальной информации (рис. 7).

Рис. 5. Структура распределенного банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» Fig. 5. Structure of the VNIGNI Distributed Bank of Geological and Geophysical Information Рабочие места Решение информационно-аналитических задач: Решение тематических задач: Мониторинг Мониторинг Мониторинг ресурсов НГП структур месторождений Обработка Обработка и запасов (паспорта) сейсмических данных геофизических данных Обработка Обработка Мониторинг Баланс разработки каротажных данных геологических данных лицензий, конкурсов запасов месторождений и аукционов (протоколы) Обработка Комплексная обработка и интерпретация данных геохимических данных Геолого-Геолого-Сопровождение ГРР геофизическая экономическая оценка геообъектов изученность ИАС «Керн-2019» ЕДИНЫЙ БАНК ДАННЫХ ВНИГНИ Банк данных Банк данных (Санкт-Петербургский сегмент) (Московский сегмент) **Хранилище Хранилище** Сейсмические Скважинные Фактографические Сейсмические Скважинные Фактографические данные данные данные данные данные данные Итоговые Итоговые Отчеты 3D-модели Отчеты 3D-модели ГИС-проекты ГИС-проекты Банк данных Оперативная единая база данных (Новосибирский сегмент) Месторождения Баланс запасов Объекты ГРР **Хранилище** Базовые Лицензии Протоколы ГКЗ/ТКЗ Сейсмические Скважинные Фактографические картографические данные данные данные слои Конкурсы Структуры и аукционы • Топооснова Итоговые Отчеты 3D-модели • Инфраструктура НГК ГИС-проекты Ресурсная база • Нефтегазогеологическое Изученность количественной районирование на УВ-сырье оценки УВ • Тектоническое районирование Банк данных • Особо охраняемые природные территории (Конфиденциальный сегмент) **Хранилище** Сейсмические Скважинные Отчеты данные данные «ЕФГИ»



Рис. 6. Просмотр информации по скв. Бованенковская-138 в реестре ФГИС «ЕФГИ»

Fig. 6. Viewing information on the Bovanenkovsky-138 well in the register of "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System

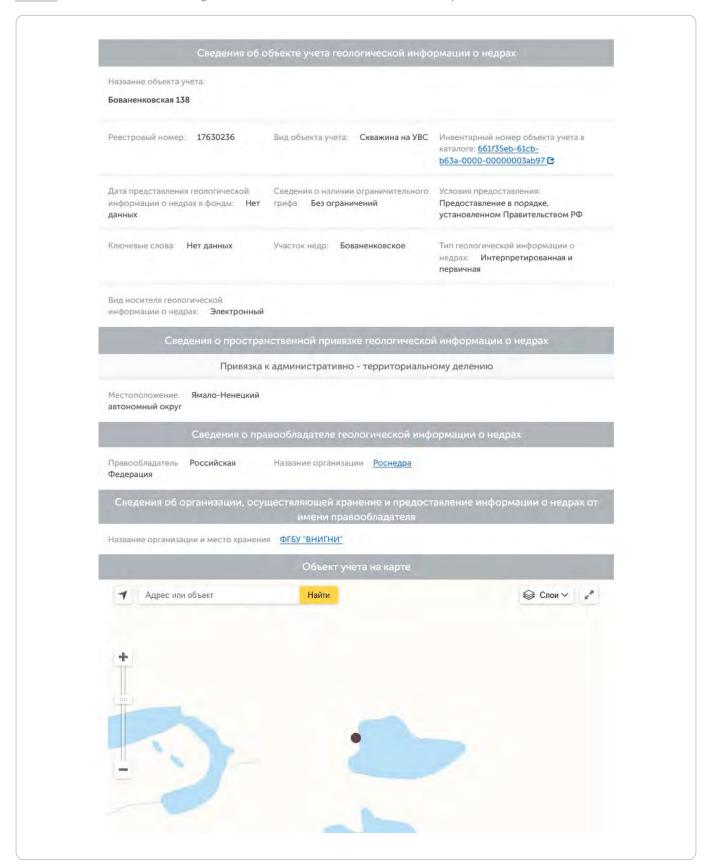
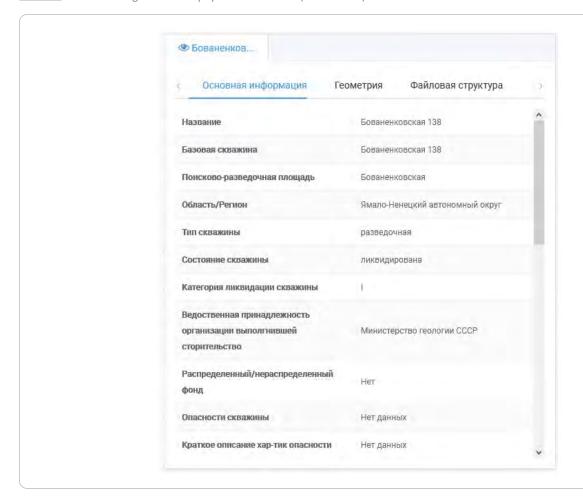


Рис. 7. Переход из реестра ФГИС «ЕФГИ» в Единый банк геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» для просмотра детальной информации по скв. Бованенковская-138

Fig. 7. Transition from the register of "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System to the Unified Bank of Geological and Geophysical Information (EBD VNIGNI) to view detailed information on the Bovanenkovsky-138 well



При этом доступ к данным осуществляется посредством стандартного запроса в Роснедра.

Заключение

В результате создания и последующего развития Единого банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» объединен и систематизирован значительный объем информации, активно используемый при решении задач информационно-аналитического обеспечения государственной системы недропользования в части УВ-сырья и научного обобщения результатов регионального изучения нефтегазоносных провинций Российской Федерации. Разработанный силами отделения Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ» программно-технологический комплекс ГЕОБАНК является полностью веб-ориентированной средой для организации распределенного хранения и доступа к геолого-геофизической информации. В ГЕОБАНКе учитывается вся нефтегазовая специфика, он ориентирован на комплексное использование в геолого-разведочной отрасли, а также имеет доступный и понятный интерфейс пользователя. Дальнейшими направлениями развития Единого банка геолого-геофизической информации ФГБУ «ВНИГНИ» являются:

- пополнение банка данных новыми материалами (геологические отчеты, сейсмические данные, скважинные данные, результаты работ по госзаданию и пр.);
 - актуализация и увязка загруженных данных;
- наполнение разделов «Итоговые ГИС-проекты» и «3D-модели» в банке данных с последующей загрузкой материала;
- развитие и сопровождение распределенных сегментов банка данных;
- развитие программных и аппаратных средств, обеспечивающих предоставление, защиту и надежное хранение цифровой информации. Создание резервных технологических площадок для распределенного хранения данных;
- развитие функционала в части инструментария предоставления и загрузки данных; оптимизации доступа к данным; совершенствования интерфейса пользователя системы.



Литература

- 1. Марков К.Н. Структура, функциональные возможности и особенности реализации распределенных геопространственных вычислений в среде разработки MGS-Framework // Геоинформатика. – 2010. – № 1. – С. 22–29.
- 2. Марков К.Н. Компьютерная технология распределенной обработки геоинформации в природопользовании на основе многофункционального геоинформационного сервера // Геоинформационные системы в геологии: сб. тезисов. – 2011. – С. 20–24.
- 3. Юон Е.М. Ключевые положения в изменении законодательства на рубеже 2015-2016 гг. [Электронный ресурс] // Федеральная государственная информационная система «Единый фонд геологической информации». - Режим доступа: https://rosgeolfond.ru/articles/3 (дата обращения 23.12.2020).

References

- 1. Markov K.N. Struktura, funktsional'nye vozmozhnosti i osobennosti realizatsii raspredelennykh geoprostranstvennykh vychislenii v srede razrabotki MGS-Framework [Structures, functionality, and characteristics of implementation of distributed geo-information processing in the MGS-Framework development environment]. Geoinformatika. 2010;(1):22-29. In Russ.
- 2. Markov K.N. Komp'yuternaya tekhnologiya raspredelennoi obrabotki geoinformatsii v prirodopol'zovanii na osnove mnogofunktsional'nogo geoinformatsionnogo server [Computer technology of geoinformation distributed processing in management of natural resources, which is based on multipurpose geoinformation server]. In: Geoinformatsionnye sistemy v geologii: sbornik tezisov. 2011. pp. 20–24. In Russ.
- $3. \textit{Yuon E.M.} \textit{Klyuchevye polozheniya v izmenenii zakonodatel'stva na rubezhe 2015-2016 gg. In: Federal'naya gosudarstvennaya informatsionnaya alaka salaha sa$ sistema "Edinyi fond geologicheskoi informatsii" [Key provisions in legal change in 2015–2016]. Available at: https://rosgeolfond.ru/articles/ 3 (accessed 23.12.2020). In Russ.

Информация об авторах

Марков Кирилл Николаевич

Кандидат технических наук, заведующий центром

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: k.markov@geosys.ru ORCID ID: 0000-0002-1734-6097

Жуков Константин Анатольевич

Кандидат экономических наук, заместитель директора

Новосибирский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

630099 Новосибирск, ул. М. Горького, д. 24

e-mail: kzh@vnigni.ru

Конева Анна Алексеевна

Заведующий сектором

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: akoneva@geosys.ru

Костылева Татьяна Владимировна

Начальник участка

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: tkostyleva@geosys.ru

Information about authors

Kirill N. Markov

Candidate of Technical Sciences. Head of Center

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: k.markov@geosys.ru ORCID ID: 0000-0002-1734-6097

Konstantin A. Zhukov

Candidate of Economics Sciences,

Deputy Director

Novosibirsk branch All-Russian Research Geological Oil Institute,

24, ul. M. Gor'kogo, Novosibirsk, 630099, Russia

e-mail: kzh@vnigni.ru

Anna A. Koneva

Head of Sector

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: akoneva@geosys.ru

Tat'yana V. Kostyleva

Head of Segment

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe Shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: tkostyleva@geosys.ru



УДК 553.98+004.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-77-83

Геоинформационное сопровождение планирования и проведения геолого-разведочных работ

© 2021 г. | А.В. Любимова, А.О. Навроцкий, Е.Р. Толмачева

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», anna@geosys.ru; aonavr@geosys.ru; elena@geosys.ru

Поступила 08.04.2021 г.

Доработана 19.04.2021 г.

Принята к печати 20.04.2021 г.

Ключевые слова: минерально-сырьевая база углеводородного сырья; ресурсы и запасы нефти и газа; геологоразведочные работы на нефть и газ; геоинформационные технологии; Единый банк данных на углеводородное сырье; ГИС-проект.

Аннотация: В статье рассматриваются задачи систематизированного хранения данных, обеспечивающих информационную основу работ, проектных решений и результатов, получаемых в ходе выполнения геолого-разведочных работ. Основным ядром консолидации информационных ресурсов предприятия в рамках планирования, проектирования и выполнения проектов геолого-разведочных работ выступает Единый банк данных на углеводородное сырье ФГБУ «ВНИГНИ». Описывается оригинальная технологическая схема, обеспечивающая геоинформационное сопровождение работ по текущим и проектируемым объектам региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ, на основе программнотехнологического комплекса ГИС INTEGRO и российского многофункционального геоинформационного сервера MGS-Framework. Использование методики позволяет получить в составе Единого банка данных на углеводородное сырье по каждому объекту работ полный цифровой пакет геолого-геофизической информации в комплекте с проектными документами, отчетными материалами и массивом полевых данных.

Для цитирования: Любимова А.В., Навроцкий А.О., Толмачева Е.Р. Геоинформационное сопровождение планирования и проведения геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 77–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-77-83.

Geoinformation support of planning and carrying out geological exploration work

© 2021 | A.V. Lyubimova, A.O. Navrotskii, E.R. Tolmacheva

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; anna@geosys.ru; aonavr@geosys.ru; elena@geosys.ru

Received 08.04.2021

Revised 19.04.2021

Accepted for publication 20.04.2021

Key words: hydrocarbon raw material base; oil and gas resources and reserves; geological exploration for oil and gas; geoinformation technologies; Unified Databank of Oil and Gas Resources; GIS-project.

Abstract: The authors discuss the problems of systematised storage of data making the information basis for operations, design solutions, and results of geological exploration. Unified Databank of Oil and Gas Resources created in FGBU VNIGNI serves as the main core for consolidation of information resources of the institute in the course of planning, designing and implementation of geological exploration projects. The paper describes a novel technological scheme providing geoinformation support of works on current and future targets of regional geological exploration for oil and gas on the basis of the GIS INTEGRO software and technology complex and MGS-Framework multi-purpose geoinformation server (Russia). This methodology allows obtaning a complete digital package of geological and geophysical information completed with design documentation, report materials, and field dataset for each of exploration targets within the framework of the Unified Databank of Oil and Gas Resources.

For citation: Lyubimova A.V., Navrotskii A.O., Tolmacheva E.R. Geoinformation support of planning and carrying out geological exploration work. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):77-83. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-77-83. In Russ.

Введение

Вопросы развития отечественной геологии и региональных геолого-разведочных работ в современных экономических условиях выходят за рамки чисто отраслевых или внутриведомственных проблем. Основная задача региональных геолого-разведочных работ заключается в действиях на опережение, создании «запаса прочности» минерально-сырьевой базы страны и ее УВ-сектора, в частности.

В этой связи в ФГБУ «ВНИГНИ» выполняется научное обоснование направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ, ведется разработка долгосрочных и оперативных программ развития минерально-сырьевой базы УВ-сырья по всей территории и акваториям Российской Федерации, а в последнее время Институт является также основным исполнителем региональных геолого-разведочных работ.

Для эффективного функционирования предприятия необходимы прочные внутренние связи, основанные на современных информационных технологиях. Объединение различных частей предприятия в единое целое может быть обеспечено внедрением в практику планирования и производства геолого-разведочных работ, а также информационно-аналитической поддержки на основе современных программно-технологических средств хранения и доступа ко всему комплексу информации, задействованной в этом процессе.

Ядром консолидации информационных ресурсов предприятия в рамках планирования, проектирования и выполнения региональных геолого-разведочных работ выступает Единый банк данных на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ». В его задачи входит систематизированное хранение данных, обеспечивающих информационную основу работ, проектных решений и результатов, получаемых в ходе выполнения геолого-разведочных работ; организация регламентированного доступа к этой информации для ее обработки и интерпретации с использованием специализированных программных пакетов.

Важной задачей информационно-аналитического обеспечения является геоинформационное сопровождение планирования и проведения геологоразведочных работ, в состав которого входят следующие направления:

- 1) подготовка картографической информационной базы работ, которая содержит пространственные данные по объектам, определяющим режим природопользования (лицензии на добычу полезных ископаемых, участки конкурсов и аукционов, особо охраняемые природные территории), актуальные цифровые картографические материалы геологического содержания (нефтегазоносность, тектоника, сейсмическая и скважинная изученность) и топографическую основу территории Российской Федерации, обеспечивающую визуализацию на нескольких масштабных уровнях (обзорный, региональный, детальный);
- 2) формирование и ведение цифровых картографических данных по проектируемым объектам работ (контуры участков работ, линии проектируемых профилей и маршрутов съемки, переобрабатываемые профили) с учетом существующих ограничений режима природопользования, особенностей рельефа, транспортной инфраструктуры и пр.;
- 3) мониторинг фактических объемов полевых работ с формированием картографического отображения;
- 4) формирование по каждому объекту геологоразведочных работ сводного ГИС-проекта для комплексного представления базовой геологической информации и полученных результатов работ;

5) оформление и печать картографических материалов, сопровождающих подготовку проектно-сметной и отчетной документации по объектам геолого-разведочных работ.

Для реализации вышеперечисленных направлений необходима геоинформационная система (ГИС), обеспечивающая полный набор картографических инструментов и расширенные возможности для работы с геолого-геофизическими данными (каротаж, сейсморазведка, потенциальные поля, трехмерные геологические модели и пр.). Учитывая необходимость согласованного ведения и использования информационных ресурсов Института по данному направлению, важнейшим критерием выбора ГИС является ее интегрируемость с платформой Единого банка данных на УВ-сырье. Всем этим условиям соответствует программно-технологический комплекс ГИС INTEGRO — полнофункциональная геоинформационная система с расширенными возможностями визуализации и комплексирования геологической и геофизической информации.

В отделении Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ» совместно с отделением региональных геологоразведочных работ разработана оригинальная технологическая схема, обеспечивающая геоинформационное сопровождение работ по текущим и проектируемым объектам региональных геологоразведочных работ на нефть и газ на основе программно-технологического комплекса ГИС INTEGRO и российского многофункционального геоинформационного сервера MGS-Framework. Оба программных продукта являются собственной разработкой ФГБУ «ВНИГНИ» [1].

Основные преимущества созданной технологии:

- единая структура хранения и представления данных по всем объектам геолого-разведочных работ;
- унифицированная методика формирования ГИС-проектов по участкам работ, обеспечивающая подготовку комплекса исходной геологической, геофизической информации и данных по недропользованию в пределах исследуемых территорий;
- единый ГИС-проект (настольное приложение в формате ГИС INTEGRO и его веб-витрина на основе платформы Единого банка данных на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ»), обеспечивающий систематизацию и отображение базовых данных геологического содержания по всем объектам работ на единой унифицированной картографической основе на территории Российской Федерации.

Информационная база единого ГИС-проекта обеспечивает актуальную цифровую информацию, необходимую для выполнения работ. В ее состав входят базовые картографические материалы геологического содержания на территорию РФ и информация по объектам геолого-разведочных работ.

Раздел «Базовые картографические материалы геологического содержания» функционирует на основе информационных ресурсов Единого банка данных на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ». В состав раздела входят следующие данные:

- 1) сведения по изученности территории: сейсмическая и скважинная изученность, общая картограмма изученности ФГБУ «Росгеолфонд», сводные картографические слои по объектам геолого-разведочных работ, выполненных за счет федерального бюджета;
- 2) сведения по недропользованию: действующие и истекшие лицензии, конкурсы и аукционы;
- 3) сведения по нефтегазоносности: актуальное нефтегазогеологическое районирование, рождения УВ, нефтегазоперспективные структуры;
- 4) тектоническая основа: сводные картографические слои тектонического районирования территории РФ, а также актуализированные схемы районирования отдельных нефтегазоносных провинций;
- 5) геологическая основа: цифровая векторная модель геологической карты 1:2 500 000 (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), растровые геологические карты масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000;
- 6) геофизическая основа: цифровые модели гравитационного и аномального магнитного полей масштабов 1:5 000 000 и 1:1 000 000 (ВИРГ-Рудгеофизика, 2012-2015 гг.).

Картографическая основа на территорию РФ:

- особо охраняемые территории (заповедники, заказники, национальные парки и пр.);
- административно-территориальное деление: границы субъектов РФ и границы административных районов РФ;
- населенные пункты, транспортная инфраструктура, гидрография, растительность и рельеф в масштабах 1:2 500 000 (исполнитель ФГБУ «ВСЕГЕИ») и 1:1 000 000 (исполнитель ФГБК «Росгеолфонд»);
- растровые оригиналы топокарт масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000;
- поверхности рельефа и батиметрии (SRTM), а также уклонов рельефа на участках работ по объектам;
- разграфка 1:1 000 000 – номенклатурная 1:200 000;
- слой космоснимков на территорию РФ на основе wms-сервиса к ресурсу Google.Satellite.

Данные по недропользованию, нефтегазоносности и особо охраняемым территориям на всю Российскую Федерацию, представленные в этом разделе, регулярно актуализируются силами соответствующих подразделений Института. Технология позволяет оперативно представлять в составе единого ГИС-проекта обновленные данные по лицензиям, месторождениям и структурам, границам нефтегазогеологического районирования, расположению охраняемых природных территорий. Это обеспечивает возможность своевременного учета всех особенностей территории, планируемой к освоению, обоснованного проектирования расположения контура и объектов полевых работ, а также быстрого формирования базового наполнения отдельных ГИС-проектов по каждому из объектов геолого-разведочных работ.

Раздел «Материалы по объектам геолого-разведочных работ» содержит данные по проектируемым и выполняемым объектам геолого-разведочных работ. В его состав входят:

- картографические данные по местоположению объекта работ (контур обобщения и контур полевых работ, полевые профили новых полевых наблюдений, архивные профили на переобработку и переинтерпретацию, точки заложения скважин и пр.);
- документы, регламентирующие проведение работ по объекту (техническое геологическое задание, утвержденная схема объекта работ);
- картографические данные по фактическим объемам полевых работ по объекту;
- контур пространственного охвата сводного ГИС-проекта по объекту работ.

Настольное приложение (рис. 1) реализовано на платформе ГИС INTEGRO и обеспечивает возможность загрузки картографических слоев по объектам геолого-разведочных работ, их проверки, корректировки и увязки с учетом базовой геологической информации, а также подготовки картографических материалов к печати.

Веб-витрина единого ГИС-проекта (рис. 2), функционирующая в составе Единого банка данных на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ» [2], обеспечивает оперативный доступ к сформированному информационному ресурсу по объектам геолого-разведочных работ. Веб-витрина доступна по ссылке https://gisgrr.udb.geosys.ru/, из соображений информационной безопасности доступ обеспечивается только в информационной сети Института и Федерального агентства по недропользованию Роснедра. В настоящий момент интерфейс веб-витрины позволяет получить актуальную информацию по объекту геолого-разведочных работ, визуализировать схему расположения проектных профилей, скважин, а также схему переобрабатываемых профилей на картографической основе интернет-карты, подключить все необходимые картографические слои (базовую геологическую информацию, топографию, объекты транспортной инфраструктуры, особо охраняемые природные территории, космоснимки и пр.), необходимые для оперативного анализа хода работ.

Разработанное геоинформационное обеспечение позволяет оперативно выполнять большой объем технологических работ по регулярной актуализации и пополнению массива данных по объектам геолого-разведочных работ:

Рис. 1. Карта объектов геолого-разведочных работ на УВ-сырье в настольном приложении единого ГИС-проекта Fig. 1. Map of geological exploration targets for hydrocarbon raw materials shown in the desktop application of the Unified GIS Project

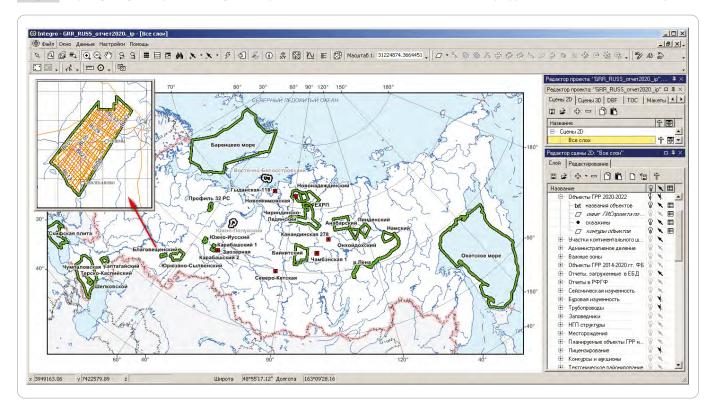


Рис. 2. Просмотр информации по выбранному объекту работ в веб-витрине единого ГИС-проекта Fig. 2. Viewing information about the selected work site in the webmart of the Unified GIS project

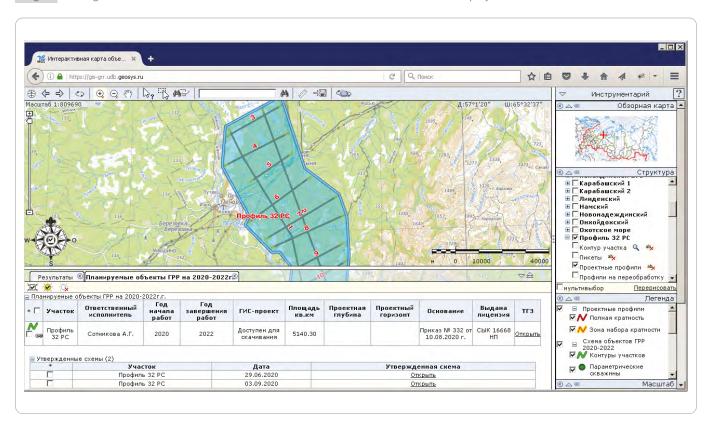
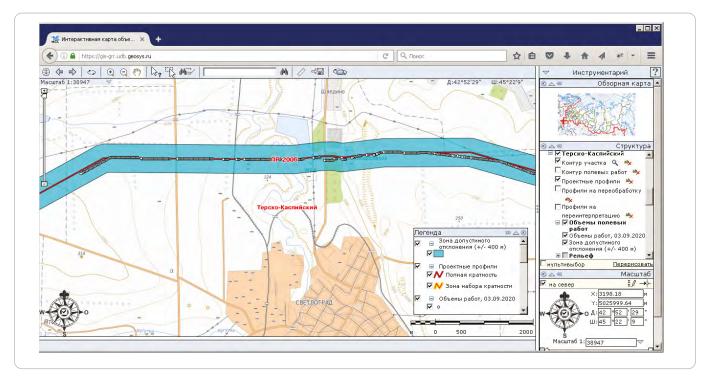


Рис. 3. Объемы фактических полевых работ по объекту в веб-витрине единого ГИС-проекта Fig. 3. The volume of actual field work at the object in the webmart of the Unified GIS project



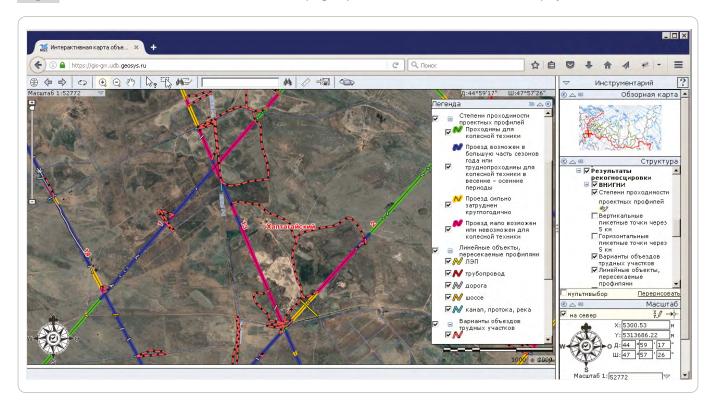
- актуализацию контуров участков полевых работ и участков обобщения по объектам геолого-разведочных работ на основе проверки на соответствие Техническому (геологическому) заданию (ТГЗ) по точкам вершин контура и по границам, проходящим по географическим объектам;
- получение новых вариантов сетей проектных профилей, подготовленных в рамках согласования работ по проектам, расчет длин профилей и их проверка на соответствие объемам работ по ТГЗ;
- получение наборов данных по переобрабатываемым профилям и профилям на переинтерпретацию, расчет длин профилей и их проверку на соответствие объемам работ по ТГЗ;
- корректировку сети проектных профилей с учетом существующих ограничений (выданные лицензии, особо охраняемые природные территории и т. п.) и положения скважин на основании информации, предоставленной ответственным исполнителем работ;
- получение данных по объемам выполненных полевых работ, их подготовку и оформление для визуализации в рамках ежемесячного мониторинга объемов полевых работ, а также расчет и загрузку картографических слоев, отображающих зоны допустимого отклонения от проектного положения линии профилей для анализа загружаемых данных по объемам полевых работ (рис. 3).

Важным этапом работ является пополнение базовой картографической информации по территории объектов геолого-разведочных работ на основе материалов, полученных в ходе проектирования: растровых карт геологического содержания, результатов рекогносцировки, выполняемой на основе дешифрирования космоснимков (рис. 4), сведений по геологогеофизической изученности участка работ и пр.

В рамках автоматизации процесса проектирования в составе настольного приложения единого ГИС-проекта сегодня разработан набор специализированных инструментов для автоматического выделения зон набора кратности, получения таблиц координат линий профиля в требуемом формате, проектирования местоположения пикетов вдоль линии, построения картографического слоя на основе координат sps-файлов для отображения фактического объема полевых работ.

Все материалы, представленные в едином ГИС-проекте, являются основой для подготовки сводных ГИС-проектов, формируемых по итогам выполнения работ по каждому объекту геолого-разведочных работ. Помимо картографической информации (схем изученности территории работ, расположения отснятых переобработанных профилей, результирующих карт и схем) в состав итогового проекта будут включены результаты обработки и интерпретации сейсмических данных, геолого-геофизические модели, скважинные данные (каротаж, стратиграфия, инклинометрия). В комплекте с проектными документами, отчетными материалами и массивом полевых данных это позволит получить в составе Единого банка данных на УВ-сырье по каждому объекту

Рис. 4. Визуализация результатов рекогносцировки по объекту Хаптагайский в веб-витрине единого ГИС-проекта Fig. 4. Visualisation of reconnaissance results for the Khaptagaisky site in the webmart of the Unified GIS project



работ полный цифровой пакет геолого-геофизической информации. Такой подход обеспечит возможность систематизированного хранения и оперативного использования результатов геолого-разведочных работ в современных условиях цифровой трансформации отрасли.

Заключение

- В заключение подчеркнем преимущества, которые обеспечит предлагаемый цифровой подход к организации комплексного геоинформационного сопровождения планирования и проведения региональных геолого-разведочных работ.
- 1. Оптимизация сроков выполнения работ по формированию информационного обеспечения по каждому объекту геолого-разведочных работ. Апробация разработанной технологии в 2021 г. позволила в кратчайшие сроки подготовить информационное обеспечение по 25 участкам работ. Общий объем собранных и оформленных картографических данных составляет более 95 Гб.

- 2. Сокращение числа технических ошибок в представлении координатных данных по проектируемым объектам полевых работ на этапе формирования проектной документации за счет применения картометрических инструментов ГИС INTEGRO.
- 3. Упрощение и ускорение процесса подготовки картографических приложений и иллюстраций за счет переноса всего технологического цикла их оформления в ГИС и единых требований к представлению электронных картографических слоев.
- 4. Оперативный мониторинг состояния работ по проектированию и выполнению геолого-разведочных работ на основе наглядного представления всей собранной информации в веб-витрине единого ГИС-проекта.
- 5. В перспективе *организация* электронной площадки для взаимодействия всех участников работ с возможностью перехода на «безбумажный» процесс согласования планируемых и проектируемых объектов геолого-разведочных работ и контроля их выполнения.

Литература

1. Черемисина Е.Н., Дровнинов Д.А., Любимова А.В., Малинина С.С., Марков К.Н., Пиманова Н.Н., Спиридонов В.А., Суханов М.Г., Финкельштейн М.Я. Геоинформационное и аналитическое обеспечение геолого-геофизических исследований на основе ГИС INTEGRO и многофункционального геоинформационного сервера (МGS) // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М.: ВНИГНИ, 2018. – C. 426-472.



2. *Черемисина Е.Н., Марков К.Н., Любимова А.В.* Отечественные программно-технологические комплексы ФГБУ «ВНИГНИ» для геологического изучения недр в условиях цифровизации отрасли // Развитие геоинформационного обеспечения для решения задач геологического изучения и использования недр, формирования и ведения единого фонда геологической информации: мат-лы Всероссийского совещания (Москва, 26–27 февраля 2019 г.). – М., 2019. – С. 102–108.

References

- 1. Cheremisina E.N., Drovninov D.A., Lyubimova A.V., Malinina S.S., Markov K.N., Pimanova N.N., Spiridonov V.A., Sukhanov M.G., Finkel'shtein M.Ya. Geoinformatsionnoe i analiticheskoe obespechenie geologo-geofizicheskikh issledovanii na osnove GIS INTEGRO i mnogofunktsional'nogo geoinformatsionnogo servera (MGS) [Geoinformation and analytical support of geological and geophysical research on the basis of GIS Integro and multi-purpose geoinformation server MGS-framework]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 426–472. In Russ.
- 2. Cheremisina E.N., Markov K.N., Lyubimova A.V. Locally produced program and technological complexes of FGBU "VNIGNI" for geological exploration in an era of the digitalization of geological field. In: Razvitie geoinformatsionnogo obespecheniya dlya resheniya zadach geologicheskogo izucheniya i ispol'zovaniya nedr, formirovaniya i vedeniya edinogo fonda geologicheskoi informatsii: materialy Vserossiiskogo soveshchaniya (Moscow 26–27 February 2019). Moscow; 2019. pp. 102–108. In Russ.

Информация об авторах

Любимова Анна Владимировна

Кандидат технических наук, заведующий отделом

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X

Навроцкий Александр Олегович

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий управлением

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: aonavr@geosys.ru

Толмачева Елена Романовна

Заведующий сектором

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: elena@geosys.ru

Information about authors

Anna V. Lyubimova

Candidate of Technical Sciences,

Head of Department

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X

Aleksandr O. Navrotskii

Candidate of geological and mineralogical sciences,

Head of Department

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: aonavr@geosys.ru

Elena R. Tolmacheva

Head of Sector

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: elena@geosys.ru

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021



ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



19-24 апреля г. Новороссийск

2-я международная научно-практическая конференция

Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе

24-29 мая г. Сочи

10-я международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов

31 мая-5 июня г. Сочи 16-я международная научно-практическая конференция

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

20-25 сентября г. Новороссийск

12-я международная научно-практическая конференция

Строительство и ремонт скважин

4-9 октября г. Сочи

9-я международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы



В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала каждого мероприятия предоставляется скидка 5%



В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения конференций может быть изменено

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

OPEAHUSATO



и ЖКХ Торгово-промышленная палата края Российской Федерации



Российское газовое общество



Союз Нефтегазопромышленников России





ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

































УДК 553.981+550.8.012

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94

Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий

© 2021 г. | А.А. Щур, Т.В. Матвеева, А.В. Бочкарев

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; vniio_semenova@mail.ru; tv_matveeva@mail.ru; bochkarev_alex@inbox.ru

Поступила 01.04.2021 г.

Доработана 05.04.2021 г.

Принята к печати 20.04.2021 г.

Ключевые слова: зона стабильности газовых гидратов; потенциально гидратоносные акватории; ГИС-технологии.

Аннотация: ГИС-технологии являются эффективным инструментом для картирования потенциально гидратоносных акваторий и вычисления площадей и объемов зоны стабильности газовых гидратов. Практическое применение этих расчетов относится к области ресурсных оценок количества метана в газовых гидратах и прогнозирования инженерно-геологических опасностей, вызванных разложением гидратов на газ и воду при проведении морских строительных и буровых работ. Выполнение такого прогнозного картирования требует обработки крупных массивов данных, наличие регулярной сети и математических расчетов. Современные ГИС-технологии позволяют успешно справиться с этими трудностями и оптимизировать громоздкие вычисления и трудоемкое картирование. В статье представлены результаты успешного использования программного пакета ArcGIS при подготовке данных, картировании гидратоносных акваторий и вычислении площадей и объемов зоны стабильности газовых гидратов на примере акватории Северного Ледовитого океана.

Для цитирования: Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94.

Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas

© 2021 | A.A. Shchur, T.V. Matveeva, A.V. Bochkarev

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; vniio semenova@mail.ru; tv matveeva@mail.ru; bochkarev alex@inbox.ru Received 01.04.2021

Revised 05.04.2021

Accepted for publication 20.04.2021

Key words: gas hydrate stability zone; gas hydrate-bearing water areas; forecast mapping; Geographic Information System.

Abstract: GIS technologies are an efficient tool for mapping gas hydrate bearing water areas and calculating the acreage and volume of the gas hydrate stability zone. These calculations are useful in resource assessment of methane amount in gas hydrates and prediction of engineering-geological hazards responding to hydrate decomposition into gas and water in the course of offshore well construction. This predictive mapping requires processing of large datasets, a regular grid, and mathematical computing. State-of-the-art technologies allow successful meeting these challenges and optimising cumbersome calculations and labour-intensive mapping. By the example of the Arctic Ocean water area, the authors present the results of the successful use of the ArcGIS software package in data preparation, hydrate-bearing water areas mapping, and calculation of acreage and volume of gas hydrate stability zone.

Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):85-94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94. In Russ.

Введение

Газовые гидраты — кристаллические соединения, образующиеся из воды и газа при относительно низких температурах, достаточно высоких концентрациях и давлениях за счет нехимических вандерваальсовских взаимодействий между молекулами воды и газа. Большинство компонентов природных газов, за исключением водорода, гелия, неона, нормального бутана и более тяжелых УВ, способно к образованию газовых гидратов. Самым распространенным природным газом, образующим гидраты, является метан. Единица объема гидрата метана может содержать до 164 объемов газа (при нормальных условиях) [1]. Этот феномен ставит гидраты УВ-газов в один ряд с полезными ископаемыми третьего тысячелетия сланцевыми газами и солнечной энергией. Следует отметить, что гидраты УВ-газов — одна из форм существования обычного природного газа в недрах, наряду с газами, в свободном, водорастворенном и сорбированном состояниях. Отличает гидраты то, что их образование и сохранение в недрах в твердой фазе определяется жесткими термобарическими и геологическими условиями. Еще одной особенностью гидратов является их переменный состав — это нестехиометрические соединения, в состав которых,

помимо воды, может входить большинство УВ-газов и их смесей. Это обстоятельство вносит определенные сложности в прогнозирование условий газогидратообразования в недрах.

Благоприятные термобарические условия существования газовых гидратов характерны для большей части Мирового океана, начиная с глубин воды около 400 м в низких широтах и около 200 м — в высоких. Это объясняется тем, что необходимые для процесса образования гидратов барические условия в основном обеспечиваются давлением столба воды, т. е. глубиной моря. А самым главным фактором, контролирующим температуру, является поток тепла из недр. Именно эти два фактора — тепловое поле и глубина моря способствуют образованию в недрах особой зоны — интервала поддонного разреза, где метастабильные гидраты УВ-газов могут сохранять свое кристаллическое состояние. Эта зона получила название зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГГ). Характеристиками ЗСГГ являются мощность и площадное распространение. В субаквальных обстановках ЗСГГ приурочена к так называемым потенциально газогидратоносным акваториям. Акваторию, где в осадочном чехле по термобарическим и геологическим условиям образование (и/или сохранение) гидратов УВ-газов в принципе возможно, называют потенциально газогидратоносной [1, 2]. На мелководных арктических шельфах, характеризующихся переохлажденностью, температурный режим контролируется также и наличием подводной мерзлоты и климатическими условиями. Но в данной статье рассмотрены условия образования гидратов не связанных с подводной мерзлотой, а образующихся в относительно глубоководной части Северного Ледовитого океана в ходе восходящей миграции УВ.

Поскольку ключевой характеристикой потенциально газогидратоносных акваторий является наличие ЗСГГ, практически эта задача сводится к картированию распространения зоны стабильности и вычислению ее мощности. Но в таком случае гидраты залегали бы сплошным слоем под дном Мирового океана, как это предполагалось еще в середине XX в. На деле, кроме наличия ЗСГГ, потенциально газогидратоносные акватории могут выделяться по целому ряду признаков — тектоническому положению, наличию флюидопроводников, условиям газогенерации и пр. [1]. Условия генерации газа в количествах, достаточных для гидратообразования, а также обстановки, благоприятные для переноса газосодержащих флюидов в направлении дна, реализуются в районах континентальных и островных склонов и подножий, в глубоководных районах внутренних и окраинных морей, т. е. в районах с мощным молодым осадочным чехлом, богатым органикой [2]. Остановимся лишь на двух ключевых признаках — наличии ЗСГГ и условиях для генерации УВ-газов, определяемых мощностью осадочных отложений.

Чтобы разграничить акватории, где гидратообразование возможно или невозможно, и вычислить соответствующие площади, необходимо иметь набор данных, включающий сведения о глубине моря (батиметрию) и изменчивости температуры у дна, а также подходящую равновесную кривую гидратообразования, вычисляемую эмпирически или в ходе лабораторных экспериментов. Чаще всего используется равновесная кривая гидрата метана, поскольку подавляющее большинство известных скоплений газовых гидратов на 99 % состоит именно из этого газа. Для расчета и картирования зоны стабильности гидратов требуются данные о тепловом режиме недр — о тепловом потоке и геотермическом градиенте в недрах, теплопроводности гидратовмещающих пород. Именно температурные данные вносят наибольшую неопределенность в расчеты ввиду общей низкой геотермической изученности акваторий. Геотермические исследования являются своеобразным камнем преткновения, негативно влияющим на точность термобарических расчетов. По этой причине для геотермического районирования используются дополнительные построения.

После того, как расчеты мощности ЗСГГ и ее картирование завершены, следующим важным этапом является районирование потенциально газогидратоносных акваторий по мощности осадочного чехла, т. е. исключение из акваторий с благоприятными термобарическими условиями тех участков, где малые мощности осадочной толщи не способствуют генерации УВ-газов в количестве, достаточном для газогидратообразования. Критерием здесь является пересыщение газом поровых вод в пределах ЗСГГ, что в условиях относительно низких температур и высоких давлений и является триггером для начала гидратообразования. Поскольку генерация газа (как биохимического, так и катагенетического) определяется мощностью осадочных толщ и содержанием в них ОВ, для гидратообразования, как и для генерации традиционных нефти и газа, минимальная мощность осадочных отложений составляет 2 км.

Работы по прогнозному картированию на гидраты начали проводиться с конца 1980-х гг. Ввиду очевидной плохой изученности акваторий в отношении гидратов и отсутствия компьютерной и вычислительной баз определения частично проводились при помощи номограмм — особых графиков, зависящих от многих параметров и позволяющих получить приближенное значение требуемых величин. Картирование по регулярной сети представляло собой весьма трудоемкий процесс и осуществлялось вручную. Неоспоримым плюсом таких работ был профессиональный авторский подход, при котором все границы на прогнозных картах проводились с учетом знаний и опыта специалиста.

Картирование ЗСГГ и связанных с ними потенциально газогидратоносных акваторий представляет

сложность как из-за нехватки необходимых данных и плохой изученности многих акваторий, так и изза отсутствия эффективных методических приемов. Поэтому в ходе таких работ часто используются математические модели и упрощенные решения, что существенно снижает качество и достоверность результатов.

Работы по прогнозному картированию на газовые гидраты ведутся во ВНИИОкеангеологии уже много лет. Опубликован ряд прогнозных карт, которые востребованы морскими геологами, нефтяниками, экологами [3, 4]. Однако именно работы последних 5 лет [1, 5-8], в ходе которых были разработаны, проанализированы и опробованы на практике различные методические подходы, программные и геоинформационные решения, позволили коллективу ВНИИОкеангеологии выйти на принципиально новый уровень прогнозного картирования условий газогидратоносности и дали возможность разработать авторскую методику, аналоги которой в российской литературе авторам данной статьи неизвестны. Ключевую роль в этих работах сыграло использование геоинформационных систем.

Цель данной статьи — представить авторский подход к прогнозному картированию потенциально газогидратоносных акваторий и оценке объема ЗСГГ фильтрогенных гидратов с помощью программной среды ArcGIS на примере российского сектора глубоководной части Северного Ледовитого океана.

Методика прогнозного картирования акваторий с благоприятными для гидратообразования термобарическими условиями на основе ArcGIS

Подготовка массивов данных. Выявление зон с благоприятными для газогидратообразования термобарическими условиями проводится на основе сопоставления распределения температуры в толще отложений с равновесными условиями гидратообразования. Для описания изменения температуры с глубиной необходимы сведения о температуре морского дна (обычно заменяется температурой морской придонной воды) и значении геотермического градиента и/или теплового потока и теплопроводности отложений. Для расчета равновесной кривой образования гидратов заданного состава необходимы сведения о глубине моря (давление газогидратообразователя соответствует гидростатическому давлению), составе гидратообразующего газа и солености поровой воды. Точки пересечения температурного профиля и равновесной кривой позволяют выделить интервалы осадочного разреза или водной толщи с благоприятными для образования гидратов термобарическими условиями.

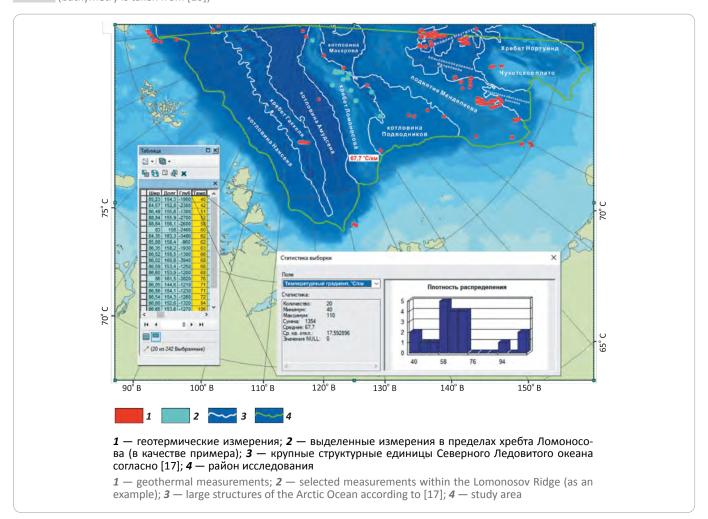
Сведения о придонных температурах могут быть получены из открытых глобальных баз данных и атласов [9], океанологических моделей [10], при использовании зависимости придонной температуры воды от глубины моря (при наличии таковой). В данной статье по картированию ЗСГГ на акватории Северного Ледовитого океана авторы использовали массив осредненных в узлы регулярной сетки (0,083×0,083°) океанологических данных физической модели GLORYS12V1 [11], включающий сведения о батиметрии и значениях придонной температуры.

Сведения о геотермическом градиенте либо о тепловом потоке и теплопроводности отложений могут быть получены в результате геотермических измерений, многие из которых включены в глобальную базу данных теплового потока [12], или в ходе геотермического моделирования. В частности, при расчете мощности ЗСГГ авторы статьи использовали значения геотермического градиента из глобальной базы данных теплового потока [12] и некоторых региональных исследований, пока не вошедших в глобальную базу [13, 14]. Как известно, наиболее полные и точные данные о распределении температуры по разрезу можно получить при термокаротаже выстоявшихся скважин. Однако из-за отсутствия скважин в подавляющем большинстве случаев при проведении геотермических измерений на акваториях используется зондовый метод, позволяющий получить данные о геотермическом градиенте и теплопроводности поддонных отложений и значении глубинного теплового потока. Принимая во внимание, что значение геотермического градиента, полученное зондовым методом, характеризует лишь неглубокий поддонный горизонт, авторы статьи предполагают неизменность градиента либо его уменьшение в неконсолидированных отложениях глубоководной части Северного Ледовитого океана. Это предположение связано с повышением коэффициента теплопроводности отложений с глубиной и отчасти подтверждается результатами измерений теплопроводности в скважинах проекта АСЕХ [15]. Исходя из этого, значения геотермического градиента, полученные в верхней части разреза, могут не вполне корректно отражать реальную картину распределения температуры по всей глубине осадочной толщи. Можно предположить, что истинное (в противоположность измеренному) значение геотермического градиента будет уменьшаться с глубиной. Таким образом, если при расчете мощности ЗСГГ использовать измеренный зондом геотермический градиент, то это значение с большой долей вероятности будет максимальным из всех возможных для данной точки наблюдения. Также следует отметить, что чем выше температурный градиент (при прочих равных условиях), тем выше располагается точка пересечения линии температур с равновесной кривой образования газовых гидратов и, соответственно, уровень подошвы ЗСГГ. Следовательно, максимальному значению геотермического градиента будет соответствовать минимальная расчетная мощность ЗСГГ в данной точке. Исходя из вышесказанного, мощность ЗСГГ, рассчитанная на



Рис. 1. Определение среднего значения геотермического градиента для отдельных структур Северного Ледовитого океана с помощью инструментов Выделение и Статистика (батиметрия из [16])

Fig. 1. Determining the average geothermal gradient for selected Arctic Ocean structures using the Selection and Statistics tools (bathymetry is taken from [16])



основании данных геотермического зондирования, будет минимальной, что необходимо учитывать при использовании полученных на этой основе прогнозных карт.

Согласно предлагаемой авторами статьи методике, следующим этапом является присвоение значений геотермического градиента каждой точке имеющегося массива океанологических данных. В случае достаточной плотности геотермических наблюдений на исследуемой акватории, распределение геотермического градиента по площади может быть определено различными методами интерполяции посредством дополнительных модулей программного пакета ArcGIS (Spatial Analyst, Geostatistic или 3D-Analyst). В случае же явной недостаточности геотермических данных, как например на акватории Северного Ледовитого океана (рис. 1), значения геотермического градиента, полученные в ходе зондирований, осредняются либо для всей области исследования, либо для отдельных структурных элементов

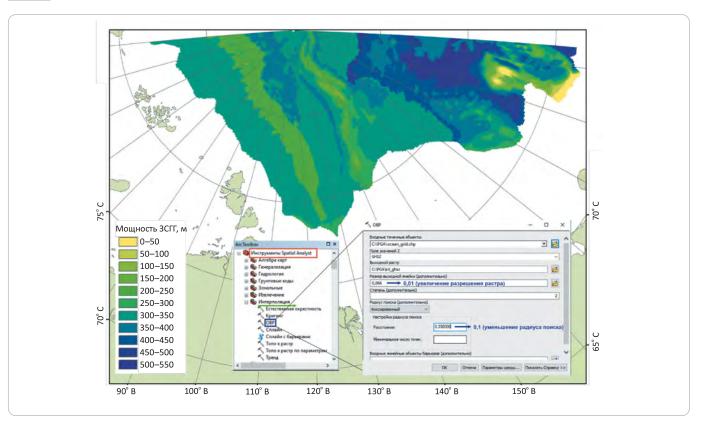
акватории. В настоящей статье осреднение значений геотермического градиента в пределах крупных структурных единиц Северного Ледовитого океана произведено с помощью инструментов Выделение и Статистика. Эти структурные единицы следующие: хребет Гаккеля, котловины Нансена и Амундсена, хребет Ломоносова, поднятие Менделеева, котловины Макарова и Подводников, абиссальные равнины Чукотская и Менделеева, Чукотское плато и хребет Нортуинд, впадина Наутилус, выделенные согласно карте [17] (см. рис. 1).

Полученные для указанных структур средние значения геотермического градиента добавляются в общий массив океанологических данных с присвоением каждой точке массива соответствующего ей значения градиента.

Расчет мощности ЗСГГ. После того как все необходимые океанологические и геотермические данные собраны в единый массив, содержащий данные по колонкам «Широта», «Долгота», «Придонная

Рис. 2. Мощность зоны стабильности газовых гидратов в евразийском сегменте глубоководной части Северного Ледовитого океана — результат интерполяции методом ОВР в модуле Spatial Analyst из программного пакета ArcGIS (инструменты отображены на врезках)

Fig. 2. Thickness of the zone of gas hydrate stability in the Eurasian part of the Arctic Ocean: the result of Inverse Distance Weighting in the Spatial Analyst module of the ArcGIS software system (the tools are shown in the insets)



температура», «Глубина моря», «Геотермический градиент», производится вычисление мощности ЗСГГ. Для этого в каждой точке массива по значениям придонной температуры и геотермического градиента строится температурный профиль (термограмма). При сопоставлении термограммы с равновесной кривой гидратообразования с помощью специализированного программного обеспечения «GHSZ_VNIIO» (разработка ФГБУ «ВНИИОкеангеология») вычисляется гидростатическое давление (глубина от уровня моря) в точке их пересечения.

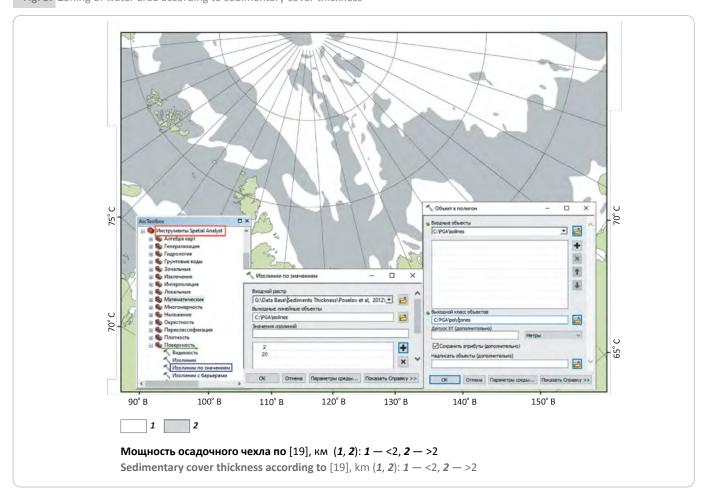
В статье использована равновесная кривая для системы «гидрат – вода + 100 %-й метан + 3,5 %-й раствор NaCl», рассчитанная с помощью программного обеспечения Hydoff.exe [18], в предположении, что соленость поровых вод равна солености придонных вод (35 %). Как известно, присутствие в составе газагидратообразователя даже небольших примесей более тяжелых гомологов увеличивает мощность ЗСГГ при прочих равных условиях. Поэтому, придерживаясь принципа оценки минимальной мощности ЗСГГ, для расчетов в качестве газогидратообразователя авторы статьи приняли чистый метан. Разность между рассчитанной глубиной и глубиной моря является значением мощности ЗСГГ в осадочной толще для

данной точки измерения. Значения долготы и широты в созданном массиве данных «Долгота», «Широта», «Мощность ЗСГГ» соответствуют координатам узлов начального океанологического массива данных.

Согласно расчетам авторов статьи, мощность ЗСГГ фильтрогенных гидратов в пределах акватории Северного Ледовитого океана варьирует от 0 до 515 м при среднем значении 350 м.

Картирование мощности ЗСГГ в ArcGIS. На основе полученного массива данных в ArcGIS создается точечный шейп-файл, содержащий информацию о мощности ЗСГГ. Для картирования ЗСГГ с отображением ее мощности в определенной цветовой схеме необходимо на основании значений в точках шейп-файла провести интерполяцию. Выбор метода интерполяции в модулях Spatial Analyst, Geostatistic или 3D-Analyst обусловлен решаемой задачей, регулярностью и плотностью данных. Последнее важно учитывать, поскольку при низкой плотности и нерегулярности сети данных достоверность полученных результатов в значительной степени зависит от применения того или иного метода интерполяции. Подбор метода интерполяции при нерегулярной сети наблюдений — довольно сложная задача, и решаться она должна путем проведения детального исследо-

Puc. 3. Районирование акватории по мощности осадочного чехла Fig. 3. Zoning of water area according to sedimentary cover thickness



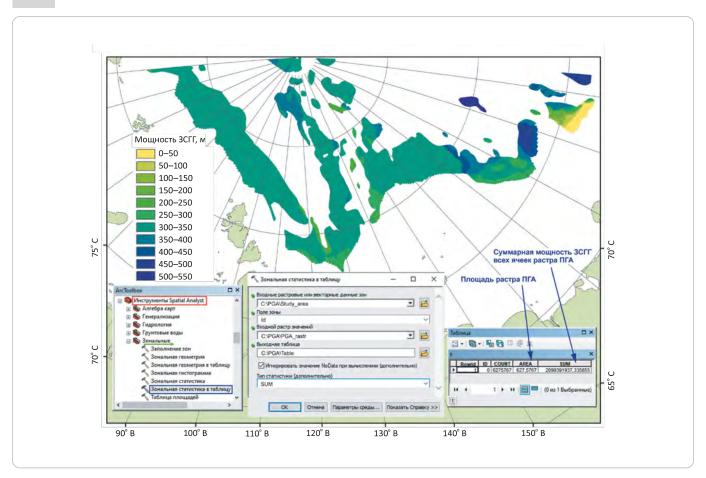
вания применимости и корректности использования того или иного метода интерполяции. Одним из критериев правильности метода является совпадение разброса фактических значений с тем, который предлагает метод. Для построения интерполяции мощности ЗСГГ авторы статьи использовали регулярный массив (созданный на базе регулярного массива океанологических данных, которые, в свою очередь, получены в ходе моделирования на базе нерегулярной сети наблюдений) с достаточно высокой плотностью данных. Поэтому использование того или иного метода интерполяции не столь принципиально. В частности, применение детерминированного метода «Обратно взвешенных расстояний» (ОВР) и геостатистического универсального метода «Кригинг» показало незначительно отличающиеся друг от друга результаты. В качестве рабочего варианта выбран метод ОВР, при котором разброс значений мощности ЗСГГ наиболее точно соответствует разбросу значений мощности ЗСГГ массива фактических данных. В результате интерполяции значений мощности ЗСГГ в опорных точках получена растровая прогнозная карта мощности ЗСГГ для всей исследуемой акватории (рис. 2).

Картирование потенциально газогидратоносных акваторий. Как отмечалось выше, еще одним важным критерием, определяющим и возможность газогенерации, и дальнейшее образование газовых гидратов, является мощность осадочного чехла. Газогидратоносные акватории (по аналогии с нефтегазоносными бассейнами) всегда приурочены к достаточно мощным толщам отложений. Согласно данным, приведенным в работе [1], оптимальной мощностью отложений, обеспечивающей генерацию как биохимического, так и катагенетического газа, является мощность осадочного чехла 2 км.

Для картирования областей с недостаточной для газогенерации мощностью отложений в пределах акватории Северного Ледовитого океана была выбрана модель мощности осадочного чехла арктических морей и Северного Ледовитого океана из работы [19]. Исходная модель представлена в растровом виде. Используя инструмент Spatial Analyst/Поверхность/Изолинии по значениям, на основе растра создаются линейные шейп-файлы с заданными изолиниями мощности осадочного чехла. Авторы статьи задали граничное значение 2 км. После

Рис. 4. Потенциально газогидратоносные акватории в пределах акватории Северного Ледовитого океана с отображением площади потенциально газогидратоносных акваторий (ПГА) и мощности ЗСГГ (батиметрия из [16])





удаления разрывов в полученных линейных объектах линейные шейп-файлы были преобразованы с помощью инструмента Управление данными/ Пространственные объекты/Объект в полигон. В результате получены полигональные шейп-файлы с участками мощностей осадочного чехла менее 2 км и более 2 км (рис. 3).

На следующем этапе с помощью инструмента Вырезание из точечного шейп-файла со значениями мощности ЗСГГ и полигонального шейп-файла с участками акватории Северного Ледовитого океана с мощностью осадочного чехла более 2 км был создан результирующий точечный шейп-файл, представляющий собой карту потенциально газогидратоносных акваторий в пределах акватории Северного Ледовитого океана, созданную на основе двух критериев наличия зоны стабильности гидратов метанового состава и достаточной для генерации УВ мощности осадочных отложений. Для отображения мощности ЗСГГ в цветовой схеме проведена интерполяция конечного точечного шейп-файла и получен растр с непрерывной поверхностью мощности ЗСГГ в пределах потенциально газогидратоносных акваторий (рис. 4).

Вычисление площади и объема ЗСІТ. 2D-картирование ЗСГТ — предварительный этап работ по ресурсной оценке количества метана в газовых гидратах Северного Ледовитого океана и логическое завершение картирования потенциально газогидратоносных акваторий. Инструмент Spatial Analyst/Зональные/Зональная статистика в таблицу позволяет оценить общую площадь потенциально газогидратоносных акваторий — 628 тыс. км² (для сравнения, площадь распространения ЗСГГ на рис. 2 составляет 1634 тыс. км²) и сумму значений мощности ЗСГГ всех ячеек растра (см. рис. 4).

Произведение суммы мощностей ЗСГГ во всех ячейках на площадь ячейки растра с помощью инструмента Spatial Analyst/Зональные/Таблица площадей позволяет оценить объем ЗСГГ в пределах потенциально газогидратоносных акваторий. Перед применением данного инструмента необходимо предварительно преобразовать имеющийся растр интерполяции в целочисленный растр. Минимальное значение объема ЗСГГ в пределах потенциально газогидратоносных акваторий в российском секторе глубоководной части Северного Ледовитого

океана по предварительным оценкам авторов статьи составляет $2.1 \cdot 10^{10}$ м³.

Заключение

Опыт применения ArcGIS для прогнозирования условий гидратообразования показал, что ГИС-технологии являются эффективным инструментом для картирования потенциально гидратоносных акваторий и вычисления площадей и объемов зоны стабильности газовых гидратов. В данной статье с помощью программного пакета ArcGIS показаны решения следующих задач:

- создан массив океанологических (значений придонных температур и глубины моря) и геотермических данных в пределах евразийского сектора глубоководной части Северного Ледовитого океана точечный шейп-файл с данными в атрибутивной таблице;
- рассчитана мощность ЗСГГ фильтрогенных гидратов в пределах района исследования в акватории Северного Ледовитого океана, значения которой варьируют от 0 до 515 м при среднем 350 м;
- проведено выделение областей акватории Северного Ледовитого океана с благоприятными термобарическими условиями с расчетной площадью 1634 тыс. км² — получен растр, содержащий информацию о мощности ЗСГГ;
- проведено районирование акватории Северного Ледовитого океана по благоприятным геолого-структурным условиям, в результате выделены области акватории с мощностью осадочного чехла более 2 км согласно карте [19];

- произведено картирование потенциально газогидратоносных акваторий Северного Ледовитого океана, оценена площадь 628 тыс. км² и объем ЗСГГ в пределах потенциально газогидратоносных акваторий, который составил не менее $2 \cdot 10^{10}$ м³.

Отметим, что при помощи GIS-систем можно оценивать и другие критерии газогидратоносности в пределах потенциально газогидратоносных акваторий, используя для этого растры различных карт специального назначения и геологических, а также необходимые массивы данных.

Представленная в статье методика прогнозного картирования условий газогидратоносности будет служить основой для качественных и количественных оценок ресурсов гидратного газа, выполняемых в настоящее время коллективом ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию. Результатом этой работы будет комплект прогнозных карт для всех акваторий морей России. Представляется, что полученные авторами статьи результаты, а также наработанные методы и подходы могут быть интересны широкому кругу специалистов - геологам-нефтяникам, инженерам-геологам, океанологам и экологам, мерзлотоведам — для прогноза зон нефтегазогенерации, природных и антропогенных опасностей, связанных с образованием и разложением газовых гидратов и многих других.

Представленная методика представляется теоретически хорошо обоснованной и интуитивно понятной. Авторам не известны российские аналоги выполненной работы и представленных результатов.

Литература

- 1. Матвеева Т.В., Семенова А.А., Щур Н.А., Логвина Е.А., Назарова О.В. Перспективы газогидратоносности Чукотского моря // Записки Горного института. - 2017. - T. 226. - C. 387-396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387.
- 2. Матвеева Т.В. Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках // Мировой океан. Т. 3: Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане. - М.: Научный мир, 2018. - С. 586-697.
- 3. Соловьев В.А. Глобальные оценки количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика. 2002. T. 43. - № 7. - C. 648-661.
- 4. Соловьев В.А. Арктические моря России. Условия газогидратоносности и потенциально гидратоносные акватории / Под ред. М.Н. Алексеева // Геология и полезные ископаемые шельфов России (атлас). – М.: Научный мир, 2004. – 108 с.
- 5. Semenova A., Nazarova O., Matveeva T., Shchur N. Prediction of gas hydrate formation in the shallow Arctic seas offshore Russia using measured gas composition // Abstracts from 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9) (June 25-30, 2017). - Denver: Colorado School of Mines, 2017. – 3 p.
- 6. Semenova A.A., Matveeva T.V., Shchur N.A. Mapping of Gas Hydrate Stability Zone within the Arctic seas offshore Russia // Abstracts from the 13th International Conference on Gas in Marine Sediments (GIMS13) (19–22 September 2016, Tromse). – Tromse: The Gateway to the Arctic; 2016.
- 7. Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A. Inferred permafrost-associated gas hydrate stability zone on the siberian arctic shelf // Geosciences. Special Issue: Gas Emissions and Crater Formation in Arctic. В печати.
- 8. Семенова А.А., Матвеева Т.В., Щур Н.А. Методические аспекты моделирования реликтовой субаквальной мерзлоты и зоны стабильности газовых гидратов на шельфе арктических морей // Криосфера Земли. В печати.
- 9. Национальное управление океанологическими и атмосферными исследованиями [Электронный ресурс] // NOAA. Режим доступа: https://www.ngdc.noaa.gov/ (дата обращения: 16.07.2020).
- 10. Физические модели Морской службы [Электронный ресурс] // Коперникус (Copernicus Marine Environment Monitoring Service, CMEMS). – Режим доступа: http://marine.copernicus.eu/services-portfolio/access-to-products/?option=com csw&task=results&goback=1 (дата обращения: 16.07.2020).

- 11. Global ocean physics reanalysis [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://resources.marine.copernicus.eu/?option=com csw&view=details&product_id=GLOBAL_REANALYSIS_PHY_001_030 (дата обращения 16.07.2020).
- 12. Глобальная База Данных Теплового Потока [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://heatflow.org/ (дата обращения 16.07.2020).
- 13. Lachenbruch A.H., Marshall B.V., Ruppel C.D. Post-expedition report for USGS T-3 Ice island heat flow measurements in the High Arctic ocean // U.S. Geological Survey data release. – 2016. DOI:10.5066/P91XQ3IS.
- 14. O'Regan M., Pedro P., Stranne C., Jakobsson M., Koshurnikov A. Surface heat flow measurements from the East Siberian continental slope and southern Lomonosov Ridge, Arctic Ocean // Geochemistry Geophysics Geosystems. - 2016. - № 17. - C. 1608-1622. DOI:10.1002/2016GC006284.
- 15. O'Regan M., Moran K. Deep water methane hydrates in the Arctic Ocean: Reassessing the significance of a shallow BSR on the Lomonosov Ridge // Journal of Geophysical Research. - 2010. - V. 115, B05102. - C. 1-13. DOI:10.1029/2009JB006820.
- 16. Глобальная модель рельефа дна Земной поверхности GEBCO 2020 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.gebco. net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/ (дата обращения 16.07.2020).
- 17. Геоморфологическая карта Северного Ледовитого океана масштаба 1:5 000 000 // Отчет о результатах тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр, выполненных за 2018 год. Приложение № 13. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2018.
- 18. Sloan E.D. Clathrate of Hydrates of Natural Gases. New-York: Dekker, 1998. 641 c. DOI:10.1201/9781420008494.
- 19. Поселов В.А., Жолондз С.М., Трухалев А.И., Косько М.К., Поселова Л.Г., Буценко В.В., Павленкин А.Д., Верба В.В., Ким Б.И. Карта мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. - СПб: ВНИИОкеангеология, 2012. - Т. 233. - Вып. 8. - С. 8-14.

References

- 1. Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A., Logvina E.A., Nazarova O.V. Perspektivy gazogidratonosnosti Chukotskogo moray [Prospects of gas hydrate presence in the chukchi sea]. Zapiski Gornogo instituta. 2017;226:387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387. In Russ.
- 2. Matveeva T.V. Obrazovanie gidratov uglevodorodnykh gazov v subakval'nykh obstanovkakh [Formation of hydrocarbon gas hydrates in subaqueous settings.]. In: L.I. Lobkovskii, G.A. Cherkashev eds. Mirovoi ocean T. 3: Tverdye poleznye iskopaemye i gazovye gidraty v okeane. Moscow: Nauchnyi mir; 2018. pp. 586-697. In Russ.
- 3. Solov'ev V.A. Global'nye otsenki kolichestva gaza v submarinnykh skopleniyakh gazovykh gidratov [Global estimates of gas amount in subsea gas hydrate accumulations]. Geologiya i Geofizika.,2002;43(7);648-661. In Russ.
- 4. Solov'ev V.A. Arkticheskie morya Rossii. Usloviya gazogidratonosnosti i potentsial'no gidratonosnye akvatorii [Russian Arctic seas. Conditions for gas hydrate bearing capacity and potentially hydrate bearing water areas]. In: M.N. Alekseeva, ed. Geologiya i poleznye iskopaemye shel'fov Rossii (atlas). Moscow: Nauchnyi Mir; 2004. 108 p. In Russ.
- 5. Semenova A., Nazarova O., Matveeva T., Shchur N. Prediction of gas hydrate formation in the shallow Arctic seas offshore Russia using measured gas composition // Abstracts from 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9), June 25-30, 2017. Denver: Colorado School of Mines; 2017. 3 p.
- 6. Semenova A.A., Matveeva T.V., Shchur N.A. Mapping of Gas Hydrate Stability Zone within the Arctic seas offshore Russia. In: Abstracts from the 13th International Conference on Gas in Marine Sediments (GIMS13) (19–22 September 2016, Tromse). Tromse: The Gateway to the Arctic; 2016.
- 7. Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A. Inferred permafrost-associated gas hydrate stability zone on the Siberian arctic shelf. Geosciences. Special Issue: Gas Emissions and Crater Formation in Arctic. In press.
- 8. Semenova A.A., Matveeva T.V., Shchur N.A. Metodicheskie aspekty modelirovaniya reliktovoi subakval'noi merzloty i zony stabil'nosti gazovykh gidratov na shel'fe arkticheskikh morei [Methodological aspects of modeling relict subaquatic permafrost and zones of gas hydrates stability on the shelf of the Arctic seas]. Kriosfera Zemli. In press.
- 9. Natsional noe upravlenie okeanologicheskimi i atmosfernymi issledovaniyami [National Oceanological and Atmospheric Administration]. NOAA. Available at: https://www.ngdc.noaa.gov/ (accessed 16.07.2020). In Russ.
- 10. Fizicheskie modeli Morskoi sluzhby [Physical models by Maritime Service] Kopernikus (Copernicus Marine Environment Monitoring Service, CMEMS Available at: http://marine.copernicus.eu/services-portfolio/access-to-products/?option=com_csw&task=results&goback=1 accessed 16.07.2020). In Russ.
- 11. Global Ocean Physics Reanalysis. Available at: https://resources.marine.copernicus.eu/?option=com_csw&view=details&product_ id=GLOBAL_REANALYSIS_PHY_001_030 (accessed 16.07.2020).
- 12. Global'naya Baza Dannykh Teplovogo Potoka [Global Heat Flow Database]. Available at: http://heatflow.org/ (accessed 16.07.2020). In Russ.
- 13. Lachenbruch A.H., Marshall B.V., Ruppel C.D. Post-expedition report for USGS T-3 Ice island heat flow measurements in the High Arctic ocean. U.S. Geological Survey data release. 2019. DOI:10.5066/P91XQ3IS.
- 14. O'Regan M., Pedro P., Stranne C., Jakobsson M., Koshurnikov A. Surface heat flow measurements from the East Siberian continental slope and southern Lomonosov Ridge, Arctic Ocean. Geochemistry Geophysics Geosystems. 2016;17(5):1608–1622. DOI:10.1002/2016GC006284.
- 15. O'Regan M., Moran K. Deep water methane hydrates in the Arctic Ocean: Reassessing the significance of a shallow BSR on the Lomonosov Ridge. Journal of Geophysical Research. 2010;115(B05102). DOI:10.1029/2009JB006820.



- 16. Global'naya model' rel'efa dna Zemnoi poverkhnosti GEBCO 2020 [GEBCO 2020 global bathymetric model]. Available at: https://www. gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/ (accessed 16.07.2020). In Russ.
- 17. Geomorfologicheskaya karta Severnogo Ledovitogo okeana masshtaba 1:5 000 000 [Geomorphological map, the Arctic Ocean, 1:5,000,000 scale]. In: Otchet o rezul'tatakh tematicheskikh i opytno-metodicheskikh rabot, svyazannykh s geologicheskim izucheniem nedr, vypolnennykh za 2018 god. Prilozhenie № 13. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2018. In Russ.
- 18. Sloan E.D., Carolyn A.K. Clathrate of Hydrates of Natural Gases. New-York, Dekker; 1998. 641 p. DOI:10.1201/9781420008494.
- 19. Poselov V.A., Zholondz S.M., Trukhalev A.I., Kos'ko M.K., Poselova L.G., Butsenko V.V., Pavlenkin A.D., Verba V.V., Kim B.I. Karta moshchnosti osadochnogo chekhla Severnogo Ledovitogo okeana [Map of thickness of the sedimentary cover of the Arctic Ocean]. In: Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2012. V. 233. Issue 8. pp. 8–14. In Russ.

Информация об авторах

Щур Анастасия Андреевна

Научный сотрудник ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: vniio semenova@mail.ru

Матвеева Татьяна Валерьевна

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая сектором, ученый секретарь ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: tv matveeva@mail.ru

Бочкарев Алексей Викторович

Ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1 e-mail: bochkarev_alex@inbox.ru

Information about authors

Anastasiia A. Shchur

Researcher

VNIIOkeangeologia,

1 Angliysky Avenue, Saint-Petersburg, 190121, Russia e-mail: vniio semenova@mail.ru

Tatiana V. Matveeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Laboratory, Academic Secretary VNIIOkeangeologia, 1, Angliysky Avenue, Saint-Petersburg, 190121, Russia e-mail: tv matveeva@mail.ru

Aleksei V. Bochkarev

Lead Engineer Researcher VNIIOkeangeologia,

1, Angliysky Avenue, Saint-Petersburg, 190121, Russia e-mail: bochkarev_alex@inbox.ru

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА № 3′ 2021

УДК 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-95-109

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Повышение эффективности обработки больших объемов сейсмических данных

© 2021 г. | Р.Г. Анисимов, Д.Е. Мосяков, А.В. Шалашников, Д.Б. Фиников

OOO «Сейсмотек», Москва, Россия; r.anisimov@seismotech.ru; d.mosyakov@seismotech.ru; a.shalashnikov@seismotech.ru; d.finikov@seismotech.ru

Поступила 05.04.2021 г.

Доработана 19.04.2021 г.

Принята к печати 21.04.2021 г.

Ключевые слова: эффективность обработки; облачные технологии; кинематико-динамическое преобразование; многовариантная томография; моделирование волновых полей; обращенное миграционное преобразование; демиграция; обобщенная пластовая модель среды; глубинно-скоростная модель среды; Prime Cloud; система Prime; Яндекс.Облако; виртуальные ресурсы.

Аннотация: Повышение эффективности обработки сейсмических данных часто связывают только с экономическими показателями, такими как сокращение сроков и снижение стоимости, при сохранении качества. Однако требования к качеству обработки постоянно возрастают, возникает необходимость решения более сложных задач, ориентированных на сохранение динамических особенностей записей в ходе обработки. В статье рассмотрен комплексный подход к повышению эффективности, основанный на развитии специализированных графов обработки, направленных на решение конкретных геологических задач, а также на применении новых ресурсоемких алгоритмов и эффективных вычислительных технологий. Приведены примеры обработки, основанной на обобщенной пластовой модели среды, применении кинематико-динамического преобразования для параметризации поля времен, а также томографических алгоритмов реконструкции отдельных пластов с учетом анизотропии. Кроме того, намечены пути применения моделирования волновых полей в графе обработки сейсмических данных и использования обращенного миграционного преобразования. Сокращение сроков и оптимизацию расходов авторы связывают с широким использованием облачных технологий, демонстрируемых на примере системы Prime Cloud, которая позволяет выполнять в Облаке полный цикл обработки данных, вследствие чего удается как достичь высокой производительности, так и оптимизировать затраты на вычисления.

Для цитирования: Анисимов Р.Г., Мосяков Д.Е., Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Повышение эффективности обработки больших объемов сейсмических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 95–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-95-109.

Финансирование: Исследования осуществляются ООО «Сейсмотек» при грантовой поддержке Фонда «Сколково».

Big seismic data: improvement of processing efficiency

© 2021 R.G. Anisimov, D.E. Mosyakov, A.V. Shalashnikov, D.B. Finikov

Seismotech, Ltd, Moscow, Russia; r.anisimov@seismotech.ru; d.mosyakov@seismotech.ru; a.shalashnikov@seismotech.ru; d.finikov@seismotech.ru

Received 05.04.2021 Revised 19.04.2021

Accepted for publication 21.04.2021

Key words: processing efficiency; cloud technologies; kinematic and dynamic transformation; multi-variant tomography; wavefield modelling; inverse migration; demigration; generalised layered model; subsurface depth-velocity model; Prime Cloud; Prime software system; Yandex.Cloud; virtual resources.

Abstract: Improvement of seismic data processing efficiency is often associated with economic indicators only, such as reduced time and lower cost, while maintaining quality. However, processing quality standards raise constantly, and the need for more complex tasks that focus on preserving the dynamic features of seismic records during processing is becoming more and more important. The authors discuss an integrated approach to efficiency improvement based on the development of specialized processing sequences aimed at solving specific geological problems, as well as application of new resource-intensive algorithms and efficient computing technologies. Examples of processing based on the Generalised Layered Model of subsurface, the use of kinematic and dynamic transformation aimed at time field parametrization, and tomographic algorithms designed for reconstruction of individual reservoirs taking into account anisotropy are presented. In addition, ways of applying wavefield modelling to the seismic processing sequence and the use of inverse migration transformation are discussed. Reduction in time and optimization of costs are associated with the extensive use of cloud technologies shown by the example of the Prime Cloud system, which allows the Cloud to perform a full data processing cycle, thus achieving both high performance and optimizing computational costs.

For citation: Anisimov R.G., Mosyakov D.E., Shalashnikov A.V., Finikov D.B. Big seismic data: improvement of processing efficiency. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):95–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-95-109. In Russ.

Funding: The research is carried out by Seismotech Ltd. supported by grant from Skolkovo Foundation.

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Введение

При современной обработке оперируют колоссальными объемами данных. Морские площадные наблюдения, результаты широкоазимутальной наземной съемки, как и обычные, но достаточно плотные системы наблюдений, требуют хранения и обработки огромного объема информации. Объем данных типового проекта составляет сегодня десятки терабайт, для его обработки требуется кластер, состоящий из десятков или даже сотен вычислительных серверов. Поэтому возникает задача повышения эффективности использования счетных ресурсов. Кроме того, актуальны требования сокращения сроков выполнения работ, когда речь заходит о повышении эффективности обработки. Именно так часто и ставится эта задача менеджментом нефтяных компаний. При этом добавляется: экономия ресурсов и трудозатрат при сохранении качественных показателей обработки.

Однако требования к сейсморазведке, по мнению авторов статьи, не могут этим ограничиваться. Обработка и интерпретация должны способствовать решению все более сложных задач, и новые технологии вычислений позволяют это делать. Кроме того, необходимо повышать (и контролировать) достоверность получаемых решений и по возможности делать обработку «доказательной».

В теории сейсморазведки часто обсуждаются алгоритмы, которые реализовать крайне трудно, прежде всего из-за вычислительных сложностей. Миграция сейсмограмм стала обязательной процедурой обработки площадных наблюдений совсем недавно. Сегодня ее многократно используют в ходе анализа одних и тех же данных, так как она является инструментом для построения модели среды и проверки ее адекватности (спрямление годографов на сейсмограммах общей точки изображения — необходимое, хотя и недостаточное условие ее адекватности). Роль миграционных преобразований значительно возрастает, а это едва ли не самые ресурсоемкие этапы обработки.

Первостепенную важность приобретают технологические решения, направленные на вовлечение в процедуру только необходимых объемов данных, а также на использование алгоритмов, возможно загрубленных по параметрам, для решения структурных задач. Тем не менее вычислительные сложности подобных методов весьма велики.

При выполнении проекта эпизодически требуются ресурсоемкие вычисления, которые чередуются с умеренными по затратам процедурами рутинной обработки. При этом уместно использовать облачные технологии, которые позволяют перестраивать конфигурацию кластера. Практически все производственные проекты ООО «Сейсмотек» последних лет были выполнены именно таким образом. Без возможности гибкого манипулирования конфигурацией кластера реализация была бы существенно осложнена экономическими показателями.

Примеры решения задач обработки

Рассмотрим некоторые примеры решения практических задач, требующих больших вычислительных ресурсов. Сначала покажем удачные примеры обработки, отличительной особенностью которых является наличие отдельных времяемких и ресурсоемких этапов.

Решающим фактором получения достоверного и качественного глубинного изображения среды является построение ее адекватной глубинно-скоростной модели. Вовлечение миграционных преобразований в процесс построения такой модели стало почти общепринятой методикой, хотя в разных системах имеется ряд принципиальных различий.

Техника применения кинематико-динамического преобразования [1, 2] или кинематических инвариантов [3] для описания поля времен средствами миграционных преобразований экономична по сравнению со многими другими итерационными процедурами, практикующимися в современных пакетах. В пакете Prime среда описывается в рамках обобщенной пластовой модели. Простые участки среды описываются простой моделью, но в сложных средах, когда необходим подбор параметров модели, для реконструкции отдельного пласта может потребоваться немалое число миграционных преобразований. Так, в условиях траппового магматизма удалось описать очень сложную конфигурацию траппа, выявить разрыв с магматическим телом соляной толщи и избежать искажения условий залегания нижележащей целевой толщи (рис. 1). Это результат сложной многоэтапной обработки, когда главные проблемы возникали при восстановлении трехмерной модели отдельного пласта.

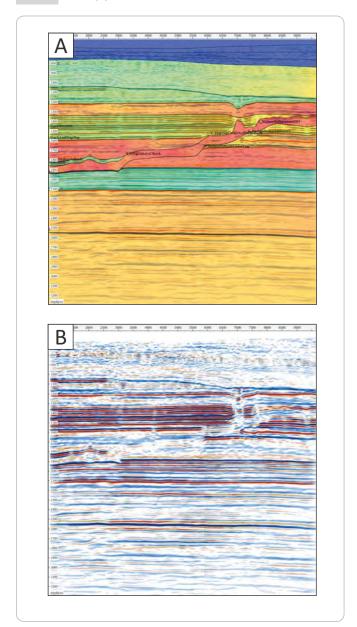
При обработке данных на участках с соляной тектоникой за счет параметризации в рамках обобщенной пластовой модели удается точно описать очень сложную структуру кровли соли, при этом оптимальным способом, т. е. используя минимальное число параметров (рис. 2, 3). Также можно определить и сохранить отражения от соли и нижележащих горизонтов, которые нельзя выделить на временном разрезе. Кроме того, устанавливаются положение и конфигурация прогиба и зоны выклинивания.

При сопоставлении результатов современной обработки с результатом обработки прошлых лет одной из первостепенных задач было построение адекватной глубинно-скоростной модели для разреза со сложными сейсмогеологическими условиями, включающими соляные пласты. В результате обработки прошлых лет, несмотря на использование довольно современных средств обработки, заметно как явное искажение структурного плана, так и потери корре-

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Рис. 1. Глубинно-скоростная модель сложной геологической структуры с трапповым телом (А) и результат глубинной миграции в этой модели (В)

Fig. 1. Depth-velocity model of complicated geological structure with trap body (A) and result of depth migration of this model (B)



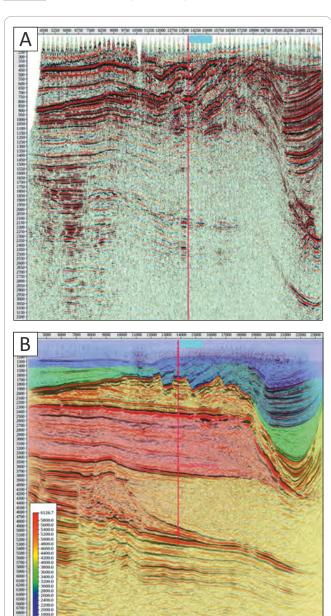
ляции (рис. 4 А). При ином подходе к обработке удалось успешно решить обозначенные проблемы (см. рис. 4 В).

В каждом из приведенных примеров главная сложность состояла в тщательном описании конкретного пласта или горизонта, но именно решение этой задачи было определяющим для успешного выполнения проекта.

На этапе построения модели, вплоть до сложной контрастной границы, требовались итеративные просчеты, часто включающие многократные миграционные преобразования.

Рис. 2. Временной разрез (А) и результат глубинной миграции с наложенной глубинно-скоростной моделью (В)

Fig. 2. Time section (A) and result of depth migration with laid-over depth-velocity model (B)



Технологические, алгоритмические и методические аспекты повышения эффективности обработки

Из приведенных примеров видно, что даже в рамках одного проекта на этапе построения глубинноскоростной модели загрузка вычислительных мощностей может быть очень неравномерной и на некоторых этапах требуется большое число вычислений.

При обработке морских данных на этапе моделирования полей кратных волн миграционные преобразования также играют значительную роль.

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Рис. 3. Поверхность кровли соли на построенной глубинно-скоростной модели Fig. 3. Surface of salt Top in the created depth-velocity model

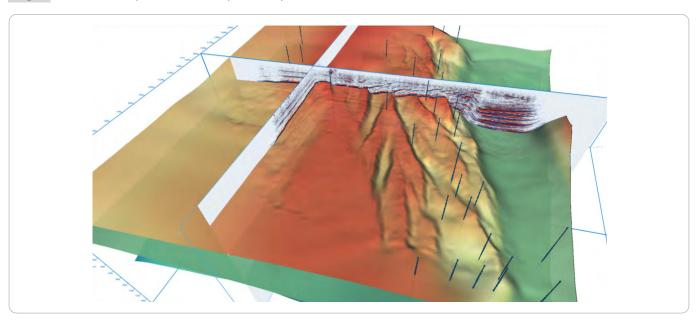
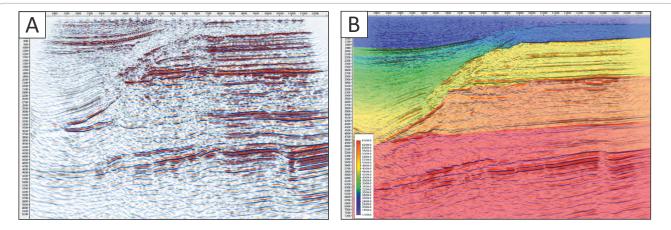


Рис. 4. Сопоставление результатов обработки разреза со сложными сейсмогеологическими условиями, включающими соляные пласты

Fig. 4. Comparison of processing results of section with complex seismic and geological conditions, including salt layers



А — обработка прошлых лет, В — современная обработка, учитывающая сложную геометрию соляной толщи в пластовой модели

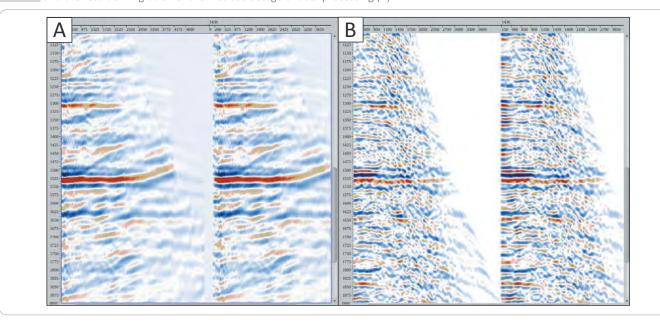
A — previous processing, B — modern processing taking into account the complicated geometry of salt deposits in the layered model

Любой граф обработки включает моделирование набора так называемых донных кратных волн, т. е. волн, обусловленных реверберациями водного слоя. При этом для корректного решения задачи достаточно трех наборов кратных волн, смоделированных отдельно, но и вычитаемых одновременно (кратные со стороны источника, кратные со стороны приемника и набор волн старшей кратности). Из экономических соображений обычно ограничиваются одним или двумя наборами, что часто вполне оправдано. Однако релевантность такого решения можно определить только в результате опробования, которое включает миграцию (даже на отдельных участках объема).

После этого проводят моделирование всех остальных кратных волн, связанных с дневной поверхностью, по схеме SRMP (Surface Related Multiple Prediction). Известно, что по этому алгоритму получают кратные волны с правильной кинематикой, но неверными амплитудами. При этом также требуется либо расчет волн старшей кратности, либо итеративное повторение вычитаний. Выбор необходимой стратегии также опирается на промежуточные этапы миграции. В проекте, описанном в [4] и выполненном совместно с компанией Statoil, при выборе вариантов графа интерпретационное сопровождение обработки со стороны заказчика основано на таких

Рис. 5. Результат миграции данных на промежуточной стадии тестовой переобработки (А) и результат миграции первой базовой стадии обработки данных (В)

Fig. 5. The result of data migration in the intermediate stage of test reprocessing (A) and the result of migration of the first basic stage of data processing (B)



результатах. В следующем совместном проекте планируется дополнительное вычитание внутренних кратных волн по аналогичной схеме.

Применение моделирования волновых полей для прогноза кратных волн-помех на сегодняшний день традиционно. Однако роль моделирования волновых полей при обработке не должна этим ограничиваться. Технология расчета модельных волновых полей при послойном интегрировании описывалась неоднократно [5, 6]. Без применения подобных процедур, по-видимому, нельзя судить о восстановлении истинных амплитуд после миграции. Конечно, это необходимо не во всех случаях, но в таких ситуациях нужен расчет эталонных сейсмограмм на реальную сеть наблюдений. Ее важно применять и при узкоазимутальных наблюдениях, к которым относятся практически все морские площадные наблюдения. Полное восстановление амплитуд различными процедурами миграции при ограниченном диапазоне азимутов невозможно, но потери в динамике могут быть скомпенсированы, если глубинно-скоростная модель среды построена верно.

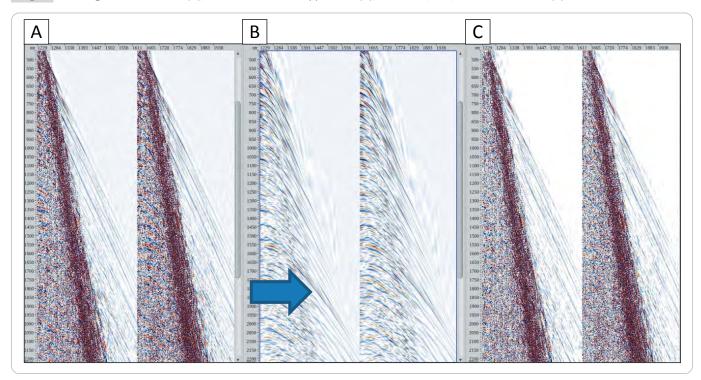
Можно утверждать, что граф обработки, настроенный на сохранение динамики, должен кардинально отличаться от принятого в структурных построениях. Обработка здесь должна разбиваться на два этапа. Первый должен быть посвящен структурным задачам и построению модели. Задача этого этапа не исказить кинематические параметры отраженных волн при подавлении всевозможных помех и выделении полезных сигналов. На данном этапе мы обычно плохо представляем, какие волны полезны, а какие относятся к помехам, кроме самых очевидных ситуаций. Чтобы построить модель в условиях такой неопределенности, приходится часто идти на потери в спектральном составе сигналов, жертвовать подавлением многих помех в области сильной интерференции с полезной частью записи. Строится каркасная модель, позволяющая осуществить миграцию, спрямив годографы полезных волн на сейсмограммах общей точки изображения.

После того как модель среды отстроена, мы уже больше знаем о кинематике полезных волн и можем более обосновано выбирать параметры для подавления помех (обычно это те или иные способы кинематической фильтрации). При этом приходится использовать «табличные» годографы, т. е. годографы общей точки изображения, пересчитанные в годографы отраженных волн во времени. Чтобы показать, что проблема не надумана, приведем пример из реального проекта.

Во время выполнения этого проекта авторам статьи было предложено строить модель по предварительно обработанным данным. Исходные данные были очень сильно зашумлены, после подавления кратных волн оставался очень сильный фон низкоскоростных помех. Обычный прием подавления низкоскоростных помех кинематическими фильтрами в предшествующей обработке приводил к искажениям и потерям сигнала на больших удалениях, причем в целевой области. Поэтому построенная по таким данным глубинно-скоростная модель не могла быть достоверной. На рис. 5 видно, что, во-первых, выделенная синфазность не горизонтальна (значит, модель неправильна), во-вторых, сигнал отчетливо выделяется и может быть прослежен для пересчета

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Рис. 6. Сейсмограммы с помехой (А), результат подавления помехи (В), разность, т. е. подавленная помеха (С) Fig. 6. Seismic gathers with noise (A), the result of noise suppression (B), difference, i. e., the noise removed (C)



времен. Это означает, что переданные сейсмограммы на первом этапе обработки (при подавлении кратных волн) были подвергнуты кинематической фильтрации (в данном случае преобразованию Радона) с излишне жесткими параметрами, которые исказили кинематику полезных волн. Ясно, что и построенная глубинно-скоростная модель некорректна и требует уточнения. Поэтому потребовался второй этап полная переобработка с уточнением модели среды. Модель, построенная по переданным обработанным данным, хоть и не точна, но она позволила провести более аккуратную кинематическую фильтрацию (рис. 6). После такой обработки можно получить сейсмограммы общей точки изображения (см. рис. 5 А).

Стоит отметить, что уровень помехи настолько велик, что выделенная синфазность, отчетливо прослеживаемая на больших удалениях, на исходных сейсмограммах практически не видна, а традиционно анализируемая разность, служащая обычно для контроля корректности вычитания помехи, не информативна. Только после миграции можно понять, содержится ли в ней полезный сигнал. Миграция ослабляет интерференцию, волны лучше разделяются по кинематическим признакам на сейсмограммах общей точки изображения, вследствие чего интерпретатору легче принять решение о возможных потерях полезных отражений.

После миграции для восстановления амплитуд требуется еще немалый объем обработки, включающий:

1) применение процедуры параболической Sparse-Radon-фильтрации;

- 2) расчет эталонных сейсмограмм, коррекцию амплитуд и формы сигнала на основе их миграции;
- 3) пересчет сейсмограмм в угловые развертки на основе атрибутной миграции;
 - 4) робастное сглаживание амплитуд и т. д.

Набор процедур может дополняться и варьировать, на каждом шагу необходим контроль изменения динамических параметров. Но все это имеет смысл, если глубинно-скоростная модель построена достаточно точно. Именно поэтому следует разделять этапы построения модели и сигнальной обработки. Это означает значительно больший вес миграционных преобразований в графе обработки. Кроме того, для получения разверток общей точки изображения по угловым и/или азимутальным параметрам применяется специальная модификация процедуры миграции, названная авторами статьи «атрибутной» [7], она включает построение набора глубинных изображений. Например, робастное сглаживание амплитуд опирается на построенные таким образом развертки.

Необходимо отметить тенденцию к росту роли моделирования волновых полей при обработке и интерпретации. До сих пор задачу моделирования часто оценивают как отдельную научную отрасль, используемую крайне редко и сугубо в исследовательских целях. Действительно, расчеты прямых задач по стоимости часто превышают стоимость обработки данных. При решении прямых задач для планирования полевых работ обычно ограничиваются упрощенными схемами лучевого моделирования, что

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

часто оправдано. Однако, когда необходимо решать более сложные и тонкие задачи для сложнопостроенных сред, упрощенные схемы моделирования не имеют смысла.

Следующая по сложности схема моделирования, позволяющая учитывать многие нелучевые эффекты, основана на послойном пересчете волновых полей с применением интегральных преобразований. Они также используются непосредственно в обработке для расчета эталонных сейсмограмм. Но способ пригоден и для моделирования сложных волновых полей с учетом поглощения, включающих множество слоев, в том числе и анизотропных. Такого рода проект был выполнен [8] для изучения возможностей сохранения и восстановления динамики записей для инверсионных преобразований. Результаты проекта были содержательны, а полученный набор данных будет и дальше использоваться для опробования и новых алгоритмов, и технологий обработки. Вычислительная эффективность алгоритмов позволяет моделировать поля высокой плотности наблюдений и широкого диапазона частот.

Перспективными являются гибридные схемы моделирования, когда интересующий геофизиков пласт-коллектор аппроксимируется достаточно подробной сеточной моделью и рассчитанное сеточными методами поле на его кровле пересчитывается на дневную поверхность средствами послойного пересчета, т. е. интегральными преобразованиями [9]. Таким образом можно изучать незеркальные компоненты волнового поля, трудномоделируемые интегральными операторами (например, эффекты трещиноватости).

Однако хотелось бы отметить направление в моделировании волновых полей, которое также имеет высокие перспективы во многих промышленных задачах обработки и интерпретации. Это направление связано с обращением миграционного преобразования, которое часто называют «демиграцией».

Процедура заключается в следующем: по результату миграции требуется рассчитать волновое поле, которое порождает данное изображение. Эта процедура обычно рассматривается в контексте задачи повышения качества самой миграции: на ней основаны способы так называемой Least-square-миграции [10] и другие итеративные процедуры.

Понятно, что демиграцию полезно рассматривать как одну из возможных постановок задачи моделирования волновых полей. На данном этапе возникает множество технических сложностей, присущих всем задачам моделирования, однако есть несомненные преимущества. В самом деле, качество моделирования всегда проверяется применением миграции, а в рассматриваемой постановке, если процедура демиграции сделана достаточно точно, волновое поле по построению отобразится в заданное изображение.

В этом случае задача моделирования выглядит следующим образом: на входе процедуры, как всегда, должен быть набор физических параметров, определяемых геологической моделью среды. По ним строится «идеальное» изображение — результат миграции. По этому изображению восстанавливается волновое поле с нужной дискретностью. Затем можно рассчитать и необходимые наборы кратных волн, отдельно смоделировать помехи, если это требуется в решаемой задаче.

Следует учитывать, что задача расчета волнового поля по заданному изображению не менее сложная, чем процедура миграции. Авторы статьи разработали эффективную вычислительную схему, сочетающую в себе алгоритмы моделирования послойным пересчетом в пластовой модели среды и моделирования операторами кирхгофовского типа, для переноса «внутренней» части изображения (той части изображения, которая находится внутри каждого из пластов земной толщи).

Способ полезен как для решения задач совершенствования миграционных преобразований, так и для расчета волновых полей, получения обучающих выборок в задачах машинного обучения, расчета эталонных сейсмограмм при восстановлении динамики на сейсмограммах общей точки изображения, а также для выделения рассеянной части волнового поля и ряда других приложений.

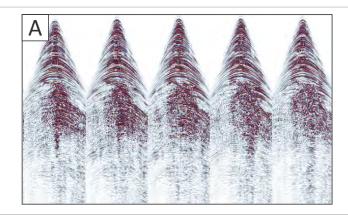
Удачный опыт такого моделирования был получен на основе подробной сеточной модели, описанной в работе [11]. На геологической модели, отображенной в параметрах скоростей продольных волн, линиями были нанесены каркасные горизонты, которые использовались для послойного пересчета (рис. 7 А). Также были приведены фрагменты сечений трехмерной сейсмограммы (см. рис. 7 В). Вариации скоростей внутри выделенных слоев в данном случае учитывались при моделировании только вертикальным градиентом скорости, плавно меняющимся по латерали. Допустимость такого разбиения контролируется результатом миграции. На опорных границах построенные изображения имеют правильную геометрию, а погрешности в конфигурации объектов внутри слоев должны быть незначительны. При необходимости разбиение делают более подробным.

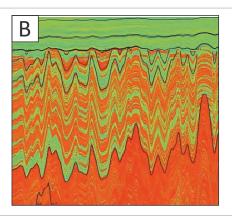
Глубинно-скоростная модель построена на основе реальных данных бурения и геологической интерпретации материалов предшествующих работ. Модель комплексная, объединяет в себе различные варианты структурного строения и распределения скоростей в доюрском комплексе, характерном для региона исследования. В работе [11] приведены результаты, полученные на основе сеточного полноволнового моделирования. Ставились вопросы эффективности сейсморазведочного метода для прогноза перспектив доюрского комплекса отложений. Авторы статьи опробовали методику моделирования

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Рис. 7. Фрагмент модельной сейсмограммы (А), рассчитанной по модели, отображенной в параметрах скоростей продольных волн (В)

Fig. 7. Fragment of a model seismic gather (A) calculated using a model shown in P-wave velocity parameters (B)





волнового поля с этими же данными, которое проводилось в ограниченном объеме без детального сопоставления методик. Однако, по мнению авторов статьи, предварительные результаты показали высокую вычислительную эффективность способа и его адекватность решаемой задаче. Удалось также обеспечить широкий спектральный состав записей и получить данные, отображающие реальную сложность волновой картины, для изучения возможностей обработки.

Для более подробной иллюстрации приведем пример, основанный на данных, выложенных в открытом доступе в сети Интернет. Отличие этого примера заключается в том, что здесь задача моделирования решалась не на основе геологической модели, построенной геологами, а на основе результата миграции обработанных реальных данных и полученной в ходе обработки глубинно-скоростной модели. Это, собственно, и есть общепринятые данные для демиграции.

Пример результата глубинной миграции обработанных реальных данных иллюстрирует и возможности моделирования, и их перспективы при обработке (рис. 8, 9).

На рис. 10 А показан фрагмент глубинного изображения, на котором вертикальной чертой отмечена координата, которой соответствуют сейсмограммы в центре (см. рис. 10 В) (точнее, только средняя из них, отмеченная тоже вертикальной чертой), а также соответствующие модельные сейсмограммы (см. рис. 10 С).

Необходимо учитывать, что изображение, использованное для формирования волнового поля, было получено по «очищенным» сейсмограммам. Поэтому совпадение с исходным волновым полем (которое тоже «очищено», по крайней мере, от кратных волн) неполное. Кроме того, не моделировалась зависимость амплитуд отражений от угла падения/ отражения. Эта возможность полезна для получения эталонных сейсмограмм с известной AVA-зависимо-

стью. По сути, решение представляет собой комбинацию борновского приближения и кирхгофовского решения для пластовой модели среды.

Следовательно, последовательность построения модельных сейсмограмм можно представить следующим образом.

- 1. В результате обработки получают глубинноскоростную модель и результат миграции. Сейсмограммы общей точки изображения подвергают постмиграционной обработке. Можно оценить и параметры зависимости амплитуд от удалений.
- 2. По полученному набору данных проводят обращенное миграционное преобразование поля на реальную геометрию наблюдений. Если все этапы обработки выполнены корректно, то полученное поле синтетических сейсмограмм должно хорошо отображаться в реальные данные для полезных сигналов.

Результат миграции синтетических сейсмограмм отображается в исходный результат миграции с точностью до эффектов влияния ограничений параметров миграционного преобразования и недостаточности системы наблюдений.

Самое естественное приложение метода — расчет уже упомянутых эталонных сейсмограмм для учета искажений динамики в результате миграционных преобразований. Сейсмограммы после миграции выглядят следующим образом (см. рис. 10). Это сейсмограммы общей точки изображения в сортировке по удалениям (горизонтальная ось на соответствующих графиках). Годографы на этих сейсмограммах спрямлены (горизонтальны) «по построению» (одна и та же модель использовалась и для моделирования, и для миграции). При этом вариации амплитуд коэффициентов отражений не предусматривались. Вид среднеквадратических амплитуд, измеренных в трех окнах, показывает, что он далек от константы. Точнее, он оказывается близким к требуемому для нижних отражений, хуже - для средних и непри-

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Рис. 8. Толстослоистая глубинно-скоростная модель, построенная по реальным данным (А), и результат миграции обработанных данных, выложенных в открытый доступ в сети Интернет (В) [12]

Fig. 8. Thick-layered depth-velocity model created using actual data (A) and the result of the processed data migration posted publicly on the Internet (B) [12]

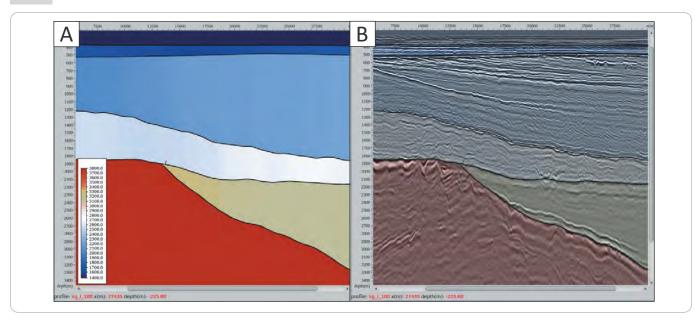
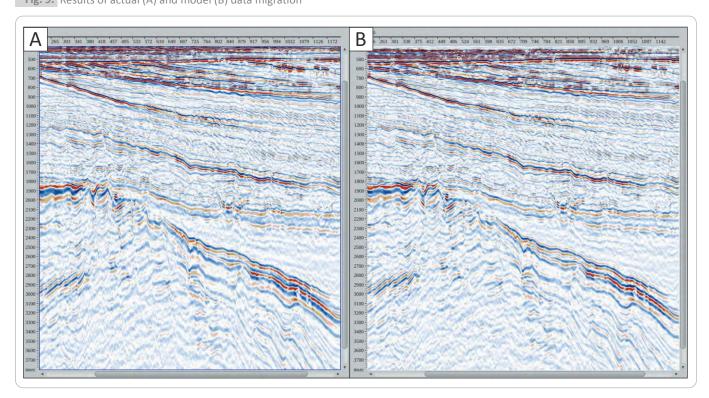


Рис. 9. Результаты миграции реальных (А) и модельных (В) данных Fig. 9. Results of actual (A) and model (B) data migration



емлемым — для верхних. Искажения могут носить также и частотно-зависимый характер. Очевидный прием компенсации такого рода искажений описан в [5, 6]. Способ заключается в подборе линейного фильтра, компенсирующего искажения на результатах миграции модельных сейсмограмм, и применении полученного оператора к результатам миграции реальных данных. Отличие данного способа расчета эталонных сейсмограмм заключается в том, что демигрированные сейсмограммы наследуют реальную интерференционную картину, которая должна учитываться при интерпретации. В таком случае сред-

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

неквадратические амплитуды рассчитываются в пространственно-временных окнах, поэтому необходимо принимать во внимание влияние интерференции на динамические параметры. При этом возможность расчета отражений от отдельных горизонтов не теряет своей ценности.

Область применения такого подхода может быть очень широкой — от исследовательских задач по изучению возможностей тех или иных алгоритмов в конкретных условиях до производственных (которые часто тоже носят исследовательский характер). Можно утверждать, что если при обработке и интерпретации существует стремление к доказательности результатов, то применение самых разнообразных способов решения прямых задач, нацеленных на конкретные проблемы, должно стать рутинной процедурой производственной обработки.

Еще одно направление, требующее значительных вычислительных ресурсов, непосредственно связано с анализом достоверности структурных построений. Одним из самых главных факторов, влияющих на оценку общего объема месторождения, является его структурный каркас. По этой причине анализ неопределенности структурных построений — очень важная задача, решение которой необходимо для адекватной оценки рисков.

Способы решения томографических задач, развиваемые в рамках обобщенной пластовой модели среды, обладают высокой вычислительной эффективностью. Однако в недавно разработанном способе многовариантной томографии¹ предполагается расчет сотен вариантов решения томографической задачи. Выполненный совместно с ПАО «ЛУКОЙЛ» проект получения оценок достоверности глубинных построений [13] потребовал немалых вычислительных ресурсов.

Пример вертикального сечения в глубинном масштабе с изображением множества возможных реализаций положения целевого горизонта, полученных при помощи многовариантной томографии одного из целевых горизонтов для множественных реализаций решения обратной кинематической задачи, приведен на рис. 12. Такие оценки могут быть использованы как непосредственно для определения зон, обладающих высокой степенью достоверности, так и при дальнейших работах по подсчету запасов для оценки вариации объема залежей УВ. Однако, как и всегда в статистике, для получения устойчивых оценок параметров необходимо иметь наиболее возможное число реализаций, что требует немалого объема вычислений. Конечно, на практике такие оценки могут довольно быстро «стабилизироваться», но это зависит от качества данных и сложности обратной кинематической задачи в конкретных условиях.

Облачные технологии, о которых упоминалось ранее, позволяют гибко настроить вычислительные ресурсы под необходимые графы обработки. Их преимущество заключается в том, что предлагаемые вычислительные ресурсы практически не ограничены. Пользователь может комбинировать резервирование ресурсов на длительный срок и использовать их по требованию с посекундной оплатой. Это удобно, когда загрузка кластеров крайне неравномерна, а при обработке сейсмических данных ситуация именно такова. Неравномерность загрузки велика даже в рамках выполнения одного большого проекта, что видно и из рассмотренных примеров. Особенно это актуально, когда выполняется одновременно несколько проектов, что типично для сервисных компаний и соответствующих подразделений нефтяных предприятий. Загрузка вычислительного оборудования становится еще более переменной, и ее оптимизация сулит немалую экономию.

Это утверждение можно проиллюстрировать на графике использования вычислительных ресурсов (рис. 13), который демонстрирует, в каком объеме различные вычислительные ресурсы (процессоры, оперативная память, жесткие диски) были задействованы для выполнения обработки за заданный период времени.

Сокращение сроков выполнения проектов считается важным критерием повышения ее эффективности. При этом учитывается и себестоимость вычислений. Оптимизация расходов и возможность планирования сроков выполнения большого объема вычислений повышают конкурентоспособность компании на рынке.

Сегодня сервисным компаниям доступны варианты организации вычислительного центра для обработки данных сейсморазведки. Традиционный подход - создание собственного вычислительного центра. Однако требуются немалые затраты не только на приобретение оборудования, но и на его сопровождение и обновление. Кроме того, трудно спроектировать необходимую конфигурацию и производительность собственного вычислительного центра, если необходимость в вычислениях все время меняется, а конфигурация кластера не может варьировать столь же оперативно. Любое решение наталкивается на противоречия — либо страдает производительность, либо возрастает себестоимость вычислений.

Альтернативный подход к организации обработки данных состоит в использовании вычислительных ресурсов, предоставляемых публичными облачными сервисами и имеет очевидные преимущества:

¹ Силаенков О.А., Фиников Д.Б., Анисимов Р.Г. Способ многовариантной томографии данных сейсморазведки: патент RU 2710972 C1 Россия G01V 1/28 G01V 1/30 G06A 17/50/ (заявитель и патентообладатель ООО «Сейсмотек»; номер заявки: 2019134362; заявл. 28.10.2019; опубл. 14.01.2020).

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Рис. 10. Фрагмент глубинного изображения (А), реальная (В) и модельная (С) сейсмограммы Fig. 10. Fragment of depth image (A), actual (B) and model (C) seismic gathers

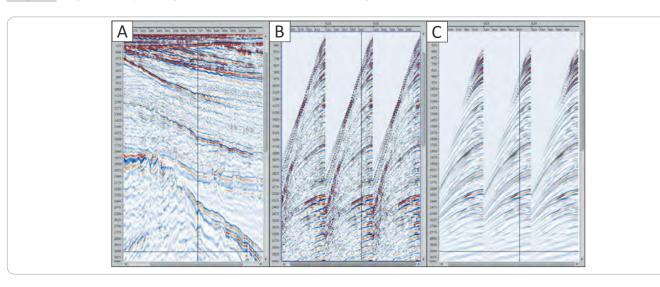
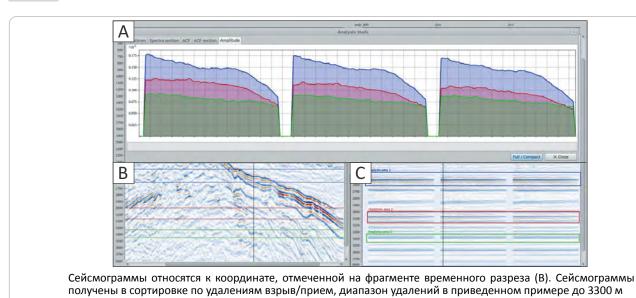


Рис. 11. Среднеквадратичные амплитуды (А), рассчитанные по сейсмограммам общей точки изображения (С) Fig. 11. RMS amplitudes (A) calculated from common image point gathers (C)



using shot/receiver offset sorting; the offset range in this example is up to 3300 m

Seismic gathers belong to coordinate marked on the fragment of seismic section (B). Seismic gathers are obtained

- отсутствие затрат на приобретение оборудования, его обслуживание и обновление;

– отсутствие необходимости поиска компромисса между производительностью вычислительного оборудования и его стоимостью.

Вычислительные ресурсы могут быть задействованы в необходимом объеме для выполнения каждого этапа обработки и будут освобождаться после его завершения. Таким образом, вычислительные ресурсы используются рационально, простои оборудования отсутствуют. Например, компания «Сейсмотек» разработала программное обеспечение Prime и при поддержке партнера компании «Яндекс.Облако»

адаптировала его для использования виртуальных ресурсов. Модифицированная таким образом система Prime Cloud позволяет выполнять в Облаке полный цикл обработки данных, вследствие чего удается достичь высокой производительности и оптимизировать затраты на вычисления.

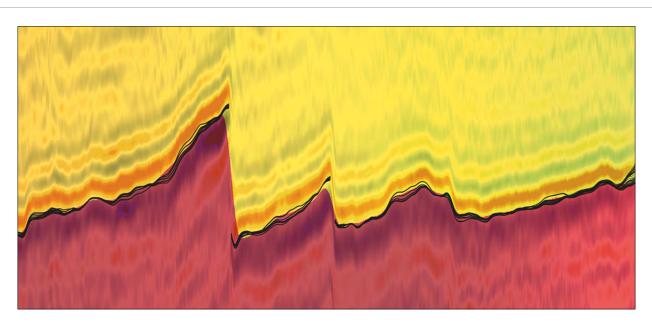
Провайдер облачных услуг предлагает своим пользователям набор сервисов и виртуальных ресурсов, с помощью которых может быть построена вычислительная система любого размера и сложности.

Формально в Облаке можно разместить практически любое программное обеспечение и без какой-либо адаптации, но использование обычного

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Рис. 12. Пример вертикального сечения одного из целевых горизонтов в глубинном масштабе для множественных реализаций решения обратной кинематической задачи

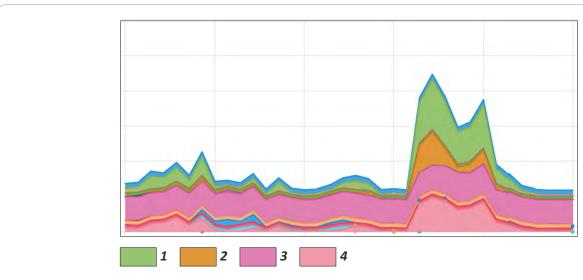
Fig. 12. An example of vertical depth section of one target horizon for multiple realizations of inverse kinematic problem solution



1 — параметр интервальной скорости глубинно-скоростной модели, наложенный на финальный сейсмический разрез. Скорости над и под целевым горизонтом примерно равны 3500 и 4700 м/с соответственно

 ${f 1}-$ interval velocity parameter of the depth-velocity model laid over the final seismic section. The approximate velocities above and below the target horizon are 3500 and 4700 m/s, respectively

Рис. 13. График вычислительной нагрузки на кластере за две недели Fig. 13. Cluster computation load diagram for two weeks



1 — число CPU; **диски** (2, 3): 2 — SSD, 3 — HDD; 4 — оперативная память

1 — number of CPUs; disks (2, 3): 2 — SSD, 3 — HDD; 4 — RAM



подхода с резервированием фиксированного объема ресурсов не позволит разрешить вечное противоречие между производительностью и стоимостью вычислений. Программа Prime Cloud позволяет самостоятельно управлять ресурсами Облака посредством API (Application Programming Interface/Программный интерфейс приложения). Фактически для выполнения каждого счетного задания создаются виртуальные серверы, которые удаляются после завершения вычислений. Конфигурация и число виртуальных серверов определяются особенностями каждого конкретного задания. Таким образом, во-первых, отсутствует ограничение на объем вычислительных ресурсов, а во-вторых, оптимизируются расходы на вычисления из-за отсутствия простоев оборудования.

Инфраструктура кластера Prime Cloud — это те элементы, которые планируется использовать в течение всего времени работы над проектом. Инфраструктурная часть кластера Prime Cloud формируется автоматически, следует лишь указать параметры серверов, входящих в ее состав (сервер интерактивных приложений, сервер базы данных, серверы, формирующие распределенную файловую систему для хранения данных, а также сервер для создания защищенного канала для подключения пользователей), и размер файловой системы.

Важно, что все эти параметры по мере выполнения проектов могут быть изменены. Например, это часто необходимо при увеличении объема данных проекта или числа пользователей.

Вычислительная часть кластера Prime Cloud это виртуальные машины, которые создаются для выполнения каждого отдельного задания. Пользователь указывает число и характеристики виртуальных машин, исходя из специфики конкретного задания.

Число заданий, выполняемых одновременно, не ограничено. Виртуальные машины для выполнения расчета создаются автоматически в течение 1-2 мин и удаляются после завершения расчета.

Адаптация программного обеспечения к работе на виртуальных ресурсах является условием достижения высокой производительности вычислений и оптимизации стоимости использования Облака. Необходимо, чтобы программное обеспечение позволяло самостоятельно управлять ресурсами Облака.

Заключение

Кроме перечисленных задач, требующих больших вычислительных ресурсов, существуют задачи интерпретации, которые все больше смыкаются с обработкой. Задачи динамической инверсии по мере своего развития тоже стали требовать большого объема вычислений. Однако в этой области, еще более чем в обработке, кропотливый творческий труд интерпретаторов чередуется с вычислениями, создавая неравномерность загрузки оборудования.

Подводя итог, вспомним наиболее популярную постановку задачи повышения эффективности — сокращение ресурсов и сроков выполнения работ при сохранении качества обработки. Парадигма, на которой настаивают авторы статьи, состоит в том, что при современной обработке, нацеленной на решение динамических задач, необходимо проведение двух отдельных этапов: обработки для построения модели и повторной обработки для получения правильных динамических параметров. Кроме того, востребованы процедуры моделирования волновых полей, специальные алгоритмы многовариантной томографии и многое другое, оставшееся вне рамок данной статьи. Речь идет о повышении качества при задействовании таких же или даже меньших ресурсов. Традиционно такие критерии приводят к очевидному противоречию. Оно может быть снято лишь разумным целеполаганием на этапе постановки задачи проектирования. Необходимо отказываться от многих рутинных процедур, которые не востребованы в финальных построениях.

Если речь идет о получении глубинных изображений, так ли нужна традиционная временная обработка? Если речь идет о структурных задачах, то не следует проводить многие неоправданные и необоснованные расчеты, сохраняющие динамику малопригодными для этого средствами. Если требуется моделирование волновых полей, то необходимо подобрать инструмент, адекватный решаемой задаче. Для многих регионов можно выработать графы обработки, свободные от многочисленных лишних элементов, но решающие актуальные в конкретных условиях задачи.

Литература

- 1. Глоговский В.М., Мешбей В.И., Цейтлин М.И., Лангман С.Л. Кинематико-динамическое преобразование сейсмической записи для определения скоростного и глубинного строения среды / Сборник докладов второго научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике. Т. 1. Сейсморазведка. – М., 1982. – C. 327–331.
- 2. Лангман С.Л., Силаенков О.А. Кинематико-динамическое преобразование инструмент параметризации волнового поля // Геомодель 2011: тезисы докл. 13-й конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. – Геленджик, 2011. DOI: 10.3997/2214-4609.20144600.
- 3. Chauris H., Noble M.S., Lambar'e G., Podvin P. Migration velocity analysis from locally coherent events in 2-D laterally heterogeneous media, Part I: Theoretical aspects // Geophysics. – 2002. – T. 67. – № 4. – C. 1202–1212. DOI: 10.1190/1.1500382.



- 4. Lokshtanov D., Fjellanger J.P., Anisimov R., Davletkhanov R., Finikov D. Efficient Suppression of Multiples in the Valemon-Kvitebørn Reprocessing and Imaging Project [Электронный ресурс] // European Association of Geoscientists & Engineers: 81st EAGE Conference and Exhibition 2019 (Лондон, 3-6 июня 2019). - 2019. - С. 1-5. - Режим доступа: https://seismotech.ru/upload/iblock/461/1066_eage_efficient-suppression-ofmultiples-in-the-valemon 2019.pdf (дата обращения 03.03.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.201900777.
- 5. Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Прямые задачи в обработке и интерпретации сейсмических данных // Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр: тезисы докладов (Санкт-Петербург, 11–14 апреля 2016 г.). – СПб., 2016.
- 6. Шматкова А.А., Шматков А.А., Гайнанов В.Г., Бенц С. Пример выделения опасных геологических объектов по данным морских высокоразрешающих трехмерных сейсмических наблюдений в Норвежском море // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. - № 1. - C. 55-62. DOI: 10.3103/S0145875215010068.
- 7. Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Атрибутная миграция для построения угловых и азимутальных разверток сейсмических изображений // Геофизика. - 2019. - № 2. - С. 16-22.
- 8. Власов С.В., Овчинников К.Р., Шалашников А.В. Изучение возможностей коррекции искажений динамических параметров сейсмических сигналов в процессе обработки на основе моделирования волновых полей // ГеоЕвразия 2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: тр. III Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. III. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. - C. 30-34.
- 9. Иванов А.М., Фиников Д.Б., Хохлов Н.И., Шалашников А.В. Новые подходы в оптимизации расчета волновых полей, связанных непосредственно с выделенной целевой областью сейсмического отклика // Геофизические технологии. – 2020. – Т. 1. – № 1. – С. 4–32. DOI: 10.18303/2619-1563-2019-1-4.
- 10. Trad D. Least squares Kirchhoff depth migration: Implementation, challenges, and opportunities // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015. - Society of Exploration Geophysicists, 2015. - C. 4238-4242. DOI:10.1190/segam2015-5833655.1.
- 11. Лисица В.В., Вишневский Д.М., Шевченко А.А., Ивлев А.К., Романченко И.В., Олюнин А.В., Павловский Ю.В., Литвиченко Д.А., Таракановский М.К., Демин В.Ю. Разработка методических подходов к планированию сейсмической съемки и обработке данных для картирования доюрских отложений на основе численного моделирования волновых полей // ГеоЕвразия 2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: тр. III Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. III. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. - C. 26-29.
- 12. Mobil AVO viking graben line 12 [Электронный ресурс] // The SEG Wiki. Режим доступа: https://wiki.seg.org/wiki/Mobil AVO viking graben_line_12 (дата обращения: 08.02.2021).
- 13. Андреев А.Ю., Анисимов Р.Г., Кузилов И.О., Кузнецов И.К., Кунин К.Н., Силаенков О.А., Фиников Д.Б. Оценка достоверности структурных построений способом многовариантной томографии // ГеоЕвразия 2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: тр. III Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. III. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. – С. 209–212.

References

- 1. Glogovskii V.M., Meshbei V.I., Tseitlin M.I., Langman S.L. Kinematiko-dinamicheskoe preobrazovanie seysmicheskoy zapisi dlya opredeleniya skorostnogo i glubinnogo stroeniya sredy [Kinematic and dynamic transformation of seismic record to determine subsurface structure in depth and time]. In: Sbornik dokladov vtorogo nauchnogo seminara stran-chlenov SEV po neftyanov geofizike. T. 1. Seysmorazvedka. Moscow; 1982. pp. 327-331. In Russ.
- 2. Langman S.L., Silaenkov O.A. Kinematiko-dinamicheskoe preobrazovanie instrument parametrizacii volnovogo polya [Kinematic and dynamic transformation as a tool for wavefield parametrization]. In: Geomodel' 2011: tezisy dokl. 13-ya konferentsiya po problemam kompleksnoi interpretatsii geologo-geofizicheskikh dannykh pri geologicheskom modelirovanii mestorozhdenii uglevodorodov. Gelendzhik; 2011. DOI: 10.3997/2214-4609.20144600. In Russ.
- 3. Chauris H., Noble M.S., Lambar'e G., Podvin P. Migration velocity analysis from locally coherent events in 2-D laterally heterogeneous media, Part I: Theoretical aspects. Geophysics. 2002;67(4):1202-1212. DOI:10.1190/1.1500382.
- 4. Lokshtanov D., Fiellanger J.P., Anisimov R., Dayletkhanov R., Finikov D. Efficient Suppression of Multiples in the Valemon-Kvitebørn Reprocessing and Imaging Project. European Association of Geoscientists & Engineers: 81st EAGE Conference and Exhibition 2019 (London, 3-6 June 2019). 2019. Available at: https://seismotech.ru/upload/iblock/461/1066 eage efficient-suppression-of-multiples-in-the-valemon 2019.pdf (accessed: 03.03.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.201900777.
- 5. Kaplan S.A., Lebedev E.B., Finikov D.B., Shalashnikov A.V. Prvamve zadachi v obrabotke i interpretatsii seismicheskikh dannykh [Direct problems in seismic data processing and interpretation]. In: Cherez integratsiyu geonauk – k postizheniyu garmonii nedr: tezisy dokladov (Sankt-Peterburg, 11-14.04.2016). Saint-Petersburg; 2016. In Russ.
- 6. Shmatkova A.A., Shmatkov A.A., Gainanov V.G., Bents S. Identification of geohazards based on the data of marine high-resolution 3d seismic observations in the Norwegian sea. Moscow University Geology Bulletin. 2015;70(1):53-61. DOI: 10.3103/S0145875215010068. In Russ.
- 7. Shalashnikov A.V., Finikov D.B. Attribute migration for the creation of azimuth angle domain imaging. Geofizika. 2019;(2):16–22. In Russ.
- 8. Vlasov S.V., Ovchinnikov K.R., Shalashnikov A.V. Izuchenie vozmozhnostei korrektsii iskazhenii dinamicheskikh parametrov seismicheskikh signalov v protsesse obrabotki na osnove modelirovaniya volnovykh polei [Processing based on wavefield modelling: exploring possibilities of distortion correction of seismic signal dynamic parameters]. In: GeoEvraziya 2020. Sovremennye tekhnologii izucheniya i osvoeniya nedr Evrazii: trudy III Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki. Tver': PoliPRESS; 2020. pp. 30–34. In Russ.
- 9. Ivanov A.M., Finikov D.B., Khokhlov N.I., Shalashnikov A.V. New approaches in optimization of calculation of wave fields directly related to the selected target area of seismic response. Moscow Institute of Physics and Technology. 2020;1(1):4-32. DOI: 10.18303/2619-1563-2019-1-4. In Russ.
- 10. Trad D. Least squares Kirchhoff depth migration: Implementation, challenges, and opportunities. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015. Society of Exploration Geophysicists; 2015. pp. 4238-4242. DOI:10.1190/segam2015-5833655.1.

- 11. Lisitsa V.V., Vishnevskii D.M., Shevchenko A.A., Ivlev A.K., Romanchenko I.V., Olyunin A.V., Pavlovskii Yu.V., Litvichenko D.A., Tarakanovskii M.K., Demin V.Yu. Razrabotka metodicheskikh podkhodov k planirovaniyu seismicheskoi s"emki i obrabotke dannykh dlya kartirovaniya doyurskikh otlozhenii na osnove chislennogo modelirovaniya volnovykh polei [Mapping pre-Jurassic deposits on the basis of wavefield numerical modelling: development of methodological approaches to seismic acquisition planning and data processing]. In: GeoEvraziya 2020. Sovremennye tekhnologii izucheniya i osvoeniya nedr Evrazii: trudy III Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki. Tom III. Tver: PoliPRESS; 2020. pp. 26-29. In Russ.
- 12. Mobil AVO viking graben line 12. In: The SEG Wiki. Available at: https://wiki.seg.org/wiki/Mobil_AVO_viking_ graben_line_12 (accessed 08.02.2021).
- 13. Andreev A.Yu., Anisimov R.G., Kuzilov I.O., Kuznetsov I.K., Kunin K.N., Silaenkov O.A., Finikov D.B. Otsenka dostovernosti strukturnykh postroenii sposobom mnogovariantnoi tomografii [Evaluation of structural mapping accuracy using multivariate tomography]. In: GeoEvraziya 2020. Sovremennye tekhnologii izucheniya i osvoeniya nedr Evrazii: trudy III Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki. Tver': PoliPRESS; 2020. pp. 209-212. In Russ.

Информация об авторах

Анисимов Руслан Гурьевич

Ведущий программист ООО «Сейсмотек»,

121205 Москва, Большой б-р, д. 42 стр. 1, офис 1.110

e-mail: r.anisimov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-4493-8661

Мосяков Дмитрий Евгеньевич

Генеральный директор ООО «Сейсмотек»,

121205 Москва, Большой б-р, д. 42, стр. 1, офис 1.110

e-mail: d.mosyakov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0003-3087-5601

Шалашников Андрей Владимирович

Ведущий программист ООО «Сейсмотек»,

121205 Москва, Большой б-р, д. 42, стр. 1, офис 1.110

e-mail: a.shalashnikov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-4150-5457

Фиников Дмитрий Борисович

Кандидат технических наук, директор Департамента ООО «Сейсмотек»,

121205 Москва, Большой б-р, д. 42, стр. 1, офис 1.110

e-mail: d.finikov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-6021-0646

Information about authors

Ruslan G. Anisimov

Principal Software Engineer

Seismotech, Ltd,

Of. 1.110, 42 str. 1, Bolshoi bulvar, Moscow, 121205, Russia

e-mail: r.anisimov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-4493-8661

Dmitrii E. Mosyakov

General Director

Seismotech, Ltd,

Of. 1.110, 42 str. 1, Bolshoi bulvar, Moscow, 121205, Russia

e-mail: d.mosyakov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0003-3087-5601

Andrei V. Shalashnikov

Principal Software Engineer

Seismotech, Ltd,

Of. 1.110, 42 str. 1, Bolshoi bulvar, Moscow, 121205, Russia

e-mail: a.shalashnikov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-4150-5457

Dmitrii B. Finikov

Candidate of Technical Sciences, Head of Department Seismotech, Ltd,

Of. 1.110, 42 str. 1, Bolshoi bulvar, Moscow, 121205, Russia

e-mail: d.finikov@seismotech.ru ORCID ID: 0000-0002-6021-0646



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12-14 октября 2021

Технопарк "Сколково" Москва, Россия

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2021





УДК 550.8+550.3+550.34

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-111-121

Методика интегрирования геофизических методов на региональном этапе геолого-разведочных работ

© 2021 г. | С.А. Каплан, М.Я. Финкельштейн, М.Ю. Смирнов, В.А. Спиридонов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», kaplansam@rambler.ru; misha@geosys.ru; smirnov@vnigni.ru; victor@geosys.ru

Поступила 01.02.2021 г.

Доработана 15.03.2021 г.

Принята к печати 17.03.2021 г.

Ключевые слова: интеграция; региональный этап исследований; сейсморазведка; гравиразведка; редуцирование поля силы тяжести; трехмерная модель.

Аннотация: В статье рассматриваются подходы и методика интеграции данных сейсморазведки и гравиметрии при региональных работах на нефть и газ. Описывается информационная основа регионального этапа и обосновывается необходимость интеграции разнометодной информации. Пояснены сложности, возникающие при использовании данных гравиметрии, которые приводят к необходимости двухэтапной методики ее использования. На первом этапе с опорой на геометрию глубинных сейсмических границ строится укрупненная модель осадочного чехла и земной коры, обеспечивающая редуцирование поля силы тяжести на глубину кристаллического фундамента. На втором этапе проводится интеграция данных в пределах осадочного чехла на основе пластовой глубинно-скоростной модели с учетом сейсмостратиграфической и сейсмофациальной интерпретации сейсмических разрезов. Использование гравиметрической информации позволяет более обоснованно интерполировать и экстраполировать структурные поверхности в межпрофильном пространстве, а также прогнозировать положение и форму интрузивных тел. Результат двухэтапного интегрирования данных сейсморазведки и гравиметрии представлен толстослоистой 3D-моделью, описываемой взаимоувязанными геометрическими, скоростными и плотностными характеристиками. Методика опирается на технологические возможности геоинформационной системы INTEGRO. Приведен пример применения описанной методики.

Для цитирования: Каплан С.А., Финкельштейн М.Я., Смирнов М.Ю., Спиридонов В.А. Методика интегрирования геофизических методов на региональном этапе геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. − 2021. − № 3. − С. 111−121. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-111-121.

Methodology for geophysical methods integration in regional stage of geological exploration

© 2021 S.A. Kaplan, M.Ya. Finkel'shtein, M.Yu. Smirnov, V.A. Spiridonov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; kaplansam@rambler.ru; misha@geosys.ru; smirnov@vnigni.ru; victor@geosys.ru

Received 01.02.2021

Revised 15.03.202

Accepted for publication 17.03.2021

Key words: integration; regional stage of research; seismic exploration; gravimetry; gravity field corrections; three-dimensional model.

Abstract: The article discusses approaches and methods for integrating seismic and gravimetric data in regional oil and gas operations. The informational basis of the regional stage is described and the necessity of integrating information coming from different methods is substantiated. The difficulties arising from the use of gravimetry data, which lead to the need for a two-stage technique for its use, are explained. In the first stage, based on the geometry of deep seismic boundaries, a large-scale model of the sedimentary cover and the earth's crust is constructed, which ensures the reduction of the gravity field to a depth in the vicinity of the crystalline basement. In the second stage, the data are integrated within the sedimentary cover based on the reservoir depth-velocity model, taking into account seismic stratigraphic and seismic facies interpretation of seismic sections. The use of gravimetric information makes it possible to more reasonably interpolate and extrapolate structural surfaces in the space between seismic lines, as well as predict intrusive bodies position and shape. The result of a two-stage integration of seismic and gravimetry data is represented by 3D thick-layered model described by matched geometric, velocity, and density characteristics. The methodology is based on the technological capabilities of the INTEGRO Geographic Information System. An example of the application of the described technique is presented.

For citation: Kaplan S.A., Finkel'shtein M.Ya., Smirnov M.Yu., Spiridonov V.A. Methodology for geophysical methods integration in regional stage of geological exploration. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):111–121. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-111-121. In Russ.

Введение

Информационную основу регионального этапа геолого-разведочных работ, как известно, составляют:

- актуальные геологические представления о формировании и строении изучаемой и сопредельных территорий различного уровня детальности: от глобального — земной коры в целом до отдельных осадочных комплексов, перспективных на образование скоплений УВ;
- данные глубокого бурения: по единичным опорным, сверхглубоким и редким параметрическим скважинам, а также по более многочисленным, неравномерно распределенным по территориям поисковым, разведочным и эксплуатационным скважинам, отличающимся относительно небольшими глубинами исследований и ограниченным комплексом методов ГИС;
- данные дистанционных аэро- и космических методов;
- наблюдения вдоль опорных геофизических профилей — геотраверсов, пересекающих крупные образования геологического пространства (платформы, геосинклинали и др.);
- наблюдения потенциальных полей (гравитационного и магнитного) относительно мелкого масштаба (1:1 000 000 – 1:200 000);
- профильные данные сейсморазведки (МОВ-ОСТ) и электроразведки (преимущественно магнитотеллурическое зондирование).

Наиболее информативными по критериям автономности решения задач и, соответственно, требующими минимального объема априорных данных для получения конечного результата являются скважинные исследования. Они характеризуются высокой детальностью представления геологического разреза по вертикали, но существенной ограниченностью в пространстве. Геофизические исследования на опорных и региональных профилях, особенно сейсмические, обладая меньшей, по сравнению со скважинными данными, детальностью по вертикали, имеют лучшую информативность в двухмерных сечениях геологического пространства по геометрическим, физическим и геологическим характеристикам, укрупненным в соответствии с разрешающей способностью используемых методов. Для получения конечного результата в качестве априорной информации необходимы данные скважинных исследований. Менее информативны по введенному критерию дистанционные методы и площадные исследования потенциальных полей. Они отличаются пространственной обзорностью, но весьма ограниченной — по вертикали. Обработка и интерпретация получаемых при этом данных обеспечивается использованием результатов и скважинных и сейсмических исследований.

Разнообразие информационных возможностей методов изучения геологической среды в совокупности создает предпосылки для их синергетического объединения (интегрирования) в процессе построения комплексной трехмерной модели изучаемой территории в пространстве характеристик, доступных для прогноза. Примером эффективности реализации этих предпосылок служит богатый опыт интегрирования данных скважинных исследований и сейсморазведки, имеющих место практически на всех этапах геолого-разведочного процесса вплоть до подготовки к эксплуатации месторождений УВ.

Для регионального этапа, характеризующегося достаточно низкой плотностью сейсмических профилей, расстояния между которыми достигают нескольких десятков километров, актуально объединение данных сейсморазведки и гравиметрии при решении задачи построения пространственной модели среды, причем как в режиме их комплексной интерпретации на уровне результативных материалов, так и в процессе их получения. В такой постановке методика интегрирования данных комплекса этих методов является относительно новой и базируется на учете автономной информативности каждого из методов и определении принципов (положений) их взаимодополнения.

Анализ информативности данных гравиразведки

Для формирования методики интегрирования данных целесообразно рассмотреть возможности наименее информативного, в плане указанных выше критериев, гравиметрического метода.

Как известно, наблюдаемое аномальное поле Δg в точке (x_0, y_0) на поверхности представляет сумму сил притяжения, вызванных телами различных плотностей, объемов (размеров), положения в геологическом пространстве, и зависит, соответственно, от удаления от координат точки на поверхности наблюдения, описываемое известным выражением

$$\Delta g = \int_V \frac{\Delta \sigma z dV}{(\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + z^2})^3},$$
 (1)

где интеграл берется по всему объему аномалиеобразующих тел, а $\Delta \sigma$ — избыточная плотность в точке (x, y, z). При этом одно и то же аномальное гравитационное поле может соответствовать различным наборам возмущающих тел (принцип эквивалентности). Поэтому попытки получить только по гравитационным измерениям сколько-либо правдоподобную модель строения территории заранее обречены на неудачу. Однако модель, построенная по данным других методов исследования, при наличии ограничений на изменения плотности может быть проверена на соответствие полю силы тяжести и, соответственно, отвергнута или, что важнее, скорректирована.

И.И. Приезжевым [1], опираясь на положения Кобрунова [2], предложено решение обратной зада-



чи гравиразведки, основанное на преобразованиях Фурье поля силы тяжести. В отличие от более ранних работ в этой области, ему удалось получить трехмерное распределение избыточных плотностей, гравитационный эффект от которого в точности равен наблюденному полю. Однако, как уже указывалось выше, это решение далеко не единственное. Тем не менее данный метод представляет собой очень мощный инструмент, позволяющий «подогнать результат под ответ». Аналогичный подход может быть использован и для обработки магнитометрических данных. Заметим, что ученые АО ГНПП «Аэрогеофизика» [3, 4] предлагают получать поверхность кристаллического фундамента, опираясь только на результаты магниторазведки. Их построения опираются на предположение, что энергия аномального магнитного поля (до 99 %) обусловлена влиянием именно верхней части кристаллического фундамента. При этом авторы отмечают, что метод не будет адекватно работать, если верхняя часть фундамента сложена немагнитными породами, что достаточно сложно проверить при глубоком заложении фундамента.

Из формулы (1) вытекает, что чем глубже залегает аномалиеобразующее тело, тем меньший по амплитуде и тем больший по латерали вклад оно даст в суммарное аномальное поле. Казалось бы, что, базируясь на площади объекта поиска, легко оценить максимальную глубину интересующих нас аномалиеобразующих тел, а все, находящееся ниже, назвать региональным фоном и исключить из рассмотрения. Однако, в связи с эффектом эквивалентности, такая попытка нивелировать влияние глубинного фактора разделением поля с помощью усреднения в скользящем окне на региональную и локальную составляющую и утверждением, что региональная составляющая отвечает за глубинные неоднородности, а локальная — за неоднородности осадочного чехла, некорректна, а возможная при этом ошибка может свести на нет все дальнейшие построения. Кроме того, необходимо заметить, что латеральные границы раздела земной коры и осадочного чехла, на которых происходит скачок плотности, бывают часто достаточно плавными и, следовательно, эффект от их изменения непременно уйдет в региональную составляющую, что не добавит точности в создаваемую модель.

Пространство решений обратной задачи гравиразведки может быть существенно сужено при задании геометрии границ и характера изменчивости физических свойств в слоях между ними. Основным постулатом при этом служит положение о том, что граница, на которой происходит скачок какого-либо физического свойства, имеет объективную, а не случайную природу, т. е. является границей в физическом мире. Из этого следует, что остальные физические свойства будут в общем случае также иметь скачок на этой границе.

Основные принципы интеграции информации на региональном этапе

С учетом того, что региональные исследования, как правило, проводятся на довольно больших территориях, интервал глубин, представленный рельефами границ, и значимых изменений характеристик между ними должен быть достаточно большим, в частности включать, помимо осадочного чехла, и земную кору вплоть до границы Мохоровичича (кровли мантии). Необходимая для этого информация получается в процессе исследований, как указывалось выше, по опорным геофизическим и региональным профилям с использованием метода МОВ-ОСТ, в традиционной и глубинной модификациях, и метода преломленных волн при глубинных сейсмических зондированиях (ГСЗ). Состав этой информации включает пластовые глубинно-скоростные модели (ПГСМ) в пликативном варианте и/или с прогнозом тектонических нарушений. При этом большей детальностью отличается освещение осадочного чехла (толщины слоев от 300 м и более, для которых оценки интервальных скоростей более надежны), меньшей — земная кора. Современные средства обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОВ-ОСТ обеспечивают построение по профилям двухмерных ПГСМ в рамках слоистых локально однородных (и/или градиентных) сред [5–8]. По глубинным модификациям сейсморазведки ПГСМ по осадочному чехлу дополняются результатами интерпретации данных ГСЗ для земной коры формально с той же структурой: границы, интервальные и граничные скорости распространения продольных волн.

Ограничения на возможные изменения плотностей в слоях формируются на основе значений интервальных скоростей, дополненных результатами сейсмофациального анализа сейсмических комплексов на глубинных и/или временных разрезах, соответствующих ПГСМ.

Приведенная информативность данных сейсморазведки имеет свои ограничения, обусловленные:

- двухмерным характером исследований и, соответственно, неучетом пространственных эффектов распространения упругих волн даже в ближайшей окрестности профиля, что наиболее существенно при наклонных (более 10–15°) отражающих горизонтах;
- фрагментарностью прослеживания отдельных отражающих горизонтов в условиях сложного строения геологического разреза, что обычно преодолевается путем их объединения в виде условных горизонтов, правда, в этом случае оценки скоростных характеристик усложнены увеличенными погрешностями;
- наличием в плоскости разреза зон, отличающихся отсутствием акустически контрастных объектов, и практически полным отсутствием отражений; подобная ситуация в большей степени характер-

на для зон нарушений, наличия крупных объектов неслоистой структуры типа карбонатных построек (рифов), соляных куполов, магматических образований земной коры и областей их внедрения в породы осадочного чехла.

Для преодоления этих ограничений, в свою очередь, могут быть использованы результаты гравиразведки с опорой на наиболее надежные сейсмические данные.

Методика интеграции разнометодной информации (первый этап)

Методика формируется с учетом того, что природа поля Δg связана с двумя существенно различающимися по структуре объектами: земной корой и осадочным чехлом. Поэтому задача использования гравитационного поля при комплексной интерпретации может быть разделена на два этапа: редукция поля по глубине (на кровлю фундамента) и комплексная интерпретация данных, отображающих строение относительно верхней части разреза — осадочного чехла. Оба этапа имеют цель построение трехмерной плотностной модели территории, отвечающей полю силы тяжести (соответственно наблюденному или редуцированному), а также другой имеющейся информации (скважиной, сейсмической, электроразведочной), но имеют различную детальность и точность. Далее при описании предлагаемой методики авторы статьи опираются на аппарат ГИС INTEGRO (ФГБУ «ВНИГНИ») и на опыт работ при построении трехмерных моделей.

Первый этап рассматриваемой методики комплексной интерпретации состоит в построении модели на всю мощность земной коры и верхов мантии, соответствующей «глубинной» составляющей наблюденного гравитационного поля. Кроме самостоятельного интереса эта модель должна послужить для редукции поля силы тяжести до поверхности фундамента. Кратко излагаемая далее технология следует работе [9], в соответствии с которой плотностная модель может быть представлена в виде суммы базовой и модели избыточной плотности.

Базовая модель трехмерна и в зависимости от сложности территории — слоистая, градиентно-слоистая или блоково-градиентно-слоистая. Структурной основой базовой модели, как указывалось выше, служат поверхности основных латеральных границ земной коры и осадочного чехла, построенные на результатах других методов (в большинстве случаев сейсмических), на которых наблюдается значимое изменение физических свойств. Для их построения производятся следующие действия.

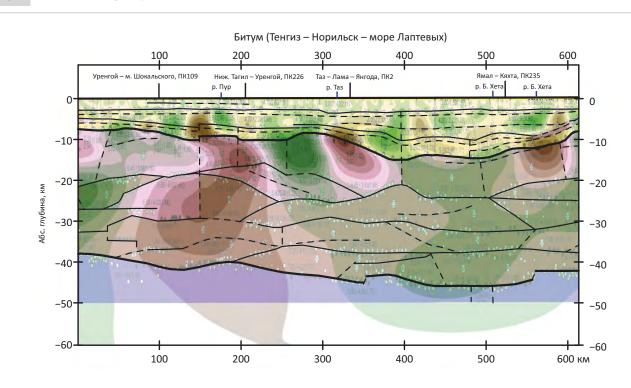
1. Создается набор решений обратной задачи гравиразведки с различными дискретно изменяемыми параметрами, обычно называемыми множителем по глубине и экспонентой. Эти параметры определяют положение аномалиеобразующих тел. Увеличение множителя по глубине стягивает центры масс наверх, а экспонента отвечает за их распределение. Полученные трехмерные распределения избыточных плотностей рассекаются по линиям опорных профилей. Выбирается решение, для которого горизонтальные границы на профилях наилучшим образом согласуются в пространстве с огибающими разночастотных аномалий избыточных плотностей (рис. 1).

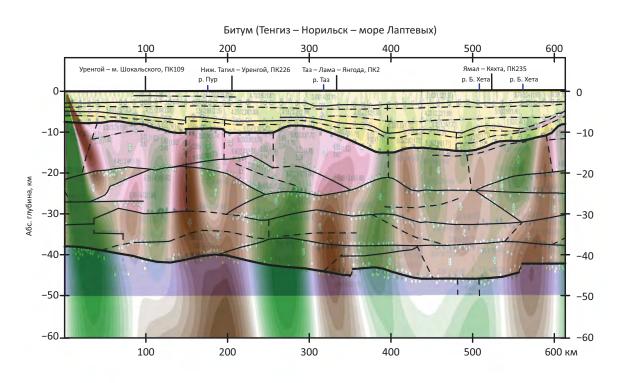
- 2. Генерируется система ортогональных модельных профилей. На каждый из профилей выносятся засечки границ с опорных профилей. В межпрофильном пространстве эти границы согласованно интерполируются на основе огибающих плотностных аномалий, полученных сечением выбранного в предыдущем пункте варианта решения обратной задачи (рис. 2). Заметим, что кровля рифея на профилях попадает на центры аномалий и, следовательно, интерполируется также через центры аномалий.
- 3. Поверхности границ раздела земной коры и основных границ раздела осадочного чехла получаются интерполяцией с сети модельных профилей и представляются в виде равномерных двухмерных сеток с одинаковыми параметрами (размер и положение ячеек сети).
- 4. Для каждой структурной поверхности задается распределение плотности выше (подошва вышележащего слоя) и ниже нее (кровля нижележащего слоя) на тех же двухмерных сетках. Разница между значениями выше и ниже структурной поверхности определяет скачок свойства на границе. Плотность в каждом слое задается с учетом априорных данных (профили ГСЗ, физические модели крупных тектонических таксонов) и может постепенно усложняться: от среднего значения плотности в слое к распределению плотности на основе скоростных моделей. Однако необходимо иметь в виду, что это достаточно грубая модель, сглаженная по вертикали и латерали и по детальности сопоставимая для земной коры и осадочного чехла. В рассматриваемом примере детальность по латерали равнялась 1 км, а по глуби $ext{He} - 0.5 ext{ км}$.

По этим структурным поверхностям может быть построен плотностной куб до глубины верхних слоев мантии (~80 км) в зависимости от изучаемой территории. Далее решается прямая задача и вычисляется невязка между гравитационным эффектом от построенной модели и наблюденным гравитационным полем. Эта невязка итерационно минимизируется с помощью имеющегося в системе инструмента редакции структурных поверхностей в межпрофильном пространстве. Необходимое условие: невязка должна быть сопоставима по амплитуде с локальной компонентой поля. После исчерпания возможностей минимизации рассчитывается обратная задача с выбранными ранее оптимальными параметрами от результирующей невязки и полученные избыточные плотности (обычно первые десятые граммы на

Рис. 1. Выбор варианта решения обратной задачи гравиразведки

Fig. 1. The selection of gravity inversion solution

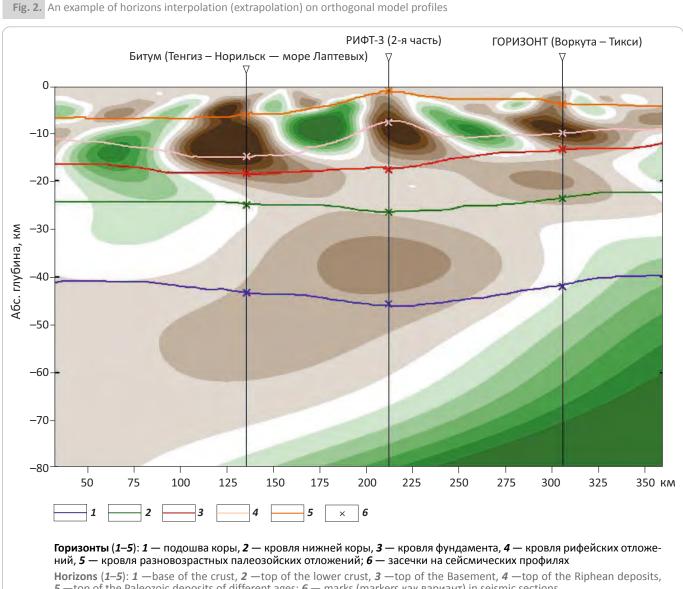




А — множитель по глубине равен 5, экспонента по оси Z равна – 3, В — множитель по глубине равен 1, экспонента по оси Z равна 0

A- the depth multiplier is 5, the Z-exponent is -3; B- the depth multiplier is 1, the Z-exponent is 0

Рис. 2. Пример интерполяции (экстраполяция) горизонтов на ортогональных модельных профилях



5 —top of the Paleozoic deposits of different ages; 6 — marks (markers как вариант) in seismic sections

кубический сантиметр) добавляются к модельным, т. е. изменяются значения плотности. Таким образом, мы получаем плотностной куб, гравитационный эффект от которого совпадает с наблюденным полем.

В некотором приближении можно считать, что полученная авторами статьи суммарная плотностная модель отвечает реальному положению вещей (особенно для нижней части разреза). Поскольку гравитационное поле аддитивно, то редуцированным за счет нижней части разреза полем можно считать гравитационный эффект от верхних слоев полученного плотностного куба, содержащих преимущественно весь осадочный чехол. Понятно, что при этом какая-то часть земной коры (во многих местах весьма значительная) будет также входить в исследуемую часть модели.

Методика интеграции разнометодной информации (второй этап)

Будем считать заданным следующее.

- 1. Редуцированное гравитационное поле, отображающее неоднородности осадочного чехла и фрагментов верхней части земной коры, полученные на первом этапе поверхности раздела в пределах осадочного чехла и земной коры.
- 2. Данные по редкой сети сейсмических и геоэлектрических профилей, единичные скважины, геологическая информация в виде карт и сопровождающих записок к ним. При этом необходимо иметь в виду несопоставимый масштаб сейсмических и гравитационных данных: гравитационные данные покрывают всю площадь по сети 1 × 1 км, а сейсмические данные, как указывалось выше, характери-



зуются редкой сетью профилей, но большей детальностью по отдельному профилю (интервал между точками на профиле составляет 12,5–25 м).

Модель, которую нужно построить, представляет собой объем, заполненный прямоугольными параллелепипедами (вокселями). При этом если их латеральные размеры могут быть довольно большими, то размеры по глубине должны быть такими, чтобы с их помощью можно было отобразить толстослоистую сейсмическую модель. Поэтому для достаточно адекватного отображения формы слоев можно ограничиться вокселями размером по глубине не более 50 м. Необходимо подбирать параметры так, чтобы с помощью воксельной модели достаточно адекватно описывалась геометрия на имеющихся сейсмических разрезах, поэтому желательно уменьшить их размер и по латерали. Кроме того, если общая глубина редукции равна, например, 15 км, то слоев в модели будет 300 и, следовательно, чтобы для расчетов не требовалось уникальных вычислительных мощностей, размер вокселя по латерали должен быть не слишком маленьким. Опыт показывает, что затруднительно работать с размером вокселя по латерали меньше 500 м, что на региональном этапе исследований значительно меньше, чем расстояние между сейсмическими профилями.

Далее необходимо построить начальный вариант границ раздела в осадочном чехле. Как отмечено выше, некоторые границы раздела уже определены в трехмерном пространстве, но на имеющихся сейсмических профилях имеют место и промежуточные границы. В работе [10] описана технология, позволяющая получить первый вариант всех необходимых поверхностей раздела с опорой на уже имеющиеся сейсмические данные и информацию об областях распространения различных отложений.

Полученные границы раздела позволяют перейти к воксельной модели исследуемого объема с необходимыми размерами ячейки. Встает вопрос о значениях плотности каждого вокселя. Поскольку рассматривается слоистая модель и в верхней части осадочного чехла эти слои достаточно тонки (по сравнению с размером ячейки по глубине), то внутри слоя можно не учитывать изменения плотности по градиенту от кровли к подошве. Кроме того, на сейсмических профилях определены значения скорости в каждом слое в рамках локально однородной модели среды. Как утверждается в [11], статистическая связь между параметрами аппроксимируется зависимостью

$$\sigma = aV^{1/4}, (2)$$

где σ — плотность, г/см³, V — скорость, м/с, при a = 0.31. Соль, многолетнемерзлые породы не подчиняются этой зависимости, и их локализация в пределах разреза может быть выполнена по сейсмическим данным. Кроме того, коэффициент а определен не слишком точно и может быть изменен. Пересчитав скорости по формуле (2) в плотности, получаем значения на сейсмических профилях, которые можно интерполировать (экстраполировать) на всю территорию. При этом нужно принимать во внимание значение скоростей только на тех участках сейсмических профилей, где они определены достаточно уверенно, т. е. там, где мощность соответствующего слоя не меньше 300 м, а глубина не слишком велика по сравнению с удалениями источник - приемник, принятыми при сейсмических наблюдениях. В достаточно глубоких слоях осадочного чехла, а также во входящих в рассматриваемые глубины фрагментах коры, где на скорость опираться нельзя, естественно оставить плотностные характеристики, полученные ранее, до редуцирования, — в слоистой или градиентно-слоистой модели.

Таким образом, получаем воксельную плотностную модель, по которой необходимо рассчитать гравитационный эффект и сравнить его с редуцированным полем. При этом нивелировать невязку добавлением избыточной плотности, как это делалось на предыдущем этапе, недопустимо, так как при этом может принципиально нарушиться соотношение плотности и скорости.

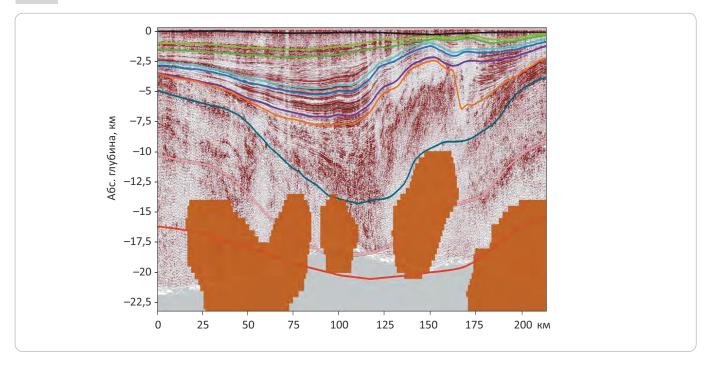
Если значения невязки носят региональный характер в виде положительных и отрицательных аномалий, то, видимо, была допущена ошибка на стадии редуцирования и следует вернуться к предыдущему этапу, исправив границы раздела модели с учетом полученной невязки, и далее работать с обновленным редуцированным полем. Если же положительные и отрицательные аномалии невязки имеют случайный мозаичный характер, то технология их минимизации описывается ниже.

Если невязка невелика (первые миллигалы), то ее можно уменьшить, изменяя геометрию поверхностей раздела осадочного чехла в межпрофильном пространстве. ГИС INTEGRO предоставляет такую возможность. Однако при большой невязке коррекция геометрии не поможет: она свидетельствует о наличии внедрений в слоистую модель. Местоположение (но не форма) такого внедрения может быть намечено по аномальной избыточной плотности, полученной при решении обратной задачи гравиметрии от невязки. Также внедрение должно быть подтверждено особенностями волновой картины на сейсмическом разрезе (при наличии соответствующего профиля на территории, где наблюдается невязка) (рис. 3).

ГИС INTEGRO предоставляет две возможности для моделирования внедрений. Во-первых, можно приблизить внедрение эллипсоидом аномальной плотности. При этом от него сразу решается прямая задача, что позволяет подобрать эллипсоид, выбирающий или почти выбирающий невязку. Однако геологичность такого построения может оказаться весьма сомнительной. Другим способом минимиза-

Рис. 3. Сечение внедрений поверхностью сейсмического разреза

Fig. 3. Section of intrusions cut by seismic profile



ции невязки является так называемый монтажный метод. Он позволяет итерационно, добавляя и убирая воксели некоторой аномальной плотности, минимизировать невязку. Часто полученные решения с точки зрения геологии выглядят вполне логично, однако этот метод весьма емок по времени и требователен к имеющейся оперативной памяти. Опыт показывает, что следует сначала подобрать подходящий эллипсоид, а затем, используя его в качестве первого приближения, перейти к монтажному методу. При этом необходимо следить, чтобы предполагаемое внедрение не пересекало области регулярных отложений на сейсмических профилях, не было приурочено к границе исследуемой площади и не было расположено за ее пределами.

Указанные выше недостатки монтажного метода заставляют использовать его на более крупной ячейке, что приводит к грубым очертаниям полученных внедрений и недостаточному уменьшению невязки. Поэтому далее эти результаты нужно снова подкорректировать эллипсоидами небольшого размера, не изменяющими общих очертаний внедрения, но делающими их более плавными.

Понятно, что описанный выше процесс требует большой ручной работы и внимания геолога, занимает значительное время и в настоящем виде не может быть автоматизирован. После проведения вышеописанного процесса невязка между гравитационным эффектом от модели и редуцированным полем будет уменьшена до первых миллигалов. Дальнейшей минимизации невязки можно добиться изменением геометрии поверхностей раздела. Иногда в межпро-

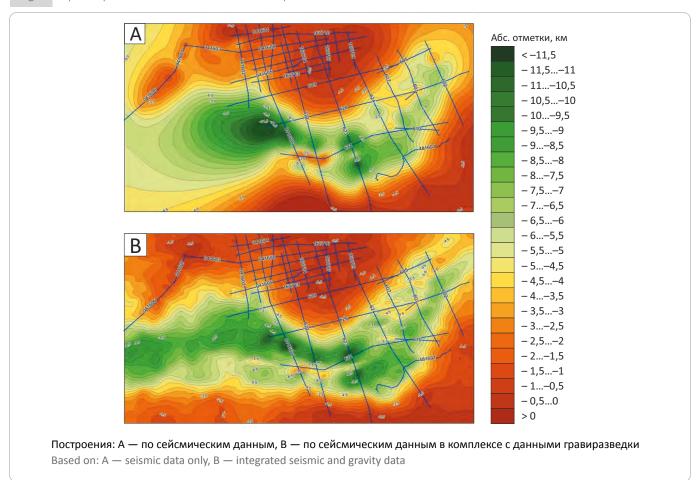
фильном пространстве приходится модифицировать и плотностные характеристики. Если невязка сведена к минимуму, но не исчезла, то есть еще один метод ее уменьшения. Нужно посчитать гравитационный эффект от каждого из верхних слоев осадочного чехла, плотность которых определялась с опорой на формулу Гарднера. Далее нужно рассчитать разность между редуцированным полем и гравитационным эффектом от всех нижележащих слоев, в том числе и от внедрений. После этого можно рассчитать регрессию этой разности на множество гравитационных эффектов от верхних слоев. Поскольку коэффициент a в формуле (2), по которой определялись плотности верхних слоев осадочного чехла, является весьма приблизительным, то требуемые коэффициенты можно уточнить, умножив 0,31 на коэффициент регрессии для соответствующего слоя.

Таким образом, авторы статьи получили трехмерную плотностную модель, отвечающую редуцированному полю.

Пример применения описанной методики при восстановлении рельефа кровли палеозойских отложений в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба представлен на рис. 4. Обратим внимание на значительные расстояния между региональными сейсмическими профилями в центральной части прогиба, практически исключающие корректное построение структурной поверхности с учетом пространственной частоты изменчивости ее форм (см. рис. 4 А). Комплексирование с данными гравиметрии позволило в значительной мере преодолеть этот недостаток, четко разделив структурные

Рис. 4. Структурная карта по кровле разновозрастных палеозойских отложений

Fig. 4. Depth map of the heterochronous Paleozoic Top



формы в прогнутой части рельефа (см. рис. 4 В), уточнить рельеф бортовых склонов и общий характер поверхности в западной части территории,

преимущественно в области экстраполяции.

Располагая 3D-плотностной моделью и уточненными зависимостями плотность - скорость, возможно восстановление скоростных характеристик во всем объеме изучаемой среды, включая интервалы сейсмических разрезов, отличающихся пониженным качеством прослеживания отражающих горизонтов или полным их отсутствием. Тем самым рассмотренная методика обеспечивает количественную комплексную интерпретацию по меньшей мере данных ГИС, сейсмо- и гравиразведки на региональном этапе исследований с построением физико-геологической 3D-модели крупного объекта. Наличие подобной модели является основой уточнения интерпретации сейсмических разрезов с использованием акустической инверсии, атрибутивного анализа, построения региональных 3D-кубов сейсмических записей, упрощения переобработки ретроспективных сейсмических материалов и, в конце концов, последовательного уточнения геологического строения изучаемых регионов и отдельных объектов в их пределах.

Как следует из описания методики, на данном этапе она может быть реализована путем совместной работы геофизиков (соответствующего профиля) и геологов.

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Выводы

- 1. Предложенная методика совместной обработки данных ГИС, сейсморазведки и региональной гравиметрической съемки представляет собой этап количественной комплексной интерпретации геофизической информации при региональных исследованиях.
- 2. Методика обеспечивает построение физикогеологической 3D-модели изучаемого объекта, включая структурные построения в рамках толстослоистой модели среды, по редкой сети региональных профилей с учетом поля силы тяжести при взаимосогласованных значениях плотностных и скоростных характеристик.
- 3. Показаны перспективы использования физикогеологической 3D-модели в процессе реализации этапов региональных исследований.

Методика опирается на геоинформационный комплекс INTEGRO, в котором функционируют основные элементы технологии количественного интегрирования геофизических данных.



Литература

- 1. Приезжев И.И. Построение распределений физических параметров среды по данным гравиразведки, магнитометрии // Геофизика. - 2005. - № 3. - С. 46-51.
- 2. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 286 с.
- 3. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Изучение рельефа поверхности кристаллического фундамента по данным магниторазведки // Геофизика. - 2003. - № 4. - С. 37-40.
- 4. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Изучение строения кристаллического основания платформенных областей по данным магниторазведки и гравиразведки // Геофизика. – 2003. – № 6. – С. 55–58.
- 5. Глоговский В.М., Гриншпун А.В., Мешбей В.И., Цейтлин М.И. Решение обратной кинематической задачи в слоистой среде с использованием взаимных точек // Прикладная геофизика. – 1977. – Вып. 87. – С. 40–46.
- 6. Глоговский В.М., Мешбей В.И., Цейтлин М.И., Лангман С.Л. Кинематико-динамическое преобразование сейсмической записи для определения скоростного и глубинного строения среды // Сборник докладов второго научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике. Т. 1. Сейсморазведка. – М.: ЦГЭ МНП, 1982. – С. 326-331.
- 7. Лангман С.Л., Силаенков О.А. Кинематико-динамическое преобразование инструмент параметризации волнового поля // Геомодель-2011: мат-лы 13-й Международной научно-практической конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов (Геленджик, 11-15 сентября 2011 г.). – Геленджик, 2011.
- 8. Веденяпин О.А., Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Рок В.Е. Методики изучения сложнопостроенных сред геофизическими методами // ВНИГНИ-65. Люди, результаты, и перспективы. – М.: ВНИГНИ, 2018. – С. 259–283.
- 9. Спиридонов В.А., Пиманова Н.Н., Финкельштейн М.Я. Технология построения 3D плотностной модели земной коры в ГИС ИНТЕГРО // Геоинформатика. - 2020. - № 4. - С. 38-51. DOI: 10.47148/1609-364X-2020-4-38-51.
- 10. Бисеркин И.А., Любарев И.А., Большаков Е.М. 3D моделирование структурных карт на базе опорных поверхностей по профильным данным // Геоинформатика. – 2020. – № 1. – С. 38–41.
- 11. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density the diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. 1974. - T. 39. - C. 770-849.

References

- 1. Priezzhev I.I. Postroenie raspredelenii fizicheskikh parametrov sredy po dannym gravirazvedki, magnitometrii [Calculating distributions of subsurface physical parameters from gravimetry, magnetometry data]. Geofizika. 2005;(3):46-51. In Russ.
- 2. Kobrunov A.I. Matematicheskie osnovy teorii interpretatsii geofizicheskikh dannykh [Mathematical basis of theory of geophysical data interpretation]. Moscow: TsentRLiTNeftEGaz; 2008. 286 p. In Russ.
- 3. Babayants P.S., Blokh Yu.I., Trusov A.A. Izuchenie rel'efa poverkhnosti kristallicheskogo fundamenta po dannym magnitorazvedki [Studies of crystalline basement topography using magnetometry data]. Geofizika 2003;(4):37-40. In Russ.
- 4. Babayants P.S., Blokh Yu.I., Trusov A.A. Izuchenie stroeniya kristallicheskogo osnovaniya platformennykh oblastei po dannym magnitorazvedki i gravirazvedki [Studies of crystalline basement architecture in platform areas using magnetometry and gravimetry data]. Geofizika. 2003;(6):55-58. In Russ.
- 5. Glogovskii V.M., Grinshpun A.V., Meshbei V.I., Tseitlin M.I. Reshenie obratnoi kinematicheskoi zadachi v sloistoi srede s ispol'zovaniem vzaimnykh tochek [Solving the inverse traveltime problem in lavered subsurface using reciprocal method]. Prikladnava geofizika. 1977:(87):40-46. In Russ.
- 6. Glogovskii V.M., Meshbei V.I., Tseitlin M.I., Langman S.L. Kinematiko-dinamicheskoe preobrazovanie seismicheskoi zapisi dlya opredeleniya skorostnogo i glubinnogo stroeniya sredy Sbornik dokladov vtorogo nauchnogo seminara stran-chlenov SEHV po neftyanoi geofizike. Tom 1. Seismorazvedka [Kinematic and dynamic transformation of seismic record to determine subsurface structure in depth and time]. Moscow: TSGEH MNP; 1982. 326-331 p. In Russ.
- 7. Langman S.L., Silaenkov O.A. Kinematiko-dinamicheskoe preobrazovanie instrument parametrizatsii volnovogo polya [Kinematic and dynamic transformation as a tool for wavefield parametrization]. In: Geomodel'-2011: mat-ly 13-i Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii po problemam kompleksnoi interpretatsii geologo-geofizicheskikh dannykh pri geologicheskom modelirovanii mestorozhdenii uglevodorodov (Gelendzhik, 11-15 sentyabrya 2011 g.). Gelendzhik; 2011. In Russ.
- 8. Vedenyapin O.A., Kaplan S.A., Lebedev E.B., Rok V.E. Metodiki izucheniya slozhnopostroennykh sred geofizicheskimi metodami [Techniques for studies of structurally complicated media using geophysical methods]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. 259–283 p. In Russ.
- 9. Spiridonov V.A., Pimanova N.N., Finkel'shtein M.Ya. Tekhnologiya postroeniya 3D plotnostnoi modeli zemnoi kory v GIS INTEGRO [Technology for constructing a 3D density model of the earth's crust in the INTEGRO GIS]. Geoinformatika. 2020;(4):38-51. DOI: 10.47148/1609-364X-2020-4-38-51. In Russ.
- 10. Biserkin I.A., Lyubarev I.A., Bol'shakov E.M. 3D modelirovanie strukturnykh kart na baze opornykh poverkhnostei po profil'nym dannym [3D Modeling of structural maps based on supporting surfaces according to profile data]. Geoinformatika. 2020;(1):38-41. In Russ.
- 11. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density the diagnostic basics for stratigraphic traps Geophysics. 1974;(39):770-849.



Информация об авторах

Каплан Самуил Абрамович

Кандидат технических наук, заведующий отделом

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

e-mail: kaplansam@rambler.ru ORCID ID: 0000-0003-4294-6067

Финкельштейн Михаил Янкелевич

Доктор технических наук, заведующий отделом, старший научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский

геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8.

e-mail: misha@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0003-0107-5971

Смирнов Максим Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,

заместитель генерального директора

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: smirnov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Спиридонов Виктор Альбертович

Кандидат технических наук, заведующий сектором ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский

геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8.

e-mail: victor@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

Information about authors

Samuil A. Kaplan

Candidate of Technical Sciences,

Head of Department

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: kaplansam@rambler.ru

ORCID ID: 0000-0003-4294-6067

Mikhail Ya. Finkel'shtein

Doctor of Technical Sciences,

Head of Department,

Senior Researcher

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: misha@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0003-0107-5971

Maxim Yu. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Deputy Director General

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: smirnov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Viktor A. Spiridonov

Candidate of Technical Sciences, Head of Sector

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia

e-mail: victor@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



22-24 September, 2021 Almaty, Kazakhstan

OGMTB SEPTEMBLE

To Make Business Easier for Oil and Gaz

УДК 550.834.05

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-123-136

Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей

© 2021 г. | Р.Ф. Мифтахов¹, П.А. Авдеев¹, Г.Н. Гогоненков², А.К. Базанов¹, И.И. Ефремов¹

¹OOO «ГридПоинт Дайнамикс», Москва, Россия; r.miftakhov@geoplat.com; p.avdeev@geoplat.com; a.bazanov@geoplat.com; i.efremov@geoplat.com;

 2 ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gogonenkov@vnigni.ru

Поступила 02.04.2021 г.

Доработана 15.04.2021 г.

Принята к печати 21.04.2021 г.

Ключевые слова: сейсмическая интерпретация; тектонические нарушения; автоматизация; искусственный интеллект; машинное обучение; глубокие нейронные сети; методика; программный комплекс (система).

Аннотация: Этап построения тектонических нарушений в цикле работ сейсмической интерпретации является одним из самых важных. Кроме того, процесс прослеживания нарушений — весьма трудоемкий, требующий большого объема времени и человеческих ресурсов. На сегодняшний день существует большое число технологических аналитических решений, направленных на автоматизацию процесса трассирования поверхностей разломов, однако большинство из них обладает серией ограничений, обусловленных невозможностью полноценной автоматизации процедур при работах в условиях сложной геологической обстановки района исследований, а также с сейсмическим материалом низкого качества. Таким образом, вопрос оптимизации данного процесса по-прежнему актуален для производственного цикла нефтегазовых и сервисных компаний. В статье рассмотрены результаты нового подхода к реализации процесса автоматизированного картирования тектонических нарушений, основанного на применении искусственного интеллекта через машинное обучение и глубокие нейронные сети. Новые алгоритмы, реализованные в составе программной системы Geoplat Seismic Interpretation, позволяют максимально исключить субъективизм и существенно сократить затраты времени на структурную интерпретацию нарушений в различных геологических условиях.

Для цитирования: Мифтахов Р.Ф., Авдеев П.А., Гогоненков Г.Н., Базанов А.К., Ефремов И.И. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 123–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-123-136.

Mapping of faults based on machine learning and neural networks

© 2021 R.F. Miftakhov¹, P.A. Avdeev¹, G.N. Gogonenkov², A.K. Bazanov¹, I.I. Efremov¹

¹Gridpoint Dynamics, Moscow, Russia; r.miftakhov@geoplat.com; p.avdeev@geoplat.com; a.bazanov@geoplat.com; i.efremov@geoplat.com;

²All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; gogonenkov@vnigni.ru

Received 02.04.2021

Revised 15.04.2021

Accepted for publication 21.04.2021

Key words: seismic interpretation; faults; automation; Artificial Intelligence; machine learning; deep neural network; technique; software system.

Abstract: The stage of faults construction is one of the most important in a seismic interpretation cycle. Moreover, a process of fault tracking is rather time consuming and require a lot of human resources. Today, there are many technological analytical solutions aimed at automating the process of tracking the fracture surfaces. However, most of them have a number of limitations resulting from the fact that full automation of procedures in the work under the complicated geological conditions of the study area, as well as having low-quality seismic material is impossible. Thus, the problem of optimization of this process is still relevant for the production cycle of oil and gas and service companies. The paper discusses the results of the new approach to implementation of the fault automated mapping process based on the use of Artificial Intelligence through machine learning and deep neural networks. New algorithms implemented in the Geoplat Seismic Interpretation software system allow eliminating subjectivity as much as possible and considerably reduce time for structural interpretation of faults under different geological conditions.

For citation: Miftakhov R.F., Avdeev P.A., Gogonenkov G.N., Bazanov A.K., Efremov I.I. Mapping of faults based on machine learning and neural networks. Geologiya nefti i gaza. 2021;(3):123–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-123-136. In Russ.

Введение

Основным методом изучения геологического строения осадочных бассейнов является сейсмическая разведка. Ее современные модификации представляют интерес для поиска УВ-скоплений, позволяют с высокой детальностью и на всю глубину выполнить структурные построения по серии отражающих поверхностей, в благоприятных условиях осуществить прогноз литологического состава пород и выделить аномалии, отвечающие ловушкам нефти и газа. Высокая информативность сейсмической разведки определяется огромным объемом информации от каждой точки изучаемой среды на основе применения мощных интерференционных систем наблюдений с последующей глубокой цифровой обработкой данных, позволяющих выделить полезные сигналы от целевых границ на фоне множества разнообразных помех. Завершающим этапом сейсмической разведки является интерпретация результатов — переход от полученного волнового поля к построению структурной модели геологической среды и прогнозу параметров целевых пластов. Несмотря на то, что многие этапы интерпретации сейсмических данных выполняются с широким применением автоматизированных алгоритмов, целый ряд процедур интерпретации осуществляется в значительной мере субъективно и требует больших затрат времени на выполнение ручной работы, особенно в сложных геологических условиях. К числу наиболее сложных задач интерпретации относится выделение и пространственное картирование тектонических нарушений. Неоднократно предпринимались попытки создать автоматизированные средства для картирования тектонических нарушений. На первом этапе для решения задачи привлекались атрибуты сейсмической записи, характеризующие потерю непрерывности времени прихода и формы сейсмических отражений, такие как когерентность, изменение градиента или производной от отражающей поверхности, различные параметры кривизны, локальное изменение амплитуды отражений [1, 2].

Идеология работы аналитических алгоритмов автотрассирования может иметь следующий вид (рис. 1).

Входные данные — кубы исходных сейсмических трасс - подвергаются серии процедур дополнительной обработки и транспонируются в кубы специализированных атрибутов, основанных на когерентности сигнала и других признаках, связанных с разрывами в трассах, свидетельствующих о возможном местоположении разлома. Далее с применением разнородной аналитики происходит «извлечение» разломов в виде «стиков» или поверхностей. Однако следует отметить, что все практические реализации данного подхода обладают рядом принципиальных сложностей, среди которых основными являются:

- ограничения, связанные с качеством исходного материала (некачественная обработка, «зашумленность» съемки и т. д.);
- усложненный этап подготовки исходных данных и настройки алгоритма (дообработка, подбор параметров и т. д.);
- необходимость постпроцессинга результата расчетов (фильтрация, ручное редактирование, объединение разломов и т. д.).

По сути все вышеперечисленные недостатки в большинстве случаев обусловлены ограниченностью и неустойчивостью структурной атрибутики к качеству исходного сейсмического материала и не имеют абсолютного аналитического решения.

На рис. 2 представлен разрез куба когерентности и выделение на его основе тектонических нарушений, демонстрирующие указанную проблематику.

Серия крупных сдвиговых нарушений уверенно опознается визуально на временном разрезе, однако под влиянием серии шумовых эффектов мы имеем разрез когерентности низкого качества и детальности и, как следствие, некорректный результат автотрассирования, явные ошибки при прослеживании нарушений, отсутствие какой-либо закономерности в общей картине разрывов.

Новые подходы к решению задачи выделения тектонических нарушений по сейсмическим данным были найдены в области искусственного интеллекта путем применения машинного обучения и глубоких нейронных сетей. Появившиеся на рубеже столетий новые методы анализа больших массивов данных с применением искусственного интеллекта, основанные на принципах работы человеческого мозга, породили множество областей их практического применения, в том числе и при анализе результатов геофизических наблюдений.

Некоторых специалистов смущает замена давно применяемых алгоритмов анализа данных, основанных на ясных физических предпосылках и строгих математических расчетах, на не очень понятные алгоритмы искусственного интеллекта. Но мозг человека успешно оперирует такими алгоритмами. Нам не нужно задумываться, почему и как мы легко отличаем одного человека от другого и в то же время редко ошибаемся, опознавая знакомого даже спустя много лет и видя его в профиль или в фас. Наш мозг еще в глубоком детстве автоматически находит набор признаков, позволяющих различать людей и безошибочно узнавать своих близких. Мы не знаем, какие это признаки, но оказывается, что их можно и не знать, но успешно решать задачу распознавания. Точно так и работают алгоритмы искусственного интеллекта. На основе анализа большого объема обучающих данных, где задача решена и показаны объекты, которые желательно выявить в данных, машина обучается, т. е. находит неизвестный нам набор признаков, по

Puc. 1. Традиционная схема решения задачи автотрассирования нарушений **Fig. 1.** Conventional workflow for fault autotracking

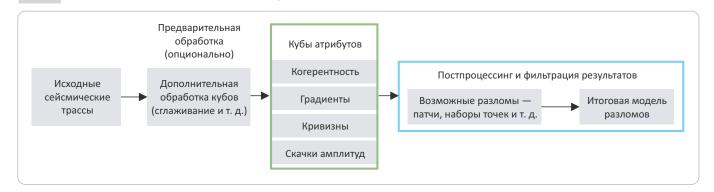
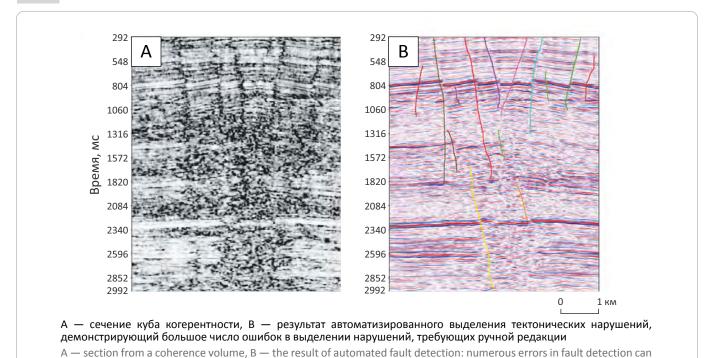


Рис. 2. Иллюстрация ограниченных возможностей автоматизированного выделения нарушений по атрибутам сейсмических отражений

Fig. 2. Illustration of limitations of automated fault detection using seismic reflection attributes



которым она с высокой вероятностью успеха решает задачу выделения искомых объектов по новой совокупности данных. Математическим аппаратом, позволяющим решать такого рода задачи, являются глубокие нейронные сети.

be noticed, which require manual editing

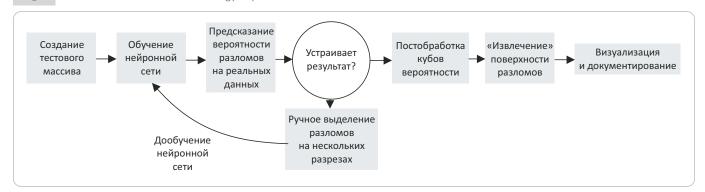
За последние годы опубликован ряд успешных результатов применения искусственного интеллекта в самых разных задачах обработки и интерпретации геолого-геофизических данных: при подавлении помех на сейсмических разрезах, при корреляции отраженных волн и каротажных данных, при инверсии сейсмических разрезов, при фациальном анализе [3–6]. В том числе представлены примеры картирования тектонических нарушений [7–9]. В настоящей статье описаны результаты создания ме-

тодики и программного комплекса, основанного на принципах искусственного интеллекта, для решения задачи автоматизированного картирования тектонических нарушений на данных сейсморазведки 2D/3D и некоторые результаты его применения в различных геологических условиях. Комплекс реализован в рамках отечественной интерпретационной программной системы Geoplat Seismic Interpretation.

Обобщенная технология решения задачи картирования нарушений на сейсмических данных 2D и 3D

Решение задачи реализовано по принципу предварительного обучения нейронной сети на большой совокупности модельных примеров тектонических

Puc. 3. Обобщенная схема реализации новой технологии **Fig. 3.** General chart of the new technology implementation



нарушений и последующего применения этой сети к реальным сейсмическим данным для автоматизированного выделения нарушений. Модельные примеры представляют собой искусственные фрагменты сейсмической записи с разными вариантами тектонических нарушений. На данных 2D и 3D задача решается аналогичным образом, только в первом случае модельные примеры — это отдельные сечения волнового поля, во втором случае генерируется большая совокупность 3D-сегментов. Поскольку на данных 3D картирование тектонических нарушений является очень трудоемкой и сложной задачей, именно этот вариант описан в настоящей статье.

Отказ от использования реальных данных на этапе предварительного обучения нейронной сети обусловлен целой серией факторов: необходимостью качественного предварительного ручного выделения разломов по каждому набору данных, ограниченностью набора доступных открытых данных и, в особенности, невозможностью однозначной верификации результата предсказания зон разломов ввиду неоднозначности ручного выделения, которая характерна для большого числа реальных производственных проектов.

В то же время использование синтетических наборов данных (датасетов) на данном этапе снимает большинство вышеуказанных ограничений: разметка зон разломов выполняется уже на этапе их генерации, соответственно, каждый разлом отличается точностью описания, что позволяет однозначно верифицировать результат предсказания. Помимо прочего, при создании тестовых синтетических моделей реализована возможность комбинирования более 200 степеней свободы формирования модельных разрезов и нарушений, что позволяет получать на выходе сотни тысяч уникальных вариативных моделей сейсмической волновой картины.

Обобщенная схема реализации новой технологии приведена на рис. 3.

Первым этапом работы является генерация большой совокупности модельных сегментов сейсмического волнового поля, на которых будет прохо-

дить обучение выбранной нейронной сети. Каждый сегмент представлен набором квазипараллельных отражающих границ, нарушенных одним или несколькими разломами. Для качественного обучения сети необходима генерация тысяч или десятков тысяч элементарных 3D-сегментов с произвольным набором отражающих границ и нарушениями, проходящим под любыми азимутами и заданным диапазоном углов наклона. На рис. 4 приведены примеры модельных сегментов, на которых осуществляется обучение нейронной сети. Тысячи таких случайным образом сгенерированных сегментов и составляют обучающую совокупность, которая может быть дополнительно усложнена наложением случайного шума или регулярных помех.

Следующим этапом является обучение нейронной сети на данных тестового массива. На сегодня в литературе описано множество видов нейронных сетей. В данном случае в качестве основы выбираются нейронные сети, которые оказались наилучшими для анализа сегментированных изображений. Это сети из категории ResNet и Unet, которые могут иметь большое число архитектурных параметров для подбора. Подбор параметров производится исходя из баланса предсказательной способности нейронной сети, быстроты обучения и требуемых вычислительных ресурсов для предсказания.

В данном случае была выбрана нейронная сеть архитектуры Unet. Предсказательную способность замеряли на выделенном наборе данных из обучающей выборки (синтетический набор данных) и на реальных данных, которые были проинтерпретированы опытными геофизиками. Подбирали такие параметры, как глубина нейронной сети, число резидуальных блоков, число фильтров, параметры оптимизатора и функцию потерь.

В процессе обучения нейронная сеть запоминает набор признаков и закономерностей, характерных для объекта поиска, и на выходе учится предсказывать решение. Далее верифицируем результат: если предсказание полностью совпадает с исходной моделью нарушений — обучение прошло корректно, если нет, то повторяем процесс обучения. Идеальный

Рис. 4. Примеры случайным образом сгенерированных модельных фрагментов сейсмической записи с тектоническими нарушениями без интерпретации (А) и с наложением заданных тектонических нарушений (В)

Fig. 4. Examples of randomly generated model segments of seismic record with faults: with no interpretation (A) and with laid-over predetermined faults (B)

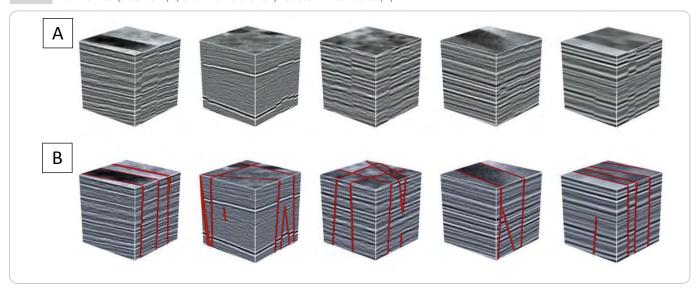
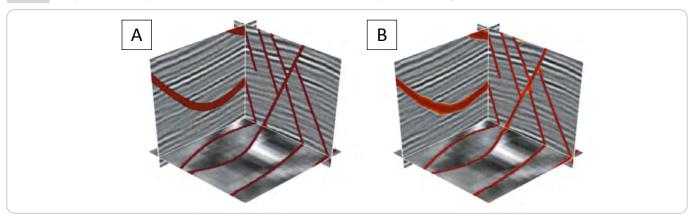


Рис. 5. Сопоставление исходно заданных тектонических нарушений (А) и результата их предсказания обученной нейронной сетью (В)

Fig. 5. Comparison of the predetermined faults (A) and the result of their prediction using the trained neural network (B)



результат предсказания показан на рис. 5 — полное соответствие с исходной разметкой.

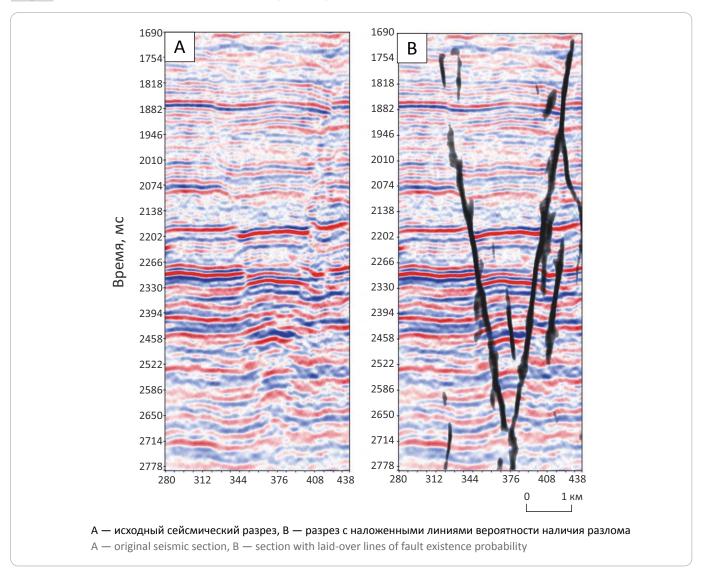
Следующий этап является основным — определение вероятности присутствия разлома в каждой точке анализируемых реальных данных. Реальные данные автоматически разбиваются на серию сегментов, аналогичных сегментам обучающего массива, и по набору признаков, сформированных в процессе обучения, программа рассчитывает вероятность присутствия разлома в каждой точке элементарного сегмента. Сечения объемного поля вероятности разломов визуализируются и анализируются интерпретатором. В качестве примера на рис. 6 показан результат первичного выделения вероятности разломов на сечении сейсмического куба 3D. Кроме четкого выделения явно видимых тектонических нарушений наблюдаются зоны вероятности присутствия разломов, нуждающиеся в дополнительном редактировании.

Дообучение нейронной сети

Если результаты выделения разломов удовлетворяют интерпретатора, запускаются следующие этапы обработки поля вероятности разломов. Если результаты не вполне удовлетворительны (см. рис. 6), нейронные сети дообучаются путем ручного выделения разломов на нескольких сечениях интерпретируемого сейсмического куба. Эти данные добавляются в обучающую совокупность, и сеть дообучается. Желательно максимально точно разметить разломы, чтобы при дообучении в нейронной сети не накапливались ошибки. Одной-двух итераций дообучения бывает достаточно, чтобы получить желаемые

Рис. 6. Иллюстрация первичного выделения вероятности разломов на вертикальном сечении реальных сейсмических данных 3D

Fig. 6. Illustration of the initial identification of fault probability in vertical section of live 3D seismic data



результаты выделения разломов. Возможность дообучения нейронной сети открывает пути к решению задачи автоматизации этапа трассирования разломов высокой степени сложности: многоступенчатые надвиги, листрические разломы и т. д. На рис. 7 приведен фрагмент сечения куба вероятностей до и после дообучения на фоне интерпретируемого сейсмического разреза. На фрагменте до дообучения яркими линиями показано ручное выделение разломов, которое затем использовалось для дообучения нейронной сети. Сечение куба вероятности разломов после дообучения практически не содержит значимых ошибок.

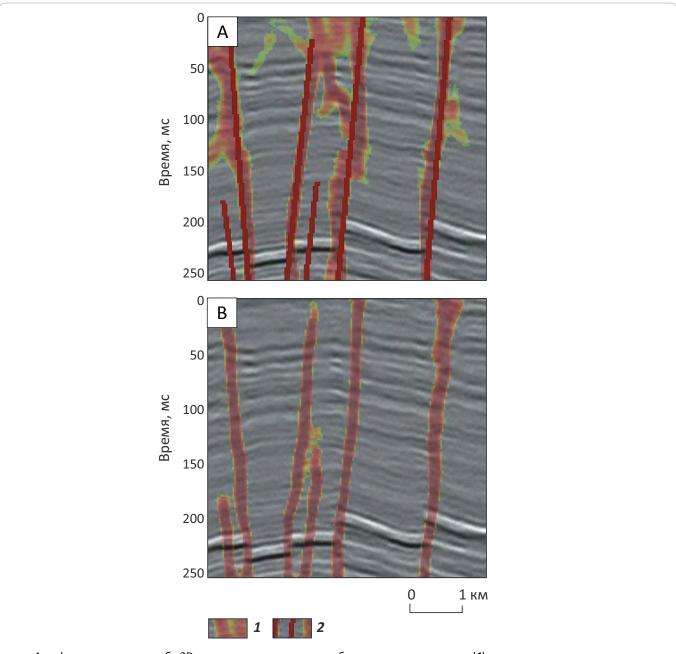
На рис. 8 показаны результаты дообучения сети на 3D-проекте реальных данных, где потребовалось откоррелировать нарушения вручную всего на двух сечениях куба вкрест простирания основных нарушений и получить значимое улучшение качества их прослеживания.

Постпроцессинг куба вероятности разломов

Сами по себе кубы вероятности отличаются высокой степенью точности прогнозирования зон вероятного присутствия разлома. Однако данный куб представляет собой совокупность точек определения вероятности разломов, из которых еще необходимо сформировать их искомые поверхности. Кроме того, практически всегда возникает необходимость дополнительной корректировки выделяемых разломов по ряду причин:

– наличие участков «ложной вероятности», где анализ волновой картины не предполагает явных признаков разлома, однако на атрибуте такие зоны отмечены высокой вероятностью нарушений;

Рис. 7. Иллюстрация эффекта дообучения сети Fig. 7. Illustration of network transfer-learning effect



А — фрагмент сечения куба 3D с наложенным сечением куба вероятности разломов (1) и ручным выделением разломов (2), используемых для дообучения сети; В — сечение куба вероятности разломов после дообучения

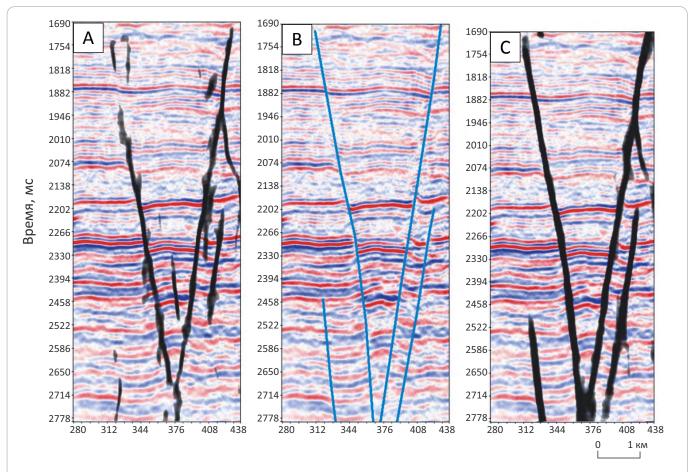
A — fragment of 3D volume section with a laid-over section from fault probability volume (1) and manual fault tracking (2), used for network transfer learning; B — section of fault probability volume after transfer learning

- наличие вероятностей, которые являются проекциями зон вероятностей разлома, качественно прослеживаемого на поперечном направлении;
- фрагментарное отображение некоторых протяженных разломов и необходимость корректировки их вертикальной протяженности.

Переход от куба вероятности присутствия разломов к выделению собственно разломов осуществляется на этапе постпроцессинга. Вначале проводится дополнительная фильтрация — очистка куба вероятности для исключения зон ложных срабатываний и сужения линий вероятности для облегчения оценки пространственного положения фрагментов разлома.

На рис. 9 показан пример улучшения атрибута вероятности разлома на 3D-проекте реальных данных, благодаря чему локализованы зоны поля

Рис. 8. Дообучение нейронной сети на кубе 3D Fig. 8. Neural network transfer learning on 3D volume



A — разрез с наложенными исходными линиями вероятности наличия разлома, B — результат ручной интерпретации нарушений на данном сечении, C — разрез с наложенными линиями вероятности разлома после его коррекции с учетом этих стиков

A — section with laid-over initial lines of fault probability, B — the results of manual fault interpretation in this section, C — section with laid-over lines of fault probability after correction accounting for these sticks

вероятности, выполнена опция «утончения» положения зон разломов.

Далее анализируется поле вероятности вблизи каждой точки с высоким значением вероятности присутствия разлома. Определяются возможный азимут и угол наклона вблизи анализируемой точки. Затем происходит объединение точек высокой вероятности в единую плоскость с учетом определяемых угловых параметров. На завершающем этапе применяется серия процедур редактирования, основанных на представлении об ожидаемом поле нарушений. В том числе накладываются ограничения на минимальную площадь разлома, его угол наклона, радиус поиска точек разлома, окно сглаживания. Управление параметрами редактирования позволяет исполнителю быстро настроить автоматизированную процедуру и получить результат, наилучшим образом отвечающий качеству выделения разломов, осуществляемого наиболее опытными интерпретаторами.

Примеры применения

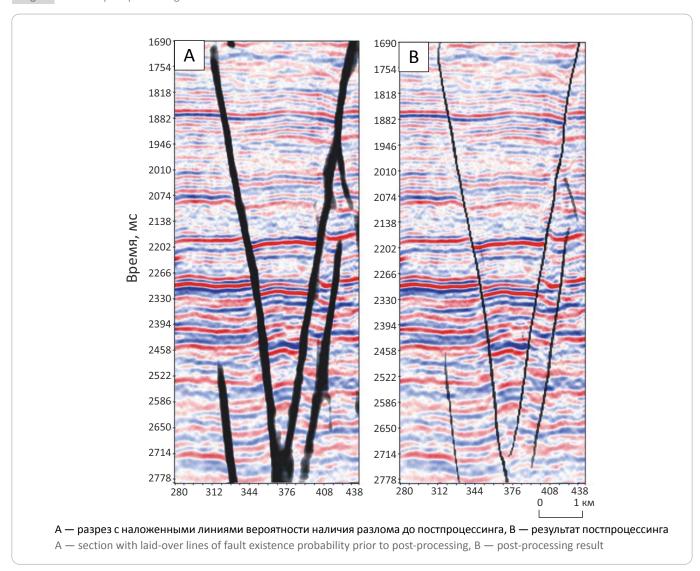
На сегодняшний день имеется целая серия практических примеров успешного применения описанного подхода на проектах в районах исследований, существенно различающихся геологическим строением и тектонической обстановкой. Рассмотрим некоторые из них.

Первый пример (рис. 10) относится к районам центральной и северной части Западной Сибири, где на многих разведочных площадях выделены системы кулисных разломов, обусловленные горизонтальными сдвигами в толще палеозойского фундамента [10].

Второй пример (рис. 11) также относится к районам Западной Сибири, но иллюстрирует особенности выделения многочисленных тектонических нарушений в юрских отложениях между кровлей палеозойского фундамента и баженовским горизонтом. Нейронные сети здесь работают как весьма опытный



Рис. 9. Постпроцессинг атрибута Fig. 9. Attribute post-processing



интерпретатор, реагируя на скачкообразное смещение осей синфазности, резкую смену характера волновой картины, изменение динамики отражений.

Следующий пример иллюстрирует автоматизированное выделение весьма сложной системы тектонических нарушений в отдельных районах шельфа (рис. 12).

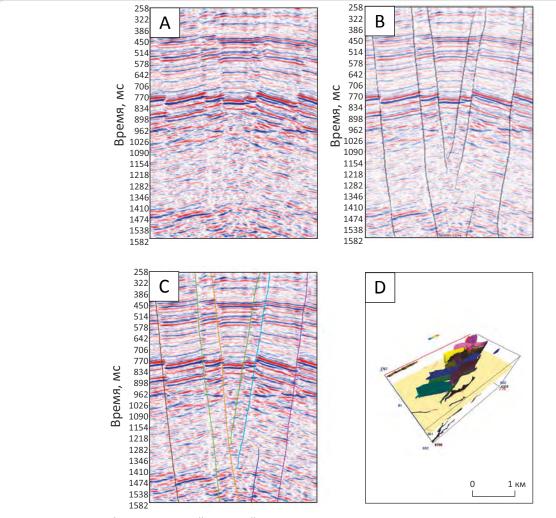
Вышеприведенные примеры практически не потребовали дообучения сети, поскольку характеристики нарушений в этих случаях хорошо соответствовали аналитическим образцам, на которых проводилось первичное обучение сети. Другая ситуация имела место на следующем примере из Саратовской области, где тектонические нарушения в явном виде выделяются очень плохо. Они приурочены к флексурообразным перегибам геологических поверхностей. Для того чтобы сеть правильно отреагировала на такого рода нарушения, было выполнено дообучение сети (рис. 13). Были выделены те нарушения, которые отметил геофизик. На всем кубе также был выделен ряд других нарушений, которые по своим характеристикам соответствовали ранее выделенным геофизиком.

Заключение

Предложенный вариант использования машинного обучения для решения задач автотрассирования нарушений нивелирует серию ограничений аналитических алгоритмов и обладает комплексом преимуществ, среди которых основными являются: устойчивость к качеству сейсмических данных, упрощение этапа препроцессинга, существенное увеличение скорости расчетов, оптимизация этапа постпроцессинга и получение качественного результата трассирования нарушений при работе с материалом различной степени сложности. Весьма существенно, что первичное обучение сети, занимающее достаточно

Рис. 10. Картирование кулисной системы разломов

Fig. 10. Mapping of en echelon fault system



А — сечение куба 3D со сложной системой разломов, В — первичные линии разломов, выделенные обученной нейронной сетью, С — сечения выделенных плоскостей разломов (показаны цветом), D — выделенная система разломов в изометрическом отображении

A-3D volume section with a complicated fault system, B-initial fault lines identified by the trained neural network, C — sections of the identified fault surfaces (in colour), D — isometric view of the selected fault system

Рис. 11. Пример выделения многочисленных тектонических нарушений в юрских отложениях Западной Сибири

Fig. 11. An example of numerous faults identification within the Jurassic series of Western Siberia

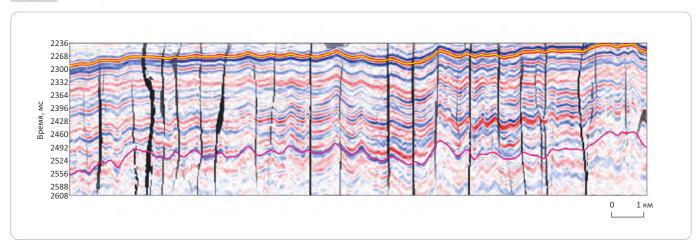
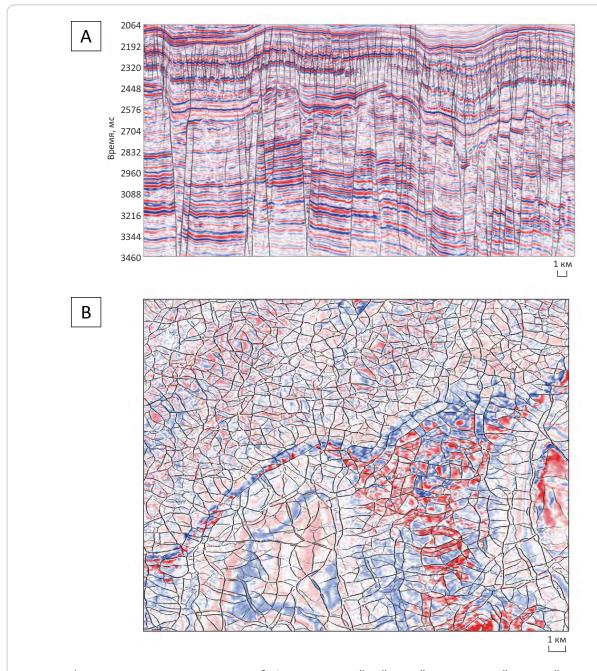


Рис. 12. Автоматизированное выделение сложной системы тектонических нарушений на шельфе (морская сейсморазведка) Fig. 12. Computer-aided identification of the complicated fault system on shelf (marine seismic survey)

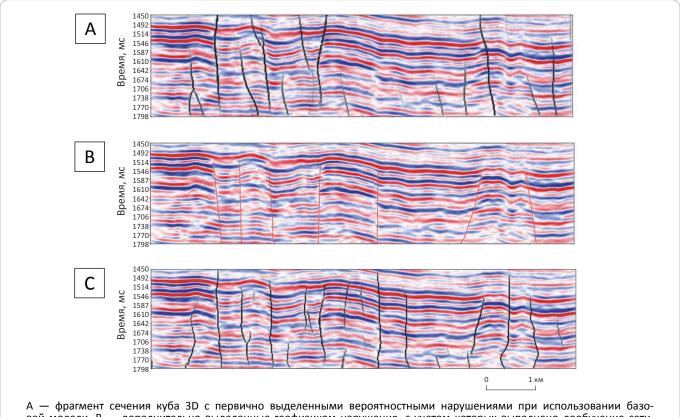


А — фрагмент вертикального сечения куба 3D с выделенной нейронной сетью сложной системой многочисленных нарушений (высокоамплитудные системообразующие разломы, затрагивающие всю толщу разреза, и интервал малоамплитудных густо расположенных полигональных нарушений в верхней части фрагмента сейсмического разреза), В — горизонтальное сечение фрагмента куба 3D в интервале развития малоамплитудных полигональных нарушений

A — fragment of 3D volume vertical section with a complicated system of numerous faults identified by neural network (high-amplitude backbone faults affecting the entire package, and an interval of low-amplitude closely spaced polygonal faults in the upper part of the seismic section), B — horizontal section of 3D volume fragment in the interval of low-amplitude polygonal faults occurrence

много машинного времени, выполняется один раз, но, благодаря наличию быстродействующего аппарата дообучения сети, может быть успешно использовано в самых разных геологических условиях при различном характере поля нарушений. Дополнительная возможность ручной настройки нейронной сети позволяет интерпретатору быстро подобрать такой режим работы сети и выделения нарушений, который наилучшим образом отвечает его представлениям, открывает пути к решению задачи

Рис. 13. Пример картирования слабовыделяющихся нарушений на разведочной площади в Саратовской области **Fig. 13.** An example of mapping of poorly identifiable faults in the exploratory area, the Saratov Region



А — фрагмент сечения куба 3D с первично выделенными вероятностными нарушениями при использовании базовой модели, В — дополнительно выделенные геофизиком нарушения, с учетом которых выполнено дообучение сети,
 С — выделение нарушений после дообучения сети

A — fragment of 3D volume section with probable faults initially identified using a basic model, B — faults additionally identified by geophysicist, which are taken into account in neural network transfer learning, C — faults identification after network transfer learning

автоматизации этапа трассирования разломов высокой степени сложности: надвиги, листрические разломы и т. д.

Представленный в статье ряд практических примеров применения разработанных алгоритмов выделения систем тектонических нарушений дает достаточно наглядное представление о возможностях

нового метода, который, наряду с другими прикладными задачами применения машинного обучения и глубоких нейронных сетей для обработки и интерпретации сейсмических данных, будет положен в основу новых интегрированных систем применения искусственного интеллекта при решении геологогеофизических задач.

Литература

- 1. Barnes A.E. A filter to improve seismic discontinuity data for fault interpretation // Geophysics. 2006. T. 71. № 3. C. P1–P4. DOI:10.1190/1.2195988.
- 2. Hale D. Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3d seismic images // Geophysics. -2013.-T.78.-N 2. -C.033-043. DOI:10.1190/geo2012-0331.1.3. Hall B. Facies classification using machine learning // The Leading Edge. -2016.-T.35.-N 10. -C.906-909. DOI:10.1190/tle35100906.1.
- 4. *Priezzhev I.I., Veeken P.C.H., Egorov S.V., Strecker U.* Direct prediction of petrophysical and petroelastic reservoir properties from seismic and well-log data using nonlinear machine learning algorithms // The Leading Edge − 2019. − T. 38. − № 12. − C. 949–960. DOI:10.1190/tle38120949.1.
- 5. Naeini E.Z., Green S., Russell-Hughes I., Rauch-Davies M. An integrated deep learning solution for petrophysics, pore pressure, and geomechanics property prediction // The Leading Edge. − 2019. − T. 38. − № 1. − C 53−60. DOI:10.15530/urtec-2019-111.
- 6. *Zhao X., Lu P., Zhang Ya., Chen J., Li X*. Swell-noise attenuation: A deep learning approach // The Leading Edge. 2019. T. 38. № 12. C. 934–942. DOI:10.1190/tle38120934.1.
- 7. Xiong W., Ji X., Ma Y., Wang Y., AlBenHassan N.M., Ali M.N., Luo Y. Seismic fault detection with convolutional neural network // Geophysics. -2018. -T. 83. -N 95. -C. 097–0103. DOI:10.1190/geo2017-0666.1.

- 8. Wu X., Shi Y., Fomel S., Liang L., Zhang Q., Yusifov A. FaultNet3D: Predicting fault probabilities, strikes and dips with a common CNN // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. 2019. T. 57. №11. C. 9138–9155. DOI:10.1109/TGRS.2019.2925003.
- 9. Zheng Y., Zhang Q., Yusifov A., Shi Y. Applications of supervised deep learning for seismic interpretation and inversion // The Leading Edge. 2019. T. 38. № 7. C. 526–533. DOI:10.1190/tle38070526.1.
- 10. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. − 2010. − Т. 51. − № 3. − С. 384−400.

References

- 1. Barnes A.E. A filter to improve seismic discontinuity data for fault interpretation. Geophysics. 2006;71(3):P1-P4. DOI:10.1190/1.2195988.
- 2. *Hale D.* Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3d seismic images. *Geophysics*. 2013;78(2):033–043. DOI:10.1190/geo2012-0331.1.
- 3. Hall B. Facies classification using machine learning. The Leading Edge. 2016;35(10):906-909. DOI:10.1190/tle35100906.1.
- 4. *Priezzhev I.I., Veeken P.C.H., Egorov S.V., Strecker U.* Direct prediction of petrophysical and petroelastic reservoir properties from seismic and well-log data using nonlinear machine learning algorithms. *The Leading Edge*. 2019;38(12):949–960. DOI:10.1190/tle38120949.1.
- 5. *Naeini E.Z., Green S., Russell-Hughes I., Rauch-Davies M*. An integrated deep learning solution for petrophysics, pore pressure, and geomechanics property prediction. *The Leading Edge*. 2019;38(1):53–60. DOI:10.15530/urtec-2019-111.
- 6. Zhao X., Lu P., Zhang Ya., Chen J., Li X. Swell-noise attenuation: A deep learning approach. The Leading Edge. 2019;38(12):934–942. DOI:10.1190/tle38120934.1.
- 7. Xiong W., Ji X., Ma Y., Wang Y., AlBenHassan N.M., Ali M.N., Luo Y. Seismic fault detection with convolutional neural network. *Geophysics*. 2018;83(5):097–0103. DOI:10.1190/geo2017-0666.1.
- 8. Wu X., Shi Y., Fomel S., Liang L., Zhang Q., Yusifov A. FaultNet3D: Predicting fault probabilities, strikes and dips with a common CNN. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*. 2019;57(11):9138 9155. DOI:10.1109/TGRS.2019.2925003.
- 9. Zheng Y., Zhang Q., Yusifov A., Shi Y. Applications of supervised deep learning for seismic interpretation and inversion. The Leading Edge. 2019;38(7):526–533. DOI:10.1190/tle38070526.1.
- 10. *Gogonenkov G.N., Timurziev A.I.* Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. Russian Geology and geophysics. 2010;(3):304–316.

Информация об авторах

Мифтахов Руслан Фанисович

Технический директор ООО «ГридПоинт Дайнамикс», 123423 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 34 e-mail: r.miftakhov@geoplat.com

Авдеев Павел Алексеевич

Заместитель директора по развитию бизнеса OOO «ГридПоинт Дайнамикс», 123423 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 34 e-mail: p.avdeev@geoplat.com ORCID ID: 0000-0002-5113-8523

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор технических наук, советник генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36 e-mail: gogonenkov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9954-4558

Information about authors

Ruslan F. Miftakhov

Chief Technology Officer Gridpoint Dynamics, 34, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123423, Russia e-mail: r.miftakhov@geoplat.com

Pavel A. Avdeev

Deputy Director of Business Development Gridpoint Dynamics, 34, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123423, Russia e-mail: p.avdeev@geoplat.com ORCID ID: 0000-0002-5113-8523

Georgy N. Gogonenkov

Doctor of technical Sciences, Advisor to Director-General All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia e-mail: gogonenkov@vnigni.ru ORCID ID: 0000-0001-9954-4558



Базанов Андрей Константинович

Директор по развитию бизнеса ООО «ГридПоинт Дайнамикс», 123423 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 34 e-mail: a.bazanov@geoplat.com ORCID ID: 0000-0002-0159-1661

Ефремов Игорь Иванович

Генеральный директор ООО «ГридПоинт Дайнамикс», 123423 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 34 e-mail: i.efremov@geoplat.com

Andrei K. Bazanov

Director of Business Development Gridpoint Dynamics, 34, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123423, Russia e-mail: a.bazanov@geoplat.com ORCID ID: 0000-0002-0159-1661

Igor I. Efremov

Director General Gridpoint Dynamics, 34, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123423, Russia e-mail: i.efremov@geoplat.com



УДК 004.9+553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-137-143

Новые технологические подходы к созданию ГИС-проектов в геолого-геофизических исследованиях

© 2021 г. | А.В. Любимова, Е.Р. Толмачева

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; anna@geosys.ru; ; elena@geosys.ru

Поступила 19.03.2021 г. Доработана 08.04.2021 г.

Принята к печати 16.04.2021 г.

Ключевые слова: минерально-сырьевая база углеводородного сырья; ресурсы и запасы нефти и газа; геологоразведочные работы на нефть и газ; геоинформационные технологии; ГИС-проект; технологический комплекс ГИС INTEGRO.

Аннотация: В статье рассматривается новый технологический подход к разработке ГИС-проектов, сопровождающих геолого-геофизические исследования, основанный на формировании полноценной пространственной модели изучаемой территории, объединяющей и увязывающей все полученные результаты работ в едином координатном пространстве. Для практической реализации технологии предлагается использование программно-технологического комплекса ГИС INTEGRO, который содержит аналитические модули для решения геолого-геофизических задач, а также сочетает в себе возможности для работы со всеми типами пространственно-привязанных данных (карты, разрезы, скважины, двухмерные поверхности и трехмерные модели), удобные инструменты для картографических работ, в том числе геологического картопостроения. Результаты апробации иллюстрируются на примерах ГИС-проектов, обеспечивающих систематизацию и комплексное представление результатов тематических исследований нефтегазоперспективных территорий, выполняемых в ФГБУ «ВНИГНИ».

Для цитирования: Любимова А.В., Толмачева Е.Р. Новые технологические подходы к созданию ГИС-проектов в геолого-геофизических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 137–143. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-137-143.

Creating GIS projects is geological and geophysical research: new approaches

© 2021 | A.V. Lyubimova, E.R. Tolmacheva

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; anna@geosys.ru; elena@geosys.ru

Received 19.03.2021

Revised 08.04.2021

Accepted for publication 16.04.2021

Key words: hydrocarbon raw material base; oil and gas resources and reserves; geological exploration for oil and gas; geoinformation technologies; GIS project; GIS INTEGRO software and technology system.

Abstract: The authors discuss a new approach to the development of GIS projects supporting geological and geophysical studies. The approach is based on creation of full-fledged spatial model of the study area, which integrates and correlates all the obtained working results in a single coordinate space. For practical implementation of the technology, the authors propose using the GIS INTEGRO software and technology system, which contains analytical modules for solving geological and geophysical problems and combines capabilities for working with all types of geographically referenced data (maps, sections, wells, 2D surfaces, and 3D models), convenient tools for mapping works, including geological mapping. The results of practical approval are illustrated by the examples of GIS projects providing systematization and integrated presentation of case studies results for oil and gas promising territories, which are carried out in VNIGNI Federal State Budgetary Institution.

For citation: Lyubimova A.V., Tolmacheva E.R. Creating GIS projects is geological and geophysical research: new approaches. Geologiya nefti i qaza. 2021;(3): 137-143. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-137-143. In Russ.

Введение

Научно-исследовательские и производственные проекты в области геологии и недропользования сегодня трудно представить без использования геоинформационных технологий. Именно пространственная (координатная) привязка геологической информации позволяет интегрировать разнородные и разномасштабные данные, обеспечивая комплексный анализ и построение обоснованных геолого-геофизических моделей участков недр.

Первоначально геоинформационные системы (ГИС) использовались для представления картографической информации по исследуемой территории, координатной привязки ретроспективных карт и схем, а также для подготовки слоев, отражающих геолого-геофизическую изученность участка работ. Применение пространственных операций для векторных цифровых слоев позволило существенно упростить процесс подготовки схем расположения профилей, скважин и контуров съемок, оценить

интересующие картометрические характеристики объектов (площади, длины, плотности расположения объектов), а также подготовить рисунки и приложения, отражающие изученность участка работ.

С развитием векторного редактирования появляется возможность создания и визуализации цифровых моделей результирующих карт и схем с помощью ГИС. Благодаря улучшению инструментов компоновки картографических материалов для печати, появилась возможность создавать итоговые отчетные карты со сложными легендами и зарамочным оформлением без использования специализированных дизайнерских пакетов.

Разработка новых технологий автоматизированной обработки пространственных данных и их реализация в составе ГИС открыли новые возможности для применения тематических картографических материалов при решении прогнозно-диагностических задач и в геологическом моделировании. Сегодня, благодаря распространению форматов для отображения непрерывных поверхностей, развитию алгоритмического аппарата для формализованного анализа полей и появлению трехмерных визуализаторов данных, геоинформационные системы представляют собой профессиональный инструментарий для проведения аналитических исследований.

ГИС-проект уже давно стал обязательным компонентом итогового массива информации, сопровождающего геологический отчет. Однако, к сожалению, основной его функцией до сих пор является только представление картографических материалов: изученности территории работ, карт и схем геологического содержания, использованных в процессе решения поставленной задачи, результатов картографических построений на основе полученных геолого-геофизических данных. Даже итоговые карты и схемы часто передаются в составе отчета не в форме векторных электронных слоев ГИС-проекта, а в виде растров или в графических форматах (Corel Draw, Adobe Acrobat).

При этом образуется огромный объем данных: результаты сейсмической и геолого-геофизической интерпретации по разрезам, результаты обработки потенциальных полей, 2D и 3D-модели, построенные в ходе выполнения проектов, — вся эта важнейшая информация не включается в ГИС-проект, а передается в виде отдельных наборов файлов в обменных или специализированных форматах (ASCII, GRD, SGY, LAS). Отследить и проанализировать их можно только при помощи соответствующего программного обеспечения, что требует дополнительных затрат времени и ресурсов на загрузку и оформление. Такое представление цифрового массива результирующей информации, безусловно, удобно для каталогизации данных при подготовке геологического отчета к сдаче на хранение, однако оно не позволяет наглядно и быстро визуализировать весь комплекс результатов работ (карты, модели, разрезы, скважинные данные) в едином координатном пространстве.

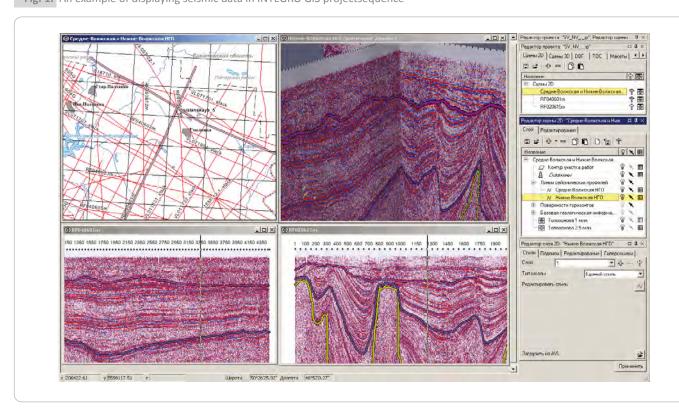
Поэтому в условиях растущего интереса отрасли к качественной цифровой информации очень важным представляется развитие нового технологического подхода к формированию ГИС-проектов, сопровождающих геолого-геофизические исследования. Сегодня ГИС-проект должен представлять собой полноценную пространственную модель изучаемой территории, объединяющую и увязывающую все полученные результаты работ (независимо от их тематической принадлежности и пространственной локализации). Это обеспечит качественное представление данных, оперативный доступ к собранной информации, эффективный контроль качества выполненных работ и возможность использования этих данных в новых исследовательских и производственных проектах.

Реализация подобного подхода, безусловно, потребует изменить взгляды на возможности программно-технологического инструментария, используемого для геоинформационного сопровождения работ в геологии и геофизике. Стандартных возможностей электронной картографии, предоставляемых привычными картографическими пакетами (ArcGIS, MapInfo, QGIS), недостаточно для того, чтобы обеспечить создание подобных ГИС-проектов. Геоинформационная система должна быть ориентирована на работу с геологической и геофизической информацией: обеспечивать чтение и визуализацию специализированных форматов, используемых в геологии и геофизике, инструментарий для полноценной работы с данными в системе координат скважины, профиля, объема, представление стандартных геологических символов и условных знаков и многое другое.

Обзор программного обеспечения в сфере геоинформационных технологий показывает, что, несмотря на значительное число зарубежных и отечественных ГИС-пакетов, необходимый для решения такой задачи инструментарий может предоставить сегодня только программно-технологический комплекс ГИС INTEGRO [1]. Он сочетает в себе возможности для работы со всеми типами пространственно-привязанных данных (карты, разрезы, скважины, двухмерные поверхности и трехмерные модели), удобные инструменты для картографических работ, в том числе геологического картопостроения, аналитические модули для решения геолого-геофизических задач. Комплекс хорошо интегрируется с зарубежными ГИС и прикладными пакетами обработки геофизической информации за счет прямого чтения сторонних форматов данных и широкого набора конвертеров.

Важными особенностями ГИС INTEGRO являются простота установки и невысокие требования к мощности вычислительных ресурсов. Благодаря этому можно передавать подготовленный ГИС-про-

Рис. 1. Пример отображения сейсмических данных в составе ГИС-проекта INTEGRO Fig. 1. An example of displaying seismic data in INTEGRO GIS projectsequence



ект в комплекте с программным обеспечением, что существенно упрощает процесс его приемки или последующего использования в отраслевых организациях. Учитывая полное соответствие комплекса требованиям российского законодательства по импортозамещению, ГИС-проекты, выполненные с использованием ГИС INTEGRO, могут быть приняты в органах исполнительной власти и государственных

За последние годы в отделении Геоинформатики ФГБУ «ВНИГНИ» накоплен значительный опыт реализации ГИС-проектов для комплексного представления цифровых геолого-геофизических, картографических и иных данных, характеризующих основные результаты работ Института в рамках изучения нефтегазоперспективных зон Российской Федерации. Разработанный технологический подход [2] позволяет структурировать большие объемы данных, полученных в процессе исследований, обеспечить их наглядное и удобное представление в составе отчетного набора материалов, а также подготовить информационные массивы к загрузке в Единый банк данных на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ» для последующего использования в работах Института.

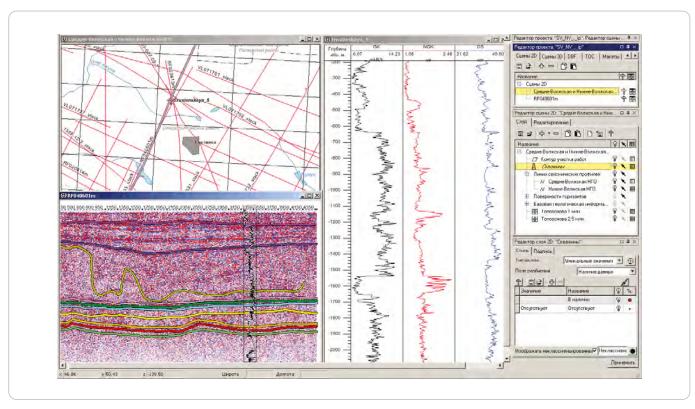
Перечислим основные преимущества предлагаемого технологического подхода к подготовке ГИС-проектов.

Загрузка и отображение данных вдоль профилей в 2D и в 3D открывают новые возможности для представления и комплексного анализа полученных результатов исследований. Прямое чтение формата SEG-Y позволяет напрямую визуализировать сейсмические материалы (в глубинах и временах), совмещать их с полученными модельными построениями (поверхностями и выделенными на разрезах структурными горизонтами), сопоставлять с результатами других методов (электроразведка, магниторазведка, гравиразведка) или с ретроспективными растровыми изображениями разрезов (рис. 1).

Кроме того, программа предоставляет много удобных инструментов для работы с координатной привязкой разрезов. Например, при загрузке данных в формате SEG-Y, программа автоматически считывает координаты линии профиля, записанные в заголовке файла. Это позволяет проконтролировать корректность координатной привязки передаваемых в составе ГИС-проекта сейсмических материалов.

Включение в ГИС-проект базы данных по скважинам обеспечивает не только пространственную визуализацию их местоположений и описательную табличную метаинформацию (площадь и номер, глубина забоя, альтитуда и пр.), но и отображение каротажных диаграмм, стратиграфических отбивок, литологии, инклинометрии, описаний керна. Эти данные могут быть отображены в проекте в табличном виде, визуализированы на планшете скважины, автоматически вынесены на разрез и в трехмерную сцену (рис. 2). База данных доступна для редактиро-

Рис. 2. Отображение данных по скважинам на карте, планшете, разрезе Fig. 2. Well data displaying on a map, composite log, and section



вания и пополнения. Благодаря специальным интерфейсам непосредственно в ГИС-проекте решается задача построения и визуализации цифровых схем корреляции скважин.

Работа с объемными моделями: плотностными, геофизическими, сейсмическими кубами. ГИС INTEGRO поддерживает несколько способов трехмерной визуализации данных (интерактивные сечения в трех плоскостях, поверхность, каркас, объем с возможностью настройки прозрачности для отдельных интервалов значений). Это позволяет настроить наиболее удобный режим для просмотра и работы с материалами для их сопоставления, анализа или проверки согласованности результатов исследований (рис. 3).

Оформление данных в соответствии с принятыми в геологической отрасли стандартами. Программа обеспечивает возможность использования символов эталонной базы знаков для геологических карт (ВСЕГЕИ), ввод и отображение геологических индексов в кодировке ВСЕГЕИ. В ГИС-проекте предусмотрена возможность работать с легендой карты как с отдельным элементом проекта — цифровой легендой, а также поддерживается возможность создания сложных матричных легенд карт.

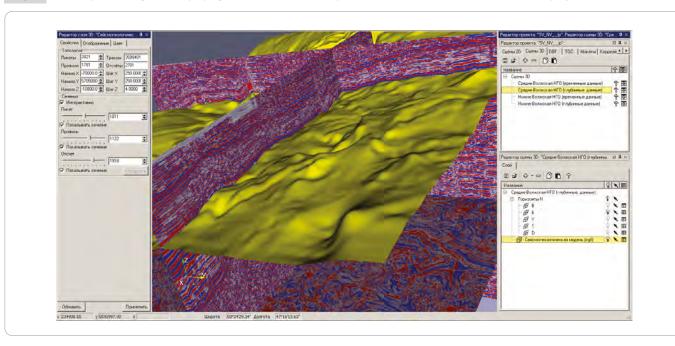
Многооконный интерфейс программы с полной синхронизацией окон по X/Y/Z открывает широкие возможности для визуального анализа информации

вне зависимости от проекции и пространственной локализации данных. При работе с картографическими данными это позволяет одновременно просматривать несколько наборов векторных или растровых слоев в нескольких окнах в режиме синхронного изменения охвата и масштаба изображений. При визуализации карты и разреза поддерживается синхронизация положения курсора в окне карты и в окне разреза.

Такой режим работы возможен как внутри одного проекта, так и для нескольких проектов, одновременно открытых на рабочем компьютере. Это удобно, например, при сопоставлении результатов работ нескольких лет, представленных в виде разных ГИС-проектов.

Возможность сохранения любого компонента ГИС-проекта во внешний файл с последующей загрузкой его в любой настольный ГИС-проект. Внешний файл сохраняет ссылку на данные и все настройки отображения файла-источника. При разработке больших ГИС-проектов это позволяет оптимизировать структуру за счет создания внешней библиотеки компонентов и настройки инструментов для загрузки. Например, ГИС-проект для отображения результатов обработки данных по профилям может содержать только карту расположения линий проанализированных профилей. Массив цифровых результатов обработки при этом оформляется как внешняя библиотека, содержащая исходные файлы

Рис. 3. Пример комплексного отображения сейсмокуба и структурной поверхности в 3D-сцене ГИС-проекта INTEGRO Fig. 3. An example of integrated displaying of seismic cube and depth surface in 3D scene of the INTEGRO GIS project



(SGY) и сцены для их отображения, а загрузка изображения разреза по интересующему профилю в ГИС-проект осуществляется с помощью настроенного инструмента Гиперлинк (рис. 4).

Важно отметить, что, при наличии серверной версии ГИС INTEGRO, сохраненный во внешнем файле компонент ГИС-проекта выступает в роли веб-сервиса OGC. С помощью этого сервиса может быть обеспечен регламентированный интернет-доступ к данным с возможностью их визуализации как WMS/ WFS-слоев в настольных ГИС и веб-картах. Такой подход открывает большие возможности для цифрового обмена информацией и интеграции полученных результатов исследований в отраслевое информационное пространство.

Предлагаемый технологический подход успешно работает в условиях большого объема данных, характерных для современных геолого-геофизических исследований. В качестве примеров можно привести несколько наиболее масштабных ГИС-проектов, представляющих результаты тематических работ подразделений ФГБУ «ВНИГНИ» по изучению нефтегазоперспективных территорий.

1. ГИС-проект по Средне-Волжской и Нижне-Волжской НГО (2020). Общий объем данных составляет 251 Гб. Состав геолого-геофизической информации, представленной в проекте: временные сейсмические разрезы по 2108 профилям; каротажные данные и стратиграфические отбивки по 398 скважинам, структурные поверхности во временах и глубинах (6 временных и 5 глубинных поверхностей по Средне-Волжской НГО, 10 временных и 5 глубинных поверхностей по Нижне-Волжской НГО), сейсмокубы во временах и в глубинах по каждой из НГО.

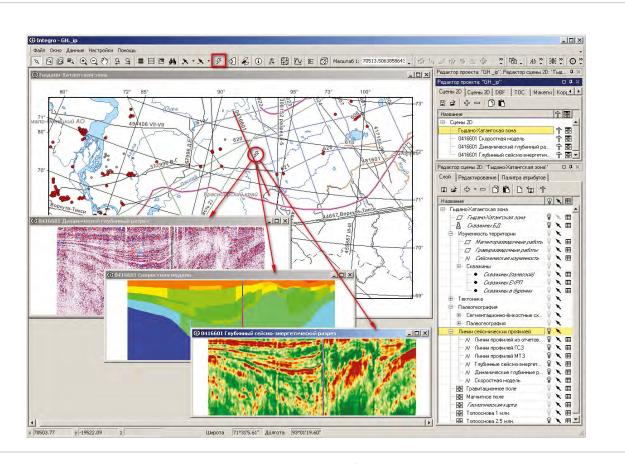
2. ГИС-проект по территории Гыдано-Хатангской зоны (2019-2020). Общий объем данных составляет 56 ГБ. Состав геолого-геофизической информации, представленной в проекте: каротажные данные и стратиграфия по 169 скважинам, потенциальные поля, данные прошлых лет по профилям ГСЗ и МТЗ, структурные поверхности; основные границы раздела земной коры, плотностная модель территории до глубины 80 км; мигрированные глубинные и временные, глубинные сейсмоэнергетические разрезы и скоростные модели по 28 профилям; растровые карты и схемы: геологическая, тектоническая, палеогеографические, седиментационно-емкостные; векторные тектонические схемы мезозоя и палеозоя; трехмерная комплексная модель до глубины 15 км. По итогам работ 2020 г. ГИС-проект дополнен уточненными результатами структурных построений, актуализированными объемными плотностными моделями, а также результатами сейсмической обработки 49 профилей (глубинно-скоростные модели, глубинные мигрированные разрезы, глубинные сейсмоэнергетические разрезы, глубинные мигрированные разрезы во временном масштабе).

3. ГИС-проект по территории Предуральского прогиба и его южного обрамления (2019). Общий объем данных составляет 43 ГБ. Состав геолого-геофизической информации, представленной в проекте: временные сейсмические разрезы по 1768 профилям; каротажные данные и стратиграфические отбивки по 2165 скважинам, поверхности глубинной модели по 10 горизонтам во временах и глубинах, глубинно-



Рис. 4. Пример загрузки в ГИС-проект сохраненных двухмерных сцен, отображающих данные по сейсмопрофилю, с помощью инструмента Гиперлинк

Fig. 4. An example of loading the saved 2D scenes (displaying data along a seismic line) into GIS projects using the Hyperlink tool



скоростные модели и мигрированные разрезы по 20 профилям (Искровский участок), временные разрезы, разрезы акустического импеданса и разрезы коэффициента сланцеватости по 6 профилям (Уфимская НГО), геолого-геофизические разрезы по 10 профилям ГСЗ (северная часть Предуральского прогиба) и по 65 профилям (Мраковская впадина), глубинные горизонты по 8 региональным профилям, элементы региональной 3D-геолого-геофизической модели (Мраковская впадина), картографические материалы: растровые структурные карты, потенциальные поля и пр.

Заключение

Подводя итог, можно уверенно сказать, что разработанная технология формирования ГИС-проектов, представляющих весь комплекс полученных результатов геолого-геофизических работ, успешно

апробирована и готова к внедрению в отраслевую практику. Особенно интересным представляется ее использование для геоинформационного сопровождения региональных геолого-разведочных работ. Создание итоговых ГИС-проектов по каждому объекту геолого-разведочных работ, отображающих не только картографические материалы, но и результаты обработки и интерпретации сейсмических данных, исходные данные по скважинам и результаты их анализа, построенные геолого-геофизические модели, обеспечит качественную систематизацию цифровой информации и унифицированный подход к формированию результирующего информационного пакета для загрузки в Единый банк на УВ-сырье ФГБУ «ВНИГНИ», его представления во ФГИС «ЕФГИ» и последующей передачи на фондовое хранение в составе отчетной документации.

Литература:

1. Любимова А.В., Финкельштейн М.Я. Анализ импортозамещающих геоинформационных решений для задач геологической отрасли // Развитие геоинформационного обеспечения для решения задач геологического изучения и использования недр, формирования и ведения Единого фонда геологической информации: мат-лы Всероссийского совещания (Москва, 26—27 февраля 2019 г.). — М., 2019. — 226 с.

2. Черемисина Е.Н. и ∂p . Геоинформационное и аналитическое обеспечение геолого-геофизических исследований на основе ГИС INTEGRO и многофункционального геоинформационного сервера (MGS) // ВНИГНИ — 65. Люди. Результаты. Перспективы. — М. : ВНИГНИ, 2018. — С. 426—472.

References:

- 1. Lyubimova A.V., Finkelstein M.Ya. Analysis of import-substituting geoinformation solutions for the tasks of geological field. In: Razvitie geoinformatsionnogo obespecheniya dlya resheniya zadach geologicheskogo izucheniya i ispol'zovaniya nedr, formirovaniya i vedeniya Edinogo fonda geologicheskoi informatsii: materialy Vserossiiskogo soveshchaniya (Moscow, 26–27 February 2019). Moscow; 2019. 226 p. In Russ.
- 2. Cheremisina E.N. et al. Geoinformation and analytical support of geological and geophysical research on the basis of GIS INTEGRO and multi-purpose geoinformation server MGS-framework. In: VNIGNI 65. Lyudi. Rezul'taty. Perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 426–472. In Russ.

Информация об авторах

Любимова Анна Владимировна

Кандидат технических наук, заведующая отделом

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

email: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X

Толмачева Елена Романовна

Заведующая сектором

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский

геологический нефтяной институт», 117105 Москва, Варшавское ш., д. 8

email: elena@geosys.ru

Information about authors

Anna V. Lyubimova

Candidate of Technical Sciences, Head of Department All-Russian Research

Geological Oil Institute,

8, Varshavskoye shosse, Moscow, 117105, Russia

email: anna@geosys.ru

ORCID ID: 0000-0002-8075-937X

Elena R. Tolmacheva

Head of Sector

All-Russian Research Geological Oil Institute,

8, Varshavskoye shosse, Moscow, 117105, Russia

email: elena@geosys.ru





КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90—150 слов; вторая для перевода на английский язык, более подробная, объем 150—250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

• Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь ссылку на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).
- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.
- Допустимые растровые изображения: фотоснимки. Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.
- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).
- Графики и диаграммы принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).
- Карты, схемы и другие векторные изображения рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.
- Фактический размер рисунка не должен превышать формат A4 (книжная ориентация, 210×297 мм).
- **Не рекомендуется** предоставлять графику в форматах PowerPoint, Microsoft Word.
- Оформление таблиц. Таблицы набираются в формате Word или CoreIDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.
- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке рис. 1, табл. 1; при повторных см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «слепое рецензирование»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.
- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.
- 9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal "Geologiya nefti i gaza" ("Russian Oil and Gas Geology")

- 1. The article sent to the editor's office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.
- 2. Ways to deliver your article to the editor's office:
- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor's office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.
- 3. Recommended length of the article should not exceed author's sheet (40,000 ens):
- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the test;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90-150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150-250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- · Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

• Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment "modified" in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).
- Give text labels in the figures only in Russian, and in editable format.
- Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/ snapshots. Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format: CMYK colour mode.
- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).
- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).
- We recommend to submit maps, schemes, and other vector images in CorelDRAW Adobe Illustrator formats.
- The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).
- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.
- Tables formatting. Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.
- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference Fig. 1 / Table 1; in the next references see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.
- Publication of article is free for authors.
- 9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье* +7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией В.В. Виноградова +7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru Выпускающий редактор Е.А. Варламова Научный редактор О.И. Будянская Дизайн, верстка Д.А. Потатуев Корректор Е.И. Таранина

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36 Тел. 8(495) 954-52-47 info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер П.Д. Шматченко

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye +7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova +7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru Executive editor E.A. Varlamova Science editor O.I. Budyanskaya Design, layout D.A. Potatuev Proofreader E.I. Taranina

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118 Tel. 8(495) 954-52-47 info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index - 70216 Unified catalogue "Russian Press" Index - 43299 Online catalogue "Russian Post" Index - Π 4631

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати» 115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri Printed by OOO "Tipografiya Ofsetnoy Pechati" 115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia