

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



# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 4 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

*Уточнение количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов на суше Камчатского края (стр. 5)*

*Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин (стр. 39)*

*Предложения по использованию попутных вод на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова (стр. 65)*



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)



4

2022

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN  
OIL AND GAS  
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2022

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», Scopus, GEOBASE, 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 нефтегазопроисковых 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@vniigni.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.**

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

**Боговявленский В.И.**

Доктор технических наук,  
член-корреспондент РАН,  
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация  
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

**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, профессор,  
президент НТКФ «Геосервис»,  
Москва, Российская Федерация  
e-mail: gabrigeo@mail.ru

**Гогоненков Г.Н.**

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

**Григорьев М.Н.**

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

**Грунис Е.Б.**

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

**Дахнова М.В.**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
Москва, Российская Федерация  
e-mail: dakhnova@vniigni.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@vniigni.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-ГеоТехнологии»,  
Москва, Российская Федерация  
e-mail: info.moscow@beicip.com

**Сидоренко Св.А.**

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

**Скоробогатов В.А.**

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

**Соловьев А.В.**

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

**Ступакова А.В.**

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

**Фортунова Н.К.**

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

**Шиманский В.В.**

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

**Элов М.И.**

Доктор технических наук, академик РАН,  
ИНГГ СО РАН,  
Новосибирск, Российская Федерация  
e-mail: ErovMI@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, Scopus, GEOBASE, 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. Afanasev,

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

#### Vasily I. Bogoyavlensky,

Doctor of Technical Science, Corresponding Member  
of Russian Academy of Sciences, IPNG RAS,  
Moscow, Russian Federation  
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

#### 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,  
Professor,  
Geoservis,  
Moscow, Russian Federation  
e-mail: gabrigo@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,  
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

#### Aleksei V. Soloviev

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

#### 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.vysotskiy@vzg.ru

#### Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

#### Gregory Ulmishak (USA),

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,  
Geological Research Wavetech Energy, Inc.,  
Redmond, USA  
e-mail: gulumishak@wavetechenergy.com

#### Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

#### Denis Voskov (Netherlands),

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



## СОДЕРЖАНИЕ

## РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

5

Мельников П.Н., Соловьев А.В., Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Кравченко М.Н., Игнатова В.А., Шпильман М.А., Грекова Л.С., Чинакаев Р.Г., Жуков К.А., Помазанов В.В., Козловский Е.А. Уточнение количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов на суше Камчатского края

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

27

Царегородцева Т.К., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности плиоценовых (балаханских) отложений Южно-Каспийской впадины

## ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

39

Шегай В.И., Толстиков А.В. Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин с учетом новых сейсмических данных

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

53

Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты

## ЭКОЛОГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

65

Аббасов Г.А., Атакишиева Н.А., Курбанзаде Л.Б. Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

## ДИСКУССИИ

73

Шемин Г.Г., Глазырин П.А., Вахромеев А.Г., Бостриков О.И., Деев Е.В., Смирнов М.Ю., Москвин В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики

99

Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов

**CONTENTS****HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES**

5

**Mel'nikov P.N., Soloviev A.V., Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Kravchenko M.N., Ignatova V.A., Shpilman M.A., Grekova L.S., Chinakaev R.G., Zhukov K.A., Pomazanov V.V., Kozlovskii E.A.** Total initial onshore hydrocarbon resources of the Kamchatka Region: updating the quantitative estimate

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

27

**Tsaregorodtseva T.K., Bykadorov V.A., Volozh Y.A.** Pliocene (Balakhansky) deposits of South Caspian Depression: features of geological structure and oil and gas occurrence

**FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS**

39

**Shegai V.I., Tolstikov A.V.** North-eastern Sakhalin Shelf: features of structural and tectonic evolution in view of new seismic data

**GEOCHEMICAL SURVEYS**

53

**Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kul'kov M.G.** Pyrolysis criteria for assessing thermal maturity of organic matter in the Bazhenov Formation

**ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT**

65

**Abbasov G.A., Atakishieva N.A., Kurbanzade L.B.** Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula

**DISCUSSIONS**

73

**Shemin G.G., Glazyrin P.A., Vakhromeev A.G., Bostrikov O.I., Deev E.V., Smirnov M.Yu., Moskvina V.I.** Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence

99

**Rodkin M.V., Punanova S.A.** Trace element composition of natural objects: correlation dependences

УДК 553.04

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-5-25

## Уточнение количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов на суше Камчатского края

© 2022 г. | П.Н. Мельников<sup>1</sup>, А.В. Соловьев<sup>1</sup>, С.К. Ахмедсафин<sup>2</sup>, В.В. Рыбальченко<sup>2</sup>, М.Н. Кравченко<sup>1</sup>, В.А. Игнатова<sup>1</sup>, М.А. Шпильман<sup>1</sup>, Л.С. Грекова<sup>1</sup>, Р.Г. Чинакаев<sup>1</sup>, К.А. Жуков<sup>3</sup>, В.В. Помазанов<sup>1</sup>, Е.А. Козловский<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; melnikov@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; ignatova@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru; grekova@vnigni.ru; Chinakaev@vnigni.ru; pomazanov@vnigni.ru; kozlovskiy@vnigni.ru;

<sup>2</sup>ПАО «Газпром», Москва, Россия; gazprom@gazprom.ru;

<sup>3</sup>Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», Новосибирск, Россия; kzh@vnigni.ru

Поступила 20.07.2022 г.

Доработана 21.07.2022 г.

Принята к печати 25.07.2022 г.

**Ключевые слова:** Камчатский край; количественная оценка ресурсов углеводородов; нефтегазогеологическое районирование; эталонный участок; расчетный участок.

**Аннотация:** Анализ геологического строения нефтегазоперспективных территорий Камчатского края с учетом результатов региональных и поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ за последние 20 лет показал, что промышленная газоносность края ограничена узким верхнеолигоцен-миоценовым стратиграфическим интервалом разреза только одного структурного элемента Западно-Камчатской области – Колпаковского прогиба. Проведена оценка кондиционности 69 объектов, подготовленных к глубокому бурению. Установлено, что 32 объекта разбурены с отрицательным результатом, а из оставшихся объектов только 3 можно считать кондиционно подготовленными. Предложены авторские изменения границ нефтегазогеологического районирования, отражающие сокращение площади нефтегазоперспективных земель. Выполнена количественная оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов суши Камчатского края. С учетом степени изученности и наличия четырех мелких газоконденсатных месторождений для олигоцен-нижнемиоценового и средне-верхнемиоценового нефтегазоносных комплексов Западной Камчатки применен метод геологических аналогий с выделением двух эталонных участков; для эоценового потенциально нефтегазоносного комплекса – экспертный; для Восточной Камчатки – объемно-статистический метод с последующим расчетом вероятностной оценки. По итогам выполненной количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов Камчатского края на 01.01.2022 г. их величина составила 499,8 млн т условных углеводородов (геологические).

Для цитирования: Мельников П.Н., Соловьев А.В., Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Кравченко М.Н., Игнатова В.А., Шпильман М.А., Грекова Л.С., Чинакаев Р.Г., Жуков К.А., Помазанов В.В., Козловский Е.А. Уточнение количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов на суше Камчатского края // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-5-25.

## Total initial onshore hydrocarbon resources of the Kamchatka Region: updating the quantitative estimate

© 2022 | P.N. Mel'nikov<sup>1</sup>, A.V. Soloviev<sup>1</sup>, S.K. Akhmedsafin<sup>2</sup>, V.V. Rybal'chenko<sup>2</sup>, M.N. Kravchenko<sup>1</sup>, V.A. Ignatova<sup>1</sup>, M.A. Shpilman<sup>1</sup>, L.S. Grekova<sup>1</sup>, R.G. Chinakaev<sup>1</sup>, K.A. Zhukov<sup>3</sup>, V.V. Pomazanov<sup>1</sup>, E.A. Kozlovskii<sup>1</sup>

<sup>1</sup>All-Russian Research Geological Oil institute, Moscow, Russia; melnikov@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; ignatova@vnigni.ru; grekova@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru; Chinakaev@vnigni.ru; pomazanov@vnigni.ru; kozlovskiy@vnigni.ru;

<sup>2</sup>Gazprom, Moscow, Russia; gazprom@gazprom.ru;

<sup>3</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Novosibirsk, Russia; kzh@vnigni.ru

Received 20.07.2022

Revised 21.07.2022

Accepted for publication 25.07.2022

**Key words:** the Kamchatka Region; quantitative estimate; geological oil and gas zonation; reference area; estimated area.

**Abstract:** Analysis of geological structure of oil and gas promising territories in the Kamchatka Region carried out over two recent decades taking into account the results of exploratory regional and prospecting geological works for oil and gas demonstrated that commercial gas-bearing capacity of the region is limited to the thin Upper Oligocene – Lower Miocene stratigraphic interval of the section in one West Kamchatka structural element only – the Kolpakovsky Trough. The authors evaluated quality of 69 objects prepared to deep drilling, and found that the results of drilling in 32 objects are negative. The authors' changes to the boundaries of geopetroleum zoning, which reflect reduction of oil and gas promising areas are proposed. Quantitative assessment of total initial onshore hydrocarbon resources of the Kamchatka Region is carried out. Taking into account exploration maturity and four known small gas condensate fields, the geological analogue method was

applied to Oligocene-Lower Miocene oil and gas bearing sequences for West Kamchatka with two reference sites defined; for promising Eocene play — the expert method; and for East Kamchatka — the volume-statistical method with subsequent probability estimate. According to the results of quantitative assessment of total initial hydrocarbon resources in the Kamchatka Region as on 01.01.2022, they amount to 499.8 mln tons of hydrocarbon equivalent (HC in place).

*For citation: Mel'nikov P.N., Soloviev A.V., Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Kravchenko M.N., Ignatova V.A., Shpilman M.A., Grekova L.S., Chinakiev R.G., Zhukov K.A., Pomazanov V.V., Kozlovskii E.A. Total initial onshore hydrocarbon resources of the Kamchatka Region: updating the quantitative estimate. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2022;(4):5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-5-25. In Russ.*

## Введение

На территории Камчатского края начиная с 1950-х гг. был выполнен значительный объем нефтегазопоисковых работ: сейсмопрофилирование различных модификаций и глубокое бурение. Наиболее полно и комплексно были исследованы прогибы западного побережья Камчатского края. Основным итогом данного этапа изучения явилось открытие 4 мелких газоконденсатных месторождений в Колпаковском нефтегазоносном районе (НГР) (Соболевский район) с начальными разведанными геологическими запасами газа 10,1 млрд м<sup>3</sup> и конденсата 0,4 млн т по состоянию на 01.01.2022 г.

Ресурсы Камчатского края были оценены высоко, на 01.01.2017 г.<sup>1</sup> они составили (геологические): 1243,09 млн т усл. УВ, в том числе 447,7 млн т нефти и 697,7 млрд м<sup>3</sup> свободного газа.

В 2010 г. был введен в эксплуатацию магистральный газопровод Соболево – Петропавловск-Камчатский, после чего вопрос обеспечения потребностей края разведанными запасами газа встал особенно остро [1, 2]. Однако нефтегазопоисковые работы конца XX и начала XXI в. показали, что потенциал Камчатского края не так велик, как было спрогнозировано по итогам более ранних работ. Новых открытий сделано не было. Параметрическое бурение, проведенное в пределах Восточной и Северной Камчатки, выявило бесперспективный в плане нефтегазоносности разрез. Кроме того, некоторые слабоизученные элементы нефтегазогеологического районирования, такие как Пенжинская самостоятельная перспективная нефтегазоносная область и другие, были высоко оценены в плане нефтегазоносности без должного обоснования.

В связи с вышеизложенным назрела необходимость переоценки прогнозного потенциала Камчатского края в сторону большей реалистичности с учетом отрицательных результатов региональных и поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ за последние 20 лет.

## Изученность территории Камчатского края сейсморазведкой и глубоким бурением

Сейсморазведочные работы на территории Камчатского края проводятся с 1954 г. Покрытие работами крайне неравномерное (рис. 1).

Основной объем работ на суше сосредоточен на западном побережье Камчатки в трех зонах: на севере — в районе Рекинникской губы, в центре — от р. Ургываям до р. Квачина и на юге — от р. Калнето до р. Быстрая. Всего за время сейсморазведочных работ было отработано более 23,1 тыс. км, в том числе после 2000 г. — 3,16 тыс. км (13,7 %), в 1990-е гг. — 4,8 тыс. км (20,8 %), в 1980-е гг. — 11 тыс. км (47,6 %). Этими работами покрыто около 8 % территории Камчатского края. Средняя плотность сейсморазведки за все время составляет 0,63 км/км<sup>2</sup>, плотность кондиционной сейсморазведки, выполненной после 1990-го г., — лишь 0,22 км/км<sup>2</sup>. Основными методами сейсморазведочных работ были методы отраженных волн (МОВ, МОГТ), преломленных волн (МПВ, КМПВ), регулируемого направленно-го приема и обменных волн землетрясений.

С 2015 по 2019 г. компания ПАО «Газпром» провела на своих лицензионных участках ряд работ МОГТ-3D для изучения структурно-тектонического строения Колпаковского прогиба кайнозойских отложений с целью выделения локальных структур и объектов, перспективных на поиски УВ (см. рис. 1). Всего было отработано 7 участков общей площадью 1089,3 км<sup>2</sup>.

Глубокое бурение в Камчатском крае начато в 1948 г. в Кроноцком районе на восточном побережье полуострова. В 1950-е гг. проводилось бурение на Воямпольской площади на западном побережье полуострова. Бурение не было подготовлено геофизическими исследованиями, промышленных притоков не получено. По этой причине буровые работы были остановлены на 15 лет и возобновились в 1970–1980-х гг. на площадях Западной Камчатки, подготовленных сейсморазведочными работами.

Всего в Камчатском крае было пробурено 107 глубоких скважин, в том числе 33 параметрические, 4 опорные, 55 поисковых и 3 разведочные. Четыре скважины были пробурены за счет средств недропользователей (две — в Воямпольском прогибе ЗАО «Тигиль-геологоразведка» и две в Колпаковском прогибе ПАО «Газпром»), остальные — за счет госбюджетных средств (см. рис. 1).

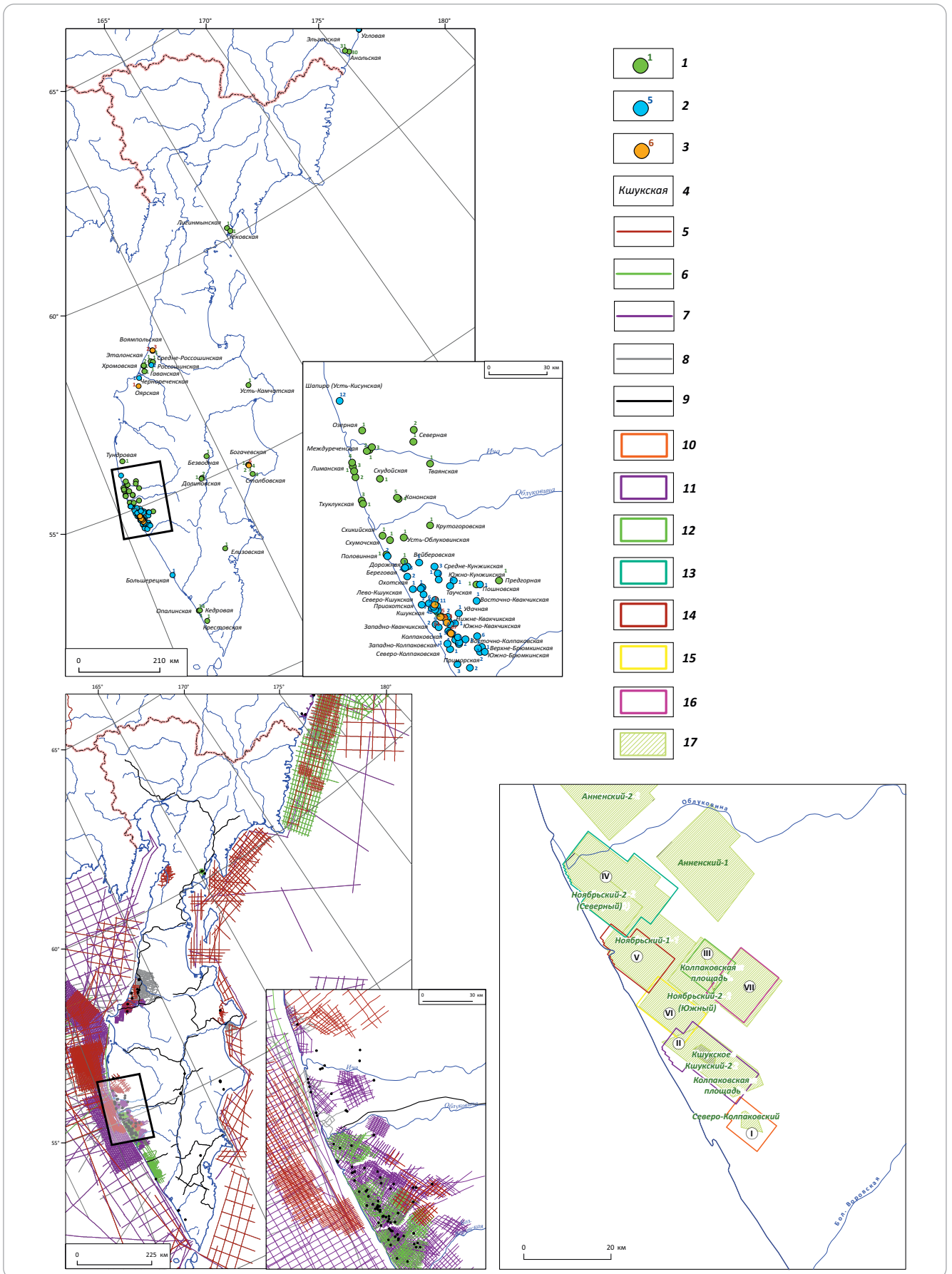
## Результаты геолого-разведочных работ с 2009 по 2021 г.

В 2009–2021 гг. геолого-разведочные работы на нефть и газ в пределах Камчатского края проводились за счет федерального бюджета РФ и собственных средств недропользователей ЗАО «Тигиль-геологоразведка» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

<sup>1</sup>Пояснительная записка к годовому отчету о выполнении государственного задания №049-00003-21-00 на 2020 г. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2021.



Рис. 1. Изученность Камчатского края сейсморазведкой и глубоким бурением  
 Fig. 1. Exploration maturity of the Kamchatka Region: seismic and deep drilling



Усл. обозначения к рис. 1

**Глубокие скважины (1–3):** 1 — параметрические, 2 — поисковые, 3 — разведочные; 4 — площадь бурения; **сейсмо-разведочные профили (5–9):** 5 — 2000 г. и позднее, 6 — 1990–2000 гг., 7 — 1980–1990 гг., 8 — до 1980 г., 9 — региональные профили МОВЗ-МТЗ; **площади МОГТ-3D (10–16):** 10 — I, 11 — II, 12 — III, 13 — IV, 14 — V, 15 — VI, 16 — VII; 17 — лицензионные участки

Legend for Fig. 1

**Deep wells (1–3):** 1 — stratigraphic, 2 — prospecting, 3 — exploratory; 4 — drilling area; **seismic survey lines (5–9):** 5 — 2000 and later, 6 — 1990–2000, 7 — 1980–1990, 8 — before 1980, 9 — ECW-MS survey lines; **3D CDP survey areas (10–16):** 10 — I, 11 — II, 12 — III, 13 — IV, 14 — V, 15 — VI, 16 — VII; 17 — License Area

Общая проходка глубокого бурения составила 20 тыс. м, в том числе 6,5 тыс. м параметрического и 13,5 тыс. м поисково-разведочного, объем сейсмопрофилирования 2D — 1016 км, 3D — 1089,3 км<sup>2</sup>.

Региональной сейморазведкой 2D изучены: северо-восточная часть Тюшевского прогиба на Восточной Камчатке<sup>2</sup>, Пусторецкий прогиб, находящийся на западе Камчатского перешейка<sup>3,4</sup>, и Восточно-Колпаковская площадь Западной Камчатки<sup>5</sup>. По результатам интерпретации полученных сейсмических материалов уточнено строение упомянутых структурных элементов, в их геологическом разрезе выделены литолого-стратиграфические комплексы, рекомендовано заложение параметрических скважин.

Сейсмогеологические разрезы прогибов Западной Камчатки показаны на рис. 2.

Сейморазведкой модификации 3D, выполненной ООО «Газпром добыча Ноябрьск», уточнено строение месторождений Западной Камчатки (Северо-Колпаковского, Кшукского, Нижне-Квакчикского и Средне-Кунжикского газоконденсатных месторождений) и произведена переоценка их запасов<sup>6</sup>.

<sup>2</sup>Астахов С.М. Отчет о результатах работ по объекту «Региональные сейморазведочные работы на Столбовской площади Восточно-Камчатского прогиба». — Краснодар : ООО НПФ «Георазведка», 2012. — 248 с.

<sup>3</sup>Бугаев А.А. Комплексные региональные геофизические работы Рекинской площади (центральная часть Пусторецкого прогиба, Камчатский край) с целью подготовки объектов под параметрическое бурение. — М. : АО «Росгео», 2016. — 267 с.

<sup>4</sup>Нурмухамедов А.Г. Региональные 2D сейморазведочные работы МОВ ОГТ в Пусторецком прогибе (Камчатский край). — Петропавловск-Камчатский : ОАО «Камчатгеология», 2014. — 255 с.

<sup>5</sup>Кушмар И.А., Ковальский Д.Г., Богданов Е.Д. и др. Региональные сейморазведочные работы МОГТ-2D на Восточно-Колпаковской площади Западно-Камчатской НГО с целью подготовки объектов под параметрическое бурение. — М. : АО «Росгео», 2020. — 176 с.

<sup>6</sup>Смирнова Е.С., Шегай В.И., Тугушев В.М. и др. Отчет о результатах работ по договору № 1020516 от 12.01.2016 г. «Полевые сейморазведочные работы МОГТ-3D на Северо-Колпаковском месторождении и прилегающих территориях». — М. : ООО «Петротрейс», 2016. — 215 с.

Бурение двух параметрических скважин на Восточной и Северной Камчатке (Лигинмынская-1<sup>7</sup> и Усть-Камчатская-1<sup>8</sup>) показало наличие практически бесперспективного в плане нефтегазоносности существенно грубообломочного либо глинистого палеоген-неогенового разреза с резким дефицитом коллекторов до глубины 3,5 км. По результатам бурения параметрических скважин перспективы Вывенского прогиба Северной Камчатки и Тюшевского прогиба Восточной Камчатки оценены как низкие.

Поисковые скважины Оярская-1 и Чернореченская-1, пробуренные в Воямпольском прогибе Западной Камчатки, вскрыли отложения эоценового возраста преимущественно вулканогенно-терригенного состава при отсутствии объектов для испытания<sup>9</sup>, что также значительно понизило перспективность Воямпольского прогиба.

В целом геолого-разведочные работы на нефть и газ в пределах Камчатского края не привели к положительным результатам в плане нефтегазоперспективности изученных площадей.

### Нефтегазогеологическое районирование территории Камчатского края

По результатам комплексного анализа всех доступных геолого-геофизических материалов и данных бурения глубоких скважин, с учетом аномалий гравитационного поля (рис. 3), в пределах Камчатского края выделен 1 нефтегазоносный и 10 потенциально нефтегазоносных элементов нефтегазогеологического районирования: нефтегазоносных районов (НГР), потенциально нефтегазоносных районов (ПНГР) и областей (ПНГО), в том числе

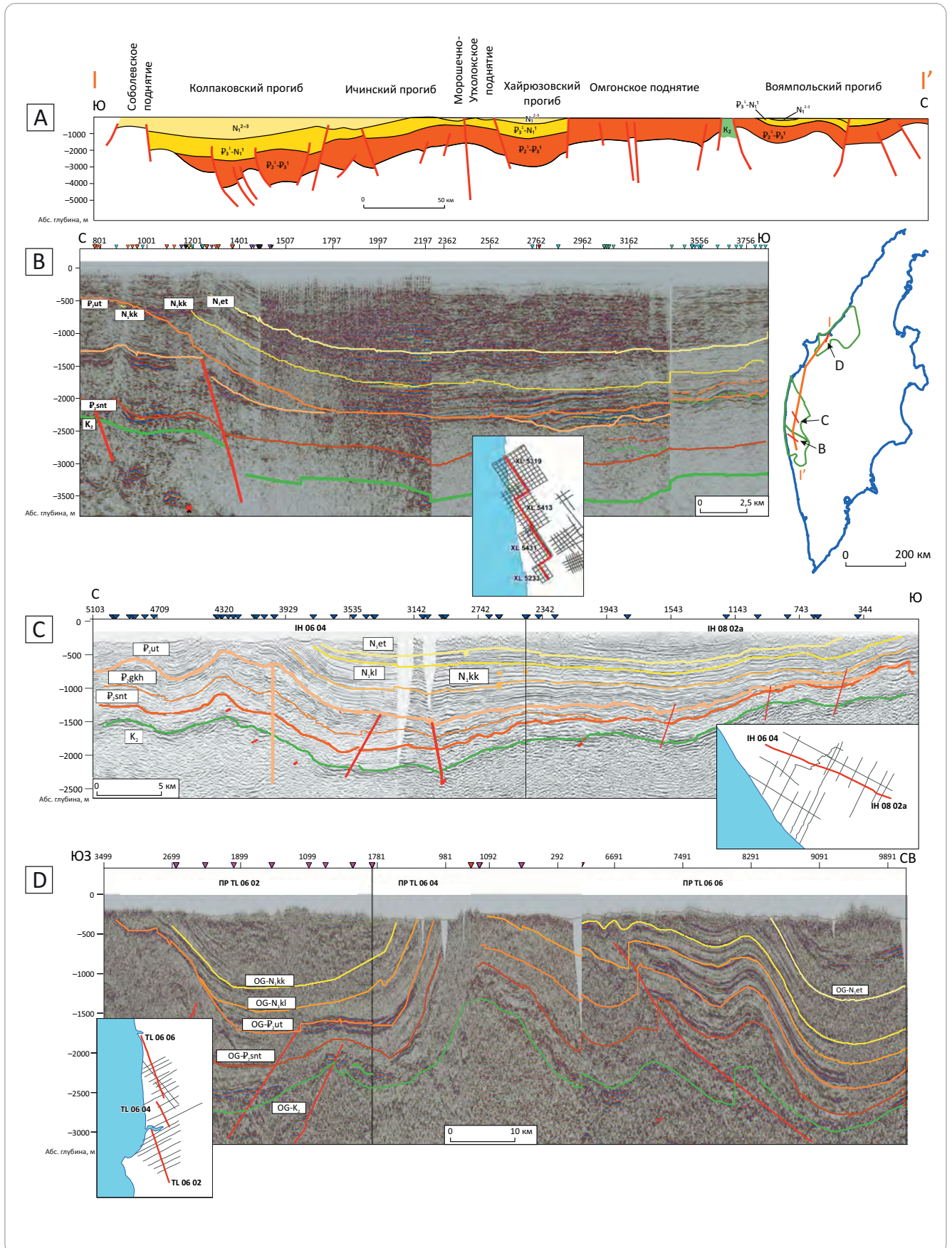
<sup>7</sup>Медюлянов В.И., Зыков В.Д. Геологический отчет по объекту «Завершение бурением параметрической скважины № 1 Лигинмынская в Вывенском прогибе (Камчатский край)». — Елизово : ООО «Геосервис», 2012. — 125 с.

<sup>8</sup>Рослый Г.А., Скоринов Н.В. Геологический отчет по результатам работ по объекту «Испытание параметрической скважины № 1 Усть-Камчатская в Тюшевском прогибе (Камчатский край)». — Елизово : ООО «Геосервис», 2017. — 287 с.

<sup>9</sup>Маргулис Л.С., Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А. и др. Научно-исследовательские работы по скважине Оярская-1Р. Отчет по договору с ОАО «Лукин-Чолот» № 18/10 от 01.03.2010 г. — Санкт-Петербург, ФГУП «ВНИГРИ», 2010. — 216 с.

**Рис. 2.** Геологический разрез вдоль побережья Западной Камчатки (А) и сейсмогеологические разрезы Колпаковского (В), Ичинского (С) и Воямпольского (D) прогибов Западной Камчатки

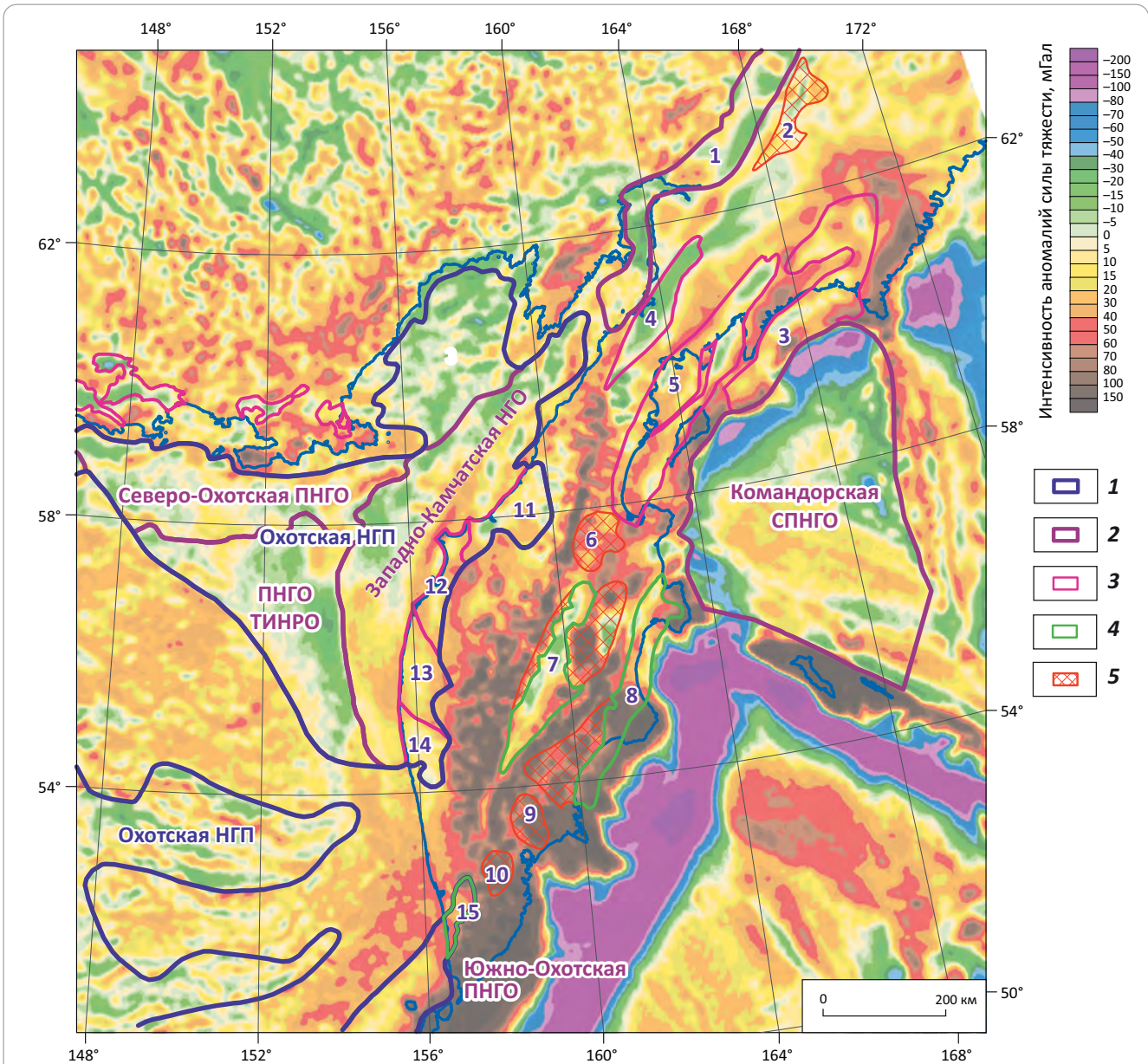
**Fig. 2.** Geological cross-section along the West Kamchatka shoreline (A) and geoseismic sections across Kolpakovsky (B), Ichinsky (C), and Voyampolsky (D) troughs of the West Kamchatka





**Рис. 3.** Схема нефтегазгеологического районирования на 01.01.2017 г. (с изменениями авторов), представленная на фоне гравиметрического поля Камчатского края и прилегающих акваторий

**Fig. 3.** Scheme of geopotroleum zoning as on 01.01.2017 (modified by the authors); the background is the gravity field of the Kamchatka Region and neighbouring waters



**Границы элементов нефтегазгеологического районирования (1–4): без изменений (1–3): 1 — НПП, 2 — НГО и ПНГО, 3 — НГР и ПНГР; с изменениями, принятыми в процессе уточнения количественной оценки (4, 5): 4 — границы уточнены, 5 — территории и элементы районирования, исключенные из количественной оценки.**

**СПНГО:** 1 — Пенжинская; **СПНГР:** 2 — Паропольский, 3 — Олюторский, 4 — Пусторецкий, 5 — Северо-Камчатский, 6 — Озерновский, 7 — Центрально-Камчатский, 8 — Восточно-Камчатский, 9 — Налычевский, 10 — Начикинский; **Охотская НПП, Западно-Камчатская НГО:** 11 — Воямпольский ПНГР, 12 — Хайрюзовский ПНГР, 13 — Ичинский ПНГР, 14 — Колпаковский НГР; **Южно-Охотская ПНГО:** 15 — Гольгинский ПНГР

**Boundaries of elements of petroleum and geological zoning (1–4): without modifications (1–3): 1 — Petroleum Province, 2 — Petroleum Area and Potential Petroleum Area, 3 — Petroleum District and Promising Petroleum District; modifications accepted in the course of updating the quantitative estimate (4, 5): 4 — updated boundaries, 5 — territories and zoning elements excluded from the quantitative assessment.**

**Independent Potential Petroleum Areas:** 1 — Penzhinsky; **Independent Promising Petroleum District:** 2 — Parapolsky, 3 — Olyutorsky, 4 — Pustoretsky, 5 — North Kamchatsky, 6 — Ozernovsky, 7 — Central Kamchatsky, 8 — East Kamchatsky, 9 — Nalychevsky, 10 — Nachikinsky; **Okhotsky Petroleum Province, West Kamchatsky Petroleum Area:** 11 — Voyampolsky Promising Petroleum District, 12 — Khairyuzovsky Promising Petroleum District, 13 — Ichinsky Promising Petroleum District, 14 — Kolpakovsky Petroleum District; **South Okhotsky Potential Petroleum Area:** 15 — Golyginsky Promising Petroleum District

6 самостоятельных (СПНГР и СПНГО), не входящих в состав провинций.

Для представленного уточнения количественной оценки ресурсов УВ Камчатского края предложены следующие изменения в районировании территорий Камчатского края (рис. 4) по сравнению с работами прошлых лет<sup>1, 10, 11</sup>, в том числе карт районирования, лежащих в основе количественных оценок начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ России по состоянию на 01.01.2009 г.<sup>10, 11</sup> и 01.01.2017 г.<sup>1</sup>

1. Хайрюзовский ПНГР отнесен к территориям с неопределенными перспективами в связи с его неизученностью. Сейсмические работы и глубокое бурение в его пределах не проводились (см. рис. 1).

2. Уточнены границы Гольгинского ПНГР, из его состава исключена часть территории на востоке прогиба под покровами вулканитов и туфов. Гольгинский ПНГР обоснован как территория с неопределенными перспективами.

3. Пенжинская СПНГО отнесена к территориям с неопределенными перспективами из-за малоизученности ее юго-западной части, находящейся в пределах Камчатского края. Сейсмические работы МОВ и МОГТ и 2 скважины (структурная и параметрическая Гриневецкая Р-40) были отработаны в Марковской впадине, расположенной в северной части Пенжинской СПНГО на территории Чукотского АО. В южной ее части в пределах Камчатского края выполнено только 9 профилей КМПВ общей протяженностью 389 км.

4. Парапольский СПНГР, в пределах которого сейсморазведка и глубокое бурение не проводились и большая часть которого находится вне территории Камчатского края, исключен из числа единиц нефтегазогеологического районирования, по которым подсчитывались ресурсы.

5. Пусторецкий СПНГР отнесен к территориям с неопределенными перспективами в связи с тем, что по результатам проведенных в его пределах сейсморазведочных работ 2D не было выявлено перспективных на поиски УВ объектов [3], а также в связи со слабой изученностью и отсутствием прямых признаков нефтегазоносности на его территории.

6. Уточнены границы Центрально-Камчатского СПНГР. Из состава Козыревского прогиба, расположенного в центральной и южной частях Центрально-Камчатского СПНГР, исключена часть территории, перекрытая плиоцен-четвертичными вулканитами Ключевской вулканотектонической депрессии мощностью в десятки и сотни метров. Не изученный сейсморазведкой и бурением Озерновский СПНГР в границах одноименной впадины, полностью покрытой андезитами и андезитобазальтами Курило-Камчатской вулканической дуги, исключен из оценки.

7. Из Восточно-Камчатского СПНГР исключены области, перекрытые мощными плиоцен-четвертичными вулканитами Курило-Камчатской вулканической дуги — часть Тюшевского прогиба. Практически не изученные Начикинская и Налычевская впадины, соответствующие Начикинскому и Налычевскому СПНГР, также исключены из оценки.

### Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности элементов нефтегазогеологического районирования Камчатского края

#### Западно-Камчатская НГО

*Колпаковский НГР.* Колпаковский НГР<sup>12</sup> наиболее изучен среди прочих элементов нефтегазогеологического районирования Камчатского края. Плотность наблюдений МОГТ 6–24-кратной модификации составила 1,4 км/км<sup>2</sup>. Пробурено 7 параметрических скважин (23 720 м) и 56 поисково-разведочных (147 094 м). Плотность бурения достигает 21 м/км<sup>2</sup>. Наиболее полно охарактеризованы бурением олигоцен-плиоценовые отложения. Опоисковано 22 локальных объекта, из них лишь 15 были обеспечены кондиционными структурными построениями по материалам МОГТ. Открыто 4 мелких газоконденсатных месторождения. В разрезе осадочного чехла Колпаковского НГР выделяется 3 нефтегазоносных (НГК) и потенциально нефтегазоносных (ПНГК) комплексов: эоценовый ПНГК, олигоцен-нижнемиоценовый НГК (утхолковский) и средне-верхнемиоценовый НГК (рис. 5).

Залежи газа выявлены в отложениях эрмановской, этолонской и утхолокской свит на глубинах от 1113 до 2360 м. Кроме этого, установлены многочисленные нефтегазопроявления в виде притоков газа, газа с водой, низкодебитных притоков нефти с водой. Из более чем 50 объектов испытания притоков не получено [4].

Колпаковский НГР является единственным районом Камчатского края, где открыты промышленные залежи газа и конденсата, что делает его перспективы более значительными по сравнению с другими районами Западно-Камчатской НГО.

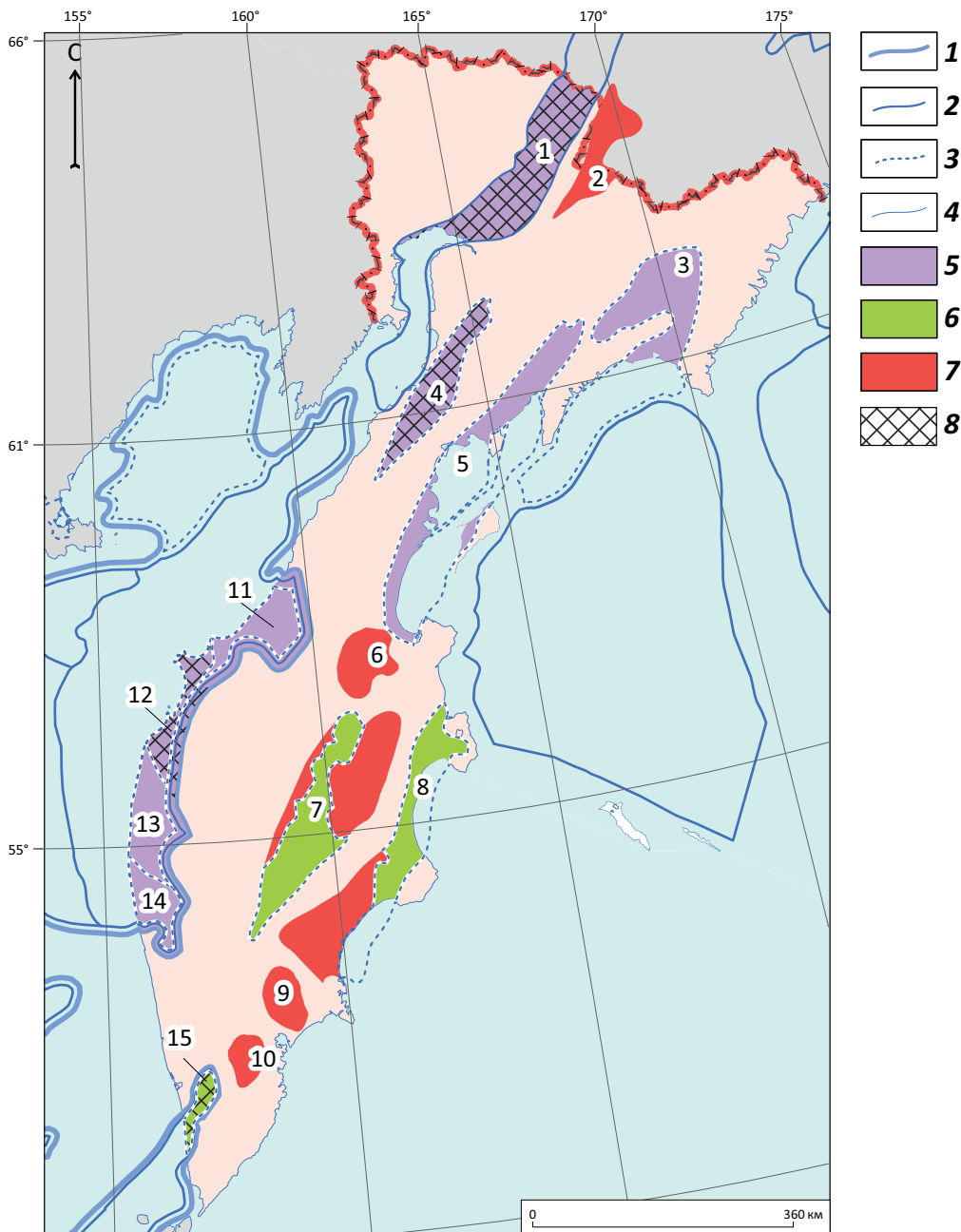
<sup>10</sup> Маргулис Л.С. и др. Карта перспектив нефтегазоносности Дальневосточного региона : отчет по гос. контракту № 11/2012 от 20.04.2012 г. «Оценить перспективы зон нефтегазоаккумуляции на территориях Дальнего Востока и сопредельных акваториях территориального моря с целью обоснования первоочередных объектов недропользования». – Санкт-Петербург, ФГУП «ВНИГРИ», 2014.

<sup>11</sup> Маргулис Л.С. и др. Предварительная схема нефтегазогеологического районирования Дальнего Востока России (суша, акватория) : отчет по гос. контракту № ПС-03-34/44 от 15.10.2008 г. «Анализ и обобщение региональных поисково-разведочных работ на нефть и газ с целью создания уточненной схемы нефтегазогеологического районирования нефтегазоносных территорий и шельфов Российской Федерации». – М. : ФГУП «ВНИГНИ», 2010 г.

<sup>12</sup> Бурлин Ю.К., Свистунов Е.П. Разработка текущих годовых и среднесрочной на период до 2015 г. программ работ за счет средств федерального бюджета с целью подготовки новых объектов лицензирования в Дальневосточном регионе России. Бассейны Камчатки и смежных акваторий. – М. : МГУ, 2010. – 99 с.



Рис. 4. Схема нефтегазгеологического районирования на 01.01.2017 г. (с изменениями авторов)  
 Fig. 4. Scheme of geopetroleum zoning as on 01.01.2017 (modified by the authors)



**Границы элементов нефтегазгеологического районирования (1–3): 1 — НПГ, 2 — НГО и ПНГО, 3 — НГР и ПНГР; 4 — береговая линия; изменения, принятые в процессе уточнения количественной оценки (5–7): 5 — без изменений, 6 — границы уточнены, 7 — территории и элементы районирования, исключенные из оценки; 8 — неопределенные перспективы**

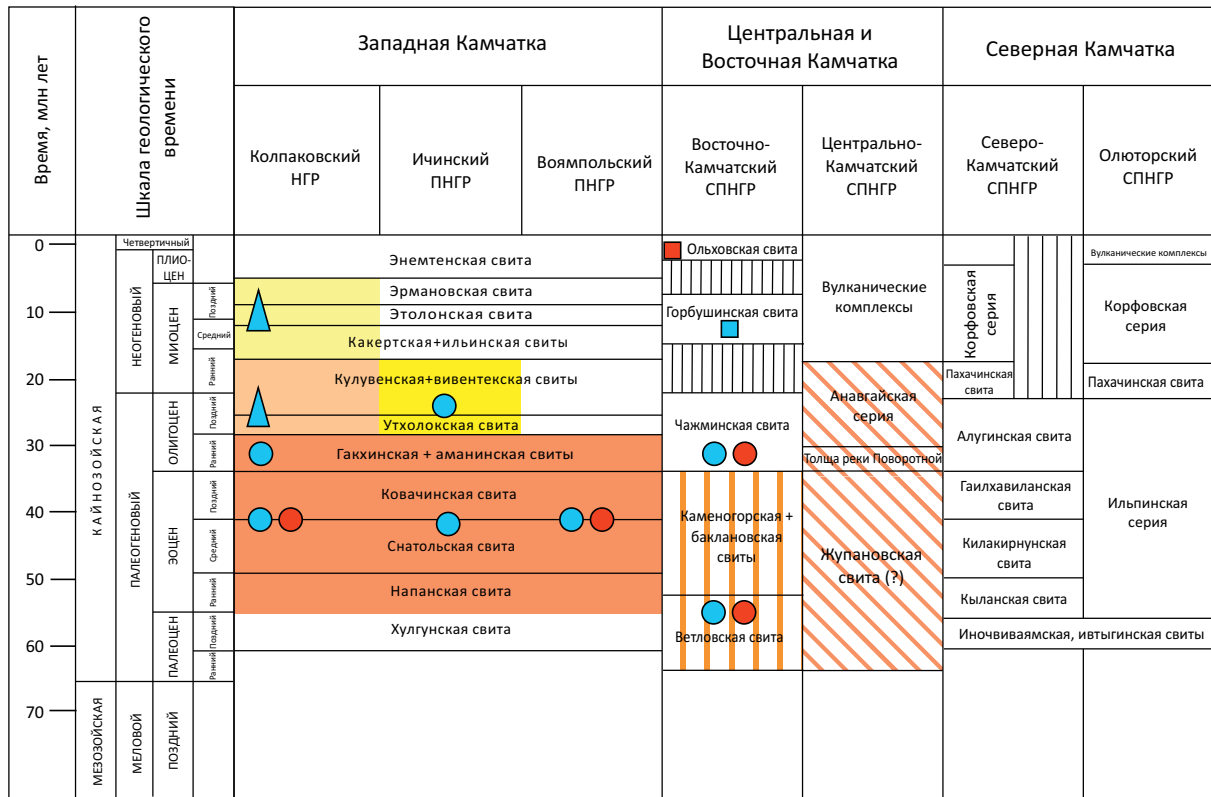
**Boundaries of elements of petroleum and geological zoning (1–3): 1 — Petroleum Province, 2 — Petroleum Area and Potential Petroleum Area, 3 — Petroleum District and Promising Petroleum District; 4 — coastline; modifications accepted in the course of updating the quantitative estimate (5–7): 5 — without modifications, 6 — updated boundaries, 7 — territories and zoning elements excluded from the quantitative assessment; 8 — uncertain potential**

Однако тот факт, что продуктивность осадочного чехла несомненно ограничена утхолокским комплексом (не считая залежей эрмановской свиты, существование которых зависит от локальных флюи-

доупоров), в сочетании с отсутствием результатов поисковых работ последних лет доказывает, что ресурсы Колпаковского НГР ниже, чем они оценивались ранее.

Рис. 5. Схема размещения НГК и ПНГК в разрезах НГР и ПНГР Западной, Восточной и Северной Камчатки

Fig. 5. Scheme of plays and potential play sequences in cross-sections of petroleum districts and promising petroleum districts of West, East, and North Kamchatka



**НГК и ПНГК (1–6):** 1 — эоцен-нижнеолигоценовый ПНГК Колпаковского НГР, Ичинского ПНГР и Воямпольского ПНГР, 2 — верхнеолигоцен-нижнемиоценовый НГК Колпаковского НГР, 3 — средне-верхнемиоценовый НГК Колпаковского НГР, 4 — верхнеолигоцен-нижнемиоценовый ПНГК Ичинского НГР, 5 — палеогеновый ПНГК Восточно-Камчатского СПНГР, 6 — палеоген-неогеновый ПНГК Центрально-Камчатского СПНГР; **нефтегазоносность и нефтегазопроявления (7–9):** 7 — газоконденсатные месторождения, 8 — газо- и нефтепроявления в скважинах, 9 — газо- и нефтепроявления в естественных обнажениях

**Play and Potential Play (1–6):** 1 — Eocene-Lower Oligocene Potential Play of the Kolpakovsky Petroleum District, Ichinsky Promising Petroleum District, and Voyampolsky Promising Petroleum District, 2 — Upper Oligocene-Lower Miocene Potential Play of the Kolpakovsky Petroleum District, 3 — Middle-Upper Miocene Play of the Kolpakovsky Petroleum District, 4 — Upper Oligocene-Lower Miocene Potential Play of the Ichinsky Promising Petroleum District, 5 — Paleogene Potential Play of the East Kamchatka Independent Promising Petroleum District, 6 — Paleogene-Neogene Potential Play of the Central Kamchatka Independent Promising Petroleum District; **petroleum potential and oil and gas shows (7–9):** 7 — gas condensate fields, 8 — gas and oil shows in wells, 9 — gas and oil shows in natural outcrops

**Ичинский ПНГР.** Изученность района геолого-разведочными работами относительно низкая, особенно современными методами сейсморазведки. Здесь проведено 2086 км сейсмопрофилей МОВ, 1000 км МОГТ 6–12-кратной модификации и 320 км МОГТ 24-кратной модификации. В районе пробурено 16 параметрических скважин (общий объем проходки — 43 800 м) на 9 площадях, подготовленных МОВ. Плотность глубокого бурения — 5,48 м/км<sup>2</sup>.

Отложения миоценового комплекса не представляют значимого интереса для нефтегазопоисковых работ. Снижается и роль отложений утхолокской свиты как объекта для поисковых работ, так как в сводах ряда антиклинальных структур они

выходят на дневную поверхность либо находятся близко от нее и представлены более глинистыми породами [4]. Основным перспективным на нефть и газ объектом разреза в Ичинском районе является эоценовый ПНГК (песчано-глинистые отложения снатольской и ковачинской свит). При испытаниях получены низкодебитные притоки газа и газа с водой.

Отсутствие совмещенного с районом очага нефтегазогенерации, узкий интервал предполагаемого развития коллекторских горизонтов, отсутствие промышленных притоков УВ на значительной части выявленных и разбуренных структур делают перспективность Ичинского ПНГР низкой.

*Воямпольский ПНГР.* Плотность сейсмопрофилией МОГТ составила 0,16 км/км<sup>2</sup>. Пробурено 12 глубоких скважин (28 443 км) на 6 площадях, в том числе 6 параметрических и 6 поисковых. Плотность глубокого бурения менее 3 м/км<sup>2</sup>.

Единственным перспективно нефтегазоносным комплексом в пределах Воямпольского ПНГР являются средне- и верхнеэоценовые образования ковачинской и снатольской свит. Коллекторы не имеют постоянного местоположения внутри песчаных горизонтов и не выдержаны по простиранию. Большинство пород-коллекторов представляет собой разобщенные линзовидные тела в песчано-глинистой толще ковачинской свиты. Миоцен-плиоценовые образования большей частью обнажены на поверхности или находятся в зоне активного водообмена [4].

При проходке разреза структурными и глубокими скважинами наблюдались нефте- и газопроявления в виде малодобитных притоков нефти и газа, капельно-жидкой нефти в керне и разгазирования глинистого раствора. При этом на многих площадях большинство испытанных пластов оказалось сухими. Перспективы Воямпольского ПНГР оцениваются как низкие.

*Центрально-Камчатский СПНГР* плохо изучен, сейсморазведочные работы проводились только в Козыревском прогибе в центральной и южной частях района (около 400 км МОВ и 1528 км МОГТ-2D). Пробурено 3 параметрических скважины (5853 м), вскрывшие Р-Н отложения преимущественно вулканогенного и туфогенного состава. Потенциально нефтегазоносные комплексы не выделялись в связи с малоизученностью разреза. Прямые признаки нефтегазоносности неизвестны<sup>13</sup>. Перспективы района оцениваются как низкие.

*Восточно-Камчатский СПНГР* относится к категории слабоизученных. Незначительный объем сейсморазведки был выполнен в Кроноцком районе, там же на Богачевской структуре при бурении наблюдались нефтепроявления в виде низкодобитных притоков нефти, нефтяных пленок и примазок нефти по трещинам. Также в Тюшевском прогибе выполнена сейсморазведка 2D и пробурена параметрическая скв. Усть-Камчатская-1<sup>8</sup>, при испытаниях которой из 19 объектов в отложениях от палеоцена до миоцена получена пластовая вода либо притока не получено.

Условия сохранности скоплений УВ для рассматриваемого района являются сложными. Многочисленные поверхностные нефтегазопроявления являются скорее отрицательным признаком, так как свидетельствуют о широком развитии гипергенных

процессов и разрушении залежей, что связано с интенсивным воздыманием и раздроблением тела прогиба разломами в предплиоценовое и предчетвертичное время. Перспективные ловушки имеют сложное строение, сильно нарушены, что создает неблагоприятные условия для консервации скоплений УВ<sup>10</sup>.

Восточно-Камчатский СПНГР отнесен к низкоперспективным.

*Северо-Камчатский и Олюторский СПНГР.* Плотность изученности Северо-Камчатского СПНГР сейсмопрофилированием составляет в среднем 0,23 км/км<sup>2</sup>, в его пределах пробурено 2 глубоких скважины, одна из которых не достигла проектной глубины (Гековская-1, 1232 м), а вторая (Лигинмынская-17), завершена строительством в 2011 г. вскрыла разрез мощностью 3 км с практически нулевыми коллекторскими свойствами; все испытанные объекты оказались водонасыщенными либо непродуктивными. Олюторский СПНГР сейсморазведкой и глубоким бурением не изучался.

Выделить перспективные нефтегазоносные комплексы не представляется возможным. Прямые признаки присутствия нефти и газа в районах, в том числе в раскрытых структурах, неизвестны<sup>14</sup>. В связи с этим перспективы нефтегазоносности районов оцениваются как низкие.

### **Нефтегазоносность территории Камчатского края**

Все четыре открытые промышленные месторождения УВ по состоянию на 01.01.2022 г. расположены в Колпаковском НГР Западно-Камчатской НГО (рис. 6).

Залежи УВ в утхолокской свите выявлены на месторождениях Северо-Колпаковское, Нижне-Квакчинское, Средне-Кунжикское и Кшукское, залежь в эрмановской и этолонской свитах открыта на Кшукском месторождении. Суммарные запасы и стратиграфическая приуроченность залежей представлены на рис. 6.

### **Оценка кондиционности подготовленных к бурению объектов, достоверности их ресурсов и анализ состояния ресурсной базы на территории Камчатского края**

На территории Камчатского края наиболее изученным сейсморазведкой и бурением является перспективный в нефтегазоносном отношении Колпаковский прогиб, в пределах которого открыто 4 газоконденсатных месторождения. В Колпаковском прогибе выделяются две промышленно газоносные (Кшукская и Кунжикская) и две возможно

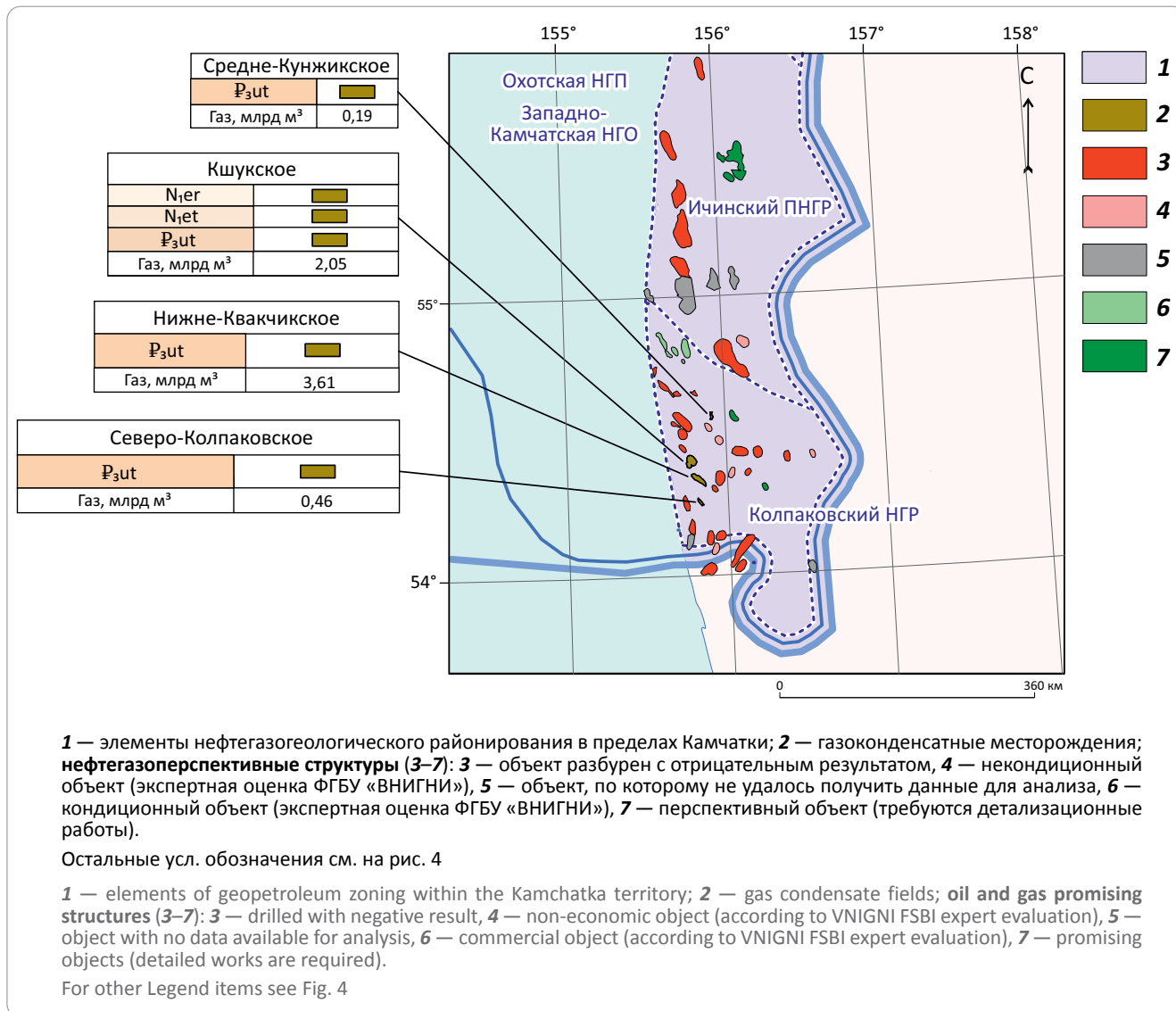
<sup>13</sup> Бурлин Ю.К., Свистунов Е.П. Разработка текущих годовых и среднесрочной на период до 2015 г. программ работ за счет средств федерального бюджета с целью подготовки новых объектов лицензирования в Дальневосточном регионе России. Восточно-Камчатский и Центрально-Камчатский бассейны. – М. : МГУ, 2009. – 32 с.

<sup>14</sup> Бурлин Ю.К., Свистунов Е.П. Разработка текущих годовых и среднесрочной на период до 2015 г. программ работ за счет средств федерального бюджета с целью подготовки новых объектов лицензирования в Дальневосточном регионе России. Пенжинский, Пусторецко-Парапольский, Ильпинско-Карагинский бассейны. – М. : МГУ, 2010. – 66 с.



Рис. 6. Схема расположения месторождений УВ Западно-Камчатской НГО (суша)

Fig. 6. Map of HC field location in West Kamchatka Petroleum Area (onshore)



нефтегазоносные зоны (Схикийская и Брюмкинская) (рис. 7).

Подавляющее большинство закартированных структур находится именно в этом прогибе. Единичные структуры закартированы в пределах Ичинского и Воямпольского прогибов.

Источником информации о подготовленных объектах стали отчеты сейсмических партий, тематические отчеты по Госконтрактам<sup>5</sup>, относящимся к территории Камчатского края, отчеты ООО «Газпром добыча Ноябрьск» по детализационным работам МОГТ-3D, выполненным на Схикийской, Северо-Облуковинской и Усть-Облуковинской структурах<sup>15</sup>, и электронный массив данных (ЭМД) ФГБУ «ВНИГНИ» «Фонд подготовленных объектов

<sup>15</sup>Проведение работ по геологическому изучению недр лицензионных участков Ноябрьский 1, Ноябрьский 2 (Южный), Ноябрьский 2 (Северный). Этап I. Выполнение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D. Участок № 4 (лицензионные участки Ноябрьский 1, Ноябрьский 2 (Северный)). – 2021. – 235 с.

РФ», а также данные Государственного баланса запасов (табл. 1).

По данным отчетов сейсмических партий и электронных паспортов выполнена экспертная оценка кондиционности подготовленных объектов. По результатам этой работы можно констатировать следующее.

1. Все рассмотренные объекты, за исключением одного на Восточно-Колпаковской площади, подготовлены в 1980–1990-х гг. сейсморазведкой МОГТ малой кратности (6, 12 и 24).

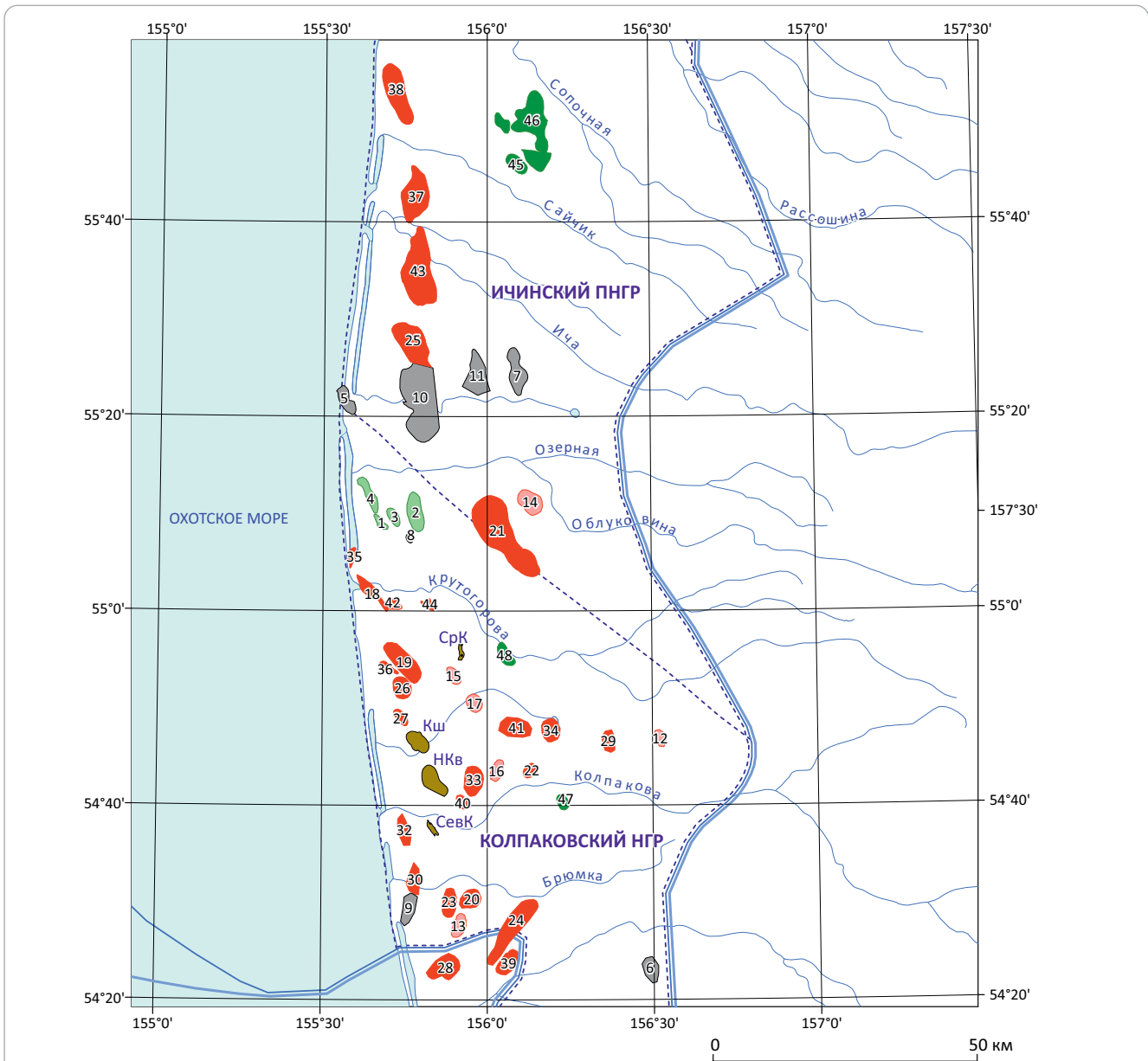
2. Качество сейсмических материалов, как правило, плохое или удовлетворительное.

3. Во многих случаях из-за плохого качества сейсмических материалов корреляция ОГ неоднозначна или выполнена с ошибками.

4. В ряде случаев установлено, что данные бурения или последующих сейсмических работ не подтверждают сейсмические построения.



**Рис. 7.** Схема расположения подготовленных объектов Колпаковского и Ичинского прогибов (НГР)  
**Fig. 7.** Map of the prepared objects in the Kolpakovsky and Ichinsky troughs (Petroleum District)



**Месторождения:** НКв — Нижне-Квакчиское, Кш — Кшукское, СевК — Северо-Колпаковское, СрК — Средне-Кунжиское; **структуры:** 1 — Схумочская, 2 — Усть-Облуквинская, 3 — Северо-Облуквинская, 4 — Схикийская, 5 — Тхуклукская, 6 — Средневоровская, 7 — Восточно-Лагогская, 8 — Центрально-Облуквинская, 9 — Северо-Колпаковская, 10 — Кононская, 11 — Лагогская, 12 — Квахонская, 13 — Излучинская, 14 — Поольская, 15 — Дальняя, 16 — Яконская, 17 — Восточно-Кшукская, 18 — Береговая, 19 — Лево-Кшукская, 20 — Восточно-Колпаковская, 21 — Крутогоровская, 22 — Восточно-Квакчисккая, 23 — Колпаковская, 24 — Верхне-Брюмкинская, 25 — Скудойская, 26 — Северо-Кшукская, 27 — Приохотская, 28 — Приморская, 29 — Предгорная, 30 — Западно-Колпаковская, 31 — Тундровая, 32 — Западно-Квакчисккая, 33 — Удачная, 34 — Пошновская, 35 — Половинная, 36 — Охотская, 37 — Озерная, 38 — Шапиро, 39 — Южно-Брюмкинская, 40 — Южно-Квакчисккая, 41 — Южно-Кунжисккая, 42 — Дорожная, 43 — Междуреченская, 44 — Вейберовская, 45 — Лесная, 46 — Очковая, 47 — объект на Восточно-Колпаковской площади, 48 — Восточно-Кунжинская.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4, 6

**Fields:** НКв — Nizhne-Kvakchisky, Кш — Kshuisky, СевК — North Kolpakovsky, СрК — Sredne-Kunzhisky; **structures:** 1 — Skhumochsky, 2 — Ust-Oblukovinsky, 3 — North Oblukovinsky, 4 — Shikiisky, 5 — Tkhucluisky, 6 — Srednevorovsky, 7 — East Lagogsky, 8 — Central Oblukovinsky, 9 — North Kolpakovsky, 10 — Kononsky, 11 — Lagogsky, 12 — Kvakhonsky, 13 — Izluchinsky, 14 — Poolsky, 15 — Dalnyaya, 16 — Yakonsky, 17 — East Kshuisky, 18 — Beregovaya, 19 — Levo-Kshuisky, 20 — East Kolpakovsky, 21 — Krutogorovsky, 22 — East Kvakchiksky, 23 — Kolpakovsky, 24 — Verkhne-Bryumkinsky, 25 — Skudoisky, 26 — North Kshuisky, 27 — Priokhotsky, 28 — Primorsky, 29 — Predgorny, 30 — West Kolpakovsky, 31 — Tundrovyy, 32 — West Kvakchiksky, 33 — Udachny, 34 — Poshnovsky, 35 — Polovinnyy, 36 — Okhotsky, 37 — Ozernyy, 38 — Shapiro, 39 — South Bryumkinsky, 40 — South Kvakchiksky, 41 — South Kunzhiksky, 42 — Dorozhnyy, 43 — Mezhdurechensky, 44 — Veiberovsky, 45 — Lesnaya, 46 — Ochkovy, 47 — object in the East Kolpakovsky area, 48 — East Kunzhinsky.

For other Legend items see Fig. 4, 6

Табл. 1. Ресурсы подготовленных объектов по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2021 г.

Tab. 1. Resources of the prepared objects according to State Balance Sheet as on 01.01.2021

Порядковый номер	Объект	Информация о недропользователе		Возраст отложений	Ресурсы				
		недропользователь	номер лицензии		нефть, тыс. т		газ, млн м <sup>3</sup>	конденсат, тыс. т	
					геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	Восточно-Кунжикская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00894 НП 31.08.2017	N <sub>1</sub>	–	–	1608	–	–
2	Пошновская	Департамент по недропользованию по ДВФО		N <sub>1</sub>	–	–	3210	–	–
3	Приохотская	Департамент по недропользованию по ДВФО		N <sub>1</sub>	–	–	3300	–	–
4	Схикийская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00893 НП 31.08.2017	N <sub>1</sub>	–	–	2045	–	–
5	Схумочская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00893 НП 31.08.2017	N <sub>1</sub>	–	–	1360	–	–
<b>Итого нераспределенный фонд</b>					–	–	11 523	–	–
<b>Итого по Камчатскому краю</b>					–	–	11 523	–	–

5. По результатам интерпретации материалов сейсморазведки считается, что многие структуры разбиты тектоническими нарушениями на блоки. Однако, учитывая большие расстояния между профилями и, как правило, плохое либо удовлетворительное качество сейсмических материалов, выделение структур на временных разрезах и трассирование по площади, как правило, мало обоснованы и их достоверность невелика.

6. Как свидетельствуют результаты проведенных в последние годы работ МОГТ-3D на подготовленных ранее структурах, выполнение сейсмических работ на современном техническом уровне обеспечит существенное повышение эффективности подготовки структур.

Следует отметить, что для некоторых объектов не удалось получить геолого-геофизические данные для анализа. Часть объектов только упоминается в тематических отчетах по Госконтрактам. Так, список структур, выведенных из бурения с отрицательным результатом, первоначально составлен на основе отчета ВНИГРИ 2008 г.<sup>16</sup> и корректировался в процессе работы.

На основе обобщения имеющихся данных составлена схема расположения подготовленных объектов Камчатского края. На рис. 7 приведен фраг-

мент этой схемы для объектов, расположенных в Ичинском и Колпаковском прогибах. Географическое положение объектов определено на основе анализа геолого-геофизической информации, проводимого во ВНИГНИ.

При выполнении работ были рассмотрены материалы по 69 объектам, расположенным на территории Камчатского края.

Установлено, что 32 объекта были разбурены с отрицательным результатом. К таким объектам относятся Пошновская и Приохотская структуры, которые до сих пор учтены в Государственном балансе. Эти структуры необходимо вывести из Государственного баланса. Из рассмотренных объектов, не опоскованных бурением, только три можно считать кондиционно подготовленными: Схикийскую (по современным представлениям включает в себя Схумочскую), Усть-Облуковинскую и Северо-Облуковинскую структуры.

Оценка ресурсов для этих структур выполнена компанией-недропользователем (табл. 2)<sup>6,15</sup>.

Полученные результаты работ по оценке кондиционности подготовленных объектов в дальнейшем были учтены при проведении количественной оценки ресурсов УВ Камчатского края.

**Количественный прогноз нефтегазоносности территории Камчатского края. Оценка НСР на 01.01.2022 г.**

Для Западно-Камчатской НГО наличие доказанной нефтегазоносности и высокая степень геолого-геофизической изученности позволили при-

<sup>16</sup>Ревизия фонда подготовленных к бурению объектов России с целью определения современного состояния перспективных ресурсов углеводородов по территории Северо-Западного и Дальневосточного федеральных округов. – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – 327 с.

Табл. 2. Ресурсы подготовленных объектов Камчатского края по данным недропользователей (2021)  
 Tab. 2. Resources of the objects prepared in the Kamchatka Region according to the data of subsoil users (2021)

Порядковый номер	Объект	Информация о недропользователе		Возраст отложений	Ресурсы					
		недропользователь	номер лицензии		нефть, тыс. т		газ, млн м <sup>3</sup>		конденсат, тыс. т	
					геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
1	Схикийская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00893 НП	N <sub>1</sub>	—	—	6060	5351	286	217
2	Усть-Облуковинская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00887 НП	N <sub>1</sub>	—	—	1917	1681	90	68
3	Северо-Облуковинская	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ПТР 00893 НП	N <sub>1</sub>	—	—	4929	4326	233	175
<b>Итого по Камчатскому краю</b>					—	—	<b>12 906</b>	<b>11 358</b>	<b>609</b>	<b>460</b>

менить метод внутренних геологических аналогий для оценки средне-верхнемиоценового (N<sub>1</sub><sup>2</sup>–N<sub>1</sub><sup>3</sup>) (эрмановского) и олигоцен-нижнемиоценового НГК (P<sub>3</sub>–N<sub>1</sub>) (утхолокского) НГК. Оценка методом геологических аналогий выполнялась в вариации прогноза по удельным плотностям запасов и ресурсов на единицу площади. Такой подход заключается в переносе плотностей НСР УВ с наиболее изученных участков — эталонных (ЭУ), на которых есть залежи нефти и газа, на менее изученные — расчетные (РУ) — с поправкой на степень геологического сходства, учитываемую в коэффициенте аналогии — K<sub>ан</sub>.

На начальном этапе прогнозирования была ооконтурена зона распространения олигоцен-нижнемиоценового и средне-верхнемиоценового НГК с использованием структурной карты по поверхности мелового фундамента (K<sub>2</sub>) и схем обстановок осадконакопления [4]<sup>10</sup>. Границы распространения отложений также были прослежены по данным сейсморазведки 2D и ГИС.

Для оценки олигоцен-нижнемиоценового НГК были ооконтурены эталонный (Кшукский 1) и 4 расчетных участка в пределах Ичинского ПНГР и Колпаковского НГР (рис. 8), для средне-верхнемиоценового НГК — 1 эталонный участок (Кшукский 2) и 2 расчетных участка в пределах Колпаковского НГР (рис. 9).

При выделении границ участков учитывался общий структурный план, расположение подготовленных и выявленных объектов, выделенные зоны нефтегазонакопления [4]. На эталонных участках Кшукский 1 и Кшукский 2 были вычислены плотности НСР УВ (геологические), составившие 8,6 и 1,9 тыс. т/км<sup>2</sup> соответственно, для дальнейшего их переноса на РУ. Для определения коэффициента аналогии на всех эталонных и расчетных участках

средне-верхнемиоценового и олигоцен-нижнемиоценового НГК были вычислены средние и средне-взвешенные значения следующих параметров: суммарная мощность свит, структурно-тектонический коэффициент, показатель нефтегазоматеринского потенциала согласно степени катагенетической преобразованности отложений, коэффициент пористости [4]<sup>10</sup>.

После расчета K<sub>ан</sub> для РУ на последних были вычислены НСР УВ средне-верхнемиоценового и олигоцен-нижнемиоценового НГК, которые в сумме с НСР на ЭУ составили 42,8 млн т усл. УВ (геологические).

Оценка НСР эоценового ПНГК, в силу отсутствия промышленной нефтегазоносности в пределах всех трех районов, а также отрицательных результатов бурения, была выполнена экспертно с учетом минимальных значений плотности ресурсов УВ, равных 1 тыс т/км<sup>2</sup>, и составила 25,9 млн т усл. УВ (геологические), в том числе 6 — в Колпаковском НГР, 9,1 — в Ичинском НГР и 10,8 — в Воямпольском НГР. При этом по каждому району учитывалось положение в разрезе ПНГК, глубина их погружения, наличие или отсутствие перспективных нефтегазоматеринских отложений, коллекторские свойства пород и результаты испытания глубоких скважин.

Для оценки НСР УВ СПНГР Восточной Камчатки был применен объемно-статистический метод, рекомендуемый «Методическим руководством...» [3] для объектов, характеристики которых определены с невысокой степенью точности, поэтому в распоряжении геолога есть лишь самая общая информация (величина суммарного объема осадочного выполнения, его мощность и литологический состав, наличие и особенности распространения природных резервуаров).





Усл. обозначения к рис. 8

Legend for Fig. 8

А — на схеме «Основные нефтегазоперспективные объекты Западно-Камчатского региона» (под ред. Белонина М.Д., 2003 г. (с дополнениями)), В — на структурной карте по кровле акустического фундамента ( $K_2$ ), С — на схеме геолого-геофизической изученности территории работ.

**Границы (1, 2):** 1 — НГР/ПНГР, 2 — ЭУ/РУ; 3 — названия и номера ЭУ/РУ; 4 — Колпаковский ЭУ (01.01.2009); 5 — НГР с неопределенными перспективами нефтегазоносности; 6 — контур газоконденсатной залежи; 7 — месторождения (1 — Средне-Кунжикское, 2 — Кшукское, 3 — Нижне-Квакчикское, 4 — Северо-Колпаковское); 8 — изолинии поверхности фундамента, км; 9 — разрывные нарушения; **глубины залегания фундамента, км (10–16):** 10 — от 6, 11 — 5–6, 12 — 4–5, 13 — 3–4, 14 — 2–3, 15 — 1–2, 16 — до 1; 17 — объект, подготовленный к глубокому бурению (ФГБУ «Росгеолфонд»); 18 — скважины; 19 — линии сейсмопрофилей.

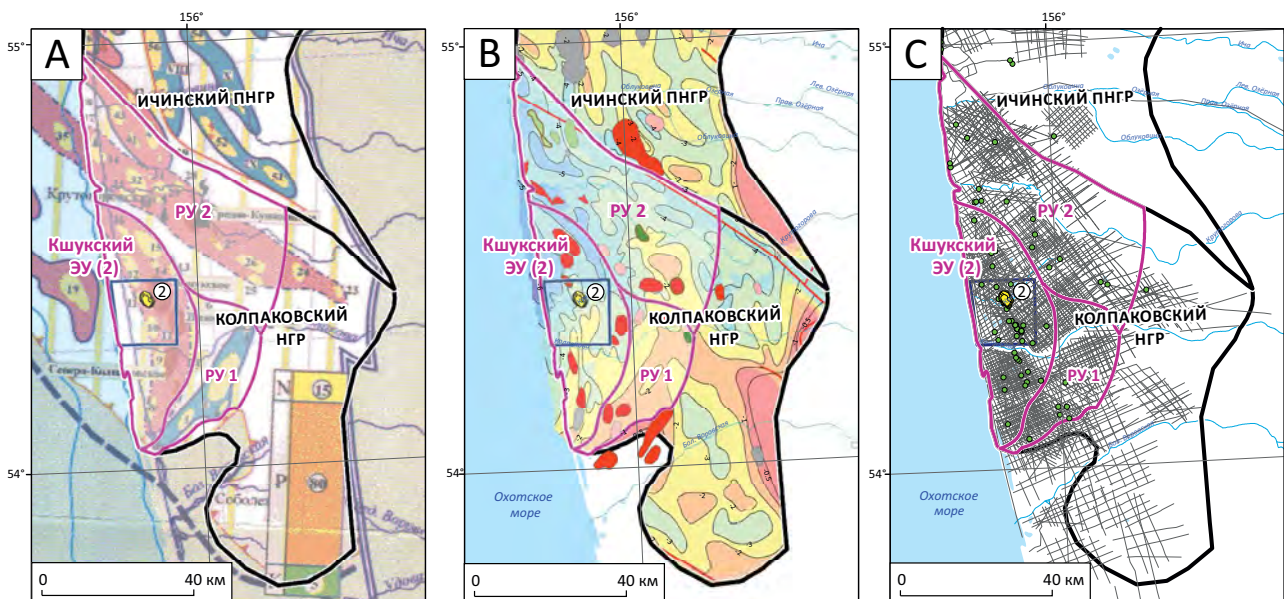
Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

А — on the Scheme “Main oil and gas promising objects of the West Kamchatka Region” (edited by Belonin M.D., 2003 (complemented)), В — on the depth map over the acoustic Basement Top ( $K_2$ ), С — on the scheme of geological and geophysical exploration maturity of the study area.

**Boundaries (1, 2):** 1 — Petroleum District/Promising Petroleum District, 2 — Reference Area/Estimated Area; 3 — Reference Area/Estimated Area name and number; 4 — Kolpakovsky Reference Area (01.01.2009); 5 — petroleum district with uncertain petroleum potential; 6 — outline of gas condensate accumulation; 7 — fields (1 — Sredne-Kunzhiksky, 2 — Kshuksky, 3 — Nizhne-Kvakchiksky, 4 — North Kolpakovsky); 8 — contour lines of Basement surface, km; 9 — faults; **depth of Basement occurrence, km (10–16):** 10 — from 6, 11 — 5–6, 12 — 4–5, 13 — 3–4, 14 — 2–3, 15 — 1–2, 16 — up to 1; 17 — object prepared to deep drilling (FSFI Rosgeolfond); 18 — wells; 19 — seismic survey lines.

For other Legend items see Fig. 6

**Рис. 9.** Границы эталонного и расчетных участков средне-верхнемиоценового НГК  
Fig. 9. Boundaries of reference and estimated areas for Middle-Upper Miocene Play



А — на схеме «Основные нефтегазоперспективные объекты Западно-Камчатского региона» (под ред. Белонина М.Д., 2003 г. (с дополнениями)), В — на структурной карте по кровле акустического фундамента ( $K_2$ ), С — на схеме геолого-геофизической изученности территории работ.

Усл. обозначения см. на рис. 6, 8

А — on the Scheme “Main oil and gas promising objects of the West Kamchatka Region” (edited by Belonin M.D., 2003 (complemented)), В — on the depth map over the acoustic Basement Top ( $K_2$ ), С — on the scheme of geological and geophysical exploration maturity of the study area.

For other Legend items see Fig. 6, 8

Метод представляет собой метод внешних аналогий с локализацией эталонов вне объекта оценки. Объектами оценки предполагаются крупные геологические тела — седиментационные бассейны (СБ) или их значительные части.

В связи с тем, что в оцениваемых прогибах Камчатского края нет поставленных на Государственный баланс месторождений, оценка проведена по внешним эталонам на основе глобальных регрессионных зависимостей объемно-статистического ме-

**Табл. 3.** Распределение НСР УВ (геологические/извлекаемые) по объектам нефтегазогеологического районирования с дифференциацией по типам флюидов

**Tab. 3.** Distribution of total initial HC resources (in place/recoverable) across the objects of geopetroleum zoning with breakdown by fluid type

Элементы районирования	Ресурсы категории D <sub>2</sub>				НСР УВ, млн т
	нефть, млн т	растворенный газ, млрд м <sup>3</sup>	свободный газ, млрд м <sup>3</sup>	конденсат, млн т	
Восточно-Камчатский и Центрально-Камчатский СПНГР	73,9 22,2	13 3,9	83,3 83,3	0 0	170,3 109,4
Северо-Камчатский и Олюторский СПНГР	22,7 6,8	4 1,2	22,2 22,2	0 0	48,9 30,2

тогда. На основе анализа выборки по седиментационным бассейнам, с учетом их возраста осадочного выполнения, для оценки НСР УВ получают регрессионные уравнения, отражающие стохастическую связь характеристик бассейна с начальными геологическими ресурсами УВ. Статистические параметры полученных прогностических моделей объемно-статистического метода используются далее для расчета интервальной вероятностной оценки.

Основываясь на том, что НСР УВ в большинстве СБ статистически контролируется не всем объемом осадочного выполнения, а лишь его эффективной частью, расчетные объемы суббассейнов были скорректированы. В качестве полных объемов неметаморфизованного эффективного осадочного выполнения приняты объемы, редуцированные на глубину 1,5 км от поверхности для Центрально- и Восточно-Камчатского СПНГР и на 1 км для остальных СПНГР. Основой для этого послужили результаты параметрического бурения в Северо-Камчатском и Восточно-Камчатском СПНГР (скважины Лигинмынская-1 и Усть-Камчатская-1) — около 1,5 км вскрытой скважинами верхней части разреза представляют собой слаболитифицированные отложения, бесперспективные с точки зрения нефтегазоносности. Для оценки НСР УВ использовалось регрессионное уравнение, построенное по выборке из 98 СБ с кайнозойским, мезозойским и палеозойским возрастом осадочного выполнения [3]:

$$\ln Q = 0,717 + 1,25 \cdot \ln H + 0,841 \cdot \ln V - 0,19 \cdot T,$$

$$R^2 = 0,725, \sigma = 0,875,$$

где  $Q$  — начальные геологические ресурсы, млн т усл. УВ;  $V$  — объем осадочного выполнения, тыс. км<sup>3</sup>;  $H$  — максимальная мощность осадочного выполнения, км;  $R^2$  — коэффициент детерминации;  $\sigma$  — стандартное остаточное отклонение величины  $\ln Q$ ;  $T$  — индекс преимущественного возраста осадочного выполнения. Значение  $T = 1$  для бассейнов преимущественно кайнозойского возраста осадочного выполнения,  $2$  — для бассейнов преимущественно с мезозойским возрастом осадочного выполнения и  $3$  — для бассейнов пре-

имущественно с палеозойским возрастом осадочного выполнения.

С учетом логарифмически-нормального характера распределения СБ по величинам НСР УВ построены вероятностные оценки. В качестве итоговой оценки принимались минимальные (с вероятностью 0,85), наиболее достоверные оценки, полученные по универсальной модели. Таким образом, НСР (геологические) Восточно-Камчатской НГО с вероятностью 0,85 превосходят 170,3 млн т и с вероятностью 0,9 будут составлять более 137,5 млн т. Начальные суммарные геологические ресурсы Олюторской ПНГО с вероятностью 0,85 превосходят 48,9 млн т и с вероятностью 0,9 будут составлять более 39,5 млн т. В табл. 3 приведена итоговая оценка НСР УВ с дифференциацией по типам флюидов, проведенной на основе соотношений флюидного состава предыдущей количественной оценки по состоянию на 01.01.2017 г.<sup>1</sup>

Коэффициент извлечения принят также согласно оценке на 01.01.2017 г.<sup>1</sup> и составляет 0,3. Категория оцениваемых ресурсов D<sub>2</sub>.

Таким образом, для территории суши Камчатского края были оценены НСР УВ и рассчитаны их плотности по 3 НГК Западно-Камчатской НГО (Колпаковский, Ичинский и Воямпольский НГР) и 1 потенциально нефтегазоносному мегакомплексу в 4 СПНГР территории Восточной Камчатки.

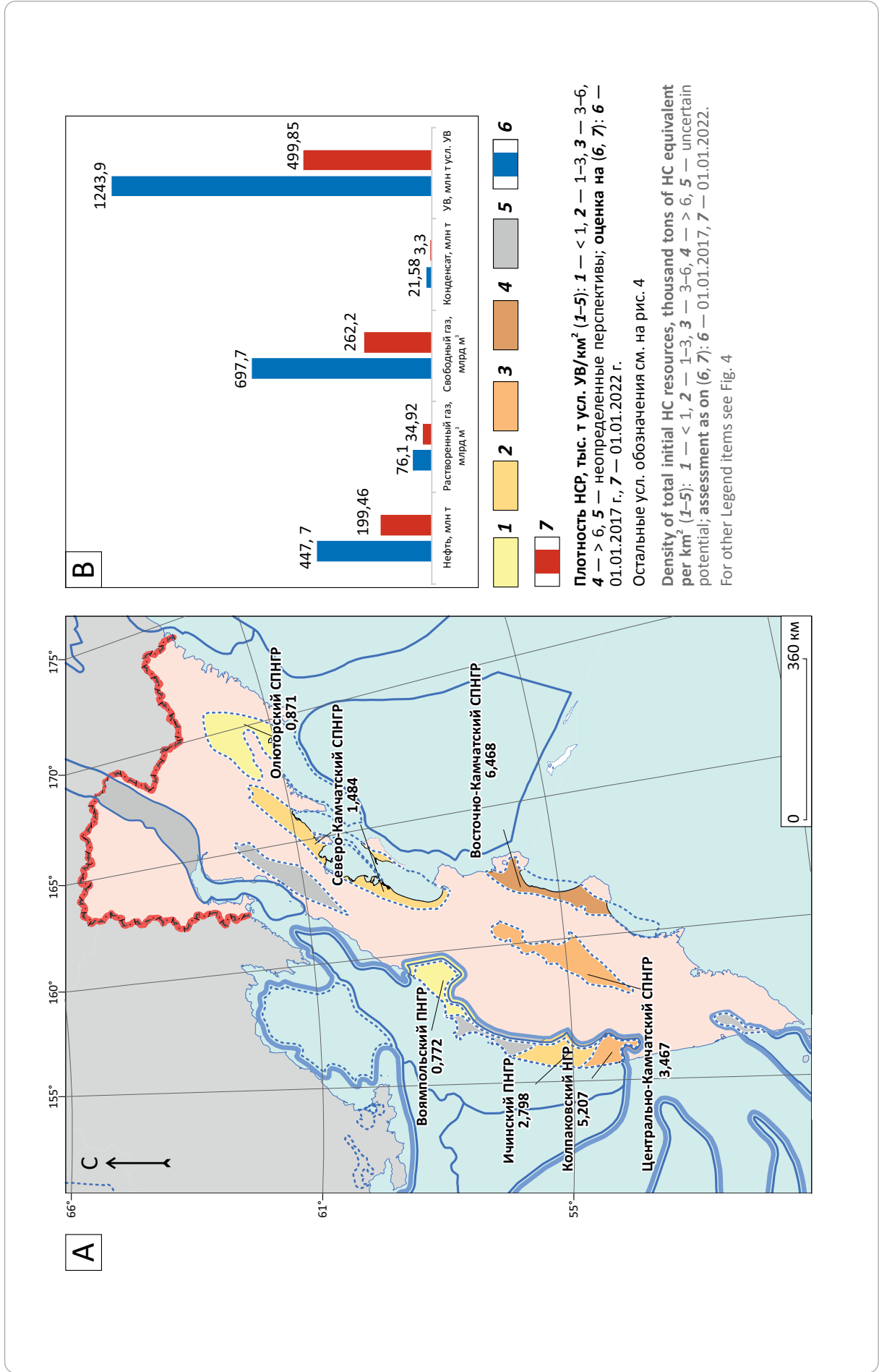
Величина НСР УВ составила 499,8 млн т усл. УВ, из них ресурсов категории D<sub>0</sub> + D — 489,4 млн т.

Сопоставление прогнозных оценок ресурсного потенциала на 01.01.2017<sup>1</sup> и 01.01.2022 г. (данная статья), а также итоговая карта плотностей начальных суммарных извлекаемых ресурсов по результатам выполненной переоценки представлены на рис. 10.

Сокращение НСР УВ (геологические) по сравнению с предыдущей оценкой составило 60 %. Итоговые цифры по ресурсному потенциалу суши Камчатки утверждены 12 апреля 2022 г. Комиссией Роснедра по апробации материалов количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата.



**Рис. 10.** Карта плотности НСР УВ Камчатского края по состоянию на 01.01.2022 г. (А) и сопоставление величин НСР флюидов по итогам оценок на 01.01.2017 г. и 01.01.2022 г. (В)  
**Fig. 10.** Density map of total initial HC resources of the Kamchatka Region as on 01.01.2022 (А) and comparison of total initial fluid resources according to the results of assessments as on 01.01.2017 and 01.01.2022 (В)





## Выводы

Выполненная ранее количественная оценка НСР УВ Камчатского края представляется слишком оптимистичной без должного обоснования данными геолого-разведочных работ. Настоящая переоценка отличается большей реалистичностью, так как учитывает отрицательные результаты региональных и поисковых работ на нефть и газ за последние 20 лет.

На основе собранной полной геолого-геофизической информации о строении и нефтегазоносности суши Камчатского края, с учетом результатов геолого-разведочных работ, полученных с 2009 г., была обновлена количественная оценка НСР УВ Камчатского края на 01.01.2022 г., величина которых составила 499,8 млн т усл. УВ (геологические). Сокращение НСР УВ обусловлено корректировкой границ нефтегазогеологического районирования и

уменьшением площадей, перспективных на нефть и газ, а также отрицательными результатами бурения, полученными как на востоке, так и на западе края.

Центральная и Восточная Камчатка относятся к категории слабоизученных согласно объемам выполненных геолого-разведочных работ. Исходя из этого, перспективы нефтегазоносности вышеуказанных территорий оцениваются как низкие. Западно-Камчатская НГО является единственной областью, где открыты промышленные залежи газа и конденсата, что делает ее перспективы более значительными по сравнению с другими районами Камчатского края. Повышение качества подготовки структур для поискового и разведочного бурения на основе данных современных сейсмических работ (МОГТ-3D) позволяет рассчитывать на прирост запасов газа и конденсата в пределах Западной Камчатки.

## Литература

1. *Ившина Е.В., Силантьев Ю.Б., Халошина Т.О.* Перспективы нефтегазоносности Камчатского края и прилегающего шельфа // Вести газовой науки. – 2010. – Т. 1. – № 4. – С. 102–107.
2. *Хисамутдинова А.И., Соловьев А.В., Медведева Л.В.* Об углеводородном потенциале Западной Камчатки // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 6. – С. 11–16.
3. *Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России.* – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
4. *Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.П., Соболев В.С., Гома Л.М., Фрегатова Н.А., Воронков Ю.С., Пылина Л.М., Бражаев В.И., Жукова Л.И.* Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ). – СПб.: Недра, 2003. – 120 с.

## References

1. *Ivshina E.V., Silant'ev Yu.B., Khaloshina T.O.* Perspektivy neftegazonosnosti Kamchatskogo kraia i prilgayushchego shel'fa [Petroleum potential of the Kamchatka Region and neighbouring shelf]. *Vesti gazovoi nauki*. 2010;1(4):102–107. In Russ.
2. *Khisamutdinova A.I., Solov'ev A.V., Medvedeva L.V.* Ob uglevodorodnom potentsiale Zapadnoi Kamchatki [Hydrocarbon potential of Western Kamchatka]. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*. 2018;(6):11–16. In Russ.
3. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ehkonomicheskoi otsenke resursov nef'ti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guide to quantitative and economic assessment resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIIGNI; 2000. 189 p. In Russ.
4. *Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Margulis L.S., Andieva T.A., Sobolev V.S., Goma L.M., Fregatova N.A., Voronkov Yu.S., Pylina L.M., Brazhaev V.I., Zhukova L.I.* Razvedochnyi potentsial Zapadnoi Kamchatki i sopredel'nogo shel'fa (neft' i gaz) [Exploration potential of West Kamchatka and adjacent shelf (oil and gas)]. St. Petersburg: Nedra; 2003. 120 p. In Russ.

## Информация об авторах

### Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail melnikov@vnigni.ru  
Scopus ID: 57457543400  
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

### Соловьев Алексей Викторович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор РАН, заместитель генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», 105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: soloviev@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593  
Scopus ID: 7103242983

## Information about authors

### Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director General All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail melnikov@vnigni.ru  
Scopus ID: 57457543400  
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

### Aleksei V. Soloviev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor RAS, Deputy Director General All-Russian Research Geological Oil Institute, 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: soloviev@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593  
Scopus ID: 7103242983

**Ахмедсафин Сергей Каснулович**

Кандидат технических наук,  
заместитель начальника Департамента  
ПАО «Газпром»  
117997 ГСП-7, Москва, ул. Наметкина, д. 16  
e-mail: gazprom@gazprom.ru  
Scopus ID: 12039589500

**Рыбальченко Вадим Викторович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
Начальник Управления  
ПАО «Газпром»,  
190900 Санкт-Петербург, BOX 1255  
e-mail: gazprom@gazprom.ru  
Scopus ID: 57202496993

**Кравченко Мария Николаевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
Заведующий отделом  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: kravchenko@vnigni.ru  
SPIN: 8023-5275

**Игнатова Вера Анатольевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: ignatova@vnigni.ru  
SPIN: 4360-5070

**Шпильман Михаил Андреевич**

Ведущий геолог  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: shpilman@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165

**Грекова Любовь Сергеевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
старший научный сотрудник  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: grekova@vnigni.ru  
SPIN: 8023-5275

**Чинакаев Рустэм Гусманович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: Chinakaev@vnigni.ru

**Жуков Константин Анатольевич**

Кандидат экономических наук,  
заместитель директора  
Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ»,  
630007 Новосибирск, ул. Коммунистическая, д. 2  
e-mail: kzh@vnigni.ru

**Помазанов Василий Викторович**

Заведующий сектором  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: pomazanov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-2652-1050

**Sergey K. Akhmedsafin**

Candidate of Technical Sciences,  
Deputy Head of Department  
Gazprom  
117997, GSP-7, Moscow, ul. Nametkina, 16  
e-mail: gazprom@gazprom.ru  
Scopus ID: 12039589500

**Vadim V. Rybal'chenko**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Office  
PJSC Gazprom,  
190900 St. Petersburg, BOX 1255  
e-mail: gazprom@gazprom.ru  
Scopus ID: 57202496993

**Mariya N. Kravchenko**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Department Head  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: kravchenko@vnigni.ru  
SPIN: 8023-5275

**Vera A. Ignatova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading researcher  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: ignatova@vnigni.ru  
SPIN: 4360-5070

**Mikhail A. Shpilman**

Lead Geologist  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: shpilman@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165

**Liubov S. Grekova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior researcher  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: grekova@vnigni.ru  
SPIN: 3550-5403

**Rustehm G. Chinakaev**

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

**Konstantin A. Zhukov**

Candidate of Economic Sciences,  
Deputy Director  
All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,  
2, ul. Kommunisticheskaya, Novosibirsk, 630007, Russia  
e-mail: kzh@vnigni.ru

**Vasilii V. Pomazanov**

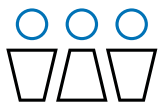
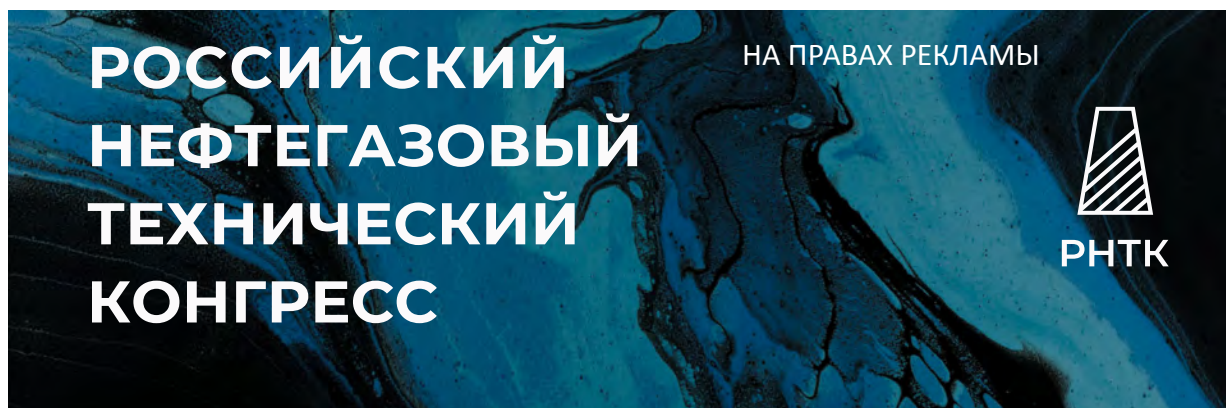
Head of Sector  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: pomazanov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0003-2652-1050

**Козловский Евгений Александрович**

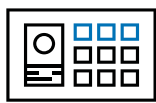
Руководитель группы  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: kozlovskiy@vnigni.ru

**Evgenii A. Kozlovskii**

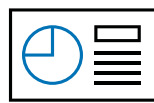
Head of Group  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: kozlovskiy@vnigni.ru



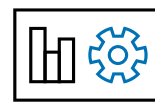
250+ делегатов



3 дня общения



22+ технических  
и постерных сессий



100+ технических  
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

**Возможности для вашего продвижения на рынке**

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

**Организаторы**



Контактная информация  
+7 (495) 190-7216  
info@rntk.org

Дата и место проведения конгресса  
11-13 октября 2022 г.  
Отель Холидей Инн Сокольники

[www.rntk.org](http://www.rntk.org)

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ГЕОМОДЕЛЬ



# ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ  
1 НОЯБРЯ 2022 Г.

27 ФЕВРАЛЯ - 3 МАРТА 2023 Г. | ИРКУТСК, РОССИЯ

[www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru)

УДК 550.8+553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-27-38

## Особенности геологического строения и нефтегазоносности плиоценовых (балаханских) отложений Южно-Каспийской впадины

© 2022 г. | Т.К. Царегородцева, В.А. Быкадоров, Ю.А. Волож

ФГБУН «Геологический институт Российской академии наук», Москва, Россия; tatiana.bakay@bk.ru; vbykadorov@yandex.ru; yvolozh@yandex.ru

Поступила 21.03.2022 г

Доработана 11.04.2022 г.

Принята к печати 28.04.2022 г.

**Ключевые слова:** Южно-Каспийская впадина; Северо-Апшеронский прогиб; туркменский шельф; Крымско-Копетдагский сдвиг; нижний плиоцен; красноцветная и продуктивная толщи; дагаджикский горизонт; сейсмостратиграфия; перспективы нефтегазоносности.

**Аннотация:** Южно-Каспийская впадина обладает значительными, еще неразведанными ресурсами углеводородов, что подтверждено новыми открытиями в азербайджанском и иранском секторах моря. Но разведочные работы на туркменском шельфе оказались безрезультатными. Одной из причин является недостаточно обоснованные представления о строении глубоких горизонтов осадочного чехла. В данной статье на основе сейсмостратиграфического анализа рассмотрены недостаточно освещенные особенности строения нефтегазоносных балаханских (нижний плиоцен) отложений впадины. Расширены границы Южно-Каспийской впадины. Анализ сейсмических материалов показывает, что в состав впадины следует включать и Северо-Апшеронский прогиб, выполненный также мощным плиоцен-четвертичным комплексом. Северной границей впадины в акватории Каспия служит тектоноседиментационный уступ у Ялама-Песчаномысского поднятия. Апшеронский порог является частью зоны регионального Крымско-Копетдагского сдвига. Активные движения по сдвигу начались в середине плиоцена и продолжаются до настоящего времени, что подтверждается частыми землетрясениями. Некоторые исследователи землетрясения Апшеронского порога без достаточных оснований связывают с продолжающейся субдукцией Южного Каспия. Уточнены представления о корреляции продуктивной и красноцветной толщ и их нефтегазоносности. Показано, что дагаджикская свита на востоке впадины соответствует на западе нижней части продуктивной толщи. Обосновывается глинисто-соленосный состав нижней части красноцветной тощи. Отсутствие разломов и глинисто-соленосный состав препятствуют вертикальной миграции углеводородов из майкопской нефтегазоматеринской свиты и формированию залежей в красноцветной толще туркменского шельфа. В связи с этим сделан вывод о высокой вероятности открытия месторождений нефти и газа на Туркменской ступени под глинисто-соленосной пачкой красноцветной толщи, т. е. в основании последней. Глубина разведочных скважин в этом случае должна превышать глубину подошвы плиоцена и составлять 6,5–7,5 км.

Для цитирования: Царегородцева Т.К., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности плиоценовых (балаханских) отложений Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-27-38.

Финансирование: Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Обстановки накопления и особенности постседиментационных преобразований осадочных комплексов геохимически различных палеобассейнов Русской плиты, Крымско-Кавказской области и смежных регионов», № АААА-А20-120030490100-6). Исследования проводились при поддержке гранта РФФИ № 22-27-00827 («Палеогеография регрессивных стадий эволюции бассейнов Паратетиса в раннем олигоцене»).

## Pliocene (Balakhansky) deposits of South Caspian Depression: features of geological structure and oil and gas occurrence

© 2022 | Т.К. Tsaregorodtseva, V.A. Bykadorov, Yu.A. Volozh

Geological Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; tatiana.bakay@bk.ru; vbykadorov@yandex.ru; yvolozh@yandex.ru

Received 21.03.2022

Revised 11.04.2022

Accepted for publication 28.04.2022

**Key words:** South Caspian Depression; North Apsheron Trough; Turkmenian shelf; Crimea-Kopet-Dagh strike-slip fault; Lower Pliocene; red-coloured and productive series; Dagadzhiksky horizon; seismic stratigraphy; petroleum potential.

**Abstract:** South Caspian Depression contains considerable unexplored hydrocarbon resources; and new discoveries in the Azerbaijan and Iran sectors of the sea confirm this fact. Although, exploration activities on the Turkmenian shelf were unsuccessful. One reason is insufficiently substantiated knowledge of structure of deep sedimentary cover horizons. In this work, the authors use seismic stratigraphic analysis to consider the underexplored structural features of oil and gas bearing Balakhansky (Lower Pliocene) deposits within the depression. They expand the boundaries of the South Caspian Depression. Seismic data analysis shows that North Apsheron Trough filled with thick Pliocene-Quaternary sequence should also be assigned to the depression. Tectono-sedimentary bench near the Yalama-Peschanomyssky high is a northern boundary of

the depression in the Caspian waters. The Apsheron Sill is a part of the zone of regional Crimea-Kopet-Dagh strike-slip fault. Active movements along the strike-slip fault started in middle Pliocene and continue to this day, as evidenced by frequent earthquakes. Some researchers of the Apsheron Sill, unreasonably associate it with the ongoing subduction of the South Caspian. The authors clarify a concept of productive and red-coloured series correlation and oil and gas occurrence in them. It is shown that the Dagadzhiksky Formation in the east of the depression correspond to the lower part of pay zone in the west. The authors substantiate argillaceous-salt-bearing composition of the lower part of the red-coloured series. Absence of faults and argillaceous-salt-bearing composition prevent vertical migration of hydrocarbons from the Maikopsky oil and gas source formation and formation of accumulations in the red-coloured series within the Turkmenian shelf. Therefore, the authors concluded that there is a high probability of oil and gas discovery in the Turkmenian Bench below the argillaceous-salt-bearing bedset of red-coloured series, i.e. in its basal part. In this case, depth of exploratory wells should exceed the depth of Pliocene Bottom (6.5–7.5 km).

*For citation: Tsaregorodtseva T.K., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A. Pliocene (Balakhansky) deposits of South Caspian Depression: features of geological structure and oil and gas occurrence. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(4):27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-27-38. In Russ.*

*Funding: The paper was prepared within the framework of the State Assignment (subject "Accumulation settings and features of post-sedimentary transformations of sedimentary sequences in geochemically different paleobasins of the Russian Plate, Crimean-Caucasian region and adjacent regions", No. AAAA20-120030490100-6). This work was supported by RNF grant No. 22-27-00827 ("Paleogeography of regressive stages of the Paratethis basin evolution in Early Oligocene").*

## Введение

Несмотря на длительную историю изучения Южно-Каспийской впадины, интерес к плиоценовым отложениям этой впадины не ослабевает в связи с тем, что в них открыты и открываются многочисленные месторождения нефти и газа.

Большинство месторождений открыто на суше и на неглубоком Апшеронском пороге. Большая часть Южно-Каспийской впадины с глубинами моря до 900 м бурением почти не изучена. Но она также обладает значительными ресурсами УВ. Единичные скважины показали разную продуктивность. На западе и юге в море открыты месторождения УВ, в том числе гигантские (Шах-Дениз) [1]. На востоке (Туркменская ступень) плиоценовые коллекторы оказались водоносными. Таким образом, по-прежнему актуальны исследования особенностей глубинного строения в связи с нефтегазоносностью. Так, остается неясным, почему в западной морской части впадины существуют залежи, в то время как на востоке (в туркменской акватории) коллекторы оказались водоносными. Нерешенными остаются и отдельные вопросы геологии, в частности корреляции продуктивной и красноцветной свит, границ впадины, наличия соленосных отложений.

## Северная граница Южно-Каспийской впадины

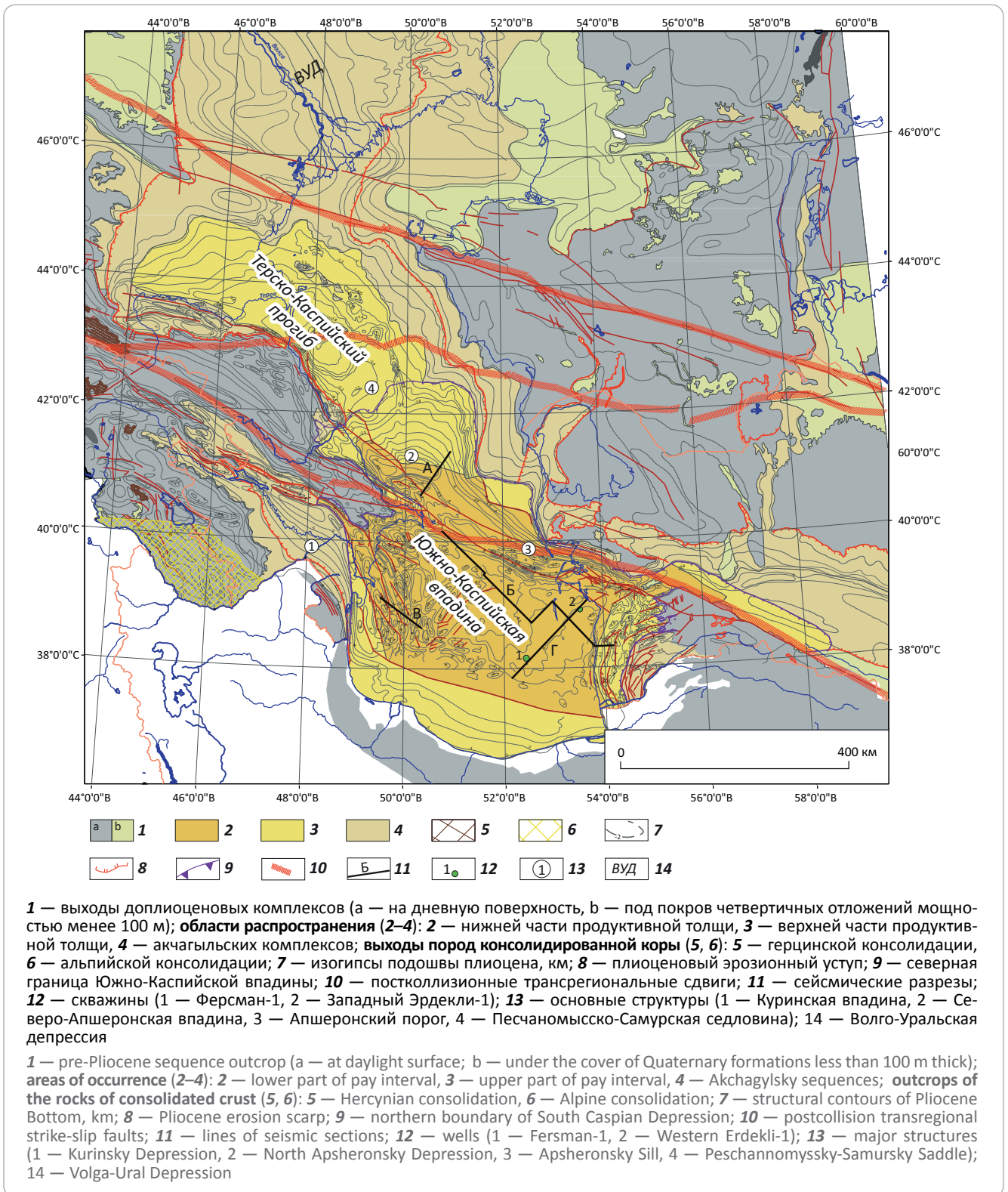
Южно-Каспийская впадина представляет собой крупнейший бассейн осадконакопления, продолжающий развиваться в настоящее время. Она занимает южную часть Каспийского моря и примыкающие к ней Западно-Туркменскую (с востока) и Нижне-Куринскую (с запада) низменности. Раннемезозойский фундамент впадины залегает на глубине до 20 км [2]. Фундамент разбит системой нарушений сбросового типа на блоки с перепадами глубин между ними до 1000 м и более. Крупное поднятие Година выделяется в пределах современного туркменского шельфа. В осадочном чехле Южно-Каспийской впадины выделяют три структурных этажа. Нижний — юрско-меловой дислоцированный этаж — распространен только в пределах восточно-

го туркменского блока. Верхнемеловой — нижнемиоценовый этаж — характеризуется параллельно-слоистым строением. Плиоцен-четвертичный этаж распространен наиболее широко. По окраинам впадины он смят в складки и затронут разрывными нарушениями. В западной и восточной частях Южно-Каспийского бассейна прослежено несколько субмеридиональных полос антиклинальных складок, осложненных разломами и грязевыми вулканами.

Южно-Каспийская впадина и Терско-Каспийский прогиб образуют тыловой предгорный Восточно-Предкавказский прогиб, формирование которого связано с позднемиоцен-четвертичным ростом Кавказа, Талыша, Эльбурса и Копетдага. Прогиб имеет северо-западную кавказскую ориентировку и для него характерна аномальная мощность. Подошва плиоценовых отложений в Южно-Каспийской впадине опущена до 8–10 км, а в Терско-Каспийском прогибе — до 2–3 км.

На тектонических картах граница плиоценовой Южно-Каспийской впадины обычно проводится на суше по контуру распространения плиоцен-четвертичных отложений, а в море за ее северную границу принимают Апшеронский порог. Однако анализ сейсмических материалов МОГТ показывает, что в состав Южно-Каспийской впадины следует включать и Северо-Апшеронский прогиб, выполненный также мощным плиоцен-четвертичным комплексом. Северной границей впадины в акватории Каспия служит тектоносидиментационный уступ у Яламо-Песчаномысского поднятия (рис. 1, 2). Апшеронский порог является частью регионального Крымско-Копетдагского сдвига [3]. Это подтверждается несколькими маркерами. Активные движения по сдвигу начались в середине плиоцена и продолжают до настоящего времени, что подтверждается частыми землетрясениями. Некоторые исследователи без достаточных оснований связывают землетрясения Апшеронского порога с продолжающейся субдукцией Южного Каспия. Западная и восточная границы Южно-Каспийской

Рис. 1. Структурная карта по подошве плиоценовых отложений  
Fig. 1. Structural map over the Pliocene Bottomsequence



впадины связаны с крупными разрывными нарушениями.

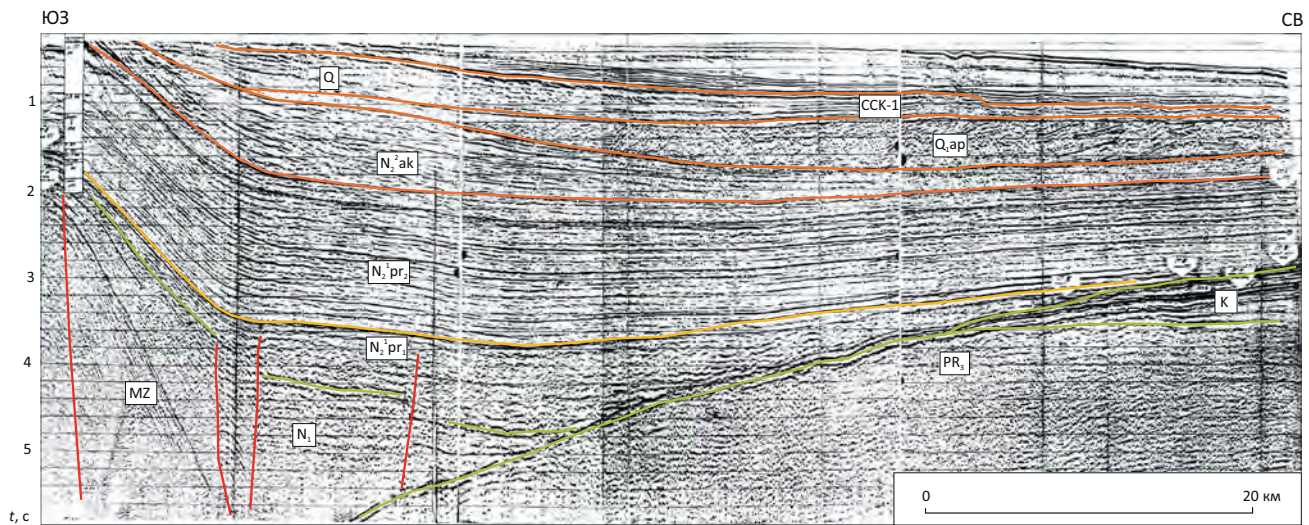
Таким образом, плиоценовая Южно-Каспийская впадина охватывает не только территорию современной депрессии, ограниченной Апшеронским порогом, но и Северо-Апшеронский прогиб.

Обособление Южно-Каспийской впадины от единого Кавказско-Копетдагского прогиба произошло в конце миоценового времени под влиянием коллизонных событий, связанных с закрытием океана Тетис. Это событие привело к прекращению существования морского Каспийско-Черноморско-



Рис. 2. Сейсмостратиграфический разрез Северо-Апшеронского прогиба

Fig. 2. Seismo-stratigraphic section across the North Apsheronsky Trough



Профиль иллюстрирует боковое прилегание горизонтов продуктивной толщи к склону Карабогазского свода.

Положение профиля А см. на рис. 1

The section illustrates lateral overlap of pay zone horizons to the slope of Karabogaz Arch.

For position of A line see Fig. 1

го бассейна и образованию изолированного от Мирового океана Каспийского бассейна. Такое событие вызвало в плиоцене интенсивную эрозию речными потоками палео-Волги, палео-Дона, палео-Урала, палео-Самура. Разрабатывая обширные долины, реки приносили огромное количество обломочного материала в Южно-Каспийскую впадину [4–6].

### Строение и корреляция горизонтов балаханских отложений Южно-Каспийской впадины

Продуктивная толща (балаханский региоярус) не содержит четких органических остатков, поэтому ее возраст оценивают в зависимости от представлений о возрасте понтических и акчагыльских отложений с эндемичной понтокаспийской фауной. Ранее она датировалась средним плиоценом, затем нижним, а акчагыл — верхним.

В настоящее время в общей стратиграфической шкале (ОСШ) России, как и в международной стратиграфической шкале (МСШ), плиоцен разделен на два яруса: занклий и пъяченций [7]. Граница с кватерном понижена с 1,8 до 2,7 млн лет до подошвы гелазия, а подошва плиоцена датируется в 5,33 млн лет. Возраст акчагыльского региояруса (на основании палеомагнитных измерений 1970-х гг.) в ОСШ принят в 1,8–3,6 млн лет. В результате к четвертичному возрасту теперь относят не только апшеронский региоярус, но и верхнюю часть акчагыльского. При этом длительность акчагыльского и балаханского времени оказалось почти одинаковой (1,8 и 1,73 млн лет соответственно). Такие датировки трудно увязать с соотношением мощностей, поскольку мощность продуктивной толщи почти на порядок больше акчагыльских отложений. В последнее время появились более на-

дежные данные о возрасте акчагыльских отложений по аргон-аргоновому методу и палеомагнитным измерениям [8]. Оказалось, что продолжительность накопления акчагыльских отложений 0,85 млн лет (в интервале 2,95–2,1 млн лет), а продуктивной толщи — 2,38 млн лет. Также показано, что акчагыльские отложения Западной Туркмении соответствуют не всей хроне Гаусса, а только ее верхней половине, с этим было связано удревление подошвы этих отложений. Но следует иметь в виду, что новые данные о возрасте плиоценовых отложений получены в западной части Апшеронского прогиба, где разрезы акчагыльских отложений сокращены. Эти цифры, вероятно, необходимо уточнить.

Таким образом, продуктивная и красноцветная толщи балаханского региояруса, ранее выделенные в составе среднего отдела плиоцена, теперь соотносятся с нижним отделом плиоцена. Нижний отдел акчагыльского региояруса захватывает верхний отдел плиоцена, а средний и верхний отделы — гелазский ярус МСШ. Апшеронский региоярус соотносится с калабрийским ярусом МСШ.

Кроме проблемы соотношения международных и региональных шкал на протяжении длительного времени существуют сложности в сопоставлении частей красноцветной (туркменской) и продуктивной (азербайджанской) толщ между собой. Сложность сопоставления состоит в том, что эти отложения плохо охарактеризованы палеонтологическими остатками, как было указано ранее. Еще одной причиной, осложняющей корреляцию, является наличие нескольких источников обломочного материала и отсюда невыдержанность терригенного состава. В связи с этим расчленение



продуктивной и красноцветной серий на толщи по литологическим и петрофизическим особенностям выполнено только по обнаженным и плотно разбуренным Апшеронскому и Челекенскому районам [9].

Нижнеплиоценовые образования известны как продуктивная, красноцветная или челекенская толща, они рассматриваются как балаханский региоярус в номенклатуре Восточного Паратетиса [10]. В центре Южно-Каспийской впадины они согласно залегают на понтических осадках, а в бортовых частях с размывом и несогласием с различными горизонтами залегают на более древних образованиях вплоть до юрских. По многочисленным скважинам и обнажениям нижнеплиоценовые отложения Апшеронского и Челекенского полуостровов по составу условно расчленены на ряд свит, однако их прослеживание даже в пределах суши неоднозначно.

Продуктивная толща представлена сероцветными неравномерно чередующимися и невыдержанными по разрезу и площади пластами глин, алевролитов и песчаников огромной мощности, достигающей 4–5 км. Характерной особенностью песчаников района Апшеронского полуострова является их кварцевый состав, в то время как в других местах песчаники полимиктовые. В западных районах Азербайджана появляются полимиктовые песчаники часто с вулканическим пеплом, конгломераты. При этом мощности продуктивной толщи с запада на восток возрастают с 1200 до 5000 м на Бакинском архипелаге. Нижний отдел продуктивной толщи представлен пятью свитами: калинской, подкирмакинской, кирмакинской, надкирмакинской песчаной и надкирмакинской глинистой. Мощность нижнего отдела продуктивной толщи в 2–2,5 раза меньше мощности верхнего отдела [11–13].

В верхнем отделе продуктивной толщи выделяется четыре свиты: «перерыва», балаханская, сабунчинская и сураханская. Свита «перерыва» характеризуется преобладанием крупнозернистых песков с включением мелких галек. Балаханская свита имеет переходный характер — от песчаных разностей средней размерности, преобладающих в нижней части разреза, до глинисто-песчаных — вверху. Сабунчинская свита представлена чередованием песчаников, глин и алевролитов [14]. Отмечается присутствие в большом количестве бурых глин и гнезд гипса. Сураханская свита сложена преимущественно глинистыми породами (увеличение глинистости вверх по разрезу).

В Западно-Туркменской низменности и на Челекене красноцветная толща залегают согласно на отложениях понта, а восточнее — с угловым несогласием на различных горизонтах от юры до палеогена. Толща сложена чередующимися серыми, бурыми, пестрыми глинами, полимиктовыми разнородными песчаниками нередко с рассеянной галькой, туфами [15, 16].

В нижней части красноцветной толщи на п-ове Челекен наблюдаются пласты гипсоангидридов и загипсованных глин [9, 17]. Соотношение песчаников и глин по площади и разрезу изменяется. Средние и верхние части разреза красноцветной толщи (небитдагская и челекенская свиты) более песчаные, нижняя часть преимущественно глинистая. Эти особенности нижней части красноцветной толщи имеют большое значение при оценке перспектив нефтегазоносности.

В нижней части красноцветной толщи выделена дагаджикская свита. Свита вскрыта глубокими скважинами на ряде месторождений (Котуртепе, Барса-Гельмес, Челекен, Эрдекли, Камышлджа и др.) и представлена преимущественно глинами слоистыми серыми, зеленоватыми, прослоями желтоватыми или коричневатыми известковистыми [18]. В разрезах площадей Окарем, Кеймир, Чекишляр имеются пропластки и гнездовидные включения гипса и ангидрита.

Котуртепинская свита сложена частым и неравномерным чередованием по разрезу глин, песков, алевролитов, песчаников, алевролитов с прослоями гравелитов в низах разреза. В западных районах Западно-Туркменской впадины, на Челекене, в южной части Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий в низах разреза котуртепенской свиты также присутствуют гипс-ангидритовые включения в виде огипсованности пород и линз.

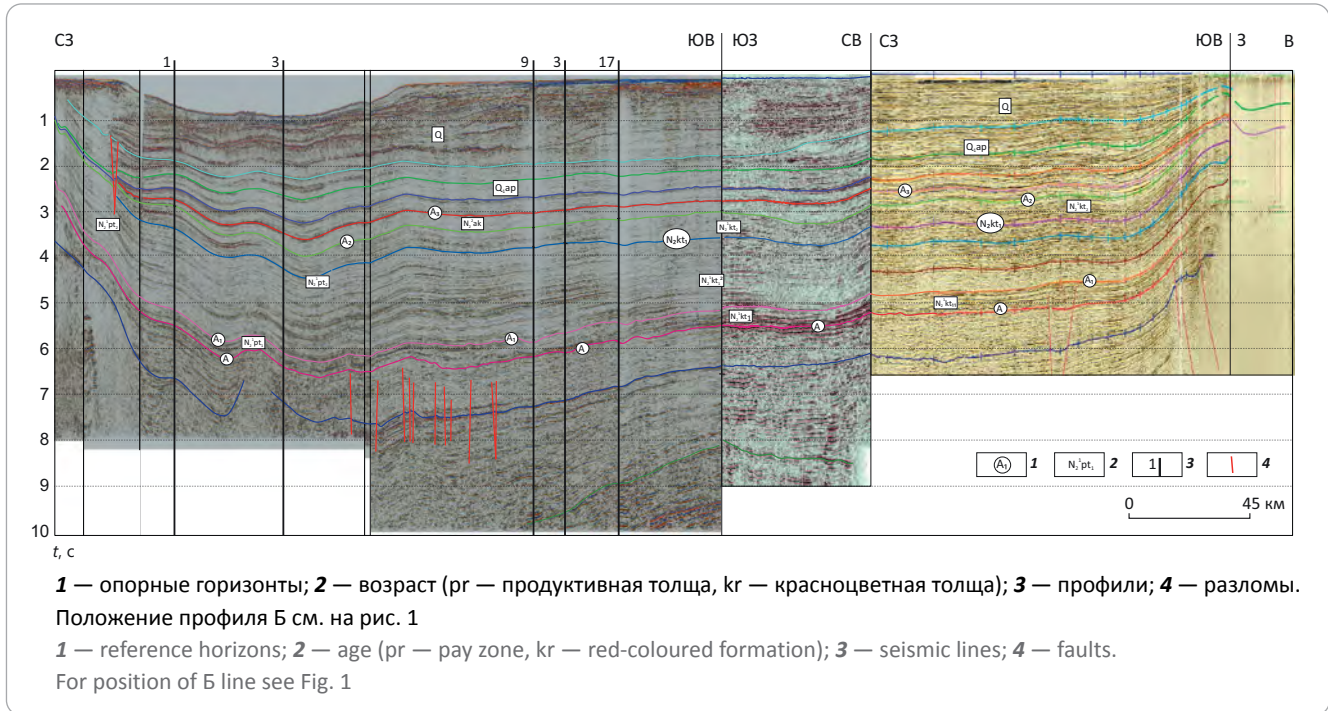
Мощность верхнего отдела красноцветной толщи, как и нижнего ее отдела, изменяется в широких пределах. На месторождениях Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий она колеблется от 450 до 1600 м; на месторождениях Прибалханской зоны поднятий — от 1040 до 2080 м. В южной (иранской) прибрежной части Южного Каспия в разрезе продуктивной (челекенской) толщи присутствуют и конгломераты.

Корреляция свит продуктивной и красноцветной толщ до настоящего времени остается многовариантной. В связи с этим важным инструментом для корреляции является сейсмостратиграфический анализ, позволяющий изучать многие региональные и локальные особенности строения осадочных толщ, недоступные геологам при использовании материалов бурения и поверхностных наблюдений. Изохронная природа сейсмостратиграфических границ дает возможность выделить разновозрастные сейсмокомплексы и выполнить надежную стратиграфическую корреляцию разрезов на больших расстояниях. Такая корреляция особенно важна для разнофациальных разрезов, таких как плиоцен Южно-Каспийской впадины, когда их сопоставление по биостратиграфическим и другим данным вызывает большие трудности и часто субъективно.

Впадина изучена бурением неравномерно: большие глубины моря, а также большие мощности и глубины залегания интересующих интервалов



**Рис. 3.** Композитный временной сейсмический разрез  
**Fig. 3.** Seismic time slalom section



являются осложняющим фактором в исследовании центральной части впадины. В таких условиях основным инструментом для изучения центральной части впадины является сейсморазведка.

В разрезе плиоценовых отложений выделяется ряд опорных отражающих горизонтов. Авторы статьи придерживаются единой индексации от плиоцена до квартера для всего Каспийского региона, предложенной в работе Ю.Г. Леонова [19]. В основании плиоцен-четвертичного комплекса прослежен опорный отражающий горизонт (ОГ) А. В бортовых частях впадины горизонт трассируется как несогласие, в центральной части он представлен согласной границей между плиоценовыми и миоценовыми отложениями. По краям Южно-Каспийской впадины происходит последовательное трансгрессивное подошвенное налегание разновозрастных слоев (см. рис. 2). В центре Южно-Каспийской впадины отмечается согласный характер ОГ А в подошве продуктивной и красноцветной толщ (рис. 3). Это означает, что обе толщи начали формироваться в одно время в начале плиоцена. Выше прослежен горизонт А<sub>1</sub> — кровля нижнего отдела продуктивной толщи. Эта граница также представляет собой поверхность несогласия на бортах и согласия во впадине. Горизонт прослежен повсеместно и привязан на востоке к кровле дагаджикской толщи. На основании сейсмостратиграфического расчленения разреза показано, что время накопления дагаджикской толщи соответствует времени образования нижнего отдела продуктивной толщи.

Подтверждением этому служит однотипность литологического состава зоны переходов дагаджикской свиты в котуртепинскую в красноцветной

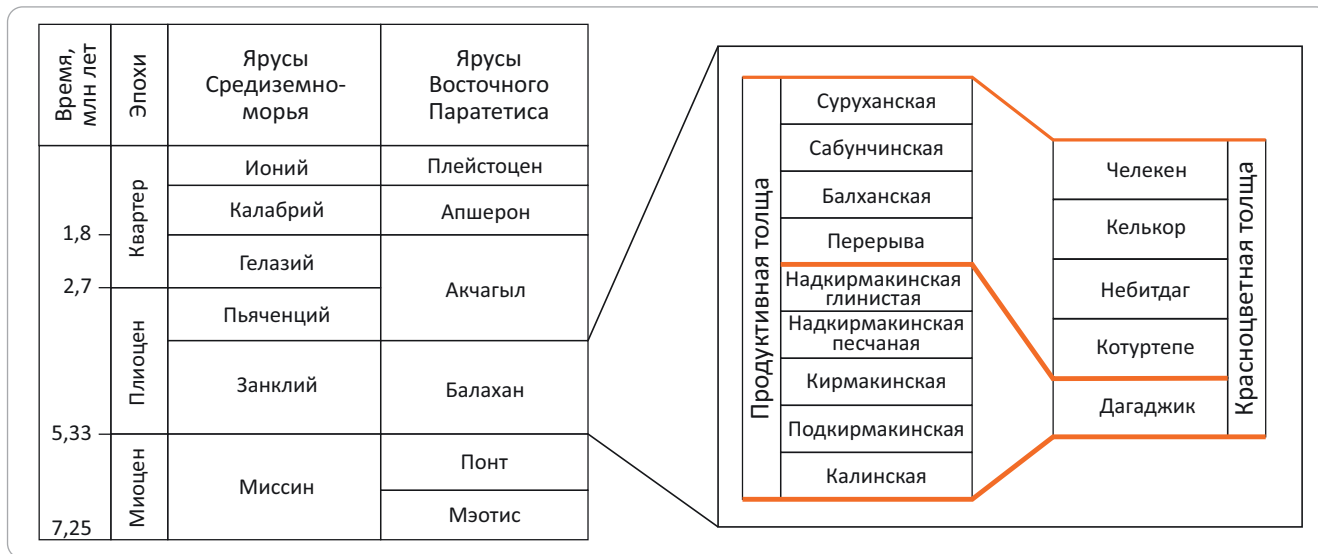
толще и между нижней и верхней частями продуктивной толщи.

Переход от дагаджикской к котуртепинской свите представлен четко прослеживающейся почти во всех разрезах скважин пачкой хорошо проницаемых песчаников, индексированных VIII горизонтом. Эта песчаная пачка сопоставляется со свитой «перерыва» в основании верхнего отдела продуктивной толщи в азербайджанском секторе акватории Каспия. Исходя из характера разреза продуктивной и красноцветной толщ и результатов сейсмостратиграфического анализа, можно сделать вывод, что дагаджикская свита накапливалась в одно время с нижним отделом продуктивной толщи (рис. 4). Горизонт А<sub>2</sub> соответствует подошве акчагыльских отложений и кровле продуктивной толщи. Выше прослежен горизонт А<sub>3</sub>, связанный с кровлей акчагыла и подошвой апшеронских отложений.

Время формирования балаханского регионаруса составляет менее 2 % длительности альпийского цикла тектогенеза, а по мощности накопившихся осадков эта доля достигает 25–30 %. Такая высокая скорость седиментации в плиоцене была обусловлена быстрым орогенезом с одновременным погружением впадины и заполнением ее огромным количеством грубообломочного материала [20].

Важной особенностью строения плиоценовых отложений является омоложение ее подошвенных слоев при движении от центра впадины к бортовым частям. Наибольшие мощности отложений нижнего плиоцена (до 5 км) установлены в западных районах Южного Каспия, в восточных частях мощности несколько меньше (см. рис. 3).

**Рис. 4.** Схема корреляции продуктивной и красноцветной толщ Южно-Каспийской впадины  
**Fig. 4.** Correlation chart: pay and red-coloured series in South Caspian Depression



Интенсивность осадконакопления резко возросла с начала отложений свиты «перерыва» (вторая половина раннего плиоцена) при одновременном прогибании всей Южно-Каспийской впадины (включая и Средний Каспий). Происходит поступательное расширение Южно-Каспийского озерного бассейна, что четко фиксируется в подошвенном налегании вышележащих слоев (рис. 5, см. рис. 2).

Особенностями волновой картины сейсмического разреза на исследуемой территории, помимо косослоистых толщ дельтовых отложений палео-Амударьи, в плиоцен-четвертичных отложениях являются многочисленные проявления глиняных диапиров и грязевых вулканов, связанных с разрывными нарушениями.

В частности, в толщах над дагаджиком наблюдаются дисгармоничные изменения в сейсмической записи. Они затрагивают и вышележащие подразделения красноцветной серии. Возможно, что эта дисгармония связана с текучестью глинисто-соленосных слоев (рис. 6).

**Нефтегазоносность**

Основные месторождения Южно-Каспийской впадины сосредоточены в нижнеплиоценовых отложениях (продуктивная и красноцветная толщи). Наиболее разведанными являются западные и восточные прибрежные районы и Апшерон-Прибалханская акватория, Нижнекуруинская и Горгандаг-Окаремская (суша) нефтегазоносные области. Однако потенциал для наращивания запасов там практически исчерпан. Центральная котловина, Туркменская ступень и иранский сектор моря слабо исследованы бурением. Несмотря на значительные глубины залегания нефтеносных горизонтов плиоцена, эти районы являются высокоперспективными на открытие крупных месторождений.

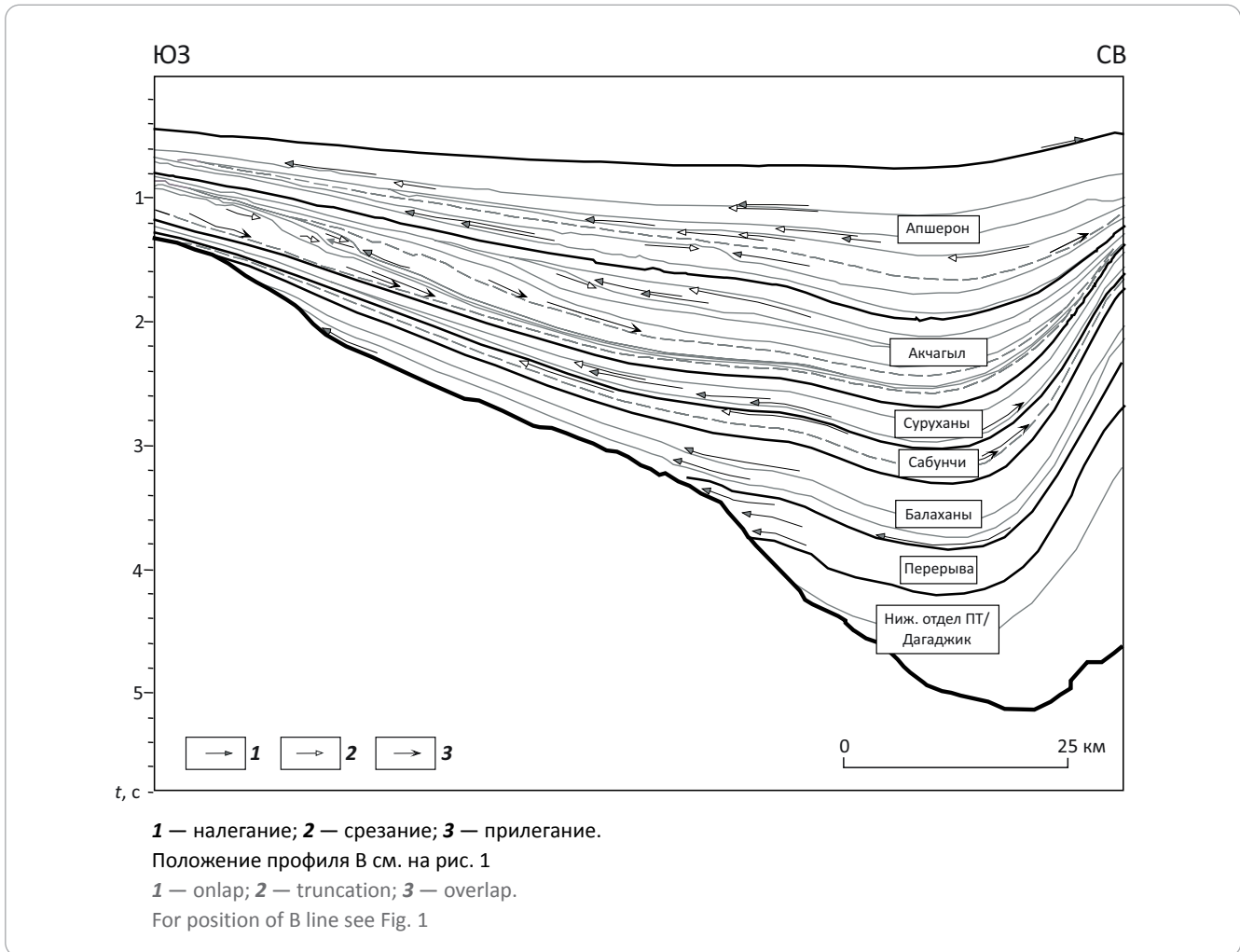
Основной нефтегазоматеринской толщей всей Южно-Каспийской впадины являются морские гли-

ны майкопской (олигоцен – нижний миоцен) и диатомовой (верхний миоцен) свит. Концентрация ОВ в них варьирует в диапазоне от 1,2 до 10 %. В связи с тем, что впадине свойственны низкие температурные градиенты (1,5 °С/100 м), нефтяное окно расположено на глубинах более 4 км и майкопские отложения преобразованы до градации МК<sub>1-2</sub> [22]. В пределах впадины преобладает вертикальная миграция, которая происходит преимущественно по разломам и жерлам грязевых вулканов. Вертикальная миграция УВ во всей Южно-Каспийской впадине подтверждается выбросами горючих газов при грязевых извержениях, очаги которых находятся в доплиоценовых, главным образом майкопских, нефтематеринских отложениях. Наличие разломов обеспечило в Южно-Каспийской впадине формирование большинства локальных структур и связанных с ними месторождений [23, 24].

Туркменская ступень является одним из основных перспективных районов Южно-Каспийского бассейна. Восточнее, на суше Туркменской низменности, открыты многочисленные месторождения УВ. Здесь также основным нефтегазоносным комплексом является плиоценовая красноцветная толща мощностью до 3 км. Все выявленные месторождения расположены в пределах Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий, протягивающейся по суше вдоль туркменского берега Каспия на 200 км. Здесь разведано 6 нефтегазовых и 7 газоконденсатных месторождений в плиоценовых песчаниках. Месторождения связаны с антиклиналями, нередко нарушенными сбросами. Число нефтяных пластов от 1 до 10. Плиоценовые отложения с крутым угловым несогласием залегают на мел-миоценовых отложениях. Но на крупной Туркменской ступени (в море) месторождений пока не выявлено. Здесь бурение проводилось на трех крупных структурах — Огурчинской, Ферсмановской и Западно-Эрдеклинской. Скв. Огурчинская-2 при забое 5355 м прошла



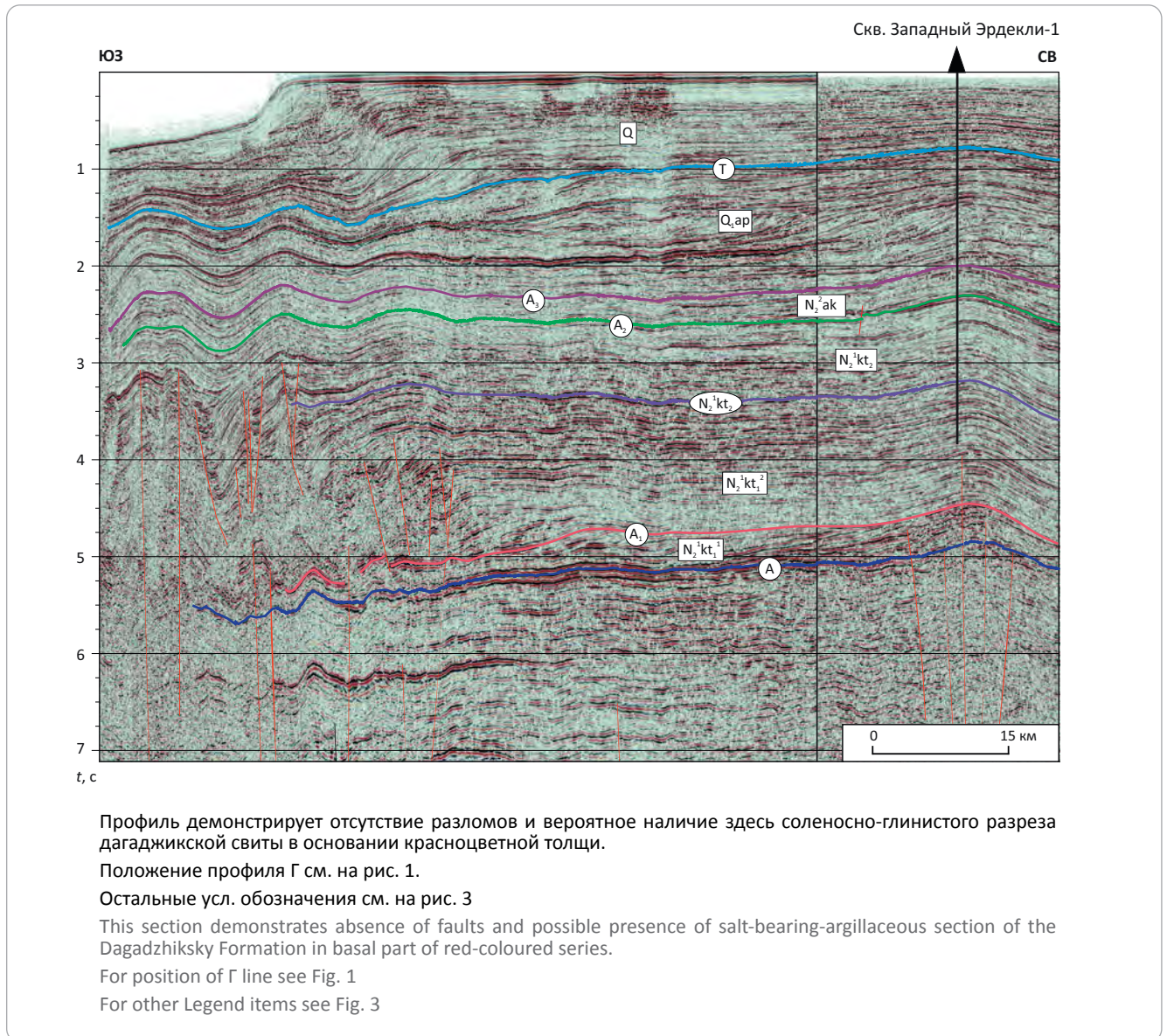
**Рис. 5.** Сейсмогеологический разрез юго-западного борта Южно-Каспийской впадины [21]  
**Fig. 5.** Geoseismic section of the south-western shoulder of South Caspian Depression [21]



по красноцветной толще более 3000 м и вскрыла только водоносные песчаные горизонты. На Фермановской структуре вскрыто около 2 км красноцветной толщи, и здесь также песчаные коллекторы оказались водоносными. На Западно-Эрдклинской структуре залежей УВ также не выявлено. Сейсмические материалы позволяют уточнить условия осадконакопления и объяснить отрицательные результаты бурения на туркменском шельфе. Мощность красноцветной толщи в пределах Туркменской ступени составляет 4–5 км. Таким образом, пробуренные здесь скважины не вскрыли нижнюю часть красноцветной толщи мощностью 1–2 км. Другой главной причиной отсутствия залежей УВ является отсутствие разломов, т. е. путей вертикальной миграции УВ, и наличие глинисто-соленосных отложений в основании красноцветной толщи. В нижней части нижнего плиоцена в дагаджикской свите преобладают глины и, вероятно, появляется соль, а сейсмический разрез становится «прозрачным», неслоистым и в нем фиксируются локальные раздувы мощностей типа дисгармоничных складок (см. рис. 6). Это позволяет предположить, что на Туркменской ступени в основании плиоцена залегает соленосно-глинистая толща. Такой вывод под-

тверждается широким распространением ангидритов в низах красноцветной толщи в нефтяных структурах п-ова Челекен и Гограньдаг-Окаремской зоны [9, 17]. Появление такой покрывки и отсутствие разломов сильно затрудняет вертикальную миграцию УВ из доплиоценовых нефтегазоматеринских пород. Этим, на взгляд авторов статьи, объясняется отсутствие залежей УВ на упомянутых разбуренных структурах. В смежных разрезах на Гограньдаг-Окаремской ступени и Апшеронском пороге имеются разломы, а соленосные отложения замещаются терригенными, что способствует вертикальной миграции УВ и формированию месторождений в плиоцене. На ряде площадей Западной Туркмении при вскрытии более древних доплиоценовых отложений также установлены интенсивные проявления газа и нефти [25]. Это приводит авторов статьи к выводу о высокой вероятности существования месторождений нефти и газа на Туркменской ступени под глинисто-соленосной пачкой красноцветной толщи, т. е. в основании последней. Глубина забоя разведочных скважин в этом случае должна превышать глубину подошвы плиоцена и составлять 6,5–7,5 км.

**Рис. 6.** Сейсмостратиграфический разрез Южно-Туркменской ступени  
**Fig. 6.** Seismo-stratigraphic section across the South Turkmenian Sill



К Южно-Каспийскому бассейну авторы статьи отнесли и Северо-Апшеронскую впадину, выполненную, как и на юге, мощной (до 5 км) плиоцен-четвертичной толщей песчано-глинистых пород. На юго-западном ее борту, на суше (Кусаро-Дивичинский прогиб), в отложениях палеогена и миоцена известно несколько небольших нефтегазовых месторождений. Нефтегазоносность остальной части впадины пока бурением не изучена. Здесь по аналогии с Южным Каспием также прогнозируется возможность обнаружения новых месторождений в плиоцене и, возможно, в более древних слоях. К нефтегазоматеринским породам большинство исследователей относит глинистые толщи олигоцен-миоцена и низы плиоценовых отложений.

Из-за малого объема доступной информации трудно оценить потенциал иранской части Южно-

Каспийской впадины. По имеющимся данным, там открыто пять месторождений, но ни одно из них не разрабатывается. Плиоцен-четвертичные континентальные отложения имеют мощность 1600–2000 м на прибрежной равнине, и в море она, вероятно, существенно возрастает [26].

Остается не изученной бурением глубоководная часть Южного Каспия. О ее перспективности свидетельствует наличие мощной плиоцен-четвертичной толщи и открытие в последние годы в ее северо-западной части крупного газоконденсатного месторождения Шах-Дениз с запасами около 600 млрд м<sup>3</sup> и нефтяного месторождения Сардар-Жангал с запасами 67 млн т нефти и 14 млрд м<sup>3</sup> газа. Здесь возможно выявление новых залежей на глубинах 5–7 км. В то же время необходимо иметь в виду, что неразведанные более глубоководные

части Южного Каспия (с глубинами дна от 200 до 900 м), по результатам бурения на месторождениях Шах-Дениз, Карабах, Огуз и др., характеризуются более глинистыми разрезами и, вероятно, будут содержать преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения.

### Заключение

На основе изучения доступных скважинных и сейсмических материалов и основных публикаций уточнены важные для оценки нефтегазоносности особенности геологического строения Южно-Каспийской впадины. Согласно результатам анализа мощностей плиоцен-четвертичных отложений, северная граница впадины проведена по седиментационному уступу у Ямало-Песчаномысского и Карабогазского поднятий. Апшеронский порог является внутренней структурой впадины и его формирование связано с Кавказско-Копеттдагским

молодым сдвигом. Выполнена увязка нижних горизонтов плиоцена. Установлено, что дагаджикская свита красноцветной толщи туркменского сектора впадины соответствует пяти нижним свитам продуктивной толщи западной части впадины. По особенностям волнового сейсмического поля и наличию ангидритов в скважинах на суше предполагается, что нижняя часть красноцветной толщи на туркменском шельфе имеет глинисто-соленосный состав. Эта особенность разреза и отсутствие разломов в плиоцене туркменского шельфа обусловили, по представлениям авторов статьи, отсутствие залежей УВ в трех крупных разбуренных структурах. Известно, что месторождения УВ во впадине формируются за счет вертикальной миграции из майкопской и диатомовых свит. В связи с этим на Туркменской ступени месторождения УВ с высокой вероятностью прогнозируются под глинисто-соленосной толщей на глубинах 6,5–7,5 км.

### Литература

1. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Мукашева Н.В. Прогноз и поиски месторождений нефти и газа в глубоководных отложениях акватории Южного Каспия // Теоретические основы и технологии поиска и разведки нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 4–13.
2. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. – М.: ГЕОС, 2010. – 63 с.
3. Патина И.С., Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Копп М.Л., Антипов М.П. Крымско-Копетдагская зона концентрированных орогенических деформаций как трансрегиональный позднеколлизийный правый сдвиг // Геотектоника. – 2017. – № 4. – С. 17–30. DOI: 10.7868/S0016853X17040063.
4. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое / Под ред. М.Н. Алексеева. – М.: Геологический институт АН СССР, 1991. – Т. 2. – 104 с.
5. Блискавка А.Г. Ербентский эрозионный врез // Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. – 1963. – Т. 109. – Вып. 14. – С. 38–43.
6. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Царегородцева Т.К., Курина Е.Е. Акчагыльско-апшеронские отложения северной части Каспийского региона (Северный Каспий): особенности строения, эволюции и нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 39–53. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-39-53.
7. Gibbard P.L., Head M.J. The newly-ratified definition of the Quaternary System/Period and redefinition of the Pleistocene Series/Epoch, and comparison of proposals advanced prior to formal ratification // Episodes. – 2010. – V. 33. – № 3. – С. 152–158.
8. Lazarev S., Kuiper K.F., Oms O., Bukhsianidze M., Vasilyan D., Jorissen E.L., Bouwmeester M.J., Aghayeva V., van Amerongen A.J., Agustí J., Lordkipanidze D., Krijgsman W. Five-fold expansion of the Caspian Sea in the late Pliocene: New and revised magnetostratigraphic and <sup>40</sup>Ar/<sup>39</sup>Ar age constraints on the Akchagylian Stage // Global and Planetary Change. – 2021. – Т. 206. – С. 1–19. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2021.103624.
9. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных бассейнов СССР. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция. – М.: Недра, 1987. – С. 255–274.
10. Jones R.W., Simmons M.D. A review of stratigraphy of eastern Paratethys (Oligocene–Holocene) // Bulletin of the Natural History Museum London (Geology). – 1996. – Т. 52. – С. 25–49.
11. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А. и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: Недра, 2004. – 342 с.
12. Мамедов П.З. Региональная сейсмостратиграфия осадочных толщ Среднего и Южного Каспия // Сейсмостратиграфические исследования в СССР. – М.: Наука, 1990. – С. 91–104.
13. Javadova A.T. Pliocene microfauna, stratigraphy and palaeoenvironment of the Productive and Red Series in the South Caspian Basin // Crossing boundaries in ostracod research: мат-лы 9th European Ostracodologists' Meeting (Gdańsk, Poland, 19–22 July 2019). – 116 с.
14. Геология Азербайджана. Т. I. Стратиграфия. Часть вторая — мезозой и кайнозой. – Баку: АН Азербайджана. Институт геологии, 1997. – 636 с.
15. Геология СССР. Т. XXII. Туркменская ССР, геологическое описание / Под ред. Н.П. Луппова, В.В. Семеновича, Л.Н. Смирнова. – М.: Недра, 1972. – С. 18, 329–382, 728–733.
16. Луппов Н.П. О среднеплиоценовом этапе в геологической истории Закаспия // Новые данные по геологии западной части Средней Азии. Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. – Л.: Геолтехиздат, 1963. – Т. 109. – С. 11–37.
17. Низьев В.А., Тораев О., Островская Т.Д., Якубсон О.Д., Иванишин В.А. О составе и строении нижней части красноцветной толщи Челекена и подстилающих ее отложений // Вопросы геологии и гидрологии нефтегазоносных районов Туркмении: Труды Туркменского филиала ВНИИ. Вып. 7. – М.: Недра, 1965. – С. 276–289.
18. Али-заде А.А., Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана. – Ашхабад: Ылым, 1985. – 355 с.

19. Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Волож Ю.А., Зверев В.П., Копп М.Л., Костинова И.А., Лаврушин Ю.А. Геологические аспекты колебаний уровня Каспийского моря // Глобальные изменения природной среды. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – С. 30–57.
20. Мамедов П.З. Сейсмостратиграфические (возрастные) подразделения осадочного чехла ЮКМВ // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов. – 2007. – № 1 – С. 102–115.
21. Abreu V., Nummedal D. Miocene to Quaternary Sequence Stratigraphy of the South and Central Caspian Basins // Oil and gas of the Greater Caspian area: AAPG Studies in Geology. – 2007. – № 55. – С. 65–86. DOI:10.1306/1205845St553000.
22. Lerche I., Bagirov E., Nadirov R., Tagiyev M., and Guliyev I. Evolution of the South Caspian Basin: Geologic risks and probable hazards. – Baku : Nafta-Press, 1997. – 240 с.
23. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Григорьянц Б.В., Бунуат-заде З.А., Кастрюлин Н.С. Роль разрывных нарушений и грязевого вулканизма в формировании нефтегазовых скоплений (на примере Южно-Каспийской впадины) // Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. – М. : Наука, 1985. – С. 183–193.
24. Гулиев И.С., Левин Л.Е., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку : Nafta-Press, 2003. – 127 с.
25. Клещев К.А., Шеин В.С., Славкин В.С. Новая концепция геологического строения и нефтегазоносности Западной Туркмении // Геология нефти и газа. – 1992. – № 5. – С. 17–20.
26. Berberian M. The southern Caspian: A compressional depression floored by a trapped, modified oceanic crust // Canadian Journal of Earth Sciences. – 1983. – V. 20. – № 2. – С. 163–183. DOI:10.1139/e83-015.

## References

1. Kerimov V.Yu., Rachinskii M.Z., Mustaeв R.N., Serikova U.S., Mukasheva N.V. Prognoz i poiski mestorozhdenii nefiti i gaza v glubokozalegayushchikh otlozheniyakh akvatorii Yuzhnogo Kaspiya [Oil and gas field prediction and exploration in deep seated deposits of South Caspian waters]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiska i razvedki nefiti i gaza*. 2012;(3):4–13. In Russ.
2. Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N. Konsolidirovannaya kora Kaspiiskogo regiona: opyt raionirovaniya [Consolidated crust of Caspian region: attempts of zonation]. Moscow: GEOS; 2010. 63 p. In Russ.
3. Patina I.S., Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Kopp M.L., Antipov M.P. Crimea–Kopet Dagh zone of concentrated orogenic deformations as a transregional late collisional right-lateral strike-slip fault. *Geotektonika*. 2017;(4):17–30. DOI: 10.1134/S0016852117040069.
4. Atlas paleogeograficheskikh kart. Shel'fy Evrazii v mezozoe i kainozoe [Atlas of paleogeographic maps. Shelves of Eurasia in Mesozoic and Cenozoic]. In: M.N. Alekseev ed. Moscow : Geologicheskii institut AN SSSR; 1991. V. 2. 104 p. In Russ.
5. Bliskavka A.G. Erbentskii ehrozionnyi vrez [Erbentsky erosion channel]. *Trudy VSEGEI. Novaya seriya*. 1963;109(14):38–43. In Russ.
6. Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Tsaregorodtseva T.K., Kurina E.E. Akchagyl'sky-Absheronsky deposits in Northern Caspian region: features of structure, evolution, and oil and gas occurrence. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(5):39–53. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-39-53. In Russ.
7. Gibbard P.L., Head M.J. The newly-ratified definition of the Quaternary System/Period and redefinition of the Pleistocene Series/Epoch, and comparison of proposals advanced prior to formal ratification. *Episodes*. 2010;33(3):152–158.
8. Lazarev S., Kuiper K.F., Oms O., Bukhsianidze M., Vasilyan D., Jorissen E.L., Bouwmeester M.J., Aghayeva V., van Amerongen A.J., Agustí J., Lordkipanidze D., Krijgsman W. Five-fold expansion of the Caspian Sea in the late Pliocene: New and revised magnetostratigraphic and <sup>40</sup>Ar/<sup>39</sup>Ar age constraints on the Akchagyl Stage. *Global and Planetary Change*. 2021;206:1–19. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2021.103624.
9. Spravochnik po stratigrafii neftegazonosnykh basseinov SSSR. Yuzhno-Kaspiiskaya neftegazonosnaya provintsiya [Stratigraphy of the USSR oil and gas bearing basins: Reference Book. South Caspian Petroleum Province]. Moscow: Nedra; 1987. pp. 255–274. In Russ.
10. Jones R.W., Simmons M.D. A review of stratigraphy of eastern Paratethys (Oligocene–Holocene). *Bulletin of the Natural History Museum London (Geology)*. 1996;52:25–49.
11. Glumov I.F., Malovitskii Yu.P., Novikov A.A. et al. Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo moraya [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow: Nedra; 2004. 342 p. In Russ.
12. Mamedov P.Z. Regional'naya seismostratigrafiya osadochnykh tolshch Srednego i Yuzhnogo Kaspiya [Sedimentary sequences of Middle and Southern Caspian: regional seismic stratigraphy]. In: Seismostratigraficheskie issledovaniya v SSSR. Moscow: Nauka; 1990. pp. 91–104. In Russ.
13. Javadova A.T. Pliocene microfauna, stratigraphy and palaeoenvironment of the Productive and Red Series in the South Caspian Basin. In: Crossing boundaries in ostracod research: mat-ly 9th European Ostracodologists' Meeting (Gdańsk, Poland, 19–22 July 2019). 116 p.
14. *Geologiya Azerbaidzhana*. T. I. Stratigrafiya. Chast' vtoraya — mezozoi i kainozoi [Geology of Azerbaijan. Vol. I. Stratigraphy. Part Two: Mesozoic and Cenozoic]. Baku: AN Azerbaidzhana. Institut geologii; 1997. 636 p. In Russ.
15. *Geologiya SSSR*. T. XXII. Turkmenskaya SSR, geologicheskoe opisanie [Geology of USSR. Vol. XXII. Turkmen SSR, geological description]. In: N.P. Luppov, V.V. Semenovich, L.N. Smirnov, eds. Moscow: Nedra; 1972. pp. 18, 329–382, 728–733. In Russ.
16. Luppov N.P. O srednepliotsevom ehtape v geologicheskoi istorii Zakaspiya [Middle Pliocene stage in geological history of Transcaspiian region]. Novye dannye po geologii zapadnoi chasti Srednei Azii. *Trudy VSEGEI. Novaya seriya*. 1963;109:11–37. In Russ
17. Niz'ev V.A., Toraev O., Ostrovskaya T.D., Yakubson O.D., Ivanishin V.A. O sostave i stroenii nizhnei chasti krasnotsvetnoi tolshchi Chelekena i podstilayushchikh ee otlozhenii [Cheleken Peninsula: composition and architecture of basal part of red-coloured series and subjacent formations]. In: Voprosy geologii i gidrologii neftegazonosnykh raionov Turkmenii: Trudy Turkmenskogo filiala VNII. Vyp. 7. Moscow: Nedra; 1965. pp. 276–289. In Russ.
18. Ali-zade A.A., Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N. et al. Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Yugo-zapadnogo Turkmenistana [Geology of oil and gas fields in south-western Turkmenistan]. Ashkhabad: Ylym; 1985. 355 p. In Russ.
19. Leonov Yu.G., Antipov M.P., Volozh Yu.A., Zverev V.P., Kopp M.L., Kostikova I.A., Lavrushin Yu.A. Geologicheskie aspekty kolebaniy urovnya Kaspiiskogo morya [Geological aspects of the Caspian Sea level variations]. In: Global'nye izmeneniya prirodnoi sredy. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NITS OIIGGM; 1998. pp. 30–57. In Russ.

20. Mamedov P.Z. Seismostratigraficheskie (vozrastnye) podrazdeleniya osadochnogo chekhla YUKMV [Seismostratigraphic (age-related) units of sedimentary cover of South Caspian Megadepression]. *Stratigrafiya i sedimentologiya neftegazonosnykh basseinov*. 2007;(1):102–115. In Russ.
21. Abreu V., Nummedal D. Miocene to Quaternary Sequence Stratigraphy of the South and Central Caspian Basins. Oil and gas of the Greater Caspian area: *AAPG Studies in Geology*. 2007;(55):65–86. DOI:10.1306/1205845St553000.
22. Lerche I., Bagirov E., Nadirov R., Tagiyev M., Guliyev I. Evolution of the South Caspian Basin: Geologic risks and probable hazards. Baku: Nafta-Press; 1997. 240 p.
23. Mekhtiev Sh.F., Salaev S.G., Grigor'yants B.V., Buniat-Zade Z.A., Kastryulin N.S. Rol' razryvnykh narushenii i gryazevego vulkanizma v formirovaniy neftegazovykh skoplenii (na primere Yuzhno-Kaspiiskoi vpadiny) [Role of faults and mud volcanism in formation of oil and gas accumulations (example of South Caspian Depression)]. In: *Global'nye tektonicheskie zakonomernosti neftegazonakopleniya*. Moscow: Nauka; 1985. pp. 183–193. In Russ.
24. Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L. Uglevodorodnyi potentsial Kaspiiskogo regiona (sistemnyi analiz) [Hydrocarbon potential of Caspian region (systems analysis)]. Baku: Nafta-Press; 2003. 127 p. In Russ.
25. Kleshchev K.A., Shein V.S., Slavkin V.S. Novaya kontseptsiya geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti Zapadnoi Turkmenii [New concepts of geological structure and oil and gas occurrence in Western Turkmenistan]. *Geologiya nefi i gaza*. 1992;(5):17–20. In Russ.
26. Berberian M. The southern Caspian: A compressional depression floored by a trapped, modified oceanic crust. *Canadian Journal of Earth Sciences*. 1983;20(2):163–183. DOI:10.1139/e83-015.

### Информация об авторах

#### Царегородцева Татьяна Константиновна

Младший научный сотрудник  
ФГБУН «Геологический институт Российской академии наук»,  
119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7  
e-mail: tatiana.bakay@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-5513-8213

#### Быкадоров Виталий Алексеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,  
старший научный сотрудник  
ФГБУН «Геологический институт Российской академии наук»,  
119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7  
e-mail: vbykadorov@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0002-7011-7728

#### Волож Юрий Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник  
ФГБУН «Геологический институт Российской академии наук»,  
119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7  
e-mail: yvolozh@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069  
SCOPUS ID: 6602568172

### Information about authors

#### Tatiana K. Tsaregorodtseva

Junior researcher,  
Geological Institute of Russian Academy of Sciences,  
7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia  
e-mail: tatiana.bakay@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-5513-8213

#### Vitalii A. Bykadorov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior Researcher  
Geological Institute of Russian Academy of Sciences,  
7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia  
e-mail: vbykadorov@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0002-7011-7728

#### Yurii A. Volozh

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Chief Researcher,  
Geological Institute of Russian Academy of Sciences,  
7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia  
e-mail: yvolozh@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069  
SCOPUS ID: 6602568172



УДК 551.24.01

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-39-51

## Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин с учетом новых сейсмических данных

© 2022 г. | В.И. Шегай<sup>1</sup>, А.В. Толстик<sup>2</sup>

<sup>1</sup>«Научно-технологический центр НИС-Нафtagас» д.о.о., Нови Сад, Сербия, shegai.vi@nis.rs;

<sup>2</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия; a\_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 02.02.2022 г.

Доработана 21.03.2022 г.

Принята к печати 29.03.2022 г.

**Ключевые слова:** *Охотоморский регион; о-в Сахалин; сдвиговая тектоника; нефтегазоносность; нефть; газ.*

**Аннотация:** Анализ новых сейсмических данных показал, что в интервале кайнозойской истории структурно-тектонической эволюции о-ва Сахалин можно отметить три этапа тектонической активности, во многом определивших современный облик северо-восточного шельфа о-ва Сахалин и прилегающего шельфа. На раннемиоценовом этапе происходит заложение большей части сдвиговых дислокаций северо-восточного шельфа о-ва Сахалин. Отмечается лучеобразная конфигурация сдвигов. Они берут начало на стыке Пограничного блока Охотоморской плиты (совгаванский/мынгинский разлом) и хоккайдо-сахалинского сдвига, раскрываясь в восточном и северо-восточном направлениях. По всей видимости, активизация этой системы сдвиговых дислокаций на фоне растяжения литосферы и формирования расположенной восточнее изучаемой площади Дерюгинской котловины стала причиной разрушения палеогенового Киринского мегаподнятия, на месте которого формируются Киринская и Южно-Киринская структуры. Часть крупных блоков (Ногликский, Лопатинский, Дерюгинский, Норский, Ульяновский) сдвигается далеко на восток. Судя по их современному положению, амплитуда сдвигов в это время могла достигать сотни километров и более. Среднемиоценовый и плиоцен-четвертичный этапы тектоногенеза ярко выражены в активности восточно-сахалинского сдвига. Происходит интенсивный рост вытянутой вдоль восточно-сахалинского сдвига группы структур. Синхронное развитие на протяжении миоцен-плиоценового времени позволило объединить их в единую Одоптинско-Шмидтовскую приподнятую зону. Важным результатом проведенных исследований стал вывод о том, что плиоцен-четвертичная сдвиговая активность может стать причиной частичного разрушения целостности покрывки залежей. Близкое расположение восточно-одоптинского сдвига принято за более вероятную причину дегазации залежей месторождения Нептун.

*Для цитирования:* Шегай В.И., Толстик А.В. Особенности структурно-тектонической эволюции северо-восточного шельфа о-ва Сахалин с учетом новых сейсмических данных // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-39-51.

## North-eastern Sakhalin Shelf: features of structural and tectonic evolution in view of new seismic data

© 2022 | V.I. Shegai<sup>1</sup>, A.V. Tolstikov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>NIS-NAFTAGAS D.O.O, Novi Sad, Serbia, shegai.vi@nis.rs;

<sup>2</sup>Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia; a\_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Received 02.02.2022

Revised 21.03.2022

Accepted for publication 29.03.2022

**Key words:** *Okhotomorsky region; Sakhalin Island; pull-apart tectonics; hydrocarbon potential; oil; gas.*

**Abstract:** Analysis of new seismic data showed that three stages of tectonic activity, which largely determined the current outlook of north-eastern Sakhalin and neighbouring shelf, can be identified in the Cenozoic interval of structural and tectonic evolution of Sakhalin Island. In Early Miocene stage, most of strike-slip dislocations in the north-eastern shelf of Sakhalin Island originated. It was found that configuration of strike-slip faults is radial. They take their rise at the joint of Pogranichny block of Okhotomorsky Plate (Sovgavansky/Mynginsky fault) and Khokkaido-Sakhalinsky strike-slip fault, and open in eastern and north-eastern directions. Activation of this system of strike-slip dislocations against the background of lithosphere expansion and formation of the Deryuginsky Basin situated to the east of the study area was a most likely cause of destruction of Kirinsky Paleogene mega-high and formation of Kirinsky and South Kirinsky structures there. Some of the large blocks (Nogliksky, Lopatinsky, Deryuginsky, Norsky, and Ulvinsky) move far towards the east. Judging by their current position, amplitude of the movement at that time could be hundreds of kilometers or more. Middle Miocene and Pliocene-Quaternary stages of tectogenesis are pronounced in the activity of the East Sakhalinsky strike-slip fault. Group of structures extending along the East Sakhalinsky strike-slip fault grow intensively. Synchronous evolution during Miocene and Pliocene allowed combining them into a single Odoptinsky-Schmidtovsky upstanding zone. The conclusion that Pliocene-Quaternary strike-slip activity may result in partial violation of seal above the accumulations was the important result

of the studies conducted. The proximity of the East Odoptinsky strike-slip fault is supposed to be a most probable cause of gas escape from the Neptun field pools.

For citation: Shegai V.I., Tolstikov A.V. North-eastern Sakhalin Shelf: features of structural and tectonic evolution in view of new seismic data. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(4):39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-39-51. In Russ.

## Введение

Кайнозойская структурно-тектоническая эволюция северо-восточного шельфа о-ва Сахалин и прилегающего шельфа во многом контролировалась системой сдвиговых дислокаций, которые определили современный структурный облик исследуемого участка. Выделение и трассировка таких дизъюнктивных нарушений затруднительны, а часто и невозможны без материалов сейсморазведки МОГТ-3D<sup>1</sup> [1]. В последние годы осуществлен значительный объем площадных сейсморазведочных работ, интерпретация которых позволила детализировать представления о строении северо-восточного сектора сахалинского шельфа и по-новому взглянуть на историю структурно-тектонического развития этого района.

Исследования осложнялись неравномерной изученностью северо-восточного шельфа Сахалина и прилегающих участков шельфа. В первую очередь это относится к Венинскому блоку, который исследовался преимущественно методами 2D-сейсморазведки (рис. 1). Он расположен между Киринским и объединенным Аяшским и Восточно-Одоптинским участками, осложняя совместный анализ имеющихся данных, что обусловило следующий подход к решению задачи:

- изучение южной части северо-восточного шельфа о-ва Сахалин (Киринский блок);
- изучение северной части северо-восточного шельфа о-ва Сахалин (Аяшский и Восточно-Одоптинский блоки);
- совместный анализ полученных результатов, их обобщение с региональными данными и материалами по сопредельным участкам для выявления зональных закономерностей.

Исследования проводились на основе наиболее актуальной стратиграфической схемы изучаемого региона, предложенной В.В. Харахиновым в 2019 г. [2]. Положение основных сейсмических отражающих горизонтов и их связь с основными этапами тектонической активности иллюстрирует работа [3, рис. 2].

Основой проведенных исследований послужили карты изохрон и временных толщин между опорными отражающими горизонтами (рис. 2, 3), сейсмические разрезы и атрибуты, а также результаты региональных и зональных исследований прошлых лет [4–11].

## Палеоген

Четыре этапа кайнозойского развития Сахалинского региона (палеоценовый, ранне-средне-

эоценовый, средне-позднеэоценовый, поздне-олигоценый) оказали ограниченное влияние на северо-восточный шельф о-ва Сахалин. В основном тектоническая активность проявилась в северной части изучаемого района, где происходила активизация восточно-сахалинского сдвига. Вдоль него закартированы участки увеличенных толщин отложений палеогена. Наиболее выраженные из них расположены в районе Аяшко-Дагинской приподнятой зоны, восточный блок которой смещен на 13 км к югу (рис. 4, 5). В остальном мощности отложений палеогена достаточно хорошо выдержаны по всей площади Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков (см. рис. 3). Зональные тенденции изменения толщин свидетельствуют об отсутствии крупных структур (поднятий и прогибов) в палеорельефе палеогена.

По результатам проведенных исследований можно констатировать ограниченное влияние палеогеновых фаз тектонической активности на формирование современного облика северо-восточного шельфа о-ва Сахалин. Участки, изученные сейсморазведкой, располагались на близких палеогипсометрических уровнях, что указывает на более позднее (раннемиоценовое) время интенсивной структурной перестройки северо-восточной части сахалинского шельфа. Тектоническая активность в палеогене отражается в заложении Северо-Сахалинского прогиба, активации восточно-сахалинского сдвига и формировании самостоятельного Мынгинского приподнятого блока.

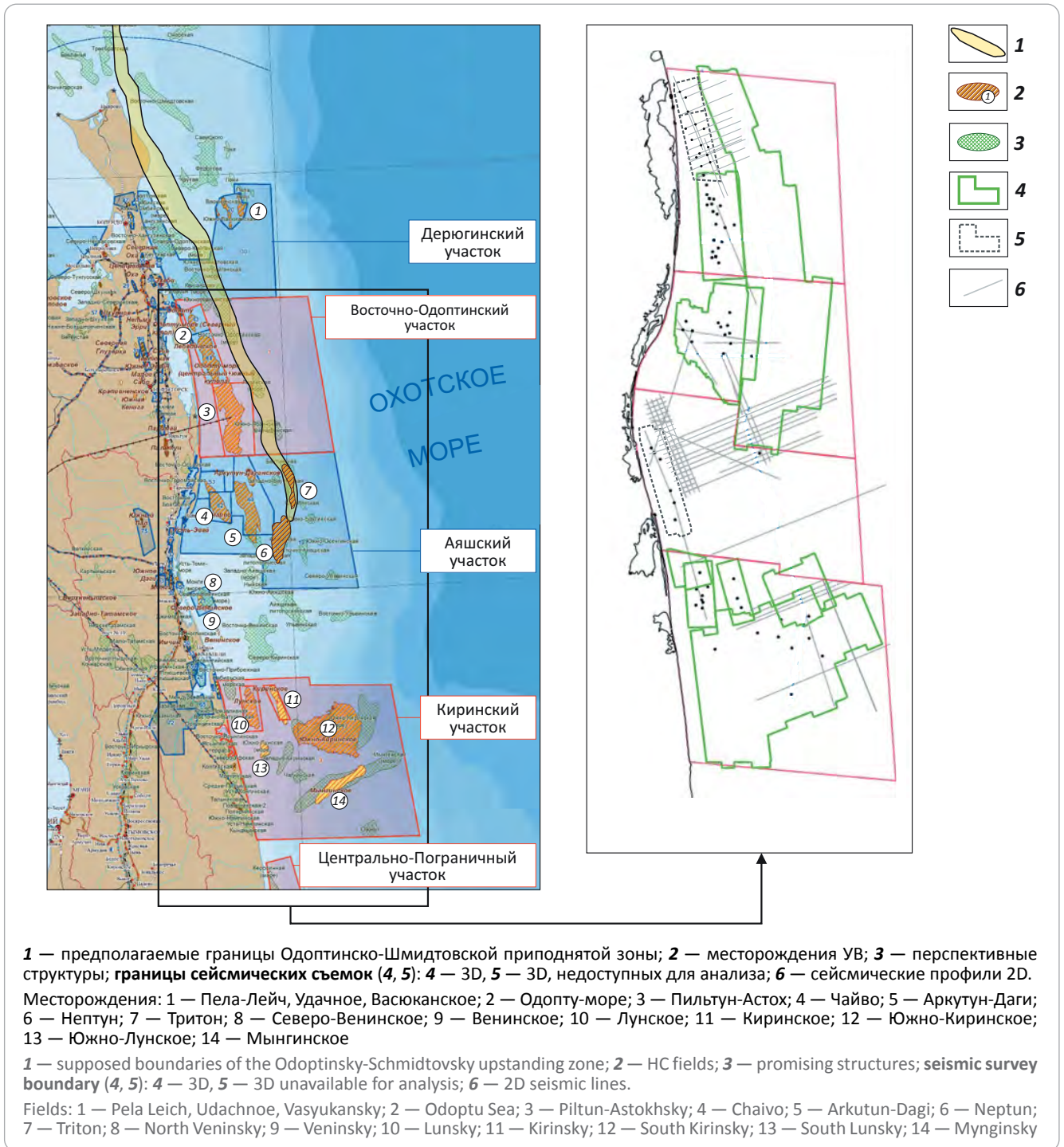
## Ранне-среднемиоценовый этап

Раннемиоценовый этап (23,8–16,9 млн лет) начался с интенсивного растяжения литосферы и закончился формированием крупнейшей депрессии Циркумсахалинской субпровинции с депоцентром в Дерюгинской глубоководной котловине [2], что привело к интенсивной структурно-тектонической перестройке северо-восточной части сахалинского шельфа.

Транстенсионный режим обусловил интенсивное погружение дна бассейна в районе Венинского и Киринского блоков. Одновременно на этом участке шельфа происходит формирование и активизация системы правосторонних сдвигов. Наиболее крупный из них — прибрежный. Он протягивается через весь Киринский блок, оконтуривая западное и северное окончания Южно-Киринского поднятия (в современной конфигурации) (см. рис. 2, 3). На его западном окончании сформирован чешуйчатый веер сжатия (структура конский хвост), к которому приурочена серия надвигов, протягивающихся на запад, за пределы изучаемой площади (рис. 6). Подобные структуры и механизмы их формирования

<sup>1</sup>Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) : дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2009. – 330 с.

Рис. 1. Обзорная карта изучаемого района (по материалам ВНИГНИ, 2019)  
 Fig. 1. Location map of the study area (according to VNIIGNI, 2019)



хорошо изучены и часто сопровождают крупные сдвиговые дислокации [10].

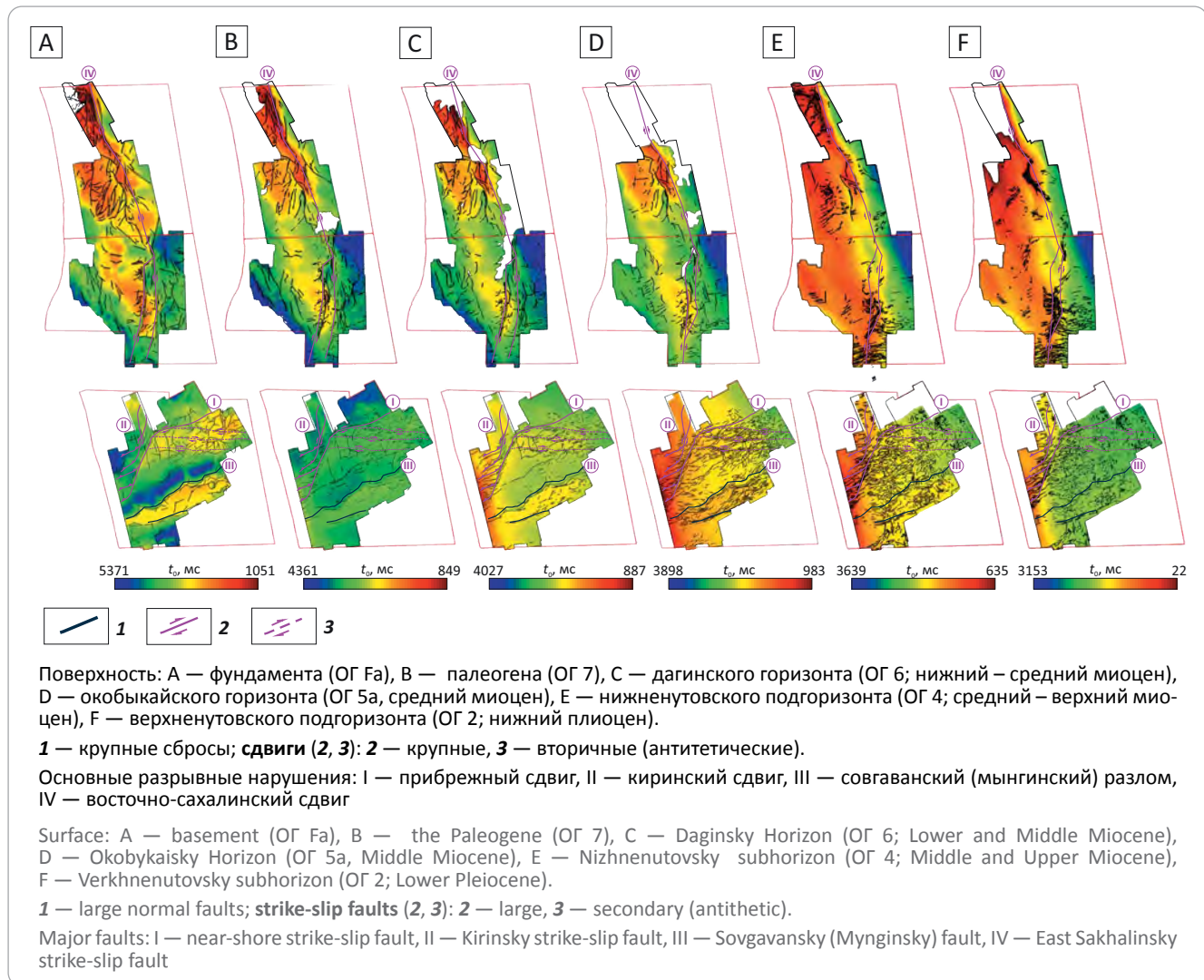
Характерной особенностью прибрежного сдвига является смена его направления с северо-восточного на субширотное. Восточный (субширотный) отрезок сдвига принимает направление совгаванского (мынгинского) регионального сброса. На этом же участке отмечается формирование системы вторичных (антитетических) сдвигов.

Они ориентированы в юго-восточном направлении и осложняют Южно-Киринское поднятие по всей его площади.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют об определяющем влиянии сдвиговой тектоники на становление Южно-Киринского поднятия. На участке между прибрежным сдвигом и совгаванским региональным сбросом формируется зона проседания-растяжения (pull-apart). Сложное



**Рис. 2.** Карты изохрон отражающих горизонтов  
**Fig. 2.** Time structure maps of reflection horizons



взаимодействие сдвиговых дислокаций обусловило вращение и воздымание Южно-Киринского поднятия и синхронное погружение Мынгинской синклинали. Эти процессы сопровождалась формированием множества разнонаправленных сколов на этом участке, определивших блоковое строение приуроченных к этому объекту залежей.

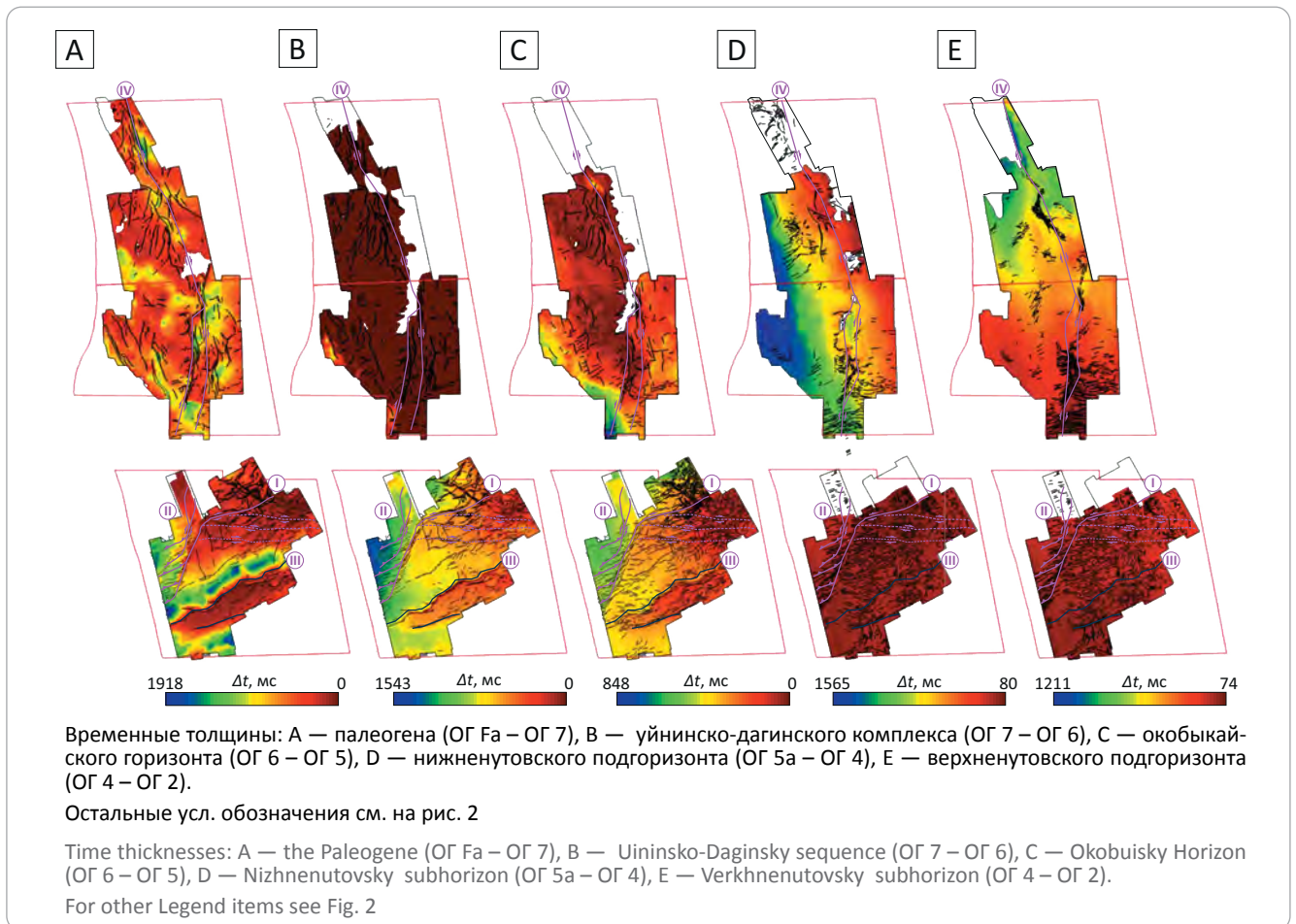
К западу от прибрежного прослеживается киринский сдвиг. На его южном окончании выделяется чешуйчатый веер сжатия, а в районе Киринского поднятия — присдвиговый дуплекс сжатия. То есть активность этого сдвига обеспечила и формирование Южно-Лунской структуры, и продолжительное конседиментационное развитие Киринской структуры.

Учитывая важную структуроформирующую роль сдвиговых дислокаций в пределах изучаемой площади, была построена обобщенная структурная карта нижнемиоценового дагинского горизонта Киринского и Венинского блоков. Она включает в себя все результаты площадных сейсморазведочных работ и позволила установить близкую морфологи-

ческую характеристику структур, расположенных в юго-западной части исследуемой площади: Венинское, Набильское (море), Лунское и Южно-Лунское локальные поднятия. Все они представляют собой вытянутые в субмеридиональном направлении линейные антиклинальные структуры, нарушенные серией разломов субширотного и/или северо-восточного простирания. По всей видимости, все они приурочены к присдвиговым веерам сжатия. То есть каждая из этих структур маркирует начало сдвига, что подразумевает более широкое развитие таких разрывных нарушений в северо-восточной части сахалинского шельфа, чем считалось ранее (см. рис. 5).

Результаты проведенных исследований позволяют отметить лучеобразную конфигурацию сдвигов. Они берут начало на стыке Пограничного блока Охотоморской плиты (совгаванский/мынгинский разлом) и хоккайдо-сахалинского сдвига, раскрываясь в восточном и северо-восточном направлениях. По всей видимости, активизация этой системы сдвиговых дислокаций на фоне растяжения лито-

**Рис. 3.** Карты временных толщин между отражающими горизонтами  
**Fig. 3.** Maps of time thickness between reflection horizons



сферы и формирования расположенной восточнее изучаемой площади Дерюгинской котловины стала причиной разрушения Киринского мегаподнятия. Часть составляющих его блоков (Ногликский, Лопатинский, Дерюгинский, Норский, Ульвинский) сдвигается далеко на восток. Судя по их современному положению, амплитуда сдвигов в это время могла достигать 100 км и более (рис. 7).

Синхронно с разрушением Киринского мегаподнятия происходило формирование крупного Северо-Сахалинского прогиба, депоцентр которого располагался в районе Чайвинско-Венинской синклинали. Эти процессы обеспечили накопление мощной толщи ниже-среднемиоценовых отложений в районе Венинского и Киринского блоков, определив ареал нефтегазоносности уйнинско-дагинского комплекса в пределах северо-восточного шельфа о-ва Сахалин.

Отдельного рассмотрения заслуживает Южно-Кириинская структура, поскольку, исходя из представленной гипотезы и предполагаемой амплитуды сдвигов, она тоже должна была переместиться вглубь бассейна. По-видимому, данное поднятие сохранило свое местоположение благодаря взаимодействию прибрежного сдвига и системы приуроченных к нему вторичных (антитетических)

сдвигов с совгаванским (мынгинским) разломом. В результате на этом локальном участке была сформирована система интенсивного сжатия-растяжения, полюс вращения которой располагался на стыке Южно-Кириинской структуры и Мынгинского прогиба. Эти процессы не позволили Южно-Кириинскому блоку переместиться вглубь бассейна и обеспечили длительное конседиментационное развитие обеих структур (рис. 8).

На участках Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков в это время преобладает спокойный тектонический режим. В пределах изучаемой площади отмечается формирование серии поднятий, расположенных вдоль восточно-сахалинского сдвига. Проведенные изыскания показали, что приуроченная к этому сдвигу группа структур (с севера на юг: Шмидтовская, Северо-Одоптинская, Восточно-Одоптинская, Лозинская, Баутинская) синхронно развивалась в течение большей части миоцен-плиоценового времени, что позволяет рассматривать ее как единый структурный элемент. В рамках настоящей статьи он назван Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоной.

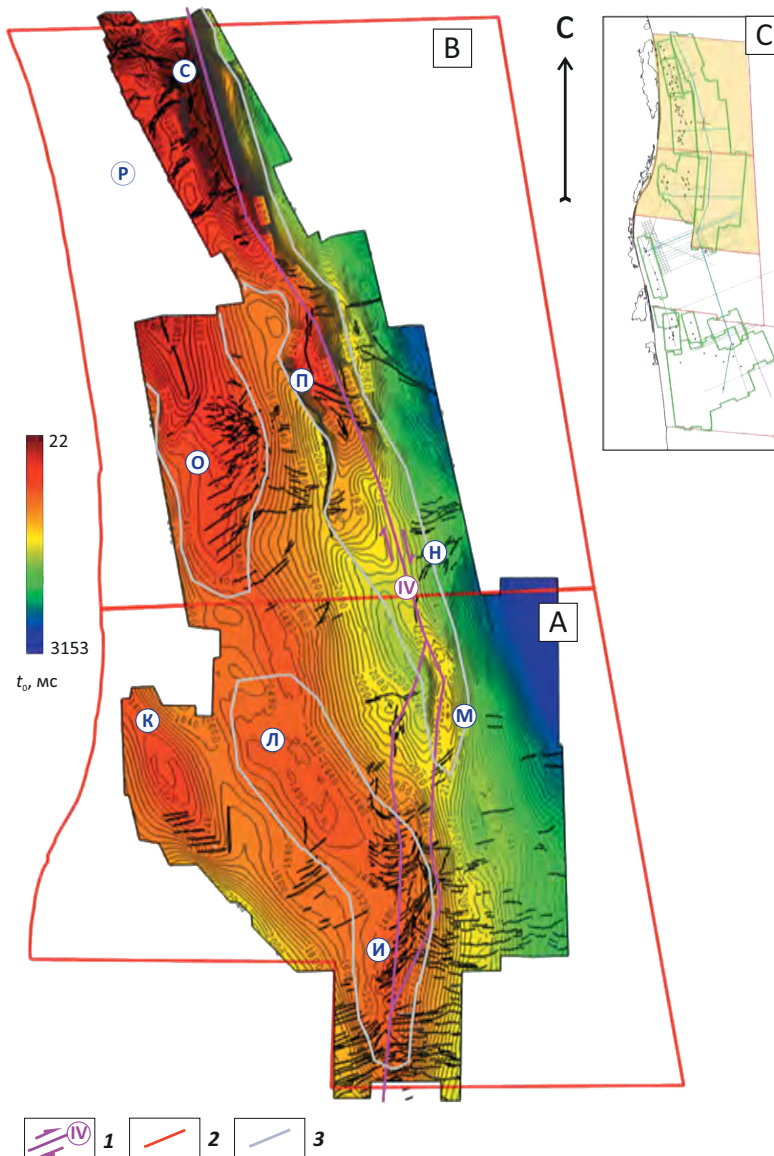
### Средне-позднемиоценовый этап

В рамках средне-позднемиоценового этапа тектогенеза (15,5–5 млн лет) отмечается продол-



## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Схема расположения основных структур — Аяшский (А) и Восточно-Одоптинский (В) блоки  
 Fig. 4. Map of main structures location: Ayashsky (A) and East Odoptinsky (B) blocks



С — схема изученности сейсморазведкой и бурением северо-восточной части сахалинского шельфа.

**1** — восточно-сахалинский сдвиг; **границы (2, 3): 2** — Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков, **3** — Одоптинско-Шмидтовской, Пильтунской, Аяшско-Дагинской приподнятых зон.

Поднятия: И — Аяшское, К — Чайвинское, Л — Аркутун-Дагинское, М — Баутинское, Н — Шмидтовское, О — Пильтунское, П — Лозинское, Р — Одопту-море, С — Восточно-Одоптинское

С — study scheme of the northeastern part of the Sakhalin shelf by seismic exploration and drilling.

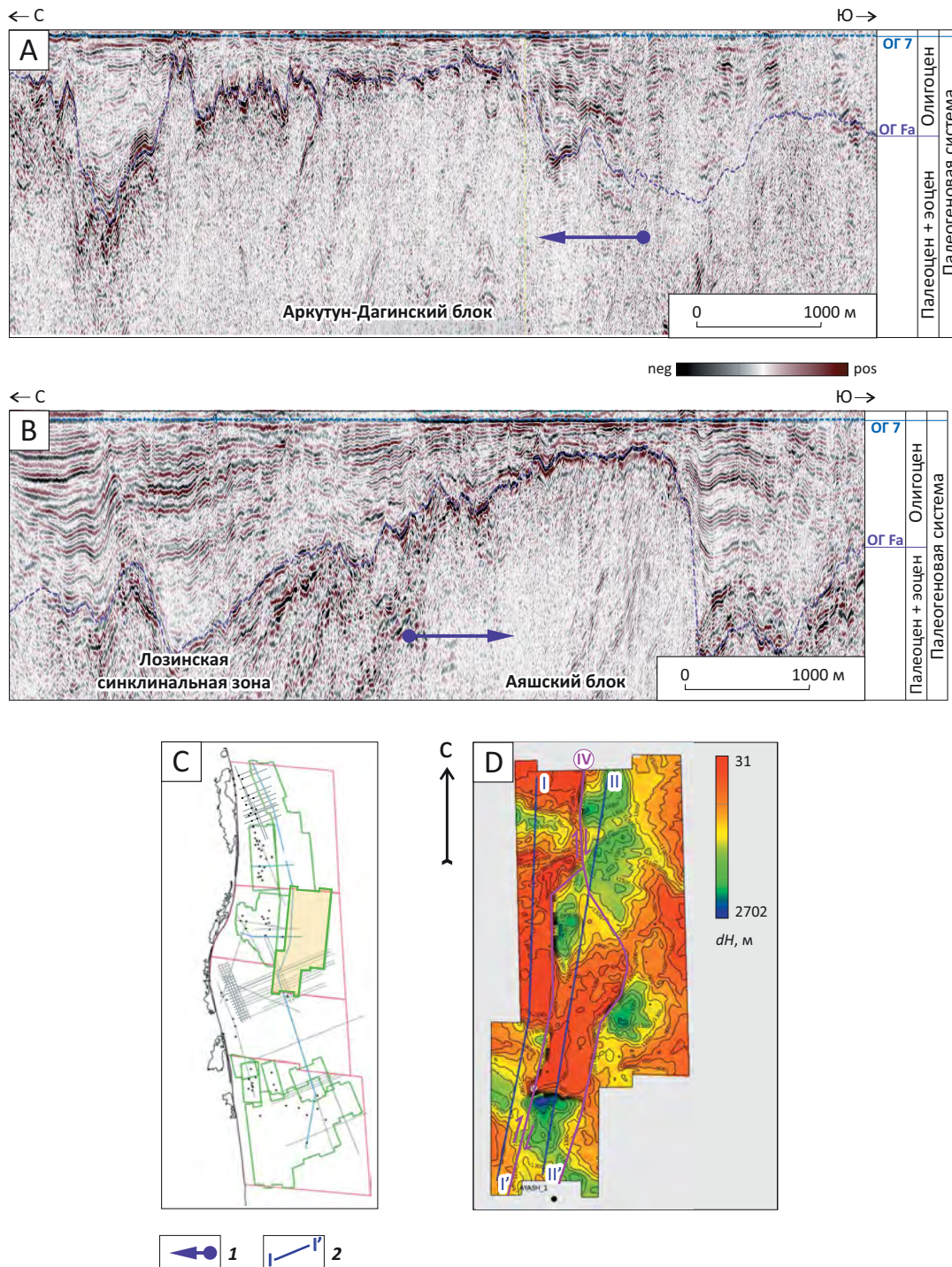
**1** — East Sakhalinsky strike-slip fault; **boundaries (2, 3): 2** — Ayashsky (B) and East Odoptinsky (Г) blocks, **3** — Odoptinsky-Schmidtovskiy, Piltunsky, Ayashsky-Daginsky upstanding zones.

Highs: И — Ayashsky, К — Chaivinsky, Л — Arkutun-Daginsky, М — Bautinsky, Н — Schmidtovskiy, О — Piltunsky, П — Lozinsky, Р — Odoptu Sea, С — East Odoptinsky

жение сдвиговой активности. На юге, в пределах Кириного блока, она выражена слабо и проявляется в конседиментационном развитии присдвиговых структур. В северной части изучаемого участка (Аяшский и Восточно-Одоптинский блоки) на фоне активизации восточно-сахалинского сдвига происходит интенсивное воздымание Одоптинско-

Шмидтовской приподнятой зоны. Это сильно отразилось на характере развития среднемиоценовых отложений (окобыкайский горизонт; ОГ 5а) в пределах изучаемой площади. Их мощность сильно сокращается с юга на север вплоть до полного отсутствия среднемиоценовых отложений в районе Восточно-Одоптинской структуры, в своде которой

**Рис. 5.** Сейсмические разрезы I, II — кинематика восточно-сахалинского сдвига в районе Аяшского поднятия  
**Fig. 5.** Seismic sections I and II — kinematics of East Sakhalinsky strike-slip fault in the area of the Ayashsky high



A — сейсмический разрез по линии I–I' (палеорекострукция на конец палеогена), B — сейсмический разрез по линии II–II' (палеорекострукция на конец палеогена), C — схема изученности сейсморазведкой и бурением северо-восточной части сахалинского шельфа, D — карта изопахит палеогена (OG Fa – OG 7).

1 — направление движения блоков фундамента; 2 — положение сейсмических разрезов.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — seismic section line I–I' (paleosection at the end of Paleogene), B — seismic section line II–II' (paleosection at the end of Paleogene), C — study scheme of the northeastern part of the Sakhalin shelf by seismic exploration and drilling, D — Paleogene isopach maps (OG Fa – OG 7).

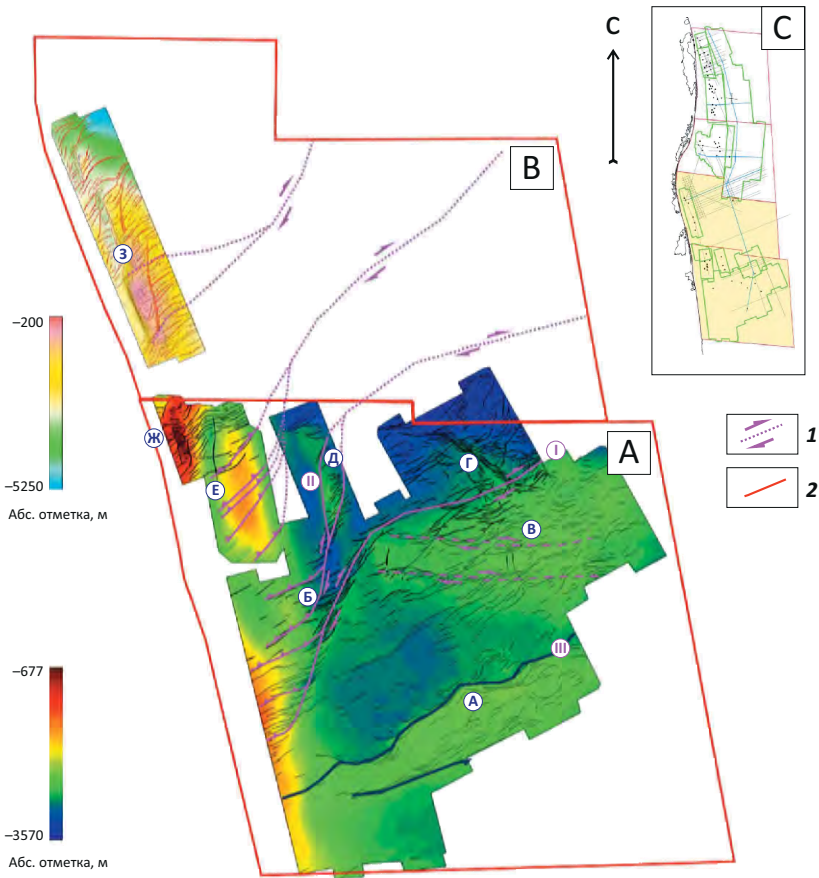
1 — direction of Basement blocks movement; 2 — position of seismic sections.

For other Legend items see Fig. 4



## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

**Рис. 6.** Схема расположения основных структур — Киринский (А) и Венинский (В) блоки  
**Fig. 6.** Map of main structures location: Veninsky and Kirinsky blocks



С — схема изученности сейсморазведкой и бурением северо-восточной части сахалинского шельфа.  
**1** — предполагаемые сдвиги; **2** — границы Киринского и Венинского блоков.

Поднятия: А — Мынгинское, Б — Южно-Лунское, В — Южно-Кириинское, Г — Восточно-Кириинское, Д — Кириинское, Е — Лунское, Ж — Набилинское, З — Венинское.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

С — study scheme of the northeastern part of the Sakhalin shelf by seismic exploration and drilling.

**1** — supposed strike-slip faults; **2** — boundaries of Kirinsky (A) and Veninsky (B) blocks.

Hights: A — Mynginsky, Б — South Lunsy, В — South Kirinsky, Г — East Kirinsky, Д — Kirinsky, Е — Lunsy, Ж — Nabilsky, З — Veninsky.

For other Legend items see Fig. 2

происходит интенсивная денудация (см. рис. 2, 3). В этот период также отмечается частичное захоронение Чайвинско-Венинской синклинали, что выражается в сокращении перепадов мощности в пределах этого прогиба и одновременном увеличении области накопления относительно увеличенных толщин окобыкайского горизонта.

Позднемиоценовый подэтап (11,7–5 млн лет) характеризуется слабой тектонической активностью, что свидетельствует о завершении формирования Циркумсахалинской депрессии, определявшей трансензионный режим и высокую амплитуду сдвигов субширотного и северо-восточного направлений в раннемиоценовое время. Резкое снижение уровня океана привело к быстрой проградации дельты па-

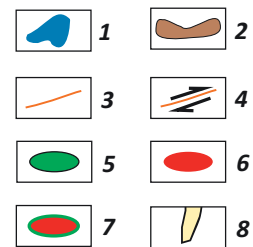
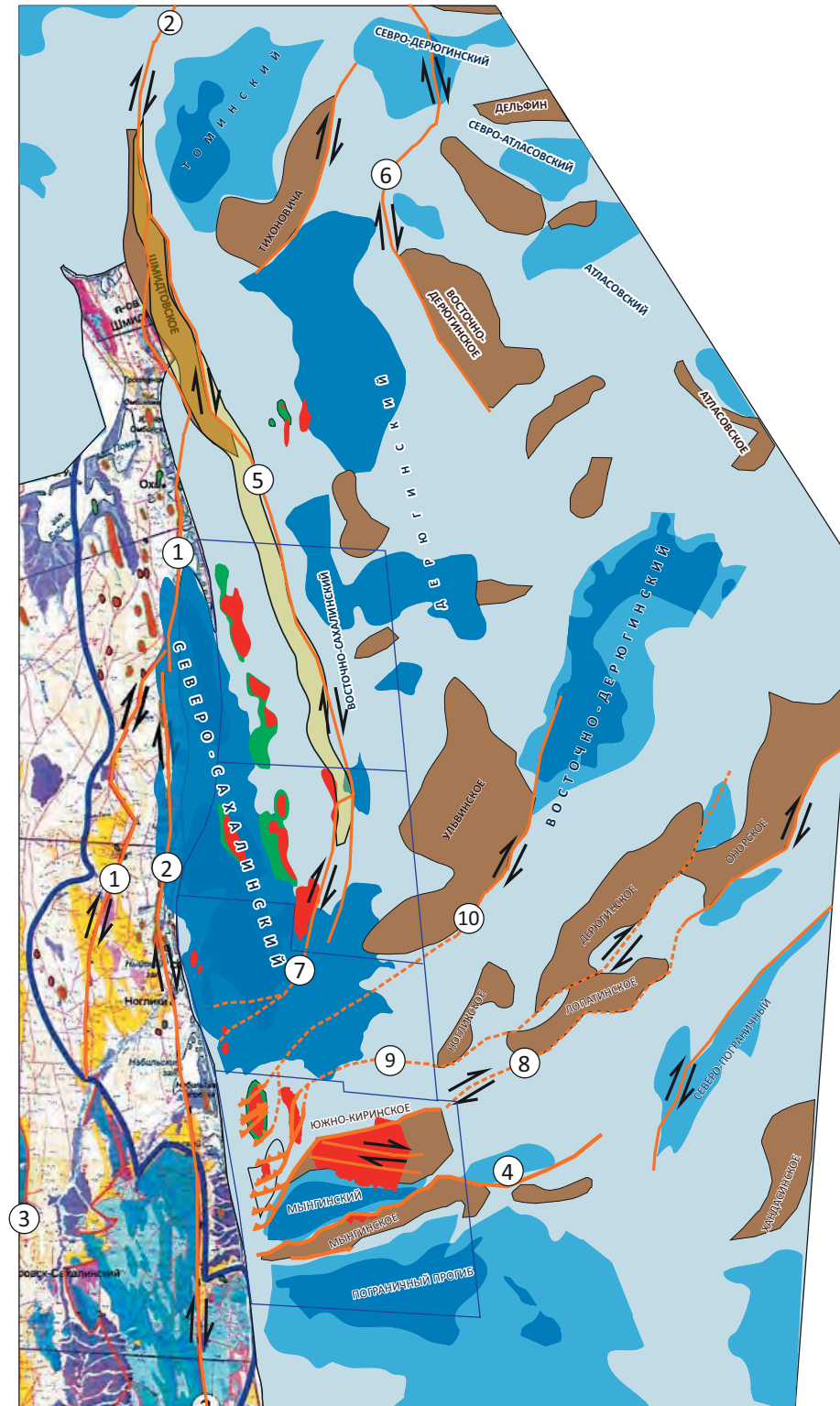
лео-Амура, обеспечившей основной привнос обломочного материала на север о-ва Сахалин. Максимальные мощности отложений позднего миоцена (нижненутовский подгоризонт) локализуются к западу от Восточно-Одоптинской структуры и отражают положение восточной границы дельты палео-Амура. Активный привнос осадков привел к быстрой компенсации палеоструктурного плана в этой части бассейна. В южной части изучаемой площади преобладают минимальные толщины (см. рис. 4) позднемиоценовых отложений. С учетом удаленности от основного источника сноса это свидетельствует о преобладании здесь глинистых отложений.

К концу миоценового времени происходит почти полное захоронение древней системы раз-



**Рис. 7.** Предполагаемая модель сдвиговой активности в северо-восточной части о-ва Сахалин и прилегающего шельфа (основа — карта нефтегазоносности Восточно-Сахалинской нефтегазоносной суперзоны на основе тектонической карты В.В. Харахинова [7])

**Fig. 7.** Supposed model of strike-slip activity in the north-eastern part of Sakhalin Island and neighbouring shelf (on the base of oil and gas occurrence map of the East Sakhalinsky oil and gas bearing zone based on the tectonic map, V.V. Kharakhinov [7])



1 — прогибы с толщиной осадочных отложений > 7 км; 2 — поднятия; 3 — разломы; 4 — сдвиги; месторождения УВ (5–7): 5 — нефтяные, 6 — газоконденсатные, 7 — нефтегазоконденсатные; 8 — предполагаемые границы Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны.

Крупные разломы: 1 — Срединно-Сахалинский, 2 — Хоккайдо-Сахалинский, 3 — Центрально-Сахалинский, 4 — Совгаванский (Мынгинский), 5 — Восточно-Сахалинский, 6 — Восточно-Дерюгинский, 7 — Аукан-Лунский, 8 — Прибрежный, 9 — Кирирский, 10 — Ульвинский

1 — troughs with sedimentary deposits > 7 km thick; 2 — highs; 3 — faults; 4 — strike-slip faults; HC fields (5–7): 5 — oil, 6 — gas condensate, 7 — oil and gas condensate; 8 — supposed boundaries of Odoptinsky-Schmidtovsky upstanding zone.

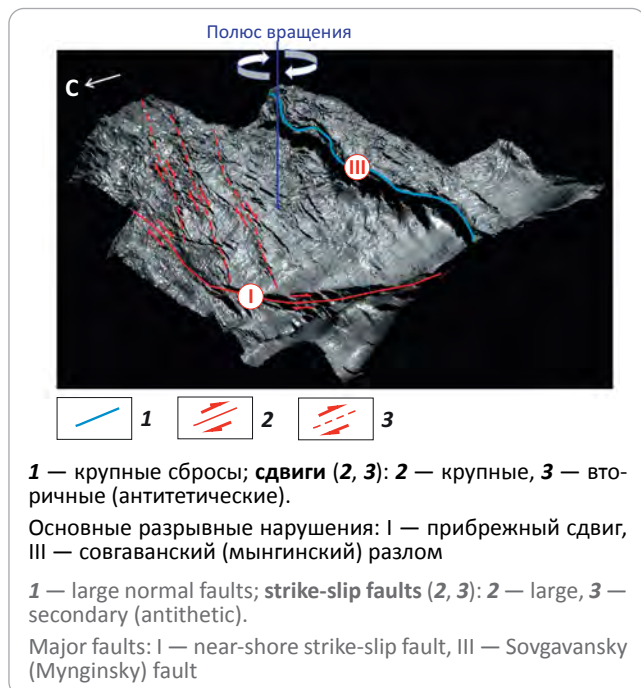
Large faults: 1 — Sredinno-Sakhalinsky, 2 — Hokkaido-Sakhalinsky, 3 — Central-Sakhalinsky, 4 — Sovgavansky (Mynginsky), 5 — East Sakhalinsky, 6 — East Deryuginsky, 7 — Aukan-Lunsky, 8 — Pribrezhnyy, 9 — Kirinsky, 10 — Ulvinsky



## FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

**Рис. 8.** Трехмерная визуализация поверхности дагинского горизонта (ОГ 6) и атрибута когерентность интервала ОГ 6 ± 10 м

**Fig. 8.** 3D visualization of the Daginsky Horizon (6 Reflector) surface and Coherence attribute for the interval 6 Reflector ± 10 ms



рывных нарушений и формирование новой, приуроченной к плиоцен-четвертичному этапу тектонической активности (см. рис. 2). На карте поверхности позднего миоцена (нижненутовский подгоризонт; ОГ 4) хорошо видны присдвиговые сколы Риделя, представляющие собой проявление глубинной сдвиговой активности в разрезе осадочного чехла<sup>1</sup> [1, 10]. Они сгруппированы на локальных участках объединенной съемки, что нетипично для того рода

разрывных нарушений. Как правило, сколы Риделя, как и сдвиговые дислокации, имеют значительную протяженность.

Спорадический характер присдвиговых разрывных нарушений на карте поверхности позднемiocеновых отложений (нижненутовский подгоризонт; ОГ 4) может быть связан с высокими темпами накопления осадков. Это обусловило формирование присдвиговых нарушений на участках максимальной сдвиговой активности или в зонах, где темп осадконакопления был относительно небольшим. То есть нельзя исключать более широкий масштаб сдвиговой тектонической активности в пределах изучаемой площади, чем тот, что удалось представить по результатам выполненных работ.

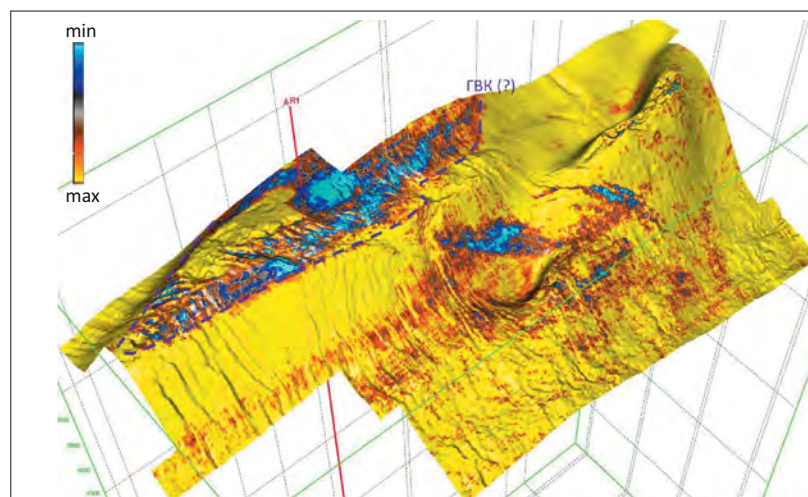
### Плиоцен-четвертичный этап

Плиоцен-плейстоценовый этап (5–0 млн лет) характеризуется высокой активностью восточно-сахалинского сдвига и резким повышением уровня океана (5–3,58 млн лет). Несмотря на трансгрессию моря, интенсивный рост Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны вывел ее наиболее приподнятые участки выше базиса эрозии. Эти выступы послужили основным источником сноса обломочного материала. Это хорошо видно по характеру изменения толщин в нижнеплиоценовых осадках (верхненутовский подгоризонт), максимальные мощности которых сосредоточены в непосредственной близости от эрозионных выступов и сокращаются при удалении от него (см. рис. 3).

Стоит отметить, что активность восточно-сахалинского сдвига в плиоцен-плейстоценовое время играла не только структуроформирующую роль, но и повлияла на перспективы его нефтегазоносности. Такой вывод сделан на основе анализа динамических атрибутов в пределах Аяшской структуры и ре-

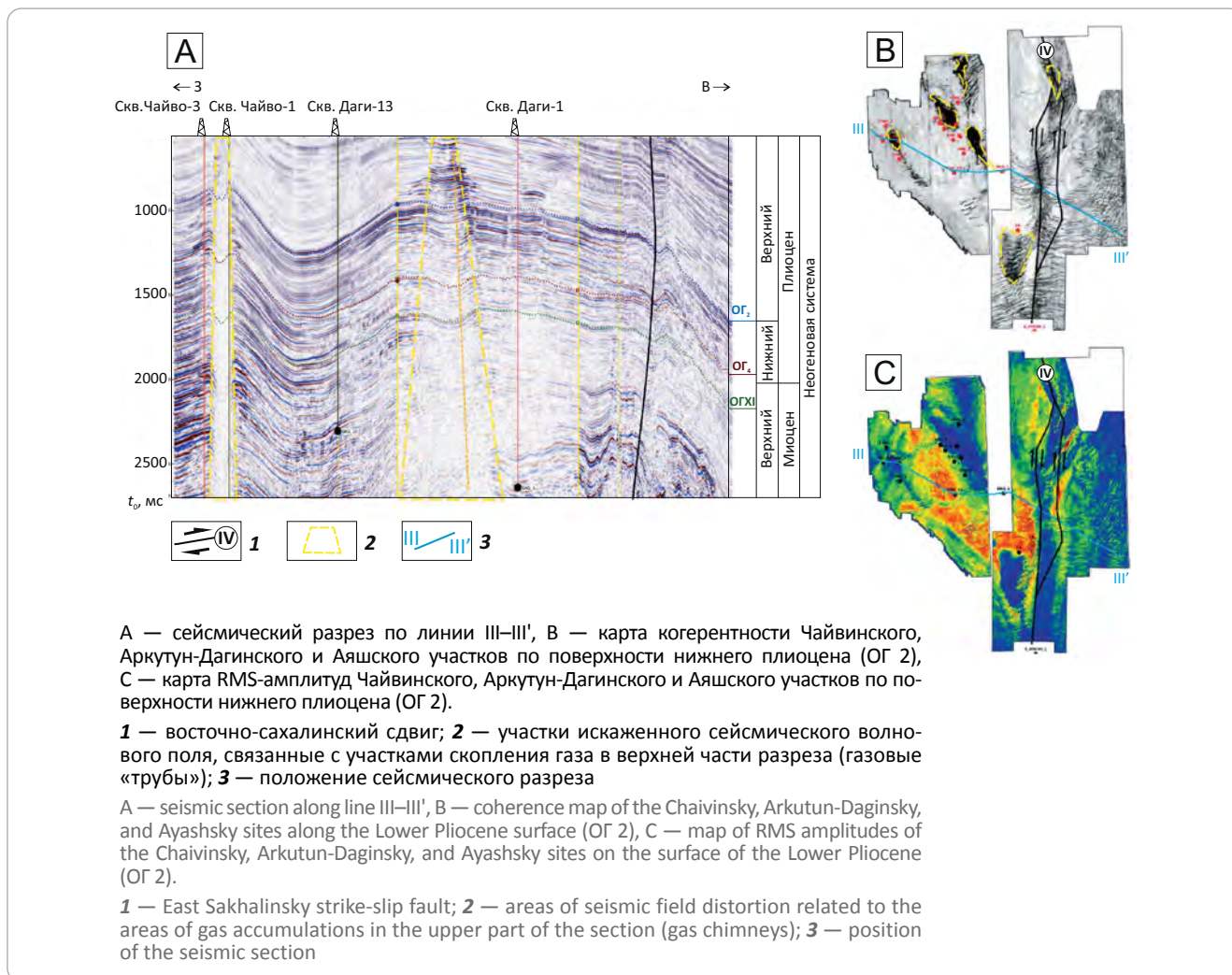
**Рис. 9.** Трехмерная визуализация распределения среднего значения  $\lambda\rho$  Reflectivity на структурной поверхности нижнего плиоцена (верхненутовский горизонт, ОГ 2) — Аяшский блок

**Fig. 9.** 3D visualization of average  $\lambda\rho$  Reflectivity value distribution over the Lower Pliocene structural surface (Verkhnenutovsky Horizon, 2 Reflector) — Ayashsky block



**Рис. 10.** Сейсмический разрез III — аномалии сейсмического волнового поля в районе Чайвинского, Аркутун-Дагинского и Аяшского участков

**Fig. 10.** Seismic section III — seismic wavefield anomalies in the area of Chaivinsky, Arkutun-Daginsky, and Ayashsky sites



зультатов бурения на ней. В пределах этого участка выделяется достаточно устойчивая AVO-аномалия (рис. 9). Ее конфигурация совпадает с контуром Аяшской структуры, что позволило обосновать наличие газовой залежи при подготовке этой структуры к бурению.

Бурением выявлено отсутствие крупных газовых залежей в пределах Аяшской структуры (месторождение Нептун). Ее продуктивность связана преимущественно с нефтяными залежами нутовского горизонта (верхний миоцен, нижний плиоцен). Проведенный анализ показал, что наиболее вероятной природой вышеупомянутой AVO-аномалии является высокая остаточная газонасыщенность. То есть сейсмические данные отразили конфигурацию газовой палеозалежи. Наличие крупного действующего сдвига вблизи Аяшского поднятия стало наиболее вероятной причиной частичного разрушения целостности покрывки, достаточной для дегазации залежи, но позволившей сохраниться нефтяному флюиду. Эту модель косвенно подтверждает наличие крупных «газовых труб» — вертикальных зон

неинформативной записи в сейсмическом волновом поле, связанных с «рассеиванием» сейсмического импульса из-за скоплений газа в верхней части разреза (рис. 10).

В южной части исследуемой площади фиксируется окончательное прекращение тектонической активности. Это приводит к интенсивному захоронению расположенных в этой части акватории поднятий. По поверхности нижнего плиоцена (верхненутовский подгоризонт; ОГ 2) закартирована полигональная разломная сеть (см. рис. 2, 3), связанная, по-видимому, с постседиментационным оседанием преимущественно глинистых отложений средне-позднемиоценового и раннеплиоценового возраста.

### Выводы

Формирование современного структурно-тектонического облика северо-восточной части о-ва Сахалин и прилегающего шельфа происходило на протяжении всего кайнозоя. Наиболее важный этап тектонической активности отмечен в раннемиоценовое время, когда произошли следующие события:

- резкое углубление дна бассейна на участках Венинского и Киринского блоков;
- интенсивное формирование Северо-Сахалинского прогиба и его депоцентров;
- заложение широкой сети сдвиговых дислокаций;
- активизация прибрежного и киринского сдвигов, что привело к «расколу» палеогенового Киринского мегаподнятия и формированию Киринской и Южно-Кириинской структур.

По результатам проведенных изысканий, восточно-сахалинский сдвиг является единственным тектоническим нарушением такого типа, заложенным в домиоценовое время. Пик его активности отмечается в среднемиоценовое и плиоценовое время. Он сопровождался интенсивным воздыманием Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны — группы структур, приуроченных к восточно-сахалинскому сдвигу, которые синхронно развивались в основном в миоцен-плиоценовое время.

В целом тектоническая активность северо-восточного сектора сахалинского шельфа в основном проявлялась активизацией горизонтальных сдвигов, сложное взаимодействие которых определило длительное конседиментационное развитие, а в ряде случаев — и формирование структур. Разломная тектоника играет второстепенную роль и

представлена в основном присдвиговыми сколами и полигональной сетью разломов, приуроченной к постседиментационному оседанию пород.

Глубинные сдвиги не только оказали существенное влияние на структурно-тектоническую эволюцию северо-восточной части о-ва Сахалин и прилегающего шельфа, но и определили его высокий УВ-потенциал. Они выступили в качестве ключевого элемента флюидодинамической системы, обеспечив эффективную вертикальную миграцию нефти и газа. Проведенные исследования показали устойчивую связь между развитием сдвиговых дислокаций и скоплениями газа, которые отображаются в сейсмическом волновом поле яркими амплитудными аномалиями и участками «газовых труб». Этот вывод подтверждают результаты изысканий В.В. Харахинова, который отмечает вклад сдвигов в нефтегазоносность изучаемого района [7].

Установлена возможность негативного влияния новейшей сдвиговой тектоники на сохранность залежей. Такой вывод сделан на основе анализа сейсмических и скважинных данных в районе Аяшского поднятия (месторождение Нептун). Плиоцен-четвертичная активность восточно-сахалинского сдвига на этом участке шельфа стала наиболее вероятной причиной частичного разрушения целостности покрышки месторождения Нептун, что привело к дегазации залежи.

## Литература

1. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Вести газовой науки. — 2012. — Т. 9. — № 1. — С. 68–85.
2. Харахинов В.В. Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона // Геология нефти и газа. — 2020. — № 1. — С. 81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99.
3. Шегай В.И., Толстиков А.В. Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин // Геология нефти и газа. — 2022. — № 3. — С. 67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-67-83.
4. Гранник В.М. Хоккайдо-Сахалинская складчатая область: геологическое строение и развитие // Современное состояние наук о Земле: мат-лы междунар. конф-ции (Москва, 1–4 февраля 2011 г.). — М., 2011. — С. 494–498.
5. Меркулова Т.В., Кириллова Г.Л. Строение и перспективы нефтегазоносности северных звеньев Итун-Иланьской ветви разломов Тан-Лу // Тихоокеанская геология. — 2004. — № 6. — С. 55–75.
6. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. — М.: Научный мир, 2010. — 276 с.
7. Харахинов В.В. Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона // Геология нефти и газа. — 2021. — № 2. — С. 61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79.
8. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. — М.: ВНИГНИ, 2012. — 848 с.
9. Шеин В.С., Игнатова В.А. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока. — М.: ВНИГНИ, 2007. — 296 с.
10. Twiss R.J., Moores E.M. Structural Geology. — New York: W.H. Freeman and Company, 1992. — 532 с.
11. Гладенков Ю.Б., Сальников Б.А., Боровцев А.К., Бояринова М.Е., Воеводин Ю.Б., Волобуева В.И., Ковтунович П.Ю., Шанцер А.Е. Объяснительная записка. Решения рабочих межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену и неогену восточных регионов России — Камчатка, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов. — М.: ГЕОС, 1998. — 146 с.

## References

1. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. Latest strike-slip tectonics in sedimentary basins: from geopetroleum zoning of subsurface to the technology for exploration and prospecting of deep-seated hydrocarbon fields. *Vesti gazovoi nauki*. 2012;9(1):68–85. In Russ.
2. Kharakhinov V.V. Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99. In Russ.
3. Shagai V.I., Tolstikov A.V. Upper Miocene and Pliocene deposits of north-eastern shelf of Sakhalin Island: new seismic data on structure and petroleum potential. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(3):67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-67-83. In Russ.

4. *Grannik V.M.* Khokkaido-Sakhalinskaya skladchataya oblast': geologicheskoe stroenie i razvitie [Khokkaido-Sakhalin Folded Region: geological structure and evolution]. In: *Sovremennoe sostoyanie nauk o Zemle : mat-ly mezhdunar. konf-tsii* (Moscow, 1–4 February 2011). Moscow: 2011. pp. 494–498. In Russ.
5. *Merkulova T.V., Kirillova G.L.* The structure and prospects for oil and gas content in the northern sector of the Itun-Ilan branch of the Tan-Lu fault. *Tikhookeanskaya geologiya*. 2004;(6):55–75. In Russ.
6. *Kharakhinov V.V.* Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 276 p. In Russ.
7. *Kharakhinov V.V.* Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(2):61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79. In Russ.
8. *Shein V.S.* Geology and petroleum potential of Russia [Geologiya i neftegazonosnost' Rossii]. Moscow: VNIGNI; 2012. 848 p. In Russ.
9. *Shein V.S., Ignatova V.A.* Geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseinov Dal'nego Vostoka [Geodynamics and petroleum potential of Far Eastern sedimentary basins]. Moscow: VNIGNI; 2007. 296 p. In Russ.
10. *Twiss R.J., Moores E.M.* Structural Geology. New York : W.H. Freeman and Company; 1992. 532 p.
11. *Gladenkov Yu.B., Sal'nikov B.A., Borovtsev A.K., Boyarinova M.E., Voevodin Yu.B., Volobueva V.I., Kovtunovich P.Yu., Shantser A.E.* Ob'yasnitel'naya zapiska. Resheniya rabochikh mezhdomestvennykh regional'nykh stratigraficheskikh soveshchaniy po paleogenu i neogenu vostochnykh regionov Rossii – Kamchatki, Koryakskogo nagor'ya, Sakhalina i Kuril'skikh ostrovov [Explanatory note. Resolutions of the regional workshops on Paleogene and Neogene stratigraphy in the Russian East – Kamchatka, Koryak Highlands, Sakhalin, and Kuril Islands]. Moscow: GEOS; 1998. 146 p. In Russ.

**Шегай Вадим Игоревич**

Эксперт-геолог

«Научно-технологический центр НИС-Нафtagас» д.о.о.,

21102 Сербия, Нови Сад, Народного фронта, 12

e-mail: shagai.vi@nis.rs

ORCID ID: 0000-0002-1066-5300

SCOPUS ID: 57112514200

**Толстик Алексей Владимирович**

Начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская область, Видное, п. Развилка,

Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: A\_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

**Vadim I. Shegay**

Expert Geologist

NTC NIS-NAFTAGAS D.O.O.,

12, Narodnog fronta, Novi Sad, 21102, Serbia

e-mail: shagai.vi@nis.rs

ORCID ID: 0000-0002-1066-5300

SCOPUS ID: 57112514200

**Alexey V. Tolstikov**

Head of the Laboratory

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,

Moscow region, 142717, Russia

e-mail: A\_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Oil and Gas

**AUTOMATION &  
DIGITALIZATION  
CONFERENCE  
2022**

12th -14th Sep 2022

100% Virtual Event

Connect With 850+ Industry And Technology  
Leaders To Discuss The Future Of Digital  
Transformation.

Геомодель



5-я научно-практическая конференция  
**ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ  
СКВАЖИНЫ**

Регистрируйтесь сейчас!

10-14 октября 2022 г. г. Сочи



[www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru)

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 550.4.02

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-53-63

## Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты

© 2022 г. | Э.А. Вторушина<sup>1</sup>, Т.Д. Булатов<sup>2</sup>, Е.В. Козлова<sup>2</sup>, М.Г. Кульков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Ханты-Мансийск, Россия; VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru; mgk83@bk.ru;

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия; timur.bulatov@skoltech.ru; e.kozlova@skoltech.ru

Поступила 17.03.2022 г.

Доработана 30.03.2022 г.

Принята к печати 16.05.2022 г.

**Ключевые слова:** органическое вещество; кероген; катагенез; баженовская свита; тригонограмма; пиролиз Рок-Эвал; кинетика, молекулярные параметры; биомаркеры.

**Аннотация:** Для освоения ресурсов и промышленной разработки керогеносыщенных отложений баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна необходима достоверная оценка степени зрелости органического вещества. Наиболее оптимальной для «нефтяных сланцев» является оценка катагенеза по параметрам пиролиза Rock-Eval, обеспечивающего хорошую воспроизводимость и экспрессность анализа. В статье представлены данные пиролиза по пяти скважинам, расположенным на территории Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины. Исследования образцов пород выполняли на пиролизаторе HAWK RW с определением основных параметров и индексов:  $S_0$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$ , PI, GOC, NGOC, TOC, HI, OSI и  $K_{goc}$ . Для повышения надежности оценки определения степени термической зрелости органического вещества пород баженовской свиты по комплексу пиролитических параметров предложен новый «инструмент» (тригонограмма в координатах  $T_{max}$ , HI и  $K_{goc}$ ), позволяющий определить стадию катагенеза для отдельных разрезов баженовской свиты по пиролитическим исследованиям образцов пород до и после исчерпывающей экстракции хлороформом. На тригонограмме, построенной по данным пиролиза после исчерпывающей экстракции, выделены зоны, соответствующие разным стадиям катагенеза (от ПК<sub>3</sub> до МК<sub>3</sub> по шкале Н.Б. Вассоевича). Если использовать данные пиролиза до экстракции, расположение точек вне выделенных на тригонограмме зон будет свидетельствовать о повышенной нефтенасыщенности интервалов разреза. Однако степень зрелости нефтенасыщенных отложений, выявленная по данным до экстракции, не является корректной из-за присутствия новообразованных углеводородов в зоне определения параметра  $S_2$ . Для скважин без нефтенасыщения линейный характер и область расположения стадий катагенеза практически не будут отличаться на тригонограммах до и после экстракции. Полученные по тригонограмме оценки стадий катагенеза органического вещества баженовской свиты для пяти изученных скважин подтверждены результатами более трудоемких кинетических и молекулярных исследований.

Для цитирования: Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 53–63. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-53-63.

## Pyrolysis criteria for assessing thermal maturity of organic matter in the Bazhenov Formation

© 2022 | E.A. Vtorushina<sup>1</sup>, T.D. Bulatov<sup>2</sup>, E.V. Kozlova<sup>2</sup>, M.G. Kul'kov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra “V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil”, Khanty-Mansiysk, Russia; VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru; mgk83@bk.ru;

<sup>2</sup>Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia; timur.bulatov@skoltech.ru, e.kozlova@skoltech.ru

Received 17.03.2022

Revised 30.03.2022

Accepted for publication 16.05.2022

**Key words:** Organic Matter; kerogen; catagenesis, Bazhenov Formation; triangular diagram; Rock-Eval pyrolysis; kinetics; molecular parameters; biomarkers.

**Abstract:** For the purposes of resource development and commercial development of kerogen-saturated deposits of the Bazhenov Formation in the West Siberian Petroleum Basin, a reliable evaluation of organic matter thermal maturity is required. Catagenesis evaluation based on Rock-Eval pyrolysis parameters providing good repeatability and promptness of analysis is best possible for “oil shales”. The authors present pyrolysis data for five wells drilled on the territory of Krasnoleninsky Arch and Frolovsky Megadepression. Studies of rock samples were carried out using HAWK RW pyrolyzer; the following main parameters and indices were determined:  $S_0$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$ , PI, GOC, NGOC, TOC, HI, OSI, and  $K_{goc}$ . With the purpose of improving reliability of organic matter thermal maturity determination for the Bazhenov rocks using a set of pyrolysis parameters, the authors propose a new “tool” (triangular diagram in  $T_{max}$ , HI, and  $K_{goc}$  coordinates. This approach

allows determining catagenesis stage for the certain Bazhenov sections through pyrolysis studies of rock samples before and after exhaustive chloroform extraction. Zones corresponding to different catagenesis stages (from PC<sub>3</sub> to MC<sub>3</sub> according to N.B. Vassoevich scale) are delineated in triangular diagram created using pyrolysis data after extraction. In the case the pyrolysis data before extraction are used, position of points outside the zones selected on triangular diagram will indicate an increased oil saturation of the section intervals. However, thermal maturity of oil saturated deposits, which is revealed using data before extraction, is not correct because of the presence of newly generated hydrocarbons in the zone of S<sub>2</sub> parameter determination. For the wells outside oil saturation zones, linear nature and region of catagenesis stages occurrence will be virtually the same as those in triangular diagrams before and after extraction. Evaluations of organic matter catagenesis stages obtained using triangular diagram for the Bazhenov Formation in five wells under studies are confirmed by the results of time-consuming kinetic and molecular studies.

For citation: Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kul'kov M.G. Pyrolysis criteria for assessing thermal maturity of organic matter in the Bazhenov Formation. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(4):53–63. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-53-63. In Russ.

## Введение

Изучение ОБ и его трансформации в ходе геологической эволюции осадочных бассейнов является обязательным шагом при проведении геолого-разведочных работ для поиска залежей УВ. В этом случае оценка стадии катагенеза ОБ осадочных пород служит ключевым этапом в уточнении их нефтегазоматеринского потенциала и определении положения главной зоны нефтеобразования и газообразования.

Существует множество методов оценки катагенеза, основанных как на измерении оптических свойств определенных компонентов ОБ, так и на определении его физико-химических характеристик. Наибольшее распространение получил метод определения отражательной способности витринита — мацерала, входящего в состав углей и представляющего собой остатки растительных тканей. Благодаря своей чувствительности к термическому воздействию витринит используется в качестве индикатора зрелости ОБ. Однако в нефтематеринских породах морского происхождения, являющихся основным источником генерации УВ, витринит присутствует в подчиненных количествах или полностью отсутствует (как, например, в породах баженовской свиты) и зрелость ОБ чаще всего определяется по результатам пиролитического анализа либо по молекулярным параметрам экстрактов пород.

Согласно различным оценкам, баженовская свита обладает наибольшими ресурсами по сравнению с другими нетрадиционными источниками УВ в России [1]. Она расположена на огромной территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и представляет собой толщу карбонатно-глинисто-кремнистых пород с переменным содержанием минеральных компонентов и высокими концентрациями ОБ. Это ОБ, по данным лабораторных исследований характеризующееся как кероген II типа, было образовано из остатков морской органики (фито-, зоопланктона, бактерий), накапливавшихся преимущественно в восстановительных обстановках. Но, несмотря на высокие содержания ОБ и высокий нефтегенерационный потенциал, промышленная продуктивность баженовских отложений отмечается лишь на единичных площадях и месторождениях (например, Средне-Назымское,

Пальяновское, Салымская группа месторождений и др.). Неоднократно отмечено, что промышленные притоки получают преимущественно на тех площадях, где ОБ баженовских отложений достигло середины главной зоны нефтеобразования и выше. Следовательно, корректное определение степени катагенетической преобразованности ОБ является одним из самых необходимых этапов при оценке продуктивности и подборе оптимальных методов разработки баженовских отложений.

В данной статье представлены результаты исследования интервалов разрезов баженовской свиты скважин, пробуренных в центральной части Западно-Сибирского НГБ, характеризующихся различной степенью катагенеза. Согласно современным представлениям, обоснована необходимость применения комплекса пиролитических параметров для оценки степени катагенетической преобразованности ОБ. Результаты пиролитических исследований также были сопоставлены с кинетическими параметрами и данными о молекулярном составе экстрактов пород, что повышает достоверность оценки степени зрелости изучаемых отложений. В качестве более надежного способа определения степени катагенеза ОБ предложено использовать тригонограмму, построенную по основным пиролитическим параметрам термической зрелости.

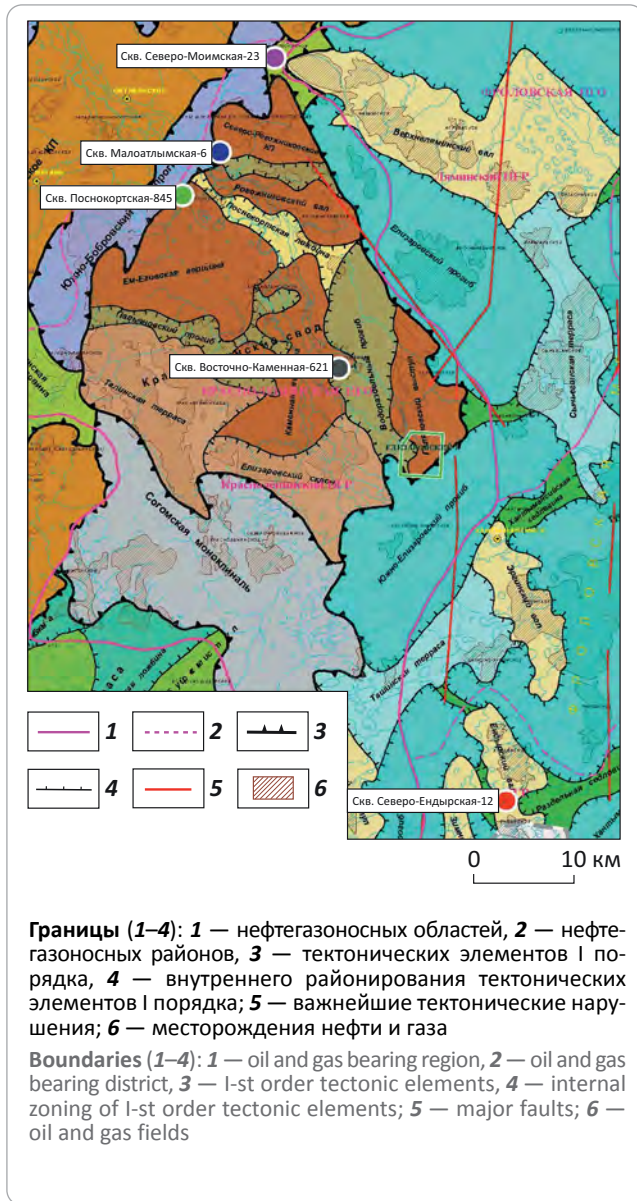
## Объект и методы исследования

Объектом исследования являлись образцы керна баженовской свиты из пяти скважин, расположенных на территории Красноленинского свода (Малоатлымская-6, Поснокортская-845, Северо-Моимская-23 и Восточно-Каменная-621) и Фроловской мегавпадины (Северо-Ендырская-12) (рис. 1). Мощность баженовской свиты в этих разрезах варьирует от 10 до 28 м.

В данной статье градации катагенеза приняты по Н.Б. Вассоевичу — протокатагенез (ПК<sub>1</sub>–ПК<sub>3</sub>), мезокатагенез (МК<sub>1</sub>–МК<sub>5</sub>) и апокатагенез (АК<sub>1</sub>–АК<sub>4</sub>), что коррелирует со стадиями углефикации по замерам отражательной способности витринита [2]. Для более детальной градации используются переходные стадии катагенеза (МК<sub>1-2</sub> и МК<sub>2-3</sub>), выделенные по средним значениям интервалов с одинаковым набором пиролитических характеристик.



**Рис. 1.** Расположение скважин на схеме тектонического районирования Западно-Сибирского НГБ (по данным [3])  
**Fig. 1.** Location of the wells in the tectonic zoning scheme of the West Siberian petroleum basin according to [3]



Исследования образцов пород выполнены на пиролизаторе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США) по методике Bulk-Rock с определением основных пиролитических параметров и индексов:  $S_0$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$ , PI, GOC, NGOC, TOC, HI, OSI и  $K_{goc}$ . Для коррекции параметра  $S_2$  и ряда индексов (HI,  $K_{goc}$  и др.) был использован метод двойного пиролиза образца до и после экстракции хлороформом [4].

Кинетические исследования термического разложения ОВ также проводили на пиролизаторе HAWK Resource Workstation с использованием неизотермического пиролиза дебитуминизированных образцов в открытой системе с различными скоростями нагрева (3, 10, 30 °С/мин) в диапазоне 300–650 °С. Для определения кинетических параметров было использовано программное обе-

спечение Kinetics 2015. Расчет дискретного распределения энергий активации ( $E_a$ , ккал/моль) проводили при фиксированном частотном коэффициенте  $A = 1 \cdot 10^{14} \text{ c}^{-1}$ .

Дебитумизацию образцов осуществляли хлороформом в аппарате ускоренной экстракции Dionex ASE350 (Thermo Fisher Scientific Incorporation, США) по методике, описанной в работе [5].

Анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций выполняли с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310/TSQ 8000 EVO (Thermo Fisher Scientific, США). Для разделения использовали кварцевую капиллярную колонку TG-5MS длиной 30 м, диаметром 0,25 мм. Температура испарителя — 310 °С. Программа термостатирования — от 60 до 310 °С со скоростью 4 °С/мин. Ионизирующее напряжение источника — 70 эВ. Хроматограммы УВ получены по общему ионному току (TIC) в диапазоне 45–550 а. е. м. Дополнительно фракции насыщенных и ароматических соединений исследовали в режиме мониторинга выборочных ионов (SIM) по характеристическим значениям  $m/z$  — 191, 217, 218 и 178, 184, 192, 198, 231, 253 соответственно. Идентификацию компонентов выполняли с помощью опубликованных в научной литературе данных и библиотеки масс-спектров NIST 2017.

**Результаты исследования**

Содержание общего органического углерода (TOC) по данным пиролитического анализа всех исследованных разрезов изменяется в широких пределах: от единиц до 28 % на породу при медианном значении по всей выборке 9,5 %. Более 90 % всех исследованных образцов имеет содержание TOC выше 4 %, что соответствует нефтематеринским породам с отличным нефтегазогенерационным потенциалом [6]. Максимальные медианные значения TOC (11 %) определены в породах скважин Северо-Ендырская-12, Поснокортская-845 и Малоатлымская-6, минимальные медианные значения (6 %) характерны для пород из скв. Восточно-Каменная-621, промежуточные по значению медианные содержания TOC (8 %) определены в породах скв. Северо-Моимская-23 (рис. 2).

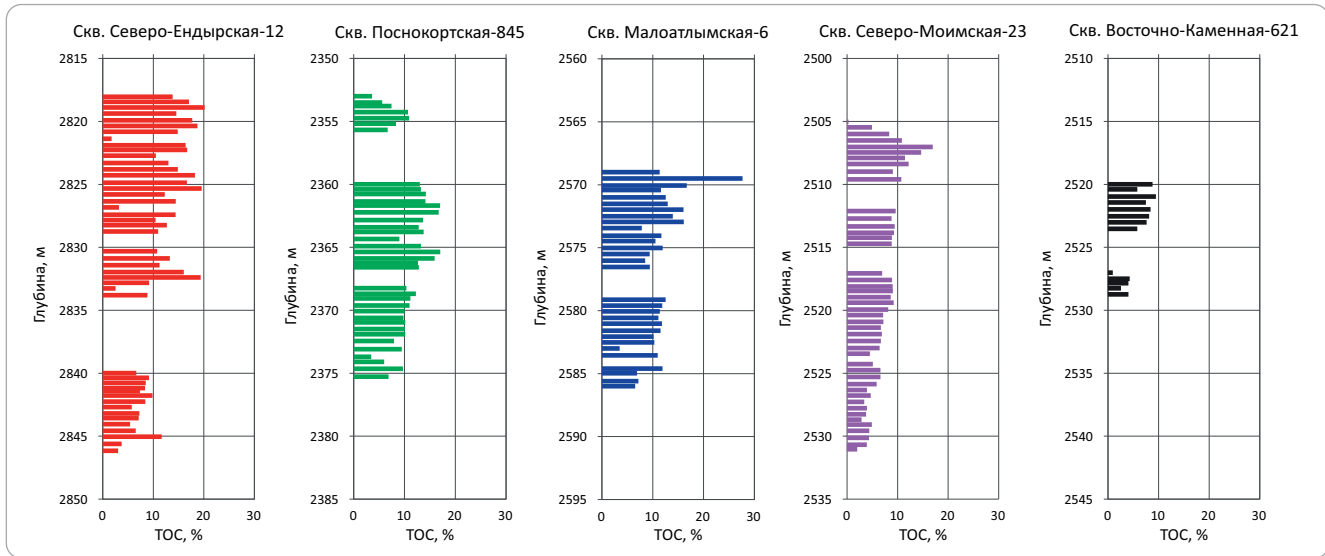
Основными пиролитическими параметрами, используемыми для определения степени зрелости (стадий катагенеза) ОВ баженовской свиты, являются  $T_{max}$ , HI, PI и  $K_{goc}$  [7–10].

**Температура  $T_{max}$ .** Этот параметр указывает на температуру максимального выхода УВ при крекинге керогена и высокомолекулярных УВ и гетероатомных соединений нефтяного ряда (ГАС НР), выходящих совместно в пике  $S_2$ . Значение  $T_{max}$  представляет собой не температуру, при которой ОВ находится на глубине, а смоделированное значение, характеризующее степень термической зрелости ОВ. Использование значений  $T_{max}$  позволяет определить стадию катагенеза ОВ, а в ряде нефтегазоносных районов сопоставление этого параметра с



Рис. 2. Распределение ТОС в изученных разрезах баженовской свиты

Fig. 2. TOC distribution in the studied Bazhenov sections



глубиной — выделить верхнюю и нижнюю границы главной зоны нефтеобразования. В «нефтяных сланцах» на значения  $T_{\max}$  может влиять повышенная нефтенасыщенность породы, а именно — присутствие высококипящих компонентов — высокомолекулярных УВ, смол и асфальтенов, приводящих к бимодальности пика  $S_2$  или завышению его значений [4]. Смещение  $T_{\max}$  в этом случае может достигать до 9–11 °С. Избежать таких отклонений  $T_{\max}$  и получить корректные значения можно только при проведении исчерпывающей экстракции органическими растворителями [11].

Некорректные значения  $T_{\max}$  также могут быть получены при пиролизе сильно преобразованного ОВ или при крайне низких его концентрациях. Значения  $T_{\max}$  в диапазоне 300–400 или 500–600 °С имеют значительный разброс вследствие очень низкого и размытого широкого пика  $S_2$ . Еще одной причиной получения аномальных значений  $T_{\max}$  может быть смешение керогенов разных типов. Так, обнаруженный в альгинитовых слоях баженовской свиты кероген I типа при пиролизе дает  $T_{\max}$  на 10–14 °С выше, чем во вмещающих породах, содержащих кероген II типа [12, 13].

Таким образом, для отложений баженовской свиты использование только одной температуры  $T_{\max}$  для определения степени зрелости ОВ некорректно.

**Водородный индекс HI.** Представляет собой отношение  $S_2/TOC \cdot 100$ . Значение HI характеризует нефтегазогенерационный потенциал породы. Также HI используется для характеристики качества и происхождения ОВ. Богатые липидами морские организмы, бактерии и водоросли состоят из вещества, в котором отношение Н/С выше, чем в богатых углеводами высших растениях терригенной природы (за исключением спор и пыльцы, также обогащенных липидами). Следовательно, ОВ морского

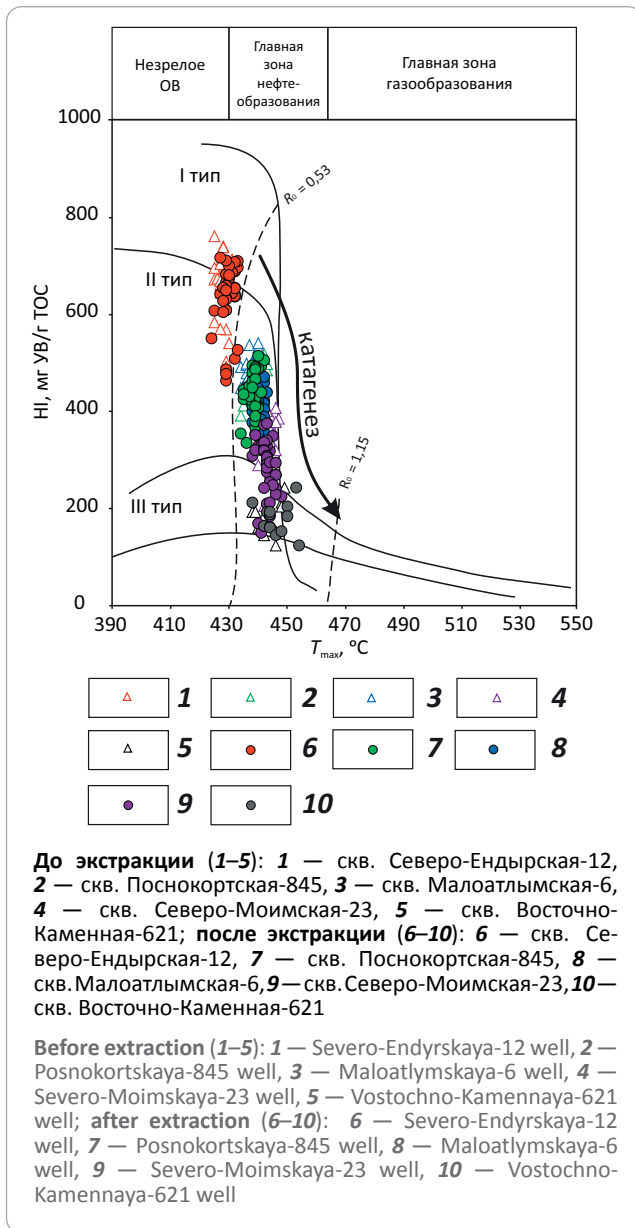
происхождения будет характеризоваться большими исходными значениями HI, чем вещество терригенной природы.

Повышение степени катагенеза для отложений одного и того же генезиса приводит к снижению значения HI. В ходе термического преобразования ОВ генерирует УВ, что отражается в постепенном изменении химического состава керогена, преимущественно выраженное в изменении элементного состава при «отрыве» углеводородных и гетероатомных соединений и перестройке углеродного скелета. Меньшая устойчивость этих соединений относительно С–С-связей приводит к уменьшению содержания водорода в составе керогена, что также отражается в уменьшении значений HI.

График зависимости значений  $T_{\max}$  и HI в пиролитических исследованиях называется модифицированной диаграммой ван Кревелена (рис. 3) — по аналогии с графиком зависимости атомных отношений Н/С и О/С. Использование этой диаграммы позволяет установить не только тип керогена, но также степень зрелости ОВ. Однако при определении степени термической зрелости ОВ часто возникают неточности, связанные с относительно узким диапазоном значений  $T_{\max}$  в главной зоне нефтеобразования. Так, изучаемые образцы баженовского разреза скважин Малоатлымская-6, Поснокортская-845, Северо-Моимская-23 и Восточно-Каменная-621 формируют вытянутую область, значения  $T_{\max}$  в которой сильно варьируют и малоинформативны (см. рис. 3).

**Доля непреобразованного керогена  $K_{\text{ГОС}}$ .** Для оценки степени термической зрелости ОВ в комплексе с вышеописанными параметрами для баженовской свиты предлагается использовать расчетный параметр  $K_{\text{ГОС}} = \text{GOC}/(\text{GOC} + \text{NGOC}) \cdot 100$  [10], представляющий собой отношение пиролизуемого органического углерода к ТОС, который суммиру-

**Рис. 3.** Модифицированная диаграмма ван Кревелена для изученных образцов баженовской свиты  
**Fig. 3.** Modified van Krevelen diagram for the studied samples from the Bazhenov Formation

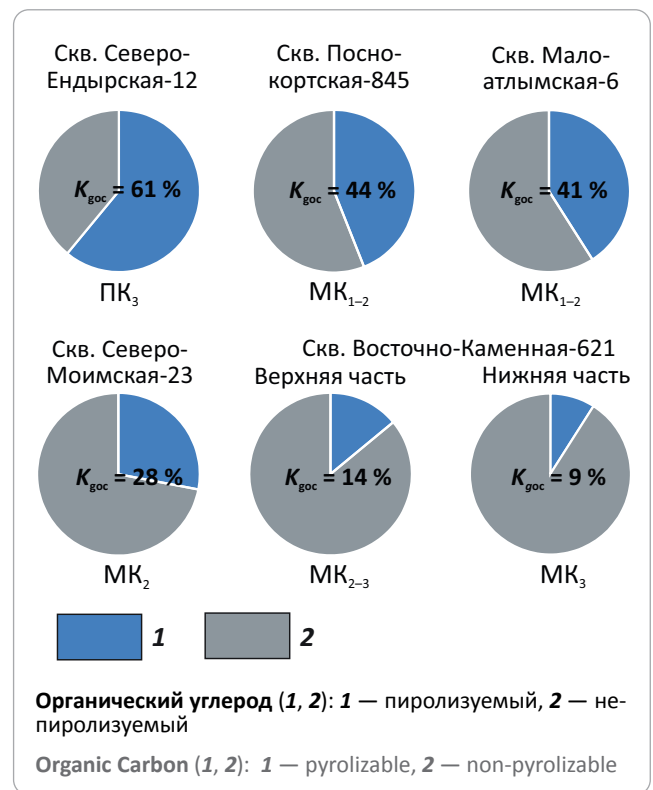


ется из пиролизуемого (GOC) и непиролизуемого (остаточного) ОВ (NGOC). В процессе термического созревания только пиролизуемая часть преобразуется в УВ. Таким образом, с повышением степени катагенеза доля GOC в органическом углероде будет уменьшаться по отношению к ТОС вследствие повышения степени реализации его нефтегенерационного потенциала (рис. 4).

При использовании  $K_{\text{гос}}$  для определения катагенеза необходимо внимательно относиться к типу керогена, так как для разных фациально-генетических типов ОВ исходные значения  $K_{\text{гос}}$  будут различны.

Индекс продуктивности  $PI$  определяется как отношение  $(S_0 + S_1)/(S_0 + S_1 + S_2)$ . Данный параметр отражает насыщенность пород низкокипящими УВ,

**Рис. 4.** Отношения GOC и NGOC для отложений баженовской свиты изученных скважин  
**Fig. 4.** GOC and NGOC proportion for the Bazhenov deposits in the studied wells



свободными либо сорбированными на минеральной матрице или керогене. Для незрелых нефтематеринских пород  $PI$  будет низким, так как процесс образования УВ еще не начался. При вступлении в главную зону нефтеобразования значения  $PI$  будут постепенно увеличиваться и в середине зоны достигнут своего максимума, а к концу главной зоны нефтеобразования начнут снижаться. Для катагенетически сильно преобразованных пород некоторое увеличение значения  $PI$  может быть связано с процессами газообразования. Использование  $PI$  для определения степени катагенеза является не основным, а дополнительным параметром, так как осложняется множеством факторов, включая миграционные процессы, литологическую неоднородность, а также техногенные загрязнения. Так, для пород баженовской свиты в интервалах естественных (радиоляриты) и потенциальных коллекторов  $PI$  будет отличаться от остального разреза в пределах одной скважины.

Комплексирование пиролитических параметров. Для более корректного установления термической зрелости ОВ баженовской свиты авторы статьи предлагают использовать тригонограмму в координатах значений параметров  $T_{\text{max}}$ ,  $HI$  и  $K_{\text{гос}}$  после исчерпывающей экстракции. Для каждого пиролитического параметра задается свой диапазон значений, установленный исходя из данных по ОВ минимальной и максимальной стадий термической преобразованности. Так, для  $T_{\text{max}}$  выбранный диапа-



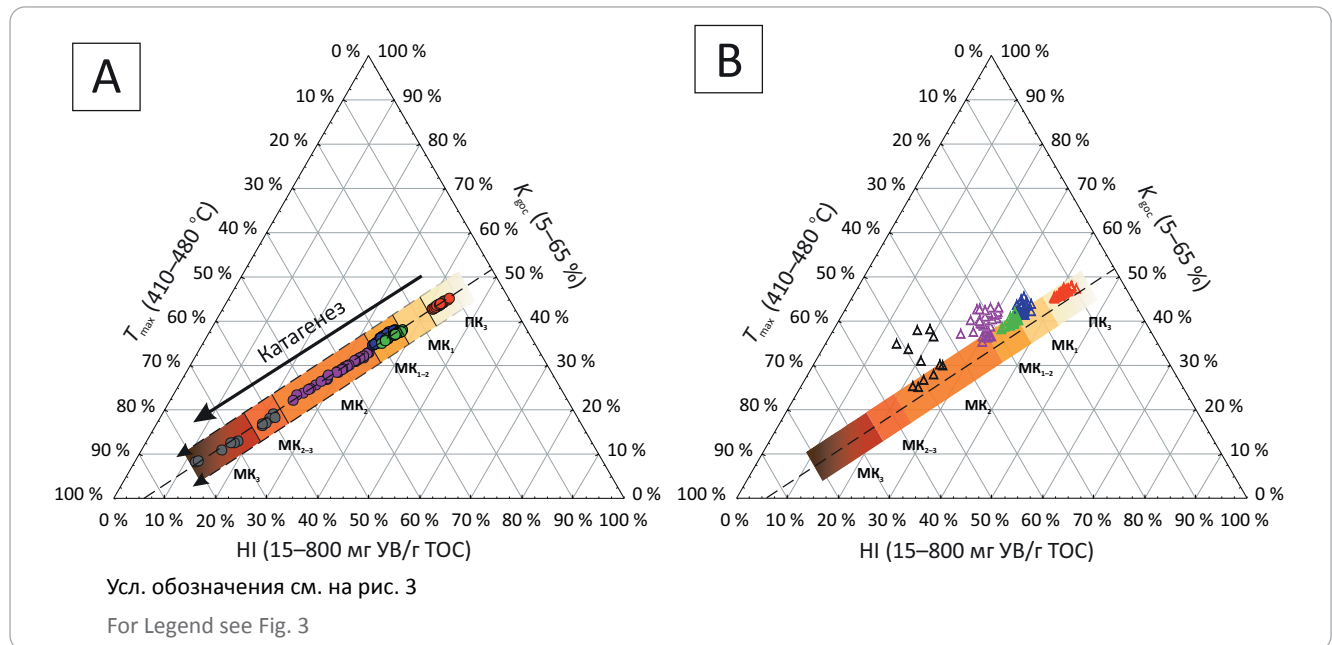
**Таблица.** Диапазоны значений пиролитических параметров после экстракции (выделенные на основе многочисленных исследований пород баженовской свиты) для разных стадий катагенеза ОБ

**Table.** Ranges of pyrolysis parameter values after extraction (delineated on the basis of numerous studies of the Bazhenov rocks) for different OM catagenesis stages

Стадия катагенеза	Пиролитические параметры		
	$T_{\text{max}}$ °C	HI, мг/г	$K_{\text{гор}}$ %
ПК <sub>3</sub>	< 425–432	> 620	> 55
МК <sub>1</sub>	425–435	500–620	45–55
МК <sub>1-2</sub>	435–442	380–500	34–44
МК <sub>2</sub>	440–446	200–380	20–33
МК <sub>2-3</sub>	442–450	130–200	12–19
МК <sub>3</sub>	> 448	< 130	< 12

**Рис. 5.** Тригонограмма пиролитических параметров зрелости ОБ баженовской свиты для образцов после (А) и до экстракции (В)

**Fig. 5.** Triangular diagram of OM maturity pyrolysis parameters for the samples from the Bazhenov Fm after (A) and before (B) extraction



зон значений на основе многочисленных пиролитических исследований пород баженовской свиты варьирует в пределах 410–480 °C, для HI — от 15 до 800 мг УВ/г ТОС, а для  $K_{\text{гор}}$  лежит в пределах 5–65%. Диапазоны значений параметров после экстракции по стадиям катагенеза, использованные для построения тригонограммы, приведены в таблице.

Для получения корректных значений параметров из расчетов были исключены образцы, которые отвечают вторичным карбонатам (известняки, доломиты), частично или полностью заместившим радиолариты. Отмечено, что вторично измененные радиолариты отличаются повышенной степенью преобразования по сравнению с остальными образцами (других литотипов) внутри одного разреза.

Для построения тригонограммы необходимо провести нормализацию используемых данных, включающую два этапа. На первом этапе выполняется нормализация значений используемых пара-

метров в соответствующих диапазонах по методу минимаксной нормализации, заключающейся в приведении диапазона изменения значений каждого параметра (от минимального до максимального значения) к требуемым границам.

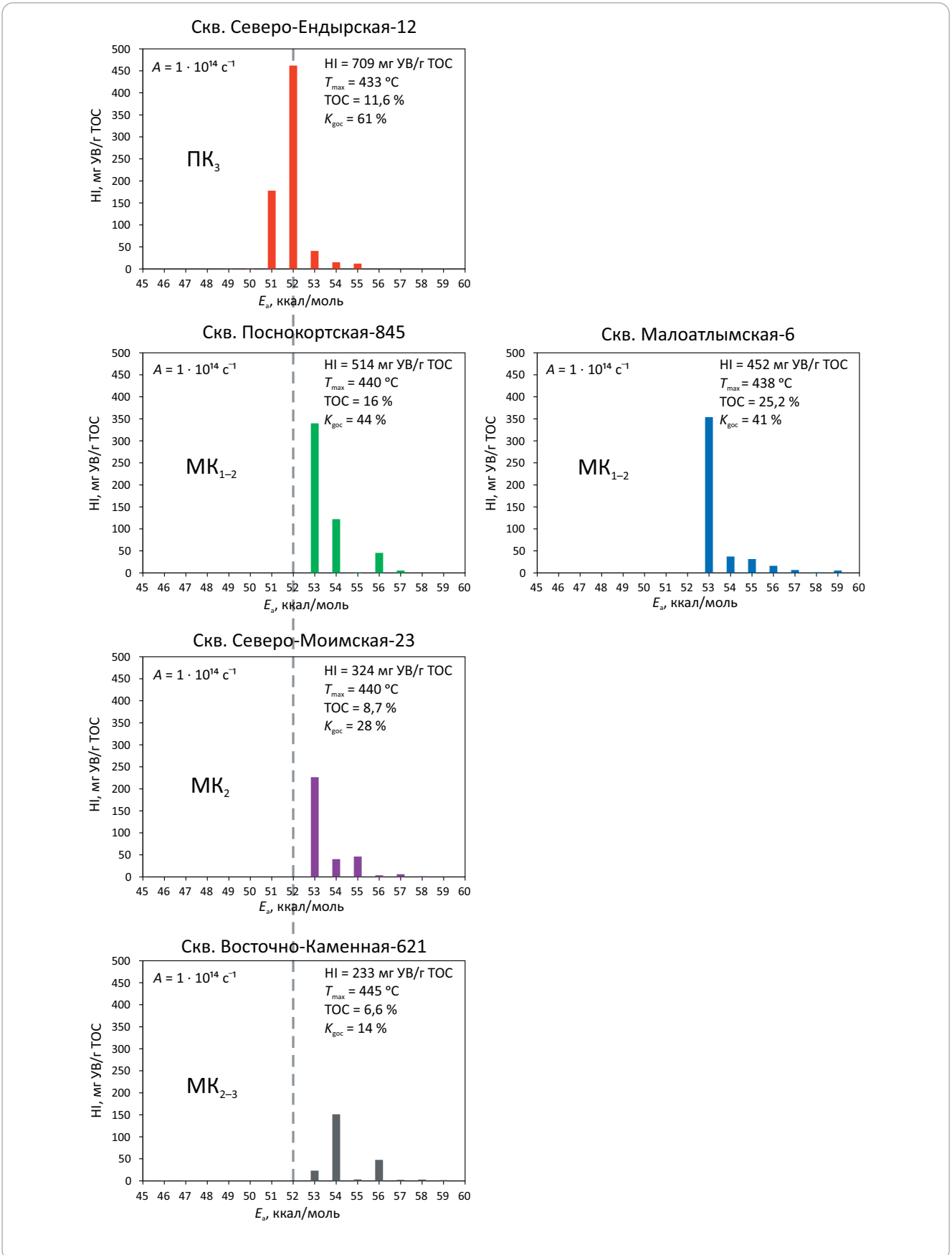
Метод реализуется с помощью формулы

$$y_{(i)} = \frac{(x - A)}{(B - A)} \cdot 0,01$$

где  $y_{(i)}$  — нормализованное значение параметра на первом этапе;  $x$  — исходное значение параметра;  $A$  — минимальное значение диапазона параметра;  $B$  — максимальное значение диапазона параметра; значение 0,01 используется для перевода итогового результата в проценты.

Поскольку построение тригонограммы предполагает, что сумма значений параметров должна составлять 100 %, на втором этапе рассчитываются долевые значения каждого параметра от их суммы. Полученные нормализованные значения после

**Рис. 6.** Кинетические спектры распределения энергий активации для образцов баженовской свиты различной степени зрелости ОВ  
**Fig. 6.** Kinetic spectra of activation energy distribution for the samples from the Bazhenov Fm with different OM maturity





второго этапа используются для построения треугольной диаграммы.

По тригонограмме (рис. 5 А) видно, что образцы изученных скважин образуют единый тренд, соответствующий увеличению градации катагенеза. Образцы скв. Северо-Ендырская-12 попадают в область, отвечающую стадии ПК<sub>3</sub>. При повышении степени термической преобразованности точки перемещаются в область с более высокими значениями  $T_{\max}$  и низкими  $H_I$  и  $K_{\text{гос}}$ . Для образцов скв. Восточно-Каменная-621 стадия катагенеза определяется как МК<sub>2-3</sub> для верхней части разреза и МК<sub>3</sub> — для нижней.

При этом, если для построения тригонограммы использовать данные пиролиза до экстракции (см. рис. 5 В), то точки, расположенные не в линию, а кучно, будут свидетельствовать о повышенной нефтенасыщенности разреза скважины, что подтверждается значениями индексов PI и OSI. Таким образом, использование тригонограммы также позволяет определять интервалы естественного или технически стимулируемого коллектора. Кроме того, эти точки на тригонограмме до экстракции будут смещены в меньшую, чем в действительности (определенную после экстракции) зону катагенеза (скважины Малоатлымская-6, Северо-Моимская-23 и Восточно-Каменная-621), в то время как для скважин без нефтенасыщения (Северо-Ендырская-12 и Поснокортская-845) линейный характер и область расположения (по стадиям катагенеза) будут мало отличаться на тригонограммах до и после экстракции (см. рис. 5).

*Кинетические исследования термического разложения керогена.* Согласно кинетическим исследованиям для слабопреобразованного (ПК<sub>3</sub>) ОВ баженновской свиты из разреза скв. Северо-Ендырская-12, максимум спектра распределения  $E_a$  приходится на энергию 52 ккал/моль (рис. 6). По мере увели-

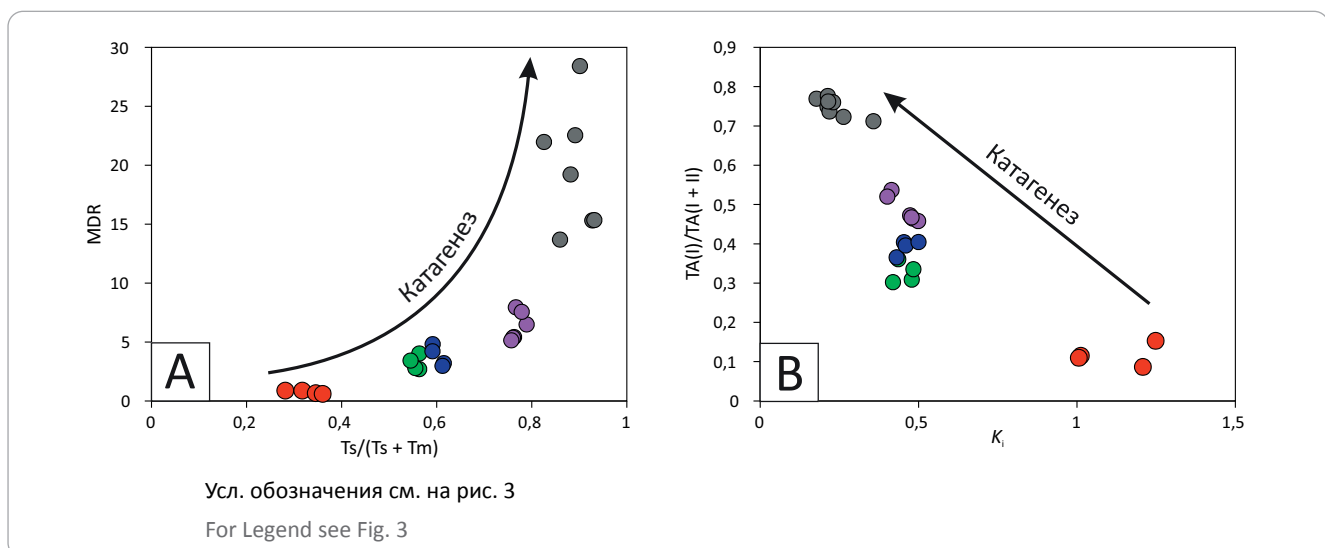
чения степени катагенеза происходит смещение максимума в сторону более высоких энергий и наблюдается отсутствие генерации УВ на меньших  $E_a$ . Так, для образцов из скважин Малоатлымская-6, Поснокортская-845 и Северо-Моимская-23 максимум соответствует энергии 53 ккал/моль, а для Восточно-Каменной-621 — 54 ккал/моль. Такой тренд смещения максимума  $E_a$  и изменение формы спектра свидетельствуют о том, что процесс генерации УВ начинается с более низких энергий, а по мере увеличения катагенеза структура керогена баженновской свиты изменяется и для дальнейшего распада УВ связей требуются большие энергии.

Результаты кинетических исследований термического разложения керогена и определения молекулярных параметров выделенных из породы экстрактов подтверждают выводы, сделанные по результатам пиролитических исследований.

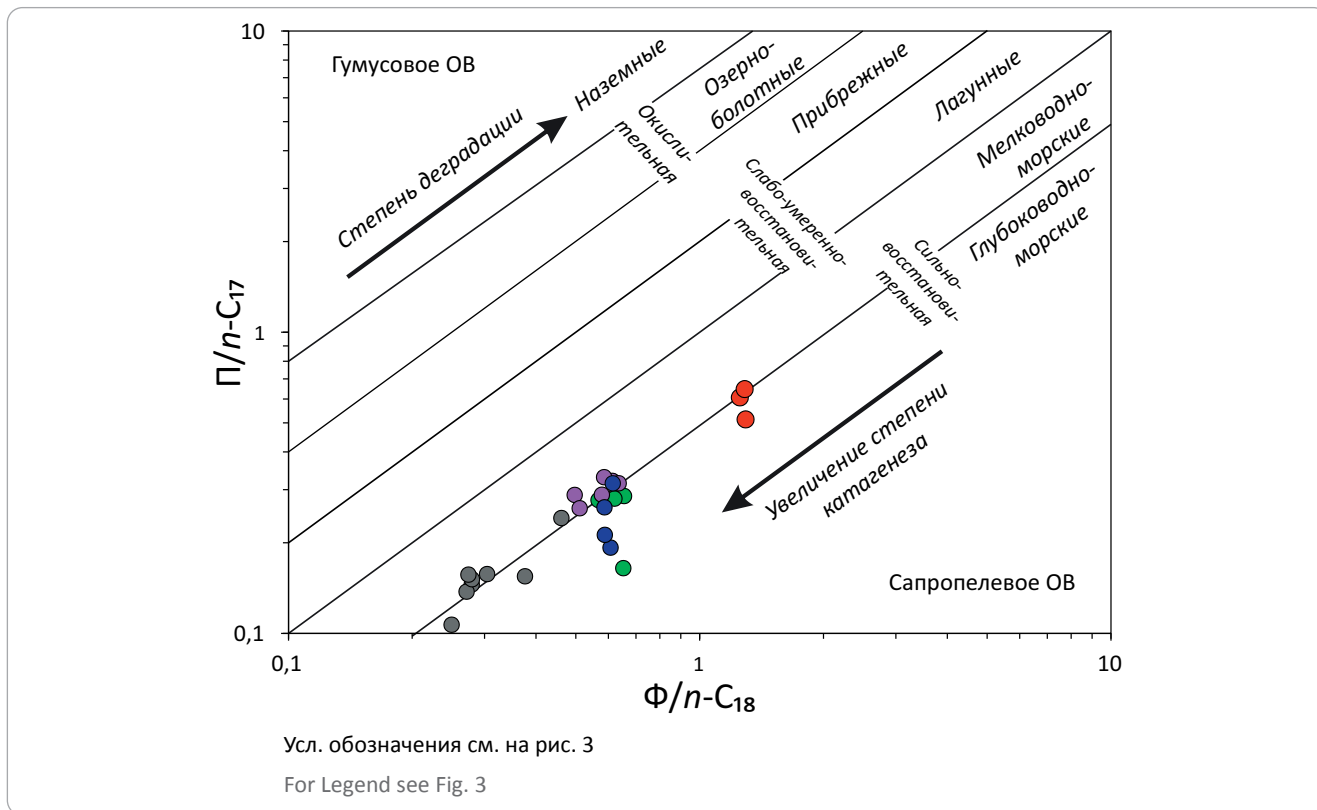
*Биомаркерный анализ.* Широко используемыми молекулярными параметрами катагенеза для нефтей и экстрактов пород баженновской свиты являются: изопреноидный коэффициент  $K_i = (П + Ф)/(n-C_{17} + n-C_{18})$ , метилдобензотиофеновое отношение  $MDR = 4 \text{ МДБТ}/1 \text{ МДБТ}$ , отношение трисноргопана и триснорнеогопана  $Ts/(Ts + Tm)$  и отношение коротко- и длинноцепочечных триароматических стероидов  $TA(I)/TA(I + II)$  [14–16].

Для исследованных насыщенных и ароматических УВ-фракций хлороформных экстрактов пород изученных скважин отмечается повышение значений параметров  $MDR$ ,  $Ts/(Ts + Tm)$  и  $TA(I)/TA(I + II)$  с ростом катагенеза (рис. 7). В диапазоне градаций катагенеза от ПК<sub>3</sub> до МК<sub>3</sub> значения параметра  $MDR$  изменяются в пределах 0,59–28,39,  $Ts/(Ts + Tm)$  — от 0,28 до 0,93,  $TA(I)/TA(I + II)$  — от 0,09 до 0,78. Параметр  $K_i$ , напротив, с повышением зрелости уменьшается. Для исследованных образцов  $K_i$  изменяется от 1,25 для термически непреобразованного ОВ

**Рис. 7.** Зависимость молекулярных параметров катагенеза  $MDR$  от  $Ts/(Ts + Tm)$  и  $TA(I)/TA(I + II)$  от  $K_i$   
**Fig. 7.** Catagenesis molecular parameters  $MDR$  as a function of  $Ts/(Ts + Tm)$  and  $TA(I)/TA(I + II)$  as a function of  $K_i$



**Рис. 8.** Диаграмма Кеннона – Кессоу для изученных образцов баженовской свиты  
**Fig. 8.** The Connan – Cassou diagram for the studied samples from the Bazhenov Formation



до 0,18 для более зрелого ОБ в образцах скв. Восточно-Каменная-621.

Использование графика зависимости  $P/n-C_{17}$  к  $\Phi/n-C_{18}$  (диаграмма Кеннона – Кессоу), помимо определения фациально-генетического типа ОБ, позволяет также проследить изменение степени термической зрелости (рис. 8). В диапазоне катагенеза от ПК<sub>3</sub> до МК<sub>3</sub> значения  $P/n-C_{17}$  уменьшаются от 0,97 до 0,11, а значения  $\Phi/n-C_{18}$  — от 1,3 до 0,25.

**Выводы**

Предложен новый «инструмент» (тригонограмма  $T_{max} - NI - K_{гор}$ ) для повышения надежности оценки степени термической зрелости ОБ пород баженовской свиты. На тригонограмме выделены зоны, соответствующие приуроченности отложений к разным стадиям катагенеза (от ПК<sub>3</sub> до МК<sub>3</sub> по шкале Н.Б. Вассоевича). Наилучшие результаты получены по данным после исчерпывающей экстракции хлороформом. При использовании данных пиролиза до экстракции расположение точек вне выделенных на тригонограмме зон будет свидетельствовать

о повышенной нефтенасыщенности интервалов разреза (подтверждено другими пиролитическими параметрами и данными опробования скважин). Но в этом случае степень зрелости, определенная по данным до экстракции, не представляется корректной, так как искажена из-за присутствия новообразованных УВ в зоне определения параметра  $S_2$ . Для скважин без нефтенасыщения линейный характер и область расположения стадий катагенеза практически не будут отличаться на тригонограммах до и после экстракции.

Полученные по тригонограмме оценки стадий катагенеза ОБ баженовской свиты для пяти изученных скважин подтверждаются результатами более трудоемких кинетических и молекулярных исследований. Уточнение степени зрелости (стадий катагенеза) ОБ отложений баженовской свиты необходимо для построения корректных моделей в геологическом и бассейновом моделировании, а также при выборе способов освоения ресурсов «нефтяных сланцев» Западно-Сибирского НГБ.

**Литература**

1. Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. — 2014. — Т. 10. — № 2. — С. 1–8.
2. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. — М.: Наука, 1986. — 368 с.
3. Шпильман В.И., Солопахина Т.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: мат-лы второй научно-технической конференции. — Ханты-Мансийск, 1999. — С. 96–115.

4. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–54.
5. Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Ускоренная экстракция ASE — как эффективный метод извлечения битумоидов при выполнении пиролизических и хроматографических исследований ядерного материала // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры : материалы двадцать второй научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 18–21 ноября 2019 г.). Т. 2. — Ханты-Мансийск : АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», 2019. — С. 79–90.
6. Peters K.E., Cassa M.R. Applied Source Rock Geochemistry // The Petroleum System-From Source to Trap. AAPG Memoir 60. — 1994. — С. 93–120.
7. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. — М. : Наука, 1987. — 76 с.
8. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Можегова С.В., Кирсанов А.М., Комков И.К., Пайзанская И.Л. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 495–503. DOI: 10.15372/GiG20170312.
9. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Батуринов А.Ю., Масляно М.Ю., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Булатов Т.Д. Изучение баженовской свиты Западной Сибири на различных уровнях по данным пиролизических исследований как основа объективной оценки углеводородного потенциала // Недропользование XXI век. — 2019. — Т. 79. — № 3. — С. 102–115.
10. Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. Geochemical trends reflecting hydrocarbon generation, migration and accumulation in unconventional reservoirs based on pyrolysis data (on the example of the Bazhenov Formation) // Geosciences. — 2021. — Т. 11. — № 8. DOI:10.3390/geosciences11080307.
11. Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлов И.В., Вторушин М.Н. Современный метод определения пиролизических параметров горных пород // Геология нефти и газа. — 2018. — № 2. — С. 71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77.
12. Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Пронина Н.В., Коробова Н.И., Леушина Е.А., Воропаев А.В., Панченко И.В., Морозов Н.В., Спасенных М.Ю. Кероген I типа в породах баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. — 2021. — № 6. — С. 110–119.
13. Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Panchenko I., Pronina N., Voropaev A., Morozov N., Spasennykh M. Alginite-rich layers in the Bazhenov deposits of Western Siberia // Geosciences. — 2021. — Т. 11. — № 6. — С. 252. DOI:10.3390/geosciences11060252.
14. Chakhmakhchev A., Suzuki M., Takayama K. Distribution of alkylated dibenzothiophenes in petroleum as a tool for maturity assessments // Organic Geochemistry. — 1997. — Т. 26. — № 7–8. — С. 483–489.
15. Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M. The biomarker guide. Т. 2. 2nd ed. — New York: Cambridge University Press, 2005. — 1155 с. DOI:10.1017/CBO9780511524868.
16. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia // Org. Geochem. — 2021. — Т. 152. — С. 104178. DOI:10.1016/j.orggeochem.2020.104178.

## References

1. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Kazanekov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. Bazhenovskaya svita — glavnyy istochnik resursov netraditsionnoy nefti v Rossii. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*. 2014;10(2):1–8. In Russ.
2. Vassoevich N.B. Selected works. Geochemistry of organic matter and origin of petroleum. Moscow: Nauka; 1986. 368 p. In Russ.
3. Shpil'man V.I., Solopahina T.A., Pyatkov V.I. Novaya tektonicheskaya karta central'nykh rajonov Zapadnoy Sibiri [New tectonic map of the Western Siberia central regions]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala HMAO: Materialy vtoroy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Hanty-Mansiysk; 1999; 96–115 pp. In Russ.
4. Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Y., Borisov R.S., Bychkov A.Y., Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Strel'tsov E.D. Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov Formation, West Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2015;70(6):409–418. DOI: 10.3103/S0145875215050075.
5. Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. Uskorennyaya ehkstraktsiya ASE — kak ehffektivnyi metod izvlecheniya bitumoidov pri vypolnenii piroliticheskikh i khromatograficheskikh issledovaniy kernovogo materiala [Accelerated extraction of ASE — as an effective method of extraction of bitumoids when performing pyrolytic and chromatographic studies of core material]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga — Yugry: materialy dvadtsat' vtoroi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Khanty-Mansiisk, November 18–21, 2019) V. 1. Khanty-Mansiisk: AU "NATS RN im. V.I. Shpil'mana"; 2019. pp. 79–90. In Russ.
6. Peters K.E., Cassa M.R. Applied Source Rock Geochemistry. In: The Petroleum System-From Source to Trap. AAPG Memoir 60. 1994. pp. 93–120.
7. Lopatin N.V., Emez T.P. Piroлиз v neftegazovoy geohimii [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow: Nauka; 1987. 76 p.
8. Skvortsov M.B., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Kirsanov A.M., Komkov I.K., Paizanskaya I.L. Geochemical methods for prediction and assessment of shale oil resources (case study of Bazhenov Formation). *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4):403–409. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.09.015.
9. Gutman I.S., Potemkin G.N., Baturin A.Yu., Maslyanko M.Yu., Kozlova E.V., Spasennykh M.Yu., Bulatov T.D. Study of the West Siberian Bazhenov Formation at multiple levels according to pyrolysis data as the basis for the unbiased assessment of petroleum potential. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2019;79(3):102–115. In Russ.
10. Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*. 2021;11(8). DOI:10.3390/geosciences11080307.



11. Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlov I.V., Vtorushin M.N. The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(2):71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77. In Russ.
12. Bulatov T.D., Kozlova E.V., Pronina N.V., Korobova N.I., Leushina E.A., Voropaev A.V., Panchenko I.P., Morozov N.V., Spasennykh M. Type I kerogen in the Bazhenov Formation rocks of the West Siberian Petroleum Basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2021;77(1):114–123. DOI: 10.3103/S0145875222010033. In Russ.
13. Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Panchenko I., Pronina N., Voropaev A., Morozov N., Spasennykh M. Alginite-rich layers in the Bazhenov deposits of Western Siberia. *Geosciences*. 2021;11(6):252. DOI:10.3390/geosciences11060252.
14. Chakhmakhev A., Suzuki M., Takayama K. Distribution of alkylated dibenzothiophenes in petroleum as a tool for maturity assessments // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Т. 26. – № 7–8. – С. 483–489.
15. Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M. The biomarker guide. V. 2. 2nd ed. New York: Cambridge University Press; 2005. 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9780511524868.
16. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Org. Geochem*. 2021;152:104178. DOI:10.1016/j.orggeochem.2020.104178.

### Информация об авторах

#### Вторушина Элла Александровна

Кандидат химических наук,  
заместитель директора по научной работе  
Автономное учреждение  
Ханты-Мансийского автономного округа — Югры  
«Научно-аналитический центр  
рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана»,  
628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2  
e-mail: VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru  
ORCID ID: 0000-0002-3068-7603  
SCOPUS ID: 24450935300

#### Булатов Тимур Дамирович

Аспирант  
Сколковский институт науки и технологий,  
121205 Москва, Большой б-р, д. 30, стр. 1  
e-mail: timur.bulatov@skoltech.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9558-5608

#### Козлова Елена Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
Сколковский институт науки и технологий,  
121205 Москва, Большой б-р, д.30, стр. 1  
e-mail: e.kozlova@skoltech.ru  
SCOPUS ID: 56900818300  
ResearcherID: H-9774-2014

#### Кульков Михаил Григорьевич

Заведующий лабораторией  
Автономное учреждение  
Ханты-Мансийского автономного округа — Югры  
«Научно-аналитический центр  
рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана»,  
628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2  
e-mail: mgk83@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-1784-6315  
SCOPUS ID: 36496932700  
ResearcherID: ABC-2456-2021

### Information about authors

#### Ella A. Vtorushina

Candidate of Chemical Sciences,  
Deputy Director for Research  
Autonomous Institution  
of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra  
“V.I. Shpilman research and analytical Centre  
for the rational use of the subsoil”,  
2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia  
e-mail: VtorushinaEA@nacrn.hmao.ru  
ORCID ID: 0000-0002-3068-7603  
SCOPUS ID: 24450935300

#### Timur D. Bulatov

Ph.D. Student  
Skolkovo Institute of Science and Technology,  
30. 1, Bol'shoy Bul'var, Moscow, 121205, Russia  
e-mail: timur.bulatov@skoltech.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9558-5608

#### Elena V. Kozlova

Candidate of Geology-Mineralogical Science,  
Leading Researcher  
Skolkovo Institute of Science and Technology,  
30. 1, Bol'shoy Bul'var, Moscow, 121205, Russia  
e-mail: e.kozlova@skoltech.ru  
SCOPUS ID: 56900818300  
ResearcherID: H-9774-2014

#### Mikhail G. Kul'kov

Head of the Laboratory  
Autonomous Institution  
of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra  
“V.I. Shpilman research and analytical Centre  
for the rational use of the subsoil”,  
2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia  
e-mail: mgk83@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-1784-6315  
SCOPUS ID: 36496932700  
ResearcherID: ABC-2456-2021



## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТРЕТЬЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

### **Направления тем научных сессий**

Разработка и развитие инструментов и технологий анализа данных и машинного обучения

Интеллектуальный анализ данных в геологии и геофизике

Интеллектуальный анализ данных в планировании и управлении разработкой и добычей углеводородов

Инструменты и примеры интеграции данных

Примеры внедрения инструментов анализа данных в производственных процессах геологической отрасли

Искусственный интеллект для устойчивого развития

# Успейте зарегистрироваться!

**21 - 23 сентября 2022 г. | Новосибирск, Россия**

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

[www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru)

УДК 551.14:550.83; 551.24:550.83

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72

## Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

© 2022 г. | Г.А. Аббасов, Н.А. Атакишиева, Л.Б. Курбанзаде

SOCAR НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан; abbasov.qasim@gmail.com; nailaaliqizi@rambler.ru; lalequrbanzade31@gmail.com

Поступила 22.04.2022 г.

Доработана 16.05.2022 г.

Принята к печати 20.05.2022 г.

**Ключевые слова:** добыча; месторождение; пласт; гидрохимия; попутные воды; исследование; прогноз; микрокомпонент; соль; проба воды; осадок; канал; озеро.

**Аннотация:** Статья посвящена научному обоснованию экономической, экологической, медицинской и социальной значимости получения различных компонентов из попутных вод, добываемых при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова. Современный уровень развития оборудования и технологий нефтедобычи позволяет извлекать только часть нефти из нефтяных месторождений. Известно, что на первом этапе добычи нефти рентабельность разработки месторождений высока. Со временем количество нефти в скважинной жидкости уменьшается, количество пластовой воды увеличивается, затраты на добычу нефти и ее себестоимость увеличиваются, поэтому добыча нефти требует больших финансовых затрат при доводке месторождения. Поскольку нефтяные месторождения Апшеронского полуострова находятся на завершающей стадии разработки, абсолютное и относительное количество попутной воды в жидкости из скважин велико, и с течением времени увеличивается процент водоносности. Учитывая снижение эффективности добычи нефти с течением времени, открытие новых природных ресурсов на месторождениях может способствовать увеличению доходов от нефтедобычи, что может повысить эффективность использования природных ресурсов и снизить себестоимость добываемой нефти.

Для цитирования: Аббасов Г.А., Атакишиева Н.А., Курбанзаде Л.Б. Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 65–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72.

## Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula

© 2022 | G.A. Abbasov, N.A. Atakishieva, L.B. Kurbanzade

"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR, Baku, Azerbaijan; abbasov.qasim@gmail.com; nailaaliqizi@rambler.ru; lalequrbanzade31@gmail.com

Received 22.04.2022

Revised 16.05.2022

Accepted for publication 20.05.2022

**Key words:** production; field; reservoir; hydrochemistry; associated/produced/formation water; studies; prediction; microcomponent; salt; water sample; sediment; channel; lake.

**Abstract:** The article is devoted to the scientific substantiation of the economic, ecological, medical and social significance of various components extraction from the formation water produced during the development of oil and gas condensate fields in the Absheron Peninsula. State of the art in oil extraction equipment and technologies makes it possible to produce only a part of oil from oil fields. It is known that in the first stage of oil production, the profitability of field development is high. Over time, the amount of oil in the borehole fluid decreases, the amount of formation water increases, and the cost of oil production and its cost increase, so oil production requires a lot of financial costs for final depletion of the field. As the oil fields in the Absheron Peninsula are in the final stages of development, the absolute and relative amount of produced water in the borehole fluids is large and water content increases over time. Given the declining efficiency of oil production over time, the discovery of new natural resources in fields could help to increase oil revenues, which may contribute to increased oil revenues, which may increase the efficiency of natural resources use and reduce the cost of oil produced.

For citation: Abbasov G.A., Atakishieva N.A., Kurbanzade L.B. Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(4):65–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72. In Russ.

**Введение**

Современный уровень разработки оборудования и технологий нефтедобычи позволяет извлекать только часть нефти из нефтяных месторождений. Известно, что на первом этапе добычи нефти рентабельность разработки месторождений высока. Со временем количество нефти в скважинной жидкости уменьшается, количество пластовой воды, затраты на добычу нефти и ее себестоимость увеличиваются, поэтому добыча нефти требует больших финансовых затрат при доводке месторождения.

**Количество солей и ценных микрокомпонентов в попутных водах, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова**

Нефтяные месторождения Апшеронского полуострова находятся на завершающей стадии разработки, абсолютное и относительное количество попутной воды в жидкости из скважин велико, и с течением времени повышается обводненность добываемого продукта.

Сбрасываются миллионы тонн пластовой воды, добываемой одновременно с нефтью, в химическом составе которой тысячи тонн солей и ценных компонентов (табл. 1, 2). Наличие в этих высокоминерализованных водах различных компонентов, нефтепродуктов и токсичных элементов приводит к загрязнению окружающей среды и экологическому дисбалансу. Однако в наше время существуют технологии очистки таких вод и извлечения содержащихся в них солей и ценных компонентов [1].

Для качественного и количественного изучения попутных вод целесообразно создание на месторождениях гидрорежимной сети, периодический отбор проб воды и проведение химического анализа. При создании гидрорежимной сети необ-

ходимо учитывать как геологические условия месторождения, так и воздействия на пласт в процессе разработки.

Известно, что нефтяные и газоконденсатные месторождения на Апшеронском полуострове в основном связаны с отложениями продуктивного пласта [2].

Высокоминерализованные жесткие воды в верхней части продуктивной толщи содержат большое количество микрокомпонентов. Концентрации большинства микрокомпонентов в щелочных водах нижней части продуктивной толщи снижаются, а концентрации  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{NH}_4\text{O}_7$ ,  $\text{RCOO}$  и  $\text{B}$  повышаются. В нефтехранилищах и отстойниках нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) «Апшероннефть» микрокомпоненты в водах продуктивной толщи следует разделять: верхнюю часть, богатую стронцием, йодом и бромом, следует собирать отдельно от нижней, насыщенной гидрокарбонатами, бором, органическими и тетраборными кислотами.

Объем пластовой воды, добытой на Апшеронском полуострове за последние 15–20 лет, составляет 17,6–26,2 млн  $\text{м}^3$  в год (в среднем 24 млн  $\text{м}^3$ ), что равно 96 % добытой жидкости. Например, в 2003 г. здесь было добыто нефти 679 760 т, а воды 13 095 000 т ( $\approx 95,1$  %).

В 2003 г. на Апшеронском полуострове было извлечено в среднем 19,24 т пластовой воды из 1 т нефти. Эти воды содержат в среднем 1,21 т солей, из них:  $\text{NaCl}$  – 1154 кг,  $\text{MgCl}_2$  – 48,2 кг,  $\text{CaCl}_2$  – 0,2 кг,  $\text{CaCO}_3$  – 0,04 кг, элементов:  $\text{Sr}$  – 0,8 кг,  $\text{I}$  – 0,5 кг,  $\text{Br}$  – 2,1 кг,  $\text{Li}$  – 0,1 кг,  $\text{Mn}$  – 0,06 кг,  $\text{Al}$  – 0,05 кг и др. (табл. 3, 4).

В ходе исследования были отобраны пробы воды из нефтехранилищ, отстойников, озер НГДУ Апшеронского полуострова и химически проанализированы. Установлено, что вместе с попутной

**Табл. 1.** Минимальные и максимальные значения промышленно важных концентраций микрокомпонентов в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова, мг/л

**Tab. 1.** Minimum and maximum values of commercial concentration of microcomponents in produced water of oil and gas condensate fields in the Absheron Peninsula, mg/l

Элементы	Минимальные значения промышленно важных концентраций компонентов по инструкции	Максимальные концентрации компонентов в попутных водах
Ge	0,05	0,037
Cs	0,5	0,36
Rb	3	1,8
Li	10	3,3
J	10	32,8
Mg	1000	3131
Br	200	472,4
B	250	313,1
Sr	300	65,6
K	1000	200

**Табл. 2.** Наиболее распространенные концентрации основных макро- и микробиогенных компонентов в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова, мг/л

**Tab. 2.** Most common concentrations of major macro- and microbiogenic components in associated water in oil and gas condensate fields of the Absheron Peninsula, mg/l

Катионы		Анионы		Биогенные компоненты	
Компоненты	Концентрация	Компоненты	Концентрация	Компоненты	Концентрация
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	12 892–36 851	Cl <sup>-</sup>	19 042–66 379	NH <sub>4</sub>	0,09–9010
Ca <sup>2+</sup>	126–3575	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0–125	H <sub>2</sub> S	1,6
Mg <sup>2+</sup>	92–13 131	HCO <sub>3</sub> + CO <sup>3</sup>	348–465,2	SiO <sub>2</sub>	2,57–4,28
Li <sup>+</sup>	2,3–3,3	RCOO <sup>-</sup>	568–1249		
K <sup>+</sup>	66–200	J <sup>-</sup>	10,8–32,8		
Rb <sup>+</sup>	0,11–1,8	Br <sup>-</sup>	230–472,4		
Cs <sup>+</sup>	0,03–0,16				
Sr <sup>2+</sup>	10,3–65,6				
Ba <sup>2+</sup>	4,6–9,8				
Mn <sup>2+</sup>	1–2				
Fe <sup>2+</sup>	10,9–115				
Cu <sup>2+</sup>	0,18–1,26				
Al <sup>3+</sup>	0,7–1,7				
B <sup>3+</sup>	51–176				
Ge	0,002–0,037				

**Табл. 3.** Количество и стоимость компонентов в пластовых водах, сбрасываемых при добыче 1 т нефти в 2003 г. НГДУ, действующими на Апшеронском полуострове

**Tab. 3.** Amount and cost of components in formation water discharged in the course of production of one ton of oil in 2003 by Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Масса воды, получаемой из 1 т нефти, т	Компоненты										Нефть	Дистиллированная вода	Общее количество и стоимость комплекующих компонентов, усл. денежные ед.
		NaCl	MgCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>	CaCO <sub>3</sub>	Sr <sup>2+</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>	Li <sup>+</sup>	Mn <sup>2+</sup>	Al <sup>3+</sup>			
Балаханы-нефть	16,5	790,9 0,035 27,7	–	–	4,95 0,38 1,9	0,5 25 12,5	0,25 9,5 2,4	0,38 4 1,5	0,038 48 1,8	0,018 2,1 0,038	0,026 1 0,026	10 0,2 2,45	16 000 0,001 16	16 808,6 – 65,35
Бибией-батнефть	15	1000,5 0,035 35	48 0,6 28,8	36 0,38 13,7	21 0,38 8	0,98 25 24,5	0,22 9,5 2,1	0,46 4 1,9	0,05 48 2,4	0,03 2,1 0,063	0,008 1 0,008	10,4 0,245 2,55	14 600 0,001 14,6	15 824,4 – 133,6
Бинагади-нефть	8,5	336,4 0,035 12,8	–	–	–	0,32 25 8	0,13 9,5 1,2	0,26 4 1	0,022 48 1,1	0,016 2,1 0,034	0,009 1 0,009	5,3 0,245 1,3	8300 0,001 8,3	8672,5 – 33,74
Сураханы-нефть	47,4	3640,3 0,035 14,6	180,12 0,6 108,1	123,24 0,8 46,8	66,36 0,38 25,2	1,74 25 43,5	0,65 9,5 6,2	4,27 4 17	0,13 48 6,4	0,09 2,1 0,19	0,076 1 0,076	44,7 0,2 10,45	46 000 0,001 46	50 061,7 – 324,5
НГДУ им. А. Амирова	13,3	417,4 0,035 14,6	–	–	7,18 0,38 2,7	0,15 25 3,7	0,17 9,5 1,6	1,02 4 4,1	0,04 48 1,9	0,013 2,1 0,027	0,009 1 0,009	7,8 0,245 1,9	12 900 0,001 12,9	13 334,4 – 43,4
НГДУ им. З. Тагиева	14,3	1340 0,035 46,9	70,1 0,6 42	132,3 0,38 50,3	4,15 0,38 1,6	0,15 25 3,7	0,15 9,5 1,5	0,9 4 3,5	0,033 48 1,6	0,027 2,1 0,057	0,024 1 0,024	19,5 0,245 4,6	13 900 0,001 13,9	15 467,3 – 169,7

Примечание. Цена 1 т нефти составила 245 усл. денежных ед.; 1-й ряд — количество компонентов, кг; 2-й ряд — цена, усл. денежные ед/кг; 3-й ряд — стоимость, усл. денежные ед.

Note. Price of one ton of oil was 245 cost units; 1-st row is an amount of components (kg); 2-nd row is price (cost units per kg); 3-rd row is a sum of components (cost units).

**Табл. 4.** Количество и стоимость компонентов в 19,26 т попутной воды, полученной при добыче 1 т нефти из месторождений УВ Апшеронского полуострова в среднем за 2003 г.**Tab. 4.** Amount and cost of components in 19.26 tons of associated water produced in the course of one ton of oil production from hydrocarbon fields in the Absheron Peninsula (average for 2003)

Компоненты										Нефть	Дистиллированная вода, 1 т	Все соли и микрокомпоненты	Все комплексообразующие компоненты
NaCl	MgCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>	CaCO <sub>3</sub>	Sr <sup>2+</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>	Li <sup>+</sup>	Mn <sup>+</sup>	Al <sup>3+</sup>				
1154	48,2	0,2	0,04	0,8	0,5	2,1	0,1	0,06	0,05	15,4	18 700	1206,1	21 127,6
0,035	0,6	0,38	0,38	25	9,5	4	48	2,1	1	45	0,001	—	—
40,4	29	0,076	0,0152	20	4,75	8,4	4,8	0,126	0,05	3,77	18,7	107,62	130,9
31,06	22,29	0,06	0,01	15,37	3,65	6,46	3,69	0,1	0,04	2,9	14,37	82,73	100

*Примечание.* Цена 1 т нефти составила 245 дол. США; 1-я строка — количество компонентов, кг; 2-я строка — цена, усл. денежные ед./кг; 3-я строка — сумма компонентов, усл. денежные ед.; 4-я строка — процент от общей стоимости.

*Note.* Price of one ton of oil was USD 245; 1-st row is an amount of components (kg); 2-nd row is price (cost units per kg); 3-rd row is a sum of components (cost units); 4-th row is percentage of total cost.

водой сбрасывается нефть и концентрация этой нефти колеблется в пределах 588–1362 мг/л и в среднем равна 802 мг/л. Если учесть, что суммарная годовая добыча воды НГДУ составила более 13 млн м<sup>3</sup>, то количество сброса сырой нефти попутными водами в 2003 г. — более 10,6 тыс. т (табл. 5).

Степень минерализации 13 095 тыс. т попутных вод, сбрасываемых с нефтепромыслов Апшеронского полуострова в 2003 г., в среднем составляла 71,7 кг/т, что свидетельствует о содержании в них 938,9 тыс. т различных солей и химических компонентов, в том числе в среднем: 826,7 тыс. т поваренной соли; 25,6 тыс. т хлористого кальция; 29,2 тыс. т хлорида магния; 30,3 тыс. т солей карбоната и ионов УВ; 12,9 тыс. т солей органических кислот; около 1,8 тыс. т радиоактивного калия; 744 тыс. т брома; 508 т радиоактивного стронция; более 182 т йода. Их суммарная стоимость на международном рынке достигает 80,5 млн условных денежных единиц (усл. денежных ед.) (табл. 6).

Концентрации поваренной соли, йода, брома и бора имеют промышленное значение [3].

Согласно полученной информации, при добыче 1 т нефти в 2003 г. было получено 19,26 м<sup>3</sup> воды, содержащей (в усл. денежных ед.): NaCl (1154 кг на сумму 40,4), CaCl<sub>2</sub> (0,2 кг — 0,076), MgCl<sub>2</sub> (48,2 кг — 29), CaCO<sub>3</sub> (0,04 кг — 0,015), J (0,05 кг — 0,48), Br (2,1 кг — 8,4), Sr (0,8 кг — 20), Li (0,1 кг — 4,8), Mn (0,06 кг — 0,13), Al (0,05 кг — 0,05), отработанной нефти (0,03 кг — 0,007).

Таким образом, цена вышеуказанных 10 компонентов на международном рынке составляет 82,73 усл. денежных ед., что можно считать равным цене около 0,34 т нефти.

Анализ табл. 3 и 4 показывает, что по добыче попутной воды НГДУ «Сураханынефть» занимает 1-е место. Вместе с 1 т нефти здесь извлекается в среднем 47,4 т попутной воды, что составляет 97,9 % полученной жидкости. Второе место занимает «Балаханынефть» (94,3 %), 3-е место — «Бибибатнефть» (93,8 %), 4-е место — НГДУ имени Г.З. Тагиева (93,5 %). Согласно абсолютному и относительному содержанию, в химическом составе воды преобладают ионы Na<sup>+</sup> и Cl<sup>-</sup>.

Количество солей и других компонентов (кг) в попутной воде, полученной при добыче 1 т нефти, по НГДУ составляет: «Балаханынефть» — 797, «Бибибатнефть» — 1214, «Бинагадинефть» — 337,2, «Сураханынефть» — 4017, им. А. Амирова — 426 и им. З. Тагиева — 1547,8. Так, при добыче 1 т нефти максимальное количество (в кг) соли получено на «Сураханынефть», НГДУ им. З. Тагиева и «Бибибатнефть». На Апшеронском полуострове этот показатель составил 1206,1 кг.

Сравнение расчетного значения (усл. денежные ед.) этих компонентов на мировых рынках показывает, что NaCl (40,4) занимает 1-е место, MgCl<sub>2</sub> (29) — 2-е место, Sr (20) — 3-е место, Br (8,4) — 4-е место, Li (4,8) — 5-е место; J (4,75) — 6-е место.

Объемы йода и брома, ранее производившиеся в Азербайджане, составляют 3,6 и 6,5 % суммарных значений компонентов в вышеуказанной воде. Из этого следует, что для получения солей и ценных компонентов из попутных вод среди НГДУ, действующих на Апшеронском полуострове, в первую очередь необходимо использовать воду месторождений «Сураханынефть», НГДУ им. З. Тагиева и «Бибибатнефть».

**Табл. 5.** Количество нефти в попутных водах, добытых и подлежащих добыче на нефтяных и газоконденсатных месторождениях НГДУ Апшеронского полуострова

**Tab. 5.** Quantity of oil in associated waters produced and to be produced from oil and gas condensate fields of the Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Концентрация нефти, мг/л	Количество нефти, сброшенной попутными водами с начала разработки по 01.01.04 г.	Количество нефти, сброшенной попутными водами в 2003 г.	Прогноз объемов нефти, сбрасываемой попутными водами в 2004–2010 гг.	Прогнозируемое количество нефти, которое будет сброшено вместе с попутной водой при добыче остаточной извлекаемой нефти
Балаханынефть	607	$\frac{509\ 255}{309,1}$	$\frac{3533}{2,2}$	$\frac{37\ 966}{23,1}$	$\frac{196\ 674}{119,4}$
Бибиейбатнефть	693	$\frac{534\ 144}{370,2}$	$\frac{1801}{1,3}$	$\frac{16\ 127}{11,2}$	$\frac{142\ 667}{98,9}$
Бинагадинефть	622	$\frac{103\ 998}{64,7}$	$\frac{911}{0,7}$	$\frac{6050}{3,8}$	$\frac{580\ 608}{361,1}$
Сураханынефть	942	$\frac{1\ 179\ 388}{1111}$	$\frac{5022}{4,7}$	$\frac{30\ 898}{29,1}$	$\frac{109\ 141}{102,8}$
НГДУ им. А. Амирова	588	$\frac{163\ 064}{96}$	$\frac{944}{0,5}$	$\frac{11\ 564}{6,8}$	$\frac{132\ 973}{78,2}$
НГДУ им. З. Тагиева	1362	$\frac{360\ 025}{490,4}$	$\frac{884}{1,2}$	$\frac{5910}{8,1}$	$\frac{243\ 151}{331,2}$
Сумма	–	$\frac{2\ 849\ 874}{2441,4}$	$\frac{13\ 095}{10,6}$	$\frac{108\ 515}{82,1}$	$\frac{1\ 405\ 214}{1091,6}$

Примечание. Числитель — количество воды, т; знаменатель — количество нефти, тыс. т.

Note. Numerator — amount of water, tons; denominator — amount of oil, thousand tons.

При сравнении доходов от нефти и компонентов попутной воды, добытых в 2003 г. НГДУ, работающих на Апшеронском полуострове, видно, что чистый доход в «Балаханынефть», «Бибиейбатнефть», «Бинагадинефть» и НГДУ им. А. Амирова намного выше, чем чистый доход от попутных вод (табл. 6). Однако в НГДУ «Сураханынефть» и НГДУ им. З. Тагиева при организации комплексного извлечения солей, макро- и микрокомпонентов из попутных вод чистый доход от них будет в 2,4–2,7 раза выше дохода от нефти.

Сравнение чистой выручки на одного работника от переработки попутной воды и добычи нефти показывает, что переработка попутной воды в среднем в 10 раз выгоднее добычи нефти по всем действующим на полуострове НГДУ с точки зрения рентабельности. Таким образом, если сумма чистого дохода на одного работника нефтедобычи на полуострове в 2003 г. составила 9900 усл. денежных ед., сумма чистого дохода на одного работника от переработки попутной воды, полученной при добыче этой же нефти, в среднем составляет 101 066 усл. денежных ед. Отношение чистого дохода на одного работника при очистке попутных вод к доходу на одного работника в нефтедобыче достигает 2,9 в НГДУ «Балаханынефть» и 119 в НГДУ им. З. Тагиева. Это показывает, что с точки зрения рентабельности переработка попутных вод в среднем возможна для всех НГДУ.

Однако переработка попутных вод может быть более выгодной в первую очередь для НГДУ им. З. Тагиева, «Сураханынефть» и «Бибиейбатнефть», так как указанный выше коэффициент (показатель) для этих НГДУ соответственно равен 119; 21,7 и 8,2.

По результатам исследований количество остаточной нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях Апшеронского полуострова составляет 73,4 млн т. С учетом 95 %-й обводненности нефтегазоконденсатных месторождений, открытых на Апшеронском полуострове на последней стадии разработки, общий объем попутно-добываемой воды составит 1468,9 млн м<sup>3</sup>. Из этой воды могут быть извлечены различные соли, компоненты и элементы стоимостью 9904 тыс. усл. денежных ед. и массой 101,1 тыс. т.

Если подходить к эксплуатации нефтяных месторождений с этой точки зрения, то коэффициент добычи нефти может быть увеличен до 0,6–0,65, что повысит рентабельность эксплуатации и позволит добыть дополнительно ≈ 300 млн т нефти. При этом в 6 млрд т попутных вод количество солей составит 412,8 млн т стоимостью 37,5 млрд усл. денежных ед.

#### Предложения по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

Результаты исследований 2003 г. по-прежнему актуальны. Эти исследования доказывают, что подземные воды, богатые большим количеством ценных компонентов, широко распространены в безнефтяных, безгазовых пластах нефтяных месторождений и ликвидированный фонд скважин с небольшими затратами можно использовать для применения этих природных ресурсов.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Апшеронского полу-



**Табл. 6.** Сравнение доходов от нефти и компонентов попутной воды, добытых в 2003 г. по НГДУ, работающим на Апшеронском полуострове

**Tab. 6.** Comparison of oil and associated water component revenues, which were produced in 2003 by Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Количество добытой жидкости в 2003 г., тыс. т		Стоимость 1 т нефти, усл. денежные ед.	Стоимость добытой нефти, усл. денежные ед.	Общая стоимость 1 т нефти, добытой на международном рынке из расчета 35 дол. США/баррель (245 дол. США/т), усл. денежные ед.	Чистый доход от добытой нефти, тыс. усл. денежные ед.	Общее количество попутных вод и их компонентов, полученных при добыче 1 т нефти			Суммарная величина компонентов, сбрасываемых в попутные воды при добыче 1 т нефти, усл. денежные ед.		
	нефть	вода					химические компоненты, кг	нефть, кг	вода, м <sup>3</sup>	химические компоненты, кг	нефть, кг	вода, м <sup>3</sup>
Балаханынефть	214,1	3533	68,27	14 616,6	52 454,5	37 837,9	796,6	10	16,5	46,9	2,45	16
Бибиейбатнефть	120	1801	84,37	10 124,4	29 400	19 275,6	1107,2	10,4	13,3	116,5	2,55	14,6
Бинагади нефть	106,7	911	100,68	10 747,6	26 153,8	15 406,2	367,2	5,3	15	24,14	1,3	8,3
Сураханынефть	106	5022	126,21	13 378,3	25 970	12 591,7	4017	44,7	8,5	380,9	10,45	46
НГДУ им. А. Амирова	71,4	944	118,78	8450	17 429,3	8979,3	426,6	7,8	47,4	44,24	1,9	12,9
НГДУ им. З. Тагиева	61,77	884	201,68	12 457,8	15 133,7	2675,9	1547,8	19,5	14,3	151,2	4,8	13,9
Сумма	679,8	13 095	102,7*	69 774,7	166 541,3	96 766,6			19,3*			

Табл. 6, продолжение

Tab. 6, cont.

НГДУ	Общая стоимость компонентов, сбрасываемых в попутные воды при добыче 1 т нефти, усл. денежные ед.	Суммарная стоимость компонентов, которые могут быть получены из попутных вод при добыче 1 т нефти с учетом технологических потерь, усл. денежные ед.	Затраты на извлечение солей и ценных компонентов из попутной воды, млн усл. денежных ед. (1 млн т. воды в год / млн усл. денежных ед. по счету)	Доходы от очистки попутных вод, тыс. усл. денежных ед.		Суммарный чистый доход от попутных вод и нефти, тыс. усл. денежных ед.	Отношение дохода, который может быть получен от попутных вод, к доходу, который может быть получен от нефти	Отношение доходов от попутных вод к доходам от нефтеносных вод, %	Чистая прибыль на одного работника в год, усл. денежные ед.		Отношение чистого дохода от очистки попутной воды к чистому доходу от добычи нефти	
				общий	ремонт				от нефти	из попутной воды	нефть	вода
Балаханынефть	65,35	55,5	6360	11 900	5540	43 378	14,6	12,8	16 451	36 447	2,25	26 100
Бибиейбатнефть	133,65	113,6	3240	13 630	10 390	29 666	53,9	35	16 475	133 205	8,2	1170
Бинагадинефть	33,74	28,7	1640	3060	1420	16 826	9,2	8,4	11 108	36 410	3,3	1378
Сураханынефть	437,3	371,7	9040	39 400	30 360	42 962	241,1	70,7	6558	140 555	21,7	1920
НГДУ им. А. Амирова	59,04	50,2	1700	3570	1870	10849	20,8	17,2	6676	45 609	7,0	1345
НГДУ им. З. Тагиева	169,9	144,4	1600	8920	7320	9996	273,6	73,2	1929	192 632	119,0	1387
Сумма			23 580	80 480	56 900	153 667	58,8*	35,1*	9900	1 010 668*	10 2523	10 085

\* — средние значения.

\* — averages.

острова необходимо использовать дополнительные ресурсы этих месторождений. Для этого, применяя безотходные технологии, можно получить дополнительную нефть и, следовательно, допол-

нительную прибыль за счет повышения конечного коэффициента нефтеотдачи пластов путем производства химических элементов и компонентов.



Пластовая вода из нефтяных месторождений также может использоваться в медицинских учреждениях.

Целесообразность получения ценных компонентов из попутных вод подтверждают исследования по разработке новых технологий извлечения NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, I, Br, Cs, Sr, B из подземных и поверхностных соленых вод в штатах Оклахома и Мичиган (США). В Японии в префектурах Канто, Нигата и на п-ове Тиба из вод добывают различные соли и компоненты [4].

В Канто были обнаружены крупные месторождения подземных вод, богатых йодом, из которых можно получать 7600 т йода в год, что делает Японию вторым по величине производителем йода в мире после Чили.

Опыт извлечения NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, Mg, K, Li, Br, B из озера Солтон в Калифорнии, Сильвер Пик в штате Невада, а также из озер Большое Соленое, Бристольское, Большое Содовое имеет большое значение. В США одновременно проводятся эксперименты по разработке специальных технологий для получения W, Rb, S, Fe, Zn, Ag из эвапоритов.

Подобные эвапориты известны также в бассейне Сайдам в Китае, Салар-Атакама в Чили, Турции, Иране, Афганистане, Индии, Мексике и Азербайджане. Целесообразность и рентабельность получения различных солей и компонентов из подземных вод подтверждается тем, что из морской воды получают хлорид натрия, сульфат кальция, магний, бром, кальций: в США, Германии, Японии ведутся опытно-экспериментальные работы [5].

По данным 1980-х гг., 90 % из 320 000 т ежегодно производимого в мире брома было получено из гидроминерального сырья. Что касается йода, то 13,6 тыс. т, или 85 %, из добываемых 16 тыс. т, приходится на подземные воды. Произведено 120 тыс. т поваренной соли, 36 тыс. т из которых извлечено из гидроминерального сырья. Также из гидроминерального сырья в мире получено 43,5 млн т различных солей, йода, брома, магния, лития и др. Общая стоимость составляет примерно 2,2 млрд дол. США.

Таким образом, исследования показывают, что комплексное использование природных ресурсов нефтяных месторождений позволит получать дополнительную продукцию с месторождений, что повысит рентабельность разработки нефтяных месторождений и принесет пользу народному хозяйству. В связи с этим необходимо отметить, что важными вопросами следует считать обнаружение и изучение водоносных пластов при бурении и испытаниях для поиска, разведки и разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Если добыча воды на месторождениях будет достаточно большой, необходимо использовать и ее тепло. Применение тепла подземных вод в народном хозяйстве широко распространено во мно-

гих странах. Задействование подземных вод при лечении различных заболеваний в Азербайджане недостаточное. В настоящее время использование подземных вод для лечения осуществляется лишь в Сураханах, Бибиэйбате, Галаалты, Карли, Лянкяране и Тертере, т. е. не везде. Большая часть обнаруженных подземных термальных и лечебных вод не используется. Таким образом, наряду с нефтью, нефтяные месторождения Азербайджана содержат много ценных компонентов для народного хозяйства и их комплексное использование является одним из важных вопросов.

### Заключение

В результате проведенных исследований на месторождениях действующих НГДУ Апшеронского полуострова доказана эффективность извлечения NaCl, KCl, I, Br, CaCO<sub>3</sub>, MgCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub>, Sr и пресной воды из нефтеносной воды наряду с нефтью.

Сравнение чистого дохода от добычи нефти НГДУ, действующих на Апшеронском полуострове, и компонентов в химическом составе попутных вод показывает, что извлечение компонентов из попутных вод может быть выгодным для всех НГДУ. Однако это более эффективно для залежей с высоким уровнем обводненности (например, на месторождениях «Сураханынефть», «Бибиэйбатнефть» и НГДУ им. Г.З. Тагиева).

Получение ценных для народного хозяйства компонентов из попутных вод имеет большое значение с экологической, экономической и социальной точек зрения, а также для охраны здоровья населения. Это важно для экономической интеграции нашей страны с развитыми странами и др.

Если НГДУ Апшеронского полуострова, наряду с нефтью, начнут разработку ценных компонентов из воды, можно решить многие проблемы:

- 1) экологические: обезвреживание 13 млн т загрязненной воды;
- 2) экономические: за 1 год возможна дополнительная прибыль более 56 млн усл. денежных ед.;
- 3) валюта в размере 3 млн дол. США, ежегодно расходуемая на импорт различных солей, останется в стране;
- 4) население может быть обеспечено 100 %-й йодированной солью;
- 5) социальными рабочими местами будут обеспечены еще 550–600 человек;
- 6) появится возможность создания новых производств, которые стимулируют экономическое развитие страны: например, достаточное производство NaCl, HCl, Cl, NaOH, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> и др. создаст условия для возникновения и развития новых направлений производства многих химических веществ и реагентов;
- 6) на Апшеронском полуострове можно получить много пресной воды.

**Литература**

1. *Иовчев Р.И., Бинкова Л.И., Павленко Г.К. и др.* Современное состояние комплексного использования подземных вод месторождений полезных ископаемых // Проблемы гидрохимии и промышленные рассолы : сб. науч. тр. – М. : Наука и техника. – 1983. – С. 86–95.
2. *Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев А.К., Зейналов М.М.* Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – М. : Наука, 1966. – 392 с.
3. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1972. – 280 с.
4. *Коган Б.И., Названова В.А.* Промышленное использование природных минерализованных вод за рубежом // Редкие элементы. Сырье и экономика. Тр. ИМГРП. Вып. 10. – М. : 1974. – С. 4–102.
5. *Бондаренко С.С., Куликов А.А.* Подземные и промышленные воды. – М. : Недра, 1984. – 358 с.

**References**

1. *Iovchev R.I., Binkova L.I., Pavlenko G.K. et al.* Sovremennoe sostoyanie kompleksnogo ispol'zovaniya podzemnykh vod mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh [The current state of the integrated use of groundwater mineral deposits]. In: Problemy gidrokhimii i promyshlennye rassoly: Sb. nauch. tr. Moscow: Nauka i tekhnika; 1983. pp. 86–95. In Russ.
2. *Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Aliev A.K., Zeinalov M.M.* Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Azerbaidzhana [Geology of Azerbaijan oil and gas fields]. Moscow: Nauka; 1966. 392 p. In Russ.
3. *Kartsev A.A.* Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdenii [Hydrogeology of oil fields]. Moscow: Nedra; 1972. 280 p. In Russ.
4. *Kogan B.I., Nazvanova V.A.* Promyshlennoe ispol'zovanie prirodnykh mineralizovannykh vod za rubezhom [Industrial use of natural mineralized waters abroad]. In: Redkie ehlementy. Syr'e i ehkonomika. Tr. IMGRP. Vyp. 10. Moscow: 1974. pp. 4–102. In Russ.
5. *Bondarenko S.S., Kulikov A.A.* Podzemnye i promyshlennye vody [Ground and industrial waters]. Moscow: Nedra; 1984. 358 p. In Russ.

**Информация об авторах****Аббасов Гасым Аббас**

Заведующий лабораторией  
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,  
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-кт Гасан-бека Зардаби, д. 88А  
e-mail: [abbasov.qasim@gmail.com](mailto:abbasov.qasim@gmail.com)  
ORCID ID: 0000-0003-1123-7858

**Атакишева Наиля Али**

Старший научный сотрудник  
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,  
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-т Гасан-бека Зардаби, д. 88А  
e-mail: [nailaaliqizi@rambler.ru](mailto:nailaaliqizi@rambler.ru)  
ORCID ID: 0000-0002-4374-0987

**Курбанзаде Лала Багир**

Инженер  
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,  
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-т Гасан-бека Зардаби, д. 88А  
e-mail: [lalequrbanzade31@gmail.com](mailto:lalequrbanzade31@gmail.com)  
ORCID ID: 0000-0003-0289-205X

**Information about authors****Qasim Abbas Abbasov**

Head of Laboratory  
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,  
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan  
e-mail: [abbasov.qasim@gmail.com](mailto:abbasov.qasim@gmail.com)  
ORCID ID: 0000-0003-1123-7858

**Nailya Ali Atakishieva**

Senior Researcher  
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,  
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan  
e-mail: [nailaaliqizi@rambler.ru](mailto:nailaaliqizi@rambler.ru)  
ORCID ID: 0000-0002-4374-0987

**Lala Bagir Kurbanzade**

Engineer  
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,  
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan  
e-mail: [lalequrbanzade31@gmail.com](mailto:lalequrbanzade31@gmail.com)  
ORCID ID: 0000-0003-0289-205X

УДК 553.98/615.2/(985)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97

## Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики

© 2022 г. | Г.Г. Шемин<sup>1</sup>, П.А. Глазырин<sup>1,2</sup>, А.Г. Вахромеев<sup>3</sup>, О.И. Бостриков<sup>4</sup>, Е.В. Деев<sup>1,2</sup>, М.Ю. Смирнов<sup>5</sup>, В.И. Москвин<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru, deev@ngs.ru, MoskviniVI@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;

<sup>3</sup>ФГБУН Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия; andrey\_igp@mail.ru;

<sup>4</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru;

<sup>5</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; smirnov@vnigni.ru

Поступила 18.06.2021 г.

Доработана 20.05.2022 г.

Принята к печати 30.06.2022 г.

**Ключевые слова:** резервуар; критерии нефтегазоносности; количественная оценка; газ; конденсат; запасы и ресурсы УВ; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область и восточная часть Гыданской.

**Аннотация:** В статье приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей на основе ранее разработанных и опубликованных авторами статьи моделей строения, а также реконструированных условий формирования каждого из отмеченных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров. Изложены тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. Рассмотрены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров с картами перспектив нефтегазоносности каждого резервуара. Приведена структура ресурсов углеводородов: распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов по фазовому составу, категориям ресурсов и запасов, региональным резервуарам и нефтегазоносным областям.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Глазырин П.А., Вахромеев А.Г., Бостриков О.И., Деев Е.В., Смирнов М.Ю., Москвин В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 73–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97.

Финансирование: Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0009.

## Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence

© 2022 | G.G. Shemin<sup>1</sup>, P.A. Glazyrin<sup>1,2</sup>, A.G. Vakhromeev<sup>3</sup>, O.I. Bostrikov<sup>4</sup>, E.V. Deev<sup>1,2</sup>, M.Yu. Smirnov<sup>5</sup>, V.I. Moskvini<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru, deev@ngs.ru, MoskviniVI@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;

<sup>3</sup>Institute of the Earth's crust, Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia; andrey\_igp@mail.ru;

<sup>4</sup>A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), Saint-Petersburg, Russia; Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru;

<sup>5</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; smirnov@vnigni.ru

Received 18.06.2021

Revised 20.05.2022

Accepted for publication 30.06.2022

**Key words:** reservoir; criteria of oil and gas occurrence; quantitative estimation; gas; condensate; HC reserves and resources; Yenisei-Khatanga and eastern part of Gydan Petroleum Area.

**Abstract:** The authors present the results of oil and gas occurrence quantitative prediction for the Upper-Middle Jurassic Oxfordian, Bathonian, and Aalenian-Bajocian regional reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas. The work is based on structural model previously developed and published by the authors, as well

as reconstructed settings of each mentioned reservoir formation together with their constituents (permeable sequences and impermeables). Tectonic, lithofacies, and geochemical criteria of reservoir petroleum potential assessment are discussed. Methodology and results of quantitative estimation of regional reservoir petroleum potential accompanied by the petroleum potential maps for each reservoir are considered. Structure of HC resources is presented, namely: distribution of total initial HC reserves in accordance with fluid content, resources and reserves category, regional reservoirs, and oil and gas bearing areas.

*For citation: Shemin G.G., Glazyrin P.A., Vakhromeev A.G., Bostrikov O.I., Deev E.V., Smirnov M.Yu., Moskvina V.I. Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(4):73–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97. In Russ.*

*Funding: The work is performed within the framework of Russian Foundation for Basic Research № FWZZ-2022-0009.*

## Введение

Исследуемый район является составной частью арктического сектора Российской Федерации, на территории которого прогнозируются громадные ресурсы УВ-сырья. Административно он полностью входит в состав Таймырского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных соответственно в Красноярском крае и Тюменской области. В тектоническом отношении регион включает Енисей-Хатангский прогиб и смежную территорию Западно-Сибирской геосинеклизы, согласно нефтегазгеологическому районированию — Енисей-Хатангскую и смежную территорию Гыданской нефтегазоносных областей (НГО).

Несмотря на длительную историю проведения нефтегазопоисковых работ, его изученность сейсморазведкой и особенно глубоким бурением до настоящего времени остается низкой. На огромной территории региона (около 400 тыс. км<sup>2</sup>) за всю (почти 80-летнюю) историю изучения объем выполненных сейсморазведочных работ составляет около 130 тыс. км, бурения — 320 тыс. м (116 глубоких скважин, вскрывших юрские отложения).

В результате проведенных нефтегазопоисковых работ на территории региона открыто около 50 месторождений газа и нефти, большинство из которых выявлено в неокомском комплексе и лишь 7 — в юрском.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности исследуемого региона, в том числе и средне-верхнеюрских отложений, началась в 1970-е гг. В последующие годы она проводилась регулярно (1 раз в 5 лет). Последняя из них была осуществлена в 2012 г. При ее выполнении традиционно оценивалось 3 крупных комплекса юрских отложений: нижнеюрский, среднеюрский и верхнеюрский.

Целью описанных в статье исследований являлось уточнение количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона на уровне региональных резервуаров с использованием более достоверного метода оценки на базе ранее подготовленной и опубликованной авторами статьи обширной и разнообразной исходной геологической информации [1]. Для достижения этой цели необходимо было решить следующие задачи:

– разработать тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии прогноза нефтегазоносности резервуаров нефти и газа;

– адаптировать методику количественного прогноза нефтегазоносности применительно к рассматриваемым средне-верхнеюрским отложениям исследуемого региона;

– выполнить количественную оценку перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров с построением карт перспектив нефтегазоносности каждого из них и характеристикой структуры резервуаров УВ.

В качестве исходной геологической информации для количественной оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных резервуаров были использованы следующие карты: структурные по кровле проницаемых комплексов резервуаров; толщин и вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров; палеогеографические, построенные для проницаемых комплексов и флюидоупоров каждого резервуара; прогноза толщин коллекторов и оценки качества флюидоупоров, а также генерации газообразных УВ и катагенетической преобразованности ОВ нефтематеринских отложений лайдинской, леонтьевской свит и верхнесиговской подсвиты [1].

Рассматриваемые средне-верхнеюрские отложения в пределах исследуемого региона в нефтегазоносном отношении обычно делятся на 6 подразделений: вымский, малышевский, сиговский проницаемые комплексы и леонтьевский, точинский, дерябинский флюидоупоры [2]; вымская, малышевская, сиговская свиты, содержащие пласты-коллекторы, и перекрывающие их леонтьевская региональная покрывка, гольчихинский региональный флюидоупор, точинская региональная покрывка [3]; вымский, малышевский, сиговский региональные коллекторы и леонтьевская, гольчихинская, яновстанская покрывки [4]. Таким образом, из 6 подразделений 3 содержат коллекторы, а 3 представлены преимущественно глинистыми породами, являющимися флюидоупорами. Поэтому в разрезе средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона, как и в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая является его составной частью, авторы статьи выделили 3 регио-

нальных резервуара: аален-байосский, батский и оксфордский, каждый из которых представлен соответственно вымским, мальшевским, нижнесиговским проницаемыми комплексами и леонтьевским, верхнеюрско-келловейским, верхнесиговско-яновстанским флюидоупорами [1].

Под резервуаром нефти и газа понимается совокупность смежных комплексов — экранирующего (сверху) и проницаемого (снизу), в которых возможны миграция, аккумуляция и консервация УВ. Экранирующий комплекс обычно называется флюидоупором [5].

### Критерии оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона использовались результаты анализа тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

*Тектонические критерии* оценки перспектив нефтегазоносности рассмотрены в работах многих известных ученых: И.С. Брода, Н.А. Еременко [6], Л. Леворсена [7] и др. При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона в качестве тектонических критериев использовались их структурные планы и отчасти интенсивность проявления дизъюнктивной тектоники. Как известно, наиболее благоприятными для накопления УВ (при прочих равных условиях) являются ловушки, расположенные в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур. В пределах рассматриваемого региона к подобным структурам относятся следующие положительные структуры II порядка: Владимирский, Балахнинский, Волочанский, Малохетский, Среднемессояхский, Юрхаровский, Тазовский и Ванкоро-Тагульский мезовалы, а также склоны северо-восточной части Мессояхской, Балахнинско-Рассохинской гряд и Внутренней, Южно-Таймырской седловин (рис. 1).

Склоны Балахнинско-Рассохинской гряды и Мессояхской мегагряды, а также Янгодо-Горбитского и Гыданского мегавыступов относятся к перспективным землям. В них прогнозируются благоприятные условия для накопления УВ в ловушках. Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области прогиба и Предтаймырская, Северо-Сибирская, Предъенисейская мегамоноклизы Внешнего пояса составляют среднеперспективные земли, где прогнозируются менее благоприятные условия для накопления залежей УВ.

Борта крупнейших отрицательных структур: Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиз, Енисей-Хатангского мегажелоба и Эджанского, Боганидско-Жданихинского, Беловского-Агапского желобов характеризуются малоблагоприятными структурными условиями для аккумуляции УВ в ловушках, а их днища — еще менее благоприятными.

Влияние дизъюнктивных нарушений на перспективы нефтегазоносности резервуаров нефти и газа обычно обусловлено следующим:

- в участках проявления дизъюнктивных нарушений часто возникают тектонически экранированные залежи;

- трещиноватость пород, обычно сопровождающая дизъюнктивные нарушения, улучшает их фильтрационно-емкостные свойства;

- в зонах проявления достаточно интенсивной дизъюнктивной тектоники могут разрушаться сформированные залежи УВ за счет ухудшения качества флюидоупоров и замещения интервалов разреза коллекторов на непроницаемые отложения. На Балахнинском месторождении исследуемого региона за счет проявления дизъюнктивной тектоники отмечается частичное разрушение газовой залежи.

Приведенные виды влияния дизъюнктивной тектоники на перспективы нефтегазоносности в значительной мере зависят от кинематической характеристики разломов (формировались ли они в обстановке растяжения или сжатия). Специальные исследования этого аспекта дизъюнктивной тектоники в пределах рассматриваемого региона не осуществлялись из-за низкой степени его изученности.

Приведенные выше материалы свидетельствуют о том, что дизъюнктивные нарушения влияют на перспективы нефтегазоносности как положительно (увеличивают фильтрационно-емкостные свойства пород, образуют многопластовые месторождения), так и отрицательно (разрушают залежи УВ). Учитывая это обстоятельство и неоднозначность выделения разрывных нарушений на исследуемой территории, авторы статьи выполнили предварительную оценку их влияния на перспективы нефтегазоносности юрских отложений. При этом они руководствовались следующим принципом — повышенными перспективами оценивались те участки, в которых дизъюнктивные нарушения проявились наименее интенсивно.

*Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров* средне-верхнеюрских отложений базируются на оценке качества их составных частей — флюидоупоров и проницаемых комплексов.

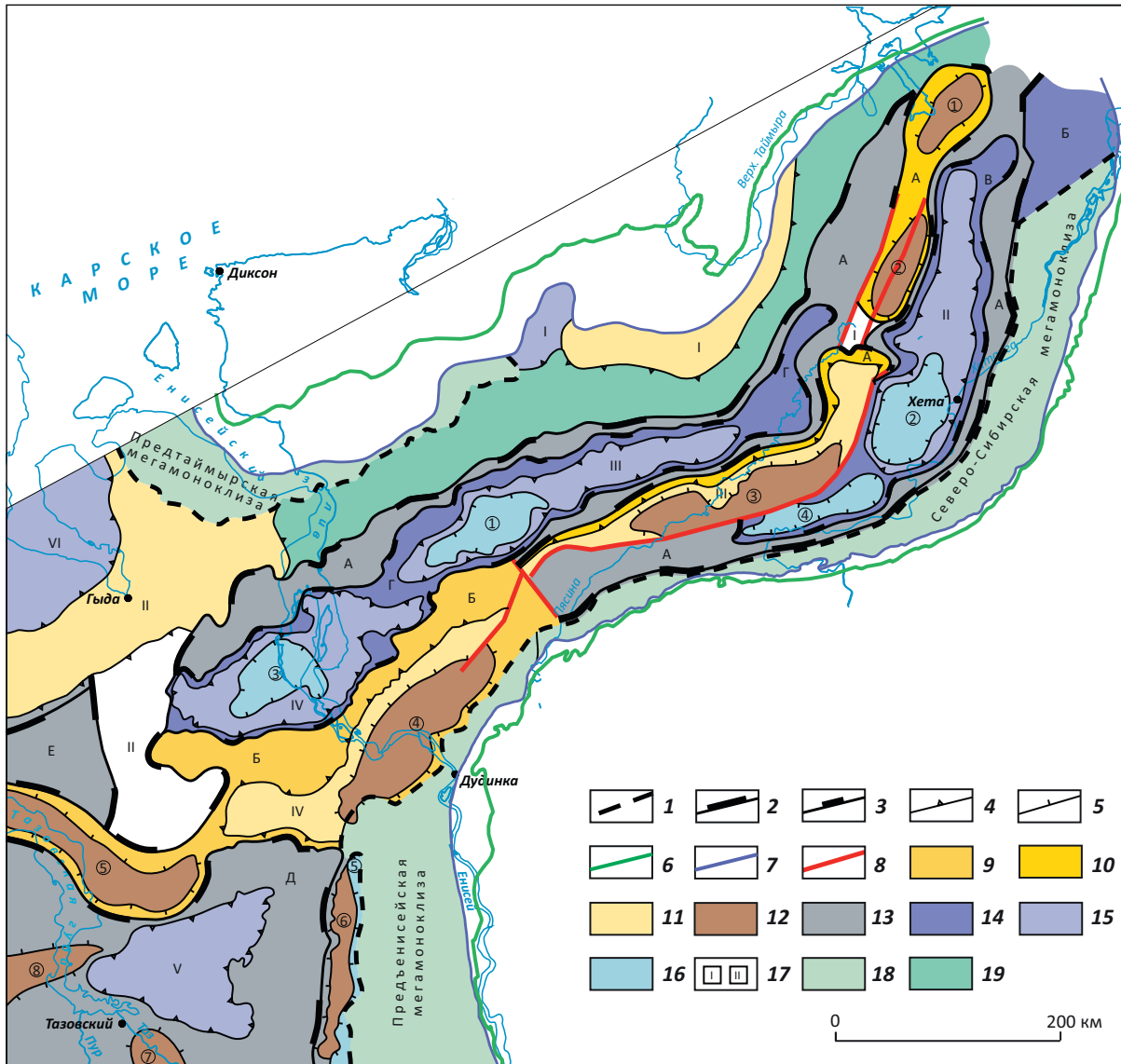
Флюидоупоры резервуаров исследуемого региона: верхнесиговский, леонтьевский и лайдинский имеют глинистый состав. При оценке состава отложений наиболее часто анализируются их гранулометрический и литолого-минеральный состав, толщины, фильтрационно-емкостные свойства песчаных прослоев и трещиноватость пород<sup>1</sup> [9]. Флюидоупоры рассматриваемого региона характеризуются весьма низкой степенью изученности.

<sup>1</sup>Сахибгареев Р.С. Минералогия глин продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири): автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 1968. — 25 с.



**Рис. 1.** Тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы [8]

**Fig. 1.** Tectonic map of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline [8]



**Границы (1–7):** 1 — Внешнего пояса, 2 — надпорядковых структур, 3 — структур 0 порядка, 4 — структур I порядка, 5 — структур II порядка, 6 — распространения мезозой-кайнозойских отложений осадочного чехла, 7 — распространения юрских отложений; 8 — разломы; **положительные структуры (9–12):** 9 — надпорядковые, 10 — 0 порядка, 11 — I порядка, 12 — II порядка; **отрицательные структуры (13–16):** 13 — надпорядковые, 14 — 0 порядка, 15 — I порядка, 16 — II порядка; 17 — седловины и мегаседловины (I — Внутренняя седловина, II — Танамловские седловины); 18 — мегамоноклизы Внешнего пояса; 19 — Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области.

**Положительные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда, Б — Мессояхская наклонная гряда; структуры I порядка: I — Янгодо-Горбитский мегавыступ, II — Гыданский мегавыступ, III — Рассохинский наклонный мегавыступ, IV — Усть-Портовский мегавыступ; структуры II порядка: 1 — Владимирский мезовал, 2 — Балахнинский наклонный мезовал, 3 — Волочанский наклонный мезовал, 4 — Малохетский мезовал, 5 — Среднемессояхский мезовал, 6 — Ванкор-Тагульский наклонный мезовал, 7 — Тазовский мезовал, 8 — Юрхаровский мезовал.

**Отрицательные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Енисей-Хатангский наклонный мегажелеб, Б — Эджанский наклонный желоб, В — Боганидско-Жданихинский наклонный желоб, Г — Беловско-Агапский наклонный желоб, Д — Большехетская мегасинеклиза, Е — Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза; структуры I порядка: I — Пясинский мегаврез, II — Хетский наклонный мегаврез, III — Агапский мегавпадина, IV — Беловская мегавпадина, V — Северо-Тазовская мегавпадина, VI — Среднегыданский мегаврез; структуры II порядка: 1 — Агапский мезопрогиб, 2 — Рассомашья мезовпадина, 3 — Южно-Беловская мезовпадина, 4 — Романихинский наклонный мезопрогиб, 5 — Долганско-Лодочный наклонный мезопрогиб.

**Примечание.** На тектонической карте авторы статьи привели новую легенду контуров пликативных структур; показаны только крупные структуры.

Усл. обозн. к рис. 1, окончание

Legend for Fig. 1, end.

**Boundaries (1–7):** 1 — the Outer belt, 2 — super-order structures, 3 — 0-th order structures, 4 — 1-st order structures, 5 — II-nd order structures, 6 — extent of the Mesozoic-Cenozoic deposits of sedimentary cover, 7 — extent of the Jurassic deposits; 8 — faults; **positive structures (9–12):** 9 — super-order, 10 — 0-th order, 11 — 1-st order, 12 — II-nd order; **negative structures (13–16):** 13 — super-order, 14 — 0-th order, 15 — 1-st order, 16 — II-nd order; 17 — saddles and mega-saddles (I — Inner Saddle, II — Tanamsky Megasaddle); 18 — mega-monoclines of the Outer belt; 19 — South-Taimyr mega-monocline of the Inner area.

**Positive tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures:** A — Balakhninsky-Rassokhinsky tilted ridge, Б — Messoyakhsky tilted ridge; *1-st order structures:* I — Yangodo-Gorbitsky mega-uplift, II — Gydansky mega-uplift, III — Rassokhinsky tilted mega-uplift, IV — Ust'-Portovskiy mega-uplift; *II-nd order structures:* 1 — Vladimirsky meso-swell, 2 — Balakhninsky tilted meso-swell, 3 — Volochansky tilted meso-swell, 4 — Malokhetskyy meso-swell, 5 — Srednemesoyakhskyy meso-swell, 6 — Vankoro-Tagul'skiy tilted meso-swell, 7 — Tazovskyy meso-swell, 8 — Yurkharovskyy meso-swell.

**Negative tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures:** A — Yenisei-Khatanga tilted mega-trench, Б — Edzhansky tilted trench, В — Boganidsky-Zhdanikhinsky tilted trench, Г — Belovskyy-Agapsky tilted trench, Д — Bol'shekhetskyy megasyneclise, Е — Antipayutinsky-Tadebeyakhinsky megasyneclise; *1-st order structures:* I — Pyasinsky mega-incision, II — Khetskyy tilted mega-trough, III — Agapsky mega-trough, IV — Belovskyy mega-depression, V — North Tazovskyy mega-depression, VI — Srednegydansky mega-incision; *II-nd order structures:* 1 — Agapsky meso-trough, 2 — Rassomash'ya meso-depression, 3 — South Belovskyy meso-depression, 4 — Romanikhinskyy tilted meso-trough, 5 — Dolganskyy-Lodochny tilted meso-trough.

*Note.* On the tectonic map, the authors of the paper give the new legend for outlines of the folded structures; only large structures are shown.

Имеются лишь сведения об их толщине, процентном содержании песчаников и отчасти о фильтрационно-емкостных свойствах песчаных прослоев. Эти параметры были использованы при оценке качества отмеченных флюидоупоров. Для этих целей были построены карты толщин и литологических типов разрезов флюидоупоров, а также процентного содержания в них песчаников. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка качества флюидоупоров, приведены в табл. 1. В качестве примера на рис. 2 дана оценка леонтьевского флюидоупора.

Оценка качества проницаемых комплексов обычно осуществляется путем анализа толщин коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств. Проницаемые комплексы рассматриваемых резервуаров характеризуются весьма сложным неоднородным строением и значительными фациальными изменениями по площади. В связи с весьма низкой степенью их изученности авторы статьи осуществили лишь предварительный прогноз только толщин коллекторов на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной раннее закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в зависимости от глубины их залегания [5], анализа вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров и выполненных палеогеографических реконструкций. По отмеченным результатам исследований авторы статьи выделили четыре категории областей очагового распространения коллекторов в резервуарах: наибольших, средних, пониженных и низких толщин гранулярных коллекторов (рис. 3).

*Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности резервуаров.* При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносной области (НГО) в качестве геохимических критериев использовались результаты исследований нефтегазогенерационно-

го потенциала и катагенеза ОБ нефтематеринских отложений, которые представлены преимущественно глинистыми образованиями гольчихинской, леонтьевской и лайдинской свит. Масштабы нефтегазообразования и катагенеза ОБ этих отложений наиболее полно отражены в работах А.Н. Фомина [8], О.И. Бострикова и др. [10], А.П. Афанасенкова и др. [11] и многих других специалистов. Итоговыми результатами этих исследований явились схематические карты масштабов генерации газообразных УВ, а также катагенетической преобразованности ОБ вышеотмеченных нефтематеринских отложений. В качестве примера приведем отмеченный набор геохимических карт применительно к нефтематеринским отложениям батского регионального резервуара (рис. 4).

#### Методика оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО использовалось последнее утвержденное в 2000 г. «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [12]. Степень изученности этих отложений сейсморазведкой и бурением, а также выявленные промышленные залежи нефти и газа позволяют количественно оценить их перспективы нефтегазоносности геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, который является составной частью метода геологических аналогий (МГА). Суть выбранного приема заключается в следующем. Это выделение хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых за эталонные участки (ЭУ), и перенос установленных плотностей ресурсов УВ на прогнозируемые (расчетные) участки (РУ) за счет использования контролирующих перспективы



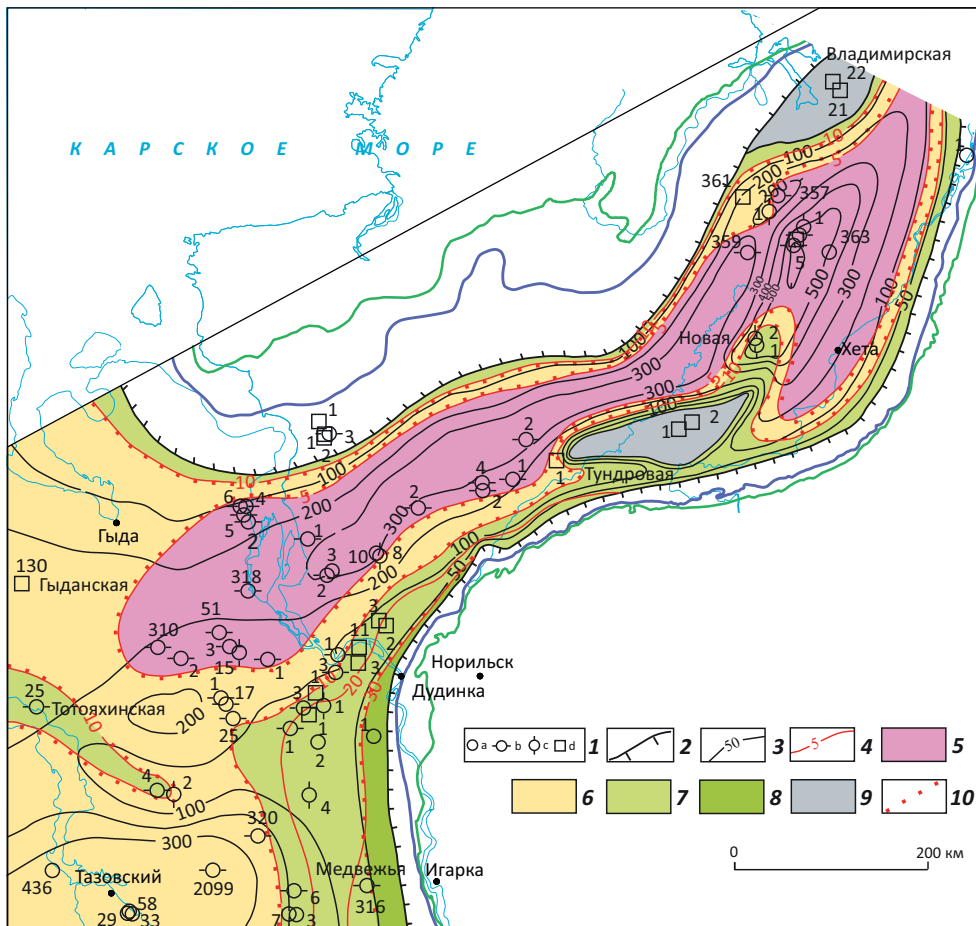
**Табл. 1.** Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО [5]

**Tab. 1.** Quality assessment of the impermeable beds of regional reservoirs within the Jurassic series of the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area [5]

Содержание прослоев песчаников в флюидоупоре, %	Качество флюидоупоров			
	высокое	среднее	пониженное	низкое
	толщина флюидоупоров			
<1	>15	10–15	5–10	<5
1–5	>30	15–30	5–15	<5
5–10		>30	15–30	<15

**Рис. 2.** Карта качества леонтьевского флюидоупора аален-байосского резервуара Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО

**Fig. 2.** Map of the Leontievsky impermeable bed of the Aalenian-Bajocian reservoir in the Yenisei-Khatanga and the eastern part of the Gydan Petroleum Area



**1** — скважины, вскрывшие верхнеюрские (а), среднеюрские (б), нижнеюрские (с) и доюрские (д) отложения; **2** — границы распространения проницаемого комплекса регионального резервуара; **3** — изопахиты флюидоупора, м; **4** — изолинии содержания песчаников в флюидоупоре, %; **качество флюидоупора (5–8): 5** — высокое, **6** — среднее, **7** — пониженное, **8** — низкое; **9** — зоны отсутствия флюидоупора; **10** — границы зон с разным качеством флюидоупора.

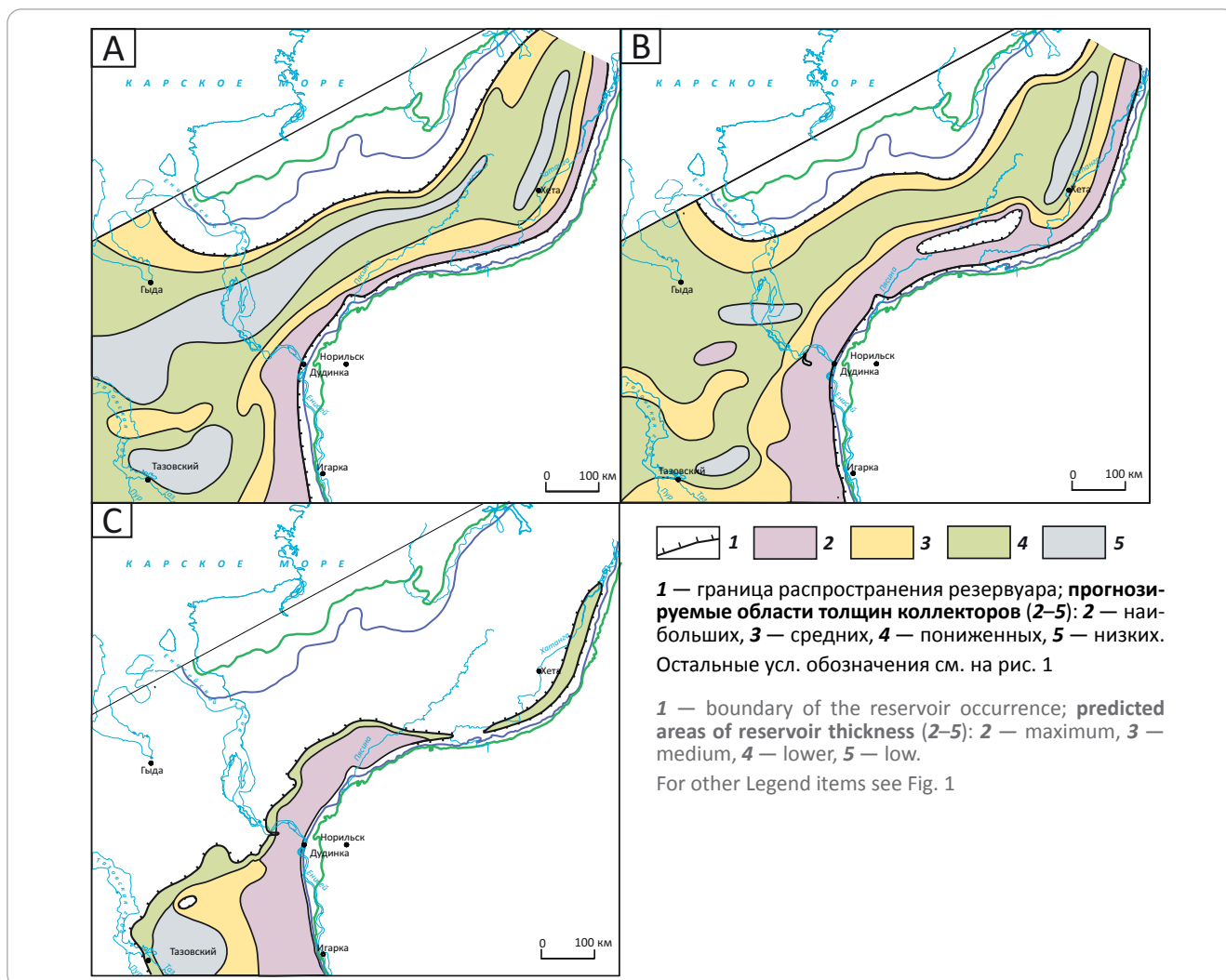
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**1** — wells encountering the deposits: Upper Jurassic (a), Middle Jurassic (b), Lower Jurassic (c), and pre-Jurassic (d); **2** — boundaries of the permeable sequence occurrence within the regional reservoir; **3** — isopach of impermeable bed, m; **4** — contour line of sand content in impermeable bed, %; **quality of impermeables (5–8): 5** — high, **6** — medium, **7** — lower, **8** — low; **9** — zones of impermeable bed absence; **10** — boundaries of zones with differing quality of impermeable bed.

For other Legend items see Fig. 1



**Рис. 3.** Схема прогноза гранулярных коллекторов аален-байосского (А), батского (В) и оксфордского (С) региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО  
**Fig. 3.** Scheme of Aalenian-Bajocian (A), Bathonian (B), and Oxfordian (C) granular reservoir prediction in regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas



нефтегазоносности тектонических, литологических и геохимических критериев.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемых резервуаров осуществлялась по следующей схеме. Сначала, в соответствии с утвержденными принципами и требованиями [12], были выделены и охарактеризованы ЭУ с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов УВ. Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона выделено четыре таких участка. Для оценки перспектив нефтегазоносности оксфордского резервуара был выделен Тагульский ЭУ, батского — Зимний и Тазовский и аален-байосского — Балахнинский. Комплексная характеристика их приведена на рис. 5–8.

Далее, учитывая инструктивные требования, были выделены (по принципу схожести геологического строения) области, оцененные тем или иным ЭУ, которые затем разделялись на РУ [12]. При их

выделении использовался следующий набор нефтегазогеологических карт:

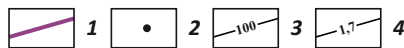
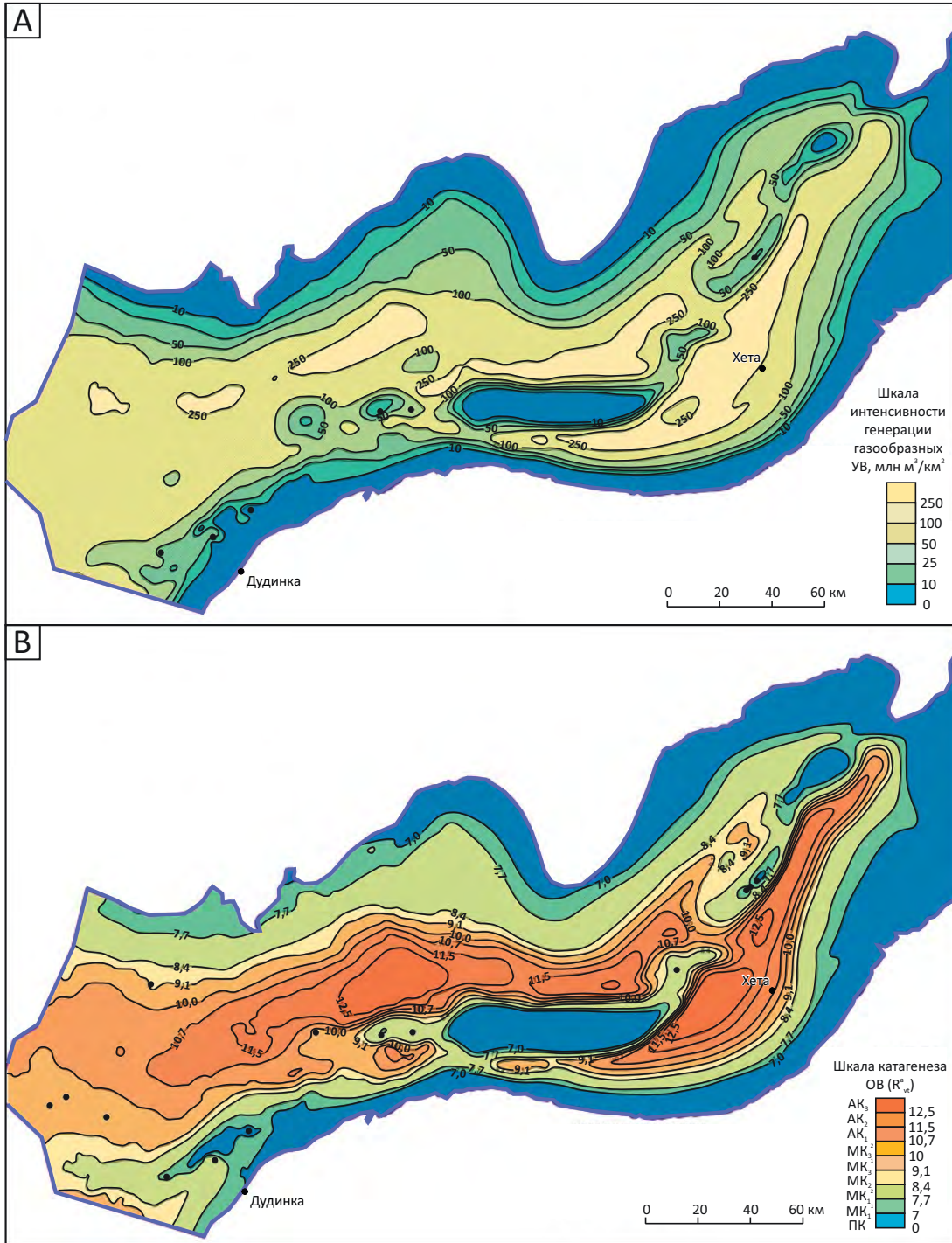
- тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;
- структурные карты по кровле проницаемых комплексов региональных резервуаров;
- карты толщин коллекторов проницаемых комплексов резервуаров;
- карты качества флюидоупоров;
- схематические карты нефтегазогенерационного потенциала нефтегазоматеринских пород каждого резервуара;
- схематические карты катагенеза ОВ нефтегазоматеринских пород каждого резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО.

Одна из схем ЭУ и РУ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО приведена на рис. 9.

DISCUSSIONS

**Рис. 4.** Схематические карты масштабов генерации газообразных УВ в отложениях лайдинского горизонта Енисей-Хатангского прогиба (А), катагенетической превращенности ОВ в отложениях леонтьевского горизонта Енисей-Хатангского прогиба (В) (составил О.И. Бостриков)

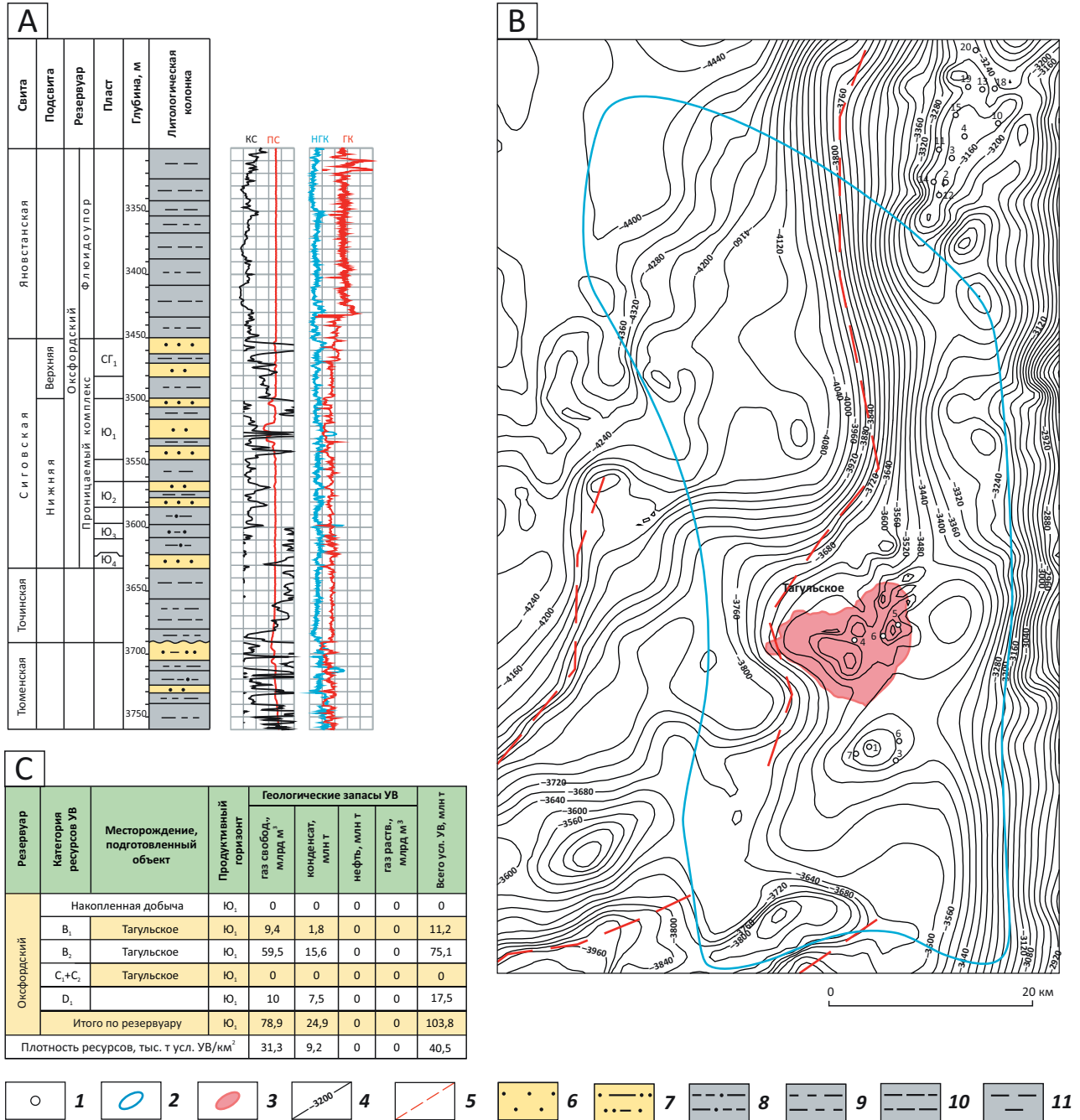
**Fig. 4.** Schematic maps of gaseous HC generation in the Laidinsky deposits of the Yenisei-Khatanga Trough (A), OM catagenetic transformation in the Leontievsky deposits of the Yenisei-Khatanga Trough (B) (created by O.I. Bostrikov)



1 — границы распространения отложений; 2 — глубокие скважины с геохимической информацией; 3 — изолинии плотностей генерации газообразных УВ, млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; 4 — изореспленды (R<sup>a</sup><sub>vt</sub>)

1 — boundaries of the deposits occurrence; 2 — deep wells with geochemical information; 3 — contour lines of gaseous HC generation density, млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; 4 — isoresplend (R<sup>a</sup><sub>vt</sub>)

**Рис. 5.** Геологическое строение и основные параметры Тагульского ЭУ (оксфордский региональный резервуар, пласт Ю<sub>1</sub>)  
**Fig. 5.** Geological structure and main parameters of the Tagulsky Reference Site (Oxfordian regional reservoir, Ю<sub>1</sub> bed)



А — типовой разрез оксфордского резервуара (скв. Тагульская-8), В — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ, С — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Тагульского ЭУ.

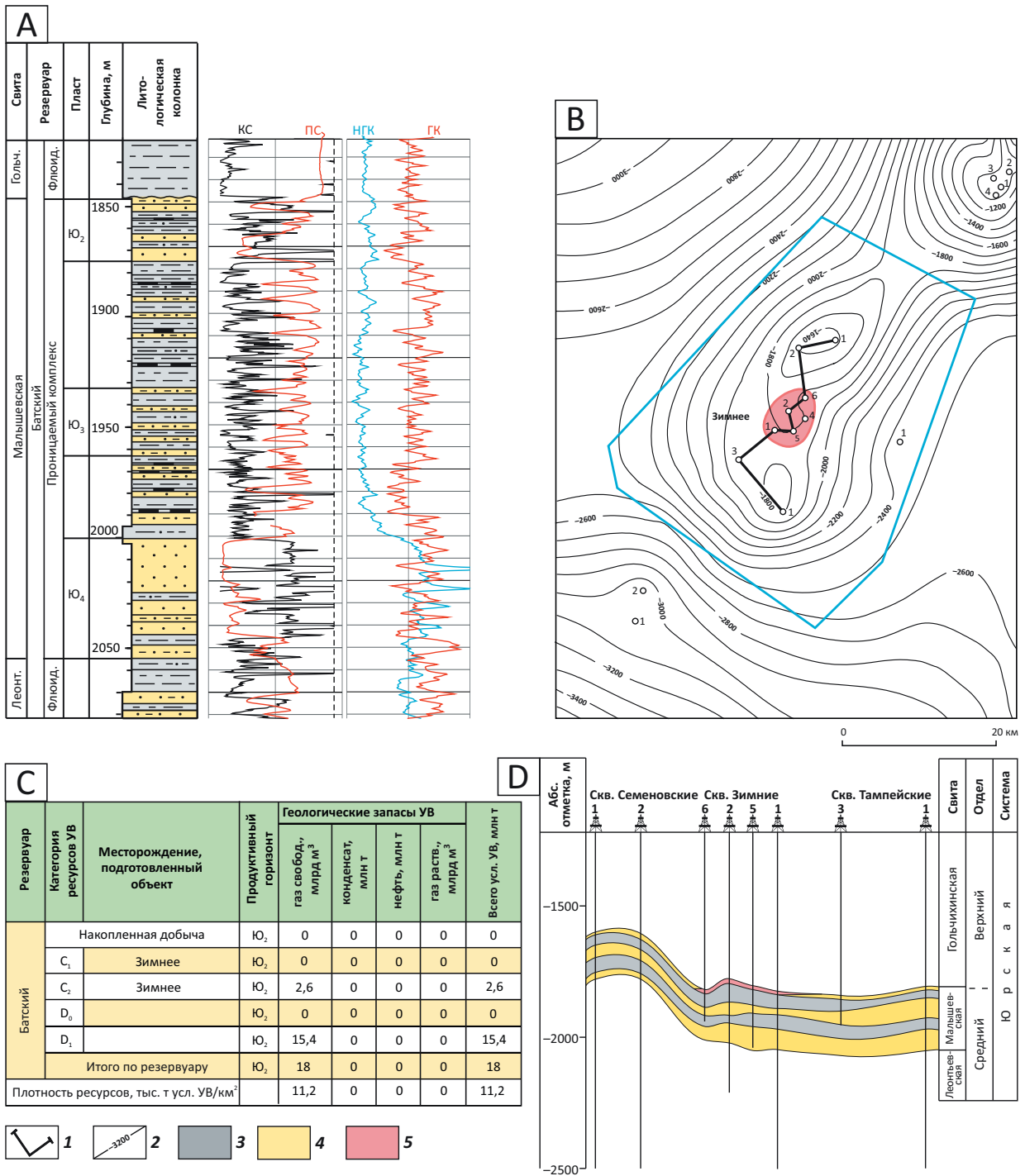
**1** — скважины; **2** — контур ЭУ; **3** — газовая залежь; **4** — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>1</sub>, м; **5** — разрывные нарушения; **породы (6–11): 6** — песчаники, **7** — песчаники глинистые и алевроитистые, **8** — алевролиты глинистые и песчанистые, **9** — алевролиты глинистые, **10** — глины алевроитистые, **11** — глины (аргиллиты)

A — typical column of the Oxfordian reservoir (Tagulskaya-8 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site, C — OOIP and HC resources of the Tagulsky Reference Site.

**1** — wells; **2** — Reference Site outline; **3** — gas accumulation; **4** — contour lines over Ю<sub>1</sub> Top, m; **5** — faults; **rocks (6–11): 6** — sandstone, **7** — argillaceous and silty sandstone, **8** — argillaceous and sandy siltstone, **9** — argillaceous siltstone, **10** — silty clay, **11** — clay (claystone)



**Рис. 6.** Геологическое строение и основные параметры Зимнего ЭУ (батский региональный резервуар, пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>)  
**Fig. 6.** Geological structure and main parameters of the Zimny Reference Site (Bathonian regional reservoir, Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> beds)



А — типовой разрез батского резервуара (скв. Зимняя-1), В — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ, С — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Зимнего ЭУ, D — геологический разрез.

1 — линии геологического разреза; 2 — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>2</sub>, м; 3 — породы флюидоупоров и межпластовых перемычек; 4 — непроницаемые алевролиты и песчаники; 5 — насыщение песчаных пластов газом.

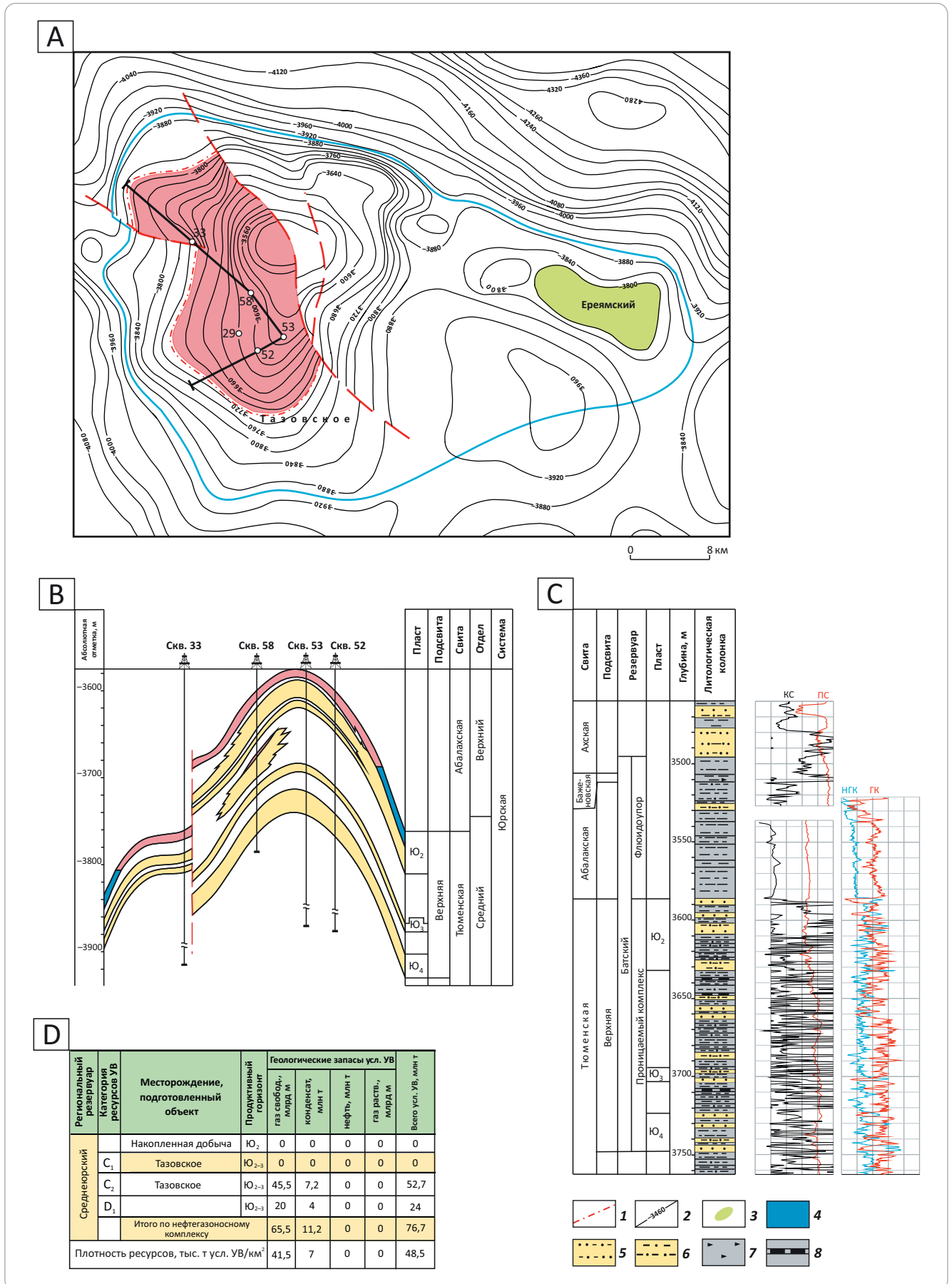
Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

A — typical column of the Bathonian reservoir (Zimnyaya-1 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site, C — OOIP and HC resources of the Zimny Reference Site, D — geological cross-section.

1 — lines of geological cross-section; 2 — structural contours over Ю<sub>2</sub> Top, m; 3 — rocks of impermeable beds and shale breaks; 4 — impermeable siltstone and sandstone; 5 — gas saturation of sandstone beds.

For other Legend items see Fig. 5

Рис. 7. Геологическое строение и основные параметры Тазовского ЭУ (батский региональный резервуар, пласт Ю<sub>2-3</sub>)  
 Fig. 7. Geological structure and main parameters of the Tazovsky Reference Site (Bathonian regional reservoir, Ю<sub>2-3</sub> bed)



Усл. обозн. к рис. 7

Legend for Fig. 7

A — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ (Тазовское куполовидное поднятие), B — геологический разрез, C — типовой разрез батского резервуара (скв. Тазовская-53), D — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Тазовского ЭУ.

1 — внешний контур газовой воды; 2 — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>2-3</sub>, м; 3 — подготовленные объекты для постановки поисково-оценочных работ; 4 — насыщение песчаных пластов водой; породы (5–8): 5 — песчаники алевритовые и алевритовые, 6 — алевритопесчаники, 7 — аргиллиты высокоуглеродистые, 8 — углистые.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5, 6

A — structural position and HC occurrence in the Reference Site (Tazovsky Dome), B — geological cross-section, C — typical column of the Bathonian reservoir (Tazovskaya-53 well), D — OOIP and HC resources of the Tazovsky Reference Site.

1 — outer outline of gas-water contact; 2 — structural contours over Ю<sub>2-3</sub> Top, m; 3 — objects prepared for exploration and appraisal; 4 — water saturation of sandstone beds; rocks (5–8): 5 — silty sandstone, 6 — silt-sandstone, 7 — high-carbon claystone, 8 — carbon-bearing.

For other Legend items see Fig. 5, 6

Затем осуществлялось сравнение контролирующей перспективы нефтегазоносности тектонических, литолого-фациальных и геохимических параметров каждого РУ с эталонами. В качестве таковых были выбраны и обоснованы следующие показатели: гипсометрия современного структурного плана, качество флюидоупоров, толщины коллекторов, нефтегазоносный потенциал нефтематеринских пород и степень интенсивности проявления катагенеза содержащегося в них ОВ.

Оценка этих параметров производилась как экспертным путем (табл. 2), так и непосредственно с использованием значений толщин коллекторов. Отмеченные показатели являлись поправочными коэффициентами РУ. Общие коэффициенты аналогий РУ  $K_a$ , устанавливающие соответствие между плотностями начальных суммарных ресурсов УВ на ЭУ  $q_0$  и РУ  $q_p$ , вычисляются как произведения поправочных коэффициентов

$$K_a = K_1 \times K_2 \times K_3 \times \dots \times K_n \quad (1)$$

Плотности начальных суммарных ресурсов УВ на РУ равны

$$q_p = q_0 \times K_a \quad (2)$$

Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий РУ, посредством которых оценивались перспективы нефтегазоносности оксфордского, батского, аален-байосского региональных резервуаров исследуемого региона, показана, например, в табл. 3. Далее осуществлялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов УВ на РУ (табл. 4).

Итоговые результаты выполненной количественной оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО содержатся в следующих материалах:

– в сводных таблицах распределения начальных суммарных ресурсов УВ, газа и конденсата по НГО, резервуарам и категориям запасов (табл. 5, 6);

– на картах перспектив нефтегазоносности, построенных для каждого регионального резервуара.

Градация земель по степени перспектив выполнена в традиционном виде для подобных ви-

дов исследований. Выделены перспективные земли II категории, среднеперспективные I и II категорий, пониженных, низких перспектив и бесперспективные. Удельные плотности ресурсов УВ (тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) по этим категориям соответствуют: 30–50; 20–30; 10–20; 5–10; 1–5.

### Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров

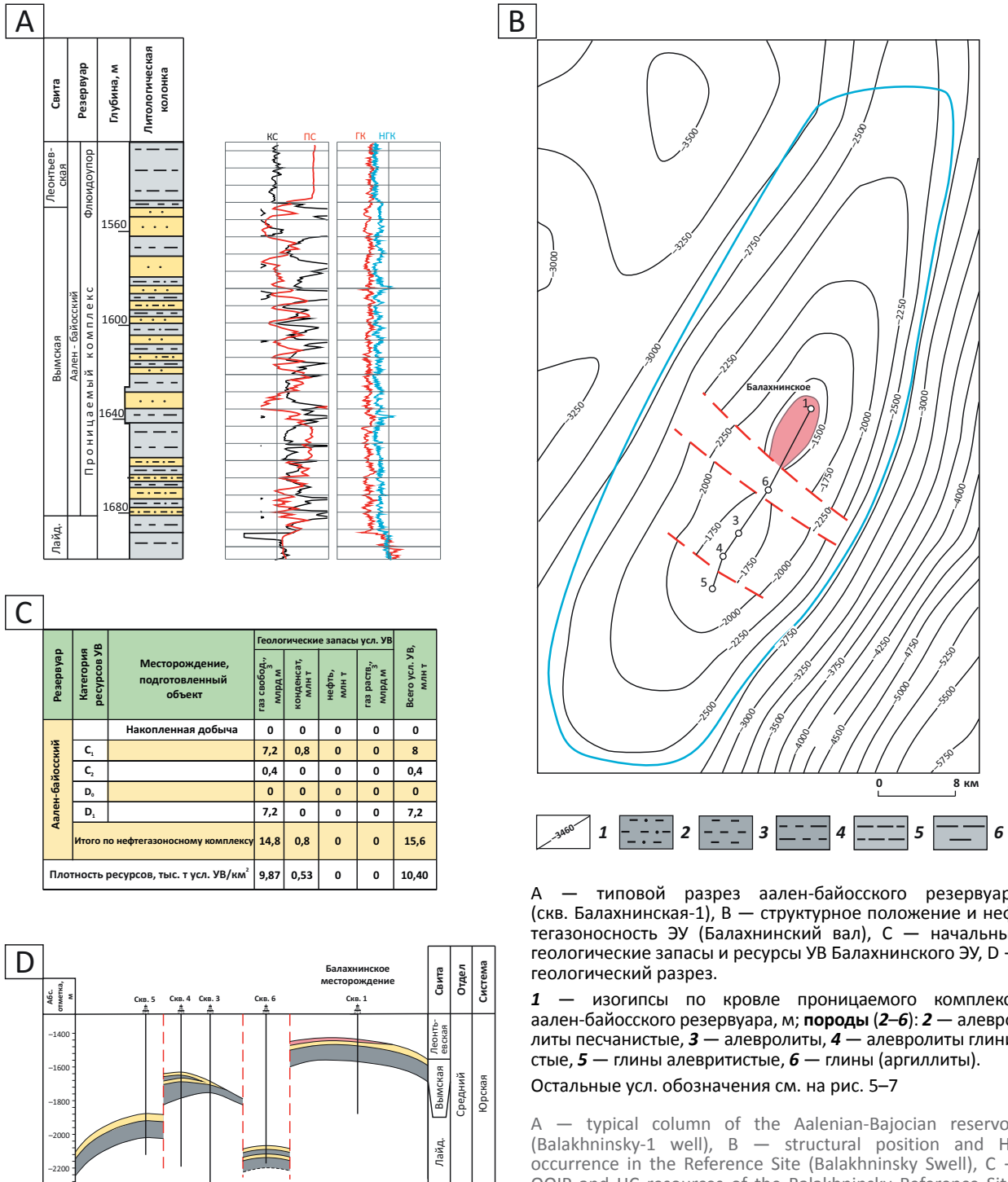
Согласно выполненной количественной оценке, начальные суммарные ресурсы УВ средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона составляют 8492,82 млн т усл. УВ, из них газа — 7525,19 млрд м<sup>3</sup> (88,6 %) и конденсата — 967,63 млн т (11,4 %) (см. табл. 6). Почти все ресурсы УВ относятся к прогнозным — 8307,72 млн т усл. УВ (97,82 %), из них по категориям D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub> соответственно: 6297,91 (75,8 %) и 2009,81 (24,2 %) млн т усл. УВ. Промышленные запасы УВ по категориям В + С и перспективные ресурсы категории D<sub>0</sub> соответственно равны: 161,1 (1,9 %) и 24 (0,28 %) млн т усл. УВ.

В Енисей-Хатангской НГО прогнозируется 3729,06 (43,91 %) млн т усл. УВ, из них газа — 3323,03 (89,11 %) млрд м<sup>3</sup>, конденсата — 406,03 (10,89 %) млн т; в Гыданской — 4763,76 (56,09 %) млн т усл. УВ соответственно; 4202,16 (88,21 %) млрд м<sup>3</sup>; 561,60 (11,79 %) млн т. Несмотря на меньшую территорию, в Гыданской НГО прогнозируется больший объем ресурсов УВ по сравнению с Енисей-Хатангской. Плотности начальных суммарных ресурсов УВ в отмеченных НГО соответственно равны: 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

### Перспективы нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара

Оксфордский резервуар в пределах исследуемого региона распространен ограниченно. Он развит лишь на юго-востоке Гыданской и юго-восточной окраинной части Енисей-Хатангской НГО (рис. 10). Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 1364,2 млн т усл. УВ (16,06 %) всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений, из них газа — 1054,34 млрд м<sup>3</sup> (77,28 %) и конденсата — 360,2 млн т (22,72 %). Плотность ресурсов УВ резервуара по территории его распространения со-

**Рис. 8.** Геологическое строение и основные параметры Балахнинского ЭУ (аален-байосский региональный резервуар)  
**Fig. 8.** Geological structure and main parameters of the Balakhninsky Reference Site (Aalenian-Bajocian regional reservoir)



A — типовой разрез аален-байосского резервуара (сква. Балахнинская-1), B — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ (Балахнинский вал), C — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Балахнинского ЭУ, D — геологический разрез.

**1** — изогипсы по кровле проницаемого комплекса аален-байосского резервуара, м; **породы (2–6): 2** — алевролиты песчанистые, **3** — алевролиты, **4** — алевролиты глинистые, **5** — глины алевролитистые, **6** — глины (аргиллиты).  
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 5–7

A — typical column of the Aalenian-Bajocian reservoir (Balakhninsky-1 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site (Balakhninsky Swell), C — OOIP and HC resources of the Balakhninsky Reference Site, D — geological cross-section.

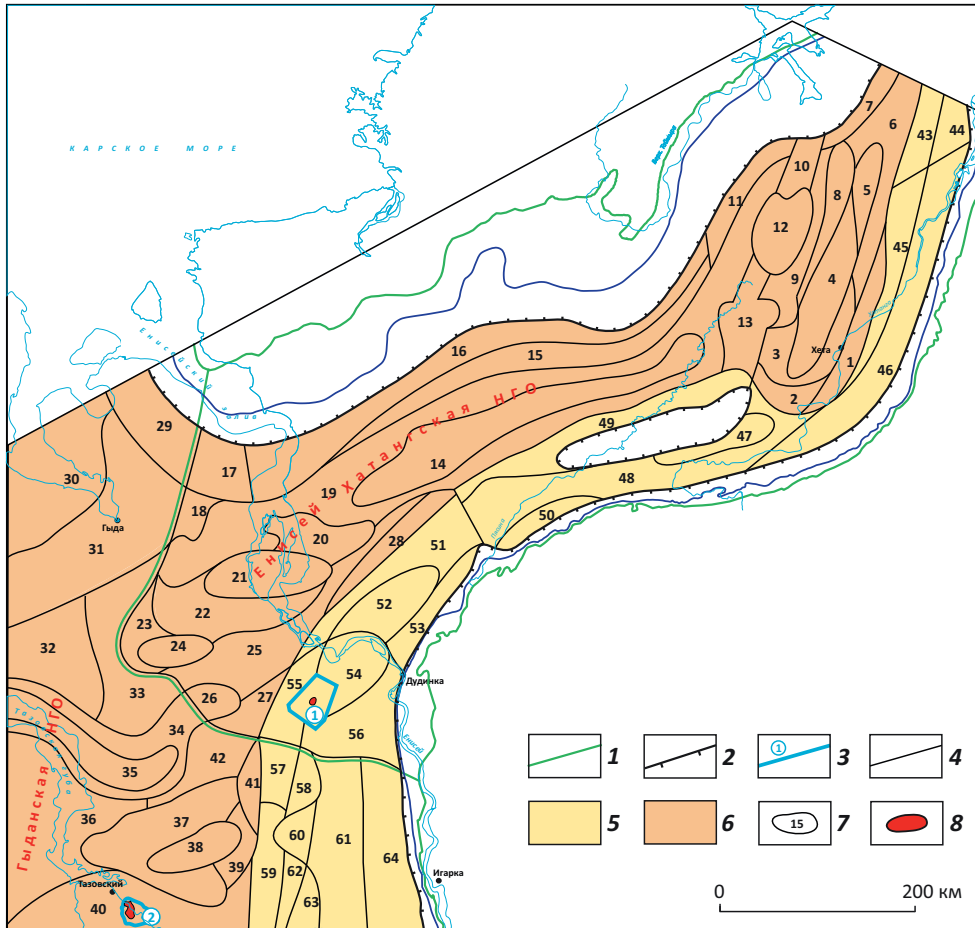
**1** — structural contours over the Top of the permeable sequence of Aalenian-Bajocian reservoir, m; **rocks (2–6): 2** — sandy siltstone, **3** — siltstone, **4** — argillaceous siltstone, **5** — silty clay, **6** — clay (claystone).

For other Legend items see Fig. 5–7



**Рис. 9.** Схема ЭУ и РУ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО

**Fig. 9.** Scheme of Reference Sites and sites evaluated in oil and gas occurrence quantitative estimation of the Bathonian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan petroleum areas



**Границы (1–4):** 1 — НГО, 2 — распространения отложений батского регионального резервуара, 3 — ЭУ (1 — Зимний, 2 — Тазовский), 4 — РУ; **территории, оцениваемые по эталонным участкам (5, 6):** 5 — Зимнему, 6 — Тазовскому; 7 — номера расчетных участков; 8 — газовые и газоконденсатные месторождения.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**Boundaries (1–4):** 1 — Petroleum Area, 2 — occurrence of the Bathonian regional reservoir, 3 — Reference Site (1 — Zimny, 2 — Tazovsky), 4 — evaluated site; **territories evaluated using reference sites (5, 6):** 5 — Zimny, 6 — Tazovsky; 7 — number of evaluated site; 8 — gas and gas condensate fields.

For other Legend items see Fig. 1

ставляет 13,27 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, из них на территориях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно: 12,66 и 13,78 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара по категориям В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub> соответственно равны: 11,9 (0,87 %); 75,1 (5,5 %); 770,75 (56,49 %) и 506,79 (37,14 %) млн т усл. УВ. Следовательно, основная часть ресурсов УВ резервуара рассматриваемого региона (93,63 %) относится к прогнозным.

Результаты количественного прогноза позволили осуществить районирование территории Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО по степени перспектив резервуара. Наиболее перспективные земли на газ и конденсат — пер-

спективные земли II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) — имеют весьма ограниченное распространение на территории региона. Они прогнозируются лишь в центральной части Ванкоро-Тагульского мезовала Гыданской НГО, где выявлено крупное по запасам УВ Тагульское газоконденсатное месторождение.

Среднеперспективные земли I категории (удельная плотность 20–30 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) также имеют малое распространение, ограничивая узкой полосой более перспективные земли. Среднеперспективные земли II категории (удельная плотность 10–20 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) наиболее широко развиты как в Енисей-Хатангской, так и Гыданской НГО.



**Табл. 2.** Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 2.** Expert analysis of the impact of modern structural position, quality of impermeables, and petroleum generation potential of source rocks on petroleum potential of regional reservoirs in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas

Оценка влияния гипсометрии современного структурного плана на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских отложений на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка качества флюидоупоров на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров	
категории перспективных земель	экспертная оценка	категории перспективных земель	экспертная оценка	качество флюидоупора	экспертная оценка
Высоко-перспективные	1	Высокоперспективные	1	Высокое	1
Перспективные	0,9	Перспективные	0,9	Среднее	0,8
Средне-перспективные	0,8	Средних и пониженных перспектив	0,8	Пониженное	0,7
Пониженных перспектив	0,7			Низкое	0,5
Низко-перспективные	0,5				
Весьма низко-перспективные	0,4				

Земли пониженных перспектив (удельная плотность 5–10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) приурочены к северо-восточной окраинной части распространения резервуара, а также развиты в Северо-Тазовской впадине и на восточном окончании Гыданской НГО.

**Перспективы нефтегазоносности батского регионального резервуара**

Батский резервуар почти повсеместно распространен в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО. Лишь в окраинных их частях его отложения выклиниваются. Кроме того, их отсутствие отмечается на Волочанском мезовале (рис. 11). Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 4587,28 млн т усл. УВ (54,01 %) всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений, из них газа — 4058,44 млрд м<sup>3</sup> (88,47 %) и конденсата — 528,84 млн т (11,53 %). Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 19,76 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, D<sub>0</sub>, D<sub>1</sub> соответственно равны: 2 (0,1 %); 63,7 (1,38 %); 24 (0,52 %) и 4587,28 (98 %) млн т усл. УВ. Следовательно, в батском резервуаре рассматриваемого региона, как и в оксфордском, основная часть ресурсов УВ относится к категории прогнозных.

Районирование территории исследуемого региона по степени перспектив батского резервуара следующее. В его пределах выделяется 5 категорий земель: от перспективных II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) до земель низких пер-

спектив (удельная плотность 1–5 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Перспективные земли II категории развиты ограниченно, причем только на территории Гыданской НГО. Эти земли прогнозируются в пределах Среднемессояхского, Тазовского и Юрхаровского мезовалов.

Среднеперспективные земли I категории распространены в юго-восточной и центральной частях Гыданской НГО (Танамская мегаседловина, Антипаютинско-Тадебейхинская и восточная часть Большехетской мегасинеклиз), а также на небольшом участке смежной территории Енисей-Хатангской НГО. Среднеперспективные земли II категории широко распространены как в Енисей-Хатангской, так и Гыданской НГО. Они в виде широких полос простираются вдоль Таймырской складчатой области, а также Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы Сибирской платформы. Кроме того, они прогнозируются в северо-восточной половине Балахнинско-Рассохинской гряды.

Земли пониженных и низких перспектив распространены на территории крупных отрицательных структур: Боганидско-Жданихинского, Беловско-Агапского и Эджанского желобов, а также наиболее прогнутой части Большехетской мегасинеклизы и северо-восточного окончания Северо-Сибирской мегамоноклизы.

**Перспективы нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара.** Аален-байосский резервуар как и вышеописанный, почти повсеместно распространен в рассматриваемом регионе.

**Табл. 3.** Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО, оцениваемые по Тагульскому ЭУ начальные суммарные ресурсы УВ оксфордского регионального резервуара

**Tab. 3.** Correction factors and analogy factors for sites evaluated in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas, total initial HC resources of the Oxfordian regional reservoir assessed in the Tagulsky Reference Site

НГО	ЭУ и РУ	Поправочные коэффициенты				Коэффициенты аналогий
		а	б	в	г	
Енисей-Хатангская	Тагульский ЭУ	1	1	1	1	1
	РУ № 1	0,8	1	0,3	0,9	0,22
	РУ № 2	0,9	1	0,3	1	0,27
	РУ № 3	0,8	1	0,4	0,9	0,29
	РУ № 4	0,8	0,9	0,3	0,9	0,19
	РУ № 5	0,9	0,95	0,3	1	0,26
	РУ № 6	0,9	0,95	0,4	0,9	0,34
	РУ № 7	1,0	0,95	0,3	0,9	0,25
	РУ № 8	0,8	0,9	0,4	0,9	0,25
	РУ № 9	0,7	0,9	0,4	0,9	0,22
	РУ № 10	0,8	1	0,5	1	0,4
Гыданская	РУ № 11	0,9	0,95	0,4	1	0,34
	РУ № 12	0,7	1	0,4	1	0,28
	РУ № 13	0,7	0,9	0,4	1	0,25
	РУ № 14	1,0	1	0,4	1	0,4
	РУ № 15	0,9	1	0,4	1	0,36
	РУ № 16	1	0,95	0,4	1	0,38
	РУ № 17	0,8	0,95	0,75	1	0,57
	РУ № 18	0,8	1	0,65	0,9	0,47
	РУ № 19	0,7	0,9	0,4	0,8	0,2
	РУ № 20	0,7	0,8	0,3	1	0,17
	РУ № 21	0,7	1	0,3	1	0,21
	РУ № 22	0,7	1	0,3	1	0,21
	РУ № 23	0,7	0,9	0,4	1	0,25
	РУ № 24	0,8	0,9	0,9	1	0,65

*Примечание.* Поправочные коэффициенты оценки влияния на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных ресурсов УВ оксфордского регионального резервуара: а — современного структурного плана, б — качества флюидопора, в — качества коллектора, г — начального нефтегазогенерационного потенциала.

*Note.* Correction factors related to the impact of total initial hydrocarbon resources of the Oxfordian regional reservoir on petroleum potential: а — modern structural geometry, б — quality of impermeables, в — quality of reservoir, г — initial oil and gas generation potential.

Только в крайних частях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО, вблизи Таймырской складчатой области, а также Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы Сибирской платформы, данные резервуары отсутствуют. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 2541 млн т усл. УВ (29,93 %) от всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений региона, из них газа — 2412,41 млрд м<sup>3</sup> (94,94 %) и конденсата — 128,59 млн т (5,06 %). Плотность ресурсов УВ резервуара на территории региона составляет 10,95 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО — соответственно 5,23 и 11,16 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>, D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub> соответственно равны 8 (0,31 %); 0,4 (0,06 %); 1029,58 (40,52 %) и 1503,02 (59,15 %) млн т усл. УВ. Следовательно, основная часть ресурсов УВ

аален-байосского резервуара, как и вышеописанных, относится к прогнозным.

Перспективы нефтегазоносности аален-байосского резервуара в пределах исследуемого региона ниже, чем батского. На его территории выделяется лишь три категории земель: среднеперспективные II категории, земли пониженных перспектив и земли низких перспектив (рис. 12).

Первая категория прогнозируется как в Енисей-Хатангской НГО (северо-восточные части Балахнинско-Рассохинской и Мессояхской гряд), так и Гыданской (Гыданский мегавыступ, западное окончание Мессояхской гряды). Земли пониженных перспектив преимущественно распространены в крайних частях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО, вблизи Таймырской складчатой области, а также Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы

**Табл. 4.** Начальные суммарные ресурсы УВ оксфордского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 4.** Total initial HC resources of the Oxfordian regional reservoir in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas

НГО	ЭУ и РУ	Площади ЭУ и РУ, км <sup>2</sup>	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов усл. УВ ЭУ и РУ			Начальные суммарные ресурсы усл. УВ ЭУ и РУ		
			газ свободный, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	конденсат, тыс. т/км <sup>2</sup>	всего усл. УВ, тыс. т/км <sup>2</sup>	газ свободный, млрд м <sup>3</sup>	конденсат, млн т	всего усл. УВ, млн т
Расчетные участки, оцениваемые по Тагульскому эталонному участку								
Енисей-Хатангская	Тагульский ЭУ	2520	31,3	9,2	40,5	78,88	23,12	102
	РУ № 1	8122	6,76	1,99	8,75	54,9	16,17	71,07
	РУ № 2	2375	8,46	2,49	10,95	20,09	5,92	26,01
	РУ № 3	5692	9,01	2,65	11,66	51,28	15,09	66,37
	РУ № 4	1399	6,08	1,79	7,87	8,51	2,5	11,01
	РУ № 5	4767	8,03	2,36	10,39	38,28	11,25	49,53
	РУ № 6	3768	10,7	3,15	13,85	40,32	11,87	52,19
	РУ № 7	6781	8,03	2,36	10,39	54,45	16	70,45
	РУ № 8	2463	7,89	2,32	10,21	19,43	5,72	25,15
	РУ № 9	2664	7,1	2,08	9,18	18,91	5,55	24,46
	РУ № 10	3252	12,52	3,68	16,2	40,72	11,96	52,68
	РУ № 11	3095	10,7	3,15	13,85	33,12	9,75	42,87
	<b>Всего</b>	<b>46898</b>				<b>458,89</b>	<b>134,9</b>	<b>593,79</b>
Гыданская	РУ №12	3791	8,7	2,64	11,34	32,98	10,01	42,99
	РУ № 13	2793	7,89	2,32	10,21	22,04	6,48	28,52
	РУ № 14	1158	12,52	3,68	16,2	14,5	4,26	18,76
	РУ № 15	1165	11,27	3,31	14,58	13,13	3,86	16,99
	РУ № 16	1142	11,89	3,5	15,39	13,58	4	17,58
	РУ № 17	7801	17,85	5,25	23,1	139,25	40,95	180,2
	РУ № 18	5130	14,68	4,32	19	75,31	22,16	97,47
	РУ № 19	4735	6,31	1,86	8,17	29,88	8,8	38,68
	РУ № 20	11562	5,26	1,54	6,8	60,82	17,8	78,62
	РУ № 21	3071	6,58	1,93	8,51	20,21	5,92	26,13
	РУ № 22	3202	6,58	1,93	8,51	21,07	6,18	27,25
	РУ № 23	4633	7,89	2,32	10,21	36,55	10,75	47,3
	РУ № 24	5735	20,25	5,95	26,2	116,13	34,13	150,26
	<b>Всего</b>	<b>55 918</b>				<b>595,45</b>	<b>175,3</b>	<b>770,75</b>
<b>Итого</b>	<b>102 816</b>				<b>1054,34</b>	<b>310,2</b>	<b>1364,54</b>	
В том числе:								
Енисей-Хатангская НГО	<b>46 898</b>				<b>458,89</b>	<b>134,9</b>	<b>593,79</b>	
Гыданская НГО	<b>55 918</b>				<b>595,45</b>	<b>175,3</b>	<b>770,75</b>	

**Табл. 5.** Распределение начальных суммарных ресурсов УВ, газа и конденсата по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО**Tab. 5.** Distribution of total initial HC, gas, and condensate resources according to fluid content, oil and gas bearing areas, and categories of Middle-Upper Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas

Состав УВ	НГО	Промышленные запасы УВ				Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ		Начальные суммарные ресурсы УВ
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		D <sub>0</sub>	D <sub>1</sub>	
Газ, млрд м <sup>3</sup>	Енисей-Хатангская	0	0	2	11	0	714,39	2595,64	3323,03
	Гыданская	9,4	59,5	0	45,5	20	3731,27	336,49	4202,16
	<b>Всего</b>	<b>9,4</b>	<b>59,5</b>	<b>2</b>	<b>56,5</b>	<b>20</b>	<b>4445,66</b>	<b>2932,13</b>	<b>7525,19</b>
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0	0	0,8	0	0	0	405,23	406,03
	Гыданская	2,5	15,6	0	7,2	4	532,3	0	561,6
	<b>Всего</b>	<b>2,5</b>	<b>15,6</b>	<b>0,8</b>	<b>7,2</b>	<b>4</b>	<b>532,3</b>	<b>405,23</b>	<b>967,63</b>
Начальные суммарные ресурсы УВ, млн т усл. УВ	Енисей-Хатангская	0	0	2,8	11	0	714,39	3000,87	3729,06
	Гыданская	11,9	75,1	0	52,7	24	4263,57	336,49	4763,76
	<b>Итого</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>2,8</b>	<b>63,7</b>	<b>24</b>	<b>4977,96</b>	<b>3337,36</b>	<b>8492,82</b>

**Табл. 6.** Распределение начальных суммарных ресурсов УВ (млн т усл. УВ), газа (млрд м<sup>3</sup>) и конденсата (млн т) по резервуарам, фазовому составу и категориям средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО**Tab. 6.** Distribution of total initial HC (mln tons of HC equivalent), gas (BCM), and condensate (mln tons) resources according to reservoirs, fluid content, and categories of Middle-Upper Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas

Резервуары	Фазовый состав УВ	Промышленные запасы УВ				Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ		Начальные суммарные ресурсы УВ
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		D <sub>0</sub>	D <sub>1</sub>	
Оксфордский	Газ	9,4	59,5	0	0	0	595,45	389,99	1054,34
	Конденсат	2,5	15,6	0	0	0	175,3	116,8	310,2
	<b>Всего</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>770,75</b>	<b>506,79</b>	<b>1364,54</b>
Батский	Газ	0	0	2	56,5	20	3979,94	0	4058,44
	Конденсат	0	0	0	7,2	4	517,64	0	528,84
	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>63,7</b>	<b>24</b>	<b>4497,58</b>	<b>0</b>	<b>4587,28</b>
Аален-байосский	Газ	0	0	7,2	0,4	0	977,67	1427,14	2412,41
	Конденсат	0	0	0,8	0	0	51,91	75,88	128,59
	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>1029,58</b>	<b>1503,02</b>	<b>2541</b>
Верхне-и средне-юрский	Газ	9,4	59,5	9,2	56,9	20	5553,06	1817,13	7525,19
	Конденсат	2,5	15,6	0,8	7,2	4	744,85	192,68	967,63
	<b>Всего</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>10</b>	<b>64,1</b>	<b>24</b>	<b>6297,91</b>	<b>2009,81</b>	<b>8492,82</b>

Сибирской платформы. Кроме того, они прогнозируются на бортах Большехетской мегасинеклизы.

Низкоперспективные земли прогнозируются в наиболее прогнутых частях рассматриваемых НГО, в пределах Боганидско-Жданихинского, Беловско-Агапского желобов, Антипаютинско-Тадебяхинской и Большехетской мегасинеклиз.

**Сравнительный анализ результатов количественных оценок перспектив нефтегазоно-**

**сти средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО**

Результаты последней утвержденной официальной количественной оценки перспектив нефтегазоносности Хатангско-Вилуйской НПП и ее составной части, Енисей-Хатангской НГО, не опубликованы. Ниже приведен сравнительный анализ количественных оценок средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО, выполненных

**Табл. 7.** Сравнение результатов количественных оценок перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО<sup>2</sup>

**Tab. 7.** Comparison of the results of petroleum potential quantitative estimation in the Middle-Upper Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area<sup>2</sup>

Количественные оценки перспектив нефтегазоносности		Авторская количественная оценка	Количественная оценка А.П. Афанасенкова		
Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности		Геологический способ по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади	Метод бассейнового моделирования		
Единицы измерения начальных суммарных ресурсов УВ		млн т усл. УВ			
Оцениваемые нефтегазоносные территории		Енисей-Хатангская НГО	Западная часть Енисей-Хатангской НГО	Восточная часть Енисей-Хатангской НГО	Енисей-Хатангская НГО в целом
Резервуары нефти и газа	Оксфордский	594	1022	987	2009
	Батский	2106	1207	2162	3369
	Аален-байосский	1511	1081	1035	2116
Средне-верхнеюрские отложения в целом		4211	3310	4184	7494

авторами статьи и известным специалистом по геологическому строению этого региона А.П. Афанасенковым<sup>2</sup>.

В соответствии с авторской количественной оценкой, начальные суммарные ресурсы УВ средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО, оцененные геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, составляют 4211 млн т усл. УВ, из них оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров — соответственно 594 (14,1 %); 2106 (50 %) и 1511 (35,9 %) млн т усл. УВ (табл. 7).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности одновозрастных отложений этой НГО, выполненной А.П. Афанасенковым методом бассейнового моделирования, соответственно составляют: 2009 (26,8 %); 3369 (45 %) и 2116 (28,2 %) млн т усл. УВ.

Приведенные выше результаты рассматриваемых количественных оценок перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангской НГО свидетельствуют о том, что как средне-верхнеюрские отложения в целом, так и содержащиеся в них региональные резервуары существенно выше оценены А.П. Афанасенковым, чем авторами статьи. Особенно значимы расхождения оценок оксфордского и батского резервуаров. По мнению авторов статьи, количественная оценка этих резервуаров А.П. Афанасенковым завышена на основании следующего.

1. Как известно, проницаемый комплекс оксфордского резервуара в пределах Енисей-Хатангской НГО представлен нижнесиговской подсвитой (песчаный пласт Ю<sub>1</sub>), распространение которого закартировано по скважинным данным лишь в виде узкой полосы вдоль южной границы рассматриваемой НГО. На остальной существенно большей части ее территории отложения резервуара представлены в основном алевритово-глинистыми отложениями яновстанской и гольчихинской свит, являющимися флюидоупорами.

2. По мнению авторов статьи, А.П. Афанасенковым завышены ресурсы УВ и батского резервуара, о чем свидетельствует его оценка ресурсов УВ западной и восточной частей Енисей-Хатангской НГО — соответственно 1207 и 2162 млн т усл. УВ (см. табл. 7). Как известно, проницаемый комплекс батского резервуара представлен мальшевской свитой, состав которой в восточной части рассматриваемой НГО существенно более заглинизирован, чем в западной. Тем не менее А.П. Афанасенков оценил ее ресурсы УВ почти в два раза выше, чем западной. Отмеченное значительное различие оценок резервуаров УВ батского резервуара западной и восточной частей прогиба, по-видимому, обусловлено технической ошибкой. Об этом свидетельствуют примерно равные оценки перспектив нефтегазоносности аален-байосского резервуаров западной и восточной частей прогиба, а также она коррелирует с авторской оценкой этого резервуара.

### Заключение

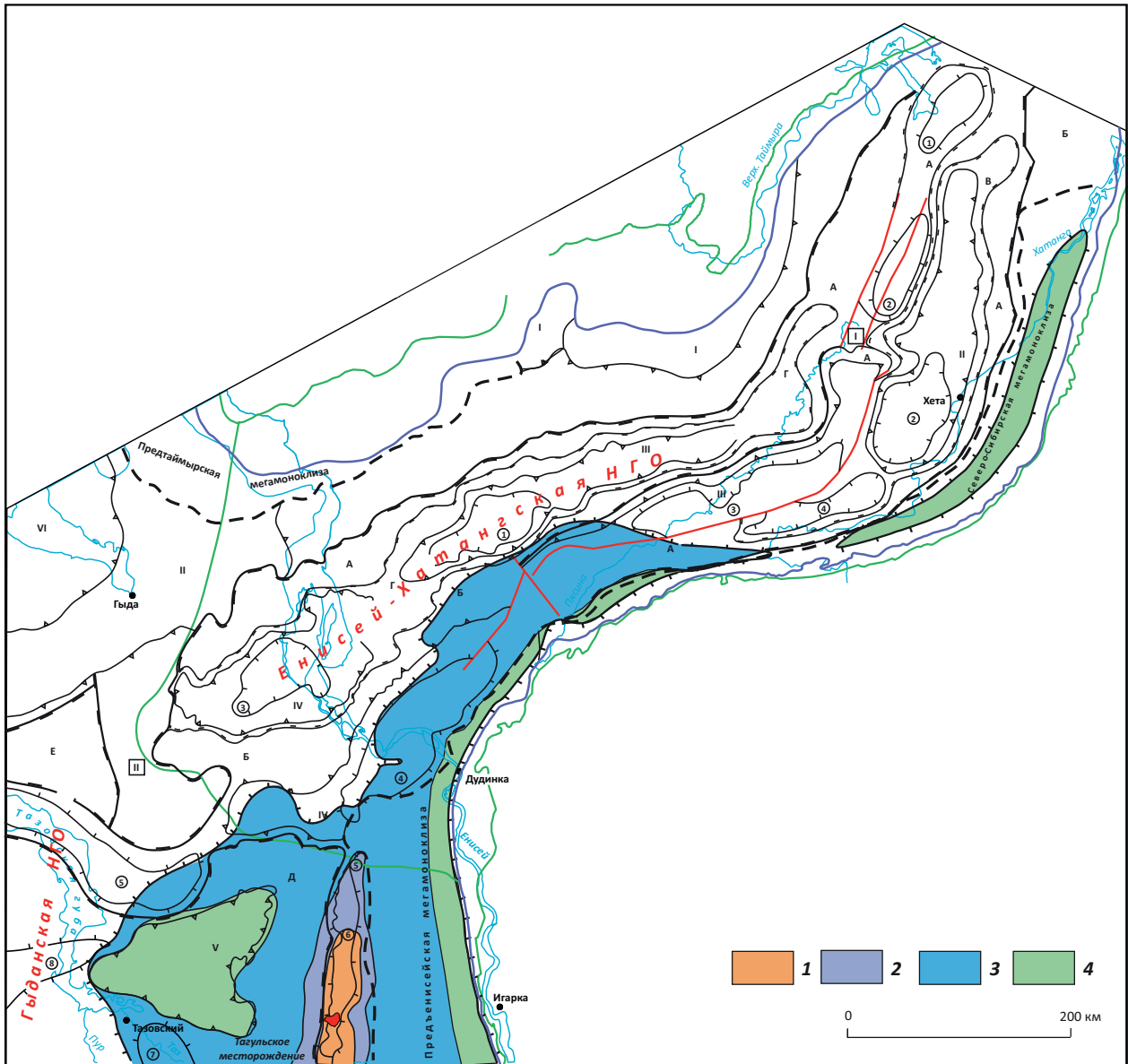
В статье впервые на базе ранее подготовленной и опубликованной авторами статьи обширной и раз-

<sup>2</sup>Афанасенков А.П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2019. – 375 с.



**Рис. 10.** Карта перспектив нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 10.** Map of hydrocarbon potential of the Oxfordian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



**Категории перспективных земель (1–4):** 1 — перспективные земли II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 2 — среднеперспективные земли I категории (удельная плотность 20–30 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 3 — среднеперспективные земли II категории (удельная плотность 10–20 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 4 — земли пониженных перспектив (удельная плотность 5–10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 9

**Categories of promising lands (1–4):** 1 — II-nd Category promising lands (specific density 30–50 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 2 — I-st Category middling promising lands (specific density 20–30 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 3 — II-nd Category middling-promising lands (specific density 10–20 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 4 — I-st Category lower-promising lands (specific density 5–10 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>).

For other Legend items see Fig. 1, 9

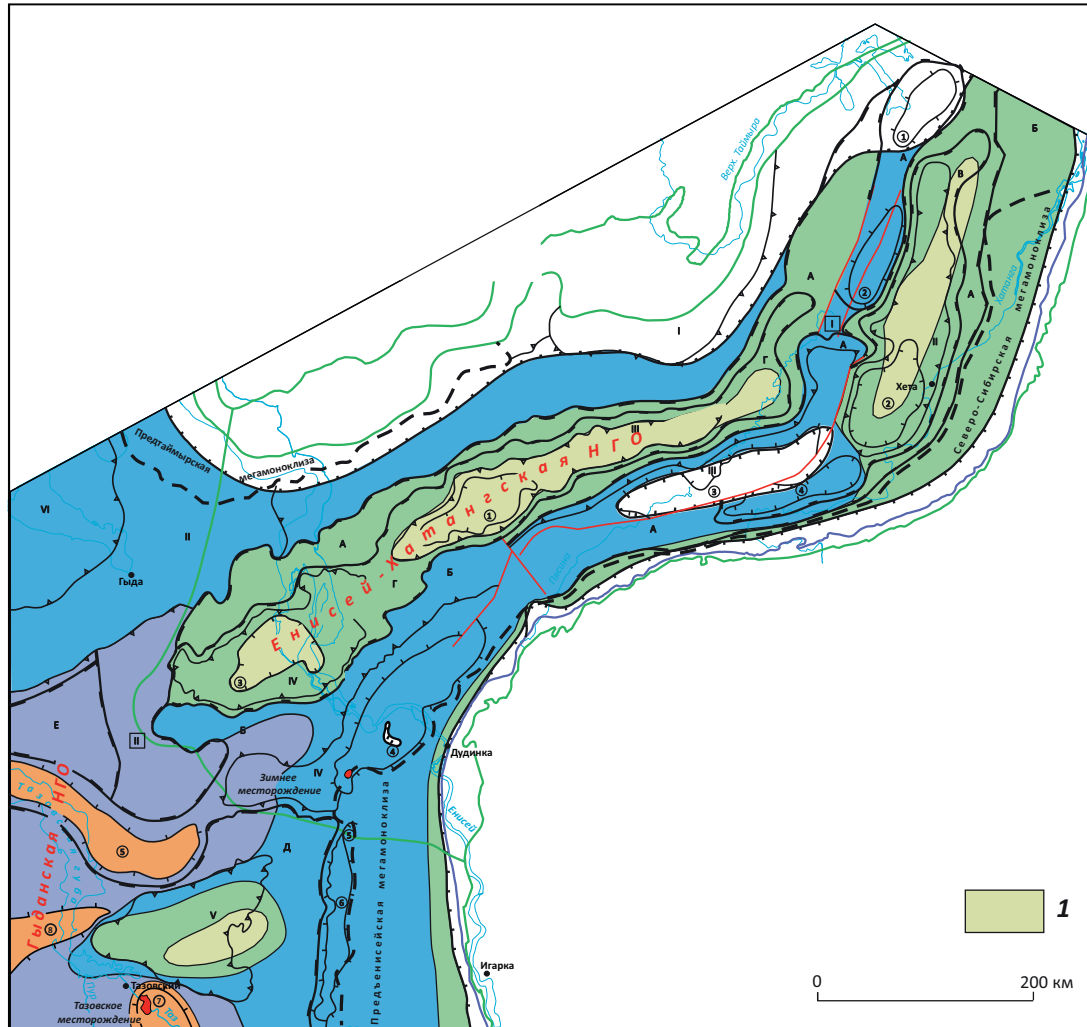
нообразной исходной геологической информации с использованием современного метода выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских

отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО.

В качестве исходной геологической информации для количественной оценки перспектив нефтегазоносных резервуаров были использова-

**Рис. 11.** Карта перспектив нефтегазоности батского регионального резервуара (пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>) Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 11.** Map of hydrocarbon potential of the Bathonian regional reservoir (Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> beds) in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



**1** — земли низких перспектив (удельная плотность 1–5 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 9, 10

**1** — 1-st Category low-promising lands (specific density 1–5 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>).

For other Legend items see Fig. 1, 9, 10

ны следующие опубликованные авторами статьи карты: структурные по кровле проницаемых комплексов резервуаров; толщин и вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров; палеогеографические, проницаемых комплексов и флюидоупоров каждого резервуара; прогноза толщин песчаников, коллекторов и оценки качества флюидоупоров; генерации УВ и катагенетической преобразованности ОВ нефтегазоматеринских отложений лайдинской, леонтьевской свит и верхнесиговской подсвиты.

Количественная оценка перспектив нефтегазоности региональных резервуаров осуществлена геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, который является составной частью метода геологических аналогий.

Этот метод адекватно учитывает особенности геологического строения рассматриваемого региона и степень его изученности геолого-разведочными работами.

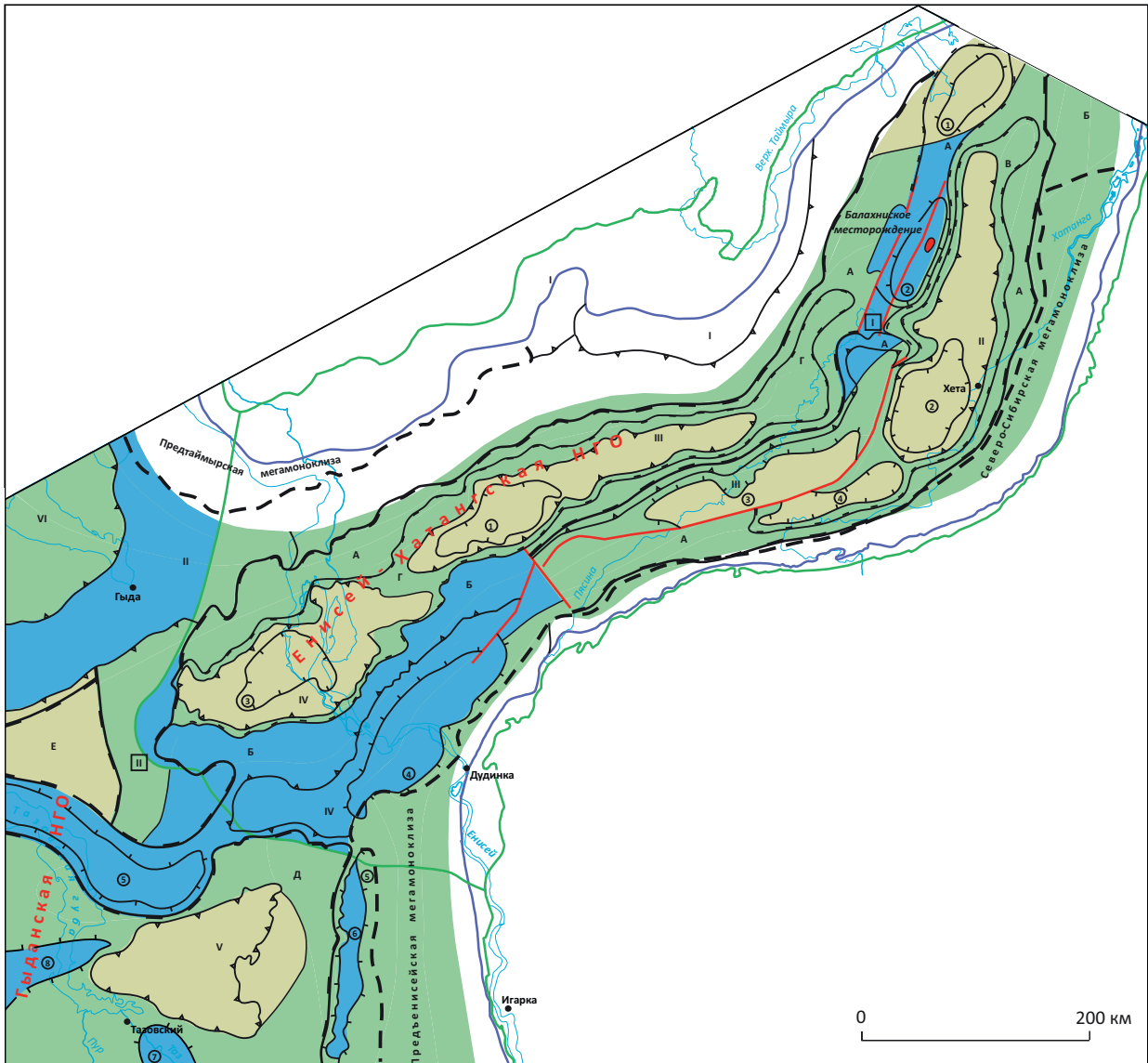
В средне-верхнеюрских отложениях рассматриваемого региона прогнозируются только газ и конденсат. Среди региональных резервуаров наибольшими ресурсами УВ обладает батский резервуар, меньшими — аален-байосский и минимальными — оксфордский. Невысокие перспективы нефтегазоности последнего резервуара обусловлены его весьма ограниченным распространением на территории исследуемого региона.

Оксфордский резервуар распространен лишь в юго-восточной части региона. В более северной и западной его частях отмечается полная или поч-



**Рис. 12.** Карта перспектив нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 12.** Map of hydrocarbon potential of the Aalenian-Bajocian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



Усл. обозначения см. на рис. 1, 9–11

For Legend see Fig. 1, 9–11

ти полная глинизация проницаемого комплекса. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 1364,2 млн т усл. УВ, из них газа — 1054,34 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 360,2 млн т. Плотность ресурсов УВ резервуара по территории его распространения составляет 13,77 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно: 12,66 и 13,78 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов УВ (93,63 %) относится к категории прогнозных; промышленные запасы составляют лишь 6,37 %.

Перспективы нефтегазоносности оксфордского резервуара изменяются от земель пониженных перспектив до перспективных II категории. Наи-

более перспективные земли (перспективные земли II категории и среднеперспективные I категории) распространены весьма ограниченно. Они прогнозируются лишь на крайнем юге региона, в пределах Ванкоро-Тагульского вала.

Батский резервуар почти повсеместно распространен в Енисей-Хатангской и Гыданской НГО. Его начальные суммарные ресурсы УВ составляют 4587,28 млн т усл. УВ, из них газа — 4058,44 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 528,84 млн т. Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 19,76 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО — соответственно 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов УВ (98,52 %),



как и оксфордского резервуара, относится к категории прогнозных, и лишь 1,48 % — к промышленным запасам.

Перспективы нефтегазоносности резервуара существенно выше описанных ранее. На территории региона распространены земли пяти категорий — от перспективных земель II категории до низких перспектив. Наиболее перспективные земли (перспективные земли II и среднеперспективные I категории) прогнозируются в пределах Среднемессояхского мезовала, Танамской мегаседловины, Антипаютинско-Тадебеяхинской и восточной части Большехетской мегасинеклиз.

Аален-байосский резервуар, как и вышеописанный, почти повсеместно распространен в рассматриваемом регионе. Начальные суммарные ресурсы УВ его составляют 2541 млн т усл. УВ, из них газа — 2412,41 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 128,59 млн т. Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 10,95 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно 5,23 и 11,16 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов (99,63 %), как и вышеотмеченных резервуаров, относится к категории прогнозных, только 0,37 % — к промышленным запасам.

Перспективы нефтегазоносности резервуара на большей части территории региона низкие и пониженные. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные земли II категории) прогно-

зируются на Мессояхской и северной части Балахинско-Рассохинской гряд, Танамской мегаседловине, Среднемессояхского и Ванкоро-Тагульского мезовалов.

В целом средне-верхнеюрские отложения рассматриваемого региона обладают наибольшими перспективами нефтегазоносности в его юго-западной части, в пределах Мессояхской гряды, Танамской седловины, Юрхаровского, Тазовского и Ванкоро-Тагульского мезовалов. В северо-восточном направлении от отмеченного района перспективы нефтегазоносности относительно постепенно уменьшаются и минимальные их значения прогнозируются на его крайнем северо-востоке. Приведенная закономерность обусловлена следующими причинами: углублением залегания отложений в отмеченном направлении и, как следствие этого, — снижением значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов; глинизацией разрезов отложений и повышением в этом направлении степени неоднородности строения и состава отложений.

Сопоставление результатов авторской количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО с последней официальной оценкой этих отложений не приведено, поскольку она не опубликована.

## Литература

1. Шемин Г.Г., Первухина Н.В., Вахромеев А.Г., Деев Е.В., Глазырин П.А., Смирнов М.Ю., Сапьяник В.В., Москвин В.И. Модели строения и условия образования региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. — 2020. — № 6. — С. 53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76.
2. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.А., Куликов Д.В., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 3. Енисей-Хатангский бассейн. — Новосибирск : ОИГГ СОРАН, 1994. — 71 с.
3. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. — М. : Изд-во ИГиРГИ, 1994. — 118 с.
4. Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вести газовой науки. — 2017. — Т. 31. — № 3. — С. 59–78.
5. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. — Новосибирск : Издательство СО РАН, 2014. — 362 с.
6. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. — М. : Гостоптехиздат, 1957. — 480 с.
7. Леворсен А. Геология нефти и газа. — М. : Мир, 1970. — 640 с.
8. Фомин М.А. Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 9. — С. 4–20.
9. Гурова Т.И., Антонова Т.Ф., Кондрина К.С. Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа. — М. : Недра, 1974. — 136 с.
10. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6. — № 3. — Режим доступа: [https://ngtr.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](https://ngtr.ru/rub/1/31_2011.pdf) (дата обращения 05.03.2021).
11. Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. — 2018. — № 6. — С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.
12. Аленин В.В., Батулин Ю.Н., Белонин М.Д., Богатский В.И., Бочкарев В.С., Бражеников О.Г., Бурштейн Л.М., Васерман Б.Я., Ветчинский В.Э. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. — М. : ВНИГНИ, 2000. — 189 с.

## References

1. Shemin G.G., Pervukhina N.V., Vakhromeev A.G., Deev E.V., Glazyrin P.A., Smirnov M.Yu., Sap'yanik V.V., Moskvina V.I. Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas within the Siberian sector of Arctic: structural models and conditions of formation. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(6):53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76. In Russ.
2. Kontorovich A.Eh., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.A., Kulikov D.V., Khmelevskii V.B., Azarnov A.N., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Sibgatullin V.G., Soboleva E.I., Starosel'tsev V.S., Stepanenko G.F. Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri. Vypusk 3. Enisei-Khatangskii bassein [Siberian petroleum basins and regions. Issue 3. Yenisei-Khatanga basin]. Novosibirsk: OIGG SORAN; 1994. 71 p. In Russ.
3. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression. Moscow: Izdatelstvo IGIRGI; 1994. 117 p. In Russ.
4. Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisey-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;(3):59–78. In Russ.
5. Shemin G.G. Regional'nye rezervuary nefti i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p. In Russ.
6. Brod I.O., Eremenko N.A. Osnovy geologii nefti i gaza [The outlines of oil and gas geology]. Moscow: Gostoptekhizdat; 1957. 480 p. In Russ.
7. Levorsen A.I. Geology of petroleum. San-Francisco: Freeman & Co; 1954. 703 p.
8. Fomin M.A. Analysis of tectonic structure of Mesozoic and Cainozoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(9):4–20. In Russ.
9. Gurova T.I., Antonova T.F., Kondrina K.S. Rol' litogeneza v formirovanii i sokhranении zalezhei nefti i gaza [Role of lithogenesis in formation and retention of oil and gas accumulations]. Moscow: Nedra; 1974. 136 p. In Russ.
10. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: [https://ngtp.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf) (accessed 05.03.2021). In Russ.
11. Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127. In Russ.
12. Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.D., Bogatskii V.I., Bochkarev V.S., Brazhenikov O.G., Burshtein L.M., Vaserman B.Ya., Vetchinskii V.Eh. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ehkonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata [Methodology manual for quantitative and economical assessment of resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI; 2000. 189 p. In Russ.

## Информация об авторах

## Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,

главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики

им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

## Глазырин Павел Андреевич

Студент

ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет»,

630090 Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2

e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

## Вахромеев Андрей Гелиевич

Доктор геолого-минералогических наук,

заведующий лабораторией

ФГБУН «Институт земной коры СО РАН»,

664033 Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128

e-mail: andrey\_igr@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

## Бостриков Олег Игоревич

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского»,

199106 Санкт-Петербург, Средний пр-т, 74

e-mail: Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru

## Information about authors

## Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Chief Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,

Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

## Pavel A. Glazyrin

Student

Novosibirsk

State University,

2, ul. Pirogova, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

## Andrei G. Vakhromeev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of Laboratory

Institute of the Earth's Crust SB RAS,

128, ul. Lermontova, Irkutsk, 664033, Russia

e-mail: andrey\_igr@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

## Oleg I. Bostrikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI)

74, Vasilyevskogo ostrova, Sredniy prosp.,

Saint Petersburg, 199106, Russia

e-mail: Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru

**Деев Евгений Викторович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН»,  
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3  
e-mail: deev@ngs.ru  
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

**Смирнов Максим Юрьевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заместитель директора по геофизике  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: smirnov@vnigni.ru

**Москвин Валерий Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН»,  
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3  
e-mail: moskvinvi@ipgg.sbras.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9221-2806

**Evgeny V. Deev**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher  
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia  
e-mail: deev@ngs.ru  
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

**Maxim Yu. Smirnov**

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

**Valery I. Moskvina**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher  
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia  
e-mail: moskvinvi@ipgg.sbras.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9221-2806

# КАЛЕНДАРЬ 2022

## НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ  
ЗОЛОТОЙ РТУТИ  
2017



**23-28 мая**  
**2022**  
Сочи, Россия

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

**06-11 июня**  
**2022**  
Сочи, Россия

17-я Международная научно-практическая конференция  
**«Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов»**

**03-08 октября**  
**2022**  
Сочи, Россия

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



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



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



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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



УДК 550.8:622.276

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-99-107

## Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов

© 2022 г. | М.В. Родкин<sup>1,2</sup>, С.А. Пуанова<sup>1</sup><sup>1</sup>ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; punanova@mail.ru;<sup>2</sup>ФГБУН Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск, Россия; rodkin@mitp.ru

Поступила 17.04.2022 г.

Доработана 16.05.2022 г.

Принята к печати 25.05.2022 г.

**Ключевые слова:** корреляционный анализ; грязевулканические и углекислые воды; резервуары углеводородов; микроэлементный состав; полигенность; земная кора; биота.

**Аннотация:** В статье рассмотрены корреляционные связи микроэлементного состава природных объектов со средними модельными составами различных типов биоты (морской и наземной) и земной коры разного уровня (верхней, средней и нижней). Проанализированы содержания микроэлементов в углекислых и грязевулканических флюидах региона Большого Кавказа, в естественных термальных выходах, водоемах и поровых растворах кальдеры вулкана Узон (Камчатка), а также в нефтях мегарезервуаров основных нефтегазоносных бассейнов России и нефтепроявлений Камчатки. В подавляющем большинстве проанализированных проб нефтей Волго-Уральского (Ромашкинское месторождение), и Западно-Сибирского (группа месторождений Шаимского региона) нефтегазоносных бассейнов максимальная корреляция микроэлементного состава нефтей наблюдается с составом нижней коры. Микроэлементный состав нефтей и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон на Камчатке характеризуется более тесными корреляционными связями с составом верхней коры. Максимальная корреляция с составом средней континентальной коры выявлена для углекислых и грязевулканических вод Большого Кавказа. Полученные закономерности интерпретируются как следствие тесной связи указанных флюидных систем с восходящими потоками свежемобилизованных вод — продуктов дегидратации. В условиях активного тектонического режима и повышенных глубинных температур реакции дегидратации протекают на меньших глубинах и восходящие флюидные потоки несут микроэлементную метку меньших глубин. Для мегантиклинали Большого Кавказа доминирует вклад наземных, а для грязевулканических флюидов Азербайджана, Грузии и Таманского полуострова — морских организмов. Выявленные различия подтверждают полигенность источников микроэлементов в нафтидах и гидротермах, связанных с исходным для нефтеобразования живым веществом и восходящими потоками глубинных флюидов, и свидетельствуют об эффективности применения используемого варианта корреляционного анализа для исследования микроэлементного состава природных объектов.

Для цитирования: Родкин М.В., Пуанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 99–107. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-99-107.

Финансирование: Работа выполнена в рамках плана НИР ИТПЗ РАН и ИТПГ РАН (тема FMME-2022-0004, номер государственной регистрации 122022800270-0), а также в рамках НИОКТР по государственному заданию (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла»), номер государственной регистрации 122022800253-3).

## Trace element composition of natural objects: correlation dependences

© 2022 | M.V. Rodkin<sup>1,2</sup>, S.A. Puanova<sup>1</sup><sup>1</sup>Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia; punanova@mail.ru;<sup>2</sup>Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch (IMGG FEB RAS), Russian Academy of Sciences, Yuzhno Sakhalinsk, Russia; rodkin@mitp.ru

Received 17.04.2022

Revised 16.05.2022

Accepted for publication 25.05.2022

**Key words:** correlation analysis; mud volcanic waters; carbonic acid waters; hydrocarbon reservoirs; trace element composition; polygeny; Earth's crust; biota.

**Abstract:** The authors discuss correlations of trace element composition of natural objects and average modelled composition of different types of biota (marine and terrestrial) with different levels of the Earth's crust (Upper, Middle, and Lower). Content of trace elements in carbonic acid waters and mud volcanic fluids from the Greater Caucasus region, in natural thermal springs, water bodies, and pore solutions from the Uzon volcano caldera (Kamchatka), as well as in oils of mega-reservoirs from major petroleum basins of Russia and oil manifestations of Kamchatka are analysed. In the vast majority of analyzed oil samples from the Volga-Ural (Romashkinsky field) and West Siberian (Shaimsky field group) petroleum basins, maximum correlation of oil trace element composition with composition of the Lower crust is observed. Trace element

composition of oils and oil manifestations in the Uzon volcano caldera (Kamchatka) has closer correlation with composition of the Upper crust. Maximum correlation with composition of the Middle continental crust is identified for carbonic acid and mud volcanic waters from Greater Caucasus. The observed patterns are interpreted as a consequence of close association of the mentioned fluid systems with ascending flow of newly mobilised water — product of dehydration. Under conditions of tectonic activity and higher deep temperatures, dehydration reactions proceed at lesser depths, and ascending fluid flows bear the trace element mark of lesser depths. Contribution of terrestrial organisms predominates in Greater Caucasus mega-anticline, and marine organisms — in mud volcanic fluids of Azerbaijan, Georgia, and Taman Peninsula. The revealed differences confirm the polygeny of trace element sources in naphthides and hydrotherms, which are associated with a living matter and ascending flows of deep fluids, and is indicative of the efficiency of the used option of correlation analysis for studies of trace element composition of natural objects.

*For citation: Rodkin M.V., Punanova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences. Geologiya nefti i gaza. 2022;(4):99–107. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-99-107. In Russ.*

*Funding: The work is conducted within the research plan of ITPZ RAS and ITPG RAS (research issue FMME-2022-0004, State Recording No. 122022800270-0), as well as within the framework of the State Assignment on the subject: "Scientific and methodological basis for exploration and prospecting of oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs of sedimentary cover." Research, development, and engineering work State Recording No. 122022800253-3 in ROSRID.*

## Введение

Для решения актуальных геолого-геохимических задач проведены исследования корреляционных связей микроэлементной составляющей природных объектов [1, 2]. Химический состав изучаемых объектов, в частности их микроэлементная характеристика служит важным источником информации о генезисе флюидов: нефтей, их производных, различных природных водных субстанций. Результаты анализа микроэлементного состава нефтей и их сравнение с составами живого вещества и осадочных горных пород [3–5] уверенно свидетельствуют об их полигенном источнике, связанном как с исходным для нефтеобразования живым веществом (так называемые биогенные элементы по В.И. Вернадскому), так и с глубинными компонентами (абиогенные элементы). Этот вывод имел, однако, качественный характер, что не позволяло сравнивать значения вклада этих различных компонент в разных условиях. В данной статье приведены и обсуждены результаты количественного анализа, рассчитаны и интерпретированы значения коэффициентов корреляции логарифмов содержаний микроэлементов в нафтидах и природных водах с химическим составом земной коры разных уровней и различными типами биоты. Применение при расчетах логарифмов содержаний позволяет адекватно учитывать данные об элементах с малыми значениями концентраций. Для Кавказского региона использованы материалы работ [6, 7], в которых представлена большая совокупность данных по микроэлементному составу углекислых флюидов Большого Кавказа и Кавказских минеральных вод, а также вод и глинистых фракций грязевых вулканов Азербайджана, Таманского полуострова и Восточной Грузии.

Данные по Кавказскому региону сравниваются с материалами микроэлементного состава вод естественных термальных выходов, водоемов и поровых растворов кальдеры вулкана Узон (Камчатка) и с составами нефтей месторождений Камчатки и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон [8]. Кро-

ме того, для подсчетов коэффициентов корреляции привлекались недавно опубликованные уточненные результаты определения микроэлементного состава нефтей Западной Сибири и Татарстана [9]. В работе [9] авторы указывают на важную роль глубинного фактора в формировании микроэлементного облика нефтей Ромашкинского месторождения: наличие в них ультрабазитовой компоненты, положительной Eu-аномалии при распределении лантаноидов и повышенного содержания платиноидов.

В многочисленных научных исследованиях подчеркивается связь распространения грязевого вулканизма и нефтегазоносности. Отмечается, что грязевой вулканизм часто свидетельствует о процессе генерации УВ-газов в недрах, миграции и аккумуляции которых способствуют раздробленные глубинные зоны земной коры с многочисленными трещинами и кавернами. На западном борту Южно-Каспийской впадины, на территории Азербайджана, установлено, что более 80 % известных нефтегазовых месторождений осложнены грязевыми вулканами [10]. Отмечается, что очаги грязевых вулканов приурочены к глубокозалегающим горизонтам осадочного разреза Южно-Каспийской впадины, которые характеризуются сверхвысокими пластовыми давлениями (80–100 МПа и более). Детальные пиролитические исследования образцов пород из грязевых вулканов Азербайджана на установке Rock-Eval, а также микронефтей в выбросах грязевых вулканов подтвердили возможность процессов нефтегазообразования, протекающих на больших глубинах при высоких давлениях и температурах [11].

Целями данного исследования являются как выявление основных источников микроэлементов в нафтидах, так и установление уровня глубинных корней различных флюидных систем и типа исходной биомассы на основе корреляционного анализа их микроэлементных составов с модельным химическим составом разных горизонтов земной коры и с составом биоты.

**Табл. 1.** Коэффициенты корреляции между составами углекислых вод (регионы Большого Кавказа), коры и биоты (усредненные значения)

**Tab. 1.** Correlation coefficients for compositions of carbonic acid water (Greater Caucasus regions), crust, and biota (averages)

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
р. Кубань (41)	0,75 ± ± 0,01*	0,76 ± ± 0,01	0,71 ± ± 0,01	0,8 ± ± 0,005	0,82 ± ± 0,01	0,78 ± ± 0,005	0,75 ± ± 0,005
р. Баксан (15)	0,75 ± ± 0,01*	0,76 ± ± 0,01	0,72 ± ± 0,01	0,81 ± ± 0,01	0,83 ± ± 0,01	0,81 ± ± 0,01	0,75 ± ± 0,01
р. Ардон (16)	0,75 ± ± 0,01*	0,77 ± ± 0,01	0,73 ± ± 0,01	0,81 ± ± 0,01	0,84 ± ± 0,01	0,8 ± ± 0,005	0,77 ± ± 0,005
Южная Осетия (17)	0,76 ± ± 0,01	0,77 ± ± 0,01	0,74 ± ± 0,01	0,82 ± ± 0,005	0,84 ± ± 0,01	0,79 ± ± 0,01	0,75 ± ± 0,01
Кавказские минеральные воды (14)	0,7 ± ± 0,01	0,73 ± ± 0,01	0,68 ± ± 0,01	0,83 ± ± 0,01	0,83 ± ± 0,01	0,83 ± ± 0,01	0,81 ± ± 0,01

\* — погрешность оценки среднего коэффициента корреляции.

\* — error in estimating the average correlation coefficient.

### Углекислые воды Большого Кавказа

Средние значения коэффициентов корреляции с горизонтами земной коры и с различными типами биоты для углекислых источников бассейнов ряда рек Большого Кавказа приведены в табл. 1. Представлены результаты по бассейнам рек с большим числом проб. В качестве модели химического состава континентальной коры использованы данные [12], где приведены средние химические составы верхней, средней и нижней коры. В качестве модели химического состава биоты использованы материалы [13] с разделением на морские и наземные растения и животные. Для разных проб число измеренных концентраций элементов, используемых при расчете коэффициентов корреляции, различно: от примерно 30 до 50 и более, что в большинстве случаев обеспечивает приемлемую точность расчета значений коэффициентов корреляции.

Из табл. 1 видно, что для близвулканических районов Большого Кавказа (области Эльбруса и Казбека) максимальная корреляция наблюдается со средним химическим составом средней континентальной коры и с составом наземных растений и животных. Отметим, что, благодаря большому числу определений элементов и большому числу проб [6, 7], в данной статье методом корреляционного анализа удалось определить доминирующий тип исходной органики. В подавляющем большинстве случаев различия средних значений коэффициентов корреляции с разными горизонтами земной коры и с различными типами биоты являются статистически значимыми. Исключение составляет район Кавказских минеральных вод — для этого района коэффициенты корреляции для морской и наземной биоты статистически не различаются. Можно предположить, что здесь в формировании микроэлементного состава углекислых глубинных

вод принимали сравнимое участие остатки как наземных, так и морских организмов.

Сопоставление полученных значений коэффициентов корреляции для различных проб выявило неожиданную взаимосвязь. На рис. 1 А, В приведены сопоставления значений корреляции с составом земной коры и биотой для бассейна р. Кубань (район Эльбруса) и для источников Южной Осетии (район Казбека), для которых проанализировано большее число проб (см. табл. 1).

Наблюдается достаточно тесная положительная корреляция между значениями разных коэффициентов. При этом характер связи для различных бассейнов и разных коэффициентов корреляции вполне единообразен.

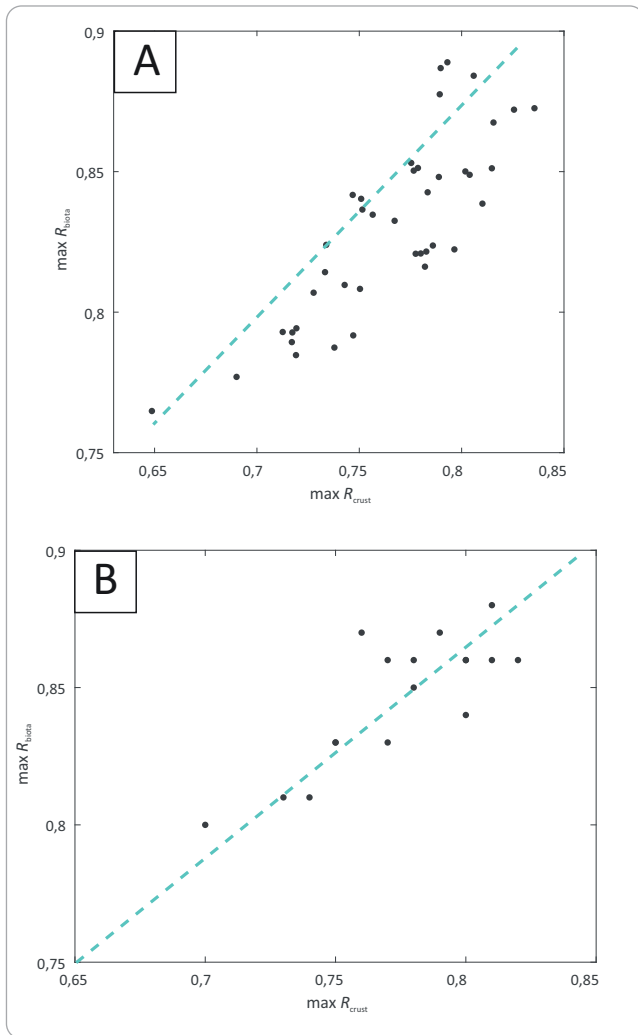
Обсудим наблюдаемую регрессию. Правый конец линейной регрессии отвечает максимальным значениям  $R_{crust}$  и  $R_{biota}$ , а левая нижняя область скопления точек отвечает заметно меньшим значениям коэффициентов корреляции. Левый нижний конец пунктирной линии соответствует значениям  $R_{crust} = 0$  и  $R_{biota} = 0$  (см. рис. 1). Видно, что ее наклон хорошо соответствует наклону регрессии  $R_{crust} - R_{biota}$  для обоих районов; хорошее согласие значений наклона наблюдается и в других случаях.

По мнению авторов статьи, представляется возможным интерпретировать выявленную регрессию как проявление эффекта «размывания» исходных значений  $R_{crust}$  и  $R_{biota}$  при длительном пребывании флюидов в приповерхностных условиях, где их исходный микроэлементный состав подвергается разнообразным воздействиям и смешениям. Это предположение подкрепляется рядом эмпирических соотношений. Для Большого Кавказа недавняя вулканическая активность проявлялась в областях Эльбруса и Казбека, по сути современных спящих вулканов. Для этих районов характерны также мак-



**Рис. 1.** Связь значений корреляции со средним составом средней континентальной коры ( $\max R_{\text{crust}}$ ) и с составом наземных растений ( $\max R_{\text{biota}}$ ) для проб бассейна р. Кубань (А) и Южной Осетии (В)

**Fig. 1.** Relationship of correlation values with average composition of Middle continental crust ( $\max R_{\text{crust}}$ ) and with composition of terrestrial plants ( $\max R_{\text{biota}}$ ) for samples from Kuban River basin (A) and South Ossetia (B)



симальные высоты местности и максимальные температуры воды в источниках — как измеренные, так и пересчитанные по геохимическим равновесиям. Для этих же проб типичны пониженные значения минерализации, предположительно связанные с тем, что здесь доминируют свежемобилизованные воды из области магматических камер, претерпевшие минимальное смешивание и взаимодействие с вмещающими породами. Отметим, что значение уровня минерализации вод углекислых источников даже для бассейна одной реки изменяется на порядок и более. Рассчитанные максимальные значения коэффициентов корреляции отвечают наиболее высокогорным пробам, с минимальной минерализацией и большими температурами (как измеренными, так и пересчитанными по геохимическим термометрам). Отсюда можно предположить, что пробы с максимальными значениями коэффициента корреляции  $R_{\text{crust}}$  отвечают исходным значениям

микроэлементного состава, минимально измененным последующими воздействиями.

Неясным, однако, остается вопрос, как эти свежемобилизованные воды успевают набрать микроэлементный состав, соответствующий распространенной в этой области наземной органике. Возможно, это связано с их большими исходными температурами, за счет чего воды успевают быстро провзаимодействовать с быстрорастворимыми остатками органики.

### Грязевулканические воды и глины Азербайджана, Таманского полуострова и Восточной Грузии

Для результатов анализа вод и глиняной фракции грязевых вулканов Тамани и Восточной Грузии и грязевулканических вод Азербайджана характерны как общие черты, свойственные также и мегантиклинорию Большого Кавказа, так и отличия от углекислых гидротерм этого региона. Как и для углекислых источников, наибольшая корреляция наблюдается с составом средней континентальной коры (табл. 2). При этом для глин выявлена весьма высокая и практически одинаковая корреляция с составами верхней и средней коры и заметно слабее — с составом нижней. Для вод грязевых вулканов коэффициенты корреляции заметно ниже, чем для глин и углекислых гидротерм.

Отметим, что максимальная корреляция с химическим составом средней коры характеризует глубину заложения соответствующих флюидных потоков. Для гидротерм Большого Кавказа эта глубина отвечает расположению основных вулканических камер, для грязевых вулканов — глубине корней этих вулканов.

Для грязевых вулканов Тамани, Азербайджана и Грузии, в отличие от углекислых вод области высокогорий Большого Кавказа, наибольшая корреляция систематически наблюдается с химическим составом не наземных, а морских растений и животных. Промежуточный характер, как было показано ранее, имеют воды источников района Кавказских минеральных вод, здесь значения корреляции с составом наземных и морских организмов не различаются. Пространственная приуроченность областей, отвечающих различиям связи с наземной и водной биотой, как представляется, соответствует геологической истории Большого Кавказа.

### Термальные воды кальдеры вулкана Узон

Расчеты корреляционных зависимостей микроэлементного состава естественных термальных выходов, водоемов и поровых растворов кальдеры вулкана Узон по данным [8] с составом континентальной коры, детально описанные ранее [14], хорошо дополняют и согласуются с результатами анализа данных для кавказского сегмента Альпийского пояса. Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Для всех восьми опробований, как и для гидротерм мегантиклинория Большого Кавказа, выявлена максимальная корреляция микроэлементного



**Табл. 2.** Коэффициенты корреляции между составами вод, глин (из грязевых вулканов Тамани и Грузии), коры и биоты (усредненные значения)

**Tab. 2.** Correlation coefficients for compositions of water, clay (from mud volcanoes of Taman and Georgia), crust, and biota (averages)

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Воды, Тамань (17)	0,61 ± ± 0,01*	0,68 ± ± 0,01	0,58 ± ± 0,01	0,82 ± ± 0,01	0,74 ± ± 0,01	0,76 ± ± 0,01	0,71 ± ± 0,01
Глины, Тамань (20)	0,97 ± ± 0,004	0,97 ± ± 0,003	0,94 ± ± 0,004	0,86 ± ± 0,05	0,85 ± ± 0,04	0,76 ± ± 0,003	0,8 ± ± 0,004
Воды, Грузия (5)	0,66 ± ± 0,03	0,68 ± ± 0,03	0,64 ± ± 0,03	0,81 ± ± 0,01	0,75 ± ± 0,01	0,76 ± ± 0,01	0,72 ± ± 0,01
Глины, Грузия (4)	0,96 ± ± 0,003	0,96 ± ± 0,003	0,94 ± ± 0,003	0,85 ± ± 0,01	0,83 ± ± 0,01	0,76 ± ± 0,01	0,78 ± ± 0,01
Апшеронская зона (5)	0,42 ± ± 0,04	0,48 ± ± 0,04	0,44 ± ± 0,04	0,72 ± ± 0,04	0,67 ± ± 0,02	0,77 ± ± 0,02	0,65 ± ± 0,03
Шемахино-Гобустанская (23)	0,42 ± ± 0,01	0,48 ± ± 0,01	0,44 ± ± 0,01	0,75 ± ± 0,01	0,66 ± ± 0,01	0,76 ± ± 0,01	0,67 ± ± 0,01
Прикуринская (12)	0,47 ± ± 0,03	0,55 ± ± 0,03	0,5 ± ± 0,03	0,76 ± ± 0,02	0,7 ± ± 0,01	0,79 ± ± 0,01	0,69 ± ± 0,01

\* — погрешность оценки среднего коэффициента корреляции.

\* — error in estimating the average correlation coefficient.

**Табл. 3.** Корреляции микроэлементного состава гидротермальных вод Камчатки с химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры

**Tab. 3.** Correlations between trace element composition of hydrothermal water from Kamchatka and chemical composition of Upper, Middle, and Lower continental crust

Источники, водоемы	Континентальная кора		
	верхняя	средняя	нижняя
Скв. 1	0,38/43	<b>0,41/41</b>	0,3/43
Ист. Термофильный	0,51/43	<b>0,54/41</b>	0,45/43
Ист. Парящий сапожок	0,52/43	<b>0,54/41</b>	0,47/43
ПР НП	0,53/43	<b>0,57/41</b>	0,47/43
Ист. Ящерица	0,5/42	<b>0,52/40</b>	0,45/42
Озеро ОТП	0,55/43	<b>0,58/41</b>	0,5/43
Озеро Банное	0,59/43	<b>0,61/41</b>	0,55/43
Озеро Восьмерка	0,54/43	<b>0,55/41</b>	0,49/43

Примечания. 1. Числитель — значения коэффициента корреляции, знаменатель — число элементов, использованных при расчете. 2. Жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции. 3. ПР НП — поровые растворы нефтяной площадки. 4. ОТП — Оранжевое термальное поле.

Note. 1. Numerator — value of correlation coefficient; denominator — number of elements used in calculation. 2. The maximum correlation values are shown in bold. 3. ПР НП — pore solutions of Oil Site. 4. ОТП — Orange thermal field.

состава с составом средней коры и минимальная — с составом нижней коры. Можно предположить, что корни флюидной системы района вулкана Узон, как и вулканических построек Эльбруса и Казбека, располагаются на уровне средней коры.

Коэффициенты корреляции между микроэлементными составами самих рассматриваемых проб оказались весьма высокими — они редко опуска-

ются до значений менее 0,8 при типичных значениях 0,9–0,96. Высокие значения коэффициентов корреляции свидетельствуют о незначительном разбавлении горячих подземных вод поверхностными. На основании близости соотношений концентрации микроэлементов в разных пробах вод кальдеры вулкана Узон сделан вывод о доминировании их единого источника, связанного с их гидротермальным происхождением.



**Табл. 4.** Коэффициенты корреляции между микроэлементными составами нефтей Западной Сибири и Ромашкинского месторождения, коры и биоты (усредненные значения)

**Tab. 4.** Correlation coefficients for trace element compositions of oil from Western Siberia and Romashkinsky field, crust, and biota (averages)

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Западно-Сибирский НГБ							
Октябрьский (8)	0,71 ± 0,03	0,72 ± 0,03	0,72 ± 0,02	0,77 ± 0,03	0,72 ± 0,03	0,72 ± 0,03	0,76 ± 0,03
Шаимский (8)	0,57 ± 0,01	0,58 ± 0,01	<b>0,59 ± 0,01</b>	0,6 ± 0,03	0,55 ± 0,02	0,53 ± 0,02	0,62 ± 0,02
Волго-Уральский НГБ, месторождение Ромашкино							
Березовская площадь (5)	0,57 ± 0,01	0,59 ± 0,01	<b>0,6 ± 0,01</b>	0,53 ± 0,08	0,53 ± 0,05	0,67 ± 0,07	0,61 ± 0,06
Абдрахмановская площадь (6)	0,57 ± 0,01	0,59 ± 0,01	<b>0,59 ± 0,01</b>	0,44 ± 0,07	0,46 ± 0,04	0,56 ± 0,06	0,54 ± 0,05

*Примечание.* Жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

*Note.* The maximum correlation values are shown in bold.

**Табл. 5.** Коэффициенты корреляции между содержаниями микроэлементов в нефтях Камчатки с составом типичных каустобиолитов и основных потенциальных источников микроэлементов в нефтях

**Tab. 5.** Correlation coefficients for trace element contents in oil from Kamchatka with composition of typical caustobioliths and major potential sources of trace elements in oils

Площадь	Верхняя кора	Нижняя кора	Биота	Глины	Горючие сланцы	Черные сланцы	Угли
Лиманская	<b>0,63</b>	0,56	0,56	0,41	0,39	0,24	0,46
Богачевская, естественный выход	<b>0,62</b>	0,55	0,42	0,36	0,33	0,16	0,38
Двухлагерная	<b>0,44</b>	0,41	0,56	0,39	0,36	0,31	0,41
Кальдера вулкана Узон	<b>0,5</b>	0,46	0,57	0,3	0,29	0,27	0,34
Среднее значение и разброс	0,55 ± 0,13	0,5 ± 0,11	0,53 ± 0,12	0,36 ± 0,14	0,34 ± 0,13	0,24 ± 0,11	0,4 ± 0,12

*Примечание.* Жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

*Note.* The maximum correlation values are shown in bold.

### Нафтиды Западно-Сибирского, Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов и нефтепроявления кальдеры вулкана Узон. Полигенность микроэлементного состава нафтидов

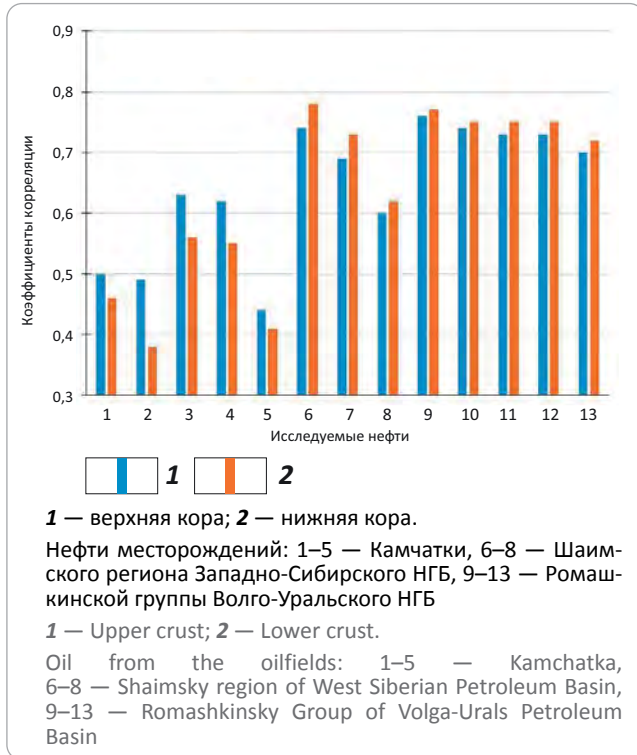
Был проведен аналогичный описанному ранее анализ микроэлементного состава нефтей мегарезервуаров УВ различных регионов России и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон (Камчатка).

Полученные коэффициенты корреляции приведены в табл. 4 и 5. Для нефтей Ромашкинского месторождения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и месторождений Октябрьской и Шаимской НГО Западно-Сибирского НГБ более высокая корреляционная зависимость проявляется между микроэлементными составами нефтей и составом нижней коры. Ранее аналогичный результат был получен для усредненного микроэлементного состава нефтей основных НГБ России: Днепров-

ско-Донецкого, Тимано-Печорского, Волго-Уральского и Восточно-Сибирского [1]. Исключение из этой тенденции составляют нефти и нефтепроявления Камчатки, а также нефти мегаместорождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама (предположительно, из-за меньшего объема данных) [14, 15]; для всех этих случаев корреляция выше с составом верхней коры (рис. 2).

Выявленная закономерность допускает естественную интерпретацию. Согласно модели масштабированного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора [16], критически важным компонентом этого процесса является восходящий поток слабоминерализованных флюидов, продуктов дегидратации. Такой флюид способен эффективно растворять и выносить термодинамически неравновесные компоненты нефти в вышележащие горизонты земной коры, где условия благоприят-

**Рис. 2.** Изменение коэффициентов корреляции между микроэлементным составом различных нефтей и составом верхней и нижней континентальной коры [14]  
**Fig. 2.** Changes in correlations between trace element composition of different oils and composition of Upper and Lower continental crust [14]

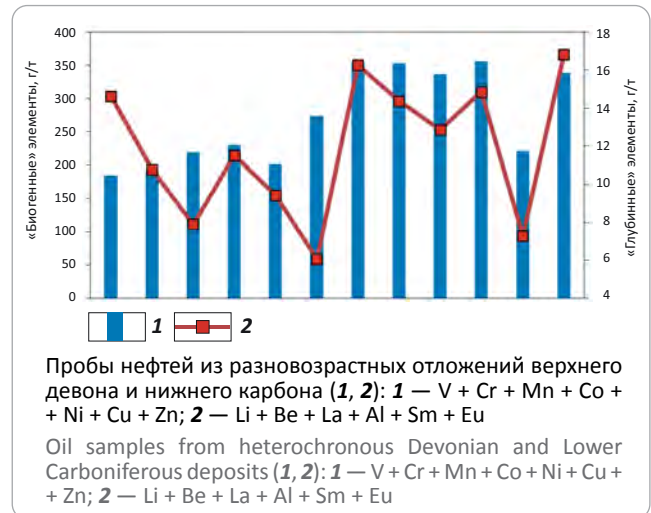


ны для их накопления и относительно длительной сохранности. Но глубина развития процессов дегидратации зависит от теплового режима литосферы. В тектонически более спокойных условиях отделение флюида в зонах поддвига происходит на уровне нижней коры. В субвулканических условиях Камчатки реакции дегидратации и отделение флюидов происходят на меньших глубинах, о чем свидетельствует более тесная связь микроэлементного состава нефтей Камчатки с составом верхней, а не нижней коры.

Статистически значимая связь значений корреляции состава исследуемых природных объектов с разными видами биоты свидетельствует о важности вклада ОБ в микроэлементную составляющую нефтяных флюидов. Роль биогенной компоненты в микроэлементном составе нефтей станет еще значительнее, если сравнивать не значения коэффициентов корреляции, а массовую долю соответствующих биогенных и глубинных (абиогенных) элементов (рис. 3). Значимая корреляция также отсутствует между концентрациями биогенных и абиогенных элементов, что косвенно указывает на их поступление из разных независимых источников, т. е. на полигенный их источник в нефтях (см. рис. 3).

Результаты исследования авторов статьи подтверждают, что основным источником микроэлементов в нефтях является живое вещество, однако в процессе нефтеобразования и миграции начинают играть существенную роль глубинные

**Рис. 3.** Модель распределения различных генетических типов микроэлементов в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [17])  
**Fig. 3.** Model of different trace element genetic types distribution in heterochronous oils of Romashkinsky group of fields (according to analytical data [17])



факторы, определяющие поступление дополнительных микроэлементов в состав нефтяных флюидов. Количественно сравнить вклады разных компонент и их изменчивость в нефтях и иных каустобиолитах оказалось возможным в результате применения корреляционного анализа. Подчеркнем, что в случае более детальных данных методом корреляционного анализа можно определить и доминирующий тип исходного ОБ. Это удалось сделать для большинства рассмотренных областей.

### Заключение

Проведен анализ характера корреляций микроэлементного состава углекислых и грязевулканических флюидов Кавказского региона с модельным химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры и с разными видами ОБ (наземные и морские, растения и животные). Результаты анализа сравниваются с данными по микроэлементному составу нефтей и нефтепроявлений на территории России. Полученные результаты свидетельствуют в пользу довольно глубоких, на уровне средней коры, корнях как гидротермальных вод Большого Кавказа, так и грязевых вулканов. Полученное по результатам корреляционного анализа микроэлементного состава положение корней гидротермальных систем вулканических построек Эльбруса и Казбека оказалось близким к аналогичным оценкам для гидротерм кальдеры вулкана Узон на Камчатке.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что для современных активно формируемых нефтегенерационных структур Азербайджана, Та-мани и Восточной Грузии максимальными, устойчиво доминирующими, оказываются корреляционные связи со средней корой и с водной биотой. Грязевые вулканы принято считать современными

активно формирующимися нефтегенными структурами. Тектонически они, как правило, приурочены к разломным надвиговым зонам. Для расположенных в менее тектонически активных областях Ромашкинского месторождения Татарского свода Волго-Уральского НГБ и месторождений Шаимского и Октябрьского районов Западно-Сибирского НГБ более сильной является связь с химическим составом нижней коры.

Выявленные различия глубины корней гидротермальных и УВ-флюидных систем могут объясняться различиями в тепловом режиме соответствующих областей. В областях с более напряженным глубинным тепловым режимом (на Камчатке, в зоне альпийской активизации) глубинные температуры выше, реакции дегидратации протекают на меньших глубинах и восходящий флюидный поток несет метку меньших глубин. В частности, характеристика нафтидов Камчатки (физико-химические свойства и УВ-состав, низкое содержание V и Ni —  $< 10$  г/т и никелевая металлогения ( $Ni > V$ ,  $V/Ni < 1$ )) — свидетельствует о том, что нефти Камчатки относятся к классу раннекатагенетических флюидов, которые формируются за счет ОВ в зонах позднего протокатагенеза или раннего мезокатагенеза. А.Э. Конторович [18] назвал кальдеру вулкана Узон «природной лабораторией современно-

го нефтеобразования», подчеркнув тем самым, что при интенсивной восходящей разгрузке гидротерм осадки прогреваются до температур, характерных для глубин 2–3 км, и нефтеобразование быстро реализуется на основе современного захороненного в осадках ОВ. Это подтверждается и исследованиями УВ-соотношений нафтидов не только камчатского вулканического поля, но и УВ-флюидных скоплений в бассейне Гуйамас Калифорнийского залива и других регионов [19].

Выявленные различия коэффициентов корреляции микроэлементного состава нафтидов с составом коры и биоты подтверждают полигенность их источника, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом и с восходящими потоками глубинных флюидов.

Приведенные результаты свидетельствуют об информативности применяемого варианта корреляционного анализа в плане оценки связи рассмотренных природных флюидов как с разными горизонтами земной коры, так и с доминирующими типами биоты. Корреляционные связи между составами изученных нафтидов, корой и биотой рекомендуется использовать как генетический показатель процессов эволюции нефтяных систем.

### Литература

1. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. Об относительной роли нижнекорových и верхнекорových процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. — 2016. — № 11. — С. 1025–1031. DOI: 10.7868/S0016752516090065.
2. Пуанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. — 2019. — № 3. — С. 14–24. DOI: 10.18599/grs.2019.3.14-24.
3. Пуанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. — 2004. — № 8. — С. 893–907.
4. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // ДАН. — 2008. — Т. 422. — № 1. — С. 88–92.
5. Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. Микроэлементы нафтидов: источники и особенности распределения в процессах онтогенеза углеводородов // Геология нефти и газа. — 2015. — № 2. — С. 76–85.
6. Лаврушин В.Ю. Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления. — М.: ГЕОС, 2012. — 348 с. DOI:10.13140/2.1.2775.0088.
7. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е., Алиев А.А., Покровский Б.Г., Поляк Б.Г. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // Литология и полезные ископаемые. — 2015. — № 1. — С. 3–29. DOI: 10.7868/S0024497X15010036.
8. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. — 2015. — Т. 56. — № (1–2). — С. 56–88. DOI: 10.15372/GiG20150103.
9. Ivanov K.S., Erokhin Y.V., Kudryavtsev D.A. Inorganic Geochemistry of Crude Oils of Northern Eurasia after ICP-MS Data as Clear Evidence for Their Deep Origin // Energies. — 2022. — Т. 15. — № 1(48). DOI: 10.3390/en15010048.
10. Алиев А.И. Грязевые вулканы — очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // Геология нефти и газа. — 2006. — № 5. — С. 26–32.
11. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // SOCAR Proceedings. — 2017. — № 1. — С. 4–16. DOI: 10.5510/OGP20160200273.
12. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust // Elsevier. — 2003. — № 3. — С. 1–64. DOI:10.1016/B0-08-043751-6/03016-4.
13. Bowen H.J. Trace elements in biochemistry. — Лондон, Нью-Йорк: Acad. press, 1966. — 241 с.
14. Пуанова С.А., Родкин М.В. Нефти Камчатки — перспективный объект геохимических исследований // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 1. — С. 18–22. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-1-18-22.
15. Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. — 2021. — Т. 43. — № 1. — С. 23–31. DOI: 10.15625/0866-7187/15573.
16. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система — модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. — 2015. — № 3. — С. 63–68.
17. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. — 2015. — № 1. — С. 53–64.

18. *Kontorovich A.E., Bortnikova S.B., Karpov G.A., Kashirtsev V.A., Kostyryeva E.A., Fomin A.N.* Кальдера вулкана Узон (Камчатка) — уникальная природная лаборатория современного нефтидогенеза // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 986–990.
19. *Simoneit B.R.T., Deamer D.W., Kompanichenko V.* Characterization of hydrothermally generated oil from the Uzon caldera, Kamchatka // *Appl. Geochem.* — 2009. — № 24. — С. 303–309.

## References

1. *Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A.* The relative role of Lower and Upper crustal processes in the formation of trace element compositions of oils. *Geochemistry International*. 2016;(11):1025–1031. DOI: 10.7868/S0016752516090065. In Russ.
2. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites. *Georesursy*. 2019;(3):14–24. DOI: 10.18599/grs.2019.3.14-24. In Russ.
3. *Punanova S.A.* Polygenetic sources of trace elements in oils. *Geochemistry International*. 2004;(8):893–907. In Russ.
4. *Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Z.* Geochemical properties of oils in different regions and potential source metals contained in oil. *Doklady Earth Sciences*. 2008;422(1):88–92. In Russ.
5. *Babaev F.R., Punanova S.A.* Microelements of naftides: sources and distribution features of hydrocarbon ontogene processes. *Geologiya nefi i gaza*. 2015;(2):76–85. In Russ.
6. *Lavrushin V.Yu.* Podzemnye flyuidy Bol'shogo Kavkaza i ego obramleniya [Ground waters of Greater Caucasus and its margins]. Moscow: GEOS, 2012. 348 p. DOI:10.13140/2.1.2775.0088. In Russ.
7. *Lavrushin V.Y., Kikvadze O.E., Pokrovsky B.G., Polyak B.G., Guliev I.S., Aliev A.A.* Waters from mud volcanoes of Azerbaijan: isotopic-geochemical properties and generation environments. *Lithology and Mineral Resources*. 2015;50(1):1–25. In Russ.
8. *Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M. et al.* Geological, hydrogeochemical, and microbiological characteristics of the oil site of the Uzon caldera (Kamchatka). *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(1–2):39–63. DOI: 10.15372/GiG20150103. In Russ.
9. *Ivanov K.S., Erokhin Y.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic Geochemistry of Crude Oils of Northern Eurasia after ICP-MS Data as Clear Evidence for Their Deep Origin. *Energies*. 2022;15(1(48)). DOI: 10.3390/en15010048. In Russ.
10. *Aliyev A.I.* Mud volcanoes — centers of periodic discharging of fast plunging sedimentary basins and important criteria of gas potential prognosis of large depths. *Geologiya nefi i gaza*. 2006;(5):26–32. In Russ.
11. *Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N.* Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust. *SOCAR Proceedings*. 2017;(1):4–16. DOI: 10.5510/OGP20160200273. In Russ.
12. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust. *Elsevier*. 2003;(3):1–64. DOI:10.1016/B0-08-043751-6/03016-4. In Russ.
13. *Bowen H.J.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Acad. Press; 1966. 241 p.
14. *Punanova S.A., Rodkin M.B.* Crude oil of Kamchatka — a perspective object for geochemical research. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2021;(1):18–22. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-1-18-22. In Russ.
15. *Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A.* Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust. *Vietnam Journal of Earth Sciences*. 2021;43(1):23–31. DOI: 10.15625/0866-7187/15573. In Russ.
16. *Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A.* Oil-formation center as non-equilibrium dynamic system — the model and its comparison to experimental data. *Geologiya nefi i gaza*. 2015;(3):63–68. In Russ.
17. *Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P., Izotov V.G., Sitdikova L.M.* The microelements in crude oils of Romashkinskoye oil field satellite deposits (Tatarstan Republic). *Lithosphere*. 2015;(1):53–64. In Russ.
18. *Kontorovich A.E., Bortnikova S.B., Kashirtsev V.A., Kostyryeva E.A., Fomin A.N., Karpov G.A.* Uzon volcano caldera (Kamchatka): a unique natural laboratory of the present-day naphthide genesis. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):768–772. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.002.
19. *Simoneit B.R.T., Deamer D.W., Kompanichenko V.* Characterization of hydrothermally generated oil from the Uzon caldera, Kamchatka. *Appl. Geochem.* 2009;(24):303–309. In Russ.

## Информация об авторах

### Родкин Михаил Владимирович

Доктор физико-математических наук,  
главный научный сотрудник,  
ФГБУН Институт морской геологии  
и геофизики ДВО РАН,  
693022 Южно-Сахалинск, ул. Науки, д. 1Б  
e-mail: rodkin@mitp.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8859-1527

### Пунанова Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУН Институт проблем  
нефти и газа РАН,  
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3  
e-mail: punanova@mail.ru  
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

## Information about authors

### Mikhail V. Rodkin

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,  
Chief Researcher  
Institute of Marine Geology and Geophysics,  
Far Eastern Branch (IMGG FEB RAS), Russian Academy of Sciences,  
1B, ul. Nauki, Yuzhno-Sakhalinsk, 693022, Russia  
e-mail: rodkin@mitp.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8859-1527

### Svetlana A. Punanova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head Scientist Researcher  
Oil and Gas Research Institute  
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),  
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia  
e-mail: punanova@mail.ru  
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

24-28.10.2022

г. Москва

[maresedu.com](http://maresedu.com)



## НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

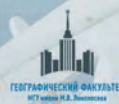
### Морские исследования и образование

## MARESEDU — 2022

- Океанология
- Гидрология суши
- Морская биология
- Морская геология
- Гидрографические и геофизические исследования на акваториях
- Морские ландшафты
- Рациональное природопользование
- Подводное наследие и водолазные методы
- Научно-популярные и научно-образовательные фильмы
- Круглый стол Плавучего Университета
- Мероприятия Десятилетия ООН, посвящённого изучению Океана в интересах устойчивого развития (2021-2030 гг.)



ЦМИ  
МГУ



**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. Рекоменгуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):**

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

**4. Переданные материалы должны содержать:**

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

**5. Правила оформления текста.**

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

**6. Правила написания математических формул.**

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

**7. Правила оформления рисунков и таблиц.**

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

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

- **Не рекомендуется** предоставлять графику 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 nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

**1. The article sent to the editor’s office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.**

**2. Ways to deliver your article to the editor’s office:**

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor’s office address, or by email [info@oilandgasgeology.ru](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.



## КОНТАКТЫ

### **Заместитель главного редактора**

Виктор Иосифович *Петерсилье*  
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

### **Редакция**

Зав. редакцией *В.В. Виноградова*  
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru  
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*  
Научный редактор *О.И. Будянская*  
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*  
Корректор *Е.И. Таранина*

### **Адрес учредителя, издателя и редакции**

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36  
Тел. 8(495) 954-52-47  
info@oilandgasgeology.ru

### **Сайт журнала «Геология нефти и газа»**

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216  
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299  
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

## CONTACT INFORMATION

### **Deputy Editor in Chief**

Viktor Petersilye  
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

### **Editorial office**

Managing editor V.V. Vinogradova  
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru  
Executive editor E.A. Varlamova  
Science editor O.I. Budyanskaya  
Design, layout D.A. Potatuev  
Proofreader E.I. Taranina

### **Adress**

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118  
Tel. 8(495) 954-52-47  
info@oilandgasgeology.ru

### **Website**

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216  
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299  
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

---

### **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

---