

ISSN 0016-7894 (print)  
ISSN 2587-8263 (online)



# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

# 3 2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

*Тектоническое строение и история развития Северного Каспия (стр. 11)*

*Свойства и состав глубинных флюидов — источников углеводородов (стр. 43)*

*Фотосинтез и оценки баланса углерода (стр. 71)*



RUSSIAN

# OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители  
Co-founders

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России)  
Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation



Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра  
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)



3' 2020

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN  
OIL AND GAS  
GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza



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

2020

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.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

**Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», 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 нефтегазописковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической 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

**Будагов А.Г.**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
Представительство ОАО «Дальморнефтегеофизика»,  
Москва, Российская Федерация  
e-mail: budagov@msk.dnng.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: gabrigeo@mail.ru

**Гогоненков Г.Н.**

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

**Григорьев М.Н.**

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

**Конторович А.Э.**

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

**Мельников П.Н.**

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

**Прищепа О.М.**

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

**Сен-Жермес М.Л.**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ООО «Бейсип-GeoТехнологии», 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

**Эпов М.И.**

Доктор технических наук, академик РАН,  
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация  
e-mail: EповMI@ipgg.sbras.ru

**Бабашева М.Н. (Казахстан)**

Кандидат технических наук,  
ТОО «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 РК», 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 № 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, 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 geoeconomic 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.*

## EDITORIAL 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

**Aleksandr G. Budagov,**

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,  
Dalmorneftegeophysika representative office,  
Moscow, Russian Federation  
e-mail: budagov@msk.dmng.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

**Natalia K. Fortunatova,**

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: prishchepa\_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@geol.msu.ru

**Vladimir I. Vysotskiy,**

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

**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

**Gregory Ulmishek (USA),**

Geological Research Wavetech Energy, Inc.,  
Redmond, USA  
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

**Mansiya Babasheva (Kazakhstan),**

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



## СОДЕРЖАНИЕ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

5

**Е.Б. Грунис, Б.И. Давыденко.** Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов

11

**Куницына И.В., Дердуга А.В., Никишин А.М., Короткова М.А.** Тектоническое строение и история развития палеозойского комплекса Северного Каспия

19

**Асланов Б.С., Худузаде А.И., Асланзаде Ф.Б.** Новые данные о глубинной складчатости отложений мезозоя (на примере Евлах-Агджабединского прогиба, Азербайджан)

29

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

**Тимурзиев А.И.** Перспективы шельфа Северного Каспия по результатам анализа распределения нефтегазоносности континентальной части Западного Казахстана

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

43

**М.А. Лурье.** Свойства и состав глубинных флюидов — источников углеводородов, гетерокомпонентов и микроэлементов абиогенных нефтей

51

**Кашапов Р.С., Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Трушков П.В., Фадеева С.В.** Новый подход к кинетическим исследованиям органического вещества баженовской свиты

61

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

**Левчук Л.В., Афанасенков А.П., Сурова Н.Д., Копилевич Е.А.** Точность инновационного прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей по данным сейсморазведки и бурения

71

## ДИСКУССИИ

**Ивлев А.А.** Фотосинтез и оценки баланса углерода в глобальном цикле углерода

**CONTENTS****TOPICAL ISSUES  
OF OIL AND GAS GEOLOGY**

5

**E.B. Grunis, B.I. Davydenko.** Spatial distribution of conventional and unconventional hydrocarbon sources: role of crystalline basement tectonics

11

**I.V. Kunitsyna, A.V. Derduga, A.M. Nikishin, M.A. Korotkova.** Tectonic framework and history of Palaeozoic series evolution in Northern Caspian

19

**B.S. Aslanov, A.I. Khuduzade, F.B. Aslanzade.** New data on deep-seated folding of Mesozoic series (by the example of Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough, Azerbaijan)

**OIL AND GAS POTENTIAL  
AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

29

**A.I. Timurziev.** Potential of North Caspian shelf according to results of oil and gas occurrence analysis in continental part of Western Kazakhstan

**GEOCHEMICAL SURVEYS**

43

**M.A. Lur'e.** Sources of hydrocarbons, heterocomponents, and trace elements of abiogenic oil: properties and composition of deep fluids

51

**R.S. Kashapov, I.V. Goncharov, N.V. Oblasov, V.V. Samoilenko, P.V. Trushkov, S.V. Fadeeva.** Organic Matter of Bazhenov formations: new approach to kinetic studies

**GEOPHYSICAL SURVEYS**

61

**L.V. Levchuk, A.P. Afanasenkov, N.D. Surova, E.A. Kopilevich.** Jurassic-Cretaceous formations of Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas: accuracy of innovative reservoir properties prediction using seismic and drilling data

**DISCUSSIONS**

71

**A.A. Ivlev.** Photosynthesis and carbon balance estimates in the global carbon cycle

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-5-9

## Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов

© 2020 г. | Е.Б. Грунис, Б.И. Давыденко

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru

Поступила 28.11.2019 г.

Доработана 03.12.2019 г.

Принята к печати 02.03.2020 г.

**Ключевые слова:** *тектоника; геодинамика; нефтегазоносные бассейны; рифтогенез; органическая и неорганическая парадигмы происхождения нефти; биомаркеры; орогенез; Волго-Уральская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции.*

**Аннотация:** В статье рассмотрена роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении месторождений углеводородного сырья на основе теорий органического и неорганического происхождения нефти. Отмечено, что повышенное содержание органического вещества приурочено к зонам проявления магматизма и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона, магматизмом и деструкцией, образованием сквозных зон проницаемости, протеканием флюидодинамических и гидротермальных процессов, обеспечивающих условия для формирования восстановленных систем, миграции и локализации. Подвижки блоков фундамента возникали на различных этапах тектогенеза и приводили не только к появлению разломов, но и обеспечивали протекание как древних флюидодинамических процессов, так и миграцию органического вещества в молодых нефтеобразующих системах.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Давыденко Б.И. Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 5–9. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-5-9.

## Spatial distribution of conventional and unconventional hydrocarbon sources: role of crystalline basement tectonics

© 2020 | E.B. Grunis, B.I. Davydenko

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru

Received 28.11.2019

Revised 03.12.2019

Accepted for publication 02.03.2020

**Key words:** *tectonics; geodynamics; petroleum basins; rifting; organic and inorganic paradigms of oil origin; biomarkers; orogeny; Volga-Urals and Timan-Pechora petroleum provinces.*

**Abstract:** Basing on the theories of organic and inorganic origin of oil, the author considers the role of the crystalline basement tectonics in spatial arrangement of hydrocarbon fields. It is noted that higher content of organic matter is confined to the zones of magmatism. This can stem from the fact that oil generation and oil and gas accumulation processes in the Domanik series are associated with the history of the Earth's crust formation in the region, magmatism and destruction, development of straight-through permeable zones, running of fluid-dynamic and hydrothermal processes providing for formation of petroleum migration, and localization. Movements of the basement blocks occurred in different stages of tectogenesis; they resulted not only in faulting, but also ensured both ancient fluid dynamic processes and organic matter migration in the young oil-generating systems.

For citation: Grunis E.B., Davydenko B.I. Spatial distribution of conventional and unconventional hydrocarbon sources: role of crystalline basement tectonics. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(3):5–9. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-5-9. In Russ.

### Введение

Существующая гипотеза общего геодинамического процесса эволюции Земли включает три составляющие: глубинную геодинамику и производные от нее — внутреннюю геодинамику литосферных плит, глобальную и региональную геодинамику в целом (тектоника литосферных плит). Формирование осадочных и нефтегазоносных бассейнов связывают с рифтогенезом. Рифтогенез, в свою очередь, обу-

словлен эндогенными процессами — мантийными плюмами и диапирами. Необходимое условие для нефтеобразования — присутствие водорода и углерода (независимо от их происхождения). Источники водорода — пластовые воды и, возможно, внешнее жидкое ядро планеты. Водород диффундирует через мантию к подошве литосферы и способствует образованию прерывистого слоя пород пониженной вязкости толщиной 50–100 км — астеносферу,

по которой, согласно теории тектоники плит, происходит дрейф континентов. Есть также предположение, что в астеносфере идет процесс масштабного нефтегазообразования, а углерод широко распространен в недрах Земли. Огромный объем углекислого газа выбрасывается в атмосферу при извержении вулканов. Наиболее нефтеперспективными территориями являются области, примыкающие к подвижным поясам. Приоритет идеи принадлежит Д.И. Менделееву (окраины хребтов), впоследствии ее развил И.М. Губкин, назвав эти территории «форландом подвижных поясов». К сожалению, эти блестящие идеи существуют сегодня на уровне гипотез.

### Проблема образования УВ

Проблема образования нефти и УВ-газа остается предметом дискуссий сторонников двух альтернативных парадигм — органической и неорганической. Органическая парадигма — целостное научное мировоззрение, господствующее в сообществе геологов и геохимиков, которое является теоретической основой проведения разведочных работ и интерпретации результатов бассейнового моделирования всех регионов и акваторий, недра которых содержат УВ. Парадигма основана на постулатах и уже более 100 лет не подлежит сомнению или пересмотру.

Основными положениями парадигмы являются: накопление исходного вещества в виде остатков организмов биосферы в морях или пресноводных бассейнах, формирование газоматеринской породы и керогена как процесс генезиса нефти и газа, способы их миграции от мест генерации к зонам аккумуляции и, наконец, способность нефти оставаться в недрах неизменной сотни миллионов лет [1].

Неорганическая теория в последние годы базируется на представлениях о том, что нефть и газ в глубинных зонах Земли образуются из смеси  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  и  $CH_4$  в результате реакций прямого синтеза УВ из  $CO + H_2 = CH_4 + H_2$ , полимеризации радикалов  $CH_4-CH_2$ ,  $CH_3$ , а также процесса преобразования и мобилизации мантийных  $C-H-N-O-S$  в УВ-ряды. Накопившиеся УВ, находящиеся под высоким давлением, затем поднимаются вверх в осадочную толщу, что приводит к формированию залежей нефти и газа.

В этой теории нет объяснения ряда положений: наличия в нефти жирных кислот и сложных УВ-соединений — молекул терпенов, стиролов, гопанов, а также оптической активности нефти, что характерно для любого живого организма и др. Надо признать, что XX в. был веком расцвета органической теории происхождения нефти и газа и все открытия, включая крупные месторождения, обязаны реализации основных положений этой теории. Поэтому, по мнению авторов статьи, важным представляется дальнейшее развитие теоретических основ и признание прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепции генерации УВ. Сегодня совершенно очевидно,

но, что механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамически простой, многоступенчатый термолиз органики, аккумулированной в изолированных осадочных бассейнах прошлых геологических эпох. Необходимо учитывать не только законы микромира, но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику.

Глобальный механизм образования нефти, его масштабность ставят вопрос о ее запасах в недрах в совершенно иную плоскость, но не снимают проблему объемов ее добычи и рационального использования. Сегодня мы располагаем многими фактами в пользу абиогенной теории происхождения нефти.

В настоящее время в мире в породах кристаллического фундамента открыто более 350 месторождений УВ, причем для многих из них исключается как контакт с осадочным комплексом, так и возможность латеральной миграции УВ из осадочного комплекса [2, 3].

Важным положением органической теории является наличие биомаркеров (хемофосилии). Однако по результатам исследований скв. Миннибаевская-20000 установлена идентичность биомаркеров в пробах из пород кристаллического фундамента и из отложений перми.

Биомаркеры обнаружены в метеоритах, а также в нефти, полученной в лабораторных условиях. Отрицать катагенез и в целом биогенную теорию происхождения нефти нельзя, так как рациональное зерно есть и в той, и в другой теории и они могут дополнять друг друга. Это обстоятельство нужно эффективно использовать в выборе направлений геолого-разведочных работ, а также стратегии их проведения. Наглядным примером является изучение недр Скалистых гор, где сосредоточено 80 % запасов УВ США.

### Естественное восполнение запасов УВ

Заслуживает пристального внимания разработка принципиально новых, прорывных технологий, способных в перспективе совершить переворот в области добычи нефти и газа [2]. Прежде всего, представляет интерес идея естественного и сравнительно быстрого восполнения запасов разрабатываемых залежей нефти и, как следствие, предложение о введении в производственный цикл разрабатываемых месторождений специальных реабилитационных периодов, когда месторождение выводится из разработки и за счет естественных природных процессов его ресурсы восстанавливаются.

Ряд исследователей (Муслимов Р.Х., Запивалов Н.П., Гаврилов В.П., 2008) доказывали возможность естественного и сравнительно быстрого (5–7 лет) восстановления запасов при определенных условиях. Конечно, следует исключить месторождения вязкой (тяжелой) нефти и случаи перетоков нефти в процессе применения различных систем

заводнения. Развитие этой идеи и доведение ее до практического воплощения может позволить разрабатывать месторождения неограниченное время [4].

### **Влияние тектоники на размещение ловушек УВ**

Использование мощной информационной базы геофизических, геохимических исследований, а также глубокого бурения позволило достаточно детально изучить морфологию и дизъюнктивную тектонику кристаллического фундамента Русской плиты и констатировать, что тектоника осадочного чехла определяется динамикой кристаллического фундамента. Так, при изучении морфологии фундамента и перекрывающего его осадочного чехла установлено, что отдельные выступы кристаллических пород не являются обычными останцами селективной денудации, а представляют собой подвижные гряды додевонского возраста, при воздымании которых создаются структуры в осадочном чехле. Неравномерность прогибания поверхностей фундамента во времени послужила причиной формирования структур I порядка, а блоковое его строение, множество палеогеографических и палеотектонических условий осадконакопления на протяжении всей палеозойской эпохи обусловили возникновение большого разнообразия типов сложнопостроенных ловушек, перспективных на УВ [5].

Так, с эрозионными выступами фундамента связаны как ловушки, контролируемые структурами облекания, так и ловушки структурно-литологического и структурно-стратиграфического типов, имеющие кольцеобразную форму. Для выступов-блоков характерны поднятия тектонического, седиментационно-тектонического и других типов в осадочном чехле.

На участках отсутствия мощных толщ, нивелирующих межблоковые грабенообразные прогибы, и соответствия структурных планов девона и фундамента ловушки УВ, контролируемые малоамплитудной структурой, в девоне обычно совпадают с положением приподнятых блоков и осложняют их периферийные зоны. Биогермные постройки верхнего девона, карбона и перми расположены в межблоковых прогибах фундамента, т. е. тяготеют к зонам разломов. Такие же закономерности прослеживаются в Тимано-Печорской провинции. Залежи УВ традиционной нефти в семилукско-бурегских отложениях расположены в зонах сочленения разнонаправленных грабенообразных прогибов и структурных террас. Отмечается, что при значительном удалении от зоны сочленения притоки резко уменьшаются и пласты становятся непроницаемыми. Поэтому поиск залежей в семилукско-бурегских отложениях должен осуществляться вблизи мобильных зон тектонических разломов [5].

Важным, по мнению авторов статьи, является изучение орогенеза, альпийского и герцинского маг-

матизма (тепловой энергии магмы), включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизм пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям, на структурообразование, где, согласно геодинамической модели нефтегазообразования, допускающей полигенный генезис УВ, могли возникнуть условия для ее реализации. Палеоземлетрясения и палеовулканизм имеют одну и ту же энергетическую основу — энергию кристаллической решетки, в отличие от тектонических движений, происходящих под воздействием тепловой энергии магмы. Землетрясения приводят к формированию геологических структур в осадочном чехле платформ. Следы палеоземлетрясений и палеовулканизма обнаруживаются по многочисленным признакам: грабенообразные прогибы и горсты, как правило контролируемые залежи в девоне в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, траппы Восточной Сибири, отобранные образцы горных пород, пропитанные нефтью из палеовулкана Манганарии со дна Черного моря. Авторы статьи считают, что при проведении геолого-разведочных работ и интерпретации их результатов следует исходить из положения, что накопление осадков и формирование геологических структур в пределах платформ — процессы одновременные, происходящие исключительно в соответствии с законами гидростатики и гидродинамики. Влияние орогенеза и магматизма на структуро- и нефтеобразование четко прослеживается. Чем дальше на запад от Уральских гор и Предуралья прогиба, тем меньше перспективы нефтегазоносности, то же наблюдается и на Северном Кавказе — при удалении от главного Кавказского хребта. Разница лишь во времени орогенеза: в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях — герцинский этап складчатости, на Кавказе — альпийский.

### **Нетрадиционные источники УВ-сырья**

В последние годы одним из приоритетных направлений исследований в ФГБУ «ВНИГНИ» является изучение нетрадиционных источников УВ, в частности верхнедевонских отложений доманикового типа, входящих в состав верхнедевон-турнейского осадочного комплекса Волго-Уральской и Тимано-Печорской НПП. Учитывая нетрадиционность объектов, проводится широкий комплекс геолого-геофизических и геохимических исследований, включая оценку ресурсной базы высокоуглеродистых отложений доманикового типа. Определены основные закономерности стратиграфического распространения, условий образования и латерального распределения, оценены масштабы генерации УВ, обоснованы геофизические и геохимические параметры, рассчитаны плотности геологических ресурсов.

На сегодняшний день уже получены первые, хотя и скромные, результаты опробований в Оренбургской области и Республике Коми. Надо признать, что

лидером и монополистом в «сланцевой революции» является США, однако в этой проблеме много пиара. Себестоимость добычи нетрадиционных источников значительно превышает аналогичные показатели при добыче традиционной нефти из-за большого затратного механизма, да и в целом приведенная стоимость добычи недостаточно точна (по данным США, стоимость 1 барреля сланцевой нефти составляет 23 дол. на устье скважины, в РФ — традиционной нефти 17 дол.). Однако сланцевая нефть стала основным источником роста добычи нефти США (Пермский бассейн, Баккен, Игл Форд). В 2019 г. в США добывали более 6 млн баррелей/сут — 63 % общей добычи, или более 250 млн т/год.

Авторы статьи попытались установить генетическую сущность происхождения УВ в доманиковых сланцах, анализируя схему проявления магматизма (платформенные магматические вариации и формации внутренней вулканогенной зоны Тимано-Уральского подвижного пояса) и карту результатов комплексного анализа ОВ (углерода). Следует отметить, что повышенное содержание ОВ приурочено к зонам проявления магматизма и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона, магматизмом и деструкцией, образованием сквозных зон проницаемости, протеканием флюидодинамических и гидротермальных процессов, обеспечивающих условия для формирования восстановленных систем, миграции и локализации.

Нельзя исключить то, что при проявлении палеовулканизма возможно возникновение условий для парагенезиса УВ, так как имеются исходные компоненты системы ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $t_0$ ,  $P$ ). Наличие вулканического пепла (пластов вулканического пепла) отмечено в керне Пермского бассейна, месторождений Баккен, Игл Форд (США), Сюаньчен (КНР), в баженовской свите (район Сургута и правобережье р. Обь), в керне из скважин Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП (Оренбург). Известно, что вулканическая активность способствует размножению водорослей и обеспечивает органическую составляющую УВ, влияет на среду формирования нефтегазоматеринских пород и ускоряет процесс эволюции нефти и газа (высокие температура, давление, присутствие микроэлементов), способствует образованию органических ламинарных водорослевых текстур отложений, чередующихся с толщами, обеспечивающими миграцию и сохранение УВ. Она также способствует сохранению ОВ — возникает восстановительная обстановка, при которой невозможно захоронение органического углерода. Большинство основных сланцевых нефтяных и газовых залежей приурочено к слоям вулканического пепла, а по времени образования — к пяти крупнейшим периодам массового вымирания органического мира.

Для доманиковых отложений рассматривается всего три таких периода: конец ордовика (450 млн лет), поздний девон (377 млн лет), позднепермское время (25 млн лет).

Магматическая активность, обеспечивающая большой объем высокотемпературных и высоконапорных геотермальных жидкостей, изменяет локальное поле  $t_0$  и  $P$ , ускоряя созревание и эволюцию исходного ОВ. Несомненно важно начать работы по масштабному освоению нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов УВ, недаром технологии по их освоению попали под действие первоочередных американских санкций. Понятно также и то, что в нынешних кризисных условиях и в ближайшем будущем ожидать их рентабельного освоения не приходится. Однако кризисы не вечны и к неизбежному новому росту надо подойти в полной готовности, вооружившись собственными новыми технологиями. Нельзя в очередной раз упускать время, чтобы вновь не оказаться у разбитого корыта.

В 2011 г. был разработан авторский проект «Глубинная нефть» как альтернатива теории органического происхождения нефти. Реализация разработанного проекта могла бы способствовать минимизации негативных последствий западных санкционных ограничений в области топливно-энергетического комплекса России. К сожалению, этот проект не реализован в полной мере из-за отсутствия финансирования. При выборе исполнителем работ АО «Росгеология» на выделенные в 2019 г. для нефтяной геологии 11 млрд р. можно было пробурить 1 параметрическую скважину и отработать 3–4 региональных сейсмических профиля. И это при том, что государство за последние 6 лет получило от недропользователей более 0,5 трлн р. на аукционах и более 120 млрд р. за пользование недрами. Если экономика страны находится в прогрессирующей стагнации, то геология в уже более критическом состоянии.

### Заключение

Следует отметить, что наблюдаемые авторами статьи аномальные геофизические и геохимические поля в разрезе еще не свидетельствуют о наличии залежей, а дают возможность предположить их формирование в ареале вторжения глубинных систем по унаследованным и развивающимся вертикальным зонам трещиноватости, осложняющим разломы и уходящим в кристаллический фундамент. Подвижки блоков фундамента возникали на различных этапах тектогенеза и приводили не только к образованию разломов, но и обеспечивали протекание как древних флюидодинамических процессов, так и миграцию в молодых нефтеобразующих системах.

## Литература

1. Лурье М.А. О причинах геохимических различий нефтегазовых систем // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 69–75.
2. Муслимов Р.Х. Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития экономики (на примере Республики Татарстан) // Георесурсы. – 2015. – № 4(54). – С. 45–54. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.54.4.1>.
3. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 30–38.
4. Трофимов В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений — добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов // Георесурсы. – 2013. – № 4(54). – С. 58–65. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.54.4.10>.
5. Грунис Е.Б., Варламов А.И., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Состояние, пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации и проблемы геологического моделирования // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов (Ухта, 1–2 ноября 2018 г.): сб. науч. тр. по мат-лам междунар. науч.-практ. конф. – М.: Перо, 2019. – С. 138–144.

## References

1. Lur'e M.A. Concerning geochemical differences of oil and gas systems. *Geologiya nefiti i gaza*. 2015;(3):69–75. In Russ.
2. Muslimov R.Kh. Enhancing the role of non-conventional hydrocarbon deposits for long-term sustainable economic development (on the example of the Republic of Tatarstan). *Georesursy = Georesources*. 2013;4(54):45–54. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.54.4.1>.
3. Gavrilov V.P., Grunis E.B. The state of oil production resource base in Russia and its increase prospects. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(5):30–38. In Russ.
4. Trofimov V.A. Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields — oil production directly from the oil-bearing channels. *Georesursy = Georesources*. 2013;4(54):65–67. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.54.4.10>.
5. Grunis E.B., Varlamov A.I., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Sostoyanie, puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii i problemy geologicheskogo modelirovaniya [Status and ways to buildup hydrocarbon raw materials base in Russian Federation and challenges of geological modeling]. In: *Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov* (Ukhta, 1–2 November 2018): sbornik nauchnykh trudov po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Moscow: Pero; 2019. pp. 138–144. In Russ.

## Информация об авторах

### Грунис Евгений Борисович

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: [grunis@vnigni.ru](mailto:grunis@vnigni.ru)  
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

### Давыденко Борис Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заместитель генерального директора  
по лицензированию  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: [boroil@vnigni.ru](mailto:boroil@vnigni.ru)

## Information about authors

### Evgeniy B. Grunis

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Chief Researcher  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: [grunis@vnigni.ru](mailto:grunis@vnigni.ru)  
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

### Boris I. Davydenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Deputy Director-General  
for Licensing Issues  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: [boroil@vnigni.ru](mailto:boroil@vnigni.ru)

## К ЮБИЛЕЮ АНДРЕЯ ФЕДОРОВИЧА МОРОЗОВА



Андрей Федорович родился 14 июля 1950 г. на руднике Ангатуй в Читинской области. В 1973 г. окончил геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, а в 1995 г. — Академию народного хозяйства при Правительстве РФ. А.Ф. Морозов — кандидат геолого-минералогических наук, академик РАН. В 1973–1980 гг. работал младшим научным сотрудником геологического факультета МГУ. В 1980–1988 гг. занимал должности главного геолога геолого-поисковой партии, начальника геолого-поисковой партии, главного геолога, начальника Полярно-Уральской геологоразведочной экспедиции.

Большая самоотдача и преданность профессии помогли Андрею Федоровичу стать главным геологом Управления региональной геологии Министерства геологии СССР (1988–1990). В 1990 г. он был назначен заместителем начальника отдела твердых полезных ископаемых, затем начальником отдела региональной геологии Геокома России, в 1993–1996 гг. — начальником Управления региональных работ Роскомнедр, в 1996–1998 гг. — начальником Департамента региональной геологии, гидрогеологии, мониторинга и охраны геологической среды Министерства природных ресурсов РФ. До 2004 г. А.Ф. Морозов возглавлял Департамент региональной геологии и геофизики, Департамент геологии, гидрогеологии и геофизики и Департамент геологии и использования недр, был начальником Управления геологических основ недропользования Министерства природных ресурсов Российской Федерации. Уже на протяжении 16 лет, с момента создания Федерального агентства по недропользованию, Андрей Федорович занимает должность заместителя руководителя агентства.

Насыщенный и результативный трудовой путь Андрея Федоровича раскрыл его талант и профессиональную исключительность. В 2008 г. ему присвоен классный чин «Действительный государственный советник Российской Федерации 2 класса», в 2009 г. он награжден орденом Почета, в 2015 г. — орденом «За морские заслуги», он также имеет почетное звание «Заслуженный геолог Российской Федерации» и является примером для своих коллег.

*Редколлегия журнала «Геология нефти и газа» от всей души поздравляет Андрея Федоровича с 70-летием и желает ему крепкого здоровья, долголетия, легких трудовых дней и хорошего настроения! Пусть Ваша жизнь будет наполнена теплом и любовью близких людей, достойными коллегами, надежными партнерами и настоящими друзьями.*

УДК 551.73 (551.24 + 553.98)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18

## Тектоническое строение и история развития палеозойского комплекса Северного Каспия

© 2020 г. | И.В. Куницына, А.В. Дердуга, А.М. Никишин, М.А. Короткова

ООО «РН-Эксплорейшн», Москва, Россия; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru; aavderdura@rn-exp.rosneft.ru; amnikishin@rn-exp.rosneft.ru; makorotkova@rn-exp.rosneft.ru

Поступила 10.01.2020 г.

Доработана 31.01.2020 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

**Ключевые слова:** *Северный Каспий; Прикаспийская синеклиза; Калмыцко-Устюртская система палеозойских дислокаций; тектоническое строение; история развития; карбонатная платформа; краевой прогиб; орогенез; коллизия.*

**Аннотация:** Северный Каспий и прилегающая суша расположены на юго-восточном окончании древней Восточно-Европейской платформы. В акватории выделяется крупнейшая отрицательная структура — Прикаспийская синеклиза, которая с юга ограничена Калмыцко-Устюртской системой палеозойских дислокаций. Основные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской синеклизы связаны с карбонатными отложениями позднедевон-среднекаменноугольного возраста. Палеозойский разрез южной части Северного Каспия имеет сложное геологическое строение и не изучен бурением. Данные сейсморазведочных профилей 2D этой территории невозможно интерпретировать однозначно. В представленной статье внимание сконцентрировано на тектоническом строении и истории развития палеозойского комплекса южной части Северного Каспия. В акватории расположена Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона, которая сформировалась в герцинскую и киммерийскую фазы складчатости. В данной зоне локализованы поднятия, которые, исходя из их литолого-стратиграфического строения и тектонической эволюции, могут являться ловушками нефти и газа.

Для цитирования: Куницына И.В., Дердуга А.В., Никишин А.М., Короткова М.А. Тектоническое строение и история развития палеозойского комплекса Северного Каспия // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 11–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18.

## Tectonic framework and history of Palaeozoic series evolution in Northern Caspian

© 2020 | I.V. Kunitsyna, A.V. Derduga, A.M. Nikishin, M.A. Korotkova

RN-Exploration, Moscow, Russia; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru; avderdura@rn-exp.rosneft.ru; amnikishin@rn-exp.rosneft.ru; makorotkova@rn-exp.rosneft.ru

Received 10.01.2020

Revised 31.01.2020

Accepted for publication 16.03.2020

**Key words:** *Northern Caspian; Caspian Syncline; Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations; tectonic framework; evolution history; carbonate platform; foreland basin; orogeny; collision.*

**Abstract:** The Northern Caspian and neighbouring land are situated on the south-eastern margin of the ancient East European Platform. The Caspian Syncline is the largest negative structure delineated in the water area; the Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations bounds this structure from the south. The main petroleum potential of the Caspian Syncline is related to the Later Devonian – Middle Carboniferous carbonate series. In the waters of the Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations, these formations are not explored with drilling. In addition, the complicated structure of the Palaeozoic section is typical here. One cannot unambiguously interpret the data from 2D seismic lines in this territory. The presented paper focuses the attention on tectonic framework and history of the Palaeozoic sequence evolution in the southern part of the northern Caspian in the context of possible oil and gas occurrence. Within the Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations, the Karakul'sky-Smushkovsky, North Caspian (in the water area), and South Embinsky fold and thrust zones are identified. On the results of 2D seismic data interpretation, the Palaeozoic series of the North Caspian fold and thrust zone are complicated by thrusts and reverse faults. The identified structural elements are roughly EW trending. In the Later Devonian – Middle Carboniferous period, carbonate platforms were formed in the area under investigation. In the Later Carboniferous – Early Permian time, the North Caspian fold and thrust zone was a foreland basin formed as a result of orogeny in the area of the present-day Karpinsky Ridge. By the early Kungurian time, the Caspian Basin became isolated; evaporites were accumulated there. The Palaeozoic structural level obtained its present-day structure as a result of collision processes at the end of Triassic. In the place of modern Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations, the mountain system was formed with further development in erosion processes up to first kilometres. The investigations conducted allowed revealing the uplifts in the North Caspian fold and thrust zone; keeping in mind their lithological and stratigraphic structure and tectonic evolution, they can be oil and gas traps.

For citation: Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Nikishin A.M., Korotkova M.A. Tectonic framework and history of Palaeozoic series evolution in Northern Caspian. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(3):11–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18. In Russ.

## Введение

Южная окраина Восточно-Европейской платформы расположена в акватории Северного Каспия. В ее осадочном чехле выделяется четыре крупных структурных этажа: подсолевой — палеозойский (от позднего девона до ранней перми, включая артинские отложения); солевой — кунгурский; надсолевой — позднепермтриасовый; надсолевой верхний — юрско-кайнозойский. Тектоническое строение надсолевого структурного этажа достаточно хорошо изучено и описано в литературе. Строение подсолевого структурного этажа в акватории дискуссионно, но именно с ним связаны основные перспективы нефтегазоносности. Палеозойский разрез южной части Северного Каспия имеет сложное геологическое строение. Данные сейсморазведочных профилей 2D этой территории невозможно интерпретировать однозначно. Кроме того, она недостаточно изучена бурением: на верхнедевон-среднекаменноугольные карбонатные отложения бурилась одна скважина — Сатпаев-PZ, которая, достигнув проектной глубины, вскрыла нижнепермские отложения.

Разработкой тектонического районирования подсолевого структурного этажа Северного Каспия и его обрамления занимались многие авторы ([1–3] и др.). Обобщая их данные, можно сделать вывод, что существует несколько тектонических схем подсолевого комплекса с принципиально разными концепциями строения области. В большинстве моделей границы структур I порядка не совпадают, отличаются положения и названия структурных элементов II и III порядков. Часто карты тектонического районирования региона по подсолевому комплексу построены без акваториальной части.

В работе казахстанских исследователей [2] приведена тектоническая схема по палеозойскому структурному этажу (рис. 1). В состав Прикаспийской синеклизы входят Астраханское, Атырауское и Жыльойское поднятия. Южнее выделяются Каракульско-Смушковская и Бозашинская системы дислокаций (последнюю в некоторых работах называют Северо-Каспийским поднятием, однако авторы статьи предлагают термин «Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона»). В литературе часто можно встретить схемы, на которых границей между Каракульско-Смушковской и Бозашинской системами дислокаций является региональный левосторонний сдвиг, хотя нет ни одного фактического подтверждения данного мнения. Южнее расположен Мангышлакский трог, представляющий собой пермтриасовый грабен.

Целью настоящей статьи является изучение тектонического строения и истории развития палеозойского комплекса Северного Каспия в связи с возможной нефтегазоносностью.

## Тектоническое районирование Северо-Каспийского региона

За основу тектонического районирования была взята структурная карта по кровле башкирских отложений и использовались региональные данные по южному обрамлению Прикаспийской синеклизы.

Северный Каспий и прилегающая суша расположены на юго-восточном окончании древней Восточно-Европейской платформы. В ее пределах выделяется крупнейшая отрицательная структура I порядка — Прикаспийская синеклиза. Она характеризуется мощным развитием соленосной толщи нижней перми, широким распространением соляно-купольных форм и глубоким залеганием отложений подсолевого палеозоя. В пределах синеклизы в акватории Северного Каспия выделяется Жыльойское (Кашаган-Тенгизское) поднятие [4], где открыты месторождения Кашаган, Кайран и Актоты.

С юга Прикаспийская синеклиза ограничена Калмыцко-Устюртской системой палеозойских дислокаций I порядка, которая включает следующие структурные элементы: Каракульско-Смушковскую, Северо-Каспийскую и Южно-Эмбинскую складчато-надвиговые зоны. Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона расположена в акватории. В отличие от своего широтного обрамления, она не изучена бурением и имеет сложное строение, неоднозначно интерпретируемое по сейсмическим данным 2D.

Для детального изучения тектонического строения и истории развития Северо-Каспийской зоны необходимо рассмотреть строение расположенных на суше Каракульско-Смушковской и Южно-Эмбинской складчато-надвиговых зон.

*Каракульско-Смушковская зона* представляет собой узкую область взбросо-надвиговых структур субширотного простирания протяженностью более 400 км и шириной 20–80 км. Данная зона приобрела характерный облик преимущественно в ранней перми в результате столкновения континентальных террейнов с краем Восточно-Европейского палеоконтинента. Надвиговая зона сложена молассовыми карбонатно-терригенными осадками, снесенными с орогена кряжа Карпинского в московско-артинское время [5]. Под молассовым комплексом залегают карбонатно-глинистые отложения верхнего девона — среднего карбона [6]. В Каракульско-Смушковской надвиговой зоне выделяются валы субширотного простирания: Каракульский, Джакуевский, Краснохудукский и Смушковский [3]. Это типичные структуры сжатия: узкие, протяженные, асимметричные, осложненные надвигами и взбросами, при этом южные крылья складок пологие, северные — крутые [7].

*Южно-Эмбинская зона* разделяет Прикаспийскую синеклизу и Северо-Устюртскую впадину. В структурном плане это очень узкое (от нескольких до первых десятков километров шириной) погребенное инвер-

**Рис. 1.** Структурно-тектоническая карта акватории Каспийского моря (казахстанской части) и прилегающих территорий по палеозойскому комплексу [2]

**Fig. 1.** Structural and tectonic map of the Caspian Sea waters (Kazakhstan part) and neighbouring territories over the Palaeozoic sequence [2]



**Границы (1, 2):** 1 — локальных структур, 2 — крупнейших тектонических элементов; **контуры структурных элементов (3, 4):** 3 — приподнятых (поднятий, валов, антиклиналей), 4 — опущенных (прогибов); **надвиги (5, 6):** 5 — региональные, 6 — прочие; 7 — региональные тектонические нарушения

**Boundaries (1, 2):** 1 — local structures, 2 — major tectonic elements; **boundaries of structural elements (3, 4):** 3 — upstanding (uplifts, swells, anticlines), 4 — downthrown (troughs); **thrusts (5, 6):** 5 — regional, 6 — other; 7 — regional tectonic deformations

сионное поднятие (главная тектоническая подвижка произошла в каменноугольное время). От позднего франа до позднего визе этой зоне отвечал краевой прогиб. Сюда с Эмба-Северо-Устюртского массива и Магнитогорско-Мугоджарского террейна сносился обломочный материал, образуя терригенные моласы. На осадочных породах краевого прогиба залегают в основном мелководные карбонаты позднего визе — ранней перми или более глубоководные карбонатно-глинистые осадки [8].

Логично предположить, что Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона, как и Каракульско-Смушковская, сформировалась в герцинскую (позднепалеозойскую) фазу складчатости в результате столкновения континентальных террейнов с южной окраиной Восточно-Европейского палеоконтинента. По результатам интерпретации сейсмических данных 2D Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона имеет протяженность более 160 км и ширину 60–100 км. Палеозойские отложения осложнены надвигами и взбросами, при этом южные крылья складок пологие, северные — крутые. Отмечается субширотная ориентация выделяемых структурных элементов: Южно-Жамбайского, Сатпаевского, Каламкасморского, Маднинского и Нарынского валов (рис. 2). На юге Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны от-

мечается резкое погружение палеозойских отложений. Таким образом, данная зона представляет собой складчато-надвиговую область с субширотной ориентацией структурных элементов (рис. 3).

### История геологического развития

Представления о геологическом развитии региона достаточно неоднозначны. Приведем эволюцию Северо-Каспийского бассейна на основании результатов интерпретации сейсморазведочных данных и обобщения литературных материалов.

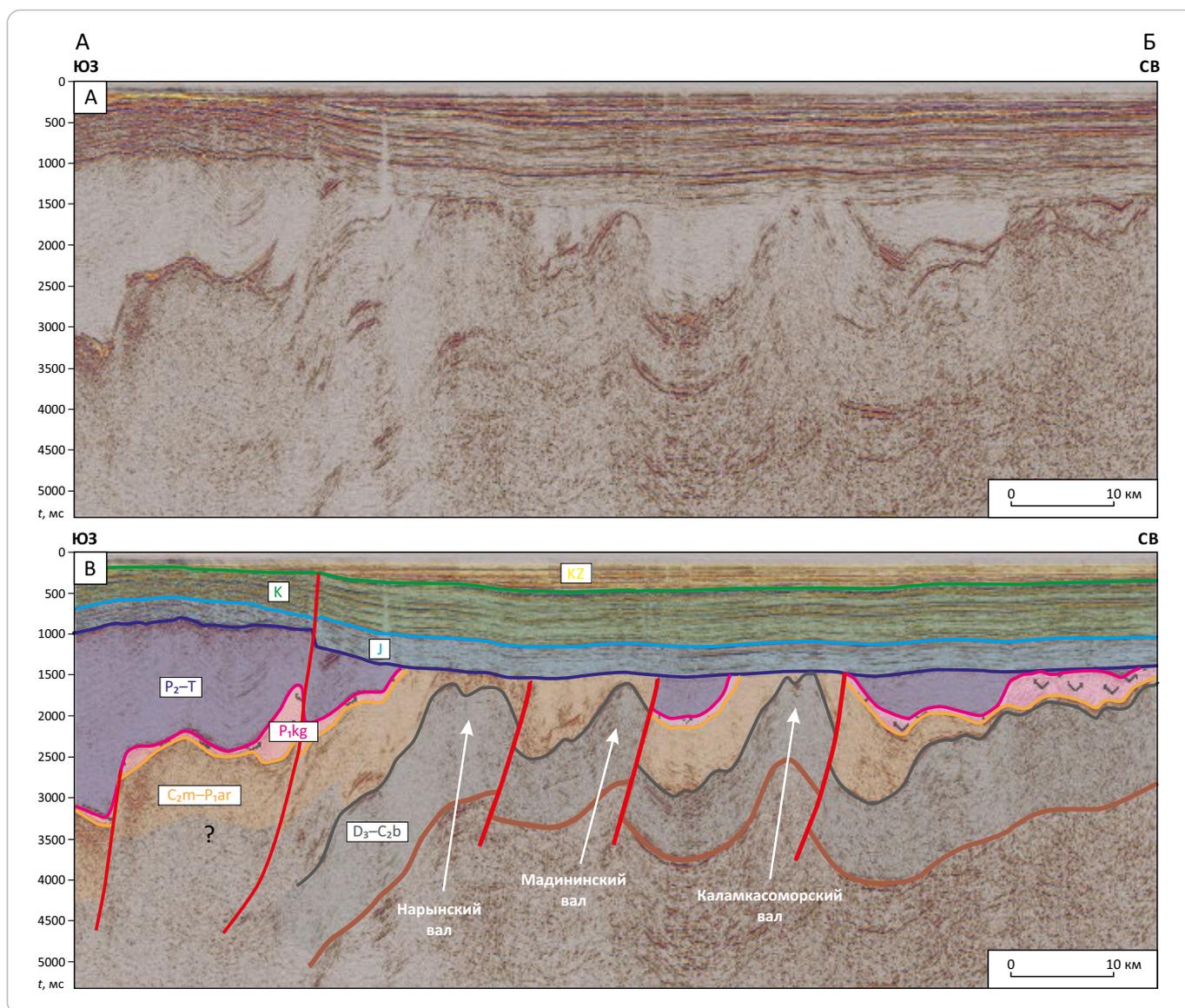
В истории исследуемого региона выделяют три фазы складчатых деформаций: герцинскую, киммерийскую и альпийскую, а также две фазы рифтинга: досреднедевонскую и раннетриасовую.

В досреднедевонское время на месте Прикаспийской синеклизы формировался рифтовый бассейн с грабенами и полуграбенами и накоплением мощного синрифтового комплекса осадков. Южный край Прикаспийского бассейна окаймлялся раннедевонским вулканическим поясом [6]. В позднем девоне останцы вулканической дуги образовали Астрахано-Актюбинскую зону поднятий, включавшую территории современных Астраханского и Жылыойского поднятий и, вероятно, Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны. Эти палеоподнятия послужили фунда-



## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

**Рис. 2.** Временные сейсмический (А) и сейсмогеологический (В) разрезы через Северо-Каспийскую складчатую зону  
**Fig. 2.** Seismic time section (A) and geoseismic section in time domain (B) across the North Caspian folded zone



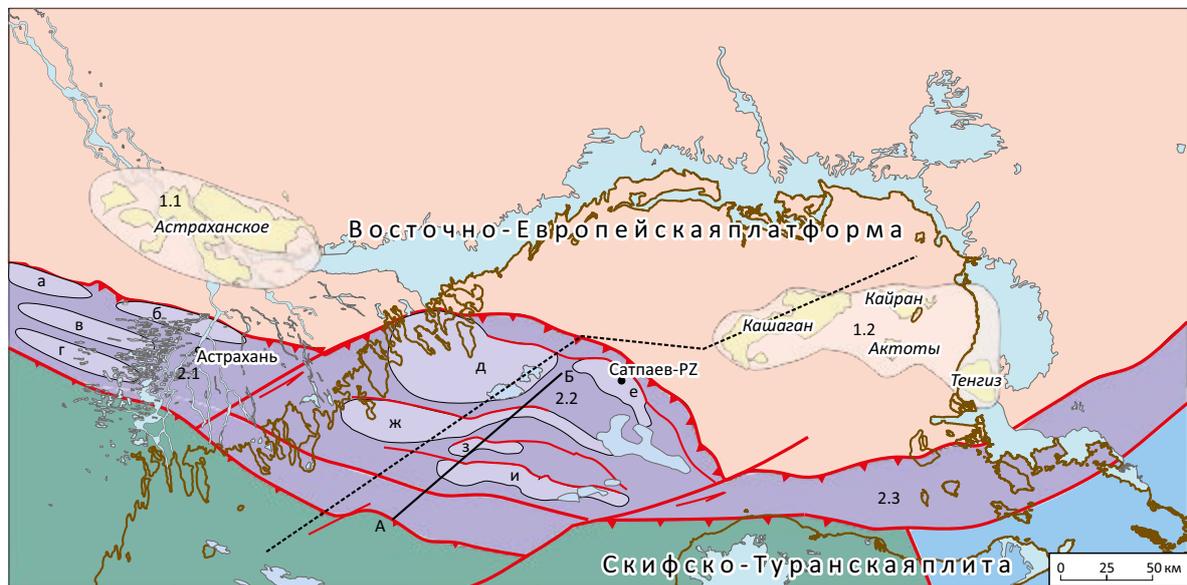
ментом для дальнейшего образования карбонатных платформ, рост которых начался в позднем девоне (рис. 4). Данный этап продолжался в каменноугольное время и характеризовался различной интенсивностью карбонатообразования и небольшими перепадами в осадконакоплении.

Развитие территории современной Южно-Эмбинской надвиговой зоны было иным. От позднего франа до позднего визе этой территории отвечал краевой прогиб. Здесь накапливались терригенные молассы. В конце визейского века завершилось сближение Устюртского террейна с краем Восточно-Европейского палеоконтинента. Оно сопровождалось интенсивными деформациями сжатия верхнедевон-нижнекаменноугольного терригенного комплекса Южно-Эмбинской зоны и излиянием андезитовых лав. В результате этих процессов инверсионный

Южно-Эмбинский мегавал ограничил с юго-востока Прикаспийский бассейн [9].

В Каракульско-Смушковской зоне по результатам бурения установлены мощные (до 1,5 км) молассовые толщи московско-гжельского возраста. Вероятно, в это время произошла первая фаза складчатости в пределах Донбасско-Бузачинской системы (современный край Карпинского), связанная с коллизией континентальных террейнов с Восточно-Европейским палеоконтинентом. Формирование орогена сопровождалось образованием предгорного прогиба в районе современной Каракульско-Смушковской складчато-надвиговой зоны. Ассельско-артинские отложения в Каракульско-Смушковской зоне представлены толщей терригенных пород (молассовая формация мощностью до 1,3 км по данным бурения), которые с угловым несогласием залегают

**Рис. 3.** Схема тектонического районирования по кровле подсолевых отложений  
**Fig. 3.** Tectonic zoning map over the Top of the subsalt formations



1 — Прикаспийская синеклиза; 2 — поднятия (1.1 — Астраханское, 1.2 — Жылыойское); 3 — Калмыцко-Устюртская система палеозойских дислокаций; 4 — складчато-надвиговые зоны (2.1 — Каракульско-Смушковская (а — Каракульский вал, б — Джакуюевский вал, в — Смушковский вал, г — Краснохудукский вал), 2.2 — Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона (д — Южно-Жамбайское поднятие, е — Сатпаевский (Жетысуйский) вал, ж — Каламкасморский вал, з — Мадининский вал, и — Нарынский вал), 2.3 — Южно-Эмбинская); 5 — кряж Карпинского; 6 — Устюртская синеклиза; 7 — региональные надвиги; 8 — разрывные нарушения; **месторождения в отложениях (9, 10):** 9 — мезозоя, 10 — палеозоя; 11 — скв. Сатпаев-РЗ; **местоположения разрезов (12, 13):** 12 — см. на рис. 2, 13 — см. на рис. 4

1 — Caspian Synecclise; 2 — uplifts (1.1 — Astrakhansky, 1.2 — Zhylyoysky); 3 — Kalmyk-Ust'yurtsky system of Palaeozoic dislocations; 4 — fold and thrust zones (2.1 — Karakul'sky-Smushkovsky (a — Karakul'sky Swell, б — Dzhakuevsky Swell, в — Smushkovsky Swell, г — Krasnokhuduksky Swell), 2.2 — North Caspian fold and thrust zone (д — South Zhambaisky Uplift, е — Satpaevsky (Zhetysuisky) Swell, ж — Kalamkasmorsky Swell, з — Madininsky Swell, и — Narynsky Swell), 2.3 — South Embinsky); 5 — Karpinsky Ridge; 6 — Ust'yurtsky Synecclise; 7 — regional thrusts; 8 — faults; **fields in the formations (9, 10):** 9 — Mesozoic, 10 — Palaeozoic; 11 — Satpaev-PZ well; **location of cross-section lines (12, 13):** 12 — see in Fig. 2, 13 — see in Fig. 4

на складках, сложенных московско-верхнекаменноугольными отложениями.

Такое взаимоотношение свидетельствует о следующей фазе складчатости Донбасско-Бузачинской системы на рубеже карбона и перми. Именно на это время приходится главная фаза инверсии тектонических движений на месте современного кряжа Карпинского [8].

В Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоне на верхнедевон-среднекаменноугольные карбонатные отложения пробурена только одна скважина — Сатпаев-РЗ (2017). На проектной глубине 3505 м целевые отложения не встречены, скважина остановлена в нижнепермских породах. По данным компании IHS Markit, вскрыты первые сотни метров эвапоритов и более 1 км ассельско-артинских отложений, представленных преимущественно глинами с прослоями глубоководных карбонатов. На юго-вос-

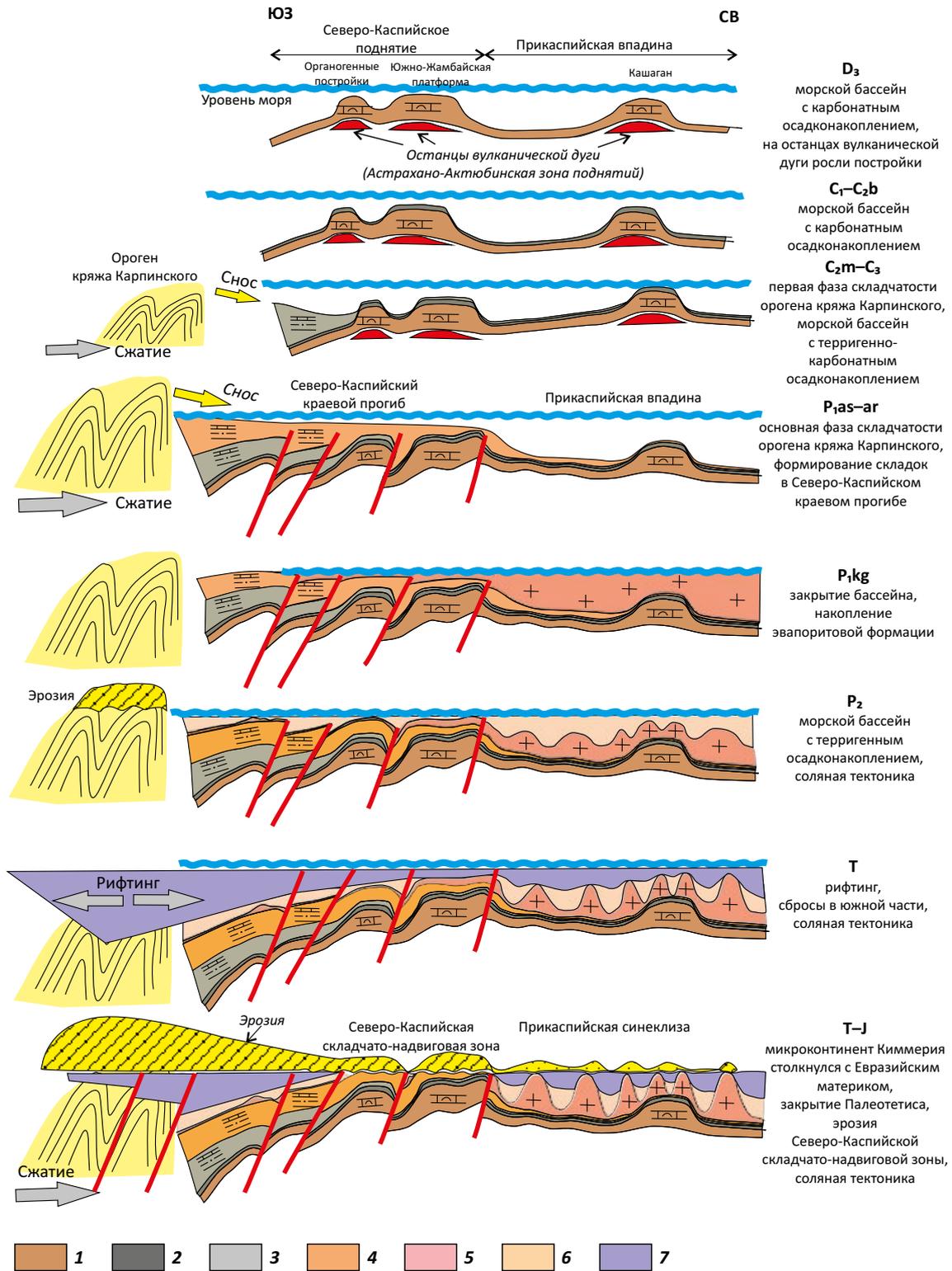
токе Прикаспийской синеклизы по сейсмическим данным фиксируются увеличенные толщины ассельско-артинских отложений, которые также связаны с формированием краевого прогиба.

Таким образом, предполагается, что в московско-позднекаменноугольное время южная часть современной Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны представляла собой продолжение Каракульско-Смушковского краевого прогиба, сформировавшегося в результате орогенеза на месте современного кряжа Карпинского. На рубеже позднего карбона и ранней перми происходит тектоническая активизация в регионе (столкновение континентальных террейнов с южной окраиной Восточно-Европейского палеоконтинента). Началось формирование Калмыцко-Устюртской системы палеозойских дислокаций. В ассельско-артинское время вся территория современной Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны и юго-восточная часть



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

**Рис. 4.** Схема развития палеозойского комплекса в Северном Каспии  
**Fig. 4.** Scheme of the Palaeozoic sequence occurrence in the North Caspian



**Отложения (1-7):** 1 – D<sub>3</sub>, 2 – C<sub>1</sub>-C<sub>2b</sub>, 3 – C<sub>2m</sub>-C<sub>3</sub>, 4 – P<sub>1as-ar</sub>, 5 – P<sub>1kg</sub>, 6 – P<sub>2</sub>, 7 – T.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

**Formations (1-7):** 1 – D<sub>3</sub>, 2 – C<sub>1</sub>-C<sub>2b</sub>, 3 – C<sub>2m</sub>-C<sub>3</sub>, 4 – P<sub>1as-ar</sub>, 5 – P<sub>1kg</sub>, 6 – P<sub>2</sub>, 7 – T.

For other Legend items see Fig. 3

акватории Прикаспийской синеклизы представляли краевой прогиб.

К началу кунгурского века бассейн осадконакопления в пределах современной Прикаспийской синеклизы стал изолированным, в нем отлагались эвапориты, которые практически полностью нивелировали рельеф глубоководной впадины.

В поздней перми в пределах современной Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны терригенные отложения заполняли пониженные формы рельефа. На территории Прикаспийской синеклизы под давлением толщи молодых осадков начался рост соляных диапиров.

В раннем триасе на юге исследуемой территории происходил рифтинг, вероятно в связи с задуговым растяжением [10]. В конце триаса Ирано-Афганские и Закавказский террейны (микроконтинент Киммерия) столкнулись с Евразийским материком, что обусловило закрытие Палеотетиса, начало процессов коллизии [11]. Последние привели к регрессии Каспийского морского бассейна, в результате которой был глубоко размыт верхнекаменноугольно-триасовый комплекс и ускорился рост соляных куполов. Складчато-надвиговые деформации значительно осложнились сдвиговыми перемещениями. На месте современных Каракульско-Смушковской, Северо-

Каспийской и Южно-Эмбинской зон сформировалась горная система с последующим проявлением в их пределах процессов эрозии. Размыв отложений достигал нескольких километров.

Активизация тектонических движений в юрско-четвертичное время практически не оказала влияния на строение палеозойского структурного этажа, в котором происходили лишь малоамплитудные смещения по существующим тектоническим нарушениям.

### Заключение

В результате проведенных исследований составлена единая тектоническая схема подсолевого комплекса Северного Каспия и обрамляющей суши, которая логично объединяет сухопутные и морские фрагменты южного обрамления Прикаспийской синеклизы. Она базируется на едином подходе к геологическому развитию территории и аналогии в формировании одноранговых тектонических элементов (Северо-Каспийская, Каракульско-Смушковская и Южно-Эмбинская складчато-надвиговые зоны).

В Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоне локализованы поднятия, которые, исходя из их литолого-стратиграфического строения и тектонической эволюции, могут являться ловушками нефти и газа.

### Литература

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 342 с.
2. Байымбетов А.Ж., Битеуова С.А., Джамикешев А.М., Досмухамбетов М.Д., Жолтаев Г.Ж., Исказиев К.О., Марабаев Ж.Н., Утегалиев С.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Астана: Арт Трибуна, 2005. – 194 с.
3. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. – Баку: Nafta-Press, 2009. – 409 с.
4. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку: Nafta-Press, 2003. – 127 с.
5. Афанасенков А.П., Скворцов М.Б., Никишин А.М., Мурзин Ш.М., Поляков А.А. Геологическая история и нефтяные системы Северного Каспия // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2008. – № 3. – С. 3–10.
6. Волож Ю.А., Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность. – М.: Научный мир, 2008. – 221 с.
7. Пыхалов В.В. Новые данные о геодинамических особенностях формирования кряжа Карпинского // Вестник АГТУ. – 2008. – № 6. – С. 96–100.
8. Тулегенова Г., Сеитов Н.С. Тектоническое районирование и геодинамические условия формирования структур Северокаспийского нефтегазоносного региона // Известия НАН РК. Серия геология и технические науки. – 2016. – Т. 2. – № 416. – С. 5–16.
9. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с.
10. Никишин А.М., Циглер П.А., Панов Д.И., Фокин П.А. Позднепалеозойская, мезозойская и кайнозойская тектоническая история и геодинамика южной части Восточной Европы. – М.: Геокарт, ГЕОС, 2005. – 163 с.
11. Хаин В.Е., Попков В.И., Воскресенский И.А., Короновский Н.В., Левин Л.Э., Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Сенин Б.В., Юдин В.В. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы. Объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. Масштаб 1 : 2 500 000. – Краснодар: Кубан. гос. ун-т, 2009. – 213 с.

### References

1. Glumov I.F., Malovitskii Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo morya [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow: ООО «Nedra-Biznestsentr»; 2004. 342 p. In Russ.
2. Baiymbetov A.Zh., Biteuova S.A., Dzhamikeshv A.M., Dosmukhambetov M.D., Zholtayev G.Zh., Iskaziye K.O., Marabaev Zh.N., Utegaliev S.A. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Severnogo i Srednego Kaspiya [Geological structure and petroleum potential of Northern and Middle Caspian]. Astana: Art Tribuna; 2005. 194 p. In Russ.

## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

3. Guliev I.S., Fedorov D.L., Kulakov S.I. Neftegazonosnost' Kaspiiskogo regiona [Hydrocarbon potential of Caspian region]. Baku: Nafta-Press; 2009. 409 p. In Russ.
4. Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L. Uglevodородnyi potentsial Kaspiiskogo regiona (sistemnyi analiz) [Hydrocarbon potential of Caspian region (systems analysis)]. Baku: Nafta-Press; 2003. 127 p. In Russ.
5. Afanasenkov A.P., Skvortsov M.B., Nikishin A.M., Murzin Sh.M., Polyakov A.A. Geologicheskaya istoriya i neftnyanye sistemy Severnogo Kaspiya [Geological history and petroleum systems of Northern Caspian]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 2008;(3):3–10. In Russ.
6. Volozh Yu.A., Parasyna V.S. Astrakhanskii karbonatnyi massiv. Stroenie i neftegazonosnost' [Astrakhan carbonate massif. Structure and petroleum potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2008. 221 p. In Russ.
7. Pykhalov V.V. New data on geodynamic features of the formation of Karpinsky range. *Astrakhan State Technical University*. 2008;(6):96–100.
8. Tulegenova G., Seitov N.S. Tectonic zoning and geodynamic conditions of formation of structures in the north-caspian oil and gasregion. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences*. 2016;2(416):5–16. In Russ.
9. Abilkhasimov Kh.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozoiskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti [Features of natural reservoirs formation in Palaeozoic deposits of Caspian Depression, and assessment of their petroleum potential]. Moscow: Izdatel'skii dom Akademii Estestvoznaniya; 2016. 244 p. In Russ.
10. Nikishin A.M., Tsigler P.A., Panov D.I., Fokin P.A. Pozdnepaleozoiskaya, mezozoiskaya i kainozoiskaya tektonicheskaya istoriya i geodinamika yuzhnoi chasti Vostochnoi Evropy [Later Palaeozoic, Mesozoic, and Cenozoic tectonic history and geodynamics of Eastern Europe south]. Moscow: Geokart, GEOS; 2005. 163 p. In Russ.
11. Khain V.E., Popkov V.I., Voskresenskii I.A., Koronovskii N.V., Levin L.E., Mirzoev D.A., Pirbudagov V.M., Senin B.V., Yudin V.V. Tektonika yuzhnogo obramleniya Vostochno-Evropеiskoi platformy. Ob'yasnitel'naya zapiska k tektonicheskoi karte Chernomorsko-Kaspiiskogo regiona. Mashtab 1 : 2 500 000 [Tectonics of southern surrounding the East European Platform. Explanatory note to the Tectonic map of the Black Sea - Caspian region. Scale 1 : 2 500 000]. Krasnodar: Kuban. gos. un-t; 2009. 213 p. In Russ.

## Информация об авторах

**Куницына Ирина Владимировна**

Главный специалист  
ООО «РН-Эксплорейшн»,  
121151 Москва, Можайский вал, д. 8  
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru

**Дердуга Алексей Владимирович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
главный геолог проекта  
ООО «РН-Эксплорейшн»,  
121151 Москва, Можайский вал, д. 8  
e-mail: avderdura@rn-exp.rosneft.ru

**Никишин Анатолий Михайлович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
эксперт  
ООО «РН-Эксплорейшн»,  
121151 Москва, Можайский вал, д. 8  
e-mail: amnikishin@rn-exp.rosneft.ru  
SCOPUS ID: 7003731197

**Короткова Мария Алексеевна**

Стажер  
ПАО «НК «Роснефть»,  
117997 Москва, Софийская набережная, д. 26/1  
e-mail: makorotkova@rn-exp.rosneft.ru

## Information about authors

**Irina V. Kunitsyna**

Senior Specialist  
RN-Eksploreishn,  
8, Mozhayskiy val, Moscow, 121151, Russia  
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru

**Aleksey V. Derduga**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior Geologist  
RN-Eksploreishn,  
8, Mozhayskiy val, Moscow, 121151, Russia  
e-mail: avderdura@rn-exp.rosneft.ru

**Anatoliy M. Nikishin**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Reviewer / expert member  
RN-Eksploreishn,  
8, Mozhayskiy val, Moscow, 121151, Russia  
e-mail: amnikishin@rn-exp.rosneft.ru  
SCOPUS ID: 7003731197

**Mariya A. Korotkova**

Intern  
Rosneft,  
26/1, Sofiyskaya naberezhnaya, Moscow, 117997, Russia  
e-mail: makorotkova@rn-exp.rosneft.ru

УДК 551.14:550.83; 551.24:550.83

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-19-28

## Новые данные о глубинной складчатости отложений мезозоя (на примере Евлах-Агджабединского прогиба, Азербайджан)

© 2020 г. | Б.С. Асланов<sup>1</sup>, А.И. Худузаде<sup>2</sup>, Ф.Б. Асланзаде<sup>3,4</sup><sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз» Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики, Баку, Азербайджан; beyler@inbox.ru;<sup>2</sup>ПО «Азнефть» Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики, Баку, Азербайджан; a.xuduzade@gmail.com;<sup>3</sup>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан; fidan\_aslanzade@mail.ru;<sup>4</sup>Французско-азербайджанский университет, Баку, Азербайджан

Поступила 06.03.2020 г.

Доработана 11.03.2020 г.

Принята к печати 13.03.2020 г.

**Ключевые слова:** *тектоника; вулканические и эффузивные породы; мезозой; кайнозой; мел; майкоп; чокрак; стратиграфия; литология.*

**Аннотация:** По результатам геолого-геофизических исследований, проведенных во второй половине XX в. на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского прогиба, установлена нефтегазоносность глубокопогруженных мезозойских горизонтов верхнего мела, а также неглубокозалегающих отложений палеогена и миоцена. Нефтегазоносные продуктивные толщи выявлены в пределах структур Мурадханлы, Зардаб, Шыхбаги и Джафарли, входящих в Зардаб-Мурадханлы-Джафарлинский тектонический пояс. В основном нефтегазоносность связана с трещиноватыми эффузивными и карбонатными породами верхнего мела, а также с осадочно-вулканогенными отложениями среднего эоцена и частично — с терригенными коллекторами майкопа – чокрака, относящимися к пластово-сводовому типу ловушек. Рядом исследователей был сделан вывод о том, что при наличии благоприятных геологических условий на северо-восточном борту прогиба мезозойские отложения также могут содержать промышленные залежи нефти и газа. Исходя из этого, за последние годы основной объем поисково-разведочного бурения и разведочных работ геофизическими методами был сконцентрирован на Евлах-Агджабединском прогибе, где, наряду с палеоген-миоценовыми, широко развиты мезозойские отложения. В результате этих работ было уточнено глубинное структурно-тектоническое строение и нефтегазоносность как юго-западного, так и северо-восточного склонов прогиба. По результатам определения углеводородной насыщенности выявлены различия северо-западного и юго-восточного склонов как по структурно-тектоническим особенностям, так и по нефтегазоносности, что, возможно, связано с разными циклами складчатости кайнозойской и мезозойской эр.

Для цитирования: Асланов Б.С., Худузаде А.И., Асланзаде Ф.Б. Новые данные о глубинной складчатости отложений мезозоя (на примере Евлах-Агджабединского прогиба, Азербайджан) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 19–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-19-28.

## New data on deep-seated folding of Mesozoic series (by the example of Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough, Azerbaijan)

© 2020 | B.S. Aslanov<sup>1</sup>, A.I. Khuduzade<sup>2</sup>, F.B. Aslanzade<sup>3,4</sup><sup>1</sup>“OilGasScientificResearchProject” Institute of State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), Baku, Azerbaijan; beyler@inbox.ru;<sup>2</sup>Azneft Production Union of State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), Baku, Azerbaijan; a.xuduzade@gmail.com;<sup>3</sup>Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan; fidan\_aslanzade@mail.ru;<sup>4</sup>French-Azerbaijani University, Baku, Azerbaijan

Received 06.03.2020

Revised 11.03.2020

Accepted for publication 13.03.2020

**Key words:** *tectonics; volcano and effusive rocks; Mesozoic; Cainozoic; chalk; Maykop; Chokrak; stratigraphy; lithology.*

**Abstract:** Geological and geophysical studies carried out in the second half of the last century on the north-eastern side of the Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough revealed the oil and gas potential of the deep-seated Upper Cretaceous Mesozoic horizons and shallower Paleogene and Miocene series. Oil and gas bearing pay intervals are identified within Muradkhanli, Zardab, Shykhbagi, and Jafarli structures, which are the parts of the Zardab-Muradkhanli-Jafarli Tectonic Belt. Oil and gas occurrence is lithologically associated mainly with Upper Cretaceous fractured effusive and carbonate rocks, and also with Middle Eocene sedimentary-igneous rocks, and partially with Maykop-Chokrak terrigenous reservoirs belonging to structural traps. A number of researchers concluded that in favorable geological conditions on the northeastern side of the trough, the Mesozoic formations may also contain commercial oil and gas accumulations. Based on this, the bulk of exploratory drilling and geophysical investigations in recent years has been focused in the Yevlakh-Agdzhabedinsky Depression, where, in addition to the Paleogene-Miocene, the Mesozoic formations are widely developed. These studies resulted in updating the deep structural

and tectonic architecture and petroleum potential of both southwestern and northeastern trough slopes. It was found that in accordance with hydrocarbon saturation, the northwestern and southeastern slopes differ from each other both in structural, tectonic terms, and in oil and gas potential, which is possibly related to different the Cenozoic and Mesozoic folding cycles.

*For citation: Aslanov B.S., Khuduzade A.I., Aslanzade F.B. New data on deep-seated folding of Mesozoic series (by the example of Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough, Azerbaijan). *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(3):19–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-19-28. In Russ.*

## Введение

Мезозойские отложения широко распространены на территории суши Азербайджана, и их максимальная мощность в депрессионных зонах достигает 8–10 км. Эти отложения, как и плиоценовые и палеоген-миоценовые образования кайнозоя, являются основными объектами поисково-разведочных работ на нефть и газ в республике. Ввиду интенсивного освоения ресурсов продуктивной толщи плиоцена и отсутствия мощных пластов-коллекторов в разрезе миоцена – палеогена, перспективными объектами для прироста промышленных запасов нефти и газа в Азербайджане считаются мезозойские отложения. Поэтому проблемы поиска мезозойской нефти на этой территории всегда находились в центре внимания научных и производственных организаций республики.

До настоящего времени на мезозойские отложения, за исключением месторождения Мурадханлы и Сиазанской моноклинали, было пробурено 230 глубоких скважин в сухопутной части Азербайджана. Но 112 из них, не вскрывших мезозойские отложения, ликвидированы по техническим причинам или не были доведены до проектных горизонтов. Поэтому степень разведанности мезозойских отложений недостаточна. Сейсморазведочные работы, проведенные во второй половине XX и в начале XXI в., были направлены на изучение отложений кайнозоя (рис. 1). Несмотря на выявление мелких месторождений и наличие промышленных притоков нефти и газа в меловых и среднеюрских образованиях на отдельных площадях Азербайджана, задача поиска мезозойской нефти до настоящего времени остается нерешенной.

Следует признать, что запасы традиционных залежей УВ в Евлах-Агджабединском нефтегазоносном районе (НГР) практически истощены [1–4]. Поэтому очень своевременной и важной является постановка вопроса о проведении работ по изучению путей миграции и эмиграции УВ и формирования залежей на большой глубине Евлах-Агджабединского прогиба. Необходимость этих исследований подтверждается обнаружением в разрезе майкопа мощной глинистой толщи. Результаты подобных исследований в будущем могут использоваться в качестве одного из критериев при оценке перспектив нефтегазоносности отложений на большой глубине Евлах-Агджабединского прогиба.

По результатам геолого-геофизических исследований, проведенных во второй половине XX в. на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского

прогиба, установлена нефтегазоносность глубоких мезозойских горизонтов верхнего мела и средней юры. Рядом исследователей был сделан вывод о том, что при наличии благоприятных геологических условий на северо-восточном и юго-западном бортах прогиба мезозойские отложения могут содержать промышленные залежи нефти и газа [1–12].

## Нефтегазоносность мезозой-кайнозойских отложений

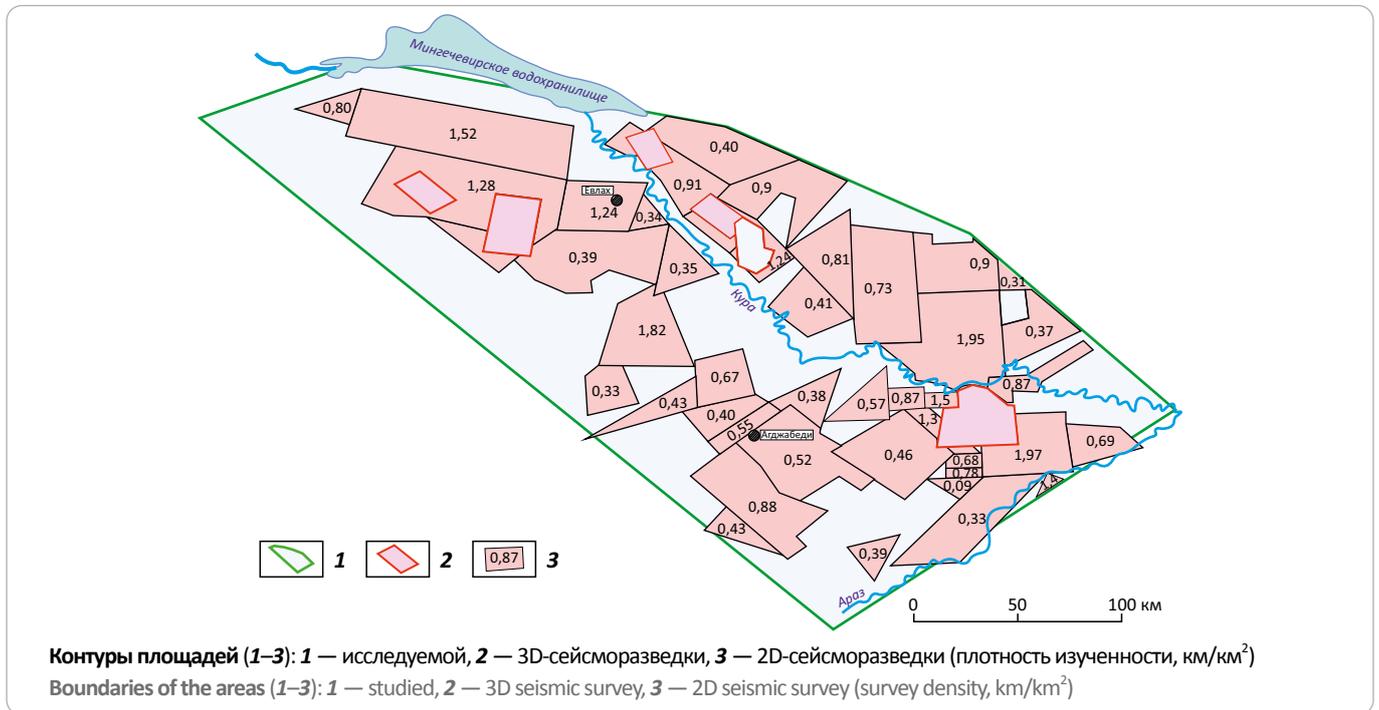
Первый промышленный приток нефти из мезозойских отложений был получен в 1940 г. из альбских песчаников нижнего мела на площади Шурабад Прикаспийско-Губинского НГР. После этого основной объем поискового бурения на мезозойские отложения был сконцентрирован в этом районе. Хотя на некоторых площадях в процессе бурения и опробования были отмечены нефтегазопроявления и слабые притоки нефти и газа, поисковые работы не увенчались успехом, за исключением Сиазанской моноклинали (площади Заглы-Зейва, Амирханлы, Чандагар, Сиазань, Нардаран и Саадан). Здесь было обнаружено мелкое месторождение в карбонатных отложениях верхнего мела.

После этого поисковые и разведочные работы стали проводить не в восточной части Азербайджана, а в западной, в том числе в Евлах-Агджабединской впадине. В результате глубокого бурения из карбонатных и эффузивных пород верхнего мела получены промышленные притоки нефти на площадях Мурадханлы, Зардаб, Советляр и др. Положительные результаты бурения меловых пород на указанных площадях вновь вызвали интерес геологов-нефтяников к нефтегазоносности мезозойских отложений.

Так, почти 98 % УВ-ресурсов мезозойских отложений до настоящего времени остаются неразведанными. Низкая эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ, с одной стороны, связана со сложным геологическим строением, недостаточными объемом и качеством региональных геолого-геофизических (особенно сейсмических) работ, ограниченным геологическим обоснованием выбора перспективных структур для поискового бурения, а с другой стороны — с низким уровнем техники и технологии бурения, не доведением поисково-разведочных скважин до проектных глубин и горизонтов, с низким качеством вскрытия нефтегазоносных объектов и освоения скважин.

На юго-западном борту Евлах-Агджабединской впадины верхнеюрские и верхнемеловые терригенно-карбонатные отложения предположительно

**Рис. 1.** Обзорная карта Евлах-Агджабединского прогиба  
**Fig. 1.** Location map of the Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough



считаются нефтегазоносными [1–12], там имеются благоприятные геолого-геохимические условия для накопления нефтематеринских пород и преобразования их в УВ в глинисто-карбонатных нефтепроизводящих отложениях. Наиболее вероятными зонами нефтегазонакопления являются Гедекбоз-Ширванлы-Советлярский и Амирах-Зардаб-Мурадханлинский пояса поднятий, особенно перспективны их, соответственно, северо-восточные и юго-западные крылья, обращенные к глубокой части впадины.

По определению ряда исследователей [1, 9], Евлах-Агджабединский прогиб, расположенный в юго-восточной части Средне-Куринской депрессии на территории Азербайджана, характеризуется овальной формой, вытянутой в северо-западном – юго-восточном направлении. В географическом отношении он расположен между горами Малого Кавказа и правобережьем р. Кура, а в тектоническом — между Гянджинской моноклиналию и Мингечаур-Гекчайской погруженной антиклинальной зоной III порядка. В центральной части глубина залегания поверхности кристаллического фундамента достигает 15 км (К.М. Керимов). На северо-западе прогиб отделяется от Казахской депрессии Шемкирским выступом, на юго-востоке ограничивается Южно-Аразским глубинным разломом. Прогиб приурочен к северо-восточной части зоны погружения Малокавказского мегантиклинория. В его пределах по результатам геолого-геофизических исследований выделено три структурных яруса: мезозойский, палеогеновый и неоген-антропогенный [1, 2].

Результаты комплексного анализа основных критериев нефтегазоносности показывают, что центральная зона Евлах-Агджабединского прогиба в мезозой-кайнозойское время испытывала устойчивое и длительное прогибание, что привело к интенсивному накоплению мощных карбонатных и глинистых образований с высоким содержанием ОВ. Следовательно, центральная часть прогиба являлась вероятной зоной нефтегазообразования, откуда УВ, мигрирующие в северо-восточном направлении, заполняли резервуары уже существующих ловушек литолого-стратиграфического и сводового типов в мезозой-кайнозойских отложениях. Наиболее благоприятные условия для нефтегазонакопления здесь в это время были в погруженной части юго-западного крыла Зардаб-Мурадханлы-Джафарлинского антиклинального пояса [2–4, 11, 12].

Можно допустить, что трещиноватые эффузивные породы верхнего мела в сводовой части поднятия Мурадханлы заполнены УВ в результате латеральной (боковой) миграции, т. е. перетока нефти и газа из резервуаров эоцена и миоцена в его юго-западное крыло по зонам трещиноватости и выветривания вулканогенных пород.

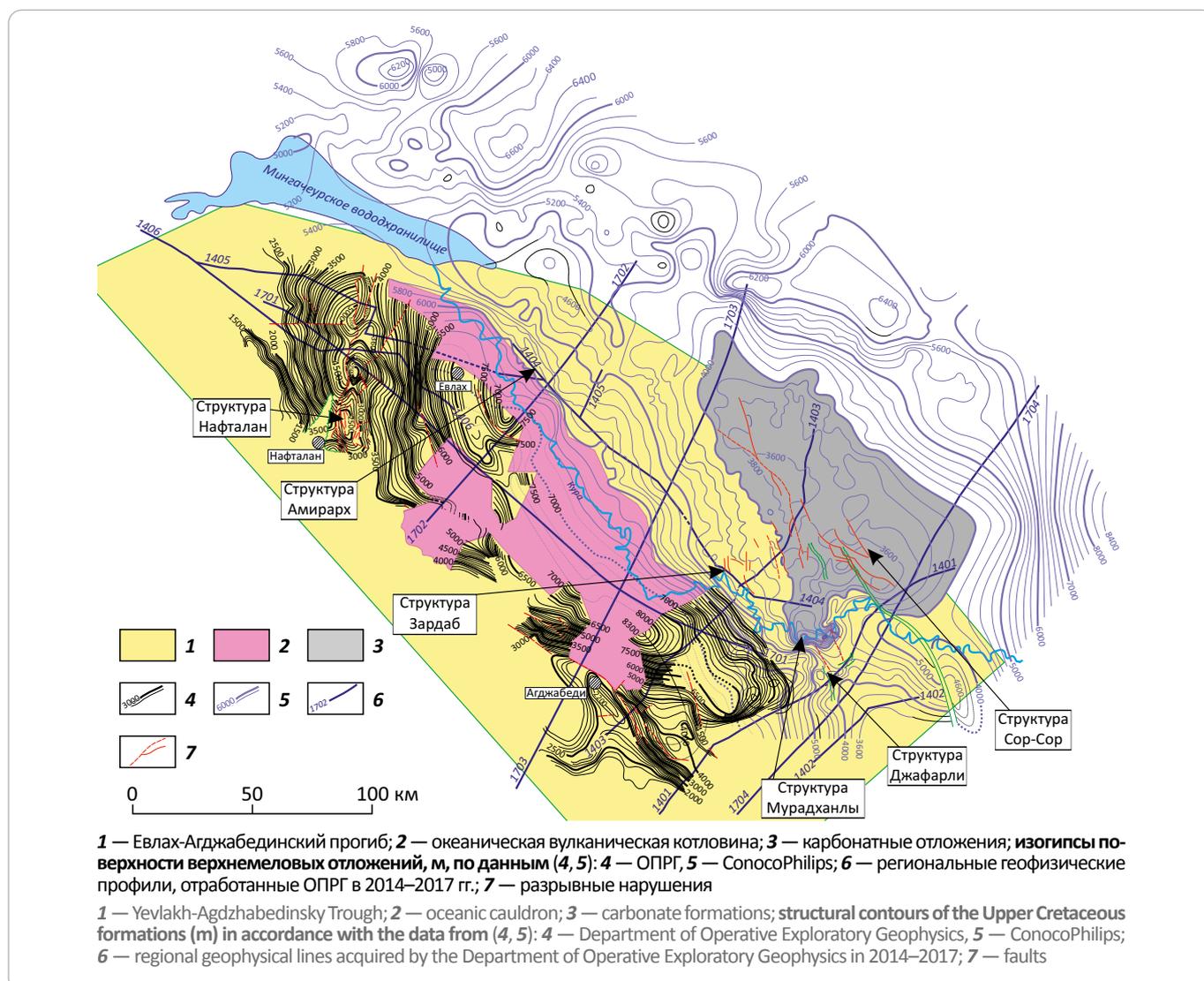
### Глубинное строение Евлах-Агджабединской впадины

Результаты геофизических и поисковых работ, проведенных начиная с 1990-х гг., привели к резкому изменению представлений о глубинном строении Евлах-Агджабединской впадины. Антропоген-плиоценовые отложения слагают моноклираль, углуб-



## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

**Рис. 2.** Структурная карта по размытой поверхности верхнемеловых отложений  
**Fig. 2.** Depth map over the eroded surface of Upper Cretaceous series



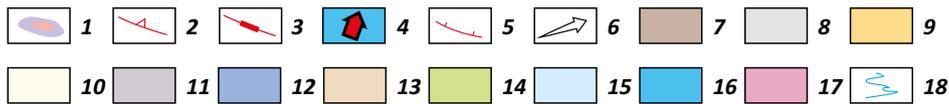
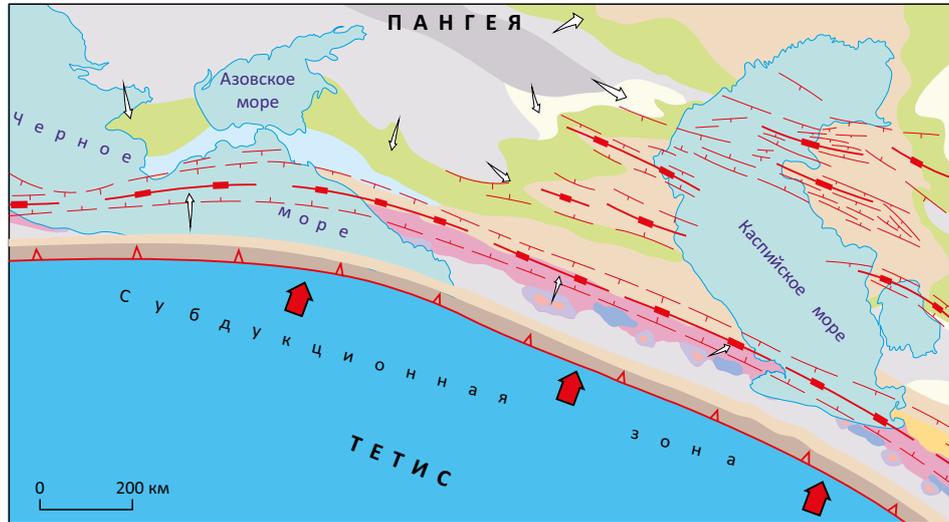
ляющуюся в северо-восточном направлении, а по результатам сейсмогравиметрических исследований в миоцен-палеогеновых отложениях выявлены антиклинальные пояса, прослеживающиеся в направлении с северо-запада на юго-восток. В то же время глубокозалегающие мезозойские структуры, погребенные под кайнозойскими отложениями, характеризуются более сложной тектоникой, а сеть тектонических разломов разных направлений и высоких амплитуд резко отличает северо-западный борт Евлах-Агджабединской впадины от юго-восточного.

В 2012 г. в компании ConocoPhillips были переработаны и интерпретированы заново материалы сейсморазведки, выполненной трестом «Азернефтегеофизика» (ныне Отделение производственной разведочной геофизики (ОПРГ)) в течение последних лет (1980–2006), и построена структурная карта верхнемеловых отложений левобережья р. Кура и северо-

восточного склона Евлах-Агджабединского прогиба. Следует отметить, что компанией ConocoPhillips менее всего изучалась крайняя северо-восточная часть Евлах-Агджабединского прогиба, а положение изогипс, полученных компаниями ConocoPhillips и ОПРГ, значительно отличалось. На структурной карте, построенной компанией ConocoPhillips, северо-восточный склон Евлах-Агджабединского прогиба представлен моноклиной, погруженной в юго-западном направлении до глубин 8000 м, а в районе структуры Сор-Сор расположено сложнопостроенное сводовое поднятие, оконтуренное изогипсой 4000 м (рис. 2). Литологический состав этого поднятия остается не выясненным до конца, но, судя по скважинным данным, полученным в карбонатном комплексе верхнемеловых отложений на этих глубинах, можно предположить, что свод сложен карбонатными породами.

**Рис. 3.** Схема геологического развития Евлах-Агджабединского прогиба в палеозой-мезозойское время (Барьер Е., Врильеник Б., Брунет М.Ф., Мамедов П.З. и др., 2006)

**Fig. 3.** Schematics of geological evolution of the Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough in Palaeozoic and Mesozoic time (Barrier E., Vrielynck B., Brunet M.F., Mamedov P.Z., et al., 2006)



**1** — вулканы и вулканические обломки континентального типа; **границы (2, 3): 2** — палеостресса, **3** — зоны активного тектонического расширения; **4** — активная зона субдукции; **5** — сбросы; **6** — направления переноса осадков; **тектонические циклы, связанные с образованием (7–12): 7** — тектонического меланжа, **8** — равнин смывания, **9** — прибрежного шельфового бассейна, **10** — равнин аллювиальных осадков, **11** — активной (континентальной) горной складчатости, **12** — рифовых платформ — карбонатных образований (шельф, мелководье); **отложения (13–17): 13** — терригенные мелко- и крупнозернистые платформ (морская фация), **14** — поймы (фации морская прибрежная, прибрежная шельфовая, транзитной зоны), **15** — карбонаты эвапоритов, кластического шельфа (транзитной зоны), **16** — глубоководных бассейнов, **17** — морские вулканы мелководья; **18** — современный контур бассейна

**1** — volcanoes and volcanic debris of continental type; **boundaries (2, 3): 2** — paleostress (dilatation), **3** — active zone of dilatation; **4** — active zone of subduction; **5** — normal faults; **6** — directions of sediment transportation; **tectonic cycles associated with formation of (7–12): 7** — tectonic mélange, **8** — plain of marine denudation, **9** — littoral shelf basin, **10** — plain of alluvial sediments, **11** — active (continental) mountain folding, **12** — reef platforms — carbonate formations (shelf, shallow water); **deposits (13–17): 13** — terrigenous fine- and coarse-grained of the platforms (marine facies), **14** — floodplains (facies: marine littoral, shelf littoral, transition zone), **15** — carbonates of evaporites, clastic shelf (transition zone), **16** — deepwater basins, **17** — shallow marine volcanite; **18** — present-day contour of the basin

В конце мезозоя исследуемый регион, вероятно, представлял собой окраинную территорию палеоокеана Тетис (рис. 3).

По результатам комплексных сейсмограмметрических и разведочных работ, выполненных по региональным профилям ОПРГ в 2015–2017 гг., выделены ярко выраженные сейсмические горизонты, приуроченные к поверхностям юрских и меловых отложений (рис. 4–7).

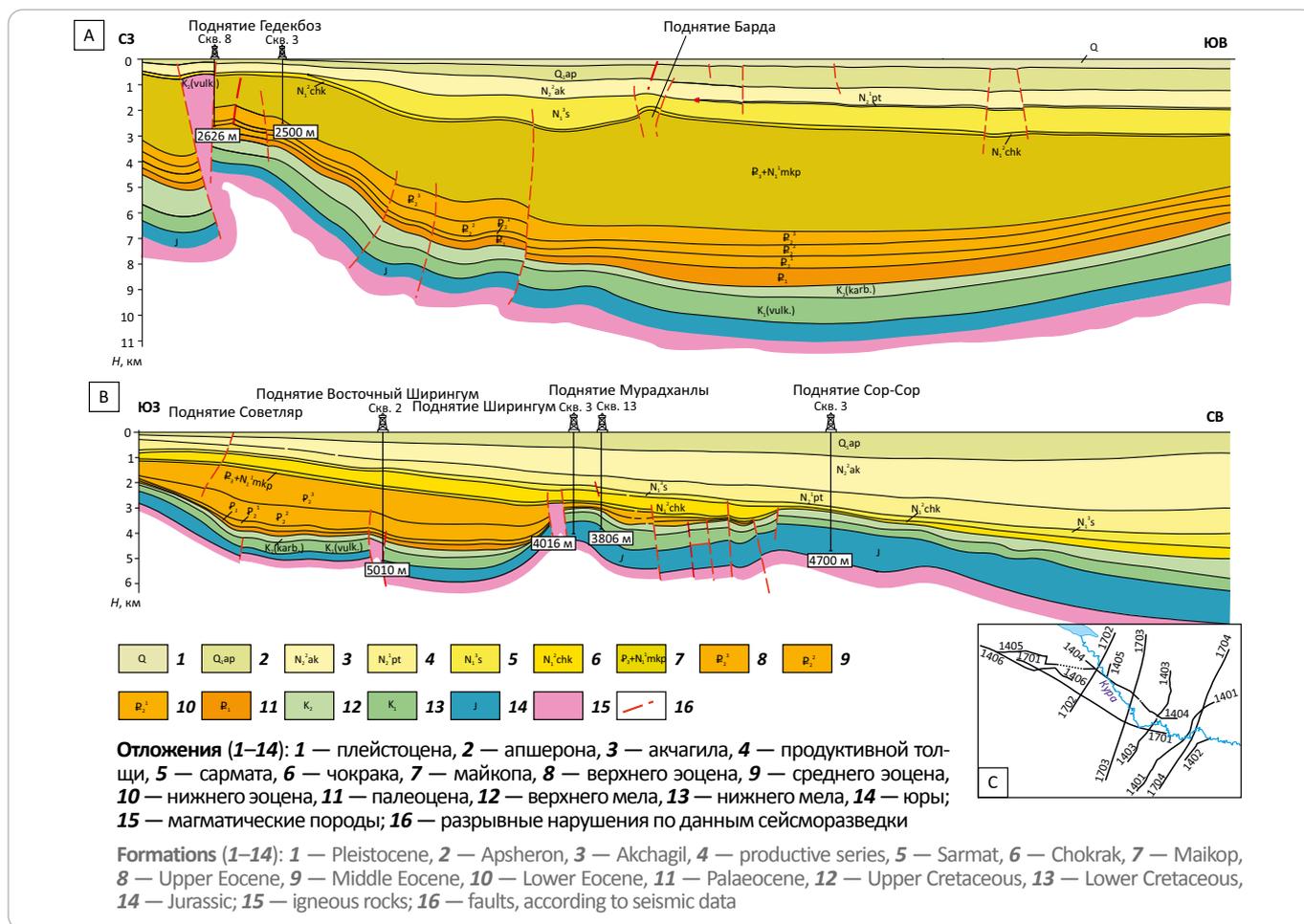
В лаборатории «Геолого-геофизического обобщения» НИПИ «Нефтегаз» выполнены комплексный анализ и интерпретация сейсмических материалов для уточнения глубинного строения Евлах-Агджабединского прогиба по выделенным сейсмическим горизонтам ОПРГ. На основании полученных результатов обоснованы перспективные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Наряду с этим выполнен анализ истории формирования и структурно-тектонических особенностей мезозой-кайнозойских отложений, оценена мощность разновозрастных комплексов, выделены и определены границы крупных тектонических блоков (см. рис. 4–7).

Меловые и юрские отложения глубоководной части прогиба, представленные вулканогенно-терригенными и карбонатными породами, испытали дизъюнктивные деформации в виде разрывных нарушений разных направлений и глубин проникновения. В то же время, учитывая факт, что нижне-, средне- и верхнеэоценовые отложения залегают на верхнемеловых, а также принимая во внимание аналогию Евлах-Агджабединской впадины с микробассейном, образованным в эоцен-майкопское время, можно предположить, что в конце майкопского периода в мезозойских осадочных формациях об-



## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

**Рис. 4.** Глубинные геолого-геофизические разрезы по линиям профилей 1701 (А), 1704 (В) и схема расположения сейсмических профилей (С)

**Fig. 4.** Deep geological and geophysical cross-sections along 1701 (A) and 1704 (B) lines and location map of seismic lines (C)


разование УВ полностью прекратилось и сменилось их эмиграцией. Результаты анализа мощностей разновозрастных слоев по профильным разрезами позволяют сделать вывод о горизонтальном смещении мезозойских и миоценовых бассейнов позже майкопского времени. Это было связано с изменением палеогеологических и палеогеографических условий, а при восстановлении прежних условий в миоценовых бассейнах Евлах-Агджабединской впадины процесс нефтегазообразования возобновился, но с другой скоростью.

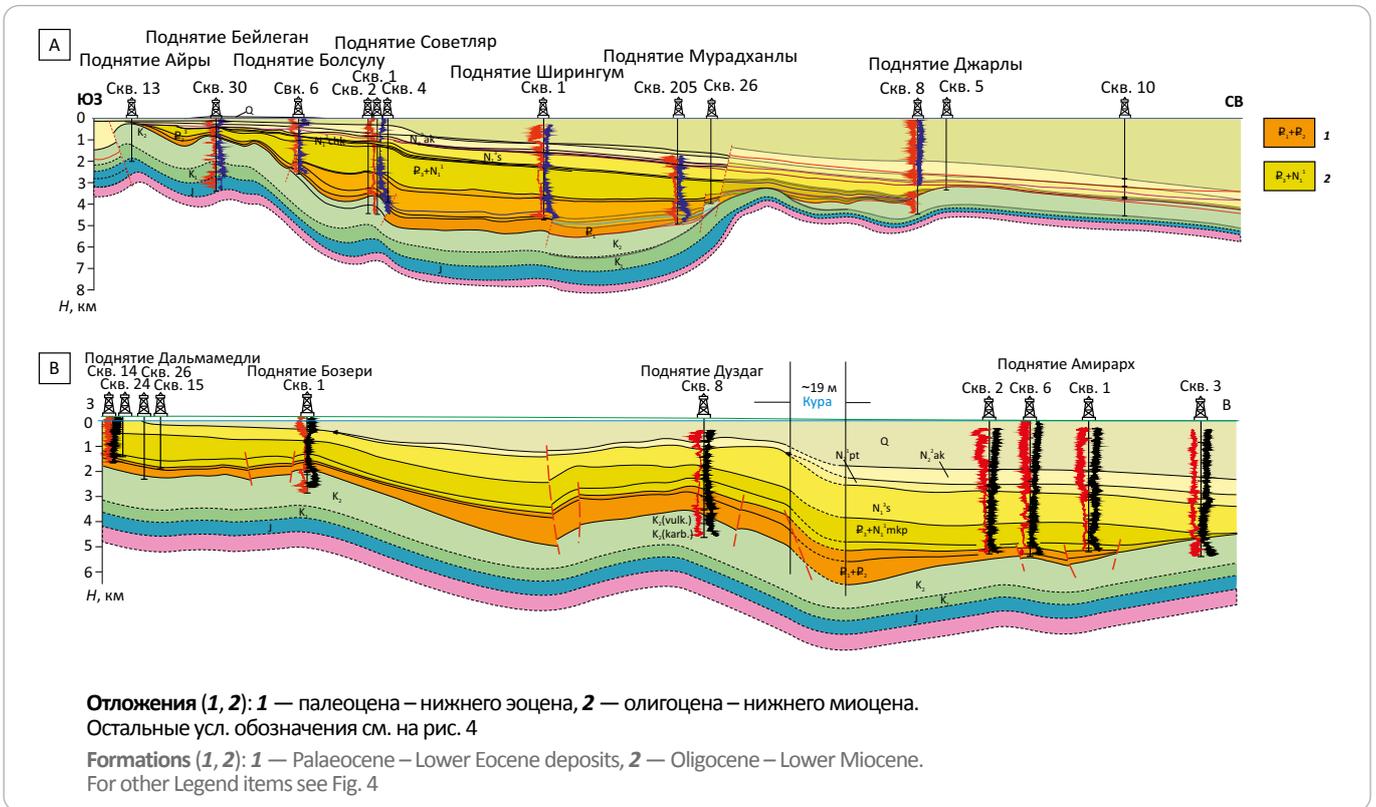
Для объяснения вышеотмеченного проанализируем структурно-тектонические особенности Евлах-Агджабединской впадины.

Судя по глубинному геолого-геофизическому разрезу по линии профиля 1701 (см. рис. 2 А), в районе структуры Гедекбоз вулканические породы залегают на глубине ~ (500–700) м и форма их массива на модели 2D напоминает вулканическую постройку. По данным скв. 8, отложения чокрака и акчагыла перекрывают эти породы. Глубина залегания этих пород в районе поднятия Барда достигает до 10 км. По линии

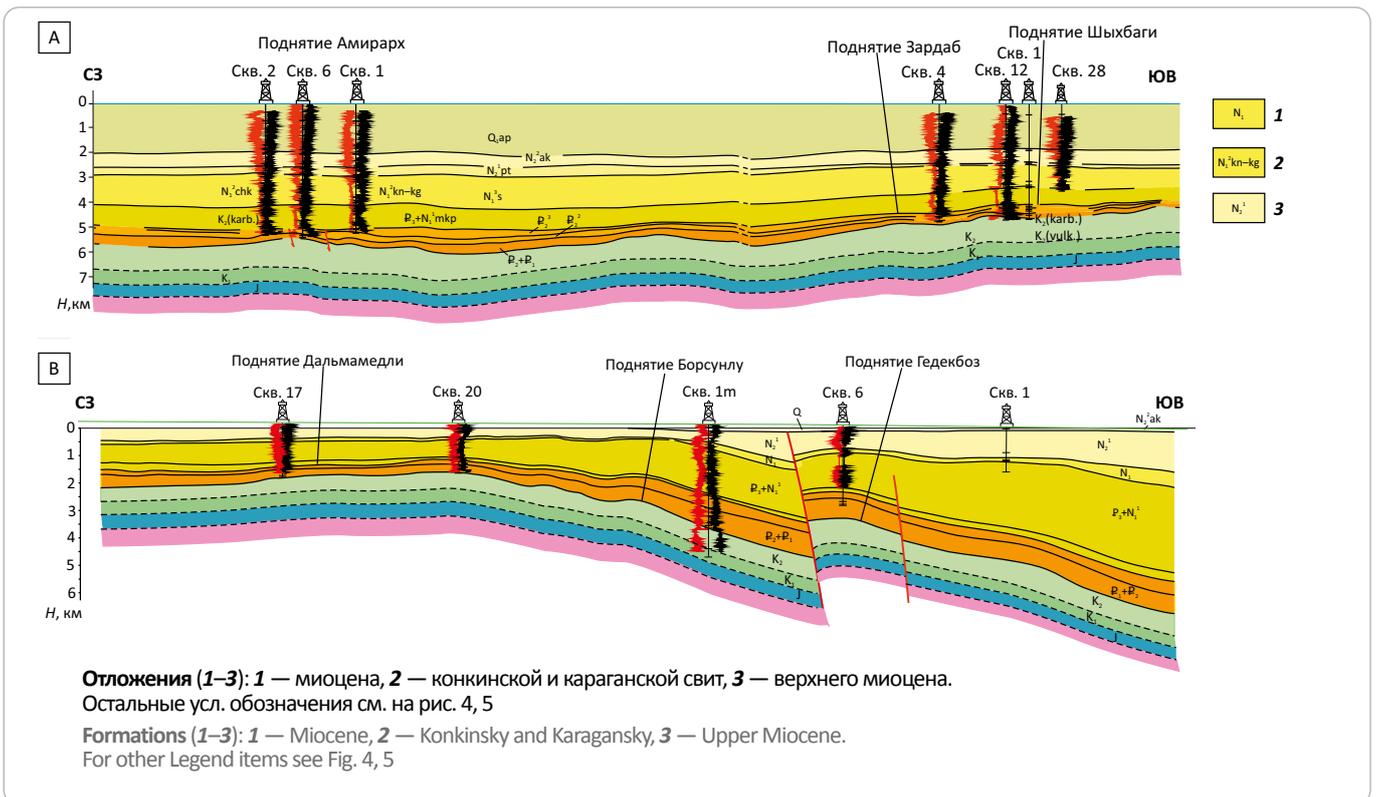
профиля 704 вулканические породы залегают в районе поднятия Ширингум (скв. 2) на глубине 4000 м, в районе поднятия Мурадханлы (скв. 3) — 3000 м и в районе поднятия Сор-Сор — 5000 м. На территории поднятий Ширингум и Мурадханлы форма тела вулканических пород на модели 2D также напоминает вулканическую постройку. На поднятии Мурадханлы отложения чокрака и акчагыла тоже залегают на вулканических породах, а в районе поднятия Ширингум вулканические породы перекрыты отложениями плиоцена.

На глубинных разрезах по линиям профилей 1702, 1703, 1401, 1404, 1405 и 1406 (см. рис. 3–5) картина глубинного структурно-тектонического строения Евлах-Агджабединского прогиба идентичная. Но явное сходство, т. е. наличие вулканических построек, наблюдается в районах поднятий Гедекбоз (см. рис. 4 А) и Агджабеди (см. рис. 7 В). Как известно, поднятие Гедекбоз расположено в северо-западной, а Агджабеди — на юго-восточной части Евлах-Агджабединского прогиба, но 2D-модель вулканического конуса очень схожая. В то же время, по мнению ряда исследователей [1–12] и как видно из рис. 2, кайно-

**Рис. 5.** Глубинные геолого-геофизические разрезы по линиям профилей 1401 (А) и 1405 (В)  
**Fig. 5.** Deep geological and geophysical cross-sections along 1401 (A) and 1405 (B) lines



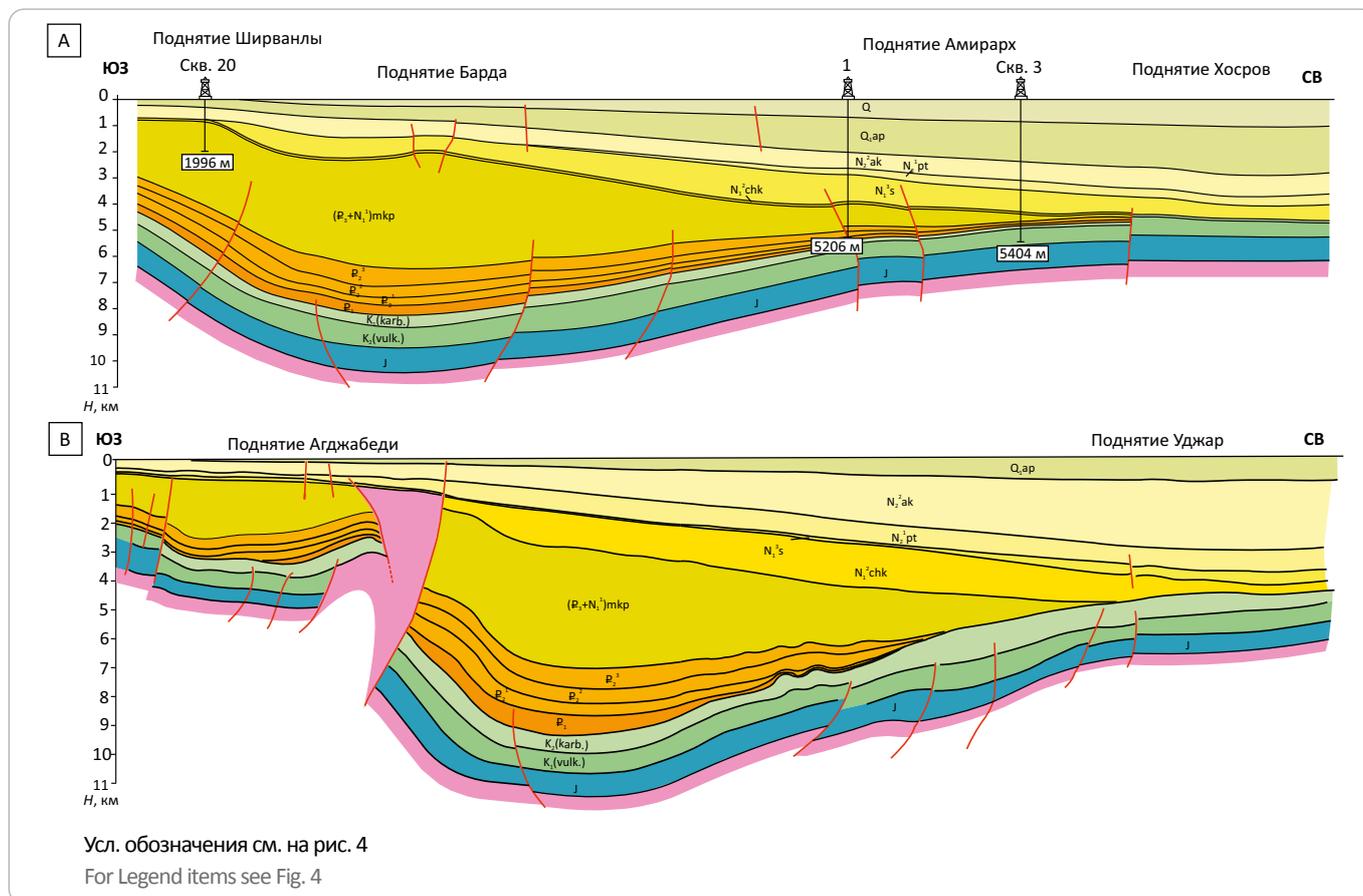
**Рис. 6.** Глубинные геолого-геофизические разрезы по линиям профилей 1404 (А) и 1406 (В)  
**Fig. 6.** Deep geological and geophysical cross-sections along 1404 (A) and 1406 (B) lines





## TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

**Рис. 7.** Глубинные геолого-геофизические разрезы по линиям профилей 1702 (А) и 1703 (В)  
**Fig. 7.** Deep geological and geophysical cross-sections along 1702 (A) and 1703 (B) lines



зойские комплексы северо-западного и юго-восточного склонов Евлах-Агджабеднского прогиба в структурном плане резко отличаются. Сравнивая на глубинных разрезах вулканические конусы в районе поднятий Гедекбоз (см. рис. 4 А) и Агджабеди (см. рис. 7 В), еще раз можно убедиться в том, что резкое отличие северо-западного и юго-восточного склонов Евлах-Агджабеднского прогиба характерно только для кайнозойских отложений. Структуры мезозойских комплексов идентичны по всему прогибу и представлены верхнеюрско-верхнемеловыми терригенно-карбонатными отложениями, подстилаемыми интрузивными породами, предположительно относящимися к фации океанической вулканической котловины (см. рис. 1).

### Выводы

Таким образом, в результате анализа региональных геолого-геофизических разрезов сформировалось новое видение глубинного тектонического строения Евлах-Агджабеднской впадины и предложены рекомендации для дальнейших исследований:

– уточнено расположение предполагаемой океанической вулканической котловины, образованной в мезозойское время и являющейся активной окраинной частью океана Палеотетис;

– выдвинуто предположение, что строение центральной части Евлах-Агджабеднской впадины схоже со складчатым строением рифта океана Палеотетис;

– утверждается, что начиная с майкопского времени кайнозойские нефтегазообразующие бассейны сместились в горизонтальной плоскости по отношению к мезозойским бассейнам в юго-восточном направлении (в сторону Южного Каспия);

– для обоснования схожести строения Евлах-Агджабеднской впадины и глубинных рифтов, смещения депоцентров структурно-формационных комплексов, существования вулканического основания осадочного чехла необходимо продолжить комплексные геофизические исследования по плотной сети региональных профилей, позволяющие построить карту масштаба 1 : 200 000;

– Отделению производственной разведочной геофизики рекомендуется провести сейсмические работы на мезозойский комплекс с учетом результатов нефтегазовых проектов по Черному и Каспийскому морям;

– при выборе перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо изучить геодинамические циклы региона исследований.

## Литература

1. Салманов А.М., Юсифов Х.М. К перспективам нефтегазоносности северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба // Научные труды НИПИ «НефтеГаз». – 2013. – № 2. – С. 6–13. DOI: 10.5510/OGP20130200149.
2. Юсифов Х.М., Рзаев М.А., Сулейманов А.М., Зейналов Р.Л. К вопросу нефтегеологического районирования территории Азербайджана по мезозойскому нефтегазоносному комплексу // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1993. – № 4. – С. 3–12.
3. Юсифов Х.М., Рахманов Р.Р. Стратегия поиска мезозойской нефти в Азербайджане // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6–7. – С. 10–18.
4. Юсифов Х.М., Салманов А.М. Основные критерии нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана // Научные труды НИПИ «НефтеГаз». – 2012. – № 2. – С. 6–14. DOI: 10.5510/OGP20120200108.
5. Гусейнов А.Н. Некоторые итоги бурения на мезозойские отложения в Азербайджанской ССР // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1972. – № 11. – С. 7–12.
6. Гусейнов А.Н., Ширинов Ф.А. Нефтегеологическое районирование территории Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1977. – № 8. – С. 5–10.
7. Гусейнов А.Н. Поиски нефти в мезозойских отложениях Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1978. – № 2. – С. 8–15.
8. Керимов И.А., Мамедов С.Б., Эфендиев Д.И., Рахманов Р.А. Структурно-тектонические условия формирования зон нефтегазонакопления в глубокозалегающих мезозойских отложениях Евлах-Агджабединского прогиба Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1989. – № 4. – С. 12–17.
9. Салманов А.М., Сулейманов А.М., Маггеррамов Б.И. Палеогеология нефтегазоносных районов Азербайджана. – Баку : Марс-Принт, 2015. – 472 с.
10. Сулейманов А.М. Палеогеолого-географические условия формирования неантиклинальных ловушек в Азербайджане // Геолог Азербайджана. – 2003. – № 8. – С. 8–26.
11. Юсифзаде Х.Б. Нефтегазогелогическое районирование и рациональный комплекс поисково-разведочных работ в Азербайджане // Геология нефти и газа. – 1987. – № 3. – С. 6–16.
12. Юсифзаде Х.Б. Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР как научная основа поисков нефтяных месторождений // Материалы юбилейной сессии, посвященной 50-летию Института Геологии АН Азербайджанской ССР. – Баку : Элм, 1989. – С. 18–23.

## References

1. Salmanov A.M., Yusifov Kh.M. To petroleum prospects of a northeast board Yevlakh-Agdzhabedy depression. *SOCAR Proceedings*. 2013;(3):6–13. DOI: 10.5510/OGP20130200149. In Russ.
2. Yusifov Kh.M., Rzaev M.A., Suleimanov A.M., Zeinalov R.L. K voprosu neftegeologicheskogo raionirovaniya territorii Azerbaidzhana po mezozoiskomu neftegazonosnomu kompleksu [More on the petroleum zoning of Azerbaijan territory in the Mesozoic play]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1993;(4):3–12. In Az.
3. Yusifov Kh.M., Rakhmanov R.R. Strategy for research of oil of Mesozoic period in Azerbaijan. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 2011;(6–7):10–18. In Az.
4. Yusifov Kh.M., Salmanov A.M. The main criteries of oilgasbearing of Mesozoi deposits in Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*. 2012;(2):6–14. DOI: 10.5510/OGP20120200108. In Russ.
5. Guseinov A.N. Nekotorye itogi bureniya na mezozoiskie otlozheniya v Azerbaidzhanskoi SSR [Selected results of drilling in Mesozoic sequences, Azerbaijan SSR]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1972;(11):7–12. In Az.
6. Guseinov A.N., Shirinov F.A. Neftegeologicheskoe raionirovanie territorii Azerbaidzhana [Petroleum zoning of the Azerbaijan territory]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1977;(8):5–10. In Az.
7. Guseinov A.N. Poiski nefiti v mezozoiskikh otlozheniyakh Azerbaidzhana [Oil exploration in Mesozoic series of Azerbaijan]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1978;(2):8–15. In Az.
8. Kerimov I.A., Mamedov S.B., Efendiev D.I., Rakhmanov R.A. Strukturno-tektonicheskie usloviya formirovaniya zon neftegazonakopleniya v glubokozalegayushchikh mezozoiskikh otlozheniyakh Evlakh-Agdzhabedinskogo progiba Azerbaidzhana [Structural and tectonic settings of oil and gas accumulation zone formation in deep-seated Mesozoic series of the Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough, Azerbaijan]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1989;(4):12–17. In Az.
9. Salmanov A.M., Suleimanov A.M., Magerramov B.I. Paleogeologiya neftegazonosnykh raionov Azerbaidzhana [Paleogeology of oil and gas bearing regions of Azerbaijan]. Baku: Mars-Print; 2015. 472 p. In Az.
10. Suleimanov A.M. Paleogeologo-geograficheskie usloviya formirovaniya neantiklinal'nykh lovushek v Azerbaidzhane [Paleogeological and geographical settings of non-anticlinal traps formation in Azerbaijan]. *Geolog Azerbaidzhana*. 2003;(8):8–26. In Az.
11. Yusifzade Kh.B. Neftgazogelogicheskoe raionirovanie i ratsional'nyi kompleks poiskovo-razvedochnykh rabot v Azerbaidzhane [Petroleum zoning and reasonable package of exploration activities in Azerbaijan]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1987;(3):6–16. In Russ.
12. Yusifzade Kh.B. Karta mestorozhdenii nefiti i gaza i perspektivnykh struktur Azerbaidzhanskoi SSR kak nauchnaya osnova poiskov neftyanykh mestorozhdenii [Map of oil and gas fields and promising structures in Azerbaijan SSR — scientific basis for oil and gas exploration]. In: *Materialy yubileinoi sessii, posvyashchennoi 50-letiyu Instituta Geologii AN Azerbaidzhanskoi SSR*. Baku: Elm; 1989. pp.18–23. In Az.

**Информация об авторах****Асланов Бегляр Сулейман оглы**

Доктор геолого-минералогических наук,  
руководитель лаборатории  
НИПИ «Нефтегаз»,  
AZ1012 Азербайджан, Баку, проспект Зардаби, д. 88А  
e-mail: beyler@inbox.ru  
ORCID ID: 000-0001-5530-0682

**Худузаве Арестун Исмаил оглы**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник отдела  
ПО «Азнефть»,  
AZ1000 Азербайджан, Баку, проспект Нефтяников, д. 73  
e-mail: a.xuduzade@gmail.com  
ORCID ID: 0000-0002-2334-6886

**Асланзаде Фидан Беглярвна**

Кандидат экономических наук, преподаватель  
Азербайджанский государственный университет нефти  
и промышленности,  
AZ1000 Азербайджан, Баку, проспект Нефтяников, д. 73  
e-mail: fidan\_aslanzade@mail.ru  
ORCID ID: 000-0002-5425-8336

**Information about authors****Beyler S. Aslanov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Laboratory  
"OilGasScientificResearchProject" Institute,  
88A, Zardabi Av., Baku, AZ1012, Azerbaijan  
e-mail: beyler@inbox.ru  
ORCID ID: 000-0001-5530-0682

**Arestun I. Khuduzade**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Department  
Azneft Production Union,  
73, Neftchiler Avenue, Baku, AZ1000, Azerbaijan  
e-mail: a.xuduzade@gmail.com  
ORCID ID: 0000-0002-2334-6886

**Fidan B. Aslanzade**

PhD in Economics, Lecturer  
Azerbaijan State Oil  
and Industry University,  
73, Neftchiler Avenue, Baku, AZ1000, Azerbaijan  
e-mail: fidan\_aslanzade@mail.ru  
ORCID ID: 000-0002-5425-8336

УДК 553.98(574.1), 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41

## Перспективы шельфа Северного Каспия по результатам анализа распределения нефтегазоносности континентальной части Западного Казахстана

© 2020 г. | А.И. Тимурзиев

АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; aitimurziev@cge.ru

Поступила 10.09.2018 г.

Доработана 04.09.2019 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

**Ключевые слова:** *площадь Курмангазы; структуры горизонтального сдвига; структурно-деформационные неоднородности; новейшая сдвиговая тектоника; перспективы нефтегазоносности.*

**Аннотация:** В статье рассмотрены закономерности пространственно-стратиграфического распределения запасов нефти и газа и перспективы нефтегазоносности Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской нефтегазоносных областей Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции. Проанализированы связи установленных закономерностей с зональностью неотектонического развития региона. Рассмотрены причины отрицательных результатов поискового бурения на площади Курмангазы (шельф Северного Каспия) в рамках совместного российско-казахстанского проекта. Эти причины связаны с использованием неверной геологической модели строения площади Курмангазы, принятой для поискового бурения на основе сейсморазведки методом общей глубинной точки 2D, и отсутствием геологического обоснования перспектив нефтегазоносности площади, имеющей сложное строение и неоднозначную трактовку в отношении принадлежности к прикаспийскому или бузачинскому типу разрезов и, соответственно, стратиграфического положения продуктивных интервалов.

Для цитирования: Тимурзиев А.И. Перспективы шельфа Северного Каспия по результатам анализа распределения нефтегазоносности континентальной части Западного Казахстана // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 29–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41.

## Potential of North Caspian shelf according to results of oil and gas occurrence analysis in continental part of Western Kazakhstan

© 2020 | A.I. Timurziev

JSC "CGE", Moscow, Russia; aitimurziev@cge.ru

Received 10.09.2018

Revised 04.09.2019

Accepted for publication 16.03.2020

**Key words:** *Kurmangazy area; horizontal shear structures; structural and deformational inhomogeneities; most recent pull-apart tectonics; petroleum potential.*

**Abstract:** The author discusses geological model of the Kurmangazy area (North Caspian shelf) and reasons for the negative results of exploratory drilling under the collaborative Russian-Kazakhstan project. According to the results of the analysis, these reasons are related to incorrect geological model of the Kurmangazy area, which was approved for exploratory drilling on the basis of 2D CDP seismic data. Another reason is the lack of geologically based views on petroleum potential of the area, which has a complicated structure and not uniquely defined belonging to Caspian or Buzachinsky type of the section and, accordingly, to stratigraphic position of pay intervals. The author considers the objective laws of spatial and stratigraphic distribution of explored oil and gas reserves and petroleum potential of the South Mangyshlaksy and North Buzachinsky petroleum areas of the North Caucasus – Mangyshlaksy Petroleum Province, and analyses the association of the revealed patterns with zonality of neotectonic evolution of the region. Based on the analysis of correlations of the most recent tectonics with oil and gas potential of the Turansky Plate western part, and on the revealed objective laws, the assessment of petroleum potential of the Kazakhstan shelf of the Caspian Sea is conducted. In order to relive the Kurmangazy project, 3D CDP seismic survey is necessary in the area with the following high-quality geological interpretation on the basis of the author's ideas of key role of the most recent pull-apart tectonics in formation of structures and oil and gas accumulations. To select an exploratory well location with high probability of a deposit discovery, it is necessary to identify the structural and deformation inhomogeneities of the block-based structure in the shear zones by means of building 3D geomechanical model of the area, and to substantiate the structural features of rock tension and permeability in the volume of seismic cube. In order to determine the pay (target) search interval, the assessment of the petroleum potential and geopetroleum zoning on a genetic basis is required that is taking into account the ideas of the deep hydrocarbon genesis and the young age of their modern accumulations.

For citation: Timurziev A.I. Potential of North Caspian shelf according to results of oil and gas occurrence analysis in continental part of Western Kazakhstan. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):29–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41. In Russ.

## Введение

Отрицательные результаты бурения двух поисковых скважин в рамках совместного российско-казахстанского проекта на морской площади Курмангазы негативно отразились на эффективности геолого-разведочных работ ПАО «Роснефть» и компании «КазМунайГаз» и вызвали пессимистические настроения среди акционеров в отношении перспектив нефтегазоносности приказахстанского шельфа Северного Каспия (мангыстау-бузачинская часть). Согласно представлениям автора статьи, причин неудач две:

1) неверная геологическая модель строения площади Курмангазы, принятая для поискового бурения на основе материалов сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D;

2) отсутствие геологического обоснования перспектив нефтегазоносности площади, имеющей сложное строение и неоднозначную трактовку в отношении принадлежности к прикаспийскому или бузачинскому типу разрезов и, соответственно, стратиграфического положения продуктивных интервалов.

И если первая причина может быть легко устранена путем постановки морской сейсморазведки МОГТ-3D и построения достоверной геологической модели площади Курмангазы, то обоснование перспектив этой площади требует серьезных геологических исследований по оценке нефтегазоносности и невозможно без увязки с нефтегазоносностью континентальной мангыстау-бузачинской части запада Туранской плиты.

## Геологическая модель площади Курмангазы

Для подтверждения доводов в отношении недостоверности геологической модели строения площади Курмангазы на основе данных сейсморазведки МОГТ-2D и, как следствие, возможных ошибок при проектировании поисковых скважин автор статьи приводит некоторые геологические материалы.

Сдвиговая природа большинства нефтегазоконтролирующих структур осадочных бассейнов мира доказана на основе интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D и является сегодня геологической аксиомой<sup>1</sup> [1–3]. По результатам этих исследований установлен новый тип структур горизонтального сдвига, разработана новая кинематическая 3D-модель таких структур как основа деформационной ячейки для механизма формирования зон сдвига в условиях кинематической модели чистого сдвига и фильтрационной ячейки для механизма вертикальной миграции глубинных флюидов, выявлены морфокинематические несоответствия моделей

«цветковых» структур зон сдвига. Предложен новый взгляд на механизм формирования структурных парагенезов зон сдвига. На основе изучения структурно-деформационных и флюидодинамических парагенезов, связанных с проявлением новейшей сдвиговой тектоники на месторождениях нефти и газа по материалам сейсморазведки 3D, выявлены структурные признаки проницаемости земной коры для очаговой разгрузки глубинных флюидов, разработаны научные основы фильтрационной ячейки для механизма вертикальной миграции флюидов и обоснования методов прогнозирования и поисков залежей на каналах вертикальной разгрузки глубинной нефти<sup>1</sup> [1, 4].

Для осадочных бассейнов Каспийского моря новейшая сдвиговая природа нефтегазоконтролирующих структур также подтверждается материалами сейсморазведки МОГТ-3D, выполненной на месторождениях Ракушечное, им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского, Хвалынское, Центральное. В пределах этих месторождений закартированы типичные для горизонтальных сдвигов фундамента линейные эшелонированные кулисные системы сбросов в плане и «цветковые» структуры в разрезе. В качестве иллюстраций можно привести материалы Ю.Ф. Баюканского<sup>2</sup> по новейшей тектонике и нефтегазоносности российского сектора Северного и Среднего Каспия и В.А. Бочкарева и др. [5] по сбрососдвиговой тектонике месторождения им. В. Филановского.

Типичная сдвиговая природа площади Курмангазы, расположенной несколько севернее упоминаемых объектов, подтверждается результатами интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-2D (рис. 1 А). Кулисный рисунок строения структур Бузачинского свода прослеживается и в море на площади Курмангазы. Уверенно определяется зона сдвига, ширина которой маркируется сплошным северным и южными фрагментами разломов западно-северо-западного простирания, внутреннее пространство которого осложняют отдельные оперяющие кулисы сбросов северо-западного простирания. Есть все основания считать, что свод поднятия Курмангазы по простиранию полностью осложнен эшелонированной системой кулисного оперения регионального сдвига, ответственного за формирование Северо-Бузачинско-Каламкаской антиклинальной линии на суше и ее южного морского продолжения в пределах структур Дархан, Курмангазы, Западно-Кулалинская.

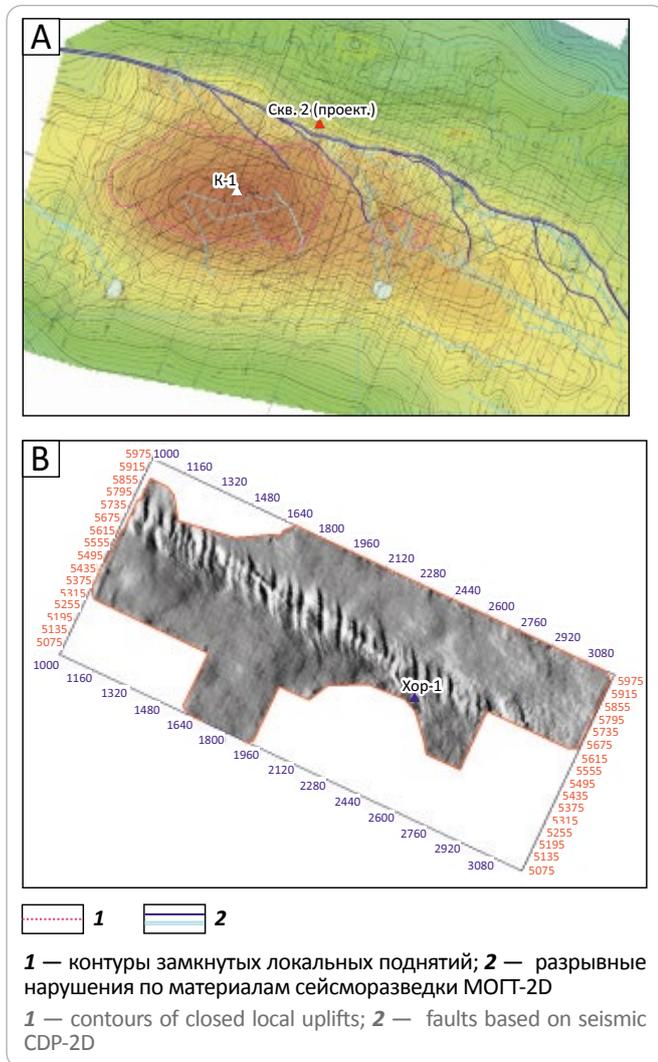
Для сравнения рассмотрим строение сдвиговой зоны, определенное по материалам сейсморазведки МОГТ-3D, осложняющей Лаганскую площадь, расположенную на западном прибрежном продолжении Промысловско-Ракушечной антиклинальной зоны

<sup>1</sup>Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М.: МГУ, 2009. – 40 с.

<sup>2</sup>Баюканский Ю.Ф. Новейшая тектоника и нефтегазоносность российского сектора Северного и Среднего Каспия: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М.: МГУ, 2007. – 22 с.

**Рис. 1.** Сопоставление строения присдвиговых структур по материалам сейсморазведки МОГТ-2D площади Курмангазы (А) и МОГТ-3D Лаганской площади (В)

**Fig. 1.** Comparison of pull-apart structures according to 2D CDP seismic data in the Kurmangazy area (A) and 3D CDP seismic data in the Lagansky area (B)



(см. рис. 1 В). Как видно, при типичном для всех рассматриваемых структур западно-северо-западном простирании сдвиговых зон рисунок их внутреннего строения принципиально отличается.

Неоднократно было показано<sup>3</sup> [1], что внутреннее строение сдвиговых зон и структурные парагенезы осложняющих их пликативных и дизъюнктивных структур не поддаются интерпретации и расшифровке методами сейсморазведки 2D, в связи с чем структурные построения, основанные на данных МОГТ-2D, нельзя считать достоверными.

Проектирование поисково-разведочных скважин на структурах, осложненных сдвигами, является рискованной мерой даже в самых благоприятных структурных условиях с вероятностью поло-

жительного исхода при значимой статистической выборке 50 %. Для единичных испытаний, каким является бурение двух поисковых скважин на площади Курмангазы, вероятность положительного исхода может стремиться к нулю даже при благоприятных структурных условиях.

Для обоснования этого вывода можно сослаться на данные многочисленных наблюдений влияния структурно-деформационных условий на продуктивность поисково-разведочных скважин, полученные автором статьи на месторождениях Западной Сибири по результатам тектонофизических исследований и математического моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород в пределах месторождений, осложненных сдвиговыми деформациями [4]. По результатам анализа структурно-тектонических условий, контролирующих продуктивность поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин Еты-Пуровского, Северо-Губкинского, Тарасовского, Восточно-Тарасовского, Усть-Харампурского, Северо-Айваседопуровского, Усть-Часельского, Верхне-Коликъеганского, Бахиловского и других месторождений, установлены прямые связи расположения продуктивных и высокодебитных скважин с локальными зонами проницаемости земной коры и улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) коллекторов в приразломных зонах, приуроченных к деформационным структурам растяжения на телах сдвигов.

После интерпретации материалов сейсморазведки 3D, выполненной на осложненных сдвигами месторождениях, стало очевидно, что принятые ранее по данным бурения и сейсморазведки 2D пластово-сводовые структурные модели, характеризующиеся элементами литологического ограничения петрофизических неоднородностей пластов и изотропными свойствами пластовых резервуаров как основы гидродинамической модели, далеки от реального геологического содержания и требуют серьезного пересмотра.

Полученные результаты принципиально меняют устоявшиеся представления о геологическом строении месторождений, осложненных сдвигами. В связи с этим можно утверждать, что без качественной сейсмической 3D-основы невозможны как эффективное опосредованное и разведка таких месторождений, так и проектирование их разработки. Эти выводы в полной мере применимы в отношении площади Курмангазы, имеющей сдвиговую природу, и объясняют полученные отрицательные результаты поискового бурения.

### Связь нефтегазоносности запада Туранской плиты с новейшей тектоникой и перспективы нефтегазоносности каспийского шельфа

Для прогноза возможного интервала продуктивности площади Курмангазы необходимо понимание

<sup>3</sup> Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника... 40 с.

закономерностей нефтегазоносности окружающих территорий континентальной части Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской нефтегазоносных областей (НГО) в рамках системной организации УВ-систем бассейнового уровня.

Учитывая высокую степень геологической изученности и разведанности Южно-Мангышлакской НГО (доля разведанных запасов нефти и газа от суммарных прогнозных ресурсов УВ превышает 95 %), а также наличие данных о распределении выявленных запасов УВ в пределах структурно-тектонических зон и отдельных месторождений, автор статьи детально проанализировал распределение запасов УВ в зависимости от количественных параметров новейших тектонических движений для обоснования неотектонических критериев нефтегазоносности недр.

Детальное изучение новейшей структуры и морфоструктуры запада Туранской плиты (Южно-Мангышлакский прогиб и Бузачинский свод) дало возможность количественно оценить составляющие деформаций новейшего времени (амплитуду, знак и дифференцированность движений, новейшую раздробленность осадочного чехла) и осуществить неотектоническое районирование региона, а выполненный количественный анализ связей нефтегазоносности (распределение запасов УВ) с параметрами новейших тектонических движений позволил обосновать неотектонические критерии нефтегазоносности недр. Установлено, что закономерности пространственно-стратиграфического распределения единичных залежей УВ и зон нефтегазоаккумуляции, фазового состава и физико-химических свойств УВ в недрах Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО зависят от изменений активности новейших тектонических движений и характеризуются строгими количественными связями. Полученные связи позволяют дать заключение о перспективах нефтегазоносности прикаспийского шельфа Северного Каспия в рамках системной организации УВ-систем бассейнового уровня.

**Южно-Мангышлакский прогиб.** Палеотектонические реконструкции [6] показали, что современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба по горизонтам осадочного чехла возникла в результате деформаций в среднем миоцене, а в предсреднемиоценовое время имел место противоположный уклон бортов с превышением южного борта над северным на 500 м.

Промышленные скопления УВ (более 99 % разведанных запасов Южно-Мангышлакской НГО) локализованы в пределах структурно-тектонических зон, занявших относительно высокое гипсометрическое положение в среднемиоцен-четвертичное время. С учетом выводов о решающей роли позднекайнозойских тектонических движений в формировании современного структурного плана Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его структурных

элементов II (зоны нефтегазоаккумуляции) и III (месторождения нефти и газа) порядков, значение палеотектонического фактора как критерия нефтегазоносности может рассматриваться только в интервале неоген-четвертичного времени.

Амплитуда, знак и дифференцированность (градиент амплитуд) новейших тектонических движений количественно характеризуют самые важные параметры новейших деформаций земной коры. Неотектоническое районирование Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО основано на этих данных.

По знаку и амплитуде новейших тектонических движений в пределах Южно-Мангышлакской НГО выделены области [6, 7].

1. Интенсивного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и умеренного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (осевая зона и южный борт Южно-Мангышлакского прогиба, северо-западный склон Кара-Богазского свода, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала и южное крыло Тюб-Караганского вала с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от -250 до 0 м).

2. Умеренного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и интенсивного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (западная часть северного борта Южно-Мангышлакского прогиба, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала, Тюб-Караганский вал и Бузачинский свод с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 0 до 250 м).

3. Ограниченного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и максимального поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (свод и восточная периклиналь Беке-Башкудукского вала, Каратауская мегантиклиналь, восточно-мангышлакские дислокации с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 250 до 500 м и более).

С учетом выполненного районирования подавляющее большинство месторождений и большая часть запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО приурочены к переходной зоне, между областью интенсивного прогибания и максимального поднятия в среднемиоцен-четвертичное время. На кумулятивных графиках распределения 70 % месторождений и > 95 % запасов УВ сосредоточено в диапазоне амплитуд от 0 до 150 м (вторая область), составляющих < 15 % размаха суммарных амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений. К узкому интервалу значений амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений от 100 до 150 м (вторая область), составляющих 5 % размаха суммарных амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений, приурочено > 70 % суммарных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО. В интервале значений амплитуд среднемиоцен-чет-

вертикальных движений от –250 до 0 м (первая область) выявлено < 5 % запасов УВ, а в интервале значений амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений от 150 до 500 м и более (третья область) залежи УВ не встречаются или полностью разрушены.

Изменения фазового состава и физико-химических свойств УВ подчиняются следующей закономерности. Область интенсивного новейшего прогибания (первая область) характеризуется преимущественным газонакоплением, переходная область (вторая область) — преимущественным нефтенакоплением, и область максимального новейшего поднятия (третья область) — битумонакоплением. По УВ-составу нефти Южного Мангышлака (первая и вторая области) относятся к типу метановых, Тюб-Карагана (вторая область) — нафтеново-ароматических, в пределах Беке-Башкудукского вала (третья область) выделены битумы, асфальты, киры. Общее утяжеление УВ с увеличением амплитуд новейших тектонических движений отражает одну из основных закономерностей нефтегазоносности Южно-Мангышлакской НГО и связано с дегазацией и разрушением залежей УВ в условиях ослабления экранирующих свойств осадочного чехла и региональных флюидопоров.

Установленные ранее закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ в зависимости от гипсометрического положения структур [8], объясняются в статьях [6, 7, 9, 10] особенностями новейшего структурообразования, определившими современную асимметрию бортов Южно-Мангышлакского прогиба и гипсометрические уровни локализации нефтегазовых резервуаров. На примере месторождений Жетыбай-Узеньской ступени установлена прямая связь гипсометрического положения пластовых резервуаров юрской продуктивной толщи и контролируемых ими залежей УВ с амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений.

В соответствии с этой закономерностью, расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности и повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений нефти и газа Южно-Мангышлакской НГО связаны с увеличением активности (амплитуд и градиента амплитуд) новейших тектонических движений. На основе карт активности (градиента амплитуд) новейших тектонических движений подтверждены и количественно обоснованы основные закономерности пространственно-стратиграфического распределения нефтегазовых скоплений Южно-Мангышлакской НГО в зависимости от активности новейших деформаций земной коры (рис. 2).

Главной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является их приуроченность к линейным зонам максимумов активности новейших тектонических движений. В пределах Южно-Мангышлакской НГО на долю месторождений со значениями градиента амплитуд среднемио-

цен-четвертичных движений в интервале от 8 до 18 м/км, составляющем 21 % диапазона изменения значений активности новейших тектонических движений, приходится 98 % суммарных запасов УВ. При значениях активности новейших тектонических движений ниже 6 и выше 18 м/км промышленные скопления УВ не обнаружены. Стратиграфическая приуроченность залежей УВ зависит от изменения активности новейших тектонических движений и характеризуется строгими количественными связями (табл. 1).

В интервале значений активности новейших тектонических движений 6–10 м/км выявлены скопления УВ в доюрском комплексе (Северо-Ракушечное, Жиланды, Северное Карагие, Баканд, Пионерское и др.). При значениях активности новейших тектонических движений от 10 до 12 м/км диапазон нефтегазоносности расширяется за счет юрской продуктивной толщи (Южный Жетыбай, Тасбулат и др.), а в интервале от 12 до 14 м/км установлена нефтегазоносность юрской продуктивной толщи (Тенге, Карамандыбас, Асар и др.). При значениях активности новейших тектонических движений 14–16 м/км стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширяется за счет меловых отложений (Узень, Дунга, Эспелисай и др.). Залежи УВ мелового комплекса характеризуются значениями активности новейших тектонических движений выше 16 м/км (Тюбеджик, Жангурши).

Значениям активности новейших тектонических движений > 18 м/км отвечает верхний предел нефтегазоносности для Южно-Мангышлакской НГО. Завершают ряд метаморфизма УВ-систем угольные поля складчатой области центрально-мангышлакских дислокаций (Горный Мангышлак).

В целом, без учета мелких залежей южного борта Южно-Мангышлакского прогиба (Тамды, Южный Аламурын, Кендырли, Оймаша) с долей запасов не более 0,2 % суммарных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО, установленная связь пространственно-стратиграфического распределения залежей и выявленных запасов УВ от активности новейших тектонических движений закономерна и может служить оценочным критерием перспектив нефтегазоносности различных структурно-тектонических зон, масштабов прогнозируемых скоплений и их стратиграфической локализации в разрезе земной коры (рис. 3).

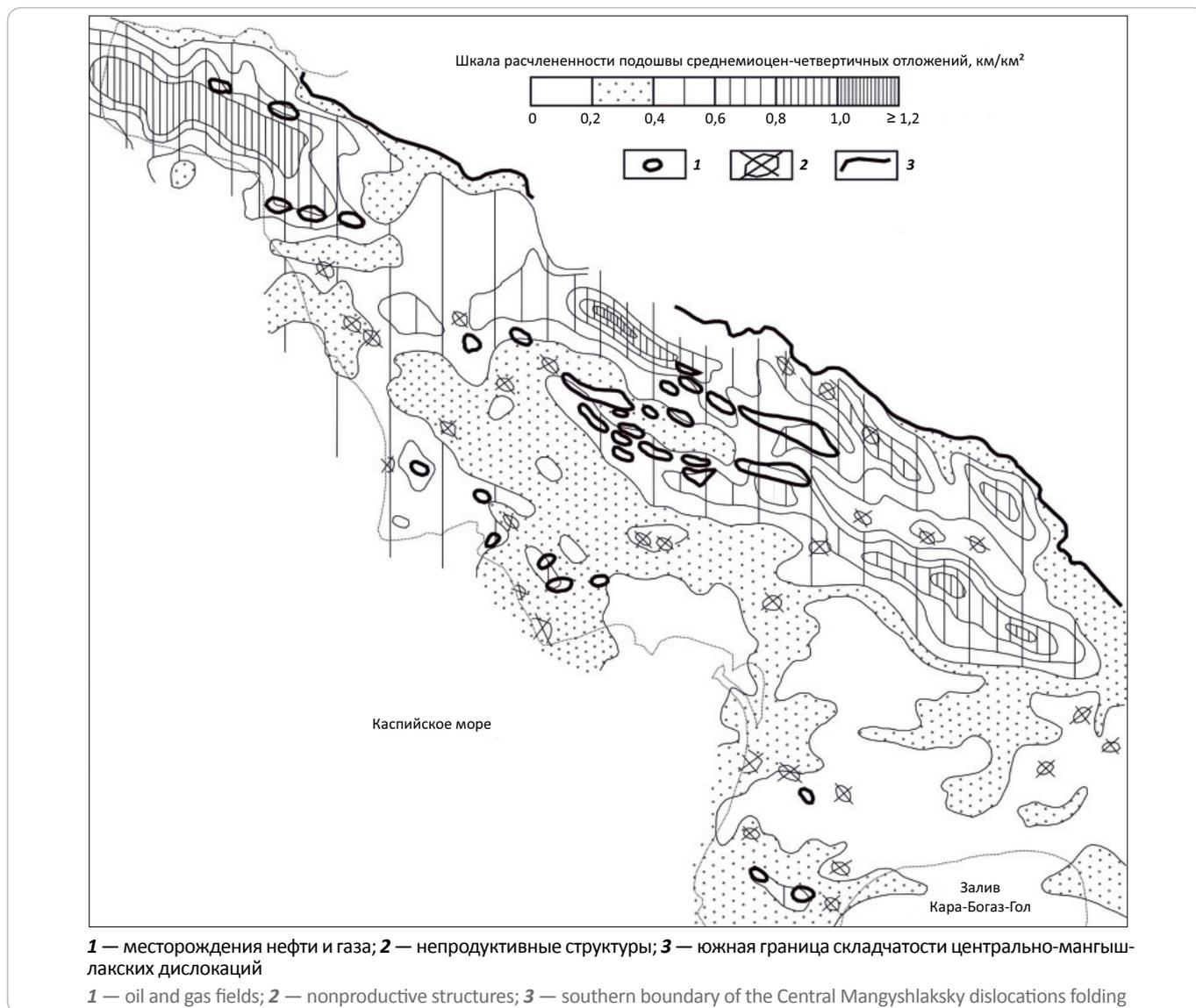
В комплексе неотектонических критериев нефтегазоносности анализировались закономерности распределения скоплений УВ в зависимости от гипсометрии тектонического рельефа (амплитуда среднеплиоцен-четвертичных поднятий), расчлененности рельефа (дифференцированность рельефообразующих движений) и густоты линеаментов (новейшая раздробленность чехла). Анализ показал общий характер связей параметров пликативной (амплитуда,



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 2.** Карта районирования градиента амплитуд новейших тектонических движений (расчлененность подошвы среднемиоцен-четвертичных отложений) Южно-Мангышлакской НГО с распределением месторождений УВ (масштаб 1 : 2 500 000)

**Fig. 2.** Zoning plan of the amplitude gradient of most recent tectonic movements (differentiation of the Middle Miocene-Quaternary Bottom) in the South Mangyshlaksy Petroleum Area; HC fields occurrence is shown (scale 1 : 2 500 000)



гипсометрия) и разрывной (градиент движений, густота линеаментов) составляющих неотектогенеза и морфогенеза с закономерностями пространственно-стратиграфического распределения зон нефтегазо-накопления и единичных скоплений УВ.

Закономерные изменения всех охарактеризованных параметров неотектогенеза, а также наличие высокоградиентной зоны, совпадающей в плане по всем построениям с линией Тюб-Караганский вал – Беке-Башкудукский вал (западная периклиналь и свод) – Жетыбай-Узеньская ступень, предопределили как гипсометрические уровни локализации залежей УВ и изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ, так и преимущественную концентрацию основных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО в пределах этой зоны.

Результаты исследований свидетельствуют о формировании и размещении зон нефтегазо-накопления и единичных скоплений УВ в областях переходных, промежуточных между максимальными и минимальными амплитудами, между участками с положительными и отрицательными знаками движений, зонах повышенных градиентов неотектонических движений.

В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (Центральный Мангышлак) и отрицательной (Южный Мангышлак) морфоструктурами I порядка региональная морфолексура со средними значениями морфометрических аномалий расчлененности рельефа и густоты линеаментов. В пределах зон нефтегазо-накопления месторождения УВ приурочены к положительным

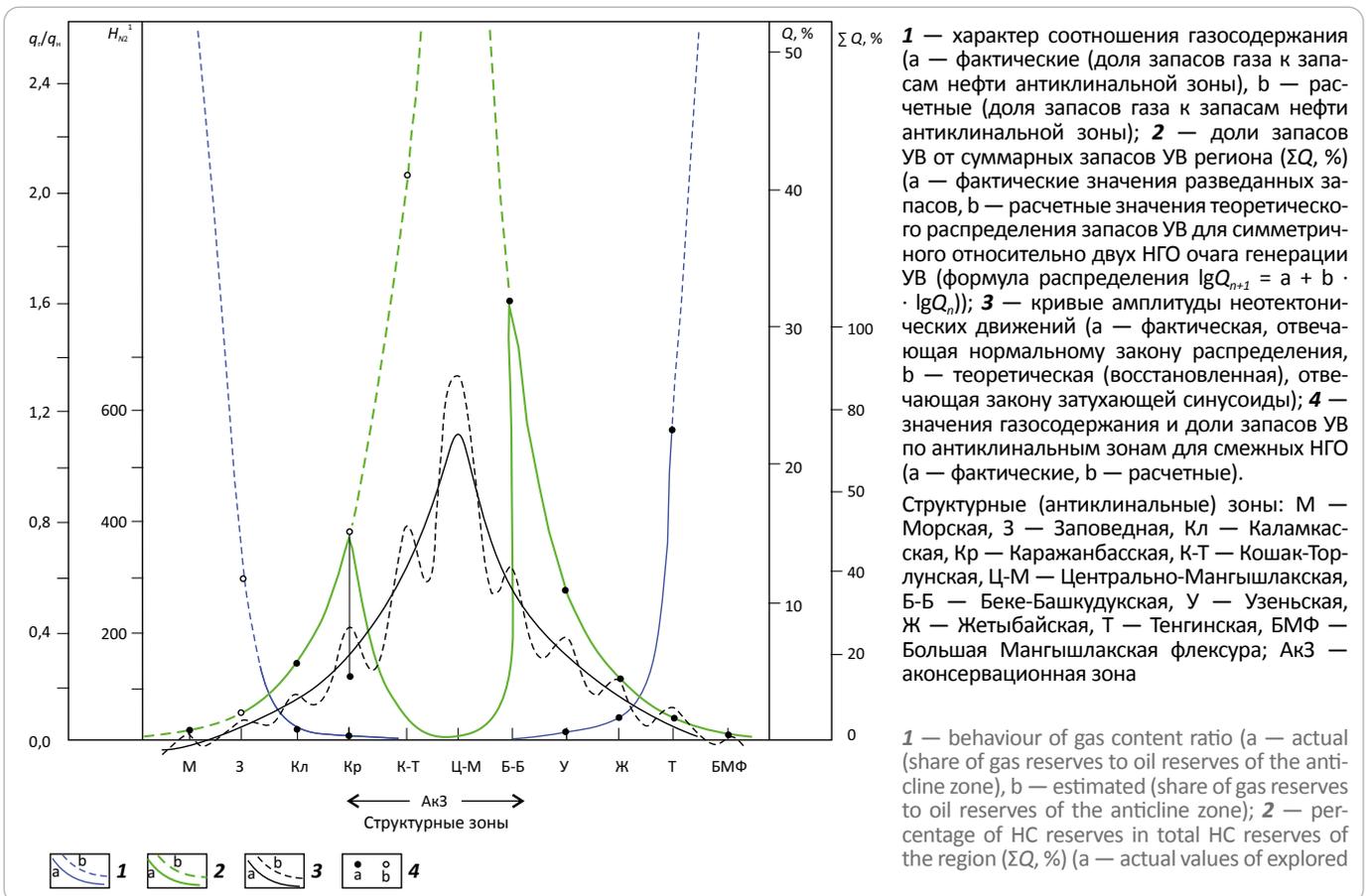
**Табл. 1.** Количественные связи между стратиграфической приуроченностью залежей и параметрами активности новейших тектонических движений Южно-Мангышлакской НГО

**Tab. 1.** Quantitative relationship between stratigraphic association of accumulations and parameters of the most recent tectonic movements in the South Mangyshlaksy Petroleum Province

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ (концентрации запасов)	Нижний предел нефтегазоносности	T + PZ	T + J	J	J + K	K	Верхний предел нефтегазоносности
Градиент амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений, м/км	< 4–6	6–10	10–12	12–14	14–16	16–18	> 18
Амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м	< (-50)	(-50)–0; (-200)–(-100)	0–50	50–150	150–200	200–250	> 250
Амплитуда среднеплиоцен-четвертичных движений, м	< 50	50–100	100–150	150–200	200–250	250–300	> 300
Густота линейamentos для $R_{оср} = 5$ км, км/км <sup>2</sup>	< 500	500–1000	750–1250	1000–1250	1250–1750	1500–2000	> 2000

**Рис. 3.** Графики эмпирического распределения нефтегазоносности (разведанные запасы УВ) для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП в зависимости от количественных параметров активности новейших деформаций земной коры

**Fig. 3.** Diagrams of empirical distribution of oil and gas occurrence (proven HC reserves) as a function of quantitative activity variables of the most recent Earth's crust deformations, South Mangyshlaksy and North Buzachinsky petroleum areas, North-Caucasus-Mangyshlaksy Petroleum Province





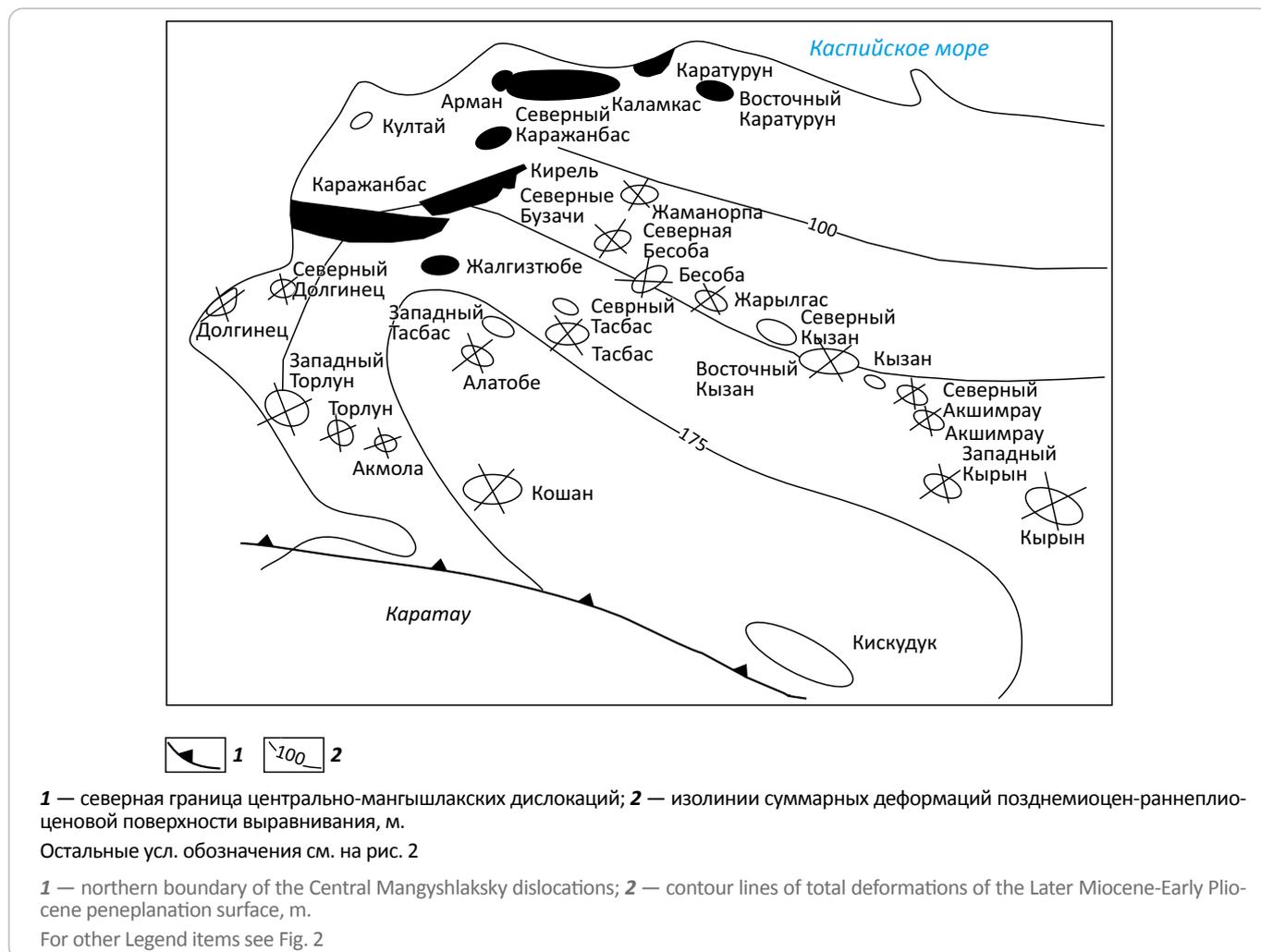
## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 3, окончание  
Legend for Fig. 3, end.

reserves,  $b$  — estimated values of theoretical distribution of HC reserves for HC kitchen area symmetric with respect to two petroleum areas (distribution formula is  $\lg Q_{n+1} = a + b \times \lg Q_n$ ); **3** — diagrams of neotectonic movement amplitudes ( $a$  — actual, consistent with Gaussian law,  $b$  — theoretical (reconstructed), consistent with damped sinusoid law); **4** — values of gas content and percentage of HC reserves in anticline zones of neighbouring petroleum areas ( $a$  — actual,  $b$  — estimated).

Structural (anticline) zones: М — Morskaya, З — Zapovednaya, Кл — Kalamkasskaya, Кр — Karazhanbasskaya, К-Т — Koshak-Torlunskaya, Ц-М — Central Mangyshlaksкая, Б-Б — Beke-Bashkudukskaya, У — Uzen'skaya, Ж — Zhetybaiskaya, Т — Tenginskaya, БМФ — Big Mangyshlaksy Monocline; АкЗ — non-conservation zone

**Рис. 4.** Схема новейших деформаций земной коры п-ова Бузачи (фрагмент карты [11]; масштаб 1 : 5 000 000)  
**Fig. 4.** Scheme of the most recent Earth's crust deformations in the Buzachi Peninsula (fragment of the map [11]; scale 1 : 5 000 000)



морфоструктурам с максимальными значениями амплитуд, градиентов и скоростей неотектонических движений.

**Бузачинский свод.** В пределах п-ова Бузачи выделяются Каламкасская (Арман, Каламкас, Каратурун, Восточный Каратурун) и Каражанбасская (Каражанбас, Северный Каражанбас, Северные Бузачи, Кирель, Жалгизтыубе) антиклинальные линии, содержащие соответственно 52,46 и 47,54 % суммарных разведанных запасов УВ (рис. 4).

Анализ распределения разведанных запасов нефти п-ова Бузачи [10] показывает, что 49,71 %

приходится на месторождение Каламкас. Доля запасов нефти по другим месторождениям составляет: Каражанбас — 22,62 %; Северные Бузачи — 21,2 %; Каратурун и Восточный Каратурун — 0,33 %; Жалгизтыубе — 0,93 %; Кирель — 1,59 %; Северный Каражанбас — 2,12 %; Арман — 1,5 %. На месторождение Каламкас приходится 97,75 % разведанных запасов газа, на Каражанбас — 0,11 %, Северные Бузачи — 2,14 %. Доля запасов газа в общих разведанных запасах п-ова Бузачи составляет 2,06 %. Как видно из табл. 2, большая часть запасов нефти сосредоточена в юрских, а газа — в неокомских отложениях.

**Табл. 2.** Распределение запасов нефти и газа по месторождениям и стратиграфическим комплексам п-ова Бузачи, %  
**Tab. 2.** Distribution of oil and gas reserves over the fields and stratigraphic series of the Buzachi Peninsula, %

Месторождение	Сумма УВ	Нефть/газ	Нефть/газ по разрезу		
			мел (аптский)	мел (неокомский)	юра
Арман	1,47	1,5/0	0/0	0/0	1,5/0
Каламкас	50,66	49,71/97,75	0/16,25	0/56,3	49,71/25,2
Каратурун, Восточный Каратурун	0,33	0,33/0	0/0	0/0	0,33/0
Северный Каражанбас	2,07	2,12/0	–	–	2,12/0
Каражанбас	22,17	22,62/0,11	–	16,44/0,11	6,18/0
Северные Бузачи	20,78	21,2/2,14	–	5,85/2,05	15,35/0,09
Кирель	1,56	1,59/0	–	0,98/0	0,61/0
Жалгизтюбе	0,93	0,93/0	–	0,93/0	0/0
<b>Сумма</b>	<b>~100</b>	<b>100/100</b>	<b>0/16,25</b>	<b>24,2/58,46</b>	<b>75,8/25,29</b>

Рассмотрим распределение разведанных запасов УВ с позиции закономерностей, установленных ранее для п-ова Бузачи и Южного Мангышлака [6, 10], в частности с точки зрения связи между нефтегазонасностью и активностью неотектонических движений [7, 9].

Территория п-ова Бузачи испытала за позднемиоцен-раннеплиоценовое время преимущественное поднятие от 50 м на севере (Каламкасская линия) до 175 м и более (Кызан-Токубайский вал, Кошак-Торлунская линия) [11]. Амплитуда неотектонических движений Кызан-Токубайского вала и южного крыла Бузачинского свода сопоставима с амплитудой новейших поднятий Беке-Башкудукского свода и восточно-мангышлакских дислокаций. Анализ показал [6, 7, 9, 10], что движения с такой амплитудой в условиях экранирования, характерных для платформенного чехла запада Туранской плиты, выше предельных, обеспечивающих герметичность ловушек и консервацию залежей нефти и газа. Таким образом, отрицательные результаты бурения в этих зонах следует считать закономерными по причине неблагоприятных условий для сохранности УВ-скоплений (аконсервационная зона).

В Северо-Бузачинской зоне нефтегазонакопления амплитуда позднемиоцен-раннеплиоценовых движений снижается от 150 (Каражанбас) до 50 м (Каламкас). Уменьшение амплитуды поднятия способствует сохранности залежей. Так, если Каражанбасское месторождение характеризуется крайней степенью сохранности (высоковязкие дегазированные нефти с плотностью 0,95 г/см<sup>3</sup> и более), то Каламкас — типичное газонефтяное месторождение с газовыми шапками и чисто газовыми залежами. Доля газа для Каражанбасской линии составляет 0,09 %, а для Каламкасской повышается до 3,68 %, наглядно отражая зависимость степени сохранности залежей

от разрушающего действия новейших деформаций земной коры.

Установленное для Южного Мангышлака закономерное расширение стратиграфического диапазона нефтегазонасности и снижение степени стратиграфической приуроченности базисных горизонтов [8], связанное автором статьи с уменьшением амплитуд неотектонических движений [6], наблюдается и на п-ове Бузачи [10]. С уменьшением амплитуд позднемиоцен-раннеплиоценовых поднятий (с юга на север и с запада на восток) происходит расширение стратиграфического диапазона нефтегазонасности (от неокома на Жалгизтюбе до юры – неокома – апта на Каламкасе) и закономерное снижение степени стратиграфической приуроченности основных запасов и базисных горизонтов месторождений Северо-Бузачинской НГО.

Из 75 % запасов нефти, разведанных в юрских отложениях Северо-Бузачинской НГО, 51 % приходится на месторождение Каламкас, а из 25% запасов нефти, связанных с неокомскими отложениями, 17 % относится к месторождению Каражанбас (7 % на Жалгизтюбе). При этом 100 % запасов нефти месторождения Каламкас приурочено к юре, а более 72 % запасов нефти месторождения Каражанбас — к неокому. По всем месторождениям Каламкасской линии 100 % запасов нефти локализовано в юрской толще, а по месторождениям Каражанбасской линии 50 % запасов содержится в юре и столько же — в неокоме.

Снижение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений с уменьшением активности (амплитуд) неотектонических движений проявляется как внутри антиклинальных линий — с запада на восток (Арман — базисный горизонт Ю-I, Каламкас — Ю-III, Каратурун — Ю-IV, Каражанбас — неоком (Г), Северные Бузачи – Кирель — Ю-I), так и по региону в целом — с юга на север (Жалгизтюбе —

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Табл. 3. Стратиграфическая локализация запасов нефти по месторождениям вкрест простираения Северо-Бузачинской НГО  
 Tab. 3. Stratigraphic localisation of oil reserves over the fields across the trend of the North Buzachinsky Petroleum Province

Продуктивные отложения		Амплитуда позднемиоцен-раннеплиоценовых поднятий, м			
период (ярус)	горизонт	50	100	150	175
		Каламкас	Северный Каражанбас	Каражанбас	Жалгизтюбе
Мел (аптский)		Г	–	–	–
Мел (неокомский)	A <sub>1</sub>	Г	–	Н/21,6	Н/100
	A <sub>2</sub>	–	–	Н/0,8	–
	Б	Г	–	Н/5,4	–
	В	Г	–	Н/2,4	–
	Г	Г	–	Н/40,6	–
	Д	Г	–	Н/2	–
Юра	Е	ГН	–	–	–
	Ю-I	НГ/24,7	Н/100	Н/23,9	–
	Ю-II	НГ/19,7	–	Н/3,5	–
	Ю-III	НГ/33,8	–	–	–
	Ю-IV	Н/11,4	–	–	–
	Ю-V	Н/5	–	–	–
	Ю-VI	Н/0,8	–	–	–
	Ю-VII	Н/2,6	–	–	–
	Ю-XI	–	–	–	–
Ю-XII	–	–	–	–	

Примечание. Доля запасов газа от суммарных запасов УВ-зоны составляет 2,02 %; доля запасов нефти от суммарных запасов месторождения — 33,8 %. Залежи: Н — нефтяные, Г — газовые, НГ — нефтегазовые.

Note. Gas reserves make 2.02 % of the total HC reserves of the zone; oil reserves make 33.8 % of the total HC reserves of the field. Pools: Н — oil, Г — gas, НГ — oil and gas.

неоком (А-1), Каражанбас — неоком (Г), Северные Бузачи – Кирель — Ю-I, Каламкас — Ю-III) (табл. 3). Происходит также закономерное снижение числа продуктивных горизонтов с увеличением амплитуд неотектонических поднятий (на Каламкасе — 14, Каражанбасе — 8, Жалгизтюбе — 1). Таким образом, установленные ранее для Южного Мангышлака закономерности нефтегазоносности [6, 7, 9] выражены на п-ове Бузачи довольно четко [10].

На графике (см. рис. 3) показано зеркальное относительно центрально-мангышлакских дислокаций расположение кривых изменения газосодержания (отношение запасов газа к запасам нефти по антиклинальным линиям). При этом как для Южного Мангышлака, так и для Бузачей газосодержание уменьшается в сторону Центрального Мангышлака. На Южном Мангышлаке четко прослеживается увеличение запасов УВ отдельных антиклинальных линий в сторону Центрального Мангышлака. То же можно ожидать и для Бузачинской зоны, однако здесь отмечается уменьшение разведанных запасов в направлении от Каламкасской и Каражанбасской антиклинальных линий. Вероятно, это частично связано с недоразве-

данностью Каражанбасской антиклинальной линии (например, морского продолжения), а частично — с разрушением залежей (например, Жаманорпинской зоны).

О запасах Беке-Башкудукского вала (не учтены запасы битумов Карасязь-Таспаса, величина которых превышает 3 млрд т) и центрально-мангышлакских дислокаций (Тюб-Караган) можно также судить как об остаточных после разрушения залежей.

Подводя итоги, можно отметить, что в современном структурном плане региональные и зональные условия нефтегазоносности на западе Туранской плиты проявляются в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления и единичных скоплений УВ к гипсометрически приподнятым бортам прогибов, периклинальным и крыльевым погружениям сводовых и складчатых поднятий. Связь зон нефтегазонакопления с современным структурным планом проявляется в их концентрическом распределении относительно глыбово-складчатой зоны центрально-мангышлакских дислокаций, характеризующейся максимальной гипсометрией и расчлененностью рельефа. В региональном плане зоны нефтегазо-

накопления Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО образуют пояса стратиграфического одновысотного группирования скоплений УВ относительно эпицентра складчатой зоны. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ концентрических дуг (поясов) закономерно снижается с увеличением их радиуса и удалением от складчатой зоны центрально-мангышлакских дислокаций. Распределение УВ в пределах запада Туранской плиты подчиняется не стратиграфической зональности, а образует в разрезе секущее стратиграфические горизонты объемное тело, границы которого формируют наложенную на структуру осадочных бассейнов нефтегазовую зональность. Изменения параметров нефтегазовой зональности (плотность запасов, площадные координаты и гипсометрический уровень концентрации запасов, фазовый состав и физико-химические свойства УВ) подчинены неотектонической зональности и могут прогнозироваться на ее основе [7, 9].

Оценивая роль и место неотектонического критерия в комплексе критериев нефтегазоносности недр, подчеркнем его преимущественное влияние на масштабы вертикальной миграции УВ и сопутствующих флюидов в разрезе земной коры. Новейшая тектоническая активность, независимо от типов и истории геологического развития структур, определяет гипсометрический уровень локализации залежей УВ и, таким образом, в сочетании с экранирующими свойствами осадочного чехла и региональных флюидопоров служит фактором стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры.

Сформулированная закономерность стратиграфического изменения и пространственной локализации запасов УВ как функции изменения по площади активности новейших тектонических движений позволяет прогнозировать стратиграфические интервалы нефтегазоносности осадочных областей в пределах различных зон, в том числе не изученных бурением. Можно с большой долей вероятности утверждать, что нет осадочных областей, где бы не соблюдалась установленная связь пространственно-стратиграфического распределения УВ с активностью новейших тектонических движений. Полученная связь является отражением универсального закона, которому подчинено глобальное распределение нефти и газа в недрах земной коры [7].

### **Перспективы нефтегазоносности казахстанского шельфа Каспийского моря**

Учитывая активное проведение поисково-разведочных работ на казахстанском шельфе Каспийского моря, представляет интерес прослеживание выявленных на материковой части Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО закономерностей на их морском продолжении и возможность проверки работоспособности неотектонического критерия прогнозирования нефтегазоносности недр. Из-за отсутствия

данных о характере поведения чехла неоген-четвертичных отложений в акватории Каспийского моря и, как следствие, отсутствия количественных параметров активности новейших тектонических движений, выводы и прогнозы носят характер качественных заключений и позволяют наметить лишь общие тенденции.

**Южно-Мангышлакская НГО.** В пределах прибрежного пологого шельфа до его глубоководного уступа перспективы нефтегазоносности морского продолжения осевой зоны (Сегендыкская впадина) и южного борта (Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий и Аксу-Кендырлинская ступень) Южно-Мангышлакского прогиба оцениваются автором статьи низкими для отложений юрско-мелового осадочного чехла в связи с невысокими значениями здесь фоновой активности новейших тектонических движений. Перспективными могут быть только отложения доюрского переходного комплекса и породы палеозойского фундамента на локальных структурах высокой активности.

Морское продолжение Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий и Кара-Богазского свода следует рассматривать высокоперспективным и самостоятельным направлением поисков залежей УВ в гранитных выступах фундамента. Фазовый состав УВ — от жирных газов до конденсатов и легких нефтей.

Морское продолжение Беке-Башкудукского вала и зоны центрально-мангышлакских дислокаций — самые перспективные направления поисков нефти и газа в разрезе юрско-меловых отложений осадочного чехла. По мере снижения активности новейших тектонических движений и увеличения мощности осадочного чехла с удалением от береговой линии Каспия, на морских структурах Беке-Башкудукского и Тюб-Караганского валов (центрально-мангышлакские дислокации) будет последовательно расширяться стратиграфический диапазон нефтегазоносности от верхнемеловых до нижнеюрских отложений на фоне закономерного снижения вниз по разрезу стратиграфического уровня концентрации запасов УВ. В этом же направлении будет происходить последовательное облегчение УВ-состава залежей от тяжелых нафтеново-ароматических нефтей в прибрежной полосе до легких метановых нефтей с появлением на максимальном удалении от береговой линии свободного газа, газовых шапок и, возможно, самостоятельных газоконденсатных и газовых залежей. Перспективны все выявленные в этой зоне локальные поднятия, масштабы открытий и величина запасов напрямую контролируются размерами (объемами) ловушек (резервуаров нефти и газа). Открытия месторождений Ракушечное, им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского (морское погружение Тюб-Караганского вала), Хвалынское, 170 км, Сарматское (морское погружение Беке-Башкудукского вала) подтверждают эти выводы.

**Бузачинский свод.** С учетом полученных для Южного Мангышлака закономерностей (см. рис. 3) был сделан прогноз нефтегазоносности п-ова Бузачи [10]. Сравнительный анализ особенностей нефтегазоносности Южного Мангышлака и Бузачей позволил сделать следующие выводы о перспективах Бузачинского свода.

1. Высокая вероятность открытия нефтяных залежей, приуроченных к Каражанбасской антиклинальной линии (прежде всего, вызывает интерес морское продолжение).

2. По газосодержанию Каламкасская антиклинальная линия является аналогом Узеньской линии, что позволяет предположить к северу от нее наличие антиклинальной линии (Заповедная), содержащей нефтегазовые и газовые залежи в соотношении, близком к Жетыбайской линии.

3. С большой долей вероятности в пределах Бузачей можно прогнозировать диапазон нефтегазоносности и стратиграфическую приуроченность базисных горизонтов. К северу от Каламкасской антиклинальной линии следует ожидать расширение стратиграфического диапазона за счет верхнетриасовых и возможно палеозойских отложений и снижение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов. Кроме того, предполагается увеличение числа продуктивных горизонтов и повышение доли газовых залежей [10].

Высокие перспективы нефтегазоносности морского продолжения структур Бузачинского свода доказаны открытиями залежей нефти и газа на морских погружениях месторождений Каражанбас-море и Каламкас-море. В этой зоне перспективны все морские прибрежные объекты, в том числе находящиеся южнее (морское продолжение Южно-Бузачинского прогиба) и севернее (морское продолжение Южно-Эмбинской системы прогибов и поднятий) основных структурных линий Бузачинского свода. В направлениях на север и на запад, в сторону погружения этих структур, прогнозируется сужение стратиграфического диапазона нефтегазоносности в интервале верхнемеловых и нижнеюрских отложений.

На широте Южно-Эмбинских поднятий перспективы нефтегазоносности юрско-мелового комплекса

снижаются и связаны преимущественно с палеозойским комплексом отложений. Ослабление стратиграфической приуроченности базисных горизонтов морских месторождений со снижением активности новейших тектонических движений прогнозируется как внутри антиклинальных линий с востока на запад, так и по Бузачинскому своду в целом с юга на север. В этом же направлении будет происходить облегчение УВ-состава прогнозируемых скоплений.

На основе выполненного анализа связей новейшей тектоники с нефтегазоносностью запада Туранской плиты можно сделать предварительный прогноз о перспективах обнаружения нефтяных и газоконденсатных залежей в юрской (главным образом нижней юре) и палеозойской частях разреза площади Курмангазы.

С учетом последних результатов бурения на структурах Хазар и Ауэзова к северо-востоку от площади Курмангазы в казахстанском секторе Каспия, подтвердивших нефтепродуктивность среднеюрских пород [12], прогнозы автора статьи выглядят вполне обоснованными.

Таким образом, для дальнейшей продуктивной работы по проекту Курмангазы необходимо провести на площади сейсморазведку МОГТ-3D, выполнить ее качественную геологическую интерпретацию на основе развиваемых автором статьи положений об определяющей роли новейшей сдвиговой тектоники в формировании скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах<sup>4</sup>. Для выбора местоположения очередной поисковой скважины с высокой вероятностью открытия залежи необходимо выявить структурно-деформационные неоднородности блокового строения в зонах сдвига [4] на основе построения геомеханической 3D-модели площади и обосновать структурные признаки растяжения и проницаемости горных пород в объеме сейсмического куба 3D. Для определения продуктивного (целевого) интервала поисков следует оценить перспективы нефтегазоносности и выполнить нефтегазогеологическое районирование на генетической основе с учетом представлений о глубинном генезисе УВ и молодом возрасте их современных скоплений.

<sup>4</sup> Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника... 40 с.

## Литература

1. Тимурзиев А.И. Новая кинематическая модель сдвигов // Доклады Академии наук. – 2009. – Т. 428. – № 4. – С. 542–546.
2. Naylor M.A., Mandl G., Supesteijn C.H.K. Fault geometries in basement-induced wrench faulting under different initial stress states // Journal of Structural Geology. – 1986. – Т. 8. – № 7. – С. 737–752. DOI: 10.1016/0191-8141(86)90022-2.
3. Sylvester A.G. Strike-slip faults // Geological Society of America Bull. – 1988. – № 100. – С. 1666–1703. DOI: 10.1130/0016-7606(1988)100<1666:SSF>2.3.CO;2.
4. Тимурзиев А.И. Особенности контроля продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 76–80.
5. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Алексеев А.Г. Строение и формирование залежей УВ месторождения им. В. Филановского // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 5–9.

6. Тимурзиев А.И. Влияние неотектонических факторов на нефтегазоносность Мангышлака // Известия АН СССР. Серия геология. – 1988. – № 4. – С. 98–108.
7. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. – 2006. – № 1. – С. 32–44.
8. Юферов Ю.К., Аронсон В.Е., Рабинович А.А. Размещение залежей нефти и газа в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. – 1973. – № 5. – С. 30–36.
9. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации углеводородов в недрах Мангышлака // Доклады АН СССР. – 1989. – Т. 309. – № 6. – С. 1438–1442.
10. Тимурзиев А.И., Эльдаров А.С. Закономерности распределения запасов нефти и газа и перспективы нефтегазоносности п-ова Бузачи // Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая. – 1982. – № 5. – С. 81–85.
11. Объяснительная записка к карте новейших тектонических деформаций осадочного чехла нефтегазоносных областей СССР (масштаб 1: 5 000 000) / Под ред. С.К. Горелова, Л.Н. Розанова. – Л. : ВНИГРИ, 1978. – 60 с.
12. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Скворцов М.Б., Малышев Н.А., Поляков А.А. Основные направления ГРП и развития ресурсной базы ОАО «НК «Роснефть» // Геология нефти и газа. – 2008. – № 6. – С. 13–19.

## References

1. Timurziev A.I. Novaya kinematicheskaya model' sdivigov [New kinematic model of shear deformations]. *Doklady akademii nauk*. 2009;428(4):542–546. In Russ.
2. Naylor M.A., Mandl G., Suppe C.H.K. Fault geometries in basement-induced wrench faulting under different initial stress states. *Journal of Structural Geology*. 1986;8(7):737–752. DOI: 10.1016/0191-8141(86)90022-2.
3. Sylvester A.G. Strike-slip faults. *Geological Society of America Bull.* 1988;(100):1666–1703. DOI: 10.1130/0016-7606(1988)100<1666:SSF>2.3.CO;2.
4. Timurziyev A.I. Features of wells deliverability control in Western Siberia fields, complicated by horizontal fault structures. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2010;(10):76–80. In Russ.
5. Bochkarev V.A., Osiroukhov S.B., Alexeev A.G. Structure and formation of hydrocarbon deposits of Filanovsky field. *Neftepromyslovoe delo*. 2010;(2):5–9. In Russ.
6. Timurziev A.I. Vliyaniye neotektonicheskikh faktorov na neftegazonosnost' Mangyshlaka [Influence of neotectonic factors on petroleum potential of Mangyshlak]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologiya*. 1988;(4):98–108. In Russ.
7. Timurziyev A.I. Recent tectonics and oil and gas content of the West Turanian plate. *Geologiya nefi i gaza*. 2006;(1):32–42. In Russ.
8. Yuferov Yu.K., Aronson V.E., Rabinovich A.A. Razmeshcheniye zalezhei nefi i gaza v predelakh Zhetybai-Uzen'skoi zony neftegazonakopleniya [Oil and gas pool occurrence within the Zhetybai-Uzen'sky zone of oil and gas accumulation]. *Geologiya nefi i gaza*. 1973;(5):30–36. In Russ.
9. Timurziev A.I. Novoe v zakonomernostyakh prostranstvennogo razmeshcheniya i stratigraficheskoi lokalizatsii uglevodorodov v nedrah Mangyshlaka [New about the features of spatial location and stratigraphic position of hydrocarbons in the Mangyshlak subsurface]. *Doklady AN SSSR*. 1989;309(6):1438–1442. In Russ.
10. Timurziev A.I., El'darov A.S. Zakonomernosti raspredeleniya zapasov nefi i gaza i perspektivy neftegazonosnosti p-ova Buzachi [Patterns of oil and gas reserves distribution and petroleum potential of the Buzachi Peninsula]. *Izvestiya AN Kaz. SSR. Seriya geologicheskaya*. 1982;(5):81–85. In Russ.
11. Gorelov S.K., Rosanov L.N., eds. Obyasnitel'naya zapiska k karte noveishikh tektonicheskikh deformatsii osadochnogo chekhla neftegazonosnykh oblastei SSSR (masshtab 1: 5 000 000) [Explanatory note to the map of the most recent tectonic deformations of sedimentary cover in the petroleum provinces (scale 1: 5 000 000)]. Leningrad: VNIIGRI; 1978. 60 p. In Russ.
12. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Skvortsov M.B., Malyshev N.A., Polyakov A.A. The main trends of exploration works and resource base development of JSC “OC “Rosneft”. *Geologiya nefi i gaza*. 2008;(6):13–19. In Russ.

## Информация об авторе

### Тимурзиев Ахмет Исакович

Доктор геолого-минералогических наук,  
академик РАН, советник

АО «ЦГЭ»,

123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38/3

e-mail: aitimurziev@cge.ru

## Information about author

### Akhmet I. Timurziev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Advisor  
JSC “CGE”,

38/3, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia

e-mail: aitimurziev@cge.ru



# ПРОДВИЖЕНИЕ ПОСТАВЩИКОВ ТЭК

СОТРУДНИКАМ КОМПАНИЙ ТЭК И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



**ВСТРЕЧИ СПЕЦИАЛИСТОВ ТЭК**  
[n-g-k.ru](http://n-g-k.ru)



**АКТУАЛЬНЫЕ ВИДЕО О ТЭК**  
[tek-tv.ru](http://tek-tv.ru)



**АГРЕГАТОР СТАТЕЙ СПЕЦИАЛИСТОВ ТЭК**  
[tek-ads.ru/f](http://tek-ads.ru/f)



**ДОСКА КОММЕРЧЕСКИХ ОБЪЯВЛЕНИЙ ТЭК**  
[tek-ads.ru](http://tek-ads.ru)



**ПРЕЗЕНТАЦИИ КОМПАНИЙ-ПОСТАВЩИКОВ ТЭК.  
БИОГРАФИИ И ДНИ РОЖДЕНИЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ**  
[tek-all.ru](http://tek-all.ru)



**НАСТЕННЫЕ КАРТЫ ПРОЕКТОВ В ТЭК**  
[tek-map.ru](http://tek-map.ru)



**РЕЙТИНГ ПОСТАВЩИКОВ ТЭК**  
[tek-r.ru](http://tek-r.ru)

УДК 553.982.061.3

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-43-49

## Свойства и состав глубинных флюидов — источников углеводородов, гетерокомпонентов и микроэлементов абиогенных нефтей

© 2020 г. | М.А. Лурье

НИИ нефте- и углехимического синтеза ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет», Иркутск, Россия;

miklur@rambler.ru

Поступила 18.12.2019 г.

Доработана 20.01.2020 г.

Принята к печати 12.02.2020 г.

**Ключевые слова:** *свойства и состав глубинных флюидов; источники и процессы образования гетерокомпонентов и микроэлементов нефти.*

**Аннотация:** Рассмотрены свойства глубинных флюидов и особенности их преобразования в процессе вертикальной миграции и формирования нефти. Сверхкритическое состояние компонентов флюидов обуславливает способность сильно ослаблять механическую прочность пород и легко внедряться в их структуру, обеспечивая таким образом благоприятные условия для миграции флюидного потока. Сверхкритическое состояние компонентов глубинных флюидов обуславливает их высокую активность в процессе эволюции флюидов и образования нефтяных систем. Нефтеобразующими соединениями, входящими в состав глубинных флюидов, являются метан, сера, соединения азота, кислорода и металлы, характерные для мантии. Сера и металлы обладают каталитической способностью инициировать реакции образования различных типов углеводородов и сераорганических соединений, а также азот-, кислород- и металлосодержащих структур (нефтяных порфиринов). Протекание этого комплекса реакций определяет состав нефтяного вещества.

*Для цитирования:* Лурье М.А. Свойства и состав глубинных флюидов — источников углеводородов, гетерокомпонентов и микроэлементов абиогенных нефтей // Геология нефти и газа. — 2020. — № 3. — С. 43–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-43-49.

## Sources of hydrocarbons, heterocomponents, and trace elements of abiogenic oil: properties and composition of deep fluids

© 2020 | M.A. Lur'e

Institute of oil and coal chemical synthesis, Irkutsk state university, Irkutsk, Russia; miklur@rambler.ru

Received 18.12.2019

Revised 20.01.2020

Accepted for publication 12.02.2020

**Key words:** *properties and composition of deep fluids; sources and processes of formation of oil heterocomponents and microelements.*

**Abstract:** The authors discuss properties of deep fluids and features of their transformation during the course of vertical migration and oil formation. Supercritical components of deep fluids make it possible to considerably weaken the mechanical strength of the surrounding rocks and to penetrate into their structure easily. This provides favourable conditions for fluid flow migration. Components of the deep fluids are: hydrocarbons; sulphur, nitrogen, oxygen compounds, and metal-containing structures. Supercritical components of deep fluids make them highly active to each other. Sulphur and metals have a catalytic capacity to initiate processes of hydrocarbon polymerization and formation of high-molecular organosulphur compound, as well as nitrogen-, oxygen- and metal-containing complexes (oil porphyrins). Simultaneous course of these reactions determines composition of the oil formed. Generation of petroleum hydrocarbons and organosulphur compounds is a process of "successive" multi-stage-type synthesis. These processes run without adding any extra reagents or catalysts to the reaction system. There are numerous examples of successive processes occurring in nature. Formation of oil components is a particular case of these natural phenomena. Petroleum complexes (porphyrins) containing nitrogen, oxygen, and metals are formed simultaneously with generation of hydrocarbons and organosulphur compounds.

*For citation:* Lur'e M.A. Sources of hydrocarbons, heterocomponents, and trace elements of abiogenic oil: properties and composition of deep fluids. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):43–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-43-49. In Russ.

### Введение

Развиваемая в настоящее время концепция глубинного абиогенного происхождения нефтегазовых систем недавно была подтверждена результатами вертикального электрорезонансного зондирования и сканирования разрезов частотно-резонансным методом обработки спутниковых снимков и фотосним-

ков [1]. Обнаружены каналы вертикальной миграции глубинных высокотемпературных флюидов. Их корни находятся на глубине 470 и 996 км. В интервале глубин от поверхностных слоев до 57 км зафиксированы отклики на частотах нефти, конденсата и газа. Ниже указанной границы зарегистрированы отклики на частотах водорода и углерода. При этом отме-

чено, что такая же картина наблюдалась в гранитах месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама. Обогащение газом отложений на больших глубинах (до ~ 300 км) отмечалось также ранее [2]. Все это согласуется с данными Ф.А. Летникова, В.В. Ярмолюка и др. [3, 4] о метане как основной составляющей летучих компонентов высокотемпературных глубинных флюидов и с выводами о том, что именно  $\text{CH}_4$  является «стартовым» соединением процесса образования глубинного нефтяного вещества [5–9].

### Особенности глубинного нефтегенеза

Исследуя возможные пути преобразования составляющих глубинных флюидов в нефть, содержащую кроме УВ гетерокомпоненты, необходимо, прежде всего, учитывать, что, помимо  $\text{CH}_4$  как источника УВ, флюиды включают  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{S}^0$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  и другие летучие соединения [3, 4]. При этом наличие серы придает флюидам сернистый и нередко высокосернистый характер [10].

Для рассматривания особенностей глубинного нефтегенеза необходимо учитывать, что некоторые компоненты флюидов при определенных температуре и давлении находятся в сверхкритическом состоянии. Даже на глубине 1,5–3 км ( $110 \pm 45^\circ\text{C}$ ) такое состояние характерно для  $\text{CH}_4$  ( $T_{\text{крит}} = 82,4^\circ\text{C}$  и  $P_{\text{крит}} = 4,75$  МПа) и  $\text{CO}_2$  ( $T_{\text{крит}} = 31,3^\circ\text{C}$  и  $P_{\text{крит}} = 7,62$  МПа) [11]. По данным Б. Тиссо и Д. Вельте [12], на глубинах, соответствующих нефтеобразованию, давление может составлять от 15,2 до 152 МПа. Такие компоненты, как  $\text{H}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , способны легко растворяться в сверхкритической среде и приобретать высокую химическую активность. Содержащиеся в метановом сверхкритическом флюиде  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CO}_2$  в качестве окислителей способствуют образованию алканов, облегчают их циклизацию и ароматизацию [11].

Сверхкритические системы, сочетающие в себе свойства жидкостей и газов (отсутствие межфазной границы), характеризуются очень низкой вязкостью и высокой диффузионной способностью растворять как жидкие, так и твердые вещества. Благодаря этим качествам флюиды могут подобно газам проникать в любые трещины, внедряться в различные твердые структуры, разрушать их и перемещаться вверх по разломам и другим нарушениям земной коры. С.В. Чудов установил следующее [13]. Если два разлома пересекаются, то место их пересечения представляет собой вертикальный канал, пронизывающий весь кристаллический фундамент, что обуславливает повышенное напряжение и растрескивание. Образовавшиеся нарушения распространяются вниз и вверх, и вокруг пересечения разломов образуются множественные трещины, просачивание флюидов по которым приводит к дальнейшему их разрастанию, разрыву пород кристаллического фундамента и усилению потока флюидов. По мере продвижения вверх из-за падения давления объем потока увеличивается,

в результате чего зона разрушения приобретает вид расширяющегося вверх конуса, что облегчает вертикальное продвижение. При уменьшении давления и температуры, потере флюидами сверхкритических свойств и их приближении к поверхности процессы разрушения должны затухать. Таким образом, описанные выше явления обеспечивают вертикальное движение глубинных флюидов.

### Образование гетерокомпонентов и микроэлементов нефти

Рассмотрим возможные химические процессы, приводящие в ходе эволюции флюидов к образованию, помимо УВ нефти, ее гетерокомпонентов (S-, N- и O-содержащие соединения) и микроэлементов. С точки зрения сторонников биосферной концепции нефтегенеза, присутствие в нефтях гетеросоединений объясняется наличием этих элементов в ОВ или в окружающем образовавшуюся нефть пространстве. Поэтому необходимо с позиции абиогенного нефтегенеза выявить источники S-, N- и O-содержащих компонентов и возможные пути их вхождения в состав нефтяного вещества. Для этого, прежде всего, следует иметь в виду, что указанные элементы, наряду с преобладающим в глубинных флюидах метаном, входят в состав летучих соединений [3, 4].

По данным [14], содержание серы в нефтях может достигать 4,3 %, азота — 1,7 %, а кислорода — 0,27 %. В отличие от этого в ОВ серы очень мало. На 1000 атомов углерода приходится всего лишь 0,7 атома серы, а в нефтях этот показатель составляет от 20 до 70 атомов [5], т. е. отношение S/C в нефтях на ~ 2 порядка выше, чем в биомассе. М.А. Лурье, Ф.К. Шмидт [6] показали, что поступление серы в систему из окружающего пространства в результате процесса сульфатредукции, как это предполагается сторонниками биогенеза, маловероятно, потому что продуктом сульфатредукции является неактивный по отношению к УВ  $\text{H}_2\text{S}$ . К тому же указанный процесс может протекать лишь в анаэробных условиях. При изучении закономерностей компонентно-фракционного состава и сернистости большого числа образцов нефтей (~ 1500) [15] сделан вывод о том, что УВ нефти и ее S-содержащие соединения образуются в едином комплексе превращений исходного материала, содержащего углерод ( $\text{CH}_4$ ) и серу примерно в том же соотношении, что и образующаяся нефть. В работах [6, 7, 16] показано, что причиной этого является способность имеющейся во флюидах  $\text{S}^0$  инициировать каталитические полимеризационные преобразования УВ и продуцировать различные их типы и S-органические соединения, обуславливая таким образом сернистость нефтей. При этом выявлено, что характер эволюции системы УВ–S соответствует основным показателям реальных нефтей. Имеются в виду, прежде всего, прямые корреляции между сернистостью нефтяных систем, их вязкостью, объемом тяжелых фракций и масштабами

залежей. Реакции взаимодействия УВ с  $S^0$  относятся к типу каскадных («домино») многоступенчатых процессов, способных протекать без добавления в реакционную систему каких-либо дополнительных реагентов или катализаторов [17]. Первый этап является «спусковым крючком». На каждом этапе преобразований повышается сложность образующихся молекул. С этим коррелирует число ступеней процесса. Природа «использует» этот принцип миллионы лет. При усложнении состава системы механизм сохраняется. Это явление имеет межсистемный характер и проявляется во всех системах окружающего мира. Направленность эволюции контролируется термодинамикой.

Для обоснования абиогенной природы другого гетерокомпонента нефтей (N-содержащих соединений) следует, прежде всего, сопоставить значения атомного отношения C/N для нефтей и ОВ. Для самых богатых азотом нефтей оно составляет ~ 200, а для ОВ — 80 [5]. Значения атомного отношения S/N для нефтей и ОВ также резко отличаются, составляя 13–14 и ~ 0,14 соответственно [5]. Сравнение этих показателей ставит под сомнение правильность утверждений о биогенной природе азота нефтей. Очевидно, что в биомассе  $N \gg S$ , а в нефтях  $S \gg N$ . С позиции биосферной концепции невозможно объяснить эту инверсию (переворачивание). Следует заметить, что в процессах преобразования УВ-содержащих систем, как известно из практики нефтепереработки, азот удаляется труднее, чем сера. В случае биогенного образования нефти следовало ожидать еще большего преобладания в ней азота над серой, а наблюдается противоположное ( $S \gg N$ ). К этому необходимо добавить, что количество азота в нефтях возрастает с увеличением серосодержания. Симбатность изменения содержания этих элементов в нефтях, установленная для большинства образцов (~ 1500), общеизвестна [5], что свидетельствует о правомерности точки зрения об общем источнике серы и азота абиогенной нефти — глубинных абиогенных флюидах, содержащих серу в больших количествах, чем азот.

### Источники азота абиогенной нефти

Причины и механизмы попадания в нефтяное вещество глубинной серы в виде S-органических соединений при абиогенном образовании нефти изложены выше. Для выяснения источников азота абиогенной нефти следует обратиться к данным о геохимической истории этого элемента, в частности о формировании его глубинных резервуаров и возможностях растворения во флюидах. А.А. Кадик и др. [18] считают, что часть азота может быть «захоронена» в металлическом ядре Земли, растворена в продуктах кристаллизации магматического «океана», а в процессах химической дифференциации последнего происходит высвобождение азота из глубин магматических и кристаллических фаз, в результате чего

он и его соединения могут находиться в мантийных структурах. Исследование Ю. Ли, Х. Кепплера [19] показало, что в восстановленной мантии взаимодействие азота с водородом приводит к образованию N–H-соединений ( $NH_3$ ,  $NH_2^-$ ,  $NH_2^+$ ), а доминирующей составляющей являются молекулы  $NH_3$ . В.С. Зубков [20] предположил, что в условиях нижней мантии азот и его соединения могут обладать высокой активностью. Эта гипотеза согласуется с выводами, сделанными при исследовании состава расплавов и их эволюции [18, 21], о том, что при понижении давления и дегазации в процессе подъема образуются и выделяются из расплавов молекулы и комплексы C–H–N–O и C–H–S–N–O. В связи с этим необходимо рассмотреть возможность участия глубинного кислорода в нефтеобразующем процессе. В работах [22–24] утверждается, что в мантийных условиях в процессе восходящего движения мантийного вещества формируются флюиды, содержащие, наряду с главными газообразующими компонентами ( $CH_4$  и  $NH_3$ ), кислородсодержащие ( $CO_2$ ,  $CO_3^{2-}$ ,  $H_2O$  и  $OH^-$ ) с высокой вариацией содержания всех этих соединений, а состав флюидов изменяется от преимущественно метанового до водно-метанового с увеличивающейся концентрацией  $CO_2$ , что свидетельствует об окислительной способности  $H_2O$  ( $CH_4 + H_2O \rightarrow CO_2$ ) в процессе эволюции флюидов. Следует отметить, что в сверхкритической среде, в которой и происходит их преобразование [11, 13], вода характеризуется повышенной химической активностью. Растворенная совместно с  $CO_2$ , она улучшает циклизацию органических соединений с последующей их ароматизацией вследствие протекания реакций дегидрирования [11] и, таким образом, способна участвовать в формировании состава нефтяного вещества.

Представленные данные свидетельствуют о том, что преобразование смеси метана, серы и обладающих активностью соединений азота и кислорода, содержащихся в глубинных флюидах, является процессом, приводящим к формированию состава нефтей. В результате этого процесса, помимо УВ и S-содержащих соединений, образуются N- и O-содержащие компоненты. Исследования состава нефтей показывают, что данные компоненты являются основными (до 90 %) составляющими металлосодержащих комплексов (порфиринов) [25–27]. Наличие металлов в составе нефтяного вещества обусловлено, очевидно, их присутствием во флюидах и участием в формировании состава нефтей. Во флюидах имеются «транзитные» металлы (мантийные метки) — V, Ni, Fe, Mo и др. [28]. В условиях высоких давлений и температур метан в сверхкритическом состоянии может переносить металлоорганические комплексы [25]. Металлы, в частности V и Ni, присутствующие в нефтях в максимальных количествах, обладают ярко выраженной каталитической активностью по отношению к УВ и поэтому способны, наряду с S, N и O, участвовать в формировании нефтей с вхождением

в их состав в виде V- и Ni-порфиринов. Это циклические тетрапиррольные N- и O-содержащие комплексы с многоконтурной ароматической сопряженной системой. В отличие от V-порфиринов, содержащих N и O, последний в Ni-порфиринах отсутствует. Порфирины устойчивы в геологических условиях вследствие ароматических свойств своего ядра, жесткости макроцикла и других особенностей строения [26]. Абсолютные содержания V- и Ni-порфиринов в нефтях сильно варьируют, при этом количественное отношение довольно постоянно [25], а в максимальном количестве находятся V-порфирины [25–27]. Как правило, V-порфирины концентрируются в асфальтеновых фракциях, а Ni-порфирины — в смолистых. Ресурсы V в тяжелых, сверхтяжелых, высокосернистых нефтях составляют 59,2 млн т [25], поэтому они являются крупнейшими концентраторами не только серы, но и ванадия.

Наличие V- и Ni-порфиринов в нефтях является дополнительным свидетельством их абиогенной природы, так как в ОВ порфириновые комплексы не содержат V и Ni, а только Fe и Mg, входящие в состав гемов и хлорофилла соответственно [29]. К тому же, как показано в работе [30], V не содержится в осадках — источниках ОВ. Кроме того, установлено [27, 31], что V не привносится извне в нефть, представляющую собой геологически обособленный объект. Окружающие нефть породы не содержат V, и он, следовательно, концентрируется в нефтях исключительно в результате процессов, происходящих в ходе эволюции глубинных флюидов. Вывод о том, что нефтяные порфирины могут синтезироваться при высоких значениях температуры и давления в процессе вертикального восхождения флюидов и формирования глубинной нефти, а не из ОВ, согласуется с данными об обнаружении порфиринов в метеоритах и продуктах, образовавшихся при электроразрядах в модельной газовой смеси [29], т. е. в абиогенных условиях.

Ванадий остается в составе нефтей после их дегидратации и обессоливания [26, 27, 31], а это свидетельствует о прочной его связи с нефтяным веществом. Р. Окампо [32] выявил, что в процессе десульфуризации нефтяных фракций удаление из них порфиринов не наблюдается, что свидетельствует о большой трудности извлечения из нефтей N по сравнению с S. Это может быть признаком автономности процессов образования S- и N-содержащих компонентов. Содержащие серу компоненты образуются в результате ее каталитического воздействия на УВ, а N-металлосодержащие (порфирины) образуются, очевидно, одновременно с ними при каталитическом воздействии металлов (V и Ni) на УВ и N-содержащие компоненты. Такое сочетание процессов относится к явлениям, называемым «тандемными процессами» [17]. Одновременность образования S- и N-содержащих нефтяных компонентов подтверждается наличием прямой корреляции (парагенетической ассоциации) между концентрациями этих элементов в нефтях

[33]. Причиной более трудного удаления из нефтей N по сравнению с S, видимо, является нахождение первого в порфириновых ядрах, так как они окружены многочисленными УВ- [34] и другими структурами [35], защищающими ядра от различных воздействий и обеспечивающими устойчивость порфиринов. В отличие от этого S в составе нефтяных S-содержащих молекул находится на их периферии.

Максимальные концентрации V- и Ni-порфиринов наблюдаются в наиболее тяжелых нефтях [25, 26], а по объему запасов такие нефти (в соответствии с базой, содержащей информацию о 5000 образцах нефтей) сосредоточены в уникальных месторождениях [36]. Можно предположить, что нефтяными структурами, содержащими V, Ni, N, O, являются исключительно V- и Ni-порфирины. Для подтверждения правоты такого заключения необходимо сравнить относительные количества этих элементов в порфиринах и нефтях. Поскольку сведений о концентрации всех рассматриваемых элементов в одном образце нефти нет, вполне допустимо использование данных о нефтях с минимальными, средними или максимальными содержаниями. Использование минимальных показателей чревато большими ошибками, средних — малоинформативно. Поэтому были использованы максимальные количества V [25], N и O (% мас) [14]. Для ответа на вопрос «В какой степени эти элементы нефтяного вещества принадлежат к его порфириновым комплексам?» необходимо сопоставить относительные количества элементов в нефтях и порфиринах. С этой целью использованы отношения (по массе) V/O, V/N и N/O для нефтей и порфириновых ядер модельных V-порфиринов [34], так как последние содержат весь комплект указанных элементов (Ni-порфирины не содержат O). Отношения составляют 3,2; 0,9 и 3,5 соответственно. При этом необходимо иметь в виду, что в обрамлении порфириновых ядер нефтей, в отличие от модельных порфиринов, могут присутствовать в определенном количестве те же элементы (O и N), что и в ядрах. Для порфиринового ядра модельных V-порфиринов (без обрамления) отношение V/O = 3,2 [34], а для нефтей оно составляет ~ 2,2. Поскольку в обрамлении порфириновых ядер V-порфиринов нефтей могут находиться O-содержащие группы [35], становится понятной причина более низкого значения этого показателя у нефтей. Отношение V/N для порфиринового ядра V-порфиринов равно 0,9 [34], а для нефтяного вещества — 0,35. С учетом того, что в нефтях, помимо V-порфиринов, может находиться достаточно большое количество Ni-порфиринов, а следовательно, азота, вполне объяснимо более низкое значение в нефти отношения V/N. Присутствием в нефтях как V-, так и Ni-порфиринов (последние не содержат O, а только — N), в свою очередь, можно объяснить более высокое (~ 6) значение отношения N/O нефтей по сравнению с порфириновым ядром

модельного V-порфирина (3,5). Как видим, данные об отношениях N/O и металлов в нефтях не противоречат представлениям о том, что эти элементы входят главным образом в состав нефтяных порфириновых комплексов.

### Выводы

Таким образом, в процессе эволюции глубинных флюидов, в результате взаимодействия входящих в их состав элементов и соединений, образуются УВ

различного типа, имеющие разную молекулярную массу, S-содержащие соединения, а также N-, O-, металлосодержащие (V, Ni) комплексы. Различные УВ- и S-содержащие соединения образуются под воздействием серы, являющейся инициатором (катализатором) этого процесса, одновременно с которым под каталитическим воздействием металлов синтезируются N-, O-, металлосодержащие комплексы (металлопорфирины).

### Литература

1. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Украинский щит: Новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода // Геоинформатика. – 2019. – № 2. – С. 5–18.
2. Ballhaus C. Is the upper mantle metal-saturated? // Earth and Planetary Science Letters. – 1995. – Т. 132. – № 1–4. – С. 75–86. DOI: 10.1016/0012-821X(95)00047-G.
3. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. – 2001. – Т. 43. – № 4. – С. 291–307.
4. Ярмолюк В.В., Коваленко В.И., Наумов В.Б. Потоки летучих компонентов в верхних оболочках Земли как отражение глубинных геодинамических процессов // Глубинный магматизм, его источники и их связь с плюмовыми процессами. Труды IV Международного семинара. – Улан-Удэ – Иркутск : Изд-во Института географии СО РАН, 2004. – С. 5–34.
5. Эйгенсон А.С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 12. – С. 19–25. DOI: 10.1007/BF00727755.
6. Lur'e M.A., Schmidt F.K. Oil. Discussion of origin. Sulfur- and metal content as genetic characteristics. – Saarbrücken, Germany: Lambert Academic Publishing, 2012. – 258 с.
7. Лурье М.А. О причинах геохимических различий нефтегазовых систем // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 69–75.
8. Чукин Г.Д., Алаторцева Е.И., Леонтьева С.А. Происхождение нефти: новый взгляд // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 7. – С. 17–22.
9. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Образование нефти и газа. Теория и прикладные аспекты // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 89–96.
10. Летников Ф.А. Автономные флюидные системы континентальной земной коры // Доклады Академии наук. – 2009. – Т. 427. – № 6. – С. 810–813.
11. Лифшиц С.Х. Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов // Вестник Российской академии наук. – 2009. – Т. 79. – № 3. – С. 261–265.
12. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. – М. : Мир, 1981. – 504 с.
13. Чудов С.В. Кимберлитовые трубки и флюидный вулканизм // Природа. – 2019. – № 3. – С. 66–69.
14. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 605 с.
15. Эйгенсон А.С., Шейх-Али Д.М. Закономерности компонентно-фракционного и химического составов нефтей // Химия и технология топлив и масел. – 1988. – № 10. – С. 29–34. DOI: 10.1007/BF00727688.
16. Lur'e M.A., Schmidt F.K. Interaction of endogenic methane and sulfur: a possible initial stage of condensation conversion and abiogenic genesis of oil // Journal of Sulfur Chemistry. – 2007. – V. 28. – № 6. – 631–644. DOI: 10.1080/17415990701670288.
17. Титце Л., Браше Г., Герике К. Домино-реакции в органическом синтезе. – М. : БИНОМ, лаборатория знаний, 2010. – 671 с.
18. Кадик А.А., Колташов В.В., Крюкова Е.Б., Плотниченко В.Г., Цехоня Т.И., Кононкова Н.Н. Растворимость азота углерода и водорода в расплаве FeO–Na<sub>2</sub>O–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>–SiO<sub>2</sub> и жидком сплаве железа: влияние летучести кислорода // Геохимия. – 2015. – № 10. – С. 867–887. DOI: 10.1134/S001670291510002X.
19. Li Y., Keppler H. Nitrogen speciation in mantle and crustal fluids // Geochimica Cosmochimica Acta. – 2014. – Т. 129. – С. 13–32. DOI: 10.1016/j.gca.2013.12.031.
20. Зубков В.С. К вопросу о составе и форме нахождения флюида системы C–H–N–O–S в PT-условиях верхней мантии // Геохимия. – 2001. – № 2. – С. 131–145.
21. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Битумогенез и некоторые аспекты эволюции флюидов // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М. : ГЕОС, 2006. – С. 23–37.
22. Кадик А.А. Восстановленные флюиды мантии: связь с химической дифференциацией планетарного вещества // Геохимия. – 2003. – № 9. – С. 928–940.
23. Кадик А.А. Режим летучести кислорода в верхней мантии как отражение химической дифференциации планетарного вещества // Геохимия. – 2006. – № 1. – С. 63–79. DOI: 10.1134/S0016702906010071.
24. Кадик А.А., Куровская Н.А., Игнатъев Ю.А., Кононкова Н.Н., Колташов В.В., Плотниченко В.Г. Влияние летучести кислорода на растворимость углерода и водорода в расплавах FeO–Na<sub>2</sub>O–SiO<sub>2</sub>–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, равновесных с жидкой фазой железа при 1,5 ГПа и 1400 °С // Геохимия. – 2010. – № 10. – С. 1011–1018. DOI: 10.1134/S0016702910100010.
25. Бескровный Н.С. Нафтометаллогения: единство нефте- и рудообразования // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. – 1986. – Т. 31. – № 5. – С. 569–574.

## GEOCHEMICAL SURVEYS

26. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – М. : Наука, 2012. – 222 с.
27. Холодов В.Н. Осадочный рудогенез и металлогения ванадия. – М. : Наука, 1973. – 275 с.
28. Летников Ф.А., Дорогокупец П.И. К вопросу о роли суперглубинных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах // Доклады Академии наук. – 2001. – Т. 378. – № 4. – С. 535–537.
29. Эйгенсон А.С. О противостоянии двух концепций нефтегазообразования // Химия и технология топлив и масел. – 1998. – № 3. – С. 3–5.
30. Борисова Л.С., Конторович А.Э., Фомичев А.С. Геохимические особенности состава и структуры гетероциклических компонентов битумоидов органического вещества современных осадков // Успехи органической геохимии: материалы Всероссийской научной конференции. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – С. 60–63.
31. Холодов В.Н. Ванадий. – М. : Наука, 1968. – 245 с.
32. Окампо Р. Изучение металлокомплексов и металлов в тяжелых сырых нефтях // Успехи органической геохимии: материалы Всероссийской научной конференции. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – С. 246–247.
33. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 180 с.
34. Гилинская Л.Г. Спектры ЭПР комплексов V (IV) и структура нефтяных порфиринов // Журнал структурной химии. – 2008. – Т. 49. – № 2. – С. 259–268. DOI: 10.1007/s10947-008-0120-6.
35. Агагусейнова М.М., Абдуллаева Г.Н. Каталитическое окисление олефинов нефтяными металлопорфинами // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2010. – Т. 53. – № 9. – С. 12–15.
36. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей и изменений их физико-химических свойств // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 57–64.

## References

1. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Ukrainskii shchit: Novye dannye o glubinnom stroenii i perspektivakh obnaruzheniya zalezhei nefiti, gazokondensata, gaza i vodoroda [Ukrainian Shield: New data on deep structure and prospects for discovery of oil, gas condensate, gas, and hydrogen accumulations]. *Geoinformatika*. 2019;(2):5–18. In Ukr.
2. Ballhaus C. Is the upper mantle metal-saturated? *Earth and Planetary Science Letters*. 1995;132(1–4):75–86. DOI: 10.1016/0012-821X(95)00047-G.
3. Letnikov F.A. Sverkhglubinnye flyuidnye sistemy Zemli i problemy rudogenez [Ultradeep fluid systems of the Earth and ore genesis problems]. *Geologiya rudnykh mestorozhdenii*. 2001;43(4):291–307. In Russ.
4. Yarmolyuk V.V., Kovalenko V.I., Naumov V.B. Potoki letuchikh komponentov v verkhnikh obolochkakh Zemli kak otrazhenie glubinykh geodinamicheskikh protsessov [Flows of volatile components in the upper Earth's shells: reflection of deep geodynamic processes]. In: Glubinniy magmatizm, ego istochniki i ikh svyaz' s plyumovymi protsessami. Trudy IV Mezhdunarodnogo seminar. – Ulan-Ude. Irkutsk: Izd-vo Instituta geografii SO RAN; 2004. pp. 5–34. In Russ.
5. Eigenson A.S. Quantitative study of the formation of manmade and natural hydrocarbon systems using the methods of mathematical modeling. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 1990;26(12):19–25. DOI: 10.1007/BF00727755.
6. Lur'e M.A., Shmidt F.K. Oil. Discussion of origin. Sulfur- and metal content as genetic characteristics. Saarbrücken, Germany: Lambert Academic Publishing; 2012. 258 p.
7. Lurje M.A. Concerning geochemical differences of oil and gas systems. *Geologiya nefiti i gaza*. 2015;(3):69–75. In Russ.
8. Chukin G.D., Alatorsev E.I., Leont'eva S.A. Origin of oil: a new look. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskiedostizheniya i peredovoi opyt*. 2016;(7):17–22. In Russ.
9. Seiful'-Mulyukov R.B. Oil and gas formation. Theory and practical aspects. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(6):89–96. In Russ.
10. Letnikov F.A. Avtonomnye flyuidnye sistemy kontinental'noi zemnoi kory [Independent fluid systems of continental Earth's crust]. *Doklady akademii nauk*. 2009;427(6):810–813. In Russ.
11. Lifshits S.Kh. Mekhanizm obrazovaniya nefiti v sverkhkriticheskom potoke glubinykh flyuidov [Mechanism of oil generation in supercritical flow of deep fluids]. *Vestnik Rossiiskoi akademii nauk*. 2009;79(3):261–265. In Russ.
12. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefiti i gaza [Oil and gas generation and propagation]. Moscow: Mir; 1981. 504 p. In Russ.
13. Chudov S.V. Kimberlite Pipes and Fluid Volcanism. *Priroda*. 2019;(3):66–69. In Russ.
14. Nesterov I.I. Problemy geologii nefiti i gaza vtoroi poloviny XX veka [Problems of oil and gas geology in the latter half of 20-th century]. Novosibirsk : Izd-vo SO RAN; 2007. 605 p. In Russ.
15. Eigenson A.S., Sheikh-Ali D.M. Relationships in component-fractional and chemical composition of crude oils. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 1988;24(10):444–453. DOI: 10.1007/BF00727688.
16. Lur'e M.A., Shmidt F.K. Interaction of endogenic methane and sulfur: a possible initial stage of condensation conversion and abiogenic genesis of oil. *Journal of Sulfur Chemistry*. 2007;28(6):631–644. DOI: 10.1080/17415990701670288.
17. Tittse L., Brashe G., Gerike K. Domino-reaktsii v organicheskom sinteze [Dominoes-reaction in organic synthesis]. Moscow: BINOM, laboratoriya znaniy; 2010. 671 p. In Russ.
18. Kadik A.A., Kryukova E.B., Tsekhonya T.I., Kononkova N.N., Koltashev V.V., Plotnichenko V.G. Solubility of nitrogen, carbon, and hydrogen in FeO–Na<sub>2</sub>O–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>–SiO<sub>2</sub> melt and liquid iron alloy: Influence of oxygen fugacity. *Geochemistry International*. 2015;53(10):849–868. DOI: 10.1134/S001670291510002X.
19. Li Y., Keppler H. Nitrogen speciation in mantle and crustal fluids. In: *Geochimica Cosmochimica Acta*. 2014;129:13–32. DOI: 10.1016/j.gca.2013.12.031.

20. Zubkov V.S. Composition and speciation of fluid in the system C–H–N–O–S at P-T conditions of the upper mantle. *Geochemistry International*. 2001;39(2):109–122.
21. Gottikh R.P., Pisotskii B.I. Bitumogenez i nekotorye aspekty evolyutsii flyuidov [Bitumogenesis and certain aspects of fluid evolution]. In: *Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdenii*. Moscow: GEOS; 2006. pp. 23–37. In Russ.
22. Kadik A.A. Mantle-Derived Reduced Fluids: Relationship to the Chemical Differentiation of Planetary Matter. *Geochemistry International*. 2003;41(9):844–855.
23. Kadik A.A. Oxygen Fugacity Regime in the Upper Mantle as a Reflection of the Chemical Differentiation of Planetary Materials. *Geochemistry International*. 2006;44(1):56–71. DOI: 10.1134/S0016702906010071.
24. Kadik A.A., Kurovskaya N.A., Ignat'ev Yu.A., Kononkova N.N., Koltashov V.V., Plotnichenko V.G. Influence of oxygen fugacity on the solubility of carbon and hydrogen in FeO–Na<sub>2</sub>O–SiO<sub>2</sub>–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> melts in equilibrium with liquid iron at 1.5 Gpa and 1400°C. *Geochemistry International*. 2010;48(10):953–960. DOI: 10.1134/S0016702910100010.
25. Beskrovnyi N.S. Naftometallogeniya: edinstvo nefte- i rudoobrazovaniya [Petroleum naphthogeny: unity of oil and ore formation]. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*. 1986;31(5):569–574. In Russ.
26. Khadzhiev S.N., Shpirt M.Ya. Mikroelementy v neftyakh i produktakh ikh pererabotki [Microelements in oils and products of their processing]. Moscow: Nauka; 2012. 222 p. In Russ.
27. Kholodov V.N. Osadochnyi rudogenez i metallogeniya vanadiya [Sedimentary ore genesis and metalgeny of vanadium]. Moscow: Nauka; 1973. 275 p. In Russ.
28. Letnikov F.A., Dorogokupets P.I. K voprosu o roli superglubinykh sistem zemnogo yadra v endogennykh geologicheskikh protsessakh [The role of superdeep fluid systems of the Earth's core in Endogenic geological processes]. *Doklady akademii nauk*. 2001;378(4):535–537. In Russ.
29. Eigenson A.S. O protivostoyanii dvukh kontseptsii neftegazoobrazovaniya [Confrontation of two oil and gas generation conceptions]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 1998;(3):3–5. In Russ.
30. Borisova L.S., Kontorovich A.E., Fomichev A.S. Geokhimicheskie osobennosti sostava i struktury geterotsiklicheskich komponentov bitumoidov organicheskogo veshchestva sovremennykh osadkov [Heterocyclic components of bitumoids in organic matter of modern sediments: geochemical features of composition and structure]. In: *Uspekhi organicheskoi geokhimii: materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii*. Novosibirsk: SO RAN; 2010. pp. 60–63. In Russ.
31. Kholodov V.N. Vanadii [Vanadium]. Moscow: Nauka; 1968. 245 p. In Russ.
32. Okampo R. Izuchenie metallokompleksov i metallov v tyazhelykh syyrykh neftyakh [Studies of metal complexes and metals in heavy crude oils]. In: *Uspekhi organicheskoi geokhimii: materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii*. Novosibirsk: SO RAN; 2010. pp. 246–247. In Russ.
33. Goncharov I.V. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
34. Gilinskaya L.G. EPR spectra of V(IV) complexes and the structure of oil porphyrins. *Journal of Structural Chemistry*. 2008;49(2):245–254. DOI: 10.1007/s10947-008-0120-6.
35. Agaguseinova M.M., Abdullaeva G.N. Kataliticheskoe oksigenirovanie olefinov neftyanymi metalloporfinami [Catalytic oxygenation of olefins by petroleum metalloporphins]. *Russian journal of chemistry and chemical technology*. 2010;53(9):12–15. In Russ.
36. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Analysis of the spatial distribution of heavy oils and changes of physical and chemical properties. *Geologiya nefti i gaza*. 2013;(4):57–64. In Russ.

### Информация об авторе

**Лурье Михаил Абрамович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
старший научный сотрудник

НИИ нефте- и углехимического синтеза  
ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет»,

664003 Иркутск, ул. К. Маркса, д. 1

e-mail: miklur@rambler.ru

### Information about author

**Mikhail A. Lur'e**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior Researcher

Research Institute of Petroleum and Coal Chemical Synthesis,  
Irkutsk State University,

1, ul. K. Marksa, Irkutsk, 664003, Russia

e-mail: miklur@rambler.ru

**Уважаемый Раис Салихович!**

Дружная геологическая команда ПАО «Татнефть» поздравляет Вас с наступающим 70-летием!

Мы счастливы, что волею судьбы мы трудимся и творим вместе с Вами, что Служба главного геолога ПАО «Татнефть» сохранила свои традиции и ценности – открытость и честность в отношениях с партнерами и коллективом, уважение к каждому мнению, нацеленность на укрепление авторитета конкурентоспособности компании. При Вашем деятельном участии и руководстве наш коллектив стабильно показывает высокую динамику развития, успешно решая задачи, связанные со сложной организацией освоения новых участков недр, обеспечения прироста минеральных ресурсов компании и восполнения их добычи.

Благодаря Вашей энергии, обширным знаниям, стратегическому видению, постоянному взаимодействию с наукой, крупнейшими отечественными компаниями и государственными институтами власти в сфере недропользования и экономики мы вместе добиваемся отличных результатов, обеспечивая нашей компании высокий авторитет в добывающей отрасли.

Мы горды трудиться под Вашим руководством и знаем, что Вы вносите достойный вклад в решение важнейших отраслевых задач, связанных как с поддержанием необходимого уровня прироста запасов углеводородов, так и с совершенствованием законодательства, созданием новых технологий для разработки месторождений нефти и газа.

Вы, как никто другой, знаете цену труду и дружеской поддержке, и мы признательны Вам за постоянную заботу и внимание, высокую оценку работы каждого специалиста Службы главного геолога, за мужество, с которым Вы смело отстаиваете наши позиции.

Вы преданны делу, Ваша жизнь – пример для будущего поколения геологов.

Для нас Вы являетесь образцом Человека с огромным сердцем, Руководителя с глобальным мышлением и Ученого с вселенскими знаниями.

В день Вашего рождения мы желаем Вам, дорогой Раис Салихович, благополучия и здоровья, реализации намеченных планов. Пусть Вас никогда не покидает вера в успех, а жизненная энергия дает силы для новых открытий!

***С огромной благодарностью и искренней преданностью к Вам,  
коллектив Службы главного геолога ПАО «Татнефть»***

*Редакционная коллегия и редакция журнала «Геология нефти и газа» присоединяется к поздравлениям и желает юбиляру долгих лет жизни и новых свершений на благо отечественной нефтяной геологии!*

УДК 553.98.061.17

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-51-59

## Новый подход к кинетическим исследованиям органического вещества баженовской свиты

© 2020 г. | Р.С. Кашапов<sup>1,2</sup>, И.В. Гончаров<sup>1,2</sup>, Н.В. Обласов<sup>1</sup>, В.В. Самойленко<sup>1</sup>, П.В. Трушков<sup>1</sup>, С.В. Фадеева<sup>1,2</sup><sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия; KashapovRS@tomsknpi.ru; GoncharovIV@tomsknpi.ru; ObblasovNV@tomsknpi.ru; SamoilenkoVV@tomsknpi.ru; TrushkovPV@tomsknpi.ru; FadeevaSV@tomsknpi.ru;<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия

Поступила 10.03.2020 г.

Доработана 12.03.2020 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

**Ключевые слова:** кинетика; баженовская свита; катагенез; Западная Сибирь; пиролиз; органическое вещество.

**Аннотация:** Кинетические исследования являются неотъемлемой составляющей бассейнового моделирования. От того, насколько корректно определены кинетические параметры органического вещества, зависит точность оценки времени начала генерации углеводородов и их объема. В данной статье, с использованием результатов кинетических исследований образцов пород баженовской свиты различной степени термической зрелости, установлена зависимость между значениями константы Аррениуса и энергии активации. На ее основе выполнен расчет кинетических спектров для выборки образцов, отражающих ход реализации генерационного потенциала в процессе термической эволюции. Предложен подход к объединению полученных спектров в единый, позволяющий учитывать процессы поликонденсации органического вещества в ходе катагенеза. По результатам сопоставления реализации генерационного потенциала полученного кинетического спектра с кинетическими моделями из различных литературных источников можно сделать вывод о перспективности нового подхода к кинетическим исследованиям.

Для цитирования: Кашапов Р.С., Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Трушков П.В., Фадеева С.В. Новый подход к кинетическим исследованиям органического вещества баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-51-59.

## Organic Matter of Bazhenov formations: new approach to kinetic studies

© 2020 | R.S. Kashapov<sup>1,2</sup>, I.V. Goncharov<sup>1,2</sup>, N.V. Obblasov<sup>1</sup>, V.V. Samoilenko<sup>1</sup>, P.V. Trushkov<sup>1</sup>, S.V. Fadeeva<sup>1,2</sup><sup>1</sup>TomskNIPIneft, Tomsk, Russia; KashapovRS@tomsknpi.ru; GoncharovIV@tomsknpi.ru; ObblasovNV@tomsknpi.ru; SamoilenkoVV@tomsknpi.ru; TrushkovPV@tomsknpi.ru; FadeevaSV@tomsknpi.ru;<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Received 10.03.2020

Revised 12.03.2020

Accepted for publication 16.03.2020

**Key words:** kinetic; Bazhenov formation; catagenesis; Western Siberia; pyrolysis; Organic Matter.

**Abstract:** Kinetic studies are an integral part of basin modelling. The accuracy of estimation of hydrocarbon generation start time and hydrocarbon amount depends on the proper definition of Organic Matter kinetic parameters. In this work, the results of kinetic studies of the Bazhenov Formation rock samples having different level of organic maturation are used to determine a dependence between the values of the Arrhenius constant and activation energy. This dependence was a basis for calculation of kinetic spectra for samples representing the course of generation potential realization in the process of thermal evolution. The authors propose an approach for combining the obtained spectra into a single one that allows accounting for the processes of Organic Matter polycondensation during the course of catagenesis. Comparing the results of generation potential realization of the obtained kinetic spectrum with kinetic models from various published sources, it is possible to draw a conclusion about the potential of a new approach to kinetic research.

For citation: Kashapov R.S., Goncharov I.V., Obblasov N.V., Samoilenko V.V., Trushkov P.V., Fadeeva S.V. Organic Matter of Bazhenov formations: new approach to kinetic studies. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-51-59. In Russ.

### Введение

В настоящее время для кинетических исследований используют потенциально материнскую породу, находящуюся на стадии вступления в «нефтяное окно». В процессе ее пиролиза при различных скоростях нагрева получают кривые зависимости генерации УВ от температуры. Математическая обработка этих зависимостей с применением регрессионного анализа и основного уравнения химической кинетики — уравнения Аррениуса — позволяет построить

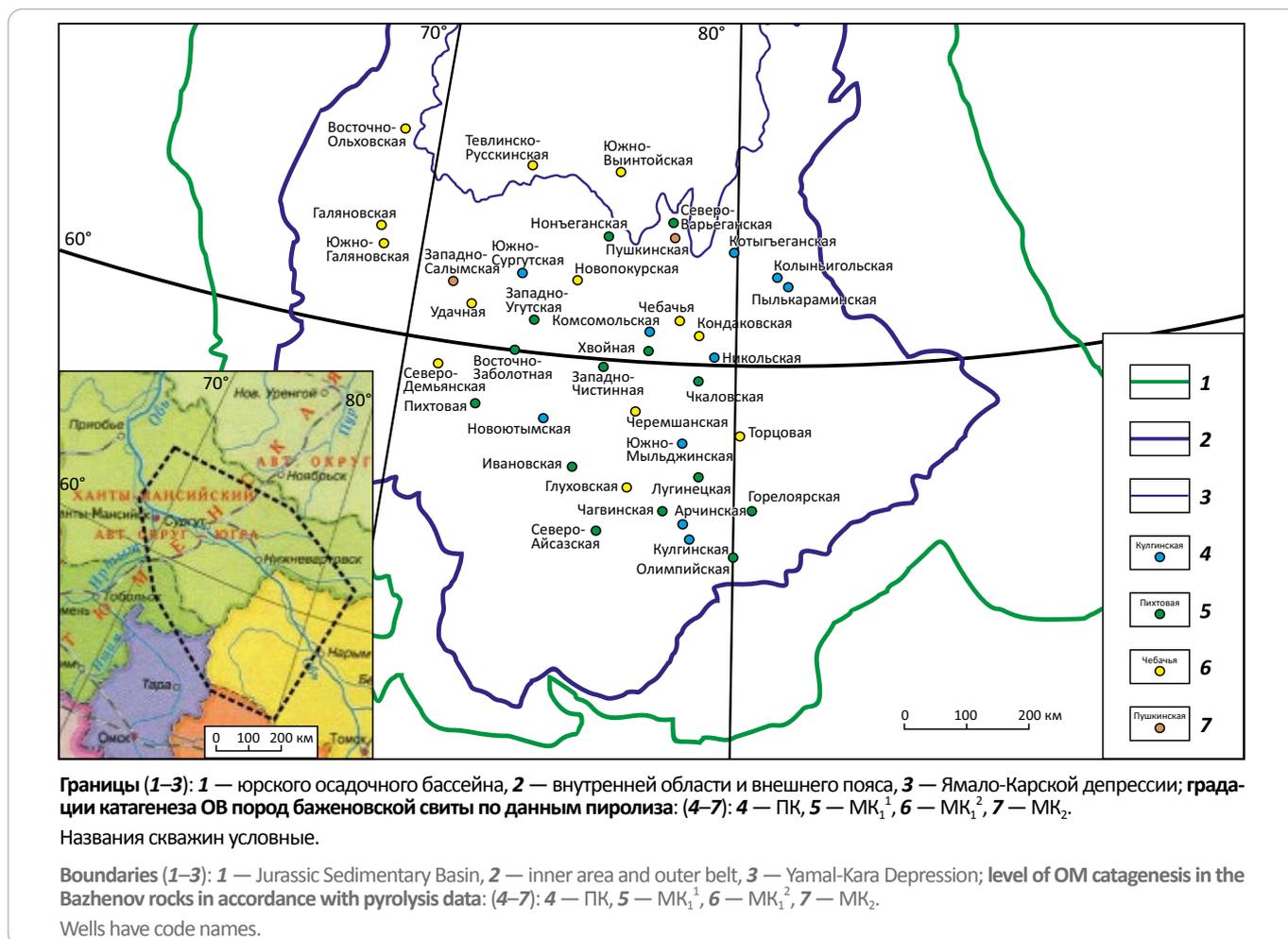
кинетический спектр распределения генерационного потенциала по энергиям активации. Применение к этим спектрам геологических скоростей нагрева дает возможность количественно оценить генерацию УВ материнской породой в течение миллионов лет.

В классическом подходе к кинетическим исследованиям [1] пиролитическая деструкция ОВ рассматривается как серия однотипных химических реакций I порядка с одинаковым значением константы Аррениуса для всех энергий активации. Развитие



## GEOCHEMICAL SURVEYS

**Рис. 1.** Схема расположения скважин, из которых были отобраны образцы пород баженовской свиты для кинетических исследований [6]  
**Fig. 1.** Location map, wells where the Bazhenov rock samples were taken from for kinetic studies [6]



представлений и изучение кинетики серий однотипных химических реакций позволило исследователям [2, 3] выявить корреляционную зависимость между значениями константы Аррениуса и энергии активации:

$$E_a = \alpha + \beta \cdot \log A, \quad (1)$$

где  $E_a$  — энергия активации, ккал/моль<sup>1</sup>;  $\alpha$  и  $\beta$  — положительные константы;  $A$  — константа Аррениуса, с<sup>-1</sup>.

Однако многие исследователи считают, что при классическом подходе формула (1) не учитывается [4, 5].

Целью статьи является создание нового подхода к кинетическим исследованиям, в котором используется формула (1) и результаты пиролиза одной и той же материнской породы на различных этапах термической зрелости (катагенеза).

#### Фактический материал и методы исследований

Для проведения кинетических экспериментов авторами изучен 81 образец керна из разреза баженовской свиты 39 скважин, расположенных на территории Западной Сибири (рис. 1).

<sup>1</sup>1 ккал = 4,1868 кДж.

новской свиты 39 скважин, расположенных на территории Западной Сибири (рис. 1).

Образцы анализировались на приборе Rock-Eval 6 Turbo в цикле Optkin при трех скоростях нагрева — 5, 15 и 25 °С/мин. Для обработки результатов пиролиза и расчета кинетических параметров использовалась лицензионная программа Optkin французской фирмы Veicir Franlab, а также математический алгоритм, описанный Р.С. Кашаповым и др. [7].

#### Обсуждение результатов

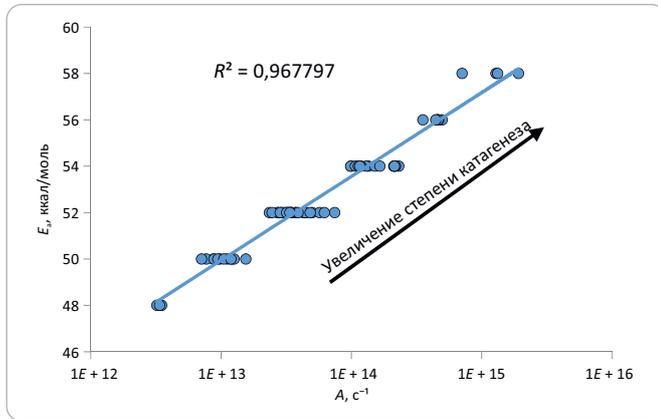
В литературе отсутствует информация о том, каким образом зависимость (1) может быть получена для процесса пиролитической деструкции ОВ, но по результатам кинетического моделирования (рис. 2) авторы статьи вывели формулу

$$E_a = 2,957029 + 1,569756 \cdot \ln A. \quad (2)$$

По результатам изучения единичных образцов пород баженовской свиты невозможно достоверно имитировать природный процесс, так как не в полной мере учитываются процессы поликонденса-

**Рис. 2.** Зависимость значений энергии активации от значений константы Аррениуса для образцов пород баженовской свиты различной степени термической зрелости

**Fig. 2.** Activation energy values as a function of Arrhenius constant values for the Bazhenov rock samples having different thermal maturity



ции [7, 8]. Поэтому не имеет смысла пытаться построить полноценную кинетическую модель, основываясь на данных исследования одного образца.

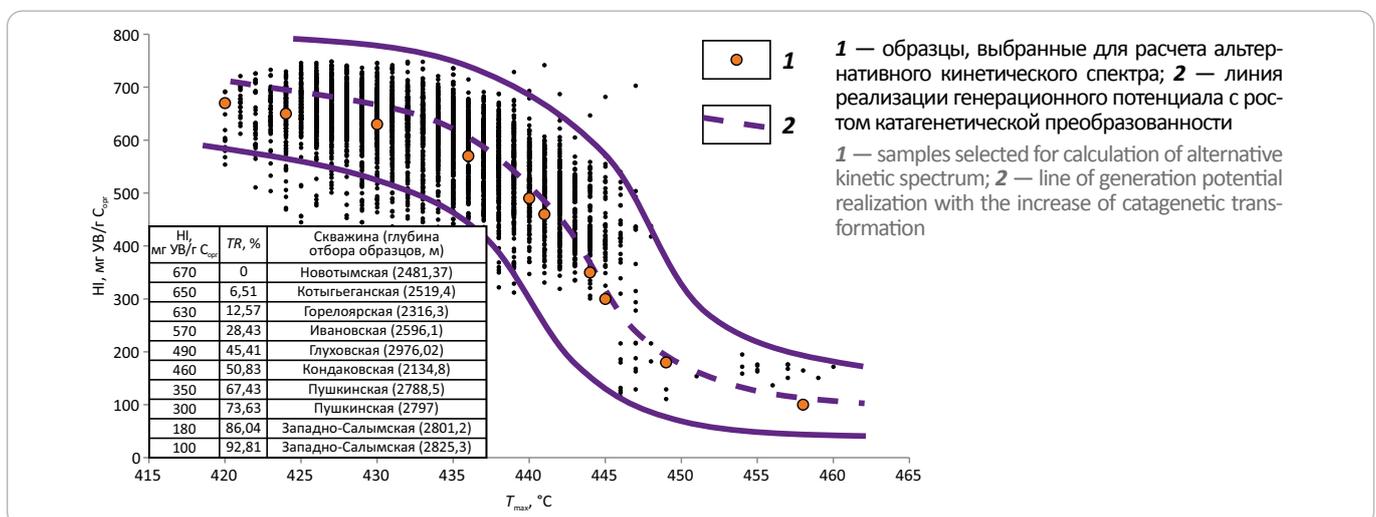
Для отбора образцов пород различной степени термической зрелости использован график зависимости HI от  $T_{max}$  (рис. 3). Массив экспериментальных данных для этой диаграммы содержит результаты пиролитических исследований около 5000 образцов пород баженовской свиты. По ней можно проследить реализацию генерационного потенциала с ростом катагенетической преобразованности и оценить степень трансформации ОВ по формуле [9]

$$TR = (1 - HI/HI_0) / (1 - HI / 1200) \cdot 100, \quad (3)$$

где  $TR$  — степень трансформации ОВ, %;  $HI$  — современное значение водородного индекса, мг УВ/г  $C_{орг}$ ;  $HI_0$  — начальное значение водородного индекса, мг УВ/г  $C_{орг}$ .

**Рис. 3.** График зависимости HI от  $T_{max}$  для образцов пород баженовской свиты

**Fig. 3.** HI –  $T_{max}$  curves for samples of the Bazhenov rocks



Перед тем как приступить к расчетам на основе формулы (2), важно определиться в каком интервале значений энергии активации их проводить.

Диапазона 40–75 ккал/моль [7] недостаточно для получения корректного кинетического спектра ОВ. Связано это с тем, что энергиям активации около 75 ккал/моль в контексте уравнения (2) соответствуют температуры пиролиза около 500 °С при скорости нагрева 25 °С/мин. Фактически кинетические исследования проводятся при температуре до 700 °С. Поэтому интервал энергий активации расширен с 20 до 90 ккал/моль. Применимость формулы (2) ограничена значениями 48–58 ккал/моль. Энергиям менее 48 ккал/моль и более 58 ккал/моль соответствуют константы Аррениуса, вычисленные по формуле (2) при 48 и 58 ккал/моль соответственно.

Пирограммы при скоростях нагрева 5, 15 и 25 °С/мин для каждого образца баженовской были построены с учетом степени трансформации ОВ (рис. 4).

Далее, в соответствии с вышеописанными условиями и математическим алгоритмом [7], рассчитывался кинетический спектр для каждого образца. Несмотря на то, что были получены неоднозначные результаты (таблица) и доли генерационного потенциала образцов различной термической зрелости приходятся на разные значения энергии активации, важно понимать, что каждый из них отображает усредненную энергетическую схему определенной стадии термической эволюции ОВ. Следующей нетривиальной задачей, которую нужно решить, является их объединение в общий кинетический спектр.

Значения константы Аррениуса и энергии активации являются общими для всех кинетических спектров (см. таблицу), поэтому появляется возможность математически оперировать (складывать, вычитать, выбирать большее или меньшее и т. д.) долями генерационного потенциала разных образцов



## GEOCHEMICAL SURVEYS

**Рис. 4.** Пирограммы образцов пород баженовской свиты с учетом степени трансформации ОВ при скоростях нагрева 5 (А), 15 (В) и 25 °С/мин (С)

**Fig. 4.** Pyrograms of the Bazhenov rock samples taking into account the degree of OM transformation @ heating rate 5 (A), 15 (B), and 25 °C/min (C)

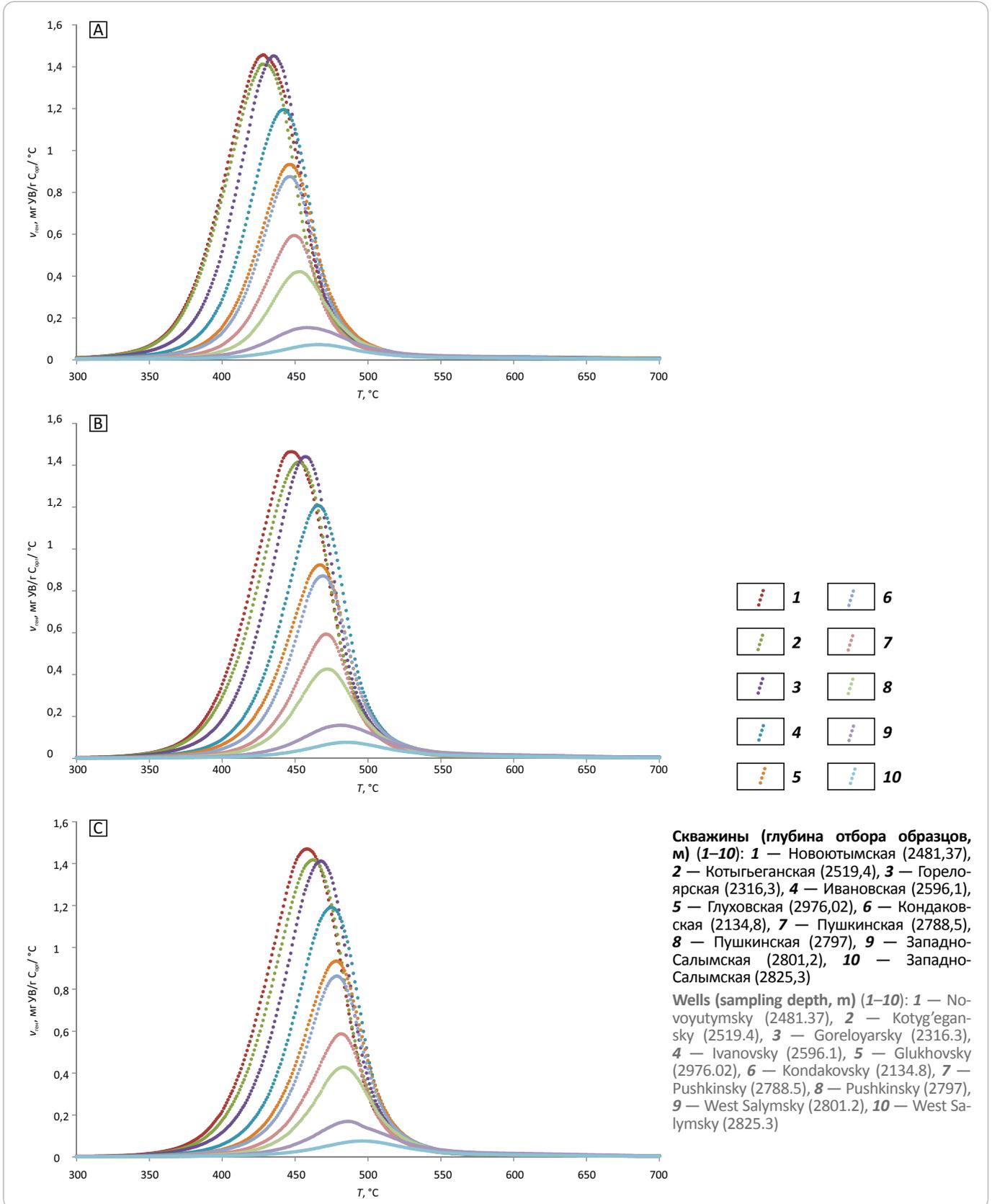


Таблица. Результаты кинетического исследования образцов пород баженовской свиты  
Table. The results of kinetic studies of Bazhenov rock samples

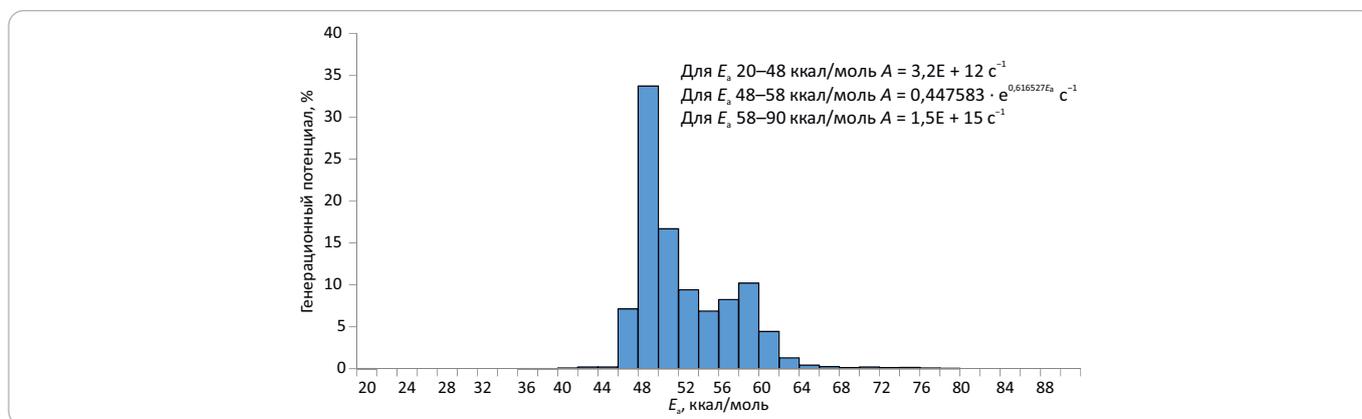
A, с <sup>-1</sup>	E <sub>a</sub> , ккал/моль	Доля генерационного потенциала, соответствующая энергии активации, %										Максимальное значение, %	Пересчитанные доли, %
		Новокутынская (2481,37 м)	Котыгеганская (2519,4 м)	Горелоярская (2316,3 м)	Ивановская (2596,1 м)	Глуховская (2976,02 м)	Кондаковская (2134,8 м)	Пушкинская (2788,5 м)	Пушкинская (2797 м)	Западно-Сальымская (2801,2 м)	Западно-Сальымская (2825,3 м)		
3,2E+12	20	0,0011	0,0011	0,0002	0,0004	0,0003	0,0002	0,0001	0,0007	0,0001	0,0005	0,0011	0,0006
3,2E+12	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,2E+12	36	0	0	0,0035	0	0	0	0,0009	0,0004	0,0005	0	0,0035	0,0018
3,2E+12	38	0,0285	0,0153	0,022	0,0283	0,0265	0,0215	0,02	0,0112	0,0143	0,009	0,0285	0,0142
3,2E+12	40	0,1549	0,1588	0,1317	0,1061	0,0981	0,0725	0,0614	0,0604	0,0399	0,045	0,1588	0,0794
3,2E+12	42	0,0029	0,0231	0,3965	0,3308	0,2209	0,2218	0,1487	0,1063	0,0712	0,0827	0,3965	0,1981
3,2E+12	44	0	0	0	0,2398	0,3904	0,3811	0,1604	0,1426	0,115	0,1112	0,3904	0,1951
3,2E+12	46	14,2655	9,8687	0,4727	0	0,0193	0	0	0	0,2355	0,2209	14,2655	7,1289
3,2E+12	48	67,4799	66,5155	32,2765	0	0	0	0	0	0,2211	0,0658	67,4799	33,7218
1,1E+13	50	0	0	33,4179	9,0627	0	0	0	0	0	0	33,4179	16,6999
3,8E+13	52	0	0	0	18,8511	9,0745	0	0	0	0	0	18,8511	9,4205
1,3E+14	54	0	0	0	13,7525	5,4179	5,7198	0	0	0	0	13,7525	6,8726
4,4E+14	56	0	0	0	0	11,1363	16,5358	5,8445	0	0	0	16,5358	8,2634
1,5E+15	58	7,3521	5,8874	10,0851	17,4446	16,8729	16,7487	20,4536	18,3491	4,6177	1,4822	20,4536	10,2213
1,5E+15	60	8,1755	8,8875	8,0191	8,3289	7,8483	6,2249	3,2605	4,293	4,431	2,6357	8,8875	4,4413
1,5E+15	62	1,2659	1,365	1,5992	2,0372	2,2105	2,5828	1,5537	2,223	1,6688	0,9636	2,5828	1,2907
1,5E+15	64	0,7599	0,2647	0,2952	0,6193	0,2514	0,2998	0,2674	0,3627	0,8322	0,577	0,8322	0,4159
1,5E+15	66	0,2216	0,1587	0,2473	0,1289	0,3026	0,1246	0,3158	0,4346	0,5254	0,2482	0,5254	0,2625
1,5E+15	68	0,0987	0,2135	0,1098	0,1191	0,1304	0,0721	0,1303	0,1816	0,1899	0,255	0,255	0,1274
1,5E+15	70	0,1935	0,1306	0,3534	0,3381	0,2091	0,1644	0,089	0,0695	0,3971	0,1744	0,3971	0,1984
1,5E+15	72	0	0	0	0,0425	0,1361	0	0,0723	0,0426	0,2841	0,1663	0,2841	0,142
1,5E+15	74	0	0	0	0,1397	0,0604	0	0,0646	0,0921	0,3163	0,1524	0,3163	0,1581
1,5E+15	76	0	0	0	0	0,1842	0	0,0186	0	0	0	0,1842	0,0921
1,5E+15	78	0	0	0	0	0	0	0,1081	0	0	0	0,1081	0,054
1,5E+15	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5E+15	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5E+15	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5E+15	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5E+15	88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5E+15	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Сумма</b>		<b>100</b>	<b>93,49</b>	<b>87,43</b>	<b>71,57</b>	<b>54,59</b>	<b>49,17</b>	<b>32,57</b>	<b>26,37</b>	<b>13,96</b>	<b>7,19</b>	<b>200,11</b>	<b>100</b>



## GEOCHEMICAL SURVEYS

**Рис. 5.** Обобщенный кинетический спектр реализации генерационного потенциала ОВ пород баженовской свиты в процессе термической эволюции

**Fig. 5.** Generalised kinetic spectrum of generation potential realization of the Bazhenov rock OM during the course of thermal evolution



с одинаковыми значениями обозначенных выше параметров. Этого нельзя делать в рамках классического подхода к кинетическим исследованиям [1], так как оптимальные значения константы Аррениуса для образцов разной степени зрелости неодинаковы.

С увеличением степени катагенеза генерационный потенциал ОВ уменьшается. Доли генерационного потенциала, соответствующие каждой энергии активации, также уменьшаются. Поэтому в рамках нового подхода предлагается учитывать только максимальные значения долей генерационного потенциала, не принимая во внимание промежуточные. Естественно, что в полученном таким образом кинетическом спектре сумма долей была больше 100 %, поэтому его пересчитали. Итоговый кинетический спектр отражен на рис. 5, а в таблице даны его подробные характеристики.

Заключение о корректности полученной кинетической модели может быть сделано только в ходе сопоставления результатов бассейнового моделирования, а именно степени трансформации ОВ, с данными о степени трансформации, полученными на основе геохимических исследований [10].

Важнейшей составляющей, которая позволяет оценить степень трансформации ОВ по кинетическим спектрам, является тепловая модель погружения осадочных пород. Построение тепловой модели для скважин является непростой задачей с большим числом неопределенностей и допущений, поэтому разные исследователи для одной и той же скважины могут получить разные результаты [11, 12]. Естественно, что применение одних результатов к кинетическому спектру позволяет добиться лучшей сходимости в степени трансформации ОВ между моделью и природными данными, чем других.

Существует простой, но достаточно эффективный в первом приближении способ оценить скорость изменения температуры осадочных пород по мере их погружения со временем. Отложения баженов-

ской свиты сформировались 150–145 млн лет назад. В районе исследований максимальные современные температуры достигают 135 °С (Западно-Салымская площадь) [13]. Важно учитывать вековые изменения температуры на поверхности Земли (на момент формирования отложений баженовской свиты температура составляла около 20 °С [12]), а также максимальные значения палеотемпературы, которые могли быть на 20 °С выше современных [13]. Таким образом, можно рассчитать линейную скорость нагрева, которая составляет 0,9 °С/млн лет.

В контексте этой скорости нагрева интересным выглядит сопоставление реализации генерационного потенциала полученного кинетического спектра с кинетическими спектрами для ОВ баженовской свиты, II и II<sub>s</sub> типов керогена, которые описаны в различных работах геохимической тематики<sup>2</sup> [5, 14]. Итоги расчетов отражены на рис. 6, из которого следует, что ход реализации генерационного потенциала по кинетическому спектру на рис. 5 при низких степенях трансформации во многом близок к кинетическим спектрам для II и II<sub>a</sub> типов керогена. Однако с увеличением степени катагенеза, при значении трансформации более 50 %, происходит существенное замедление реализации генерационного потенциала из-за процессов поликонденсации ОВ [7, 8].

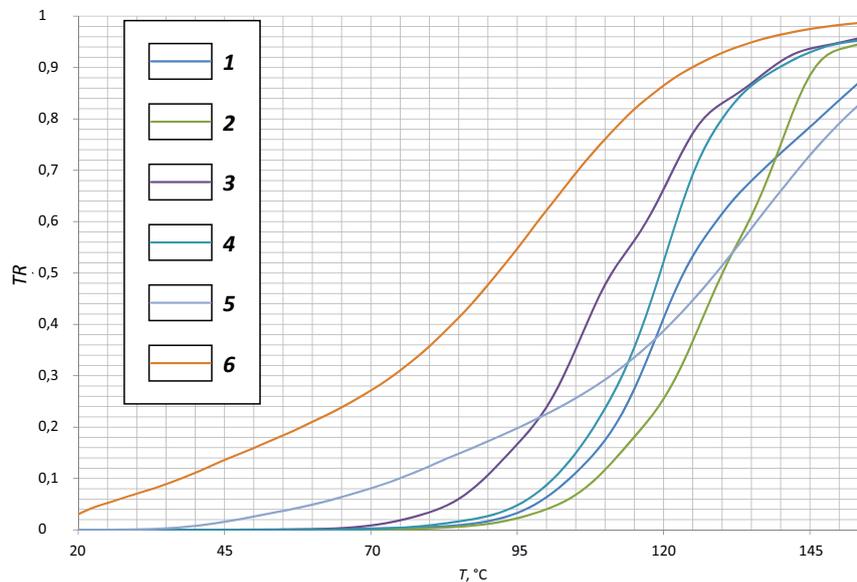
### Заключение

Предложенный в статье подход к получению кинетических спектров на основе зависимости между значениями константы Аррениуса и энергии активации будет полезен специалистам, занимающимся бассейновым моделированием.

Важно, что для получения корректного результата необходимо наличие большого объема пиро-

<sup>2</sup> Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазоаккумуляции в осадочных бассейнах: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Ростов-на-Дону, 2018. – 393 с.

**Рис. 6.** Реализация генерационного потенциала в соответствии с кинетическими моделями  
**Fig. 6.** Generation potential realization in accordance with kinetic models



**Кинетические спектры (1–6):** 1 —ОВ пород баженовской свиты в процессе термической эволюции (см. рис. 5), 2 — керогена II типа [14], 3 —керогена IIs типа [14], 4 — керогена Ila типа [5], 5 — ОВ пород баженовской свиты<sup>3</sup>, 6 — ОВ пород баженовской свиты с учетом динамокатагенеза (–5 ккал/моль)<sup>3</sup>

**Kinetic spectra (1–6):** 1 —the Bazhenov rock OM during the course of thermal evolution (see Fig. 5), 2 — II-type kerogene [14], 3 —IIs-type kerogene [14], 4 — Ila-type kerogene [5], 5 — the Bazhenov rock OM<sup>3</sup>, 6 — the Bazhenov rock OM taking into account the dynamocatagenesis (–5 kcal/mol)<sup>3</sup>

литических данных, используемых для построения графика зависимости HI от  $T_{max}$  и зависимости между значениями энергии активации и константы Аррениуса. Поэтому данный подход неприменим к слабоизученным осадочным бассейнам.

Полученная авторами статьи зависимость и кинетический спектр не универсальны, так как очевидно, что для других типов керогена реализация генерационного потенциала на графике HI– $T_{max}$  будет иметь несколько другой вид.

### Литература

1. Tissot B.P., Espitalie J. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: applications d'une simulation mathématique // Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 1975. – Т. 30. – № 5. – С. 743–777. DOI: 10.2516/ogst:1975026.
2. Рогинский С.З., Хаит Ю.Л. К вопросу о происхождении компенсационного эффекта в химической кинетике // Доклады АН СССР. – 1960. – Т. 130. – № 2. – С. 366–369.
3. Романовский Б.В. Основы химической кинетики. – М.: Экзамен, 2006. – 416 с.
4. Tang Y., Stauffer M. Development of multiple cold trap pyrolysis // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 1994. – Т. 28. – № 2. – С. 167–174. DOI: 10.1016/0165-2370(93)00779-M.
5. Burnham A.K. Global chemical kinetics of fossil fuels. – Springer International Publishing AG, 2017. – 315 с. DOI: 10.1007/978-3-319-49634-4.
6. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
7. Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. – Режим доступа: [http://www.ngtr.ru/rub/2019/6\\_2019.html](http://www.ngtr.ru/rub/2019/6_2019.html) (дата обращения: 01.11.2019). DOI: 10.17353/2070-5379/6\_2019.
8. Гончаров И.В., Харин В.С. Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1982. – Вып. 56. – С. 8–10.
9. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse rock-éval et ses applications. Première partie // Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 1985. – Т. 40. – № 5. – С. 563–579. DOI: 10.2516/ogst:1985035.
10. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 20–25.

<sup>3</sup> Там же.

## GEOCHEMICAL SURVEYS

11. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М. : Научный мир, 2007. – 456 с.
12. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаяев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf) (дата обращения: 01.11.2019). DOI: 10.17353/2070-5379/31\_2014.
13. Волков В.А., Сидоров А.А., Алейникова Е.А. О кинетических характеристиках органического вещества баженовской свиты // Недропользование XXI век. – 2017. – Т. 68. – № 5. – С. 30–38.
14. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Т. 26. – № 5–6. – С. 321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

## References

1. Tissot B.P., Espitalie J. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: applications d'une simulation mathématique. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*. 1975;30(5):743–777. DOI: 10.2516/ogst:1975026. In French.
2. Roginskiy S.Z., Khait YU.L. К вопросу о проiskhozhdenii kompensatsionnogo effekta v khimicheskoy kinetike [On the nature of compensation effect in chemical kinetics]. *Doklady AN SSSR*. 1960;130(2):366–369. In Russ.
3. Romanovskiy D.V. Osnovy khimicheskoy kinetiki [Introduction to chemical kinetics]. Moscow: Ekzamen; 2006. 416 p. In Russ.
4. Tang Y., Stauffer M. Development of multiple cold trap pyrolysis. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 1994;28(2):167–174. DOI: 10.1016/0165-2370(93)00779-M.
5. Burnham A.K. Global chemical kinetics of fossil fuels. Springer International Publishing AG; 2017. 315 p. DOI: 10.1007/978-3-319-49634-4.
6. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozojskikh i paleozojskikh otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna [Organic matter catagenesis and oil and gas potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. – Novosibirsk: INGG SO RAN; 2011. 331 p. In Russ.
7. Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Grin'ko A.A., Trushkov P.V., Fadeyeva S.V. Opredeleniye kineticheskikh parametrov piroliticheskoy destruktivnoy organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskikh porod [Determination of source rocks kinetic parameters using the destruction pyrolysis method]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(1). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/6\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html) (accessed 01.11.2019). DOI: 10.17353/2070-5379/6\_2019. In Russ.
8. Goncharov I.V., Kharin V.S. Ispol'zovaniye piroliza v inertnoy atmosfere pri issledovanii organicheskogo veshchestva porod [Pyrolysis in inert atmosphere: investigations of rock Organic Matter]. *Problemy nefti i gaza Tyumeni*. 1982;(56):8–10. In Russ.
9. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse rock-éval et ses applications. Première partie. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*. 1985;40(5):563–579. In French.
10. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeyeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bakhtina Ye.S. Tipy i katagenez organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity i yeye vozrastnykh analogov [Types of organic matter and catagenesis of the Bazhenov formation and its same-aged analogues]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2016;(10):20–25. In Russ.
11. Galushkin Yu.I. Modelirovaniye osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modelling of sedimentary basins and assessment of oil and gas occurrence]. Moscow: Nauchnyy mir; 2007. 456 p. In Russ.
12. Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isayev V.I. Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast') [Influence of paleoclimate on geothermal particularity and on the oil-generation potential of the Bazhenov formation (south-east western Siberia – Novosibirsk region)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(3). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf) (accessed 01.11.2019). DOI: 10.17353/2070-5379/31\_2014. In Russ.
13. Volkov V.A., Sidorov A.A., Aleynikova Ye.A. O kineticheskikh kharakteristikakh organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity [About the kinetic parameters of the organic matter of the Bazhenov formations]. *Neдропользование XXI vek*. 2017;68(5):30–38. In Russ.
14. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*. 1997;26(5–6):321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

## Информация об авторах

## Кашапов Роман Сергеевич

Научный сотрудник

АО «ТомскНИПИнефть»,

634027 Томск, проспект Мира, д. 72

e-mail: [KashapovRS@tomsknipi.ru](mailto:KashapovRS@tomsknipi.ru)

ORCID ID: 0000-0002-5791-9291

## Гончаров Иван Васильевич

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
начальник управления

АО «ТомскНИПИнефть»,

634027 Томск, проспект Мира, д. 72

e-mail: [GoncharovIV@tomsknipi.ru](mailto:GoncharovIV@tomsknipi.ru)

ORCID ID: 0000-0002-2247-1992

## Information about authors

## Roman S. Kashapov

Researcher

TomskNIPIneft,

72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia

e-mail: [KashapovRS@tomsknipi.ru](mailto:KashapovRS@tomsknipi.ru)

ORCID: ID 0000-0002-5791-9291

## Ivan V. Goncharov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Professor, Head of Administration

TomskNIPIneft,

72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia

e-mail: [GoncharovIV@tomsknipi.ru](mailto:GoncharovIV@tomsknipi.ru)

ORCID ID: 0000-0002-2247-1992

**Обласов Николай Владимирович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник сектора

АО «ТомскНИПИнефть»,  
634027 Томск, пр-т Мира, д. 72  
e-mail: oblasovnv@tomsknipineft.ru

**Самойленко Вадим Валерьевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующий лабораторией

АО «ТомскНИПИнефть»,  
634027 Томск, пр-т Мира, д. 72  
e-mail: SamoilenkoVV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0002-2077-9192

**Трушков Павел Валерьевич**

Начальник сектора

АО «ТомскНИПИнефть»,  
634027 Томск, пр-т Мира, д. 72  
e-mail: TrushkovPV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9574-2960

**Фадеева Светлана Васильевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
главный специалист

АО «ТомскНИПИнефть»,  
634027 Томск, пр-т Мира, д. 72  
e-mail: FadeevaSV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0002-7571-5428

**Nikolai V. Oblasov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Section

TomskNIPIneft,  
72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia  
e-mail: oblasovnv@tomsknipineft.ru

**Vadim V. Samoilenko**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Lab Supervisor

TomskNIPIneft,  
72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia  
e-mail: SamoilenkoVV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0002-2077-9192

**Pavel V. Trushkov**

Head of Section

TomskNIPIneft,  
72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia  
e-mail: TrushkovPV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9574-2960

**Svetlana V. Fadeeva**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior Specialist

TomskNIPIneft,  
72, prospekt Mira, Tomsk, 634027, Russia  
e-mail: FadeevaSV@tomsknipi.ru  
ORCID ID: 0000-0002-7571-5428

ГЛАВНЫЙ КООРДИНАТОР



ЦМИ  
МГУ

ПРИ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ ПОДДЕРЖКЕ



**IX**

**Международная  
научно-практическая конференция  
Морские исследования и образование  
MARESEDU-2020**



**НАПРАВЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ**

- ~ Океанология;
- ~ Гидрология;
- ~ Морская геология;
- ~ Гидрографические и геофизические исследования на акваториях;
- ~ Морская биология;
- ~ Рациональное природопользование и охрана окружающей среды;
- ~ Подводное культурное наследие;
- ~ Специальная тема к Десятилетию ООН, посвященному изучению Океана в интересах устойчивого развития (2021-2030 гг.);
- ~ Секция «Научно-популярных и научно-образовательных фильмов».



**В РАМКАХ ПРОГРАММЫ**

- ~ Устные доклады;
- ~ Стендовые доклады;
- ~ Круглые столы;
- ~ Научно-образовательные лекции;
- ~ Конкурс молодежных работ;
- ~ Онлайн-секции с международным участием.



**+350 ДОКЛАДОВ**



**+650 УЧАСТНИКОВ**

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

26-29 октября 2020 г.  
[www.maresedu.com](http://www.maresedu.com)  
г. Москва, ИО РАН

УДК 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69

## Точность инновационного прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей по данным сейсморазведки и бурения

© 2020 г. | Л.В. Левчук<sup>1</sup>, А.П. Афанасенков<sup>2,3</sup>, Н.Д. Сузова<sup>1</sup>, Е.А. Копилевич<sup>1</sup><sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; liudmila-levchuk@mail.ru; surova\_n@vnigni.ru; kopilevich@vnigni.ru;<sup>2</sup>АО «Росгеология», Москва, Россия; APAfanasenkov@rusgeology.ru;<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», Москва, Россия

Поступила 10.10.2019 г.

Доработана 13.12.2019 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

**Ключевые слова:** *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Гыданская и Енисей-Хатангская нефтегазоносные области; Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн; геологическая модель; емкостная характеристика; коллектор; эффективная толщина; сейсморазведка; динамическая интерпретация; оценка точности; достоверность.*

**Аннотация:** В статье приведены новые данные о емкостной характеристике юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельной территории северо-востока Западно-Сибирской плиты, полученные по материалам сейсморазведки и бурения с применением инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза. Емкостная характеристика юрско-меловых отложений определена путем компиляции опубликованных литературных материалов и на основе результатов, полученных авторами при построении новых прогнозных карт емкостных параметров коллекторов по шести юрско-меловым резервуарам. Это позволило закартировать наиболее высокеемкие зоны по каждому исследуемому резервуару, выявить общие закономерности для граничащих резервуаров, а также принципиальные различия между меловыми и юрскими резервуарами. Достоверность новых прогнозных карт оценена путем прямого сопоставления прогнозируемых значений емкостных параметров с неиспользованными при построении новыми скважинными данными. Средние ошибки построений составили 6,65 и 5,19 % для эффективной толщины и удельной емкости соответственно, что является допустимым и удовлетворительным результатом при региональном прогнозе.

Для цитирования: Левчук Л.В., Афанасенков А.П., Сузова Н.Д., Копилевич Е.А. Точность инновационного прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей по данным сейсморазведки и бурения // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 61–69. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69.

## Jurassic-Cretaceous formations of Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas: accuracy of innovative reservoir properties prediction using seismic and drilling data

© 2020 | L.V. Levchuk<sup>1</sup>, A.P. Afanasenkov<sup>2,3</sup>, N.D. Surova<sup>1</sup>, E.A. Kopilevich<sup>1</sup><sup>1</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, levchuk@mail.ru; surova\_n@vnigni.ru; kopilevich@vnigni.ru;<sup>2</sup>Rosgeologiya, Moscow, Russia; APAfanasenkov@rusgeology.ru;<sup>3</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Received 10.10.2019

Revised 13.12.2019

Accepted for publication 16.03.2020

**Key words:** *Yenisei-Khatanga regional trough; Gydan, Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas; West Siberian Petroleum Basin; geological model; reservoir properties; reservoir; net thickness; seismic exploration; amplitude interpretation; accuracy estimation; reliability.*

**Abstract:** The paper is devoted to new data on reservoir properties behaviour in the Jurassic-Cretaceous formations of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough and the neighbouring territory of the West Siberian Plate's north-east. To obtain the results, innovative technology of integrated spectral and velocity prediction was applied with the use of seismic and drilling data. The behaviour of reservoir properties of the formations is presented in the form of predicted weighted parameters (average net thickness and specific reservoir storage capacity) for six Jurassic-Cretaceous oil and gas bearing reservoirs. The data obtained allowed revealing the high-capacity zones within each of the studied reservoir, unravelling common factors of occurrence of higher reservoir property values for the neighbouring reservoirs, and also identifying the fundamental difference

## GEOPHYSICAL SURVEYS

between Cretaceous and Jurassic regional reservoir properties. Reliability of the obtained results and accuracy of mapping are evaluated by means of direct matching the predicted values of reservoir properties and new well data unused in building these maps. The mean errors of mapping was 6.65 and 5.19 % for net thickness and specific storage capacity, respectively, these results are acceptable and satisfactory in regional predictions. Confidence level of prediction of net thickness and specific storage capacity of the Jurassic-Cretaceous reservoirs that is based on drilling data is 0.86; it is quite sufficient to use the obtained new information in planning further exploration and prospecting activities.

For citation: Levchuk L.V., Afanassenkov A.P., Surova N.D., Kopilevich E.A. Jurassic-Cretaceous formations of Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas: accuracy of innovative reservoir properties prediction using seismic and drilling data. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):61–69. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69. In Russ.

**Введение**

Гыданская и Енисей-Хатангская нефтегазоносные области (НГО) являются важными газодобывающими районами Красноярского края. В пределах этого региона в юрско-меловых отложениях открыто 35 месторождений УВ.

В терригенном юрско-меловом разрезе пород Гыданской и Енисей-Хатангской НГО ритмично чередуются отложения преимущественно алевритопесчаного и алевритоглинистого состава. Алевритопесчаные породы с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств являются коллекторами, а алевритоглинистые — покрышками. Сочетание коллекторов с перекрывающими непроницаемыми отложениями (покрышками) формирует природный резервуар, способный сохранять залежи нефти и/или газа при благоприятных геологических условиях.

В данной статье приведены новые данные о региональном прогнозе коллекторских свойств, рассмотрена характеристика природных резервуаров с позиции их аккумулятивных свойств, а также оценена точность выполненных построений прогнозных карт.

Прогноз емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО выполнен с использованием инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) [1], адаптированной к сложным сейсмогеологическим условиям исследуемой территории [2] общей площадью около 400 тыс. км<sup>2</sup>. Принципиальные особенности технологии КССП заключаются в использовании теоретически обоснованного спектрально-временного описания сейсмического импульса, форма которого меняется при изменении упругих свойств среды из-за непостоянства емкостных свойств [3]. Инновационность технологии КССП определяется новыми методами геофизической разведки, на которые получены патенты на изобретения Российской Федерации<sup>1</sup> [1].

Адаптация технологии КССП к сложным сейсмогеологическим условиям юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской

НГО подробно описана в работе [2]. Геологическое истолкование полученных пространственных распределений емкостных параметров юрско-меловых коллекторов изучаемого региона приведено в работе [4].

Прогноз осуществлен путем построения прогнозных карт эффективных толщин ( $H_{эф}$ ) и удельной емкости ( $q = H_{эф} \cdot K_n$ ) коллекторов по резервуарам, охватывающим стратиграфический интервал от верхнего мела до средней юры [4]. Для иллюстрации полученных результатов в статье приведены такие карты малохетско-суходудинского ( $K_1v_2-a_1$ ) (рис. 1) и мальшевского ( $J_2bt-k_1$ ) (рис. 2) резервуаров.

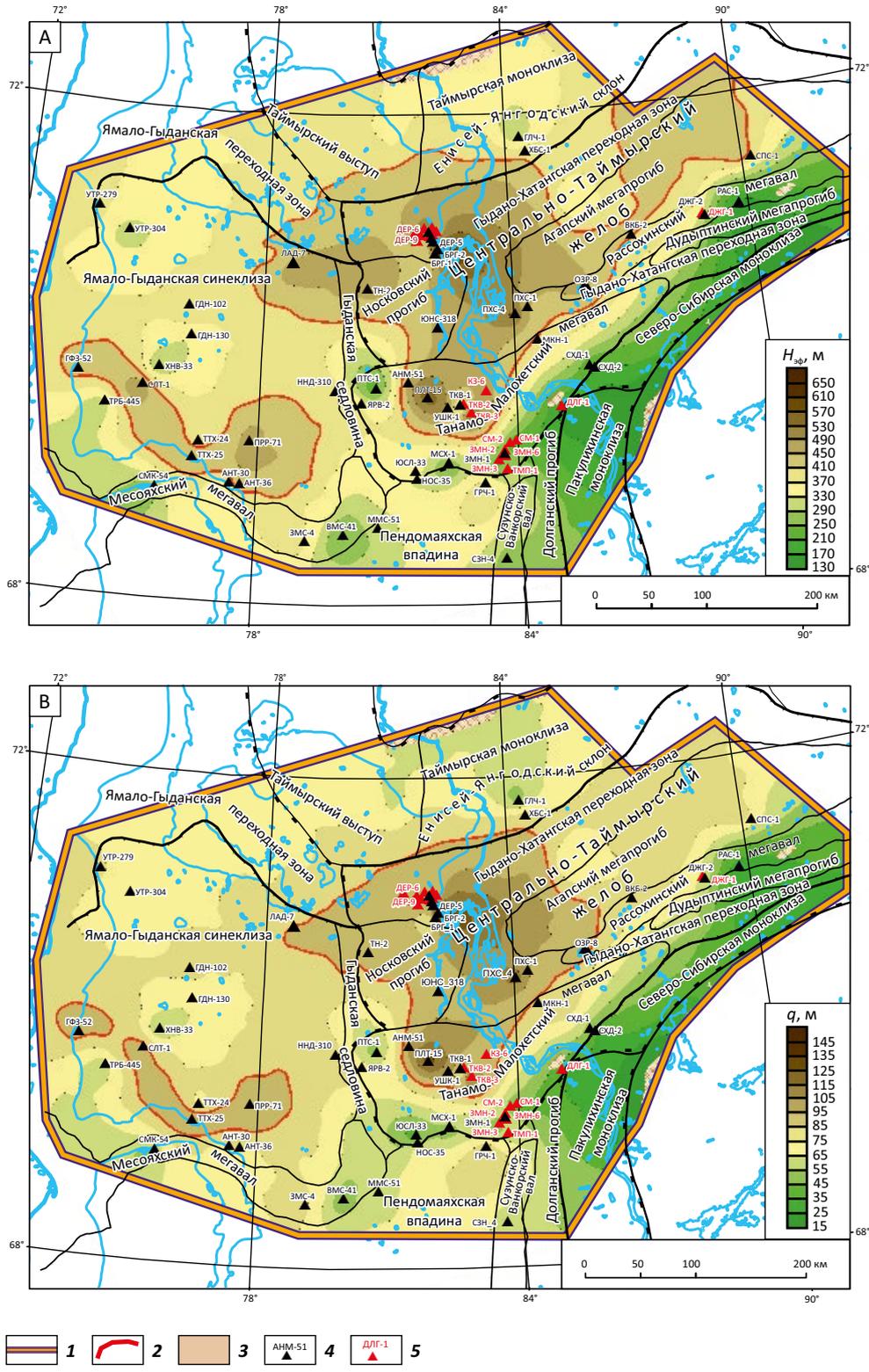
**Малохетско-суходудинский субрегиональный резервуар** выделяется в составе неокомского шельфового нефтегазоносного комплекса, который характеризуется многопластовостью и площадной изменчивостью петрофизических свойств.

Этот резервуар представлен преимущественно песчаными отложениями малохетской (пласты группы Мх) и суходудинской (песчаные пласты СД-I–СД-ХIII) свит, развитыми в ундаформных (шельфовых) частях неокомских клиноформ. На территории Гыданской НГО резервуар приурочен к продуктивным пластам танопчинской свиты ( $K_1tnp$ ). Клиноформный комплекс нижнего отдела меловой системы Притаймырского подрайона Енисей-Хатангского регионального прогиба включает байкаловскую ( $K_1bkl$ ) и шуратовскую ( $K_1shr$ ) свиты.

Проницаемые породы, слагающие малохетско-суходудинский резервуар, представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. Суммарная мощность эффективных толщин по резервуару изменяется от 34 до 594 м (скв. Береговая-2). Пористость в интервале коллекторов варьирует от 10 до 24 % (при среднем значении 18 %). Коэффициент песчаности составляет от 0,32 (скв. Пайяхская-4) до 0,96 (скв. Озерная-10) [5]. В северо-западном направлении, в сторону к погруженной зоне прогиба, наблюдается постепенное литологическое замещение проницаемых песчаных пластов плотными песчано-алевритовыми разностями с повышенной карбонатностью, в связи с чем уменьшается песчаность резервуара от 50–60 % на Танамской структурной террасе до 15–30 % в погруженных зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

<sup>1</sup> *Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А. и др.* Способ геофизической разведки для определения фильтрационно-емкостных свойств нефтегазопродуктивных отложений в межскважинном пространстве: Патент на изобретение РФ №2210094, 2003.

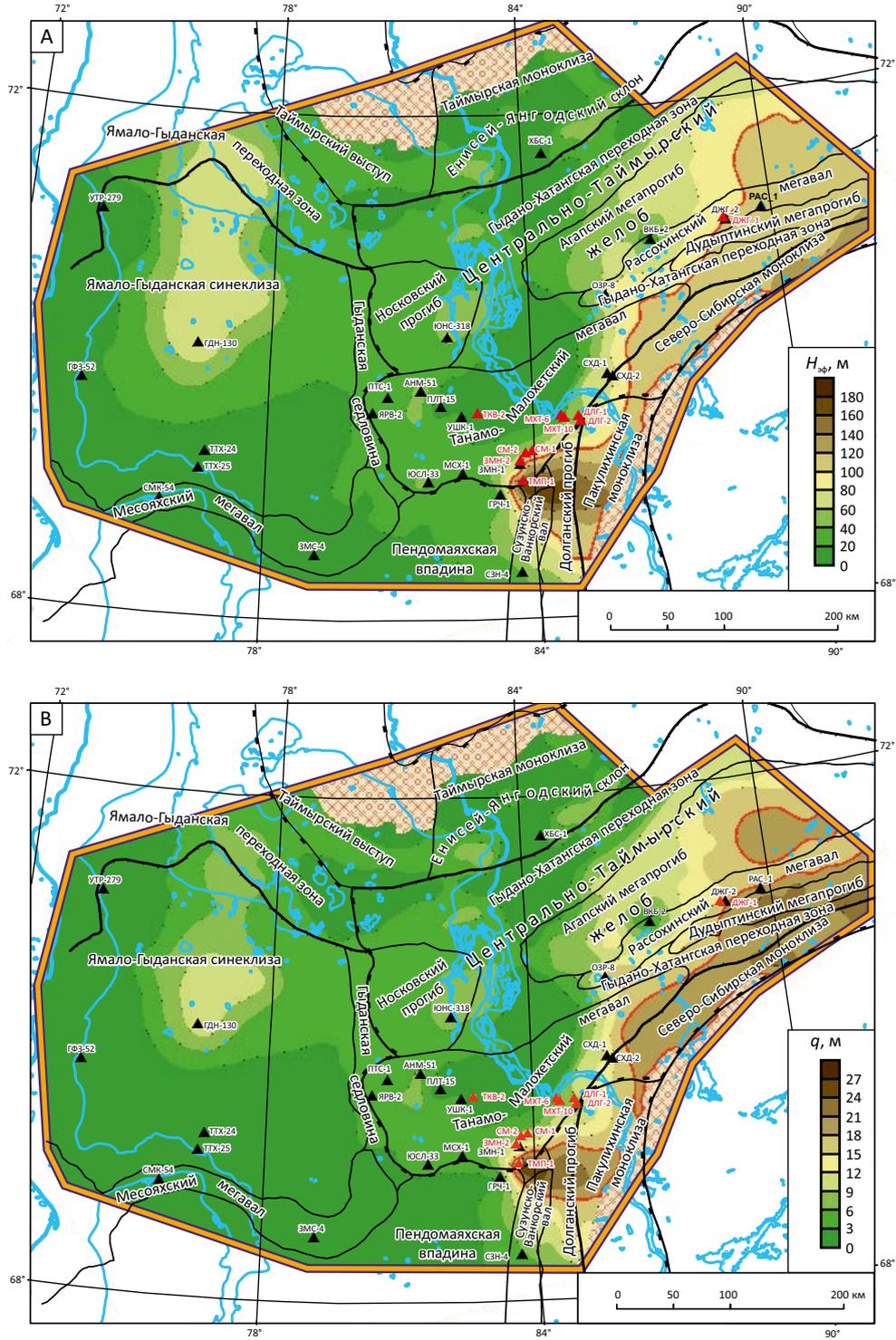
**Рис. 1.** Прогнозные карты эффективных толщин (А) и удельной емкости (В) коллекторов малохетско-суходудинского ( $K_1v_2-a_1$ ) резервуара  
**Fig. 1.** Maps of predicted net thickness (A) and specific storage capacity (B) for the Malokhetskoy-Sukhodudinsky reservoir ( $K_1v_2-a_1$ )



**Границы (1, 2):** 1 — исследуемой территории, 2 — высокоемких зон (>0,7 от max); 3 — зоны отсутствия отложений; скважины (4, 5): 4 — эталонные, 5 — проверочные  
**Boundaries (1, 2):** 1 — study area, 2 — high-capacity zones (>0,7 of max); 3 — zones where deposits are absent; wells (4, 5): 4 — reference, 5 — control

GEOPHYSICAL SURVEYS

**Рис. 2.** Прогнозные карты эффективных толщин (А) и удельной емкости (В) коллекторов малышевского ( $J_2bt-k_1$ ) резервуара  
**Fig. 2.** Maps of predicted net thickness (A) and specific storage capacity (B) for the Malyshevsky reservoir ( $J_2bt-k_1$ )



Усл. обозначения см. на рис. 1  
 For other Legend items see Fig. 1

Основным флюидоупором является субрегиональная латерально невыдержанная углисто-глинистая пачка в подошве вышезалегающей яковлевской

свиты мощностью 20–30 м. В составе малохетской свиты выделяются отдельные маломощные глинистые прослои, которые утолщаются и формируют

локальные флюидоупоры в осевой части Енисей-Хатангского регионального прогиба, однако в целом характеризуются низкими изолирующими свойствами. В кровле суходудинской свиты прослеживается выдержанная пеляткинская пачка глин общей мощностью до 80 м. Невыдержанность мощности и литологическая изменчивость глинистых прослоев являются основными препятствиями для образования залежей УВ в малохетско-суходудинском резервуаре.

Залежи УВ обнаружены преимущественно в верхней части малохетской свиты, где имеется надежная крышка яковлевского резервуара, и в низах, в верхнесуходудинской подсвите, где флюидоупором служит носковская пачка.

Нефтегазоносность малохетско-суходудинского резервуара установлена на Утреннем, Гыданском, Ладертойском, Байкаловском, Казанцевском, Пеляткинском, Ушаковском, Яровском, Северо-Соленинском, Южно-Соленинском, Нанадянском, Джангодском, Горчинском, а также Западно-Мессояхском и других месторождениях. Основные типы залежей: массивно-пластовая и пластово-сводовая. Ловушками являются главным образом антиклинальные поднятия. Залежи в верхних пластах суходудинской свиты имеют более сложное строение и часто связаны с литологическими экранами.

На полученных прогнозных картах емкостных параметров малохетско-суходудинского резервуара (см. рис. 1), построенных по технологии КССП, выделены зоны повышенных значений эффективной толщины и удельной емкости по критерию  $> 0,7$  от максимума, т. е. на уровне 3 дБ, как это принято при проведении спектрального анализа, а в нашем случае — спектрально-временных атрибутов КССП [3]. Полученные данные иллюстрируют приуроченность повышенных значений эффективных толщин и удельной емкости к центральной части исследуемой территории, что в тектоническом отношении соответствует западной части Центрально-Таймырского желоба и юго-западной части Ямало-Гыданской синеклизы. Расположение зон повышенных значений контролируется скважинами Пайяхские-1, 4, Пеляткинская-15, Верхнекубинская-2 и Средне-Пясинская-1, а также Приречная-71 и Солетская-1.

**Малышевский субрегиональный резервуар** выделяется в составе среднеюрского нефтегазоносного комплекса и распространен на значительной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, за исключением приподнятых участков Малохетского, Рассохинского и Балахинского мегавалов, где комплекс присутствует частично или отсутствует. Общая толщина резервуара непостоянна и изменяется с запада на восток от 145 до 480 м.

Коллектором является малышевская субрегиональная свита, представленная переслаиванием песчаных и алевролито-глинистых отложений и характе-

ризующаяся высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В разрезе коллекторской толщи выделяется четыре проницаемых песчаных пласта (МЛ-I, МЛ-II, МЛ-III, МЛ-IV), разделенных пластами алевролитов и глин. Эффективная толщина малышевской свиты изменяется от 40 м (скв. Дерябинская-9) до 167 м (скв. Тампейская-1), песчаность — от 0,27 (скважины Дерябинская-9 и Джангодская-2) до 0,88 (скв. Малохетская-6), коэффициент пористости — от 10 до 20 % [5]. Флюидоупором являются вышележащие отложения точинской свиты, представленные плохо сортированными алевролитами и аргиллитоподобными глинами. Породы точинской свиты (мощность 13–175 м) локально опесчанены и, в связи с этим, характеризуются средними и пониженными изолирующими свойствами.

В малышевском резервуаре обнаружены: газовые залежи — на Зимнем и Хабейском, газопроявления — на Мессояхском и Озерном, газоконденсатные залежи — на Геофизическом, Северо-Парусовом и Южно-Соленинском, нефтепроявления — на Северо-Соленинском и Южно-Соленинском месторождениях.

На прогнозных картах емкостных параметров малышевского резервуара (см. рис. 2), построенных с использованием технологии КССП, наблюдается приуроченность повышенных значений емкостных параметров ( $> 0,7$  от max) к южной прибортовой зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба. Выделенная зона расположена восточнее известных месторождений, имеющих нефте- или газопроявления в данном интервале (месторождения Озерное, Зимнее, Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинские). Полученные результаты существенно повышают перспективы малышевского резервуара, менее освещенного скважинными данными ввиду глубокого залегания, но являющегося перспективным на возможное присутствие природных резервуаров благодаря высоким значениям емкостных параметров и наличию перекрывающих низкопроницаемых отложений точинской свиты.

Точность выполненных построений емкостных параметров определена с использованием вероятностно-статистических алгоритмов — валидации и скользящего экзамена с расчетом среднеквадратичного отклонения ( $\sigma$ ) эффективных толщин и удельной емкости от эталонных скважинных значений, а сечение карт ( $\Delta$ ) составило  $\sim 1,5 \sigma$ , что означает их достаточную для дальнейшего использования достоверную вероятность ( $P = 0,86$ ). В данной статье эффективность инновационного прогноза емкостных параметров коллекторов оценена наиболее достоверным способом — по прямому сопоставлению прогнозных значений эффективных толщин и удельной емкости с данными результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) новых (проверочных) скважин (табл. 1, 2).



## GEOPHYSICAL SURVEYS

Табл. 1. Погрешность определения емкостных параметров коллекторов малохетско-суходудинского резервуара

Tab. 1. Error of reservoir properties determination for the Malokhetsky-Sukhodudinsky reservoirs

Скважина	Скважинные данные		Прогнозная оценка		Погрешность				
	$H_{эф}$	$q$	$H_{эф}$	$q$	$\Delta H_{эф}$	%	$\Delta q$	%	
ДЕР-1	481,27	96,26	468,14	90,31	13,13	2,73	5,95	6,18	
ДЕР-2	452,44	86,9	507,95	99,81	55,51	12,27	12,91	14,85	
ДЕР-3	453,81	95,6	482,9	93,77	29,09	6,41	1,84	1,92	
ДЕР-4	462,62	89,47	515,68	102,64	53,06	11,47	13,17	14,71	
ДЕР-7	529,51	105,75	507,54	100,55	21,97	4,15	5,19	4,91	
ДЕР-8	490,48	95,6	527,64	106,7	37,17	7,58	11,1	11,61	
ДЕР-10	445,16	88,18	477,32	92,37	32,16	7,22	4,19	4,75	
ДЕР-13	527,79	103,35	527,61	106,45	0,18	0,03	3,1	3	
ДЕР-14	506,83	100,81	491,59	96,13	15,25	3,01	4,68	4,64	
ДЕР-15	470,72	95,13	489,94	96,44	19,22	4,08	1,31	1,38	
ДЛГ-1	166,42	34,96	152,5	30,28	13,92	8,37	4,68	13,38	
ДЖГ-1	325,69	61,74	310,9	66,25	14,79	4,54	4,5	7,29	
КЗ-6	466,47	93,03	435,78	95,15	30,69	6,58	2,12	2,28	
СМ-1	218,86	42,64	279,19	61,23	60,33	27,57	18,59	43,61	
СМ-2	253,41	53,92	271,97	57,05	18,56	7,33	3,13	5,81	
ТКВ-2	423,72	93,19	413,38	88,9	10,33	2,44	4,3	4,61	
ТКВ-3	512,89	107,4	514,04	112,79	1,15	0,22	5,39	5,02	
ТМП-1	286,81	60,89	320,65	65,87	33,84	11,80	4,99	8,19	
ЗМН-2	278,21	59,39	256,92	56,72	21,3	7,66	2,67	4,5	
ЗМН-3	238,39	51,47	219,88	48,43	18,52	7,77	3,03	5,9	
ЗМН-6	268,96	59,04	262,67	57,92	6,29	2,34	1,13	1,91	
Всего скважин: 21					Среднее	Среднее	Среднее	Среднее	
					$P = 1$	24,12	6,93	5,62	8,12
(-4 скважины)					$P = 0,86$	17,67	5,1	4,04	4,94

Табл. 2. Погрешность определения емкостных параметров коллекторов малышевского резервуара

Tab. 2. Error of reservoir properties determination for the Malyshevsky reservoirs

Скважина	Скважинные данные		Прогнозная оценка		Погрешность				
	$H_{эф}$	$q$	$H_{эф}$	$q$	$\Delta H_{эф}$	%	$\Delta q$	%	
ДЛГ-1	58,61	8,5	58,77	8,53	0,16	0,27	0,03	0,35	
ДЛГ-2	40,35	6,72	41,2	6,8	0,85	2,1	0,08	1,22	
ДЖГ-1	94,82	16,12	107,37	18,31	12,55	13,23	2,19	13,61	
МХТ-10	67,34	9,09	65,93	9,04	1,41	2,09	0,05	0,6	
МХТ-6	41,54	7,6	42,44	7,63	0,9	2,17	0,03	0,41	
СМ-1	84,38	10,43	85,48	10,47	1,09	1,3	0,04	0,38	
СМ-2	75,8	10,45	85,86	10,46	10,05	13,26	0,01	0,11	
ТМП-1	171,32	26,32	170,59	26,2	0,73	0,43	0,12	0,44	
ЗМН-2	117,83	16,17	87,38	13,63	30,45	25,84	2,54	15,69	
Всего скважин: 9					Среднее	Среднее	Среднее	Среднее	
					$P = 1$	6,47	6,74	0,57	3,65
(-1 скважина)					$P = 0,9$	3,47	4,36	0,32	2,14

Графики погрешности определения эффективной толщины и удельной емкости в межскважинном пространстве свидетельствуют об устойчивости сделанного прогноза при приемлемых среднеквадратичных оценках разброса значений ( $R^2$ ) погрешностей определения  $H_{эф}$  и  $q$  (рис. 3, 4).

Для малохетско-суходудинского резервуара погрешности определения значений эффективных толщин составили 6,93 % с доверительной вероятностью  $P = 1$  и 5,1 % с  $P = 0,86$ . Погрешности определения значений удельной емкости оценены в 8,12 % с доверительной вероятностью  $P = 1$  и 4,94 % с  $P = 0,86$ .

Для малышевского резервуара погрешности определения значений эффективных толщин составили 6,74 % с доверительной вероятностью  $P = 1$  и 4,36 % с  $P = 0,9$ . Погрешности определения значений удельной емкости — 3,65 % с доверительной вероятностью  $P = 1$  и 2,14 % с  $P = 0,9$ .

Средние значения погрешности по шести резервуарам юрско-мелового комплекса составили для  $H_{эф}$  6,65 %, а для  $q$  — 5,19 % с доверительной вероятностью  $P = 0,85$ , что является приемлемым результатом для регионального прогноза. Полученные данные о большей точности определения удельной емкости по сравнению с эффективной толщиной и коэффициентом

том пористости соответствуют имеющимся теоретическим и практическим представлениям<sup>2</sup> [1].

**Заключение**

Применение технологии КССП позволило построить региональные прогнозные карты емкостных параметров юрско-меловых коллекторов Гыданской и Енисей-Хатангской НГО с удовлетворительной точностью. При построении прогнозных карт емкостных параметров погрешность, определенная вероятностно-статистическим способом валидации, составила 10–20 %, сечение этих карт равно 1,5 $\sigma$ .

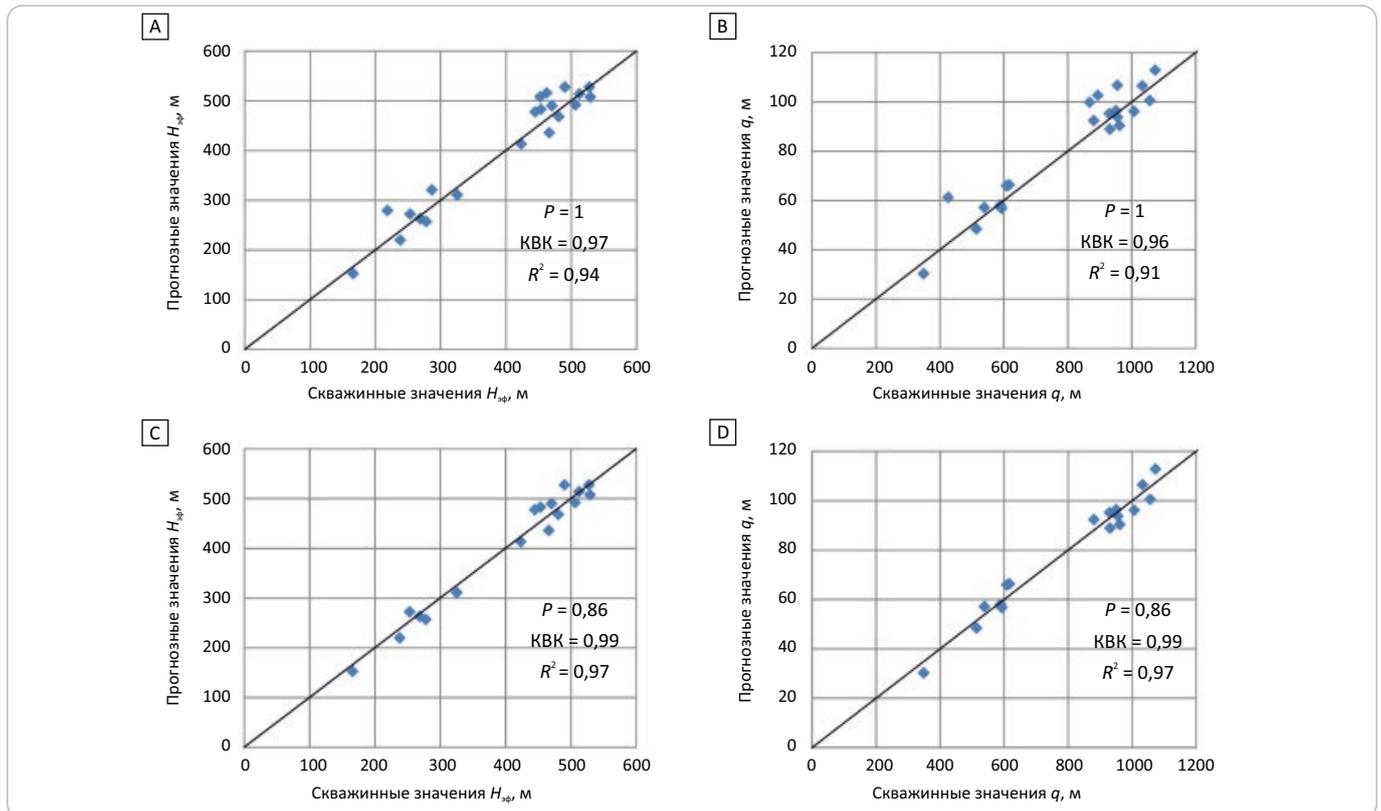
Построенные прогнозные карты легли в основу уточнения количественной оценки ресурсов УВ данной территории методом внутренних аналогий. Точность выполненных построений также оценена прямым сопоставлением прогнозных и фактических значений емкостных параметров по данным новых скважин, не учитываемых при построении карт, и позволяет получать удовлетворительные результаты для регионального прогноза.

Доверительная вероятность прогноза эффективных толщин и удельной емкости коллекторов юрско-меловых резервуаров по данным бурения со-

<sup>2</sup> Там же.

**Рис. 3.** Корреляция фактических скважинных и прогнозных значений емкостных параметров: эффективной толщины (А, С) и удельной емкости (В, D) малохетско-суходудинского резервуара

**Fig. 3.** Correlation of actual well-based and predicted values of reservoir properties: net thickness (A, C) and specific storage capacity (B, D) of the Malokhetskyy-Sukhodudinsky reservoir

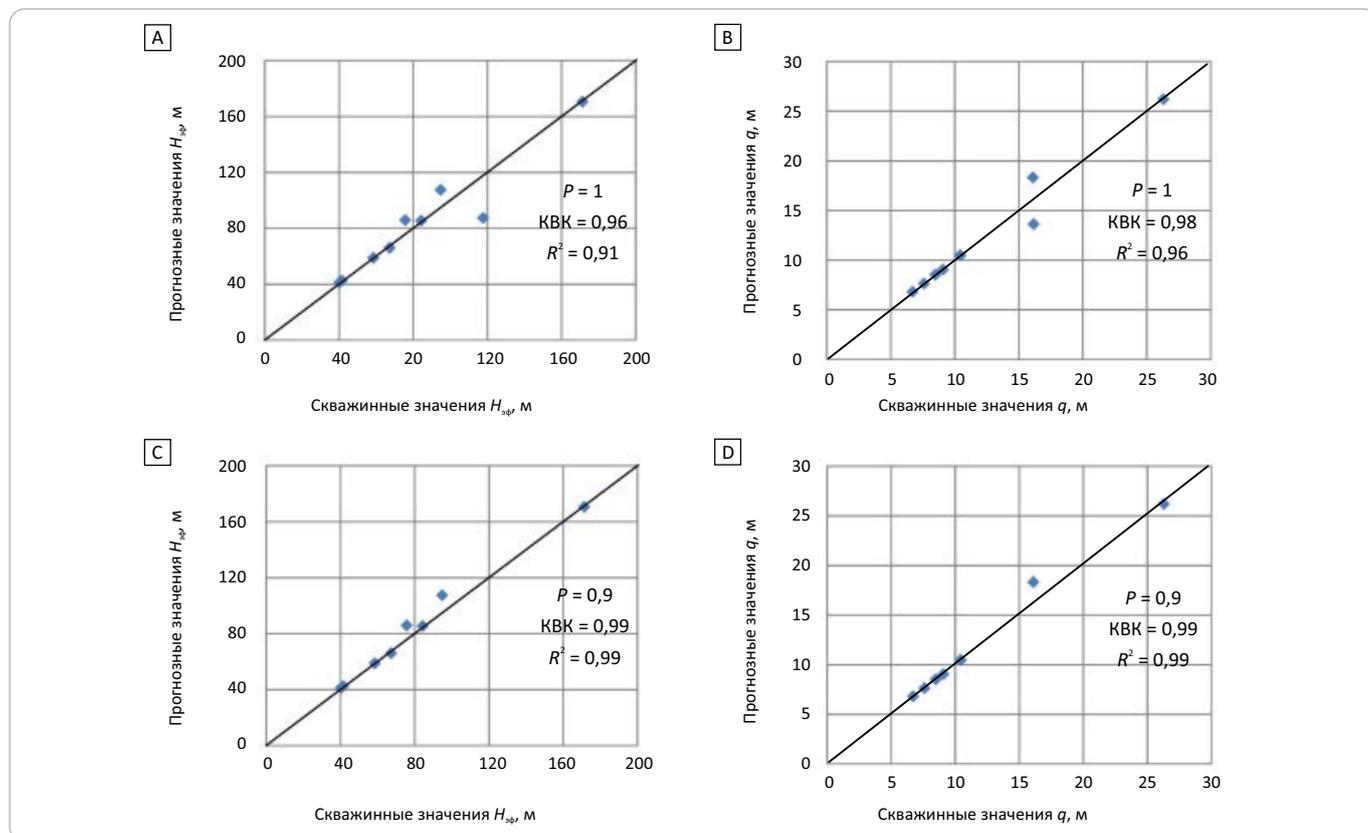




## GEOPHYSICAL SURVEYS

**Рис. 4.** Корреляция фактических скважинных и прогнозных значений емкостных параметров: эффективной толщины (А, С) и удельной емкости (В, D) малышевского резервуара

**Fig. 4.** Correlation of actual well-based and predicted values of reservoir properties: net thickness (A, C) and specific storage capacity (B, D) of the Malyshevsky reservoir



ставляет 0,86, этого вполне достаточно для использования данной новой информации при проектировании дальнейших геолого-разведочных работ. Однако на обширных областях северной и восточной частей исследуемой территории, где скважины отсутствуют или присутствуют в единичном числе, такая высокая эффективность прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов может быть недостижима. Погрешности определения емкостных свойств юрско-меловых коллекторов могут достигать 2–3 кратных больших указанных выше погрешностей, т. е. 13–19 % (в среднем для всей территории 16 %, что в целом соответствует погрешности, определенной способом валидации). Учитывая все изложенное, можно сделать вывод, что полученные ре-

зультаты, оцененные разными способами, являются надежными и вполне пригодны для регионального прогноза.

Следует также отметить, что прогнозируемые высокые зоны в меловых отложениях, расположенные в пределах Центрально-Таймырского жолоба и Ямало-Гыданской синеклизы, характеризуются хорошей региональной буровой изученностью. То же касается и юрских высокые зон на востоке изучаемой территории.

Таким образом, применение технологии КССП позволило повысить точность определения емкостных свойств коллекторов по сравнению с существующими представлениями.

### Литература

1. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л. Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // ОАО «НК «Роснефть». Сер. Библиотека нефтяного инжиниринга. – Ижевск : АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», 2010. – 248 с.
2. Копилевич Е.А., Сулова Н.Д., Левчук Л.В. Количественный прогноз емкостных свойств коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 59–66.
3. Харкевич А.А. Спектры и анализ. – М. : Физматгиз, 1962. – 235 с.
4. Афанасенков А.П., Сулова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.
5. Афанасенков А.П., Кирсанов А.М., Чикишев А.А. Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54.

## References

1. *Kopilevich E.A., Mushin I.A., Davydova E.A., Afanasyev M.L.* Kompleksnoe spektral'no-skorostnoe prognozirovanie tipov geologicheskogo razreza i fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov [Complex spectral-speed prediction of types of geological section and filtration-capacitive properties of collectors]. In: OAO «NK «Rosneft». Ser. Biblioteka neftyanogo inzhiniringa. Izhevsk: ANO "Izhevsk Institute of Computer Research"; 2010. 248 p. In Russ.
2. *Kopilevich E.A., Surova N.D., Levchuk L.V.* Quantative forecast of reservoir properties of the Gydanskaya and Yenisei-Khatangskaya western part oil and gas bearing areas. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(6):59–66. In Russ.
3. *Kharkevich A.A.* Spektry i analiz [Spectra and analysis]. Moscow: Fizmatgiz; 1962. 235 p. In Russ.
4. *Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A.* Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic – cretaceous deposits of the gidan and western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(4):45–54. In Russ.
5. *Afanasenkov A.P., Kirsanov A.M., Chikishev A.A.* Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum provinces. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(1):43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54. In Russ.

## Информация об авторах

### Левчук Людмила Владимировна

Геолог 1-й категории  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: liudmila-levchuk@mail.ru

### Афанасенков Александр Петрович

Доктор геолого-минералогических наук,  
Заслуженный геолог Российской Федерации,  
первый заместитель генерального директора —  
руководитель производственного блока  
АО «Росгеология»,  
117246 Москва, ул. Херсонская, д. 43 корп. 3  
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru

### Наталья Дмитриевна Сурова

Кандидат геолого-минералогических наук, начальник сектора  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: surova\_n@vnigni.ru

### Копилевич Ефим Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
главный научный сотрудник  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: kopilevich@vnigni.ru

## Information about authors

### Ludmila V. Levchuk

1st Category Geologist  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: liudmila-levchuk@mail.ru

### Alexander P. Afanasenkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Honored Geologist of the Russian Federation,  
First Deputy General Director —  
Head of Production Unit  
AO "Rosgeologiya",  
43 Bldg. 3, ul. Khersonskaya, Moscow, 117246, Russia  
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru

### Natal'ya D. Surova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Section  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: surova\_n@vnigni.ru

### Efim A. Kopilevich

Doctor of geological and mineralogical Sciences, Professor,  
Chief researcher  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: kopilevich@vnigni.ru



**ПОБЕДА!**  
1945–2020



Федеральное Агентство  
по недропользованию

ВСЕРОССИЙСКИЙ  
ФОРУМ-ВЫСТАВКА



**НЕДРА**

Изучение. Разведка. Добыча

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 550.42:551.14

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-71-77

## Фотосинтез и оценки баланса углерода в глобальном цикле углерода

© 2020 г. | А.А. Ивлев

ФГБОУ ВО «Российский государственный аграрный университет — МСХА имени К.А. Тимирязева», Москва, Россия; aa.ivlev@list.ru

Поступила 26.04.2020 г.

Доработана 30.04.2020 г.

Принята к печати 06.05.2020 г.

**Ключевые слова:** фотосинтез; ассимиляция углекислого газа; фотодыхание; орогенические циклы; экологическая точка компенсации; литосферные плиты; зона субдукции; термохимическая сульфатредукция.

**Аннотация:** Ключевая роль и особенности глобального фотосинтеза как интегральной характеристики совокупности фотосинтезирующих организмов в глобальном цикле углерода рассмотрены в рамках предложенной новой модели цикла. Показано, что участие глобального фотосинтеза обеспечивает накопление осадочного органического вещества в земной коре и кислорода в атмосфере. Получено уравнение, описывающее фотосинтез в глобальном цикле углерода, которое применено для углеродного баланса цикла. На основе модели углеродного цикла сделана попытка оценить мировой начальный суммарный ресурс нефти. Результаты показывают, что оценки начальных суммарных ресурсов нефти хорошо согласуются с результатами, полученными с помощью геологических моделей. Такая согласованность свидетельствует не только о разумности физической идеи, лежащей в основе модели, но и означает, что в рамках этой модели нет места для представления о неорганическом или каком-либо ином происхождении нефти.

Для цитирования: Ивлев А.А. Фотосинтез и оценки баланса углерода в глобальном цикле углерода // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-71-77.

## Photosynthesis and carbon balance estimates in the global carbon cycle

© 2020 | A.A. Ivlev

Russian State Agrarian University — Moscow Timiryazev Agricultural Academy, Moscow, Russia; aa.ivlev@list.ru

Received 26.04.2020

Revised 30.04.2020

Accepted for publication 06.05.2020

**Key words:** photosynthesis; CO<sub>2</sub> assimilation; photorespiration; orogenic cycles; ecological compensation point; lithospheric plates; subduction zone; thermochemical sulfate reduction.

**Abstract:** The key role and features of global photosynthesis as an integral characteristic of an ensemble of photosynthetic organisms in the global carbon cycle are considered within the framework of the proposed new cycle model. It is shown that the participation of global photosynthesis ensures the accumulation of sedimentary organic matter in the earth's crust and oxygen in the atmosphere. An equation describing photosynthesis in the global carbon cycle is obtained and applied to the carbon balance of the cycle. Based on the carbon cycle model, an attempt is made to estimate the total global initial oil resources. The results show that estimates of the total initial oil resources are in good agreement with the results obtained using geological models. This consistency is not only indicative of the reasonableness of the physical idea underlying the model, but also means that there is no place for the idea of an inorganic or any other origin of oil within the framework of the model.

For citation: Ivlev A.A. Photosynthesis and carbon balance estimates in the global carbon cycle. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-71-77. In Russ.

### Введение

Новая модель глобального цикла углерода, связывающая движение литосферных плит с процессами фотосинтеза в биосфере [1, 2], позволяет описать процессы накопления и преобразования ОБ в осадочных породах. Эти процессы рассматриваются как часть глобального цикла углерода, в котором фотосинтез играет ключевую роль. Это означает, что, являясь единственным источником прироста биомассы, фотосинтез обеспечивает накопление ОБ в земной коре и аккумуляцию кислорода в атмосфере. Чтобы показать эту связь и возможность ее исполь-

зования для объяснения накопления осадочного ОБ и его влияния на генезис нефти, необходимо обосновать применимость уравнения фотосинтеза к описанию этого процесса в глобальном углеродном цикле.

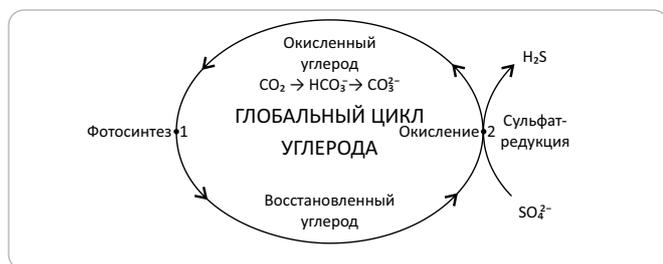
### Модель глобального углеродного цикла. Основные положения

Модель основывается на известной геологической концепции — концепции мобилизма [3, 4]. Постулируется, что литосферные плиты непрерывно двигаются благодаря конвективным потокам в магме, по поверхности которой они перемещаются. Дви-



## DISCUSSIONS

**Рис. 1.** Схема глобального редокс-цикла биосферного углерода  
**Fig. 1.** Scheme of global redox-cycle of biosphere carbon



жение плит напоминает эскалатор. В одном месте Земли магма прорывается на поверхность, застывает и толкает соседние плиты, вызывая движение. В другом месте плиты сталкиваются, одна из них уходит вниз и поглощается магмой. Движение неравномерное, состоящее из короткой быстрой фазы и длительной медленной. Короткая быстрая фаза, называемая «орогенным периодом», приходится на столкновения плит в зоне субдукции, где одна из плит поглощается магмой, другая поднимется вверх, приводя к горообразованию, сопровождаемому интенсивными вулканизмом и магматизмом.

При столкновении плит выделяется большое количество энергии. Если одна из плит является континентальной и несет на себе осадочный материал, то ОВ в нем окисляется за счет энергии столкновения плит и участия сульфатов, превращаясь в  $\text{CO}_2$ . Такой процесс описывается термохимической сульфатредукцией. Источником сульфатов является гипс, образовавшийся из морской воды. Термохимическая сульфатредукция — процесс, при котором происходит сопряжение упоминавшихся геологических процессов с циклом биосферного углерода. С него начинается круговорот углерода, который рассматривается как окислительно-восстановительный процесс (рис. 1). Углерод из окисленного состояния, в котором он находится в природной углекислотно-карбонатной системе, переходит в восстановленное состояние посредством фотосинтеза. Обратное в окисленное состояние углерод возвращается при процессах дыхания в биосфере, аэробных и анаэробных процессах окисления в земной коре. Завершается круговорот в упомянутой реакции термохимической сульфатредукции, происходящей в зоне субдукции.

Углекислый газ — продукт окисления органического углерода, образовавшийся в зоне субдукции — поднимается на поверхность, попадая в атмосферу и гидросферу. Солнечный свет,  $\text{CO}_2$  и вода при наличии фотосинтезирующего аппарата, созданного в процессе эволюции, обеспечивают фотосинтез на Земле. Развитие фотосинтеза привело к климатическим, атмосферным изменениям и биотическому круговороту. Изменения заключались в следующем. Высокие концентрации  $\text{CO}_2$ , благодаря парниковым свойствам, обеспечивали на Земле высокую температуру. Один из продуктов сульфатредукции, серо-

водород, и восстановленные изверженные породы, которые поднимались на поверхность Земли вместе с вулканическими газами и магмой, забирали из атмосферы почти весь кислород, делая ее анаэробной или низкокислородной.

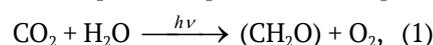
За орогенным периодом следовал длительный тектонически спокойный геосинклинальный период. В это время на Земле ключевую роль играл фотосинтез, который сопровождался снижением концентрации  $\text{CO}_2$  и увеличением в атмосфере содержания кислорода. Этот тренд усиливался на протяжении всего геосинклинального периода, что приводило к постепенному похолоданию и появлению аэробных условий. К концу этого периода наступало оледенение и достигались самые высокие концентрации  $\text{O}_2$ .

Описанные климатические изменения привели к биотическому круговороту, который заключался в том, что в орогенный период были распространены термофильные и анаэробные организмы, а в геосинклинальный период они замещались холодостойкими и аэробными организмами. Следует подчеркнуть, что орогенный и геосинклинальный периоды вместе составляли орогенический цикл.

При смене циклов из-за резких климатических изменений происходило массовое вымирание живых организмов. Это сопровождалось поступлением огромного количества биогенного материала в осадок, что в конечном счете приводило к накоплению толщ, богатых ОВ (черные сланцы, баженины, доломиты) [5]. Последние становились источником для образования крупных УВ-скоплений.

### Глобальный фотосинтез и его роль в крупных природных системах

Фотосинтез любого фотосинтезирующего организма обычно описывается выражением, которое формально изображает процесс в виде реакции



где субстраты  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  берутся из окружающей среды;  $(\text{CH}_2\text{O})$  формально обозначает продукт фотосинтеза, биомассу, образующуюся в эквимольном соотношении с другим продуктом реакции — кислородом. Возникает вопрос, можно ли таким простым образом описать глобальный фотосинтез для таких крупных систем, как биосфера или глобальный цикл углерода.

Из определения фотосинтеза понятно, что левая часть уравнения (1) во всех случаях всегда одна и та же. Это  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , которые берутся из окружающей среды, а из них с помощью солнечного света образуются продукты реакции. Остается понять, что в этом случае представляют продукты фотосинтеза в больших системах.

### Уравнение глобального фотосинтеза в биосфере

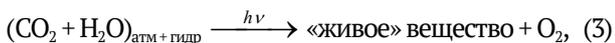
В.И. Вернадский, рассматривая биосферу и ее взаимодействие с земной корой, ввел представление

о «живом» веществе [6]. Под ним он понимал общую биомассу живых организмов на Земле. Но на Земле обитают как автотрофные, так и гетеротрофные организмы. Автотрофные организмы делятся на хемосинтезирующие и фотосинтезирующие. Автор статьи здесь и в дальнейшем биомассу нефотосинтезирующих организмов принимает ничтожной по сравнению с биомассой фотосинтезирующих, тогда без ее учета:

«живое» вещество = биомасса фотосинтезирующая + биомасса гетеротрофная. (2)

Покажем, что «живое» вещество в целом можно считать продуктом фотосинтеза, потому что гетеротрофную часть биомассы тоже можно отнести к фотосинтетическим продуктам. Действительно, гетеротрофная биомасса образуется за счет фотосинтезирующей биомассы или за счет другой гетеротрофной биомассы, которая образовалась через потребление фотосинтезирующей, т. е. в конечном счете источником энергии и углерода при образовании любой гетеротрофной биомассы является фотосинтезирующая биомасса. При этом кислород, который всегда сопровождает образование биомассы при фотосинтезе, в том числе на стадии предшествующей гетеротрофной ассимиляции, никуда не исчезает, а сохраняется в атмосфере. Другими словами, гетеротрофную биомассу можно считать продуктом фотосинтеза, но в этом случае биомасса и образуемый параллельно ей кислород на догетеротрофной стадии оказываются разделенными процессами в пищевых цепочках. Поэтому фотосинтезирующую биомассу автор статьи назвал «продуктом фотосинтеза I рода», а гетеротрофную биомассу — «продуктом фотосинтеза II рода».

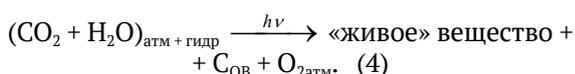
В этом случае уравнение глобального фотосинтеза для биосферы можно представить как



где в правой части уравнения в качестве аналога фотосинтезируемой биомассы выступает «живое» вещество, которое включает фотосинтезирующую и гетеротрофную биомассу, а эквивалентное количество кислорода поступает в атмосферу.

*Уравнение глобального фотосинтеза в глобальном цикле углерода*

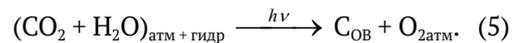
Фотосинтез в углеродном цикле можно описать уравнением



Левая часть уравнения аналогична уравнению (3). В правой части два первых слагаемых являются аналогом биомассы. Второе слагаемое учитывает преобразованную биомассу организмов, обитавших в прошлом. Последний член соответствует кислороду атмосферы, накопленному как за счет организмов, существующих в данный момент, так и за счет орга-

низмов, обитавших в прошлом от начала происхождения фотосинтеза до данного момента.

Если предположить, что масса «живого» вещества, существующего в данный момент, значительно меньше массы ОВ, накопленного в осадочных породах за все время геологической истории вплоть до данного момента, то выражение (4) можно упростить, представив его в виде [7]



При анализе традиционного фотосинтеза (1), рассматривая его как химическую реакцию I порядка, динамику характеризовали два признака:

- противофазное изменение концентрации субстрата  $CO_2$  и ее продукта ( $O_2$  или биомассы);
- синфазное изменение концентраций обоих продуктов —  $O_2$  и биомассы.

Противофазные вариации концентраций  $CO_2$  и  $O_2$  в атмосфере неопротерозоя и фанерозоя наблюдаются при изучении их изменений с помощью геологических моделей (рис. 2). Синфазные изменения были установлены для скорости накопления кислорода в атмосфере и скорости захоронения ОВ в осадке, также полученных с помощью геологических моделей (рис. 3). Упомянутые величины можно считать аналогами продуктов глобального фотосинтеза.

Следовательно, представленные корреляции можно рассматривать как аргумент в пользу применимости уравнения глобального фотосинтеза (5) к анализу глобального цикла углерода.

**Глобальный фотосинтез и самопроизвольное стремление углеродного цикла к достижению стационарного состояния с ростом концентрации  $O_2$  в атмосфере. Экологическая точка компенсации**

Можно сделать вывод, что глобальный фотосинтез, участвуя в углеродном цикле, отражает интегральный эффект всех живущих и живших фотосинтезирующих организмов на Земле. Из изложенного также следует, что в ходе эволюции глобальный фотосинтез развивался в режиме пульсаций, т. е. в каждом орогеническом цикле он вначале усиливался, а затем ослабевал. Поэтому, чтобы описать накопление ОВ в осадке с помощью уравнения фотосинтеза, необходимо рассмотреть как будут меняться его характеристики, усредненные по орогеническим циклам. Усредняя характеристики, мы получаем непрерывное увеличение концентрации кислорода во времени и можем проследить его влияние на фотосинтез, на эволюцию цикла и на то, как менялась сама атмосфера в ходе геологического времени.

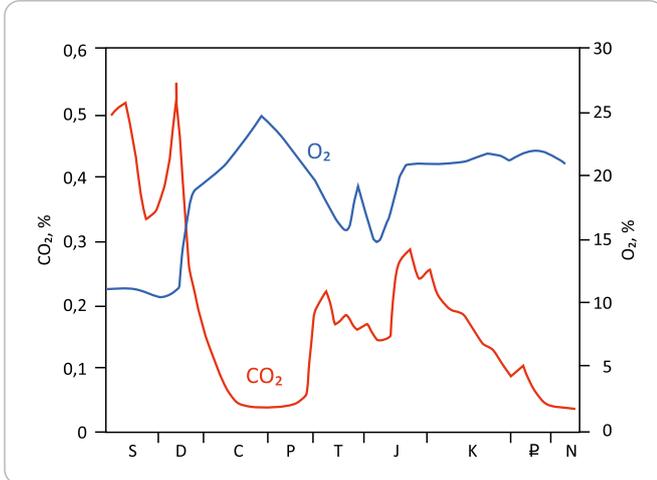
Основываясь на аналогии свойств традиционного фотосинтеза индивидуального организма и глобального фотосинтеза, можно утверждать, что глобальный фотосинтез обладает двумя реципрокными



## DISCUSSIONS

**Рис. 2.** Противофазные изменения усредненных по времени концентраций  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в системе атмосфера – гидросфера [8]

**Fig. 2.** Counter-phase variations of time-averaged  $\text{CO}_2$  and  $\text{O}_2$  concentrations in atmosphere – hydrosphere system [8]

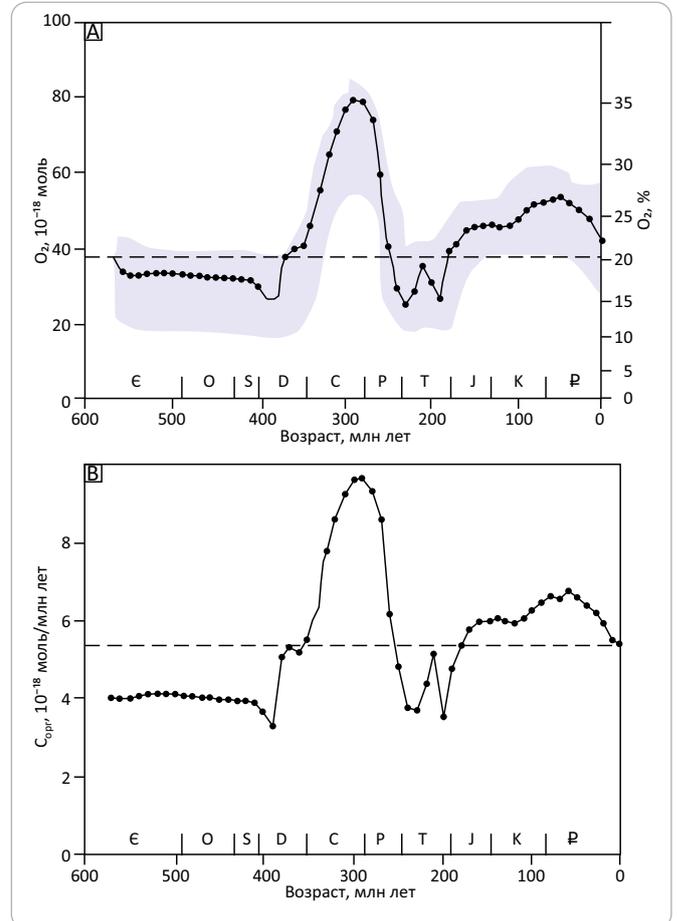


процессами: ассимиляцией  $\text{CO}_2$  и фотодыханием. Один приводит к росту биомассы, другой — к ее убыли. Глобальный фотосинтез обладает свойством менять соотношение вкладов процессов ассимиляции  $\text{CO}_2$  и фотодыхания в синтез биомассы в зависимости от концентраций  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в среде, т. е. от отношения  $\text{CO}_2/\text{O}_2$ . Это свойство важно учитывать при рассмотрении эволюции фотосинтеза внутри орогенических циклов, в которых отношение  $\text{CO}_2/\text{O}_2$  падает от начала цикла к концу. Однако при изучении накопления  $\text{O}_2$  в осадке не менее важно учитывать как будет меняться отношение концентраций  $\text{CO}_2/\text{O}_2$  от цикла к циклу. Поскольку известно, что по мере эволюции фотосинтеза концентрация кислорода в атмосфере растет, это означает, что фотодыхание будет расти, в то время как как ассимиляция  $\text{CO}_2$  будет постоянно падать, что обязательно вызовет постепенное снижение накопления  $\text{O}_2$  в осадочных породах.

Чтобы посмотреть, к чему это в конце концов приведет, обратимся к фотосинтезу индивидуального организма. Каждый фотосинтезирующий организм типа С-3 (вначале все организмы были такого типа) обладает так называемой точкой компенсации. Она соответствует моменту, когда количество ассимилируемого углерода в ответ на изменение среды окажется равным количеству выдыхаемого  $\text{CO}_2$ . Рост биомассы организма при этом прекращается, поэтому эта точка определяет пределы выживаемости организмов. В природе, в отличие от фотосинтезирующего организма, помимо дыхания, существует множество других окислительных процессов, в которых расходуется первоначально образованное при фотосинтезе  $\text{O}_2$  (биомасса). Поэтому в глобальном цикле углерода существует так называемая точка экологической компенсации. Ее достижение означает, что глобальный цикл углерода перешел в стационарное состояние, т. е. сколько восстановленно-

**Рис. 3.** Синфазные изменения усредненной концентрации  $\text{O}_2$  (А) и скорости накопления осадочного  $\text{C}_{\text{орг}}$  (В), рассчитанные по геологической модели Geocarb III [9]

**Fig. 3.** In-phase variations of averaged  $\text{O}_2$  concentration (А) and rate of sedimentary  $\text{C}_{\text{орг}}$  accumulation (В) calculated in Geocarb III geological model [9]



го углерода образовалось при фотосинтезе, столько и окислилось во всех вышеупомянутых процессах окисления в биосфере и земной коре.

Рассмотрим подробнее углеродный баланс в глобальном цикле. Для этого проследим, как расходуется восстановленный при фотосинтезе углерод. Сразу же после образования биомассы при фотосинтезе уже в живых организмах («живом» веществе) восстановленный углерод окисляется при дыхательных процессах. После отмирания и захоронения организмов восстановленный углерод расходуется в разнообразных процессах аэробного и анаэробного окисления вплоть до попадания в зону субдукции. В ней оставшийся восстановленный углерод полностью окисляется. В восстановленном виде углерод сохраняется только в породах, пока не достигнет зоны субдукции. Соответственно, в атмосфере остается эквивалентное восстановленному углероду количество кислорода. Следуя этой логике, очевидно, что накопление  $\text{C}_{\text{орг}}$  происходит только до достижения циклом точки экологической компенсации. По мере приближения к этой точке накопление уменьшается, пока не сойдет на нет.

### Вероятная количественная оценка баланса углерода в глобальном цикле после достижения им стационарного состояния

Настоящая оценка характеристик баланса углерода в глобальном углеродном цикле не является строгой и количественной, поскольку для расчета используются приближенные выражения, а данные для расчета, хотя и взяты из общедоступных источников, например из Интернета, но их точность не приводится. Цель расчета — показать принципиальную возможность количественного подхода к рассмотрению баланса в глобальном цикле углерода на основе предложенной модели фотосинтеза и оценить разумность полученных таким способом значений.

Одно из приближений заключается в следующем. В природе осадочное ОВ представлено двумя формами: рассеянной и концентрированной. Источником первой является высшая наземная растительность, второй — планктон, другая водная и низшая наземная растительность.

Высшая наземная растительность появилась на Земле более чем на 2 млрд лет позднее возникновения фотосинтеза, а следовательно, и ее вклад в общую массу осадочного ОВ на Земле существенно меньше [10]. Поэтому без большой погрешности, которая могла бы исказить порядок конечного значения, концентрированной формой ОВ в осадках можно пренебречь.

Сделав эти необходимые замечания, перейдем к расчету, основываясь на полученном уравнении фотосинтеза (5).

С помощью данных [11] рассчитаем количество молей кислорода, накопившегося в атмосфере. Масса сухого атмосферного воздуха равна  $(5,1-5,3) \cdot 10^{18}$  кг. Массовый процент кислорода в воздухе составляет 23,1 %. Перемножив эти значения, получим, что масса кислорода в воздушном слое равна  $1,2 \cdot 10^{18}$  кг. Разделив это значение на молярную массу кислорода  $M = 32$ , получаем количество молей  $n_{O_2} = 3,75 \cdot 10^{16}$ . Благодаря стехиометрическому соотношению продуктов реакции фотосинтеза, равному 1 : 1,  $n_{O_2} = n_{ОВ} = 3,75 \cdot 10^{16}$  моль.

Под УВ далее понимаются любые жидкие продукты преобразования ОВ, которые эмигрируют из очагов генерации в главной зоне нефтеобразования.

Если обозначить долю, которую составляют эмигрирующие УВ от общей массы ОВ, генерирующего в главной зоне нефтеобразования, как  $k_1$ , тогда произведение трех сомножителей в правой части выражения (6) будет выражать максимальное количество нефтяных эмигрирующих УВ:

$$R = n_{ОВ} \cdot k_1 \cdot M_{нефти} \quad (6)$$

Произведение первых двух сомножителей в выражении (6) соответствует количеству молей эмигрировавших жидких УВ. Умножение на  $M_{нефти}$  позволяет

перевести количество молей нефти в массу. В качестве  $M_{нефти}$  автор статьи выбрал УВ  $C_{10}H_{22}$ , аппроксимирующий нефть. Из балансовых расчетов известно [12], что доля эмигрирующих УВ от общей массы ОВ зависит от типа вещества (гумусового, сапропелевого или смешанных разностей) и от диапазона его преобразования, но обычно не превышает 10 %. Из опыта предыдущих балансовых расчетов [13] и учитывая невысокие требования к точности получаемого результата, автор статьи усреднил значение  $k_1$ , приняв его равным 5 %, т. е. одинаковым для любого типа ОВ и для диапазона катагенеза, охватывающего всю главную зону нефтеобразования. С учетом сказанного, имеем  $R = 2,68 \cdot 10^{15}$  кг.

Значение  $R$  по смыслу должно быть близким к мировым начальным суммарным ресурсам нефти, которые включают в себя как перспективные и прогнозные ресурсы, так и разведанные запасы. Согласно общедоступным данным [14, 15], мировые разведанные запасы нефти составляют  $2,34 \cdot 10^{14}$  кг. По сравнению со значением  $R$ , рассчитанным по модели, разведанные запасы оказались, как и следовало ожидать, на порядок меньше. Перспективные и прогнозные ресурсы по отдельным нефтеносным регионам в 2–3 раза превышают разведанные запасы. Если принять, что такое же соотношение характерно и для мира, то можно считать, что, с учетом точности проведенного расчета и приблизительности оценки перспективных и прогнозных ресурсов, расчет по предложенной модели, действительно, соответствует величине мировых начальных суммарных ресурсов.

Такое соответствие свидетельствует о разумности физической идеи, положенной в основу модели, в том числе идеи о том, что фотосинтез играет определяющую роль в накоплении осадочного ОВ в земной коре и кислорода в атмосфере. В этой связи заметим, что выводы, полученные в рамках модели автора статьи, находятся в полном противоречии с гипотезой о неорганическом происхождении нефти.

### Выводы

1. Модель глобального цикла углерода не только описывает сам процесс накопления ОВ в земной коре и кислорода в атмосфере, но и доказывает определяющую роль фотосинтеза в круговороте углерода.

2. Доказана применимость традиционного уравнения фотосинтеза для описания этого процесса в крупных природных системах, таких как биосфера и глобальный цикл углерода.

3. Показано, что накопление осадочного ОВ в земной коре и кислорода в атмосфере — два сопряженных процесса, которые продолжались до тех пор, пока цикл не достиг экологической точки компенсации и все процессы в нем не перешли в стационарное состояние, т. е. количество восстановленного углерода, образуемого при фотосинтезе, стало равно количеству восстановленного углерода, окисляемо-

## DISCUSSIONS

го в разнообразных процессах в биосфере и земной коре.

4. Модель использована для оценки начальных суммарных ресурсов нефти. Полученные результаты близки к оценкам другими методами, основанными

на традиционных балансовых расчетах с помощью геологических моделей. Это подтверждает разумность заложенных в модель аппроксимаций и приближений и открывает новый подход к изучению механизма преобразования ОВ и нефти.

## Литература

1. Ivlev A.A. The Global Carbon Cycle and the Evolution of photosynthesis. – Cambridge : Cambridge Scholars Publishing, 2019. – 160 с.
2. Ivlev A.A. Global redox cycle of biospheric carbon: interaction of photosynthesis and earth crust processes // *BioSystems*. – 2015. – № 137. – С. 1–11. DOI: 10.1016/j.biosystems.2015.10.001.
3. Иогансон Л.И. Ротационные факторы тектогенеза — история вопроса и современное состояние // Ротационные процессы в геологии и физики. – М. : КомКнига, 2007. – С. 505–522.
4. Монин А.С. История Земли. – Л. : Наука, 1977. – 228 с.
5. Ивлев А.А. Образование толщ, богатых органическим веществом, в свете новой модели глобального цикла углерода // *Геология нефти и газа*. – 2019. – № 5. – С. 21–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.
6. Вернадский В.И. Изотопы и живое вещество // *Доклады АН СССР*. – 1926. – С. 215–220.
7. Ivlev A.A. Global Photosynthesis is an Instrument in Large Natural Systems Studies // *Geology, Earth & Marine Science*. – 2020. – Т. 1. – № 1. – С. 1–4. – Режим доступа: <https://researchopenworld.com/global-photosynthesis-is-an-instrument-in-large-natural-systems-studies/> (дата обращения: 10.02.2020).
8. Igamberdiev A.U., Lea P.J. Land plants equilibrate O<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> concentrations in the atmosphere // *Photosynthesis research*. – 2006. – № 87. – С. 177–194. DOI: 10.1007/s11120-005-8388-2.
9. Berner R.A., Canfield D.E. A new model for atmospheric oxygen over Phanerozoic time // *American Journal of Science*. – 1989. – Т. 289. – № 4. – С. 333–361. DOI: 10.2475/ajs.289.4.333/.
10. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. – Л. : Недра, 1970. – 389 с.
11. *Российская геологическая энциклопедия* : в 3-х т. Т. 1–3 / Под ред. Е.А. Козловского, А.А. Ледовских. – Л. : ВСЕГЕИ, 2010. – 1885 с.
12. Рогозина Е.А. О балансовой стороне процесса углефикации рассеянного органического вещества пород // *Труды ВНИГРИ*. – 1969. – Вып. 279. – С. 3–19.
13. Ивлев А.А., Четверикова О.П. Модифицированный балансовый метод расчета с целью отдельного учета газообразных и жидких продуктов эмиграции при катагенезе рассеянного органического вещества // *Геология нефти и газа*. – 1983. – № 3. – С. 28–34.
14. Когда закончится нефть: самые крупные разведанные запасы нефти в России и мире [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://dividendoff.net/makroekonomika/zapasy-nefti.html> (дата обращения: 10.02.2020).
15. Разведанные запасы нефти в странах мира [Электронный ресурс] // *Источники энергии: интернет-журнал про энергию*. Режим доступа: <https://beelead.com/zapasy-nefti/> (дата обращения: 10.02.2020).

## References

1. Ivlev A.A. The Global Carbon Cycle and the Evolution of photosynthesis. Cambridge: Cambridge Scholars Publishing; 2019. 160 p.
2. Ivlev A.A. Global redox cycle of biospheric carbon: interaction of photosynthesis and earth crust process. *BioSystems*. 2015;(137):1–11. DOI: 10.1016/j.biosystems.2015.10.001.
3. Ioganson L.I. Rotational factors of tectogenesis. History of the question and its modern condition. In: *Rotational processes in Geology and physics*. M. : Komkniga; 2007. pp. 505–522. In Russ.
4. Monin A.S. Istoriya Zemli [History of the Earth]. Leningrad: Science; 1977. 228 p. In Russ.
5. Ivlev A.A. Formation of sequences rich in organic matter in the light of a new model of the global carbon cycle. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5):21–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.
6. Vernadsky V.I. Izotopy i zhivoe veshchestvo [Isotopes and living matter]. *Doklady AN USSR*. 1926:215–220. In Russ.
7. Ivlev A.A. Global Photosynthesis is an Instrument in Large Natural Systems Studies. *Geology, Earth & Marine Science*. 2020;(1):1–4. Available at: <https://researchopenworld.com/global-photosynthesis-is-an-instrument-in-large-natural-systems-studies/> (accessed 10.02.2020).
8. Igamberdiev A.U., Lea P.J. Land plants equilibrate O<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> concentrations in the atmosphere. *Photosynthesis research*. 2006(87):177–194. DOI: 10.1007/s11120-005-8388-2.
9. Berner R.A., Canfield D.E. A new model for atmospheric oxygen over Phanerozoic time. *American Journal of Science*. 1989;289(4):333–361. DOI: 10.2475/ajs.289.4.333.
10. Uspenskiy V.A. Vvedenie v geokhimiyu nefi [Introduction to the Geochemistry of oil]. Leningrad: Nedra; 1970. 389 p. In Russ.
11. Kozlovskiy E.A., Ledovskikh A.A., eds. Rossiiskaya geologicheskaya entsiklopediya [Russian Geological Encyclopedia]. V. 1–3. Leningrad: VSEGEI; 2010. 1885 p. In Russ.
12. Ragoza E.A. O balansovoi storone protsessu uglefikatsii rasseyanogo organicheskogo veshchestva porod [On the balance side of the process of coalification of dispersed organic matter of rocks]. *Trudy VNIIGRI*. 1969;(279):3–19. In Russ.

13. Ivlev A.A., Chetverikova O.P. Modifitsirovanniy balansoviy metod rascheta s tsel'yu razdel'nogo ucheta gazoobraznykh i zhidkikh produktov emigratsii pri katageneze rasseyannogo organicheskogo veshchestva [Separate accounting of gaseous and liquid products of expulsion in catagenesis of particulate organic matter: modified balancing method of calculations]. *Geologiya nefi i gaza*. 1983;(3):28–34. In Russ.
14. *Kogda zakonchitsya nefi'*: samye krupnye razvedannye zapasy nefi v Rossii i mire [When oil runs out: largest proven oil reserves in Russia and the world]. Available at: <https://dividendoff.net/makroekonomika/zapasy-nefti.html> (accessed 10.02.2020).
15. *Razvedannye zapasy nefi v stranakh mira* [Proven oil reserves in the world]. In: *Istochniki energii: internet-zhurnal pro energiyu*. Available at: <https://beelead.com/zapasy-nefti/> (accessed on 10.02.2020).

#### Информация об авторе

##### Ивлев Александр Андреевич

Доктор биологических наук,  
профессор

ФГБОУ ВО «Российский государственный аграрный  
университет — МСХА имени К.А. Тимирязева»,

127550 Москва, ул. Тимирязевская, д. 49

e-mail: [aa.ivlev@list.ru](mailto:aa.ivlev@list.ru)

ORCID ID: 0000-0001-7966-2266

#### Information about author

##### Alexander A. Ivlev

Doctor of Biological Sciences,  
Professor

Russian State Agrarian University — Moscow Timiryazev  
Agricultural Academy,

49, ul. Timiryazevskaya, Moscow, 127550, Russia

e-mail: [aa.ivlev@list.ru](mailto:aa.ivlev@list.ru)

ORCID ID: 0000-0001-7966-2266



**БОРИС АЛЕКСАНДРОВИЧ ЯЦКЕВИЧ**  
**07.01.1948 – 12.06.2020**

Федеральное агентство по недропользованию с глубоким прискорбием сообщает, что 12 июня 2020 г. скончался член Общественного совета Роснедр, Министр природных ресурсов в 1999–2001 гг., Геолог с большой буквы — **Борис Александрович Яцкевич**.

Б.А. Яцкевич родился в 1948 г. В 1972 г. окончил геологический факультет Воронежского государственного университета. В том же году в качестве молодого специалиста был направлен в Ухтинскую геологоразведочную экспедицию Ухтинского территориального геологического управления Коми АССР, где прошел трудовой путь от старшего техника до главного геолога Полярно-Уральского производственного геологического объединения.

Основная часть производственной и научной деятельности Бориса Александровича была связана с поисками и разведкой бокситов Варыквинской группы месторождений Среднего Тимана в Республике Коми. При его непосредственном участии было открыто Восточное месторождение бокситов. Разработанная Б.А. Яцкевичем модель геологического строения самого сложного в группе Верхне-Щугорского месторождения бокситов была положена в основу подсчета запасов, которые были в дальнейшем успешно защищены в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

В 1985 г. во Всесоюзном научно-исследовательском геологическом институте имени А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ) Б.А. Яцкевич защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук «Условия формирования и критерии прогнозирования девонской сублатеритной формации Среднего Тимана». Разработанные в ней научные положения определили стратегию работ на бокситы в регионе конца 80-х – начала 1990-х гг. При непосредственном участии Бориса Александровича в 1986–1987 гг. было открыто Парнокское месторождения марганца в Приполярном Урале.

В 1990 г. Б.А. Яцкевич был приглашен на работу в Государственный комитет РСФСР по геологии и использованию топливно-энергетических и минерально-сырьевых ресурсов на должность начальника отдела геологии твердых полезных ископаемых и региональных работ. С 1992 г. Борис Александрович занимал должность заместителя председателя Комитета по геологии и минеральным ресурсам РФ, преобразованного в последующем в Комитет РФ по геологии и использованию недр Министерства экологии и природных ресурсов РФ.

В 1996 г. Б.А. Яцкевич был назначен статс-секретарем — первым заместителем Министра во вновь образованном Министерстве природных ресурсов Российской Федерации. В качестве статс-секретаря Минприроды России участвовал в разработке основополагающих нормативных правовых актов Российской Федерации, регулирующих отношения в сфере недропользования и воспроизводства минерально-сырьевой базы России, в том числе Закона «О недрах» и Положения о порядке лицензирования пользования недрами.

В 1999 г. Борис Александрович был назначен Министром природных ресурсов Российской Федерации.

В 2000 г. под руководством Б.А. Яцкевича была разработана и утверждена Правительством Российской Федерации Государственная программа геологического изучения арктического шельфа Российской Федерации, реализация которой завершилась заявкой России в комиссию ООН по расширению шельфа в Арктике более чем на 1,5 млн км<sup>2</sup>.

В 2000–2001 гг. по инициативе Бориса Александровича было проведено беспрецедентное техническое перевооружение геолого-разведочных предприятий государственной геологической службы. В результате эффективность и компетенции многих направлений геолого-разведочных работ значительно возросли и вышли на передовые позиции в мире. В это же время, к празднованию 300-летия горно-геологической службы России, по инициативе Бориса Александровича и с участием практически всех геологических предприятий России было значительно реконструировано здание Геолкома России на Васильевском острове в Санкт-Петербурге — предмет гордости и символа российской геологической службы.

В должности первого заместителя Министра и Министра природных ресурсов Российской Федерации, в соответствии с принятой в то время практикой, Б.А. Яцкевич возглавлял Совет директоров ОАО «Лензолото». Добыча золота обществом в этот период выросла с 1,5 до 11 т/год.

За годы трудовой деятельности Б.А. Яцкевич был отмечен различными наградами: в 1996 г. — Благодарностью Правительства Российской Федерации, в 1997 г. — званием «Почетный разведчик недр», в 1999 г. — знаком «Шахтерская слава» III степени, в 2000 г. — памятным нагрудным знаком «За заслуги в изучении недр Республики Коми», юбилейной медалью «За заслуги в разведке недр Приморского края», знаком «Шахтерская слава» II степени, медалью «300 лет немецко-русского сотрудничества в горном деле», в 2001 г. — почетным знаком им. В.Н. Татищева «За пользу отечеству» и премией Правительства Российской Федерации. В 2001 г. за работу (в соавторстве) «Экзогенная золотоносность и платиноносность Российской Федерации — комплект карт» Борису Александровичу присуждена премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники. В 1995 г. Б.А. Яцкевич избран действительным членом (академиком) Международной академии минеральных ресурсов. С 1998 г. Б.А. Яцкевич — действительный член Академии горных наук. В 2020 г. награжден памятным знаком Роснедр «75 лет победы в Великой Отечественной войне 1941–1945 годов».

**Федеральное агентство по недропользованию выражает глубокие соболезнования родным, друзьям, коллегам и близким покойного. Мы помним его как блестящего геолога, эрудита, неумного, конструктивного реформатора, внимательного и заботливого Человека. Светлая Память!**

*Пресс-служба Роснедр*



# АТЫРАУ

OIL&GAS KAZAKHSTAN

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

## 19-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

26-28 августа 2020

Казахстан, Атырау

подробная информация:

[www.oil-gas.kz](http://www.oil-gas.kz)



## 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](mailto: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 формате.

- **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 изображения не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 297×210 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять изображения в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. 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 nefi 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](mailto: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 text;
- 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 и 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.

# КАЛЕНДАРЬ 2020

## НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ  
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ  
2017



**21-26 сентября**  
г. Анапа

11-я Международная научно-практическая конференция  
**«Строительство и ремонт скважин»**

15-я Международная научно-практическая конференция  
**«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»**

1-я Международная научно-практическая конференция  
**«Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе»**

**05-10 октября**  
г. Сочи,  
Красная поляна

8-я Международная научно-практическая конференция  
**«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы»**

9-я Международная научно-практическая конференция  
**«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»**



В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.

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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.ru



Society of Petroleum Engineers

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

# Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

## 12-14 октября 2020

Технопарк "Сколково"  
Москва, Россия

### Добавьте в Ваш календарь!

Следите за обновлениями на сайте: [go.spe.org/20rptc-link](https://go.spe.org/20rptc-link)



По вопросам спонсорских возможностей свяжитесь, пожалуйста, с нами:  
Ирина Меркуль, Менеджер проектов SPE, Т.: + 7 495 268 0454 доб. 104, [imerkul@spe.org](mailto:imerkul@spe.org)



## КОНТАКТЫ

**Заместитель главного редактора**  
Виктор Иосифович Петерсилъе  
+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*  
Технический редактор *Е.А. Уварова*  
Дизайн, верстка *Д.А. Потатув*  
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

Фото на обложке: р. Далдын, Республика Саха (Якутия), 2013

## 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  
Technical editor E.A. Uvarova  
Design, layout D.A. Potatuev  
Proofreader E.I. Taranina

### Address

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 — П4631

Cover photo: Daldyn River, Republic of Sakha (Yakutia), 2013

### 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 ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"  
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia