

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



ГЕОЛОГИЯ 1 2021 НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений 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.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: 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

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

Doctor of Technical Sciences, Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

- 7 **Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М.**
Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью
- 19 **Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М.**
Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба
- 31 **Абилхасимов Х.Б.**
Новые перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба
- 41 **Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И.**
Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба
- 57 **Данилов В.Н.**
Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба
- 73 **Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф.**
Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал
- 89 **Сотникова А.Г., Лукова С.А.**
Перспективы нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса северного сегмента Предуральского краевого прогиба
- 105 **Сбитнева Я.С.**
Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине



CONTENTS

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

- 7** **Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Kolokolova I.V., Akhmetzhanova Z.M.**
New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential
- 19** **Kolokolova I.V., Gurova D.I., Khitrov A.M.**
Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs
- 31** **Abilkhasimov Kh.B.**
Southern shoulder of Urals Trough: additional petroleum potential
- 41** **Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I.**
Northern segment of Urals Foredeep: petroleum potential of suture zones
- 57** **Danilov V.N.**
Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep
- 73** **Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F.**
Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat
- 89** **Sotnikova A.G., Lukova S.A.**
Objects of fold-and-thrust genesis: petroleum potential of Urals Foredeep northern segment
- 105** **Sbitneva Ya.S.**
Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021



www.neftegaz-expo.ru

26–29 апреля 2021
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР

Messe
Düsseldorf

25-28.05

2021

УФА
ВАНХЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВочНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
ХИМИКОВ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ
И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ



НАУЧНО ПРОМЫШЛЕННАЯ
АССОЦИАЦИЯ
АРМАТУРОСТРОИТЕЛЕЙ



СПГ
Национальная Ассоциация
сжиженного природного газа



НАЦИОНАЛЬНАЯ
АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО
СЕРВИСА



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка



Геофизическое
направление



Инновации
газовой отрасли



Нефтяное
направление



Газомоторное
топливо



Химия.
Нефтехимия



СПГ: производство,
транспорт, распределение



Сервисное
направление



IT – технологии в нефтегазовой
отрасли, цифровизация

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru



УДК 553.98 (470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18

Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью

© 2021 г. | Е.Б. Грунис¹, В.Б. Ростовщиков², Я.С. Сбитнева², И.В. Колоколова³, З.М. Ахметжанова²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru;

²ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; vrostovchikov@ugtu.net; yalomachinskaya@ugtu.net; zahmetzhanova@ugtu.net;

³Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; ipngkolokolova@yandex.ru

Поступила 07.09.2020 г.

Доработана 12.10.2020 г.

Принята к печати 13.11.2020 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; геолого-разведочные работы; прогноз нефтегазоносности; тектоника литосферных плит; субдукция; коллизия; складчато-надвиговая область; рифы; геологические модели.*

Аннотация: Важнейшим направлением «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г.» является увеличение топливно-энергетических ресурсов за счет открытия новых месторождений нефти и газа, особенно в районах с развитой инфраструктурой. Одной из таких перспективных территорий является Предуральский краевой прогиб. Эволюция взглядов на формирование северного сегмента Предуральского краевого прогиба, переход от традиционной фиксистой (блоковой) тектоники к концепции тектоники литосферных плит позволяют скорректировать перспективы его нефтегазоносности, значительно расширив их. В статье последовательно рассматриваются новые представления о формировании Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской складчатой области по мере накопления и исследования геолого-геофизического материала на основе современной интерпретации главных положений концепции литосферных плит. Это, в свою очередь, позволяет по-новому оценить прогнозные и перспективные ресурсы, определить основные направления, методологию и методику геолого-разведочных работ на нефть и газ в этой сложностроенной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. К основным направлениям относятся: Среднепечорское и Воркутское поперечные поднятия, гряда Чернышева с перспективами открытия залежей газа и нефти в среднедевонских терригенных отложениях, верхнедевонских рифах; внешняя зона прогиба с перспективами открытия залежей, в основном нефти, в различных частях палеозойского карбонатного разреза, в том числе в рифах нижней перми и в подсолевых отложениях ордовика; центральная и внутренняя зона — аллохтоны и автохтоны силура, верхнего девона и нижней перми, где возможно открытие смешанных залежей (нефтегазоконденсатных). При дальнейших геолого-разведочных работах особая роль отводится изучению перспектив нефтегазоносности Западно-Уральской складчато-надвиговой области, представленной крупными линейно-складчато-надвиговыми дислокациями и системами сквозных рифогенных образований. В этой области могут быть открыты крупные и крупнейшие скопления газа.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18.

New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential

© 2021 | V.B. Grunis¹, V.B. Rostovshchikov², Ya.S. Sbitneva², I.V. Kolokolova³, Z.M. Akhmetzhanova²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru;

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; vrostovchikov@ugtu.net; yalomachinskaya@ugtu.net; zahmetzhanova@ugtu.net;

³Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru

Received 07.09.2020

Revised 12.10.2020

Accepted for publication 13.11.2020

Key words: *Urals Foredeep; Timan-Pechora Petroleum Province; geological exploration; prediction of oil and gas occurrence; plate tectonics; subduction; collision; fold-and thrust area; reef; geological model.*

Abstract: Upgrading fuel and energy resources through new oil and gas fields discovery, especially in the regions with the advanced infrastructure, is one of the key trends of the Strategy of Raw Material Base Development in Russian Federation for the period until 2035. The Urals Foredeep is one of these promising territories. Evolution of ideas about formation of the Urals Foredeep northern segment, transition from the traditional fixistic (block) tectonics to the concept of plate tectonics allow adjusting its petroleum potential and extending it considerably. In consistent manner, the paper discusses new concepts regarding formation of the Urals Foredeep northern segment and West Urals fold area as geological and geophysical material is accumulated and examined on the basis of modern interpretation of the main provisions of the concept of lithosphere plates. In turn,

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

this makes it possible to re-asses undiscovered and prospective resources and to define the main trends, methodology and techniques of oil and gas exploration in this structurally complicated part of the Timan-Pechora Petroleum Province. The main exploration areas are as follows: Srednepechorsky and Vorkutsky transverse uplifts, and Chernyshev ridge with a view to discovering oil and gas pools in the Upper Devonian terrigenous deposits and Upper Devonian reefs; the outer zone of the trough with a view to discovering pools (mainly oil bearing) in different parts of the Palaeozoic carbonate section, including the Lower Permian reefs and Ordovician subsalt formations; central and inner zone — the Silurian, Upper Devonian, and Lower Permian allochthons and autochthons, where discovery of mixed pools (oil and gas condensate) is possible. Studies of petroleum potential of the West Urals fold-and-thrust area plays a particular role in further geological exploration; large linear fold-and-thrust dislocations and development of through reef formations are typical of this region. Large and major gas accumulations may be discovered there. New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential.

For citation: Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Kolokolova I.V., Akhmetzhanova Z.M. New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential. Geologiya nefi i gaza. 2021;(1):7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18. In Russ.

Введение

Предуральский краевой прогиб, входящий в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, представляет собой глобальную и сложностроенную структуру, переходящую от Европейской платформы к Уральской складчато-надвиговой области. Это один из самых крупных краевых прогибов мира. Его протяженность составляет более 2100 км (рис. 1) [1].

Прогиб имеет неоднозначную историю образования и развития, характеризуется исключительно сложным геологическим строением и высокими перспективами, что обуславливает пристальное внимание геологоразведчиков.

Первые геологические модели прогиба были основаны на данных геологических и региональных геофизических съемок (магнито-, гравиразведка), а также на геологических представлениях и принятых в то время концепциях развития земной коры. Изучением строения Урала, Предуральского краевого прогиба и смежных территорий начали заниматься еще в середине XIX в. К числу первых геологических изысканий относятся работы экспедиций Русского географического общества под руководством А. Кайзерлинга и П. Крузенштерна (1842), Э. Гофмана (1847–1850).

К направлениям геолого-разведочных работ в начальные периоды относились геологическое картирование, поиски месторождений угля и других твердых полезных ископаемых, научно-исследовательские и тематические работы по различным областям геологии, региональные геофизические исследования.

В результате этих работ получены первые данные о горных породах Приполярного Урала и Западного Приуралья, а также сведения о наличии маломощных пропластков угля в пермских песчаниках в районе дер. Елец по р. Уса.

В 1907 г. академик Ф.Н. Чернышев обобщил результаты предыдущих исследователей об основных особенностях тектоники района.

С 1936 г. начались систематические геолого-съемочные работы, которые в дальнейшем дополнялись

региональными магнитными, аэромагнитными и гравиметрическими съемками. Впервые была составлена схема строения территории между Уралом и Печорской плитой, эта территория была названа Предуральским краевым прогибом, а также были определены основные особенности геологического строения его северного сегмента.

Фундаментальными работами в области стратиграфии, литологии и тектоники приполярных районов прогиба и сопредельных территорий Урала являются монографии А.И. Елисеева (1978), В.Н. Пучкова (1979), Н.И. Тимонина (1975), В.В. Юдина (1994). Этим же вопросам посвящены многочисленные работы А.И. Антохиной, Л.Н. Белякова, К.Г. Войновского-Кригера, Н.А. Малышева и многих других исследователей.

Геолого-разведочные работы (сейсморазведка и глубокое бурение) на нефть и газ в северном сегменте Предуральского краевого прогиба начались с конца 1950-х гг.

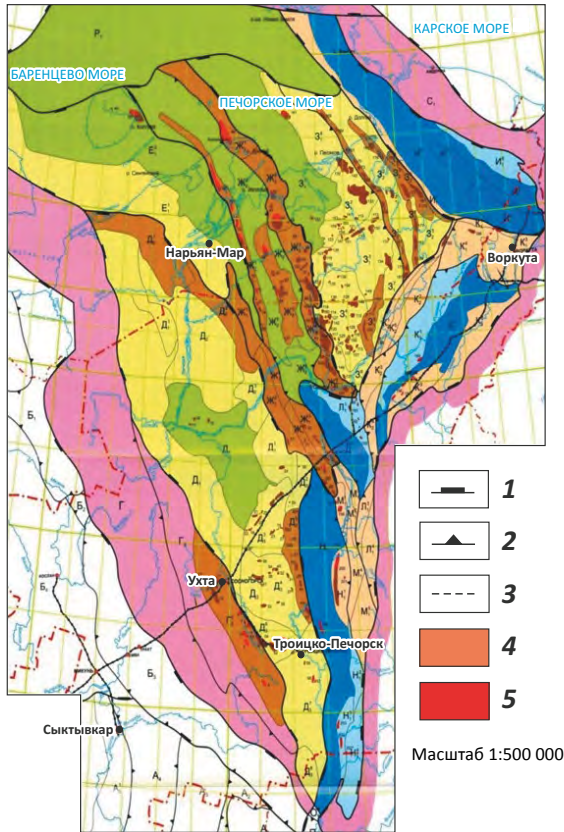
К сожалению, вопреки стадийности геолого-разведочных работ, эти исследования носили в основном поисковый характер. Изучались отдельные объекты, выявленные геофизическими работами. Возможно, этому способствовало открытие в 1961 г. крупнейшего Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения в центральной части Верхнепечорской впадины. Но после столь успешного результата последующие геолого-разведочные работы увенчались открытием лишь небольших и средних по размерам нефтегазоконденсатных (Западно-Соплесское, Юрвож-Большелягское, Интинское) и нефтяных (Падимейское, Кожимское, Южно-Сынинское и др.) месторождений.

Но тем не менее на базе открытого крупнейшего Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Коми была создана мощная газодобывающая и газотранспортная инфраструктура, обеспечивавшая годовую добычу газа до 20 млрд м³ (1980).

Отсутствие за последние 30 лет новых существенных открытий привело к тому, что состояние газовой отрасли на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в Республике Коми,

Рис. 1. Карта тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ООО «ТП НИЦ», 2016)

Fig. 1. Tectonic zoning map of the Timan-Pechora Petroleum Province (TP NITs, 2016)



Границы тектонических элементов (1–3): 1 — надпорядковых, 2 — I порядка, 3 — II порядка; месторождения (4–5): 4 — нефтяные, 5 — газовые.

Тектонические элементы: А — Волго-Уральская антеклиз, Б — Мезенская синеклиза, Г — Тиманский кряж, Д — Ижма-Печорская впадина, Е — Малоземельско-Колгуевская моноклинал, Ж — Печоро-Колвинский авлакоген, Ж₁ — Печоро-Кожвинский мегавал, Ж₂ — Денисовский прогиб, Ж₃ — Колвинский мегавал, З₁ — Хорейверская впадина, З₂ — Варандей-Адзъвинская структурная зона, И — Коротаихинская впадина; Предуральский краевой прогиб: К₁ — Воркутское поперечное поднятие, К₂ — гряда Чернышова, К₃ — Косью-Роговская впадина, Л₁ — Большесынинская впадина, М₁ — Среднепечорское поперечное поднятие, Н₁ — Верхнепечорская впадина, О — Уральская складчато-надвиговая область, Р — Северо-Печороморская моноклинал, С — Пайхой-Новоземельская складчатая система

Boundaries of tectonic elements (1–3): 1 — super-order, 2 — 1st order, 3 — II-nd order; fields (4–5): 4 — oil, 5 — gas.

Tectonic elements: А — Volga-Ural anticline, Б — Mezensky syneclyse, Г — Timansky ridge, Д — Izhma-Pechorsky depression, Е — Malozemel'sko-Kolguevsky monocline, Ж — Pechora-Kolvin'sky aulacogen, Ж₁ — Pechora-Kozhvin'sky mega-swell, Ж₂ — Denisov'sky trough, Ж₃ — Kolvin'sky mega-swell, З₁ — Khoreiversky depression, З₂ — Varandey-Adz'vin'sky structural zone, И — Korotaikhinsky depression; Urals Foredeep: К₁ — Vorkut'sky transverse uplift, К₂ — Chernyshov Ridge, К₃ — Kosju-Rogov'sky depression, Л₁ — Bol'shesyninsky depression, М₁ — Srednepetchorsky transverse uplift, Н₁ — Verkhnepechorsky depression, О — Urals fold-and-thrust area, Р — Severo-Pechoromorsky monocline, С — Paikhoi-Novozemel'sky folded system

обладающей развитой добывающей, газотранспортной и газоперерабатывающей инфраструктурой и научно-техническим потенциалом, характеризуется крайним истощением разведанных запасов газа, что предопределило прогрессирующее на протяжении последнего десятилетия снижение уровня добычи. В 2019 г. добыто лишь 3,5 млрд м³. Несмотря на среднюю степень разведанности принятых начальных суммарных ресурсов свободного газа (не более 40 % по провинции), в основном в северной части Денисовского прогиба, юга Печоро-Кожвинского мегавала и севера Верхнепечорской впадины (Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение), Тимано-Печорская провинция обладает значительным газовым потенциалом. Практически не изученными остаются обширные площади Предуральского краевого прогиба.

В первую очередь это относится к северному сегменту прогиба, который может стать базой для дальнейшего развития газовой отрасли на европейском Севере и актуальность освоения которого связывается с развитием действующей газотранспортной системы «Ямал — Европа».

К северной части Предуралья относится Предуральский краевой прогиб, включающий Косью-Роговскую, Большесынинскую, Верхнепечорскую впадины, поднятия Чернышева и Чернова, Воркутское и Среднепечорское поперечные поднятия, а также прилегающую к прогибу Западно-Уральскую складчато-надвиговую область (рис. 2).

Вследствие того, что рассматриваемые районы располагаются в пределах двух надпорядковых тектонических элементов — Предуральского краевого прогиба и Западной структурной зоны Уральской складчато-надвиговой области, они долгое время предопределяли традиционные сферы интересов геолого-разведочных предприятий и научных организаций, проводящих работы, с одной стороны, на нефть и газ, с другой — на твердые полезные ископаемые.

Изучением геологического строения прогиба, а также проблемой нефтегазоносности занимались в различные годы Л.Н. Беляков, Л.Т. Белякова, В.И. Богацкий, А.Я. Кремс, Б.Я. Вассерман, К.Г. Войновский-Кригер, В.А. Дедеев, Б.Я. Дембовский, А.И. Елисеев, И.В. Запорожцева, Н.А. Малышев, В.П. Пучков, В.Б. Ростовщиков, Б.П. Богданов, С.Н. Сивков, Б.И. Тарбаев, Н.И. Тимонин, П.А. Туманов, В.В. Юдин и многие другие.

Несмотря на длительное и разностороннее изучение рассматриваемых районов, появление новых геолого-геофизических данных и теоретических предпосылок, свидетельствующих в пользу расширения площади перспективных земель Тимано-Печорской провинции за счет сложнопостроенных складчато-надвиговых зон как внешнего, так и внут-



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Геолого-геофизическая модель строения северного сегмента Предуральского краевого прогиба (по материалам ОАО «Севергеофизика»)

Fig. 2. Geological and geophysical model of structure of the Urals Foredeep northern segment (according to materials of Severgeofizika)



ренного обрамления Предуральского краевого прогиба, официальная оценка начальных суммарных ресурсов УВ проводится только в традиционных границах провинции.

Поискование Предуральского прогиба значительно усложнилось после ликвидации единой геологической службы на европейском Севере и перехода на лицензирование перспективных территорий. Нарушился принцип единства методологического и методического подходов к прогнозу и поискам месторождений в столь сложном и уникальном регионе.

Исследование эволюции взглядов на формирование и прогноз нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба позволяет значительно расширить перспективы этого региона на нефть и газ как по площади, так и по разрезу.

До 1950-х гг. существовала общепринятая модель формирования Предуральского краевого прогиба, где главным фактором являлись вертикальные тектонические движения. Эта модель основывалась на фиксистой (блоковой) концепции, предполагающей относительно простое строение структур складчатых областей и прилегающих прогибов, образованных за счет вертикальных движений земной коры. Согласно этой концепции, при воздымании Уральского орогена в смежной области происходило компенсационное погружение блоков, которое и вызвало образование Предуральского краевого прогиба. Граница Предуральского прогиба была ограничена вертикальной составляющей главного Уральского глубинного разлома (Богданов А.А., 1955; Пушаровский Ю.М., 1959).

Переход в изучении геотектоники земной коры к концепции тектоники литосферных плит позволил по-новому взглянуть на западную границу Уральского орогена и на структуру осадочного чехла в переходной зоне от прогиба к Уралу.

Исследование этой зоны выявило противоречия блоковой концепции геологическим данным (Юдин В.В., 1988), а именно:

- отсутствие реальных субвертикальных разрывов, по которым могли происходить тектонические движения и формирование грабенов прогиба и горстов орогена;

- выявленные В.В. Юдиным (1983, 1987) значительные (до 400 км) и длительные (с девона по триас) миграции границ прогиба, не позволяющие представить механизм последовательного формирования узких грабенов, каждый из которых образовался западнее предыдущего в результате вертикальных движений;

- строгое соответствие простирания зон складчатости и горообразования, доказывающее их генетическое единство;

- широкое развитие надвигов и сильно сжатых (в 1,5–2 раза) принадвиговых складок во внутренней зоне прогиба, его поперечных поднятий, а также шовных структур (поднятия Чернышева и Чернова);

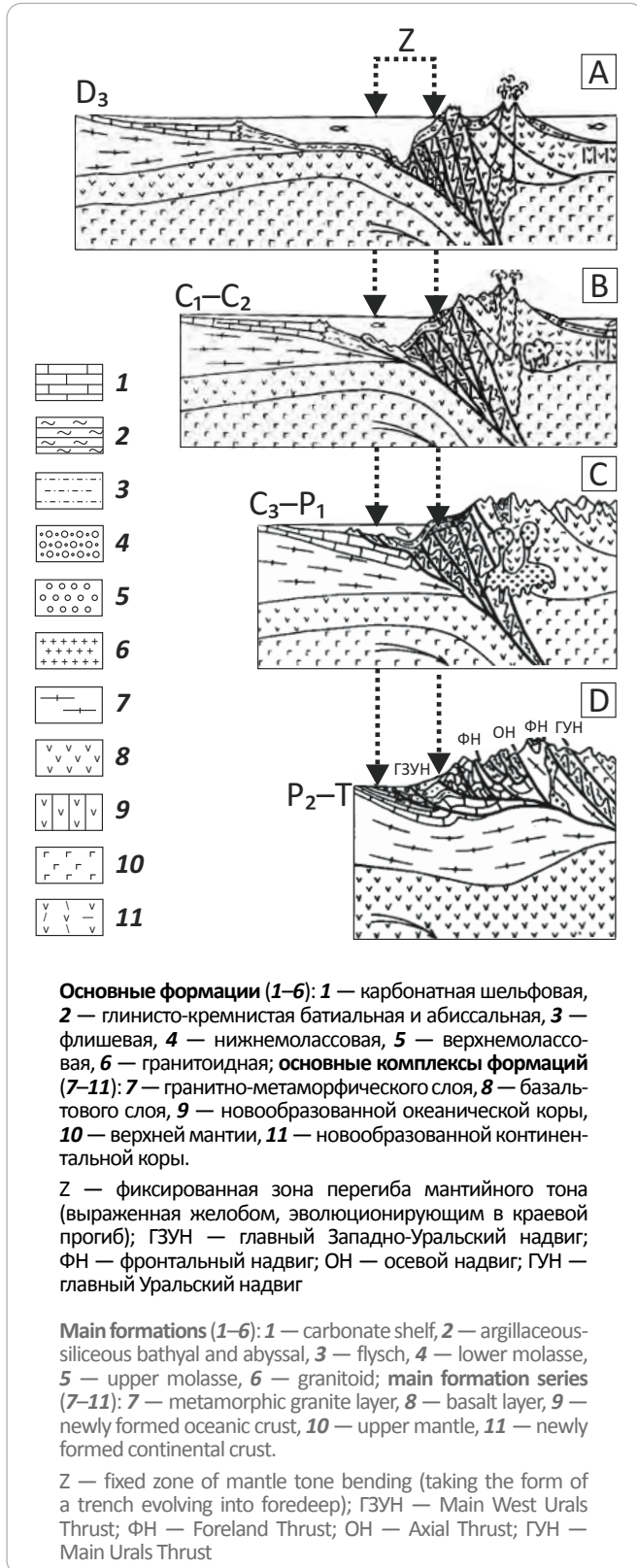
- отсутствие в краевом прогибе грабенов и других структур растяжения.

С позиций блоковой концепции на противоположной стороне Уральского орогена следовало бы ожидать наличие симметрично расположенного и аналогично построенного краевого прогиба того же возраста, однако такой прогиб там отсутствует. Аргументы заставили исследователей искать другие объяснения генезиса Предуральского краевого прогиба. И эти объяснения вполне логично укладываются в концепцию тектоники литосферных плит. Впервые механизм образования и развития Уральского орогена и переходной от него к Печорской плите зоны был предложен и аргументирован В.В. Юдиным и В.А. Дедеевым (1987). Его суть в общих чертах представляет следующую геолого-тектоническую последовательность (рис. 3):

- средне-позднедевонское время: начало формирования прогиба на океанической коре как структуры, представляющей компенсированный глубо-

Рис. 3. Схема формирования Предуральского краевого прогиба согласно геодинамической концепции на широте верхней Печоры (Юдин В.В., 1988)

Fig. 3. Scheme of the Urals Foredeep formation according to geodynamic concept at the latitude of upper Pechora (Yudin V.V., 1988)



ководный желоб, заполненный орогеном флишем (см. рис. 3 А);

– в раннем – среднем карбоне: в процессе субдукции океанической коры под континентальную желоб трансформировался в краевой прогиб и стал заполняться флишем и нижней молассой, образованной за счет размыва аккреционной призмы и вулканической островной дуги окраины Сибирского континента (см. рис. 3 В);

– в конце карбона – ранней перми: субдукция стала блокироваться легкой континентальной корой и прогиб, вследствие изостазии, стал исчезать как геоморфологическая единица (см. рис. 3 С);

– в поздней перми – триасе: прогиб практически не был выражен в рельефе и был заполнен континентальной и мелководной молассой за счет размыва Уральского орогена (см. рис. 3 D).

Аналогами Предуральского краевого прогиба для разных стадий формирования являются: Зондский глубоководный желоб, переходящий на севере в Восточно-Пакистанский краевой прогиб, впадины Тиморского и Арафурского морей, Предораканская впадина и др.

В дальнейшем эта модель была усовершенствована в работах Н.А. Малышева (2002), С.Л. Костюченко (2012), В.Н. Пучкова (2008), В.Н. Данилова (2015) и др.

Новая плитная модель Тимано-Урало-Пайхойской коллизионной области не только сняла ряд противоречий блоковой концепции, но и значительно расширила перспективы и возможности открытия крупных месторождений УВ в этом регионе (рис. 4) [2].

В обосновании перспектив нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба на основе концепции литосферных плит основная роль отводится тектонодинамическим факторам развития региона. Тектонодинамические процессы, лежащие в основе седиментации и формирования структуры осадочного чехла, значительно отличались по своей интенсивности и направленности в досубдукционный период, в течение субдукции и коллизионного периода. Это проявляется в различном строении внутренней, центральной и внешней зон прогиба. Во внутренней и центральной зонах осадочный чехол четко подразделяется на автохтонную и аллохтонную части, во внешней — они отсутствуют (см. рис. 2).

Автохтонная часть сохранила черты осадконакопления в зоне перикратонного опускания на пассивной континентальной окраине Восточно-Европейской платформы в доколлизийный период. Характеризуется относительно спокойным залеганием осадочных толщ ордовик-раннедевонского возраста за исключением Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны и дислокаций гряды Чернышева.

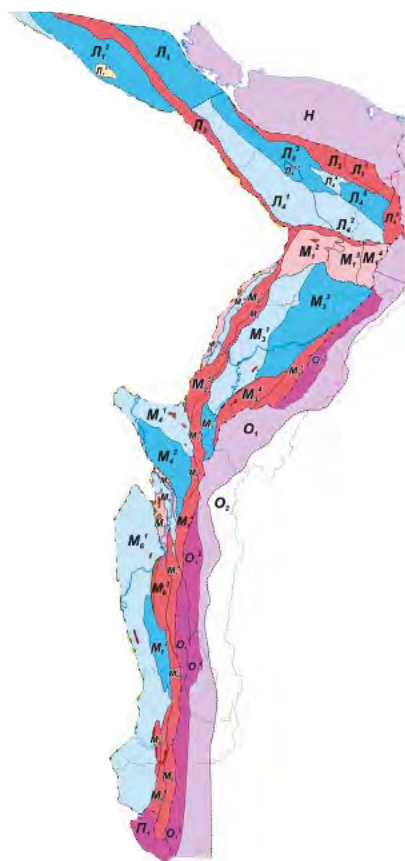
Западно-Уральская зона сформировалась в процессе субдукции океанической коры Уральского



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 4. Тектоническая схема строения северного сегмента Предуральского краевого прогиба (по материалам ООО «ТП НИЦ» и ОАО «Севергеофизика»)

Fig. 4. Tectonic scheme of structure of the Urals Foredeep northern segment (according to materials of TP NITs and Severgeofizika)



1 — нерайонированные территории; **2** — впадины, котловины; **3** — ступени, моноклинали; **4** — складчатые структуры; **5** — выделенные структуры Тимано-Печорской провинции.

М — Предуральский крайовой предгорный прогиб: M_1 — Воркутское поперечное поднятие (M_1^1 — горст Чернова, M_1^2 — Падимейская структурная зона, M_1^3 — Ярвожский купол, M_1^4 — Юньягинская антиклинальная зона); M_2 — гряда Чернышева (M_2^1 — Хоседаюская антиклинальная зона, M_2^2 — Адзъвавомская депрессия, M_2^3 — Тальбейский блок, M_2^4 — Восточно-Воргамусюрская складчатая зона, M_2^5 — Шарью-Заостренский блок, M_2^6 — Яньюский блок); M_3 — Косью-Роговская впадина (M_3^1 — Кочмесская ступень, M_3^2 — Южно-Кымбожьская котловина, M_3^3 — Абезьская депрессия, M_3^4 — Интинская складчато-чешуйчатая зона, M_3^5 — Прилемвинская складчато-покровная зона); M_4 — Большесынинская впадина (M_4^1 — Нитчемью-Сынинская ступень, M_4^2 — Вяткинская депрессия, M_4^3 — Большеаранецкая структурная зона, M_4^4 — Мичабичевникская тектоническая пластина); M_5 — Среднепечорское поперечное поднятие (M_5^1 — Худоель-Войская антиклинальная зона, M_5^2 — Даниловская депрессия, M_5^3 — Аранец-Переборская антиклинальная зона, M_5^4 — Югид-Кыртинская антиклинальная зона); M_6 — Верхнепечорская впадина (M_6^1 — Печоро-Ильчская моноклираль, M_6^2 — Южно-Вуктыльская депрессия, M_6^3 — Вуктыльская тектоническая пластина, M_6^4 — Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, M_6^5 — Курьинская антиклинальная зона, M_6^6 — Патраковская складчато-покровная зона, M_6^7 — Говорухинско-Немыдская складчатая зона).

Н — Пайхойско-Новоземельская складчатая система.

О — Западно-Уральская складчато-надвиговая область (северный сегмент): O_1 — Западно-Уральская мегазона линейных складчато-надвиговых дислокаций (O_1^1 — Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона, O_1^2 — Среднешугорская тектоническая пластина, O_1^3 — Тимаизское складчато-блоковое поднятие, O_1^4 — Восточное-Кырташорская складчато-надвиговая зона, O_1^5 — Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона; O_2 — Центрально-Уральская складчато-блоковая зона).

П — Полудовское поперечное поднятие

1 — azonal areas; **2** — depressions, basins; **3** — flats, monoclines; **4** — folded structures; **5** — allocated structures of Timan-Pechora province.

М — Urals Piedmont Foreland: M_1 — Vorkutsky transverse uplift (M_1^1 — Chernov horst, M_1^2 — Padimeisky structural zone, M_1^3 — Yarvozhsky dome, M_1^4 — Yun'yaginsky anticline zone); M_2 — Chernyshev ridge (M_2^1 — Khosedayusky anticline zone, M_2^2 — Adz'vavomsky depression, M_2^3 — Tal'beisky block, M_2^4 — East Vorgamusyursky folded zone, M_2^5 — Shar'yū-Zaostrensky block, M_2^6 — Yan'yusky block); M_3 — Kosju-Rogovsky depression (M_3^1 — Kochmessky flat, M_3^2 — South Kymbozh'yusky basin, M_3^3 — Abez'sky depression, M_3^4 — Intinsky sheet-folded zone, M_3^5 — Prilemvin'sky blanket-folded zone); M_4 — Bol'shesyyninsky depression (M_4^1 — Nitchem'yū-Syninsky flat, M_4^2 — Vyatkinsky depression, M_4^3 — Bol'shearanetsky structural zone, M_4^4 — Michabichevniksky tectonic plate); M_5 — Srednepechorsky transverse uplift (M_5^1 — Khudoel'-Voisky anticline zone, M_5^2 — Danilovsky depression, M_5^3 — Aranets-Pereborsky anticline zone, M_5^4 — Yugis-Kyrtinsky anticline zone); M_6 — Verkhnepechorsky depression (M_6^1 — Pechora-Ilychsky monocline, M_6^2 — South Vuktyl'sky depression, M_6^3 — Vuktyl'sky tectonic plate, M_6^4 — Sar'yudinsky sheet-folded zone, M_6^5 — Kur'insky anticline zone, M_6^6 — Patrakovsky blanket-folded zone, M_6^7 — Govorukhinsky-Nemydsky folded zone).

Н — Paikhoisky-Novozemel'sky fold system.

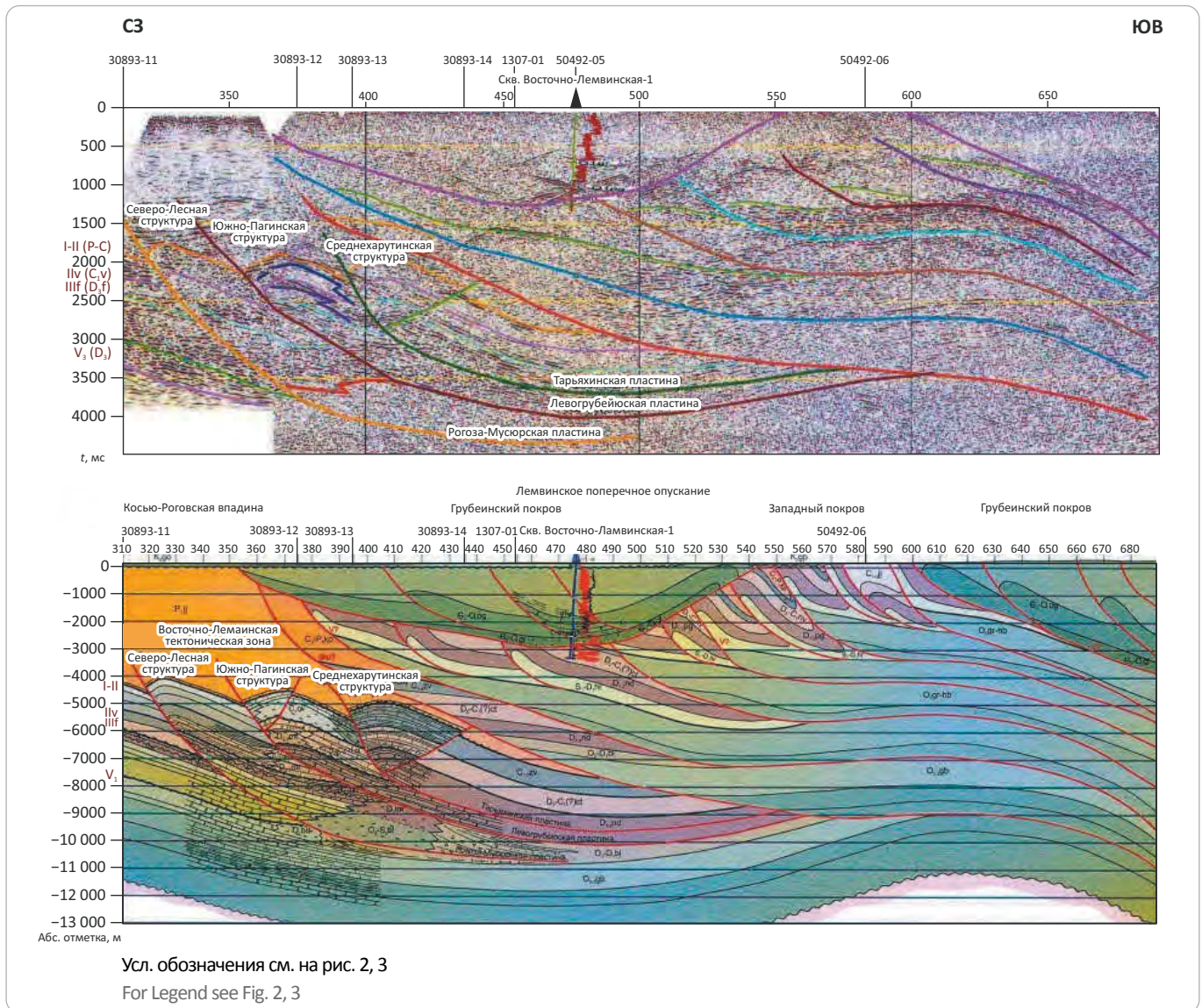
О — West Urals fold-and thrust area (northern segment): O_1 — West Urals megazone of linear fold-and-thrust dislocations (O_1^1 — East Lemvinsky blanket-folded zone, O_1^2 — Sredneshugorsky tectonic plate, O_1^3 — Timaizsky block-folded uplift, O_1^4 — East Kyrtashorsky fold-and-thrust zone, O_1^5 — Pechora-Sypuchinsky sheet-folded zone; O_2 — Central Urals block-folded zone).

П — Polyudovsky transverse uplift

палеоокеана и столкновения Восточно-Европейского и Сибирского континентов. Эти два процесса сопровождались в том числе и вертикальными движениями, что повлекло за собой воздымание, а затем структурные преобразования ордовик-силурийских отложений в окончательные фазы Уральского орогенеза и формирование сложной надвигочешуйчатой мозаики толщ горных пород (рис. 5).

Дискуссионным остается вопрос формирования шовной структуры на границе прогиба с Печорской плитой — гряды Чернышева. Следует отметить, что шовные структуры — это структуры, которые как бы сшивают Предуральский прогиб со смежными структурами Печорской плиты и Припайхойско-Приюжно-новоземельским мегапрогибом (перикратоном). Они характерны для северных впадин прогиба: гряд

Рис. 5. Сейсмогеологическая модель Верхнелемвинской площади. Профиль 50492-14 (Уткина О.Л., 2007)
 Fig. 5. Geoseismic model of the Verkhnelemvinsky area. 50492-14 Line (Utkina O.L., 2007)



Чернова и Чернышева, Среднепечорского поперечного поднятия. Последнее ограничивает и разделяет Большесынинскую и Верхнепечорскую впадины. По всей вероятности, на их формирование влияли не только процессы горообразования на Урале и Пайхое, но и, в начальной стадии их зарождения, тектонические процессы в пределах пассивной окраины северо-восточной части Восточно-Европейской платформы.

Существует точка зрения, что на месте гряды Чернышева в доорогенный период существовал грабенообразный относительно узкий желоб, где накапливались мощные толщи ордовик-нижнепермских карбонатных отложений (Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., 2016) [3].

Северо-западная граница грабена контролировалась жесткой тектонической границей Боль-

шеземельского блока. В заключительную стадию орогенеза на Урале проявились максимальные тангенциальные напряжения, выраженные в «бульдозерном» эффекте и способствовавшие под напором пород Косью-Роговской впадины выжиманию вверх сложнопостроенного клина Чернышевского палеограбена (рис. 6).

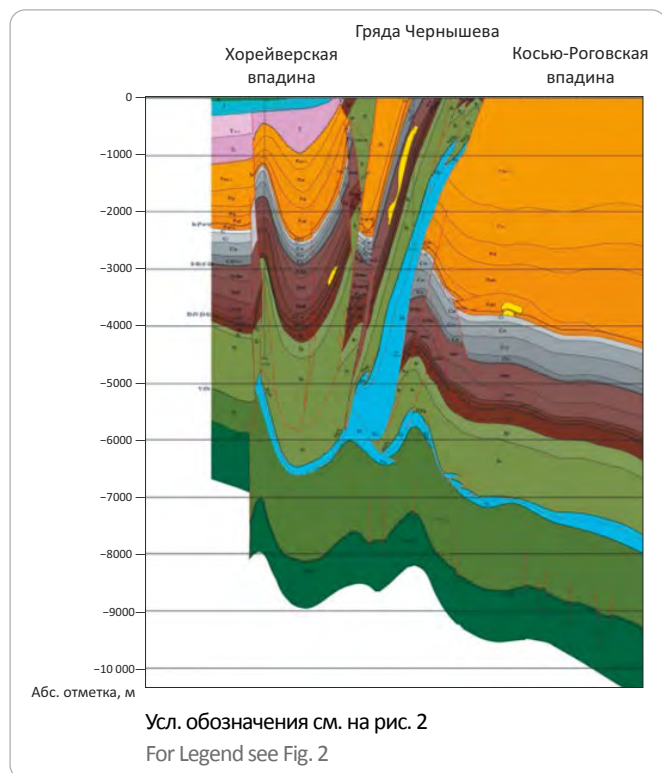
Гряда Чернова, разделяющая Воркутское поперечное поднятие субширотного простирания и Коротаихинскую впадину, имеет примерно такой же механизм образования, за исключением того, что надвиговые процессы в Коротаихинской впадине происходили со стороны Пайхоя.

Среднепечорское поперечное поднятие, несомненно, является южным окончанием Печоро-Кожвинского континентального авлакогена, заложение которого произошло не позднее раннего силура, а



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 6. Геолого-геофизическая модель строения гряды Чернышева (Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., 2016)
Fig. 6. Geological and geophysical model of the Chernyshev ridge structure (Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., 2016)



формирование продолжалось вплоть до карбона. Затем, как и весь Печорокожвинский авлакоген, структуры Среднепечорского сегмента подверглись инверсии с тангенциальными сжатием со стороны Уральской зоны и образованием валообразных структурно-надвиговых дислокаций (рис. 7).

Палеоструктурный план континентальной пассивной окраины Печорской плиты сформировался до заложения краевого прогиба как компенсационной структуры Уральского орогена. Восточная граница континентальной окраины доходила до офиолитового (аналога океанической коры) пояса Урала. Для всей этой обширной территории были характерны общие черты осадконакопления, контролируемые батинальными условиями перикратонного опускания континентальной окраины. Краевой прогиб, заложение которого произошло в ранней перми, заполнялся мощными толщами молассовых отложений верхней перми. На приподнятых участках поперечных поднятий этого не наблюдалось или происходило в значительно меньшей степени.

Сближение материков продолжалось до конца триаса – начала юры, когда произошло их столкновение. Коллизия кардинально изменила структурно-тектоническую картину строения осадочного чехла, особенно наддевонской части разреза. В это время широко проявились тангенциальные напряжения, вызванные орогенезом на Урале и преобразо-

ванные в чешуйчато-надвиговые процессы. Перемещения с востока на запад раннее сформировавшихся комплексов пород по бескорневым нарушениям, с одной стороны, перекрыли плекативные структуры ордовика – нижнего девона в восточной части континентальной окраины, сформировав так называемую Западно-Уральскую складчато-надвиговую область, с другой – образовали в пределах современных границ краевого прогиба Прилемвинские складчато-покровные (Косью-Роговская впадина), Мичабичевникскую и Большеаранецкую структурные зоны (Большеыннинская впадина), а также восточную складчато-надвиговую зону в Верхнепечорской впадине (рис. 8).

Центральную структурно-тектоническую зону можно выделить в Косью-Роговской (Интинская складчато-чешуйчатая зона) и в Верхнепечорской (Вуктыльская тектоническая пластина) впадинах.

Современная модель строения северного сегмента Предуральского краевого прогиба была создана в результате эволюции взглядов исследователей от фиксистской (блоковой) тектоники до концепции тектоники литосферных плит (см. рис. 4).

Это дает основание по-новому оценить перспективы нефтегазоносности, основанные на тектонодинамических критериях.

Факторы, свидетельствующие о перспективности территорий

1. Наличие двух структурных этажей: автохтонного и аллохтонного. Причем границы автохтонного этажа простираются значительно восточнее аллохтонного этажа, образуя так называемую Западно-Уральскую складчато-надвиговую зону, значительная часть которой перекрыта габбро-диабазовым «козырьком» Уральского орогена (см. рис. 2). В данной автохтонной зоне прогнозируются крупные антиклинальные складки в палеозойских осадочных отложениях. Субдукционные процессы способствовали формированию благоприятных термобарических условий для преобразования ОБ в УВ [4].

2. Тектонодинамический фактор в ордовик-раннекаменноугольное время способствовал формированию ассоциации разнотипных рифовых построек, в том числе сквозных барьерных рифов (Лемвинский барьерный риф), атоллов (Западно-Вуктыльский атолл), карбонатных банок (Кочмеская), а также одиночных рифов (Западно-Ярвожский) (рис. 9).

3. Находясь в зоне перикратонного опускания, нефтегазоматеринские породы до коллизионного периода прошли основные фазы нефтегазообразования. Сформированные к этому времени ловушки были заполнены первичными УВ. В конце триаса часть залежей УВ разрушилась. Надвиговые процессы в аллохтонных частях сформировали сложнопостроенные ловушки, которые заполнялись УВ из первичных скоплений, а также вновь образованными УВ

Рис. 7. Геолого-геофизическая модель строения Среднепечорского поперечного поднятия (Богданов Б.П., 2016)
Fig. 7. Geological and geophysical structural model of the Middle Pechorsky transverse uplift (Bogdanov B.P., 2016)

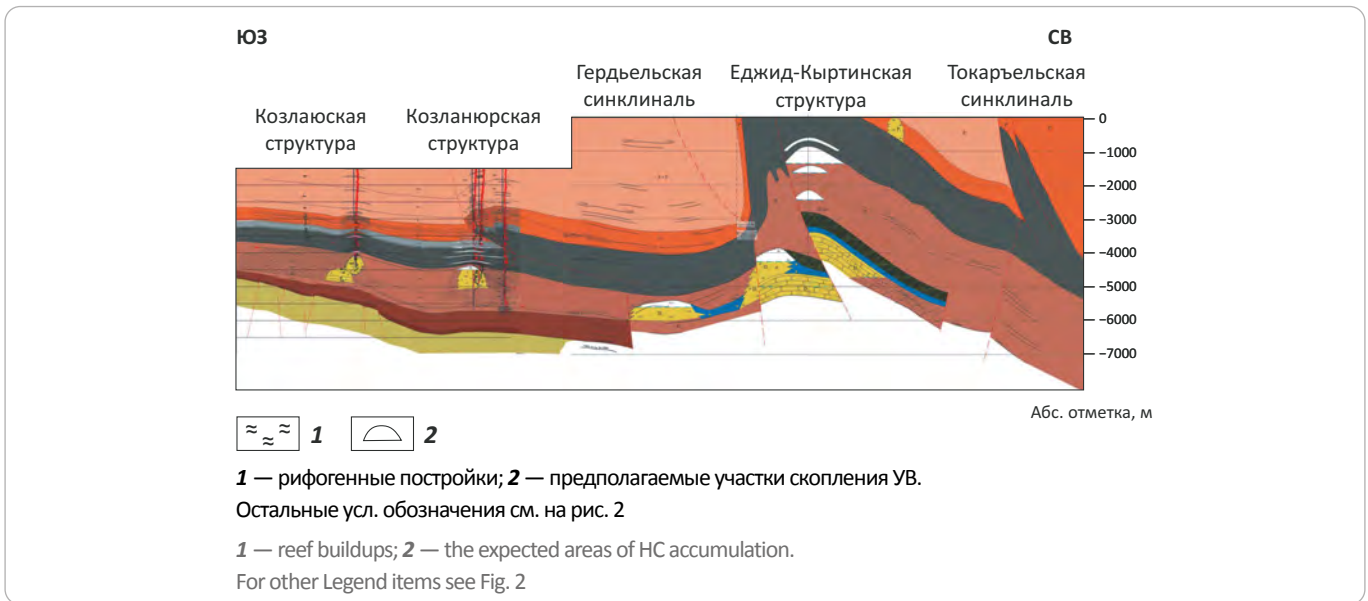
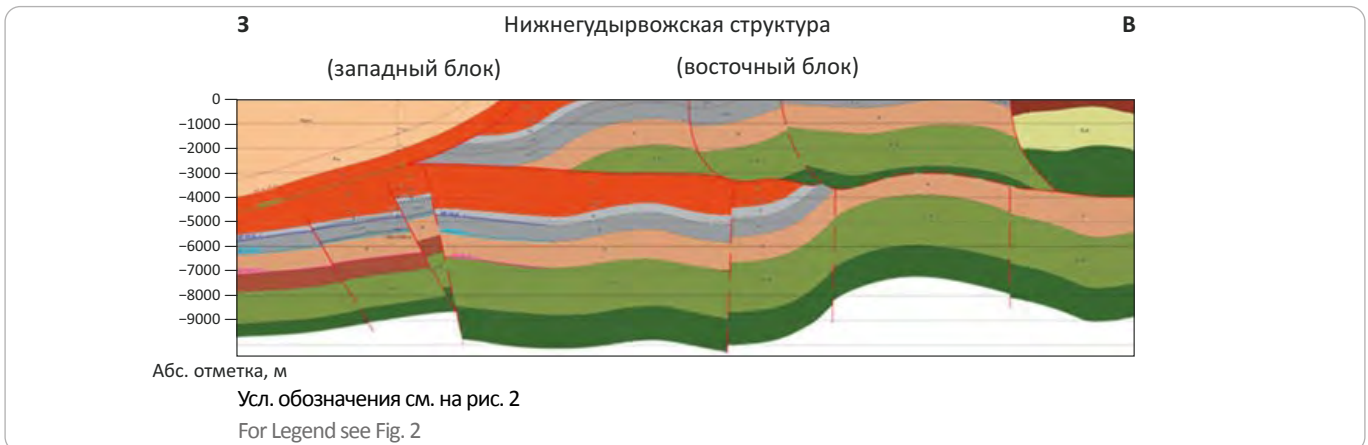


Рис. 8. Сейсмогеологический разрез через Гудырвожскую структуру по линии сейсмопрофиля 10793-05 (Куранова Т.И., 2016)
Fig. 8. Geoseismic section across the Gudyrvozhsky structure along 10793-05 Seismic Line (Kuranova T.I., 2016)



из нефтегазоматеринских пород за счет вертикальной миграции по многочисленным нарушениям и трещинам.

4. Во время формирования прогиба с накоплением мощных толщ молассовых отложений ранее сформированные карбонатные толщи ордовика – нижней перми подвергались уплотнению и метаморфизации за счет геостатического давления и температурных изменений. Это повлияло на ухудшение первичной пористости и проницаемости пород (риффы верхнего девона на Юньяхинской площадях). Но дальнейшие тектонодинамические процессы способствовали формированию вторичной пористости: трещинной, кавернозной, смешанной. Каждый из этого типа коллекторов образовался за счет определенных тектонодинамических процессов: вторичная трещиноватость формировалась за счет активных тектонодинамических процессов вертикально-горизонтальной

направленности в заключительные стадии орогенеза на Урале; эрозийная — за счет вертикальной составляющей волновых и складчатых движений, когда при выходе на поверхность верхний слой осадочных пород подвергался глубоким гипергенными изменениям; смешанный тип присущ совокупным, наложенным друг на друга тектонодинамическим процессам, в том числе и седиментационным (рис. 10).

5. Обилие структур в аллохтоне не всегда способствовало образованию высокочемких ловушек, так как деструктивные процессы отрицательно сказывались на прочностных герметизирующих свойствах покрышек.

Заключение

Необходимо отметить, что эволюция взглядов на формирование северного сегмента Предуральского краевого прогиба в значительной мере способство-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 9. Геолого-геофизическая модель формирования рифогенных образований в центральной и внутренней зонах Косью-Роговской впадины (по материалам ОАО «Севергеофизика»)
Fig. 9. Geological and geophysical model of reef buildups formation in the central and inner zones of the Kosju-Rogovsky depression (according to materials of Severgeofizika)

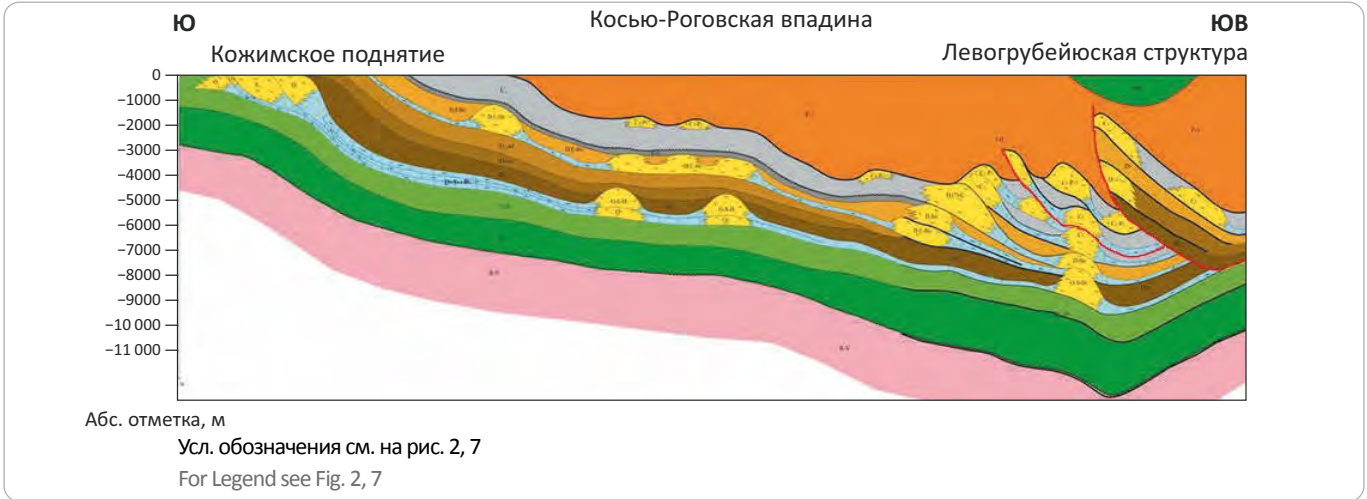
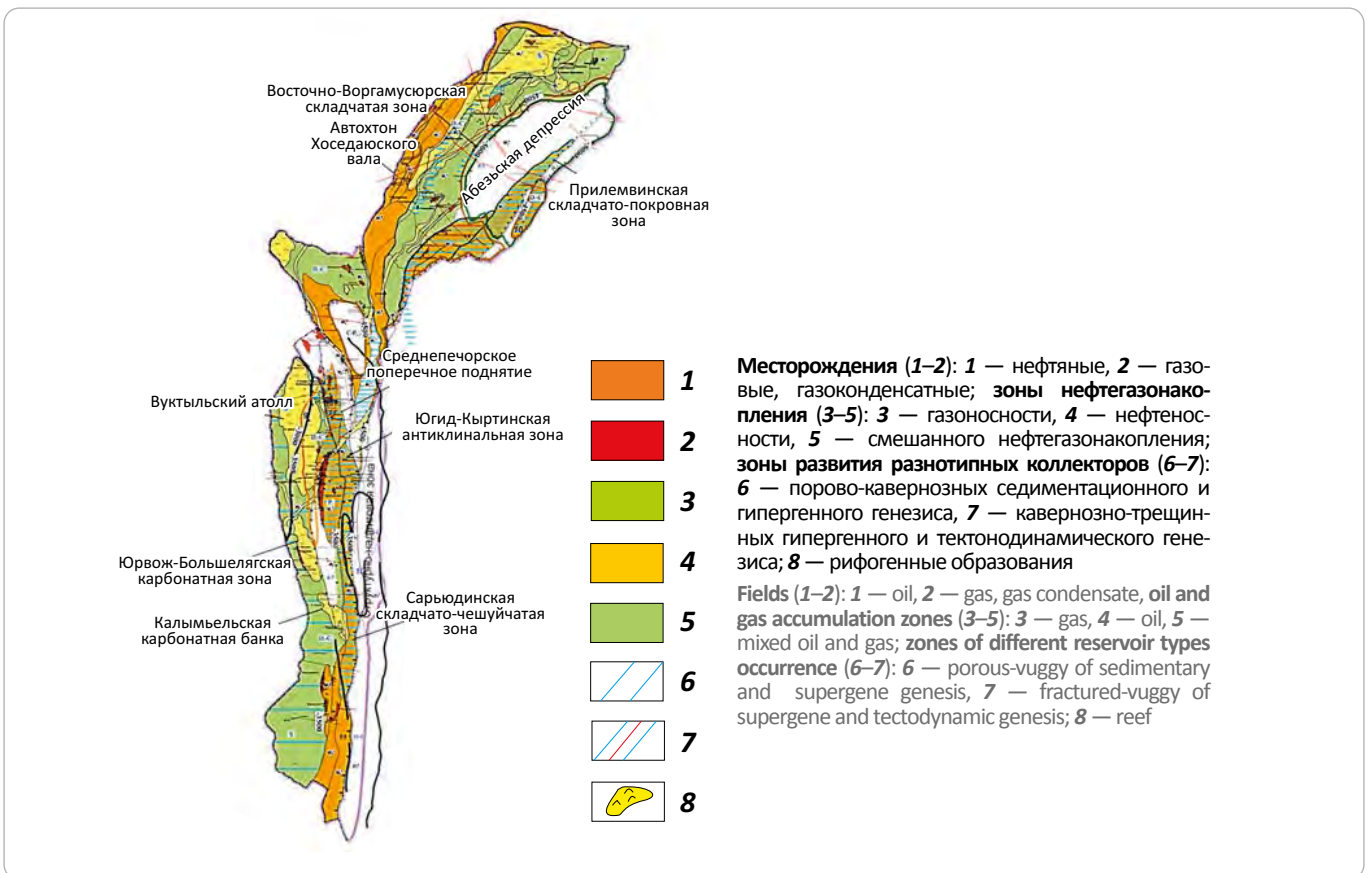


Рис. 10. Схема прогнозных зон газонефтенакопления и развития разнотипных коллекторов
Fig. 10. Scheme of the predicted gas and oil accumulation zones and occurrence of different reservoir types



вала уточнению перспектив его нефтегазосности, значительно расширив их. Это позволяет определить основные направления, методологию и методику геолого-разведочных работ на нефть и газ в этой части Тимано-Печорской нефтегазосной провинции. К основным направлениям относятся:

- Среднепечорское и Воркутское поперечные поднятия, гряда Чернышева с перспективами открытия залежей газа и нефти в среднедевонских терригенных отложениях, верхнедевонских рифах;
- внешняя зона прогиба с перспективами открытия залежей, в основном нефти, в различных частях па-

леозойского карбонатного разреза, в том числе в рифах ранней перми и в подсолевых отложениях ордовика;

– центральная и внутренняя зона — аллохтоны и автохтоны силура, позднего девона и ранней перми, здесь возможно открытие смешанных залежей (нефтегазоконденсатных);

– особую роль в дальнейших геолого-разведочных работах играет изучение перспектив нефтегазо-

носности Западно-Уральской складчато-надвиговой области, представленной крупными линейно-складчато-надвиговыми дислокациями и развитием систем сквозных рифогенных образований. В этой области могут быть открыты крупные и крупнейшие скопления газа. Зарубежный опыт подтверждает такие предположения (Канада, Венесуэла, Боливия и др.) (Klettet, 1997; Poeder, 2010) [5].

Литература

1. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского Севера России. – Екатеринбург : УрО РАН, 2002. – 268 с.
2. Костюченко С.Л., Морозов А.Ф., Кременецкий А.А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизийная область: строение, эволюция, геодинамика. Результаты комплексных геолого-геофизических исследований. – М. : Геокарт-ГЕОС, 2012. – 210 с.
3. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилук Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.
4. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геолого-разведочных работ) / Под ред. В.Н. Данилова. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
5. Roeder D. Fold-thrust belts at peak oil // Geological Society. Special Publications. – 2010. – Т. 348. – № 1. – С. 7–31. DOI: 10.1144/SP348.2.

References

1. Malyshev N.A. Tektonika, evolyutsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov evropeiskogo severa Rossii [Sedimentary basins of the Tectonics, evolution, and oil and gas potential of the European north of Russia]. Ekaterinburg: UrO RAN; 2002. 268 p. In Russ.
2. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Kremetskii A.A. Timano-Uralo-Paikhoiskaya kollizionnaya oblast': stroenie, evolyutsiya, geodinamika. Rezul'taty kompleksnykh geologo-geofizicheskikh issledovaniy [Timan-Ural-Paikhoisky collision area: structure, evolution, geodynamics. Results of integrated geological and geophysical studies]. Moscow: Geokart-GEOS; 2012. 210 p. In Russ.
3. Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Nedilyuk L.P., Marakova I.A., Senin S.V. Tectonical and geochemical preconditions for petroleum potential of Chernyshov ridge. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2016;11(2). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.
4. Anischenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. Geologicheskoe stroenie i perspektivy gazonosnosti zapadnogo sklona Polyarnogo i Pripolyarnogo Urala (po rezul'tatam geologo-razvedochnykh rabot) [The geological structure and gas prospects of the Western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration)]. In: V.N. Danilov, ed. St. Petersburg: VNIIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
5. Roeder D. Fold-thrust belts at peak oil. *Geological Society. Special Publications*. 2010;348(1):7–31. DOI: 10.1144/SP348.2.

Информация об авторах

Грунис Евгений Борисович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: grunis@vnigni.ru

Scopus ID: 6602399286

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Ростовщиков Владимир Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

Information about authors

Evgeniy B. Grunis

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Researcher

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: grunis@vnigni.ru

Scopus ID: 6602399286

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Vladimir B. Rostovshchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Head of Chair

Ukhta State Technical University

13, ul. Pervomayskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**Сбитнева Яна Степановна**

Аспирант, старший преподаватель
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
Институт проблем нефти и газа СО РАН
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru

Ахметжанова Зумрад Мухтаровна

Инженер
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: zahmetzhanova@ugtu.net

Yana S. Sbitneva

Postgraduate, Assistant Professor
Ukhta State
Technical University
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

Irina V. Kolokolova

Researcher
Institute of Oil and Gas Problems SB RAS
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru

Zumrad M. Akhmetzhanova

Engineer
Ukhta State
Technical University
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: zahmetzhanova@ugtu.net

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29

Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба

© 2021 г. | И.В. Колоколова, Д.И. Гурова, А.М. Хитров

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», Москва, Россия; ipngkolokolova@yandex.ru; dianamozg@mail.ru; ahitrov@ipng.ru

Поступила 27.11.2020 г.

Доработана 30.11.2020 г.

Принята к печати 07.12.2020 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; Верхнепечорская впадина; объект; вероятность; риски; геолого-разведочные работы; рифы.*

Аннотация: В статье рассмотрены карбонатные природные резервуары Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба. Анализ обширной геологической информации показал, что в центральной и северной частях впадины есть все необходимые условия для образования нефтяных залежей в рифовых объектах верхнего девона, среднего – верхнего карбона – нижней перми — высокочемки коллекторов, надежных флюидоупоров, нефтематеринских пород. Авторами статьи предложена схема эффективного управления процессом геолого-разведочных работ на основе системного подхода к прогнозированию нефтегазоносности на базе комплексной интерпретации данных каротажа и сейсморазведки с учетом геолого-экономических критериев (вероятность существования залежи, ресурсы, финансовые риски). На примере реальных объектов показано, что оценивать и управлять рисками геолого-разведочных работ можно с помощью достаточно простых процедур без применения сверхсложных математических расчетов на любой стадии изученности объекта. Представленные методические подходы разрабатываются специалистами ИПНГ РАН в течение 15 лет и уже использовались в практике поисковых и разведочных работ.

Для цитирования: Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 19–29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29.

Финансирование: Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs

© 2021 | I.V. Kolokolova, D.I. Gurova, A.M. Khitrov

Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru; dianamozg@mail.ru; ahitrov@ipng.ru

Received 27.11.2020

Revised 30.11.2020

Accepted for publication 07.12.2020

Key words: *Timan-Pechora Petroleum Province; Verkhnepechorsky depression; object; probability; risk; geological exploration; reef.*

Abstract: The authors discuss natural carbonate reservoirs of the Verkhnepechorsky depression of the Urals Foredeep. Analysis of rich geological information has shown that all the necessary conditions for the existence of oil deposits in reef objects of the Upper Devonian, Middle-Upper Carboniferous- Lower Permian are present in the central and northern parts of the depression, they are: high-capacity reservoirs, reliable seals, and oil source rocks. The authors propose a scheme of effective management of the exploration process based on systematic approach to predicting oil and gas content using an integrated interpretation of logging and seismic data taking into account geological and economic criteria (reservoir probability, resources, financial risks). By the example of real objects, it is shown that assessment and management of exploration risks using fairly simple procedures without the use of sophisticated mathematical calculations in any stage of the object studies is possible. The presented methodological approaches have been developed by specialists of the RAS Institute of Oil and Gas for 15 years, and there are examples of their actual use in the practice of prospecting and exploration.

For citation: Kolokolova I.V., Gurova D.I., Khitrov A.M. Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):19–29. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-19-29. In Russ.

Funding: The paper is prepared as a part of execution of the State Order No. АААА-А19-119030690047-6 “Prediction of the state of the Russian oil and gas sector resource base on the basis of the system researches of natural reservoirs hydrocarbon potential in carbonate, terrigenous, and shale formations”.

Введение

На международной научно-практической конференции «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» (Казань, 09.2020) в докладах Р.Х. Муслимова, А.М. Хитрова, И.В. Колоколовой показано, что сегодня новые высокорентабельные залежи для добычи УВ могут быть открыты именно в традиционных объектах разведки (риффы нижней перми – карбона, верхнего девона) в районах с развитой инфраструктурой в известных нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазонакопления [1]. Объектами могут быть разбуренные и выведенные из бурения ловушки, пропущенные залежи и уже вскрытые пласты на месторождениях с подтвержденным продуктом, но не эксплуатируемые в связи с отсутствием промышленных притоков. Низкая детальность определения комплекса информативных критериев нефтегазоносности и подготовки таких объектов к бурению часто приводит к неудачам в геолого-разведочных работах и при эксплуатации месторождений нефти и газа.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции одним из направлений поисков ранее не обнаруженных залежей УВ в рифах являются северная и центральная части Верхнепечорской впадины. На территории впадины на Государственном балансе числится восемь месторождений: Козлаюское (газовая залежь визейского возраста), Вуктыльское (нефтегазоконденсатные залежи фаменского, визейского, башкирского, московского, позднекаменноугольного, раннепермского возраста), Мишпарминское (газоконденсатная массивная залежь московского, позднекаменноугольного возраста), Юрвож-Большелягское (газоконденсатная залежь позднедевонского возраста), Рассохинское (газовые залежи артинского, позднекаменноугольного + ассельского + сакмарского + артинского возраста), Курьинское (газовая залежь кунгурского возраста), Патраковское (газовая залежь бобриковского возраста), Анельское (газовая залежь позднекаменноугольного, сакмарского + артинского возраста). В пределах впадины находятся 7 подготовленных к бурению структур, 8 — в фонде структур, выведенных из бурения, 13 — в фонде выявленных. Изученность сейсморазведкой и бурением крайне неравномерная: плотность сейсмических данных МОГТ-2D, 3D составляет 0,8 усл. км/км², бурения — 89,5 км²/скв. Впадину пересекает 4 региональных профиля (26в, 29, 22, 21-РС).

Для оценки перспектив нефтегазоносности рифовых природных резервуаров нижней перми – карбона, верхнего девона авторы статьи использовали системный подход. Поставленные задачи решались на основе следующих критериев: литолого-палеогеографических и петрофизических, характеризующих качество резервуара (коллектор и флюидоупор); структурно-тектонических (строение ловушек); геолого-экономических, позволяющих определять ос-

новные приоритетные направления и первоочередные объекты поисков залежей УВ. В качестве базовой информации применялся полный комплекс геолого-геофизических материалов (литология, петрофизика, тектоника, палеотектоника, палеогеоморфология, сейсмостратиграфия и др.).

Выделение и картирование рифовых объектов выполнялось по данным комплексной интерпретации современных материалов каротажа по 10 скважинам и 1000 км сейсморазведки МОГТ-2D путем интегрированного анализа данных о коллекторах, флюидоупорах и структурных формах. Для прогноза легких нефтей в средне-верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных резервуарах использовался принцип дифференциального улавливания УВ. Для оценки рисков геолого-разведочных работ применялся линейно-вероятностный подход, где ключевым моментом является параметр вероятности существования залежи (Рз).

Перспективные объекты нераспределенного фонда выбирались по следующим факторам: ресурсной оценке (> 0,5 млн т), значению вероятности существования залежи (Рз) и финансового риска (< 0).

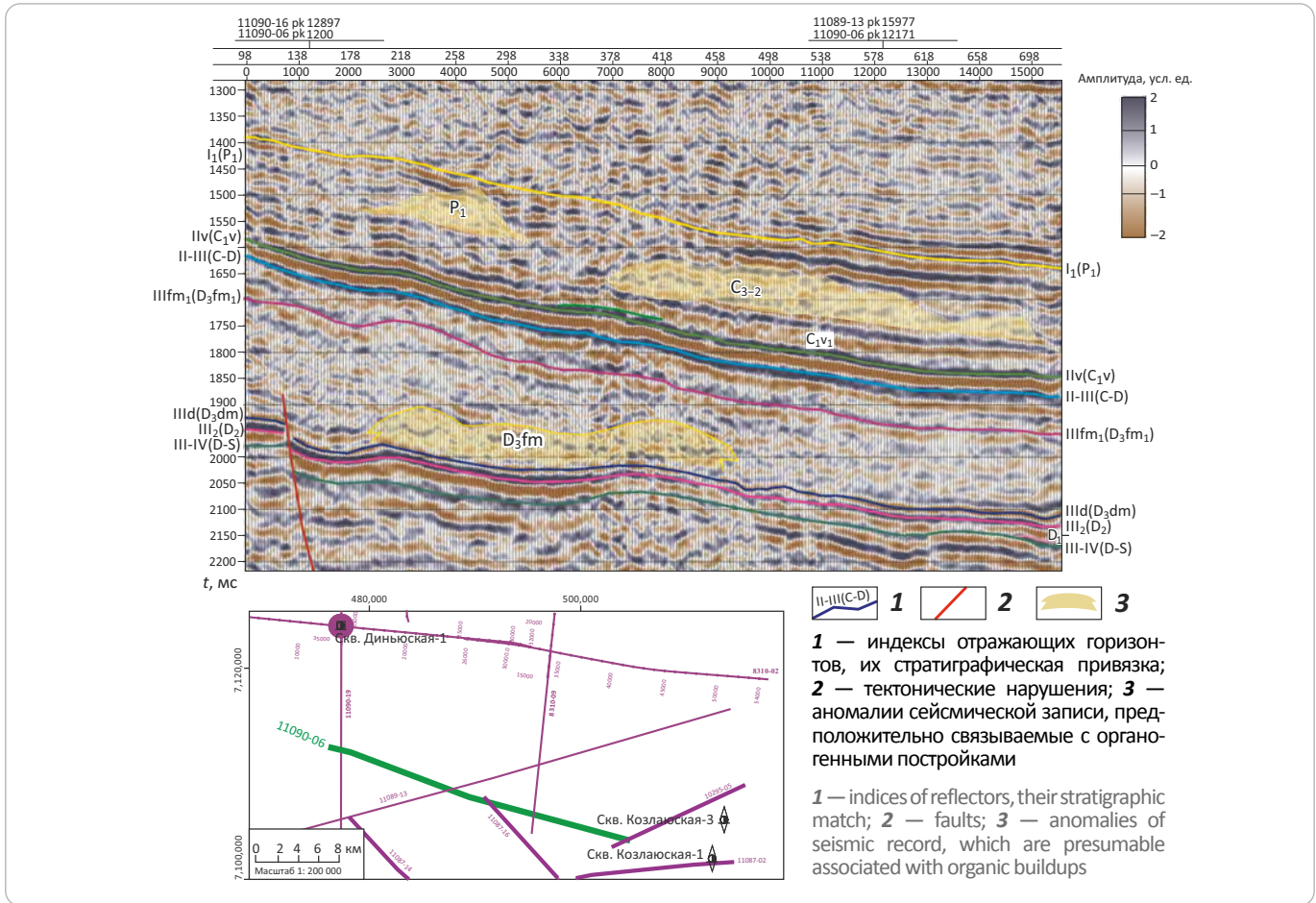
Рифовые постройки среднего – верхнего карбона – нижней перми

Нижнепермские карбонатные постройки в пределах Верхнепечорской впадины впервые были выделены в 1971 г. Г.А. Иоффе, Р.П. Сливковой, И.С. Муравьевым, М.В. Коноваловой, Т.Н. Козулиной в форме одиночных рифов¹. Впоследствии работы по изучению этих отложений не проводились. С 2015 по 2019 г. специалисты ИПНГ РАН выполняли работы по изучению перспектив нефтегазоносности Верхнепечорской впадины. В результате анализа сейсмических данных в волновом поле по ряду характерных признаков в интервале средне-верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений были выделены аномалии, отождествляемые с рифами (рис. 1). Постройки вытянуты в меридиональном направлении, имеют небольшие размеры (среднее значение ширины — около 4 км). Встречаются как одиночные рифы, так и сооружения в виде прямых разветвленных полос, осложненных отдельными куполами. Возможно, что выделенные аномалии могут быть частью одного большого или нескольких атолл. Перспективы органогенных построек подтвердились интерпретацией данных ГИС, в результате которой были выделены надежные флюидоупоры и высокоемкие коллекторы, которые при благоприятных структурных условиях могут образовывать ловушки нефти и газа. Экранами для нижнепермских объектов являются регионально распространенная кунгурская глинистая толща в кровле карбонатов и локальные пласты глин в ар-

¹Иоффе Г.А., Сливкова Р.П., Муравьев И.С., Коновалова М.В., Козулина Т.Н. Литология, фации, стратиграфия и нефтегазоносность пермских отложений восточных и северных районов Тимано-Печорской провинции : отчет. – Ухта, 1971. – С. 250.

Рис. 1. Фрагмент временного разреза предполагаемых рифовых построек по линии профиля 11090-06 (средний – поздний карбон – ранняя пермь)

Fig. 1. Fragment of time section of the supposed reef buildups along 11090-06 Line (Middle – Late Carboniferous – Early Permian)



тинских и ассельско-сакмарских отложениях (рис. 2). В каменноугольных отложениях региональные покрывки не выделяются, поэтому флюидоупорами для залежей служат локальные пласты глин, мощность которых не превышает первых метров. Рифовый разрез в интервале среднего – верхнего карбона на исследуемой территории скважинами не вскрыт. На разрезе средне-верхнекаменноугольных отложений в скв. Еджидзельская-1 под тонкими глинистыми пластами (1–10 м) выделяются водонасыщенные коллекторы (рис. 3). Если бы скважина вскрыла риф, то вполне возможно, что под данными покрывками коллекторы были бы нефтенасыщены.

Как уже упоминалось выше, для прогноза состава нефтей был применен принцип дифференциального улавливания. Фазовая зональность распределения УВ во впадине имеет важное значение для оценки нефтегазоносного потенциала и планирования направлений геолого-разведочных работ. Концепция разработана С.П. Максимовым в 1954 г. и основывается на следующем: УВ заполняют встретившийся ряд последовательно расположенных по восстанию ловушек — вначале аккумулируется газ, затем нефть

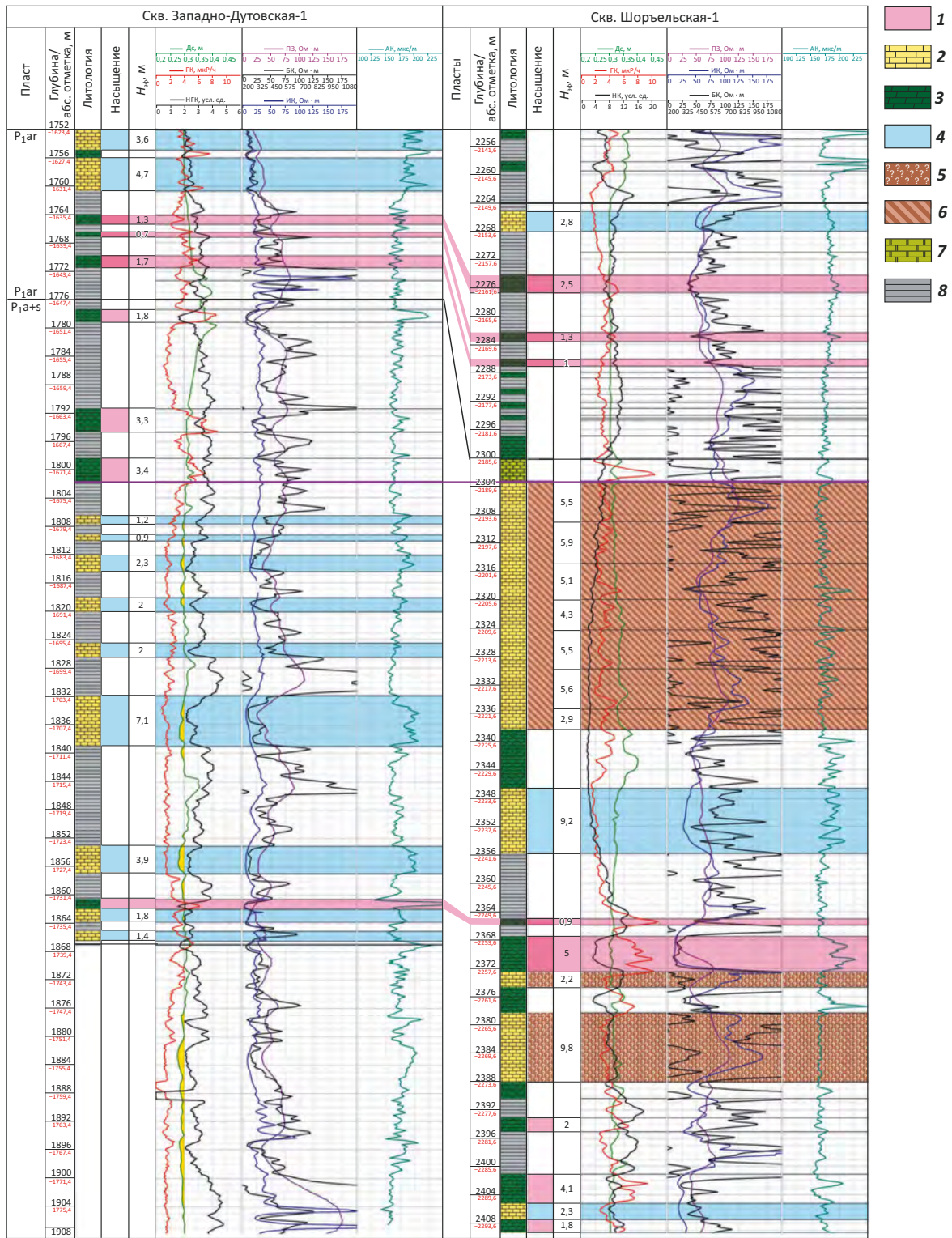
с газом, далее нефть, т. е. на характер размещения месторождений нефти и газа в пределах структуры влияет ее региональный наклон.

Одной из первых работ по фазовому составу УВ на отдельных структурах Предуральского прогиба является статья В.А. Кошляка и И.А. Якупова (1963). Авторами установлена закономерность распределения газовых и нефтяных залежей в рифовой полосе Башкирского Приуралья, которая основывается на принципе дифференциального улавливания, или ступенчатой миграции [2].

Принцип дифференциального улавливания справедлив как для нефтегазоносных провинций, так и отдельных тектонических элементов и природных резервуаров. Существует большое число работ, в которых авторы приводят примеры изменения фазового состава ловушек по латерали с изменением глубины. В 1983 г. Н.И. Никонов описал закономерное увеличение плотности нефти по латерали с севера на юг при уменьшении глубины залегания залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьягинского

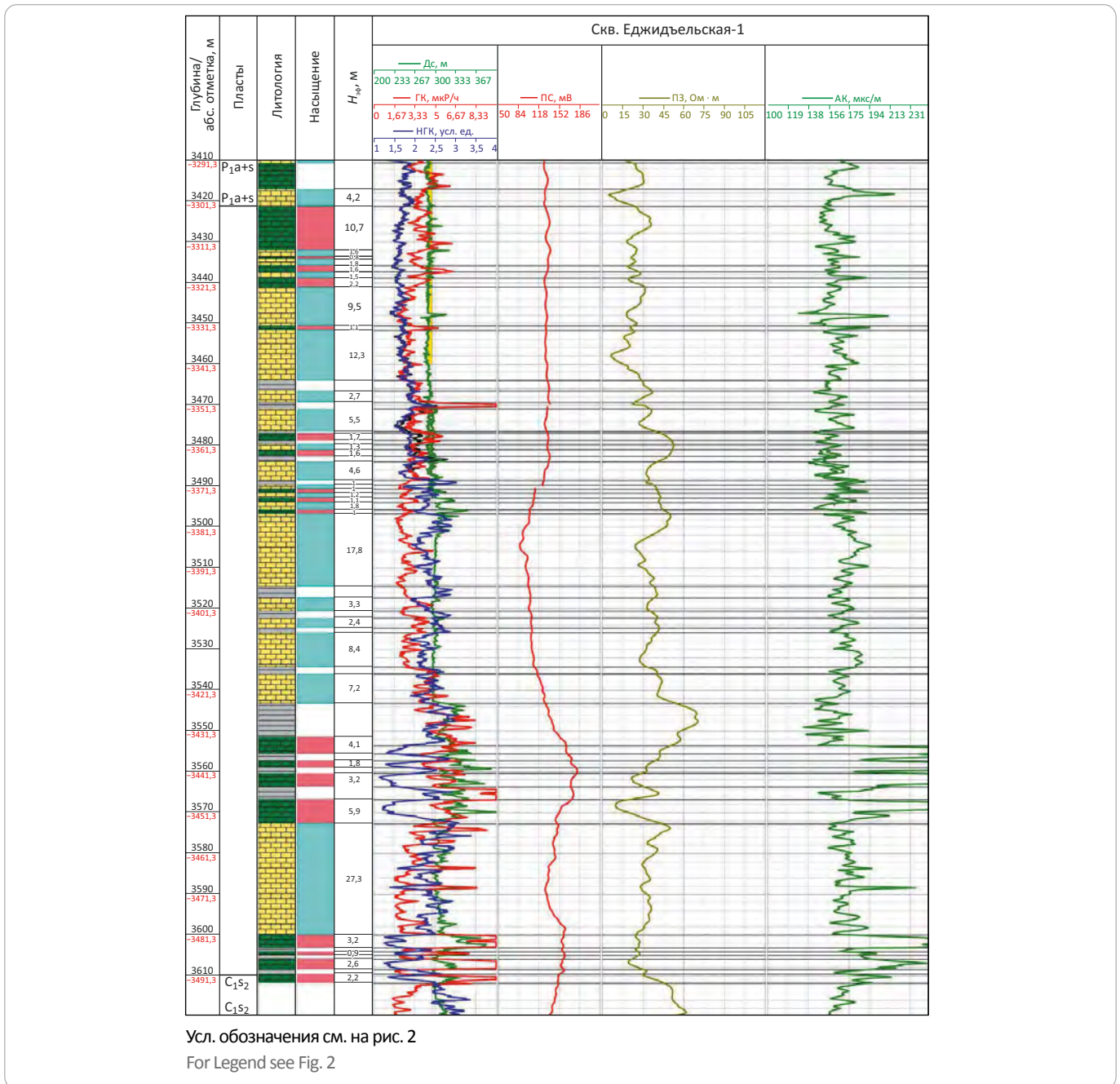
HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Выделение коллекторов и флюидоупоров в нижнепермских отложениях
 Fig. 2. Identification of reservoirs and impermeables within Lower Permian series



1 — флюидоупор; 2 — известняк; 3 — глинистая порода; 4 — вода; 5 — возможный продукт; 6 — нефть; 7 — доломит; 8 — плотный неколлектор
 1 — seal; 2 — limestone; 3 — argillaceous rock; 4 — water; 5 — possible product; 6 — oil; 7 — dolomite; 8 — tight non-reservoir

Рис. 3. Планшет средне-верхнекаменноугольных отложений по скв. Еджидзельская-1 (интервал 3410–3610 м)
Fig. 3. Composite log of Middle-Upper Carboniferous series: Edzhidjel'sky-1 well (interval 3410–3610 m)



и Возейского месторождений (Колвинский мегавал) [3]. С.Ф. Федоров подобную закономерность установил для Ухто-Печорской, Кубанской областей, Куйбышевского и Саратовского Поволжья. В работах канадского геолога У.К. Гассоу по изучению барьерного рифа позднедевонского возраста Бони-Глен – Уизард-Лейк (штат Альберта) показано, что характер распределения залежей УВ по региональному наклону изменяется согласно ступенчатой миграции: ловушки в южной части рифа, расположенные ниже по падению (Кукинг-Лейк), содержат газ, ловушки в северной ча-

сти (Уизард-Лейк) заполнены нефтью, ловушки (Римби – Гомеглен) между ними содержат газ с нефтяными оторочками [4].

Такая зависимость наблюдается и в Верхнепечорской впадине: на юге месторождения имеют чисто газовый состав (Рассохинское, Патраковское и др.), севернее (Вуктыльское, Козлаюское месторождения) газоконденсатные залежи окантованы нефтяной оторочкой, а в северной части (скв. Новая-1) по данным ГИС в каменноугольных отложениях выделяется нефтенасыщенный коллектор. Такое распо-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Таблица. Изменение фазового состава УВ-залежей Верхнепечорской впадины с юга на север

Table. Changes in phase composition of HC pools from south to north of Verkhnepechorsky depression

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Тяжелые УВ без $C_{5+ВГ}$ %	Азот, %	Углекислый газ, %
Север	Скв. Новая-1	Н	C_{1s}	По данным ГИС		
	Вуктыльское	НГК	C_{1v} бобриковский	16,16	4,43	0,03
	Вуктыльское	НГК	P_1-C массивная залежь	15,49	4,19	0,03
	Мишпарминское	ГК	$C_{2m}-C_3$ массивная залежь	12,78	5,7	0,16
	Рассохинское	Г	$C_3 + P_1a + s + ar_1$	–	–	–
	Рассохинское	Г	P_1ar_2	–	–	–
	Пачгинское	Г	$P_1a + s + ar_1$	–	–	–
	Курьинское	Г	P_1ar	6,5	3,1	0,3
	Курьинское	Г	P_1k	5,4	4,8	0,1
Юг	Анельское	Г	P_1-C_3	0,96	0,67	0

ложение заполненных ловушек весьма интересно и, наверное, неслучайно.

Для выяснения наблюдаемых особенностей формирования залежей в каменноугольно-нижнепермском природном резервуаре исследована зависимость между свойствами УВ и их положением (таблица). Для анализа использованы данные по фазовому составу УВ из «Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации».

Результаты проведенного анализа свойств УВ, несмотря на отсутствие данных по двум месторождениям (Рассохинское и Пачгинское), демонстрируют закономерное увеличение содержания тяжелых УВ — смол и асфальтенов. Наличие данных зависимостей свидетельствует об определенной миграции УВ с юга на север по восстанию пластов (рис. 4). Таким образом, в Верхнепечорской впадине состав УВ меняется с юга на север: 1) в южной части (район Пачгинского, Рассохинского, Курьинского месторождений) открыты газовые месторождения; 2) в центральной части (район Вуктыльского, Козлаюского месторождений) выявлены нефтегазоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и 3) в северной части (район скв. Новая-1) прогнозируются преимущественно нефтяные месторождения.

Следовательно, залежи, приуроченные к карбонатным отложениям каменноугольно-нижнепермского возраста, образованы за счет генерации нефтематеринскими толщами, расположенными южнее впадины, и миграции УВ на север. Исходя из того, что в интервале данного резервуара от ловушки к ловушке происходит постепенное изменение фазового состава, можно утверждать, что все они, расположенные на пути миграции УВ, максимально заполнены — под гидродинамический замок. Это утверждение по-

зволяет прогнозировать фазовый состав и объемы УВ перспективных ловушек, расположенных на пути их миграции.

Рифовые постройки позднедевонского и раннекаменноугольного возраста

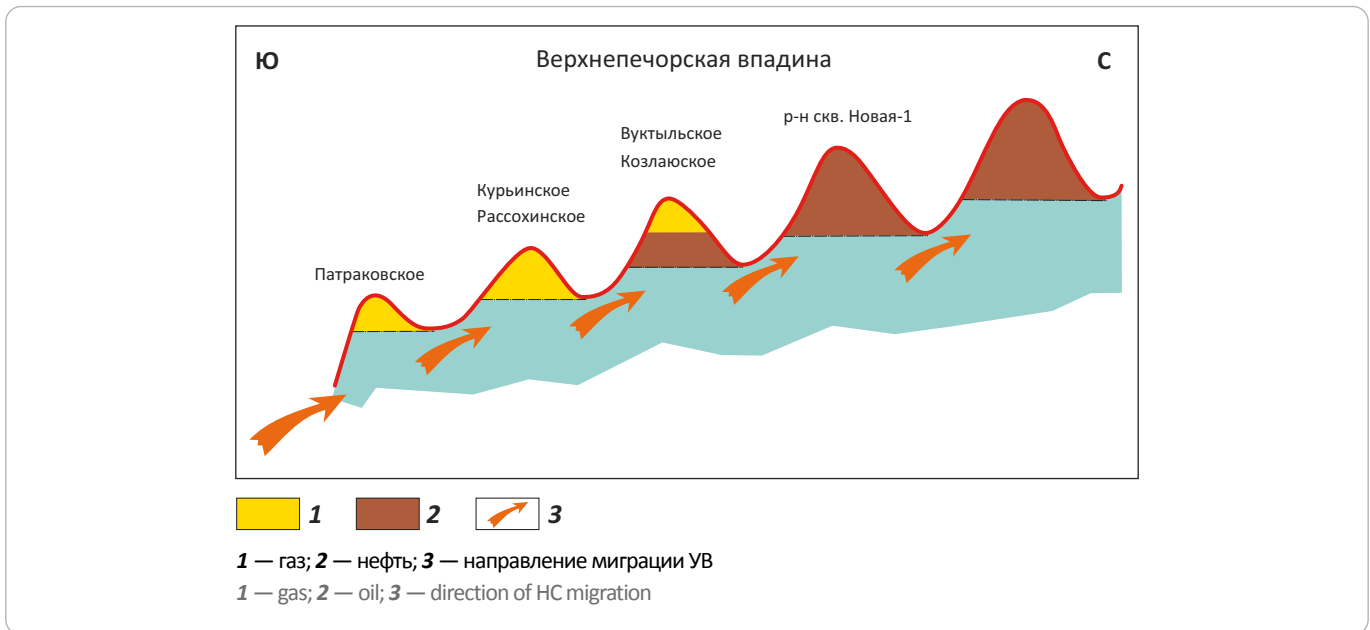
Рифы позднего девона в пределах Верхнепечорской впадины изучены достаточно хорошо. Здесь в 1980-е гг. был проведен большой объем сейсморазведочных работ, основной задачей которых было выявление ловушек УВ в карбонатных отложениях позднего девона.

Литологический комплекс представлен сложносочетающимися отложениями рифогенных, склоновых, депрессионных фаций и компенсирующих их толщ заполнения. Это связано с его формированием, которое происходило в условиях трансгрессивно-регрессивного цикла накопления осадков при общем погружении бассейна. Такая палеогеографическая ситуация способствовала широкому развитию органогенных образований, локализующихся в барьерные, колониальные и локальные рифогенные системы.

В доманиково-турнейском комплексе выделяют природные резервуары зонального и локального ранга следующих типов: мелководно-шельфовые, рифогенные, доманикоидные (депрессионные, относительно глубоководно-шельфовые), толщи заполнения относительно глубоководно-шельфовых впадин [5].

На исследуемой площади значительными перспективами нефтеносности обладает Динью-Югидельский атолл доманиково-задонского возраста, который занимает частично Ронаельскую ступень Ижма-Печорской и северную часть Верхнепечорской впадин. Атолл вскрыт скважинами Южно-Марьельская-2, Ронаельская-11, Диньюсская-1, Западно-Вук-

Рис. 4. Схема дифференциального улавливания УВ (Верхнепечорская впадина) (по Максимова С.П., 1954)
Fig. 4. Scheme of multistage HC migration (Verkhnepechorsky depression) (according to Maksimov S.P., 1954)



тыльская-1, Еджидзельская-1 и Лебяжья-2. По периметру атолла биогермные купола образуют внешнее кольцо, внутренняя часть заполнена лагунными осадками с мелкими биостромами (по сейсмозаписям). Контуры атолла уточнены по данным сейсмо-разведки.

В результате переинтерпретации данных ГИС были выделены локальные флюидоупоры внутри рифового массива и коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что свидетельствует о возможности открытия многопластовых залежей внутри рифовых массивов позднего девона. Качество сейсмических данных позволило проследить в межскважинном пространстве границы пород-флюидоупоров и оконтурить локальные объекты (рис. 5, см. рис. 1).

Таким образом, детальные тематические исследования в северной и центральных частях подтвердили высокие перспективы многопластовых залежей УВ под региональными и локальными флюидоупорами в рифовых объектах верхнего девона – среднего – верхнего карбона – нижней перми. Результаты работ представлены на сводной карте перспективных объектов. По полученным данным для девяти объектов выполнены оценки ресурсов и вероятностей существования залежей УВ или коэффициента геологического успеха (P_3). Объекты выбирались по принципу открытия многопластовых залежей разного возраста (рис. 6).

В ведущих нефтяных компаниях и научных группах мира существуют собственные методики определения вероятности существования залежи. Отличие методик заключается в разном числе существенных множителей (факторов) достоверности и деталь-

ности их оценки. Они базируются на многогранной оценке возможной перспективности региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку, время формирования структур, генерации и миграции УВ). Каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина, характеризующаяся вероятностью в диапазоне от 0 до 1 (либо в процентах), в зависимости от степени уверенности геологов в том или ином факторе. Как правило, степень уверенности определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геолога в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в процентах), эквивалентное вероятности наличия скопления УВ – P_3 . В соответствии с этим $P_3 = 1$ характеризует выявленное месторождение, а $P_3 = 0$ свидетельствует о том, что открытие невозможно.

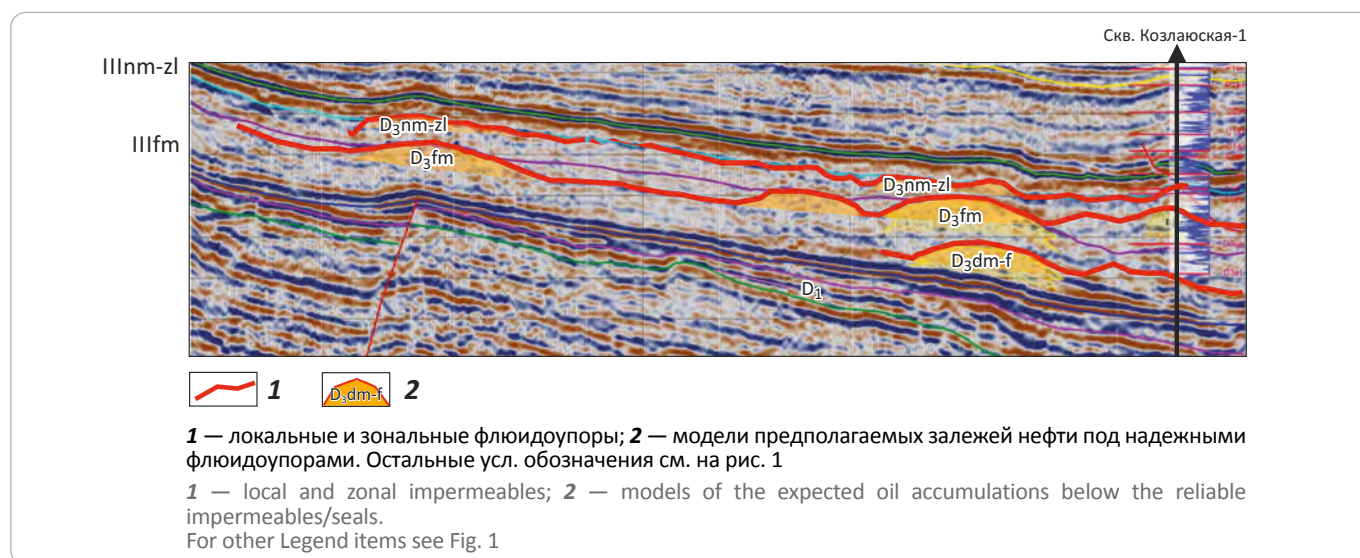
Вариативность величины P_3 напрямую связана с этапностью геолого-разведочных работ, причем изменения значений по мере прироста геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону ее снижения.

В настоящих исследованиях расчет P_3 проводился с учетом анализа семи факторов, сгруппированных для характеристики УВ-систем и ловушки: 1) нефтегазоматеринская порода (наличие и зрелость); 2) коллектор (условия осадконакопления); 3) флюидоупор (наличие); 4) ловушка (достоверность выделения); 5) качество продуктивного пласта; 6) сохранность залежи; 7) миграция УВ.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Пример выделения и прослеживания по сейсмическим данным локальных флюидоупоров
Fig. 5. An example of local impermeables identification and tracing in seismic data



Оценка степени уверенности и диапазон параметров для оценки значения вероятности каждого фактора риска основаны на материалах, опубликованных в 2000 г. ССОП (The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes). Территория исследований находится в достаточно хорошо изученном районе Тимано-Печорской провинции [6]. Наличие нефтегазоматеринских толщ, уверенное выделение флюидоупоров и коллекторов по материалам ГИС дает основание предположить, что вероятности существования перечисленных геологических факторов достаточно высоки, т. е. 6 сомножителей (1–3, 5–7) в формуле вычисления вероятности существования залежи варьируют от 0,7 до 0,9. В результате оценки качества объектов по степени вероятности существования структуры отнесены к «вероятным» из-за крайне низкой плотности сейсмических профилей ($< 0,7 \text{ км/км}^2$). Учитывая данный фактор, вероятность существования структуры принимаем равной 0,55–0,7.

Коэффициенты геологического успеха для структур варьируют от 10 до 37 %.

Для оценки и ранжирования всего набора рассматриваемых объектов с точки зрения коэффициентов успешности авторами статьи были введены условные граничные значения P_z : 1) 10–14 % — рискованные; 2) 14–22 % — умеренного риска (рекомендуемые); 3) > 22 % — низкого риска (первоочередные).

Таким образом, по результатам ранжирования для постановки дальнейших геолого-разведочных работ наиболее перспективны объекты 2, 4–6 (рис. 7). При этом по количеству извлекаемых ресурсов по категории D_{1n} наиболее перспективными являются объекты 4–6, 8 (рис. 8).

Для принятия окончательного решения о том, насколько рискованно ведение геолого-разведоч-

ных работ, и определения приоритетных объектов поисков и разведки выполнена оценка финансовых рисков по формуле, разработанной специалистами ИПНГ РАН в 2005 г.²:

$$R = C_s + 10 \cdot C_w - C_{oil} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot Q_i,$$

где R — финансовый риск; C_s — стоимость сейсмических и геофизических данных; C_w — стоимость скважины; C_{oil} — стоимость нефти; P_i — вероятность существования залежи; Q_i — объем перспективных ресурсов; n — число залежей; i — номер залежи.

Если значение финансового риска R отрицательно, то заключение об успешной выполнимости проекта положительно. И наоборот, если значение R положительно, то заключение — отрицательно.

Если провести сравнительный анализ между прогнозируемыми залежами для перспективных объектов, то минимальные риски геолого-разведочных работ отмечаются для объекта 5, немного выше — для объектов 6, 4, 2 и 8 (рис. 9).

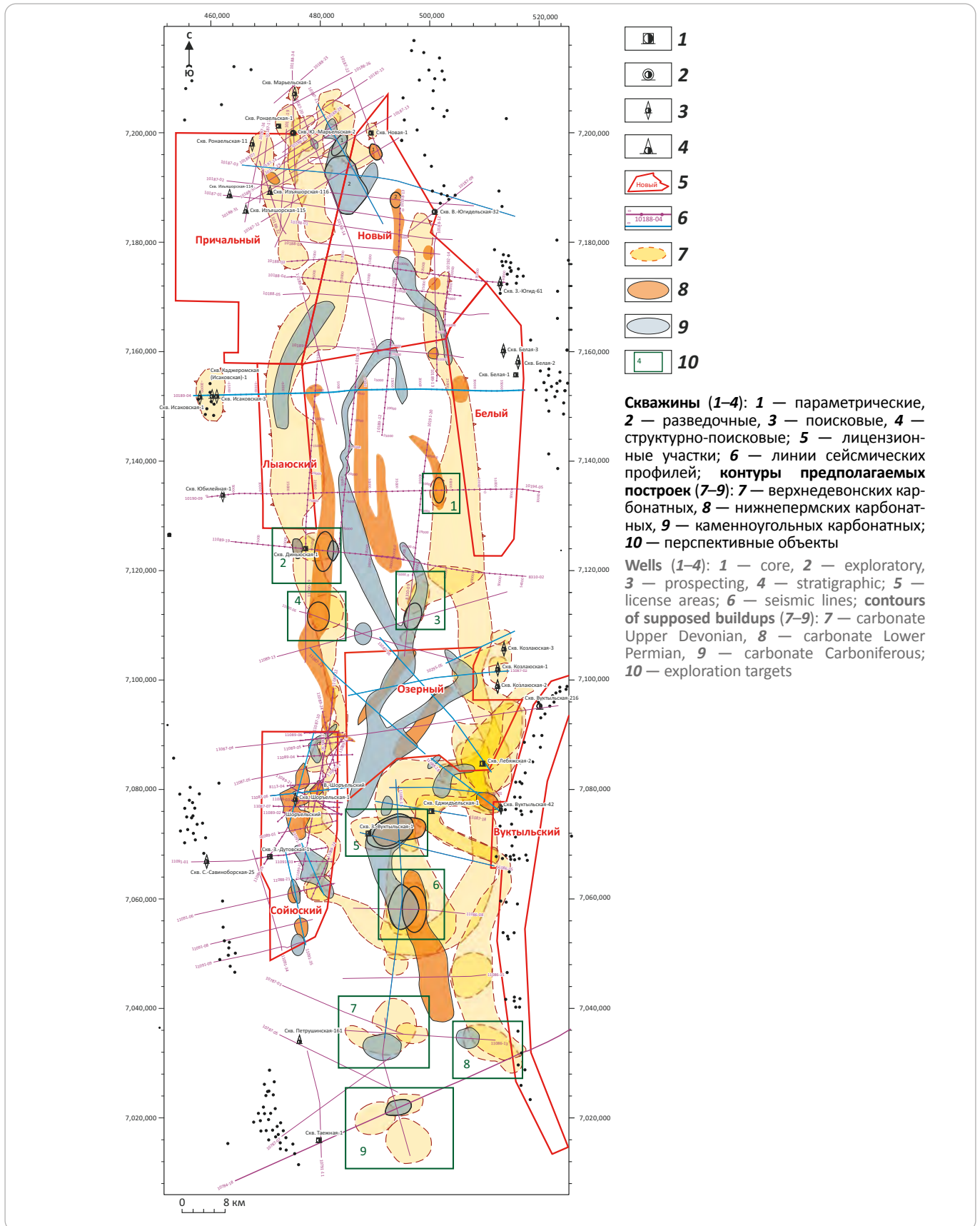
В целом для всех перспективных объектов значение рисков отрицательно: это означает, что все проекты будут успешными и являются независимыми с точки зрения дальнейшего освоения месторождений.

Выводы

1. В центральной и северной частях Верхнепечорской впадины есть все необходимые условия для формирования и накопления нефтяных залежей в рифовых объектах верхнего девона, среднего – верхнего карбона – нижней перми — высокоемкие коллекторы, надежные флюидоупоры, нефтематерин-

²Хитров А.М. и др. Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах: отчет о научно-исследовательской работе. – М., 2006.

Рис. 6. Сводная карта перспективных объектов
Fig. 6. Composite map of exploration targets





HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

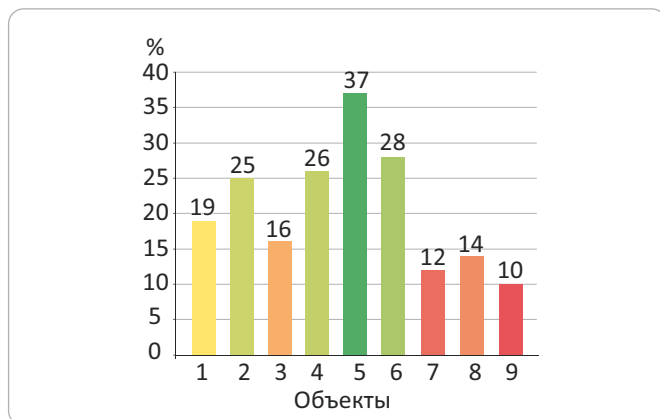
Рис. 7. Результаты ранжирования перспективных объектов по параметру P_3
Fig. 7. The results of probability ranking of exploration targets (according to P_3 parameter)

Рис. 8. Извлекаемые ресурсы по категории $D_{1л}$ для перспективных объектов, млн т

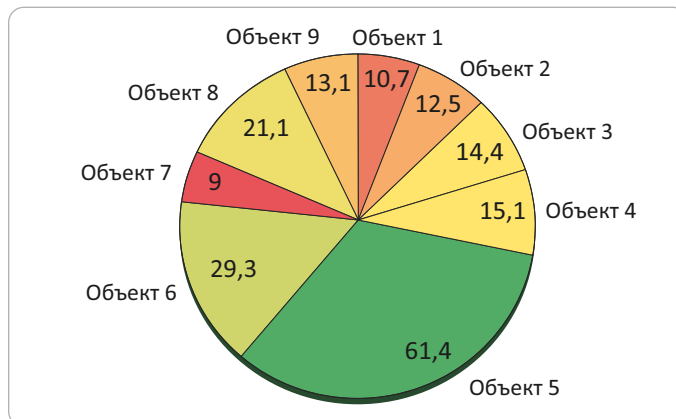
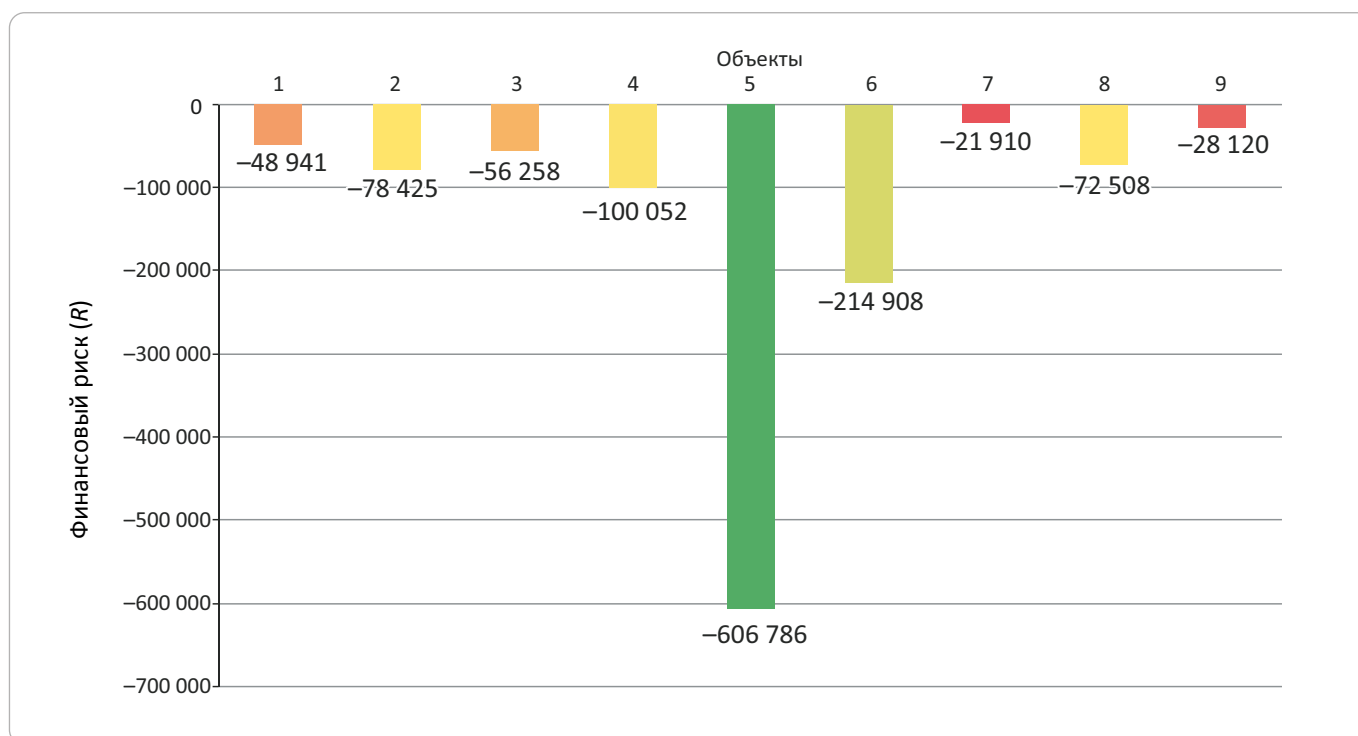
Fig. 8. Recoverable resources of $D_{1л}$ Category in exploration targets, million tons

Рис. 9. Финансовые риски

Fig. 9. Financial risks


ские породы. Основные неопределенности связаны с конфигурацией и наличием структур из-за низкой плотности сейсмических данных МОГТ-2D.

2. Нефти в ловушках легкие в соответствии с принципом дифференциального улавливания.

3. Наиболее приоритетными являются объекты, где прогнозируется открытие многопластовых залежей в рифах разного возраста.

4. По результатам оценки ресурсов, вероятности существования залежи, финансового риска проведения геолого-разведочных работ приоритетным объектом поисков и разведки является 5-й объект с

ресурсной оценкой по категории $D_{1л}$ 61,4 млн т извлекаемых запасов и коэффициентом геологической успешности 37 %. Остальные объекты также рентабельны, но уже более рискованны.

5. Для всех участков рекомендуется проведение сейсморазведки МОГТ-3D, которая позволит уменьшить неопределенности по морфологии структур по целевым горизонтам, выполнить количественный прогноз максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин, выделить зоны высокоемких коллекторов, значительно снизив при этом риски при бурении.

Литература

1. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии // Георесурсы. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 10–14. DOI: 10.18599/10.18599/grs.2020.SI.10-14.
2. Кошляк В.А., Якупов И.А. О формировании залежей нефти и газа в рифовой зоне Предуральского прогиба // Геология нефти и газа и газа. – 1963. – № 4.
3. Никонов Н.И., Головань А.С. Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала // Геология нефти и газа. – 1983. – № 1. – С. 8–13.
4. Гассоу У.К. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – Л. : Гостоптехиздат, 1961. – 232 с.
5. Теплов Е.Л. и др. Природные резервуары нефтегазовых комплексов Тимано-Печорской провинции // Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми «Тимано-Печорский науч.-исслед. центр». – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 285 с.
6. Грунис Е.Б., Колоколова И.В., Ростовщиков В.Б., Ульянов Г.В. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазонасности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазовый бассейн) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33.

References

1. Khitrov A.M., Danilova E.M., Konvalova I.N., Popova M.N. Petrophysics and paradigms of oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*. 2020;(Special issue):10–14. DOI: 10.18599/10.18599/grs.2020.SI.10-14. In Russ.
2. Koshlyak V.A., Yakupov I.A. O formirovaniy zalezhei nefiti i gaza v rifovoi zone Predural'skogo progiba [Formation of oil and gas pools in reef zone of Urals Trough]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1963;(4). In Russ.
3. Nikonov N.I., Golovan' A.S. Vazhnoe napravlenie poiskovykh rabot v verkhnepermskikh otlozheniyakh Kolvinskogo megavala [Prospecting priority area in Upper Permian formations of Kolvinsky mega-swell]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1983;(1):8–13. In Russ.
4. Gassou U.K. Problemy neftyanoi geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchennykh osnove [Aspects of petroleum geology in the works of foreign authors]. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1961. 232 p. In Russ.
5. Teplov E.L. et al. Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: Ministerstvo prirodnykh resursov i okhrany okruzhayushchei sredy Respubliki Komi "Timano-Pechorskii nauch.-issled. tsentr". Saint-Petersburg: ООО "Renome"; 2011. 285 p. In Russ.
6. Grunis E.B., Kolokolova I.V., Rostovshchikov V.B., Ul'yanov G.V. Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin). *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33. In Russ.

Информация об авторах

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Гурова Диана Ирхамовна

Научный сотрудник
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: dianamozg@mail.ru

Хитров Алексей Михайлович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по научной работе
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук»,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ahitrov@ipng.ru

Information about authors

Irina V. Kolokolova

Research Associate
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Diana I. Gurova

Research Associate
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: dianamozg@mail.ru

Aleksei M. Khitrov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General for Science
Institute of Oil and Gas
Problems RAS,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ahitrov@ipng.ru

К ЮБИЛЕЮ ВАЛЕРИЯ ВЛАДИМИРОВИЧА ХАРАХИНОВА



12 февраля 2021 г. исполнилось 80 лет со дня рождения известного геолога-нефтяника, доктора геолого-минералогических наук, профессора Валерия Владимировича Харахинова!

Валерий Владимирович посвятил свою жизнь созданию минерально-сырьевой базы страны. Производственную деятельность он начал в годы учебы на геологическом факультете Иркутского государственного университета (1958–1964). Во время полевых сезонов работал техником-геологом, геологом, начальником отрядов геолого-съемочных партий в Забайкалье, Восточных Саянах, Патомском нагорье, Южной Якутии, Прибайкалье.

После завершения учебы В.В. Харахинов был направлен на Северный Сахалин, где проработал более 34 лет (1964–1998), в том числе в Охинском геологоразведочном тресте старшим геологом, начальником геофизических и тематической партий (1964–1974).

В 1974 г. Валерий Владимирович защитил кандидатскую диссертацию и начал работать в Сахалинском отделении ВНИГРИ руководителем лаборатории тектоники, заведующим отделом поисково-разведочной геологии.

За годы работы на Сахалине В.В. Харахиновым совместно с сотрудниками его подразделения была сформирована геолого-геофизическая основа для создания крупного центра нефтегазодобычи — Сахалинского кластера нефтегазовой отрасли России. Валерий Владимирович руководил разработкой геологических разделов ТЭО и ТЭР проектов «Сахалин-1, 2, 5». В начале 1990-х гг. он в составе группы ведущих северо-сахалинских геологов создал капитальную сводку по геологии и УВ-потенциалу Охотоморского региона для крупнейших нефтяных компаний мира.

С 1998 по 1999 г. В.В. Харахинов работал главным научным сотрудником Института литосферы окраинных и внутренних морей РАН, главным геологом ЗАО «Сейсмические технологии», а с 1999 по 2018 г. — начальником департамента геологии, заместителем генерального директора по науке ООО «Славнефть-НПЦ» (Тверь). В эти годы Валерий Владимирович занимался разработкой геологической основы для создания крупных кластеров нефтегазодобычи на севере Западной Сибири (Мессояхский проект) и в рифейских трещинных резервуарах Восточной Сибири с внедрением новых подходов при подсчете запасов УВ (Куюмбинский проект).

В.В. Харахинов опубликовал более 250 работ. Наиболее крупные из них — монографии «Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона», «Нефтегазовая геология Сахалинского региона», «Геологическая доразведка Нижневартовского Приобья», «Тектоническая карта Охотоморского региона масштаба 1 : 1 500 000», «Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири», «Нефтегазоносные бассейны Берингоморского региона», «Трещинные резервуары нефти и газа», «Нефтегазовая геодинамика». Только в журнале «Геология нефти и газа» было опубликовано более 50 его статей.

Валерий Владимирович — эксперт России по недропользованию, действительный член Российской академии естественных наук, почетный нефтяник, ему присвоено почетное звание «Герой Труда ООО «Славнефть-НПЦ».

В день юбилея желаем Валерию Владимировичу крепкого здоровья, благополучия, продолжения творческой деятельности!

Редакционная коллегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»

УДК 553.98 .061: 552.54.73. (470.4+574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-31-40

Новые перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба

© 2021 г. | Х.Б. Абилхасимов

ТОО «ГЕО-Мунай XXI», Алматы, Республика Казахстан; khairly@mail.ru

Поступила 10.11.2020 г.

Доработана 17.11.2020 г.

Принята к печати 23.11.2020 г.

Ключевые слова: *Предуральский прогиб; сейсморазведка; отражающий горизонт; структура; скважина; керн; коллектор; газонасыщенность; перспективные ресурсы.*

Аннотация: Активные поисково-разведочные работы 1970–1980-х гг. в северной бортовой части Прикаспийской впадины и в Предуральском прогибе привели к открытию крупных нефтегазоконденсатных месторождений Карачаганак и Оренбургское, а также ряда небольших по размеру и запасам месторождений нефти и газа. Однако зона замыкания южного борта Предуральского прогиба оказалась слабоизученной как сейсмическими исследованиями, так и бурением глубоких скважин. Возможно, это произошло из-за распада СССР, и приграничные участки двух административных зон остались недоисследованными. Геолого-разведочные работы, проведенные в 2008–2012 гг. в пределах Кобланды-Тамдинского вала и Актюбинской зоны дислокаций, позволяют по-новому оценивать перспективы нефтегазоносности региона после бурения двух глубоких скважин на структурах Кобланды и Ширак. В статье приводятся результаты сейсморазведочных работ на площади Ширак, а также литолого-фациальная характеристика разреза скв. ШР-1 по результатам исследований керна, где бурением вскрыт палеозойский осадочный комплекс. По данным ГИС и геолого-технологических исследований в разрезе выделяется четыре структурно-формационных толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении. Песчаники, по данным метода электрического каротажа (FMI) и анализу керна, характеризуются повышенной трещиноватостью и хорошими коллекторскими свойствами. В процессе бурения в них отмечались высокие газопоказания (до 100 % общего газа). На примере площади Ширак рассмотрены перспективы нефтегазоносности казахстанской части прогиба, приведены перспективные ресурсы. Автором статьи выделена новая структура Азир в палеозойском осадочном комплексе, которая может стать первоочередным поисковым объектом в этом районе.

Для цитирования: Абилхасимов Х.Б. Новые перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-31-40.

Southern shoulder of Urals Trough: additional petroleum potential

© 2021 | Kh.B. Abilkhasimov

GEO-Munai XXI, Almaty, Republic of Kazakhstan; khairly@mail.ru

Received 10.11.2020

Revised 17.11.2020

Accepted for publication 23.11.2020

Key words: *Urals Trough; seismic exploration; reflector; structure; well; core; reservoir; gas saturation; prospective resources.*

Abstract: In 1970–1980s, active exploration and prospecting works in the northern flank of the Caspian depression and in the Urals trough resulted in discovery of large oil and gas condensate fields Karachaganak and Orenburgsky, and a number of oil and gas fields having small size and reserves. However, the zone of the Urals trough's southern flank closure appeared to be underexplored in terms of both seismic studies and deep drilling. This may have been due to the USSR breakdown, and the border sections of two administrative zones remained unexplored. After drilling two deep wells in Koblanky and Shirak structures, geological exploration conducted in 2008–2012 within the Koblanky-Tamdinsky swell and Aktyubinsky zone of dislocations allow reassessing petroleum potential of the region. The author presents the results of seismic works in the Shirak area and lithofacies characteristics of ШР-1 well column in accordance with the results of core studies; the well penetrated the Palaeozoic sedimentary sequence. According to well logging and mud logging data, four structural and formational sequences interesting in terms of oil and gas occurrence are identified in the section. In accordance with the formation microimager (FMI) and core analysis data, high fracture and good reservoir quality are typical of the sandstones. In the course of drilling, high gas indications were reported in them (up to 100 % of total gas). By the example of the Shirak area, petroleum potential of the Kazakhstan sector of the trough is discussed. The author has identified the new Azir structure in the Palaeozoic sedimentary sequence, which may become the priority exploration target in this region.

For citation: Abilkhasimov Kh.B. Southern shoulder of Urals Trough: additional petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-31-40. In Russ.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Геологическое строение южного борта Предуральского прогиба

В строении осадочного комплекса зоны замыкания южного борта Предуральского прогиба принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские отложения, отличающиеся многообразием фаций и своеобразием их смены по латерали и вертикали [1]. Как известно, на территории Российской Федерации, в Оренбургской области, к западной части этой зоны приурочен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, расположенных цепочкой вдоль западного борта Предуральского прогиба. На схеме локальных структур по палеозойскому комплексу выявлен ряд перспективных поднятий (рис. 1). Несмотря на низкую степень разведанности юго-восточного борта прогиба по сравнению с западным, благодаря открытию нефтегазоносных горизонтов в пермских и каменноугольных отложениях скв. ШР-1 структуры Ширак перспективы нефтегазоносности этого района возросли.

На временных и глубинных разрезах отчетливо прослеживается увеличение мощности подсолевых отложений раннепермокаменноугольного возраста в районе соляных куполов Горняк, Казахстан-III, Жамансу. Строение подсолевого комплекса, отраженное в волновой картине сейсмических разрезов, предполагает наличие в отложениях нижней перми и карбона биогермных построек, которые отличаются характерным рисунком с выделением клиноформ вмещающих отложений, примыкающих к биогермным постройкам. При изучении сейсмических разрезов северо-восточной части казахстанской территории Предуральского прогиба в комплексе с данными гравиметрических исследований была отмечена высокая вероятность существования биогермных ловушек УВ в отложениях подсолевого комплекса [2, 3].

По результатам проведенной интерпретации компанией PGS были построены структурные карты по подсолевым отражающим горизонтам P_1 , P_2b , P_2t , P_2d и P_3 , характеризующие строение подсолевого комплекса.

Наиболее перспективной для разведочного бурения на подсолевые отложения была выбрана структура Ширак (бывшая Жамансу), где предполагается открытие залежей УВ (рис. 2).

Площадь Ширак отличается от прилегающих к ней структурно-тектонических зон особенностями разреза подсолевых отложений, морфологией и простираемостью локальных структур.

Глубокая поисковая скв. ШР-1 пробурена на профиле ОТГ-07-30 в пределах северного свода структуры Ширак (по подсолевому горизонту P_1) с проектной глубиной 7000 м и проектным горизонтом в девоне, фактический забой — 6597 м. В подсолевой части разреза для исследования коллекторских характеристик осадочных пород и определения стратиграфичес-

кого возраста в 5 интервалах был отобран керн: 5597,18–5614,82; 5749,25–5766,92; 5887,7–5905,7; 6495–6504; 6593,7–6596,9 м (нерасчлененные отложения артинско-ассельского яруса нижней перми и верхнего карбона).

По анализу данных бурения, волновой картине на сейсмических разрезах и ГИС в подсолевых отложениях, относимых к артинско-ассельскому возрасту, можно выделить структурно-формационные толщи, представленные переслаиванием терригенных пород: мергелей, аргиллитов, песчаников, алевролитов с редкими маломощными прослойками известняков, гравелитов (в верхней части) и кремнистых пород (в нижней части разреза).

I толща — интервал 5368–5550 м (мощность 182 м) пробурен без отбора керна и представлен переслаиванием мергелей (5–70 %), аргиллитов (следы 20–70 %), известняков и доломитов (в верхней части разреза — от следов до 5–10–15 %) и алевролитов (в нижней части разреза от 5 до 10 %). С глубиной наблюдается постепенное увеличение содержания аргиллитов и уменьшение содержания мергелей вплоть до их полного замещения аргиллитами в подошве интервала (по данным геолого-технологических исследований).

Мергели светло-серые, иногда темно-серые, карбонатные, глинистые, местами доломитистые, умеренно твердые.

Аргиллиты темно-серые, серые, светло-серые полуплитчатые, полуглыбовые, сильно карбонатизированные, иногда с включениями черного материала (битум (?), уголь (?)), умеренно твердые.

Известняки грязно-белые, светло-бежевые скрытокристаллические, частично доломитизированные, умеренно твердые до твердых.

Доломиты светло-серые, серые, бежевые скрытокристаллические, частично карбонатизированные, умеренно твердые.

Алевролиты светло-серые, серые, редко темно-серые, сильнокарбонатные, от умеренно твердых до твердых, пиритизированные, местами переходящие в алевролитистый известняк, умеренно твердые до твердых, крепкие.

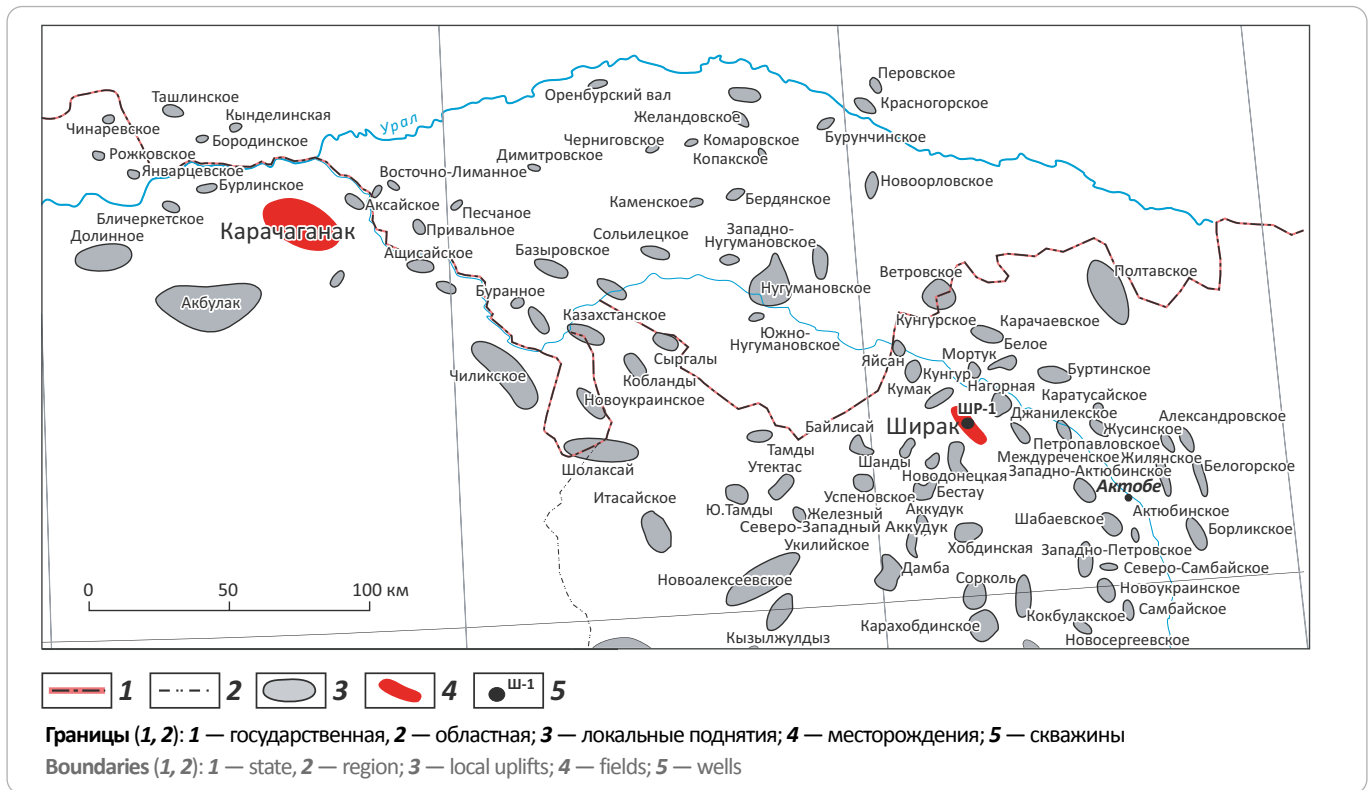
Условия осадконакопления относительно глубоководные с постоянным привносом терригенного материала.

II толща — интервал 5550–5887 м (мощность 337 м) представлена переслаиванием терригенных пород — аргиллитов, алевролитов, песчаников, редко выделяются маломощные прослойки известняка (2–3 м). В подошве толщи по данным геолого-технологических исследований отмечены следы кремнистых пород.

Из двух интервалов этой толщи был отобран керн.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 1. Карта локальных структур подсолевого комплекса северо-востока Прикаспийской впадины
 Fig. 1. Map of local structures within the subsalt series, north-eastern part of Caspian depression



I интервал — 5597,18–5614,82 м. Керна I представлен песчаниками (52 %), аргиллитами (18 %) и тонким переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов (30 %). В незначительных количествах присутствуют гравелит и известняк.

II интервал — 5749,25–5766,92. Керна II представлен аргиллитами (53 %), песчаниками (42 %) и тонким переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов и редко — известняков (около 5 %).

В интервалах отбора керна I и II наблюдается трещиноватость в пропластках песчаников (трещины под углом 10–30° к оси керна), толщина пропластков варьирует от 0,13 до 1,15 м. В аргиллитах отмечается нарушение слоистости, следы оплывания осадков. Все это подтверждается и данными съемки ФМТ, проведенной в комплексе геофизических исследований в скважине. В песчаниках, аргиллитах, алевролитах повсеместно отмечены примеси углистого детрита (от 1–2 до 10 %).

Возраст пород образцов керна I и II определен по комплексу фораминифер ассельского яруса нижней перми. По данным споропыльцевого анализа (глубина 5716 и 5718 м) отмечается плохая сохранность образцов, возраст раннепермский (кунгурский/артинский). Предположительно возраст принят раннепермским (артинско-сакмарским).

По литологическому составу керна I и II представлен аргиллитами черного, темно-серого цвета,

сложенными микрозернистой глинистой, местами песчанистой массой с обломками кварца и кремнистых пород, реже — зернами полевого шпата с примесью единичных зерен сульфидов. Аргиллиты некарбонатные, участками слабокарбонатизированные с примесью углистого детрита (2–10 %), с единичными прослойками (толщиной 1–3 см) песчаника тонко-мелкозернистого, темно-серого цвета полевошпатового состава с зернами угловатой формы, с глинистым цементом. Аргиллит имеет горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна. Участками прослойки тонко-мелкозернистого песчаника имеют косо волнистую слоистость, местами нарушенную следами оплывания первичного осадка с образованием микроскладок.

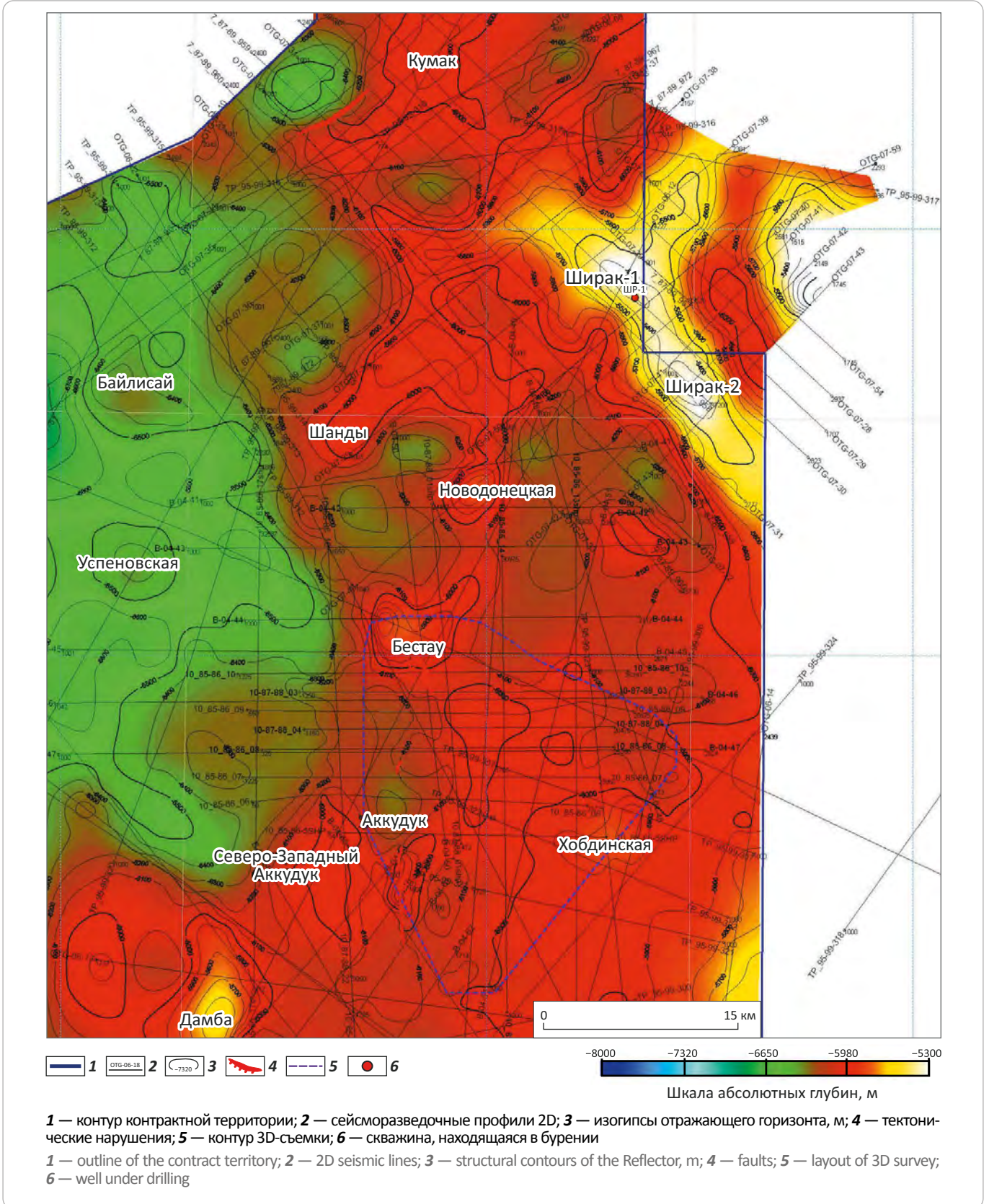
Песчаники серые, светло-серые с темно-серыми полосами тонко- и мелко-среднезернистые глинистые, местами гравийные и крупнозернистые. Сложены зернами размером от 0,05–0,1 до 0,5–0,7 мм, представленными обломками кремнистых пород, кварца, полевого шпата угловато-окатанной формы с примесью углистого детрита (от 1–5 до 10 %), с глинистым и кальцитово-глинистым цементом.

Песчаник гравийный серый со светло- и темно-серыми включениями, крупнозернистый. Зерна размером 0,5–0,7 мм представлены обломками тонкозернистых кремнистых пород с примесью зерен сульфида железа, кварца, а также зернами кальцитового состава. Все зерна угловато-окатанной формы с

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Структурная карта отражающего горизонта Π_1 с выделением перспективных структур восточного борта Прикаспийской впадины

Fig. 2. Depth map over Π_1 Reflector with promising structures delineated at the eastern flank of the Caspian depression



глинистым и кальцитово-глинистым цементом. Песчаник имеет нечеткую горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна, участками — косо волнистую слоистость, нарушенную следами оплывания первичного осадка. Местами песчаник массивный, разбит трещинами, ориентированными под углом $10-20^\circ$ к оси керна.

Гравелит серый со светло-серыми включениями, зерна размером 1–2 мм представлены обломками тонкозернистых кремнистых пород (60 %) серого, зеленовато-серого, темно-серого цвета с примесью зерен сульфида железа и кварца (20–30 %) серого, коричневатого-серого цвета. Реже встречается кальцитовый состав (коричневатого-серого цвета) с обломками раковин фузулиид, пелеципод, ветвистых мшанок. Все зерна угловато-окатанные с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом. Линзовидные прослойки гравелита мощностью 5–6 см встречены в керне I и II в литокластах аргиллитов.

Алевролит темно-серый сложен зернами кварца, обломками кремнистых пород, реже — зернами полевого шпата. Зерна угловатой и угловато-окатанной формы, цемент кальцитово-глинистый тонкозернистый.

Известняк отмечен в керне II в виде прослоек толщиной 10 см. Известняк тонкозернистый (вакстоун) коричневатого-серого цвета.

В подошве II толщи по данным исследований шлама выделены (следы) кремнистые породы красновато-коричневые, очень твердые.

Условия осадконакопления относительно глубоководные с постоянным привносом терригенного материала.

III толща — интервал 5887–6195 м (мощность 308 м).

Разрез представлен чередованием пластов аргиллитов, песчаников, алевролитов с преобладанием песчанистой составляющей. В нижней части толщи — маломощные прослои известняков. По всему интервалу в породах отмечается обилие обугленных растительных остатков.

В верхней части III толщи был отобран керн III (интервал 5887,7–5905,7 м) для изучения состава, коллекторских свойств пород и их стратиграфической принадлежности. Вскрытые бурением породы представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами и в нижней части — незначительными прослойками известняка. Возраст пород не определен — недостаточно фаунистического материала. Предположительно принят как верхний отдел ассельского яруса.

Аргиллит черный, темно-серый, представлен микрозернистой глинистой массой с примесью от 1–2 до 10 % углистого детрита черного цвета, участками с примесью единичных зерен сульфидов (1–2 %) желтовато-серого цвета, с единичными линзами черного

угля (от 1 мм до 1 см), некарбонатный. В аргиллитах встречаются единичные прослойки мелко-среднезернистого песчаника и редко — известняка и кальцита (возможно выполнение трещин кальцитом). Аргиллит имеет горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна, участками слоистость ламинарная.

Песчаник мелко-среднезернистый темно-серый, со светло-серыми и серыми включениями, плохо отсортированный. Сложен кварцем, обломками кремнистых пород, реже — полевого шпата. Зерна угловато-окатанной и угловатой формы с глинистым цементом, местами кальцитово-глинистым.

Песчаник крупнозернистый (встречен в верхней части интервала отбора керна III) серый, со светло-серыми включениями, сложен зернами размером 0,5–1 мм. Представлен обломками тонкозернистых кремнистых пород серого, зеленовато-серого, темно-серого цвета, иногда с примесью зерен сульфида железа, кварца и зерен кальцитового состава. Встречается примесь углистого детрита. Все зерна угловато-окатанные с глинистым и кальцитово-глинистым цементом. Песчаник имеет нечеткую горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна.

Участками встречается *песчаник массивный* (явной слоистости нет), он имеет линзовидно-пятнистое строение, вызванное интенсивным нарушением слоистости, процессами оплывания первичного осадка с образованием конволютной слоистости.

Алевролиты светло-серые, серые карбонатизированные с включением углистого детрита, песчанистые пиритизированные, иногда с переходом в мелкозернистый песчаник с обилием обугленных растительных остатков, твердые.

Известняки коричневатого-серые, коричневатые, грязно-белые, светло-серые маломощные (2–3 м), скрытокристаллические до текстуры вакстоуна, местами наблюдаются окаменелости и включения кристаллического кальцита, умеренно твердые до твердых, без видимой пористости. Прослойки известняков встречены в подошве толщи (интервал 6151–6173 м).

По данным FMI (ГИС) и керна III, в песчаниках отмечаются повышенная трещиноватость, следы оплывания первичного осадка с образованием складок. По всему разрезу наблюдается обилие углистого детрита (от 1–2 до 10 %), а также черного угля и кремнистых пород с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом.

IV структурно-формационная толща (интервал 6195–6597,1 м) выделяется по сейсмическим разрезам более низкочастотной записью отражений, согласным залеганием и относительной выдержанностью мощности между отражающими горизонтами. Исходя из этого, можно предположить

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

более стабильные условия осадконакопления. Возраст предположительно позднекаменноугольный (гжельский) – раннепермский (ассельский).

По данным геолого-технологических исследований (описание шлама), интервал ниже глубины 6200 м представлен переслаиванием темно- и светло-серых сильноизвестковистых аргиллитов с песчаниками. Полученный по FMI (ГИС) разрез скважины также свидетельствует о смене литологии на глубине 6200 м. Песчанистые (выше по разрезу) пласты сменяются чередованием аргиллитовых и песчаных пластов с тонкими и редкими (несколько сантиметров) прослойками известняков и доломитов, встреченных в образцах шлама в интервалах 6225–6238; 6280–6295 м и др. (по данным FMI — до забоя скважины).

Аргиллиты темно-серые, коричневато-серые, серые тонкослоистые, сланцеватые с кальцитовыми прожилками, с тонкорассеянными обугленными растительными остатками от карбонатных до сильнокарбонатных, трещиноватые с прожилками кристаллического кальцита, часто битуминизированные, пиритизированные, средней твердости. С глубины 6427 м отмечаются прослойки и линзы белого известковистого материала. По данным геолого-технологических исследований (кальциметрия), содержание кальцита варьирует от 8 до 40 %, что позволяет относить аргиллиты к известковистым.

Песчаники серые, коричневато-серые, пятнистые мелко-среднезернистые в известковом цементе (базальный тип), незначительно пиритизированные, алевритистые. Минеральный состав — кварц, кремний, хлорит, слюда, с редкими обугленными растительными остатками в известковом цементе. Местами хорошо видны кальцитовые гнезда. Форма зерен угловатая, полуокатанная. Песчаники плотные, твердые трещиноватые.

Доломиты коричневатые, темно-коричневатые микрокристаллические, известковистые, битуминизированные, твердые. Встречены следы в пробах шлама в интервале 6566–6582 м.

В подошве IV структурно-формационной толщи в двух интервалах отобран керн. Возраст пород предположительно поздний карбон – ранняя пермь (по комплексу фораминифер позднекаменноугольный (гжельский) – раннепермский).

Керн IV — интервал 6495–6504 м (мощность 9 м) представлен чередованием песчаников и аргиллитов с преобладанием песчаников.

Песчаник серый, со светло-серыми и темно-серыми полосами, местами темно-серый со светло-серыми включениями. Тонко и мелко-среднезернистый. Представлен зернами кварца, обломками зернистых пород (10–20 %) и полевого шпата угловато-окатанными, с единичными обломками карбонатного состава окатанной формы и с примесью углистого детрита (1–5 %) черного цвета. Цемент глинистый,

участками кальцитово-глинистый. Слоистость нечеткая горизонтальная, местами косоволнистая, ориентированная под углом 80° к оси керна. Строевание линзовидно-пятнистое, отмечается интенсивное нарушение слоистости, следы оплывания первичного осадка с образованием складок. Участками песчаник массивный.

Аргиллит черный, темно-серый представлен микрозернистой глинистой, местами песчанистой массой с примесью (2–10 %) углистого детрита черного цвета и единичных зерен сульфидов (1–2 %) желтовато-серого цвета. Некарбонатный, участками слабокарбонатный. Слоистость горизонтальная, местами нечеткая, участками линзовидная, ориентированная под углом 80–90° к оси керна. Иногда разбит единичными трещинами извилистой формы длиной 3–5 см, шириной 0,1–0,5 мм, выполненными светло-серым шестоватым кальцитом с темно-серым битуминизированным материалом. Трещины ориентированы под углом 80° к оси керна.

Условия осадконакопления относительно глубоководные при постоянном привносе терригенного материала турбидитными потоками.

Керн V «забойный» — интервал 6593,7–6596,9 м (мощность 3,2 м). Возраст также предположительно поздний карбон – ранняя пермь. Отсутствие фораминифер не позволило установить точный возраст. Керн V отобран в неполном объеме из-за значительного газопроявления при бурении на глубине 6597,1 м и проведения мероприятий по «глушению» скважины. Поднятый керн в верхней части представлен песчаником, в нижней — аргиллитом.

Песчаник (интервал 6593,7–6594,87 м) мелко-среднезернистый серый, с темно-серыми слоями. Сложен зернами кварца и обломками кремнистых пород, реже — зернами полевошпатового состава, угловато-окатанный с примесью до 2 % зерен карбонатного состава, а также от 1–5 до 30 % углистого детрита черного цвета (прослойки до 5 мм) с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом. Слоистость горизонтальная, ориентирована под углом 80° к оси керна.

Песчаник темно-серый, серый с мелкими светло-серыми включениями. Интервал 6594,87–6594,97 м (мощность 10 см). Мелко-среднезернистый, гравийный. Сложен плохо отсортированными зернами кварца, обломками кремнистых пород (до 20–30 %), реже — зернами полевошпатового и карбонатного состава, среди которых различимы обломки известняка и скелетных зерен (обломки раковин фузулинид и брахиопод, членики криноидей) угловато-окатанной и окатанной формы. Встречена примесь детрита углистого (1–2 %) черного цвета размером 0,1–0,5 мм. Цемент глинистый, кальцитово-глинистый. Песчаник массивный, без явной слоистости, контакт резкий, четкий, эрозионный.

Табл. 1. Вскрытый фактический разрез скв. Ширак-1

Tab. 1. Actual penetrated section, well Shirak-1

Вскрытый стратиграфический разрез	Интервал глубин, м	
	проектный	фактический
Четвертичные	0–20	0–20
Юрские	20–300	20–420
Триасовые	300–1200	420–652
Нижнепермские (кунгурский ярус)	1200–5590	652–5368
Нижнепермские (артинско-ассельский ярус) + верхнекаменноугольные	5590–6270	5368–6597 (забой)
Среднекаменноугольные (башкирский ярус)	6270–6840	
Нижнекаменноугольные	6840–7000 (забой)	

Аргиллит (интервал 6594,97–6596,9 м, мощность 1,93 см). Черный некарбонатный с примесью (от 5–10 до 20–30 %) зерен кальцита (1–5 %), зерен кварца и обломков кремнистых пород угловатой, угловато-окатанной формы. Встречены единичные (1–2 %) раковины тонкостенных пелеципод, а также зерен, сложенных светло-серым карбонатным материалом, участками кремнистым (которые можно отнести к радиолариям) размером 0,1–0,2 мм. Слоистость аргиллита ламинарная, ориентирована под углом 80° к оси керна. Аргиллит разбит трещинами шириной от 0,5–1 до 5 мм, выполненными светло-серым мелкокристаллическим кальцитом. Трещины ориентированы под углом 70° к оси керна, согласно слоистости. В интервале 6596,41–6596,9 м наблюдаются трещины извилистой и сложной формы длиной от 0,5–1 до 5–10 см, шириной 0,1–2 мм, которые залечены кальцитом столбчатого (шестоватого) строения с единичными межзерновыми порами и кавернами размером 0,5–2 мм. Трещины ориентированы под углом от 0–10 до 30–70° к оси керна. Иногда видно, что данные трещины образовались в результате тектонического сдавливания и на некоторых поверхностях трещин наблюдаются зеркала скольжения.

Условия осадконакопления этой пачки относительно менее глубоководные, с ослабленным привносом терригенного материала. Вскрытая толщина нижнепермских отложений составляет 1229 м.

Таким образом, по данным сейсморазведки и бурения скв. ШР-1 в Яйсанской мульде, отмечается большая мощность терригенных артинско-ассельских и, возможно, верхнекаменноугольных отложений, чего не наблюдается в центральной зоне Предуральского передового прогиба. Снос терригенного материала происходил с востока, со стороны растущих Уральских гор, а также, возможно, с Темирского (Енбекского) поднятия (с юго-запада), который в то время оказался гипсометрически выше, и турбидитными потоками терригенный материал мог переноситься во впадину. С востока Яйсанская мульда граничит со структурами Актюбинского Приуралья.

Вскрытые бурением подсолевые отложения скв. ШР-1 отличаются от проектного разреза как литологическим составом пород, так и кровлей их залегания (на 222 м выше проектного) (табл. 1). Выделенные по результатам геолого-технологических исследований и ГИС четыре структурно-формационные толщи в подсолевых отложениях на сейсмических глубинных разрезах выделяются слабо из-за неоптимального выбора скоростей в процессе миграции. Была применена скорость ($V_{пл} = 5800$ м/с), рассчитанная на карбонатный состав пород в разрезе.

Вскрытый подсолевой комплекс оказался представлен терригенными породами. Учитывая наличие аномально высокого пластового давления в данных отложениях, предполагаемые пластовые скорости должны составлять около 4000–4200 м/с, что, возможно, улучшит качество прослеживаемости отражающих горизонтов в артинско-ассельских отложениях при миграции и в дальнейшем для нижележащих карбонатных отложений. Глубина залегания опорных отражающих горизонтов также может стать другой, следовательно, могут отличаться и структурные построения на картах.

Исходя из вышеперечисленного, необходимо дополнительно провести высокоразрешающую 3D-сейсморазведку и выполнить переобработку и переинтерпретацию всего сейсмического материала.

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной мощности был использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах. При этом, прежде всего, в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных аналогичных отложений соседних месторождений и сопоставления последних с результатами опробования пластов.

Кривая пористости по этой скважине очень монотонна, поэтому небольшое изменение граничного значения приводит к существенным изменениям эффективной толщины. Это создает довольно высокую степень неопределенности при установлении толщины продуктивной части пласта в разрезе скв. ШР-1.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 3. Структура Ширак [4]
Fig. 3. Shirak structure [4]



Пласты-коллекторы в данной скважине выделены в средней и нижней частях нижнепермских отложений, в интервале 6020–6481 м. Общая толщина горизонта составляет 200 м, толщина продуктивной части — 70 м, общая пористость коллекторов — 7 %, коэффициент нефтегазонасыщенности — 66 %.

Таким образом, по данным ГИС и геолого-технологических исследований в нижней части разреза выделяется четыре структурно-формационных толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении. Из перечисленных толщ выделяются III (интервал 5887–6195 м, мощность 308 м) и IV толщи (интервал 6195–6597,1 м, мощность 302,1 м).

По газовому каротажу выделяется 3 интервала (6026–6043, 6100–6114 и 6170–6193 м), где на суммарный газ приходится 100 %, а доля метана варьирует от 58 до 74 %. После спуско-подъемных операций и наращивания труб постоянно отмечались высокие значения газопоказаний (суммарный — 100 %, метан — 70 %). В песчаниках, по данным FMI и анализу кернa, отмечается повышенная трещиноватость. В процессе бурения в них наблюдались высокие газопоказания (до 100 % общего газа). Описываемые песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость — 4,25–10 %, проницаемость — $(0,017–0,43) \cdot 10^{-3}$ мкм², в зонах трещиноватости пористость составляет 7,56–13,86 %, проницаемость — $(0,844–3,49) \cdot 10^{-3}$ мкм². В этой части разреза по заключению

ГИС выделены как перспективные и рекомендованы к испытанию в колонне 13 интервалов.

Разрез IV толщи с глубиной изменяется: песчаные пласты сменяются чередованием аргиллитовых и песчаных пластов с тонкими и редкими (несколько сантиметров) прослоями известняков и доломитов.

Интервалы трещиноватых песчаников и аргиллитов (по данным FMI) хорошо совпадают с интервалами повышенных газопоказаний — в интервале 6452–6597,1 м (забой) значения от 14 до 100 % общего газа и от 8,34 до 43,6 % по метану. Причем с глубины 6495 м и до забоя отмечено увеличение процентного содержания тяжелых УВ (изопентан — до 0,212 %), что свидетельствует о наличии жидких УВ в пласте (конденсат).

Во время бурения на глубине 6597 м при отборе кернa начались сильные газопроявления с увеличением объема выходящего бурового раствора (перелив) и повышение давления на стояке с 8 до 14,5 МПа. Содержание газа в «забойной пачке» составило: 100 % — суммарный общий газ, 64,1 % — метан. Все это свидетельствует о нарушении в призабойной зоне (как и поглощения бурового раствора при установке семидюймовой колонны), по которому поступают УВ из нижележащих отложений, в которых вероятность их обнаружения значительно выше (рис. 3). В интервале глубин 6200–6485 м для испытаний выбрано 6 интервалов мощностью 15–33 м. Комплексный анализ полученных данных бурения скважины, газового каротажа, люминесцентного анализа, исследования шлама, кернa, ГИС позволил выделить в подсолевом разрезе скважины три объекта для испытаний в отложениях нижней перми.

Оценка перспективных ресурсов

Структура Ширак вытянута в направлении северо-запад — юго-восток, не осложнена тектоническими нарушениями, имеет два свода, названных Ширак-1 и Ширак-2. По общей оконтуривающей изогипсе –5500 м размеры структуры составляют 18,5 × 3,5 км. Площадь структуры 64,75 км². Амплитуда 300 м (минимальная изогипса –5200 м). Мощность артинско-ассельских осадков составляет около 800 м в своде структуры.

По горизонту П₁ северный свод (Ширак-1) характеризуется изогипсой –5400 м, длины большей и меньшей осей соответственно равны 7 и 5,2 км, минимальная и максимальная глубины — 5350 и 5500 м соответственно. Площадь структуры составляет 44,5 км². Южный свод (Ширак-2) более приподнят относительно северного, оконтуривается изогипсой –5400 м, минимальная отметка на своде достигает –5200 м.

По отражающему горизонту П_{2b} структура оконтурена изогипсой –6200 м. С северо-запада она ос-

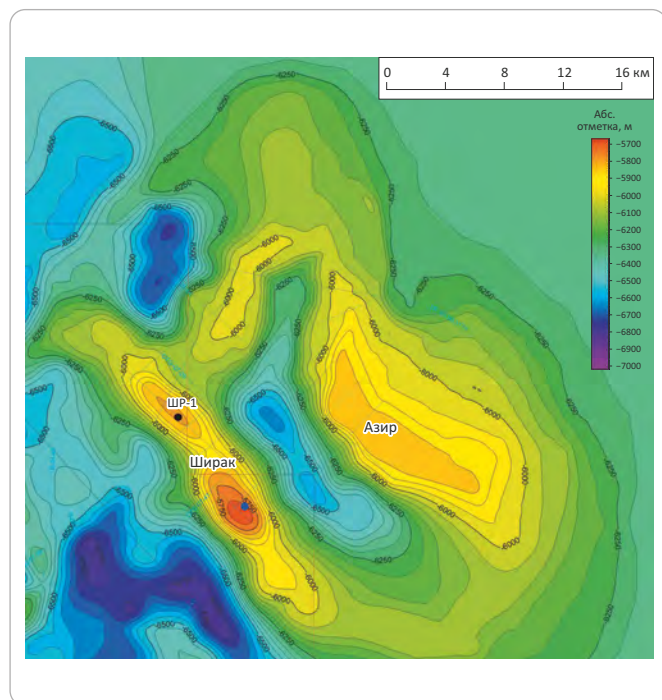
Табл. 2. Подсчетные параметры оценки ресурсов структуры Ширак (по данным PGS, 2009)

Tab. 2. Variables used to estimate reserves in the Shirak structure (according to PGS data, 2009)

Параметры структуры	Подсолевой горизонт		
	$P_1 (P_{1a+as})$	$P_2 (C_2b)$	$P_2 (C_2t)$
Оконтуривающая изогипса, м	-5500	-6200	-6800
Минимальная изогипса, м	-5200	-5900	-6700
Амплитуда, м	300	300	100
Размеры структуры, км	18,5 × 3,5	18 × 45	12 × 12
Площадь структуры, км ²	64,75	81	24
Мощность осадков, м	800	800	1800
Объемы ресурсов УВ (категория C_3) геологические/извлекаемые, млн т	295,85/88,76 (-5600)	164,8/49,44 (-6200)	-

Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту P_{2b} с выделением перспективных структур Ширак и Азир

Fig. 4. Depth map over P_{2b} Reflector, promising structures Shirak and Azir are delineated



ложнена тектоническим нарушением северо-восточного направления. Размеры структуры по указанной изогипсе составляют $18 \times 4,5$ км, амплитуда достигает 300 м. Минимальная изогипса на южном, наиболее приподнятом своде, равна -5900 м. Площадь структуры по изогипсе -6200 м оценивается в 81 км^2 .

По отражающему горизонту P_{2t} структура имеет значительно меньшие размеры, то же простираение, оконтурена общей изогипсой -6800 м, разделяется на 2 свода, оконтуренных изогипсами -6600 м. Длины большей и меньшей осей равны 12 и 2 км соответственно, площадь структуры по изогипсе -6800 м

составляет 24 км^2 , амплитуда — 100 м. Мощность толщи отложений средне-нижнекаменноугольного комплекса (отражающие горизонты P_{2b} , P_{2t}) составляет 800 м.

Данные о подсчетных параметрах, принятых для оценки потенциальных ресурсов УВ-сырья структуры Ширак, представлены в табл. 2.

Ресурсы УВ (отражающий горизонт P_{2b} — отложения карбона) по категории C_3 , рассчитанные объемным методом, составляют $164,8/49,44$ млн т (отчет компании PGS, 2009).

На структурных картах, построенных по результатам 2D-сейсморазведки по отражающим горизонтам P_{2d} и P_3 , структура не выделяется.

Выводы

На площади Ширак предполагается открытие многопластовой газоконденсатной и, возможно, нефтяной залежей после выполнения испытаний в скв. ШР-1, дополнительных сейсморазведочных работ 3D и бурения глубоких скважин.

На структурных картах отражающих горизонтов P_1 и P_{2b} к северо-востоку параллельно структуре Ширак намечается еще одна структура — Азир, большая по размерам, расположенная под соляным куполом Нагорный (рис. 4).

В случае получения положительных результатов при испытании нижнепермских объектов скв. ШР-1 и бурения скважин со вскрытием глубоких горизонтов карбона и верхнего девона данная структура однозначно станет первоочередным объектом опоскования в данной структурно-тектонической зоне.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Структура Ширак не является унаследованной (в отличие от структур Новодонецкая, Шанды, Байлисай, расположенных в условиях Темирской карбонатной зоны и Ново-Алексеевского прогиба) и отмечает-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

ся только по каменноугольному и нижнепермскому комплексам.

2. В девонское время на площади Ширак существовала обширная погруженная зона в пределах шельфа юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, где происходило интенсивное осадконакопление и заполнение ее терригенным и

карбонатно-терригенным материалом (компенсированный тип осадконакопления).

3. Наличие вдоль западного борта Предуральского прогиба ряда нефтяных и нефтегазовых месторождений дает возможность оценить палеозойский осадочный комплекс зоны замыкания южного борта Предуральского прогиба как высокоперспективный.

Литература

1. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы : Гылым, 2011. – 280 с.
2. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М. : Издательский дом Академии естествознания, 2016. – 244 с.
3. Абилхасимов Х.Б. Моделирование миграций УВ в природных резервуарах северного борта Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 83–97.
4. Abilkhasimov H.B. Geological structure and oil and gas prospects of the southern flank of the Urals Foreland Basin // Scientific research of the SCO countries: synergy and integration: proceedings of the International Conference (Beijing, December 8, 2020). – Уфа : Инфинити, 2020. – С. 152–167.

References

1. Kuandykov B.M., Matloshinskiy N.G., Santgiorgi K. et al. Neftegazonosnost' paleozoiskoi shel'fovoi okrainy severa Prikaspiiskoi vpadiny [Petroleum potential of the Paleozoic shelf edge of the North Caspian depression]. Almaty: Gylym; 2011. 280 p. In Russ.
2. Abilkhasimov H.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozoiskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti [Features of formation of natural reservoirs of Paleozoic deposits of the Caspian basin and assessment of prospects of their oil and gas potential]. Moscow: Publishing House Academy of Natural History; 2016. 244 p. In Russ.
3. Abilkhasimov H.B. Modelirovanie migratsii UV v prirodnykh rezervuarakh severnogo borta Prikaspiiskogo basseina [Modeling the migration of hydrocarbons in their natural reservoirs in the Northern edge of the Caspian pool]. *Neft i gaz*. 2016;(2):83–97. In Russ.
4. Abilkhasimov H.B. Geological structure and oil and gas prospects of the southern flank of the Urals Foreland Basin. In: Scientific research of the SCO countries: synergy and integration: proceedings of the International Conference (Beijing, December 8, 2020). Ufa: Infinity; 2020. pp. 152–167.

Информация об авторе**Абилхасимов Хаирлы Бабашевич**

доктор геолого-минералогических наук,
академик, генеральный директор
ТОО «ГЕО-Мунай XXI»,
050050 Республика Казахстан,
г. Алматы, ул. Панфилова, д. 110, офис 205
e-mail: khairly@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-4518-0055

Information about author**Khairly B. Abilkhasimov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
member of the Academy of Sciences, Director General
GEO-Munai XXI,
office 205, 110, ul. Panfilova, Almaty,
050050, Republic of Kazakhstan
e-mail: khairly@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-4518-0055

УДК 553.98.2

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-41-56

Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба

© 2021 г. | Е.Б. Грунис¹, В.Б. Ростовщиков², Б.И. Давыденко¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru;

²ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; vrostovchikov@ugtu.net

Поступила 01.12.2020 г.

Доработана 15.12.2020 г.

Принята к печати 25.12.2020 г.

Ключевые слова: северный сегмент Предуральского краевого прогиба; шовные зоны; горст; гряда; тектонодинамический анализ; рифогенные образования; континентальная пассивная окраина; орогенез.

Аннотация: Шовные зоны северного сегмента Предуральского краевого прогиба представлены сложнопостроенными структурно-тектоническими образованиями, которые являются высокоперспективными в отношении поисков месторождений нефти и газа, но слабоизученными. В статье на основе структурно-тектонического, литофациального и геохимического анализов обосновываются перспективы нефтегазоносности Чернышевской и Черновской шовных зон. Структурно-тектонический анализ позволил выделить первоочередные объекты для проведения поисково-разведочных работ, в том числе: автохтон Хоседаю-Неруюского вала, приразломные Восточно-Воргамусюрская и Поварницкая структуры, Юньягинский рифовый объект, восточную часть горста Чернова. Литофациальные комплексы и природные резервуары, сформированные в палеозое в условиях пассивной окраины Восточно-Европейской платформы, характеризуются наличием седиментационных порово-кавернозных коллекторов в рифах, а также вторичных гипергенных и кавернозных и трещинных коллекторов тектонодинамической природы. Геохимическая обстановка способствовала аккумуляции углеводородов в наиболее приподнятых по отношению к очагам генерации шовных зонах. На основе проведенного анализа перспектив нефтегазоносности Чернышевской и Черновской шовных зон предлагаются рекомендации по дальнейшему изучению и опоскованию этих уникальных геологических объектов.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И. Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 41–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-41-56.

Northern segment of Urals Foredeep: petroleum potential of suture zones

© 2021 | E.B. Grunis¹, V.B. Rostovshchikov², B.I. Davydenko¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru;

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; vrostovchikov@ugtu.net

Received 01.12.2020

Revised 15.12.2020

Accepted for publication 25.12.2020

Key words: northern segment of Urals Foredeep; suture zones; horst; ridge; tectonodynamic analysis; reef formations; passive continental margin; orogeny.

Abstract: The suture zones of the northern segment of the Urals Foredeep are complex structural and tectonic formations with low exploration maturity and, at the same time, highly promising in terms of prospecting for new oil and gas deposits. In the article, petroleum potential of the Chernyshev and Chernov suture zones are substantiated on the basis of tectonodynamic, lithofacies and geochemical analyses. Structural-tectonic analysis made it possible to identify the high-priority objects for prospecting and exploration, including: autochthon of the Khosedayu – Neruyu swell, the East Vorgamusyur and Povarnitsky fault-line structures, the Yunyaginsky reef object, the eastern part of the Chernov horst. Lithofacies rock associations and natural reservoirs formed in the Paleozoic time in the passive margin of the East European Platform are characterized by the presence of sedimentary porous-cavernous reservoirs in reefs, as well as secondary hypergene and tectonodynamic cavernous and fractured reservoirs. The geochemical environment contributed to hydrocarbon accumulation in the suture zones most elevated in relation to the kitchen areas. Based on the analysis of petroleum potential of the Chernyshev and Chernov suture zones, recommendations are given for further exploration and prospecting of these unique geological objects.

For citation: Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I. Northern segment of Urals Foredeep: petroleum potential of suture zones. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):41–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-41-56. In Russ.

Введение

Особенностью геологического строения северного сегмента Предуралья является наличие шовных зон, которые соединяют самую северную Косью-Роговскую впадину с платформенной частью Печорской плиты и пограничными впадинами, в том числе с Коротайхинской Пайхой-Новоземельского прогиба (рис. 1). К ним относятся Чернышевская и Черновская шовные зоны, основными элементами которых принято считать гряды Чернышева и горст Чернова.

Шовные зоны имеют исключительно сложное строение, обусловленное особенностями их формирования под воздействием как вертикальных движений эндогенного характера, так и тангенциальных напряжений со стороны Урала и Пай-Хоя в период их активного орогенеза.

Структурно-тектоническое положение, литолого-фациальная характеристика отложений и геологическое строение осадочного чехла в шовных зонах являются благоприятными факторами для прогноза промышленных скоплений УВ и проведения поисковых работ по их обнаружению. Это особенно важно в настоящее время для европейского Севера в целом и, в частности, для Республики Коми, которая имеет развитую нефтегазодобывающую и перерабатывающую инфраструктуру, не обеспеченную качественной сырьевой базой по нефти и газу.

При обосновании перспектив нефтегазоносности шовных зон, как геологических объектов, уникальных по своему строению и условиям формирования, исследовались структурно-тектонические, литофациальные и геохимические критерии нефтегазоносности на основе анализа геолого-геофизических материалов последних лет.

Результаты исследований

Исследование фактического геолого-геофизического материала последних лет позволяет представить следующие модели формирования залежей УВ в шовных зонах.

Чернышевская шовная зона. Основным элементом является гряда Чернышева, расположенная на границе Печорской синеклизы Предуралья и соединяющая с одной стороны Хорейверскую впадину и Варандей-Адзвинскую структурную зону Печорской синеклизы, с другой — Большесынинскую с Косью-Роговской впадиной [1].

Такое положение до сих пор вызывает дискуссии относительно механизма формирования гряды. Существуют следующие представления: гряда Чернышева — это шовный чешуйчато-надвиговый антиклинорий, сформированный над разрывом глубокого заложения (Тимонин Н.И., 1975); бескладчатая надвигово-чешуйчатая структура, расположенная над разломом фундамента (Тарбаев Б.И., 1977);

фронтальная дислокация крупного послынного срыва по соленосным отложениям верхнего ордовика [2] (Юдин В.В., 1985); фронт вдвиговой пластины (Соборнов О.К., Пильник Л.В., 1991, 1992).

Наиболее полная модель строения гряды Чернышева в виде сложной «веерообразной» структуры во фронте Косью-Роговской надвиговой пластины, сформированной в досреднеюрское время в результате послынного срыва по верхнеордовикским соленосным отложениям, описана В.В. Юдиным.

В данной статье принята следующая модель формирования и строения гряды (рис. 2), которая и положена в основу обоснования перспектив нефтегазоносности этой территории.

Гряда Чернышева окончательно сформировалась как крупная (размером $360 \times (5-40)$ км) шовная структура в поздне триас-раннеюрское время в результате интенсивных движений в заключительную фазу орогенного цикла. Она резко выделяется дислоцированностью отложений на фоне пограничных Хорейверской и Косью-Роговской впадин. В строении гряды Чернышева принимают участие отложения, слагающие платформенное ложе Предуралья (ордовик-каменноугольные), и осадки орогенного комплекса, сохранившиеся лишь в синклиниях центральной части гряды. По кровле карбонатных отложений нижней перми и подошве визейского яруса гряда наиболее приподнята в южной и северо-восточных частях [3].

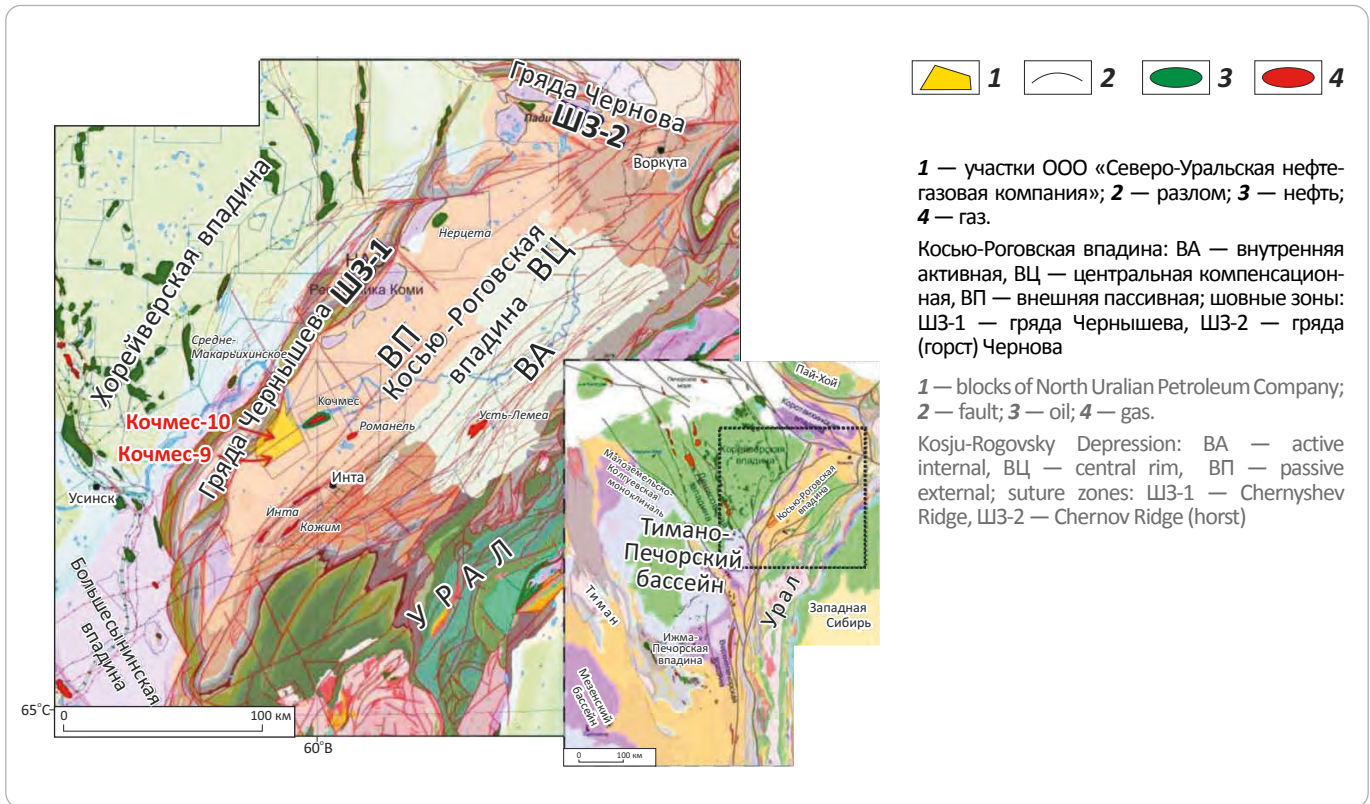
Структуры гряды образовались над линейной системой разломов, ограничивающих западный борт Косью-Роговской впадины. Это сложнопостроенный антиклинорий, состоящий из системы крутых антиклинальных и синклинальных складок, разорванных продольными и диагональными нарушениями. Ядра антиклиналей сложены породами поздне- и среднепермского возраста, ядра синклиналей — верхнепермскими и триасовыми отложениями.

Последние данные сейсморазведки не дают оснований утверждать наличие или отсутствие в основании Косью-Роговской впадины послынного срыва. Юго-восточная граница гряды Чернышева дислоцирована очень сложно, встречаются полого-надвинутые структуры, причем как в юго-восточном (Тальбейский надвиг), так и в северо-западном (Воргамусюрский надвиг) направлении. При этом преобладают пологие надвиги юго-восточного направления. Это свидетельствует о возможном вдвиге структур Косью-Роговской впадины под структуры гряды Чернышева.

По мнению авторов статьи, в формировании осадочного чехла гряды Чернышева можно выделить два этапа: доорогенный и орогенный.

На первом этапе, охватывающем ордовик-раннепермский период, на месте гряды Чернышева существовал грабенообразный желоб глубинного

Рис. 1. Тектонодинамические зоны
Fig. 1. Tectonodynamic zones



заложения, в котором накапливался обломочный материал, поставляемый с соседних территорий в условиях пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы. Тектонические «клавиши» желоба были весьма подвижными, что предопределило частную смену режимов и условий осадконакопления и повлияло на литофациальный облик пород.

Подобные знакопеременные вертикальные движения, определяющие разноуровневое положение Уральского палеоокеана и формирование регрессивно-трансгрессивных рифогенных образований в силурийское, позднедевонское и раннепермское время, испытывала вся северо-восточная часть Восточно-Европейской платформы.

Силурийские рифогенные образования в период обширных регрессий были или полностью размыты, или подвержены значительным гипергенным преобразованиям, идентификация которых затруднена.

Территория гряды Чернышева, как и Варандей-Адзвинского одностороннего рифта, входила в систему наиболее подвижных участков земной коры.

В поздней перми – триасе при интенсивном горообразовании на Урале и формировании Предуральского краевого прогиба происходило активное погружение с мощным накоплением молассоидных толщ пермотриасового возраста.

В конце триаса – начале юры в период окончательного замыкания Уральской геосинклинали в последней стадии орогенеза территория, примыкающая с юго-запада Урала, подвергалась инверсии и тангенциальному сжатию. Наибольшее напряжение испытали приграничные зоны между устойчивым Большеземельским и подвижным Косью-Роговским блоками. В этой зоне Урал спровоцировал «бульдозерный эффект», в результате которого породы осадочного чехла в краевой северо-восточной части были скучены и выведены на поверхность.

Северо-западная внешняя зона, непосредственно контактирующая с Большеземельским блоком, явилась буфером и поэтому испытала тангенциальные напряжения в затухающей стадии, о чем свидетельствует более спокойная тектоническая обстановка. Адзьявомская депрессия в этом случае сыграла роль природного компенсатора напряжений.

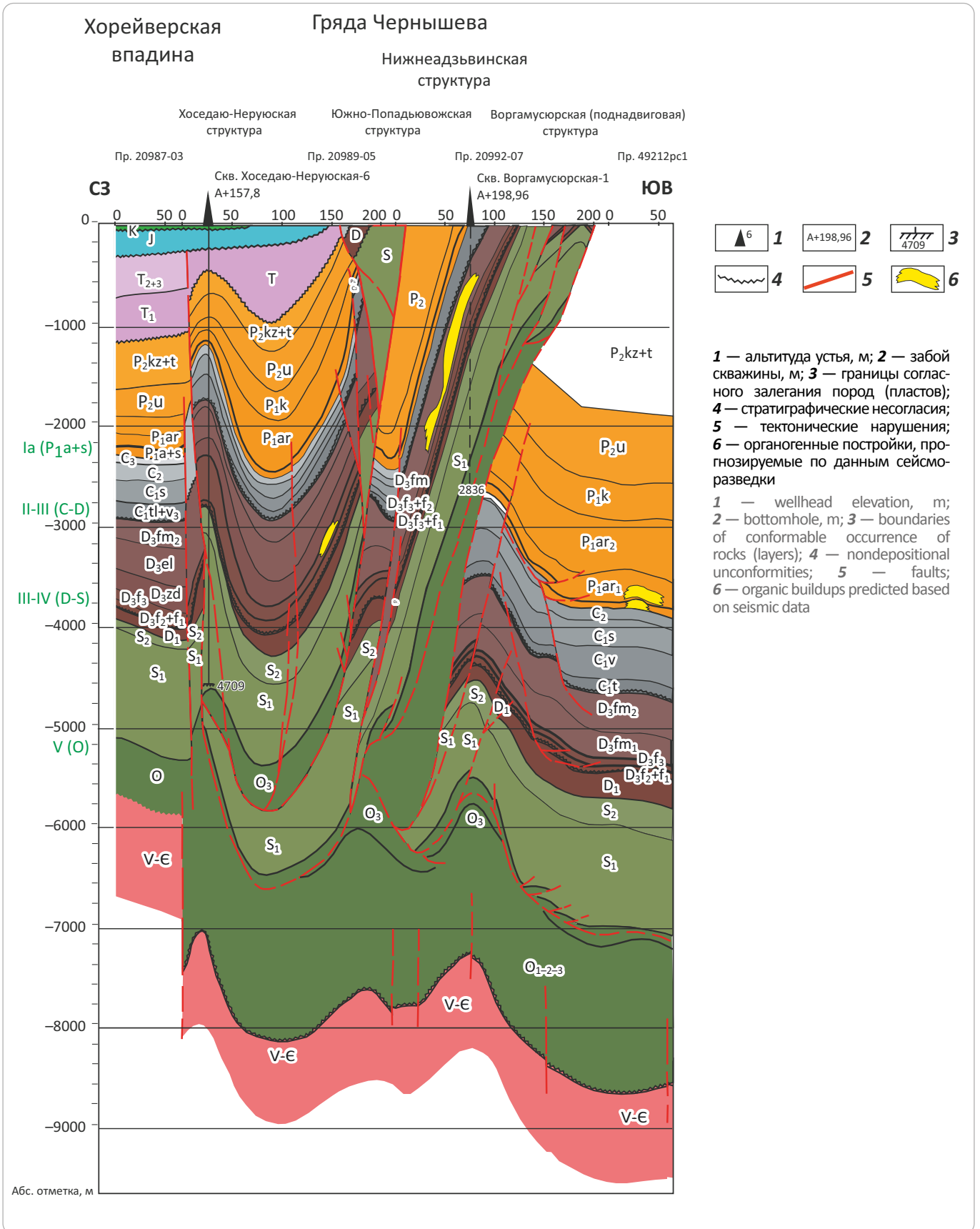
Наибольшие напряжения пришлось на внутреннюю зону между Адзьявомской депрессией и Косью-Роговской впадиной, где сформировались сложнислоцированные образования Тальбейского блока, при выклинивании которого самые древние породы осадочного чехла (силур – девон) были выведены на поверхность.

В окончательном варианте модель гряды Чернышева представлена следующими структурно-тектоническими элементами.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Модель строения гряды Чернышева (по материалам ОАО «Севергеофизика»)
Fig. 2. Model of Chernyshev Ridge structure (according to materials of Severgeofizika)



Хоседаюская антиклинальная зона расположена в северо-западной части гряды Чернышева и представляет собой линейную структуру, ориентированную на северо-запад, размером $175 \times (5-10)$ км. От Цильегорской депрессии Хорейверской впадины вал отделяется серией крупных, расположенных кулисообразно, высокоамплитудных нарушений взброснадвигового типа. В направлении с юго-запада на северо-восток выделяются крупные Заостренская, Усино-Кушшорская, Хоседаю-Неруюская структуры, а также ряд более мелких — Адзвинская, Южно-Степковожская и др. Наиболее высокое положение занимает центральный блок Усино-Кушшорской структуры, а также разбитая дизъюнктивными Адзвинская антиклиналь, их превышения над Адзавомской депрессией составляют соответственно 1700 и 600 м. Складки осложнены нарушениями типа взброснадвиг. Западные крылья структур оборваны дизъюнктивными взброснадвигового типа, восточные крылья более пологие и не нарушены.

Адзавомская депрессия отделяет Хоседаюскую антиклинальную зону от Тальбейского блока и представляет собой желобообразную отрицательную структуру (прогиб) северо-восточного простирания размером $165 \times (5-10)$ км. Моноклиальный подъем горизонтов восточного борта Адзавомской депрессии, ограниченной системой нарушений, формирует крупную Нижнеадзвинскую приразломную тектонически экранированную структуру.

Тальбейский блок представляет собой чешую-моноклиаль, воздымающуюся по поверхности поддвига на юго-восток. Амплитуда смещения по поверхности разрывного нарушения превышает 20 км, размеры составляют $200 \times (3-15)$ км. Тальбейский блок имеет сложное геологическое строение. В его формировании важную роль сыграли не только крупноамплитудные надвиги и сопряженные с ними косорасположенные сбросовдвиги и взбросовдвиги, но и, возможно, подвиги и вдвиги. Горизонтальное движение происходило главным образом по пластичным солевым толщам ордовика. В пределах Тальбейского блока выделены Исакьюская чешуя, Нельнявожская антиклинальная зона и Тальбейская синклиналь, а также установлен ряд крупных поднадвиговых структур, в том числе автохтонная тектонически экранированная Малоадакская (размер $26 \times 3,5$ км, амплитуда 700 м, площадь более 60 км^2), Воргамусюрская и Западно-Поварницкая поднадвиговые структуры.

Восточно-Воргамусюрская складчатая зона выделена в виде узкой полосы размером 5–10 км, надвинутой на структуры Косью-Роговской впадины на 150 км в длину. Под надвигами Восточно-Воргамусюрской складчатой зоны залегают Восточно-Воргамусюрская структура площадью более 70 км^2 , а также большая часть Харутамылькской структуры, часть Поварницкой.

Шарью-Заостренский блок, расположенный южнее Тальбейского, имеет северо-восточное простирание, ширину около 20–30 км, длину до 100 км. По его краям расположены антиклинальные Еджид-Заостренская и Неченская структуры (чешуи), в центральной его части находится Шарью-Заостренская синклиналь. С востока Шарью-Заостренская синклиналь перекрывается пластинами сложнопостроенной Восточно-Шарьюской антиклинали (чешуи). Эти крупные складки осложнены более мелкими структурами.

Яньюский блок, расположенный на юге гряды Чернышева, имеет субмеридиональное простирание, представляет собой узкую (7–12 км) антиклинальную зону длиной более 100 км и является поперечной структурой Предуральского прогиба, разделяющей Большепесынинскую и Косью-Роговскую впадины.

В пределах гряды Чернышева можно выделить три разнотипные по тектоническому строению зоны нефтегазонакопления: среднедислоцированные юго-западную, центральную и сильнодислоцированную северо-восточную.

Юго-западная внешняя зона примыкает к Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне по глубинному разлому сложного строения. Представлена так называемой Хоседаюской структурной зоной, основным элементом которой является Хоседаю-Неруюский вал (рис. 3), осложненный брахиантиклинальными высокоамплитудными структурами, ограниченными тектоническими нарушениями.

Промышленная нефтеносность установлена в доманиково-турнейском и визейско-нижнепермском нефтегазонасыщенных комплексах (НГК) на Хоседаю-Неруюском месторождении. Южнее в отложениях верхнего девона открыта Усино-Кушшорская залежь нефти. В пределах зоны выявлены частично подготовлены к бурению не менее восьми высокоперспективных объектов в ордовик-силурийском, доманиково-турнейском НГК.

Центральная зона приурочена к Адзвинской депрессии. Здесь могут представлять интерес ордовик-пермские отложения в области контакта с Тальбейским блоком. Ловушки структурно-тектонические. Возможно развитие рифогенных образований в позднем девоне. Здесь выделены Южно-Адзвинская и Нижнеадзвинская структурно-тектонические ловушки.

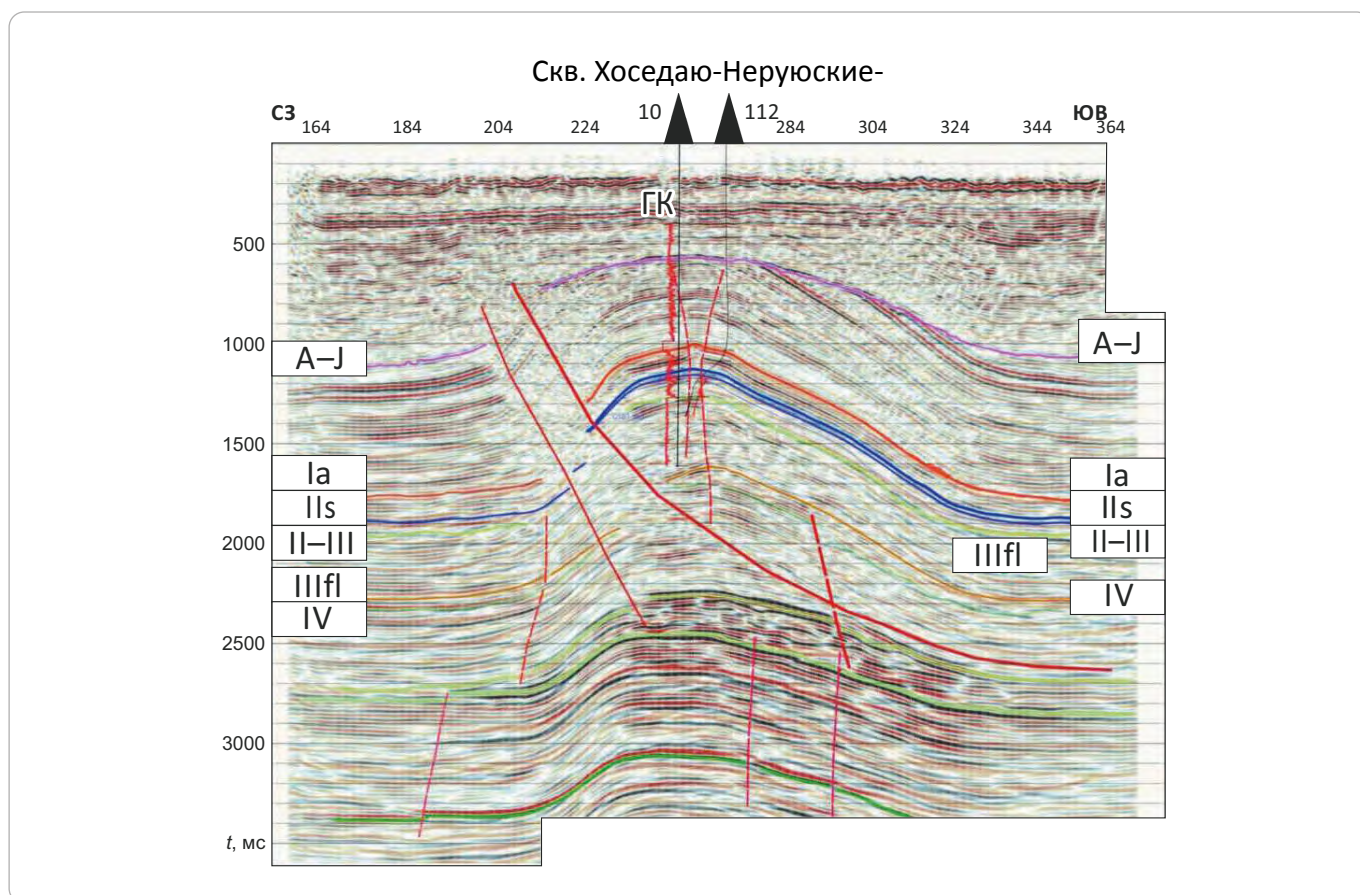
Внутренняя северо-восточная зона — наиболее крупная по размерам и наиболее сложная в структурно-тектоническом отношении.

Несомненный интерес представляет Восточно-Воргамусюрская структурная зона, где картируются крупные высокоамплитудные ловушки под надвинутым клином Тальбейского блока. К ним относятся Воргамусюрская и Поварницкая структуры.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 3. Временной разрез через Хоседаю-Неруюское месторождение нефти
Fig. 3. Time section across the Khosedayu-Neruyusky oil field



В пределах Тальбейского клина выделяются структуры Попадьювожская-1 и Попадьювожская-2 (рис. 4).

Первоначально формирование ловушек происходило в период относительно спокойного платформенного развития территории, но окончательный вид они приобрели в период кардинальной перестройки структурного плана в конце триаса – начале юры.

Коллекторами в перспективных нефтегазоносных комплексах являются карбонатные отложения различного генезиса. В процессе постседиментационных процессов они подвергались значительным тектоническим, гипергенным и эрозионным изменениям.

На заключительной стадии тектогенеза на формирование коллекторов и покрышек существенное влияние оказал динамометаморфизм, которому подвергалась вся толща осадочных отложений Тальбейского блока.

Покрышками являются плотные глинистые карбонаты, которые в контакте с разрывными нарушениями могут образовывать тектонические экраны.

Формирование залежей происходило в течение всего периода развития территории по мере миграции УВ из соседней Косью-Роговской очаговой зоны.

Активизация тектонических процессов в конце триаса – начале юры привела к существенному изменению первоначально сформированных залежей: большая часть из них была разрушена, другие перестроены и только после завершения тектонической перестройки были созданы новые залежи.

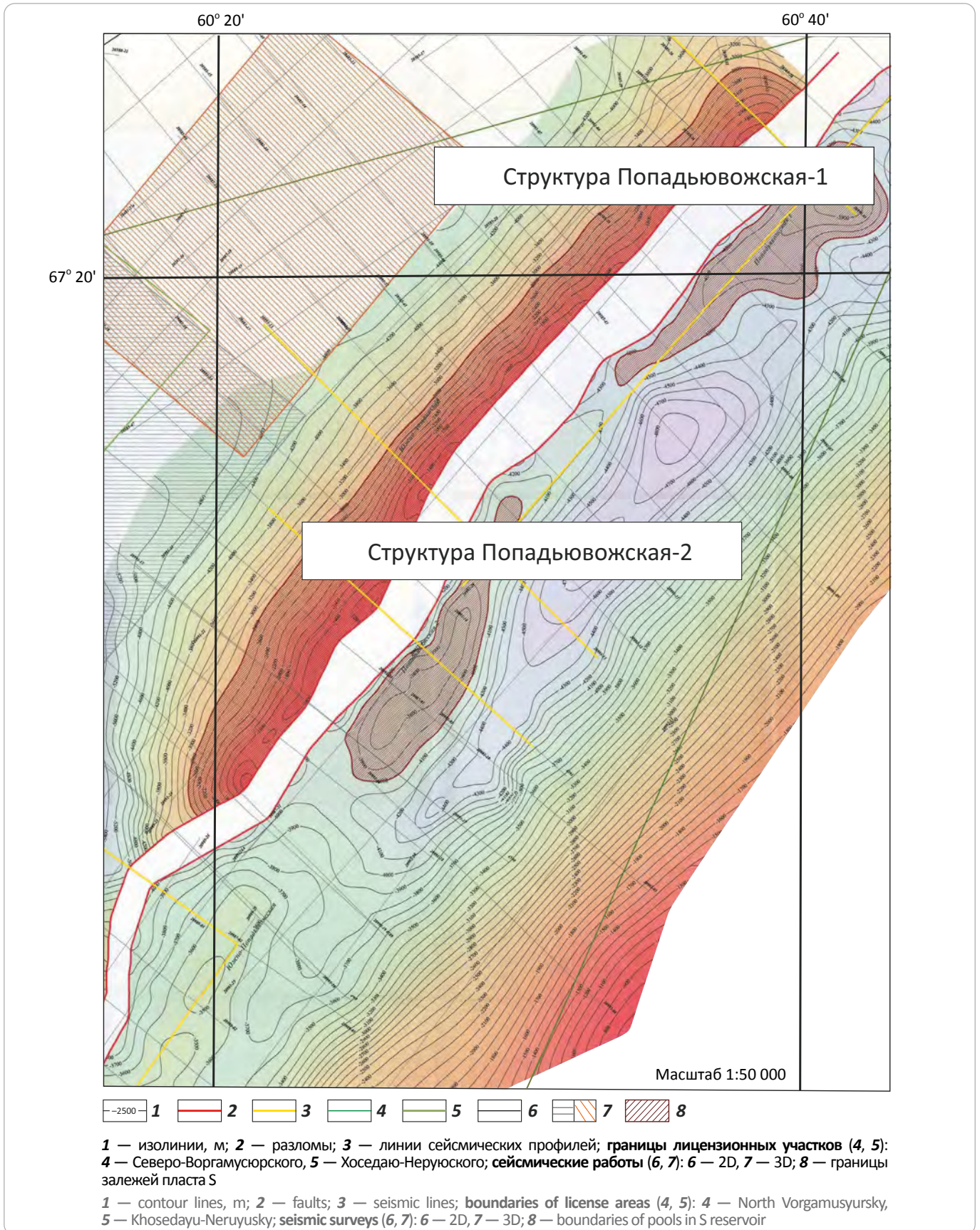
Об этом свидетельствуют следы разрушенных залежей, наличие нефтей различного физико-химического состава: от тяжелых вязких до легких.

Черновская шовная зона (рис. 5). Основным элементом является гряда или, по последней трактовке, горст Чернова Предуральского краевого прогиба, который соединяет Косью-Роговскую впадину с Коротайхинской впадиной Предпайхойско-Новоземельского краевого прогиба (см. рис. 1) и до последнего времени не воспринимался как территория, заслуживающая внимание в отношении нефтегазоносности. Но полученные в последние годы геофизические материалы дают основания рассматривать этот объект как перспективный на наличие залежей УВ.

Горст Чернова – это субширотная надразломная надвигоблоковая линейная зона размером 115 × (5–10) км (рис. 6).

Блоки разновозрастных палеозойских карбонатных пород сочленены по плоскостям дизъюнктив-

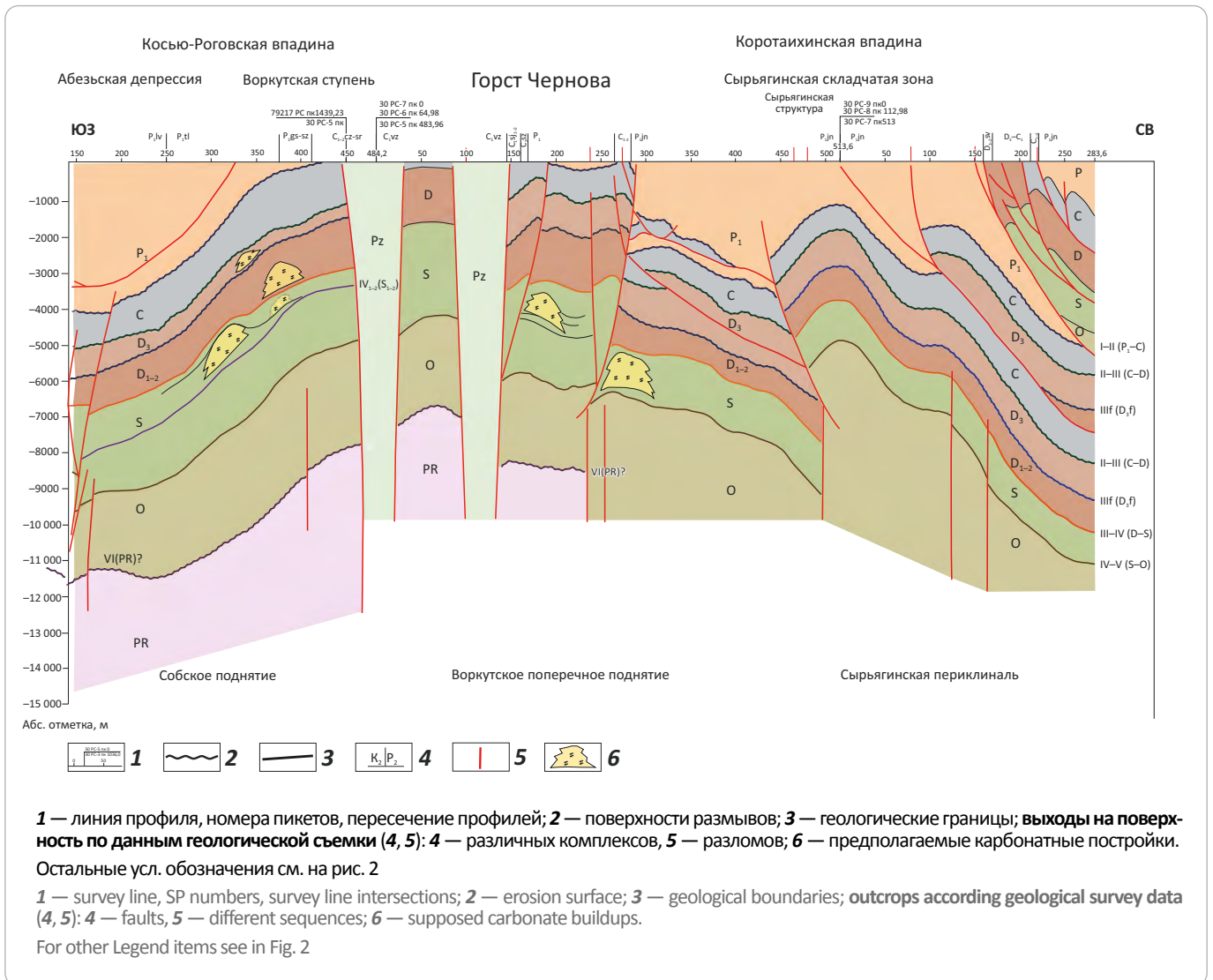
Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту IV (S) Попадьюовожской структуры (по материалам НК «Горный»)
Fig. 4. Depth map of IV (S) Reflector in Popad'yuzovzhsky structure (according to materials of NK Gorniy)





HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Модель строения Черновской шовной зоны (по материалам ОАО «Севергеофизика»)
Fig. 5. Model of the Chernov suture zone structure (according to materials of Severgeofizika)



ными нарушениями. На формирование структур оказали влияния разнонаправленные тектонические напряжения со стороны Пай-Хоя и Полярного Урала. В автохтонной палеозойской части разреза выделяется ряд антиклинальных структур. Аллохтонная часть разреза является сильнодислоцированной и неизученной.

В формировании Черновской шовной зоны, как и Чернышевской, можно выделить два этапа развития: доорогенный и орогенный.

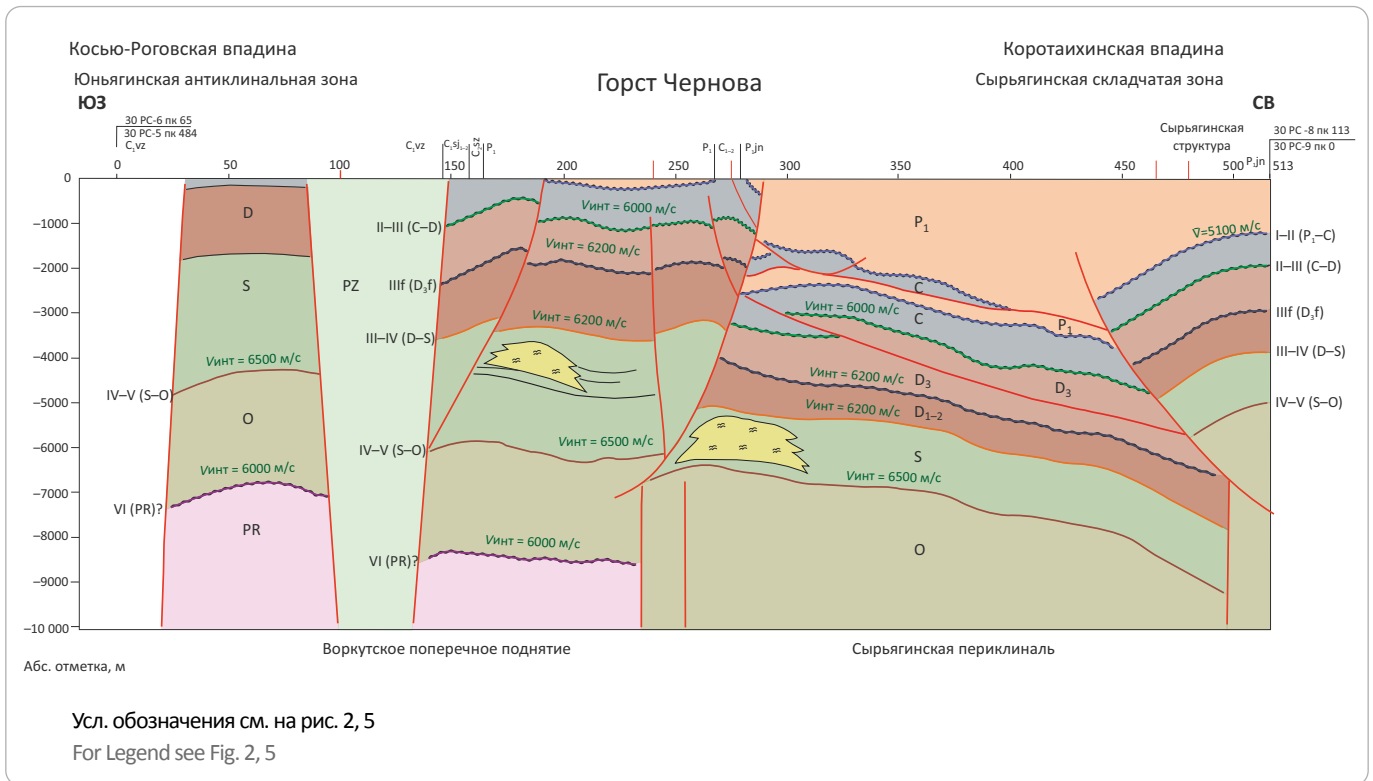
На первом этапе на месте современного горста существовал узкий грабенообразный желоб глубинного заложения, где в течение ордовика – триаса накапливались обломочные породы, сносимые с соседних территорий, в том числе и с Урала, как в условиях пассивной континентальной окраины, так и в процессе формирования Предуралья краевого прогиба (молассовый комплекс).

В течение второго, орогенного, этапа в период активизации вертикальных тектонических движений на всей территории северо-восточной части Печорской плиты, отдельные участки Печоро-Колвинского и Варандей-Адзвинского авлакогенов, а также шовных зон были вовлечены в интенсивные восходящие движения.

На заключительной стадии коллизионных процессов на Пай-Хое и Полярном Урале часть отложений карбона – юры была перемещена от основания на значительные расстояния на юго-запад, образовав серию аллохтонно-шарьяжных структур типа надвига. Эти процессы захватили также территорию гряды и сопровождалась разрушением фронтальной части надвига в пределах горста Чернова. Это стало причиной затруднений в изучении строения и перспектив аллохтонной части горста Чернова [4].

Но автохтонная часть, сохранившая осадочный чехол в максимальном объеме, представляет несо-

Рис. 6. Модель строения горста Чернова (восточная часть) (по материалам ОАО «Севергеофизика») **Fig. 6.** Model of the Chernov Horst structure (according to materials of Severgeofizika)



мненный интерес в отношении поисков в ее пределах промышленных залежей УВ.

Литофациальный анализ осадконакопления в шовных зонах позволяет выделить два крупных этапа: доорогенный конструктивный и орогенный конструктивно-деструктивный.

На первом этапе осадконакопление происходит в условиях континентально-пассивной окраины Восточно-Европейской платформы при трансгрессивно-регрессивных режимах Уральского палеоокеана. Карбонатонакопление в различных условиях предопределило литолого-фациальную неоднородность отложений как по площади, так и по разрезу.

В целом для шовных зон в доорогенный период были характерны общие черты седиментогенеза палеозойских отложений для всей территории северо-восточной окраины Восточно-Европейской платформы. К ним относится широкое развитие рифообразования в доманиково-турнейский период развития территории (рис. 7, 8).

Подобные процессы рифообразования отмечены и в силурийское время. Но глубокие деструктивные изменения, происходящие в период крупнейшей предверхнедевонской регрессии палеоокеана, привели к уничтожению или гипергенным изменениям рифогенных отложений, что затрудняет их выделение и составление геологических моделей для таких отложений, как доманиково-турнейские.

И тем не менее для ордовик-нижнедевонских карбонатных отложений разработаны литофациальные модели, в том числе природных резервуаров (рис. 9).

Наиболее перспективными в них являются зоны гипергенных изменений в регрессивные периоды в сочетании с тиманской региональной глинистой покрышкой.

Основные типы коллекторов на первом этапе седиментогенеза — это поровые, порово-кавернозные, гипергенные, эрозионные, трещинные.

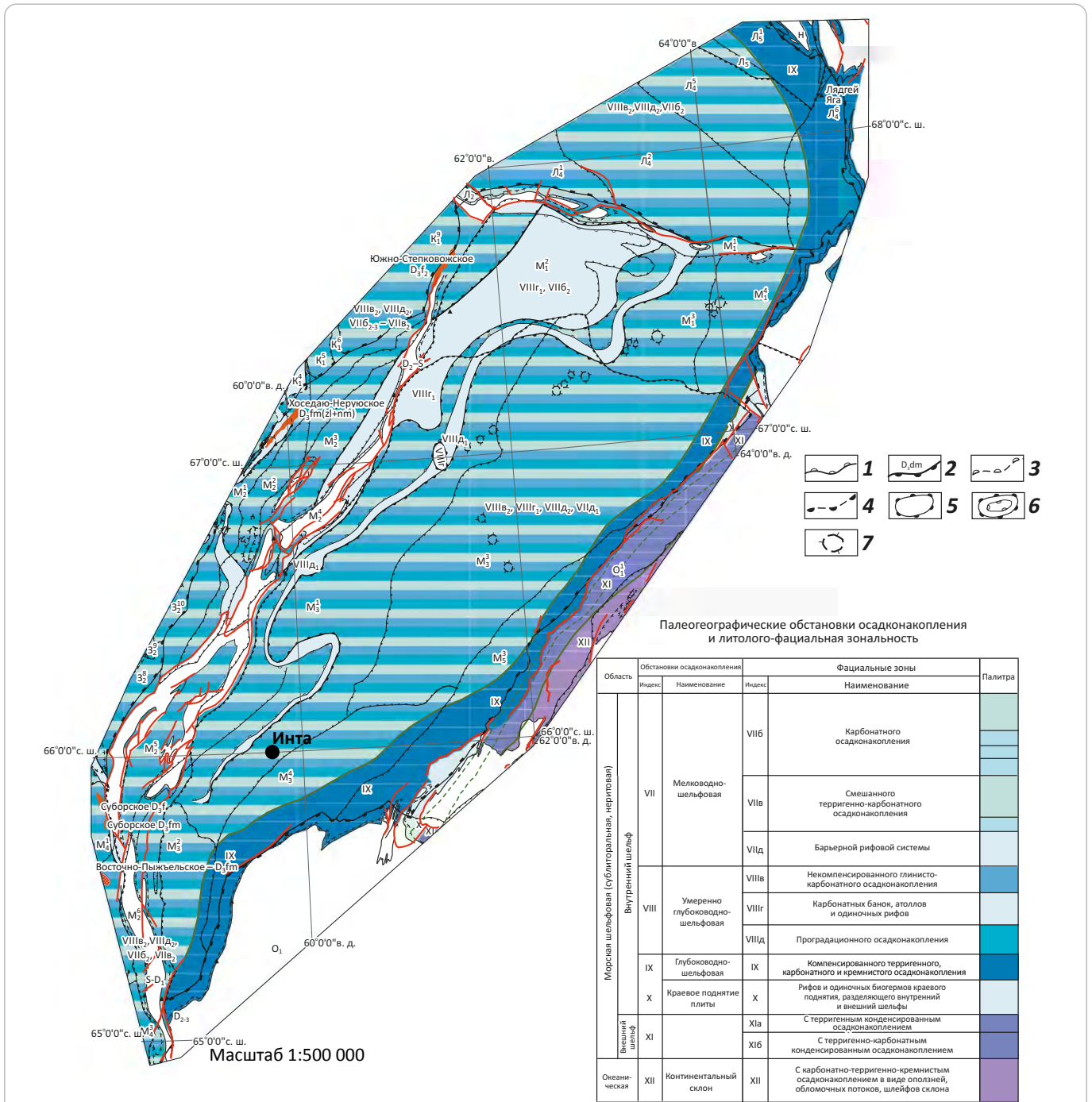
На втором этапе, конструктивно-деструктивном, в период активного проявления орогенеза на Урале и Пай-Хое, с одной стороны, формировались мощные молассовые толщи верхней перми – триаса, с другой, в заключительные фазы орогенеза (триас – юра), — надвигово-шарьяжные процессы под воздействием тангенциальных сил со стороны горных систем привели к разрушению аллохтонных частей полностью (горст Чернова) или частично (гряда Чернышева).

Эти процессы повлияли не только на широкое развитие вторичных тектонодинамических гипергенных трещинно-кавернозных коллекторов в пределах шовных зон, но и на качество покрышек: за счет динамометоморфизма оно в определенных случаях ухудшилось.

На формирование горста Чернова значительное влияние оказали процессы горообразования на

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 7. Литолого-фациальная карта доманиково-турнейского НГК (по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 7. Lithofacies map of the Domanik-Tournaisian play (according to materials of TP NITs)



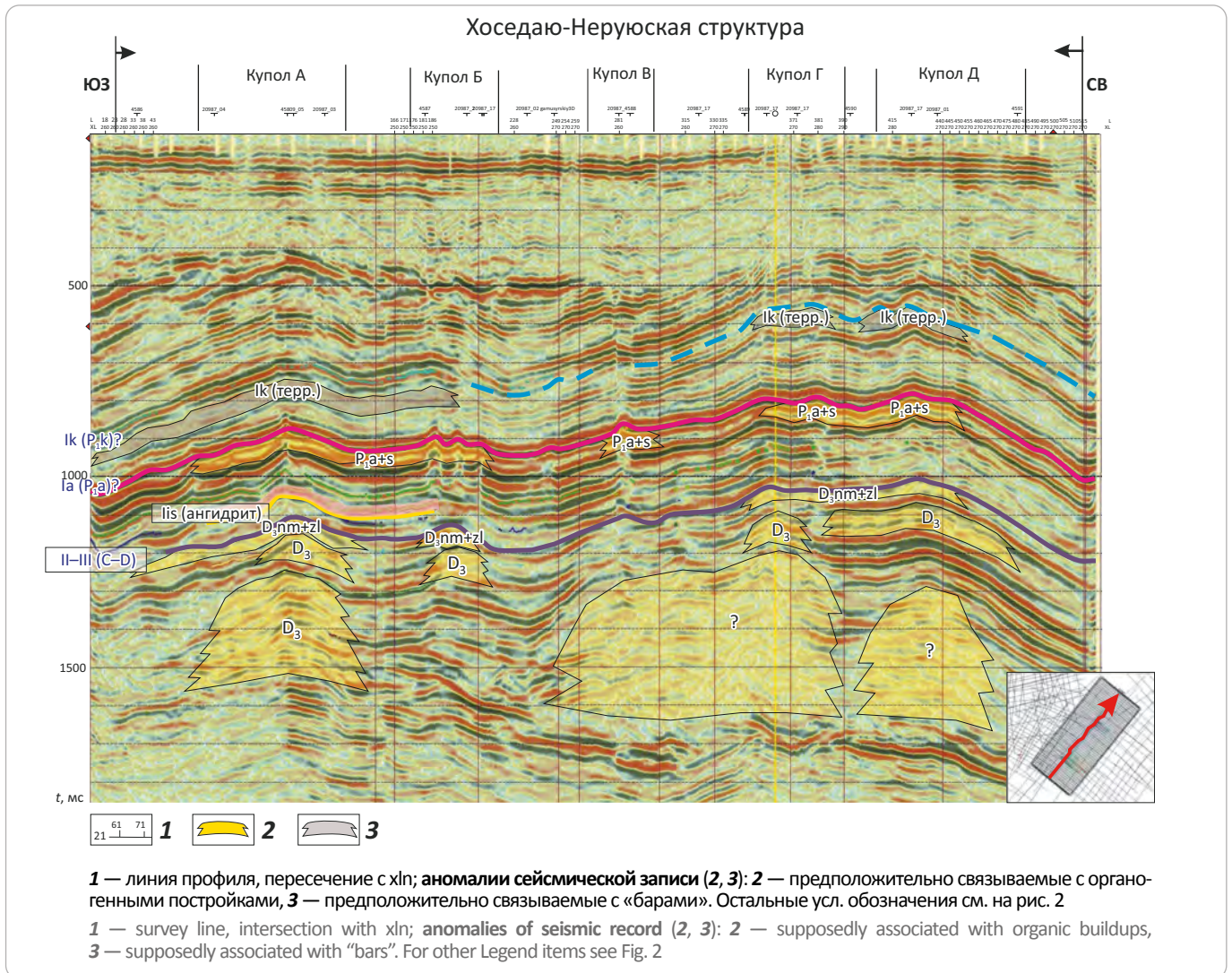
Границы барьерных рифов (1-4): 1 — зарифового мелководного шельфа, 2 — предрифового глубоководного уступа, 3 — зарифового мелководного шельфа, прогнозируемые по геологическим критериям, 4 — предрифового глубоководного уступа, прогнозируемые по геологическим критериям; **органогенные постройки (5-7):** 5 — одиночные рифы, карбонатные банки, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой, 6 — атоллы, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой, 7 — аномалии сейсмической записи, предположительно связываемые с органогенными постройками.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Boundaries of barrier reefs (1-4): 1 — backreef shallow water shelf, 2 — reef-front deep water bench, 3 — backreef shallow water shelf predicted using geological criteria, 4 — reef-front deep water bench predicted using geological criteria; **organic buildups (5-7):** 5 — Solitary reefs, carbonate banks identified using drilling data and tracked in seismic data, 6 — atolls identified using drilling data and tracked in seismic data, 7 — anomalies of seismic record supposedly associated with organic buildups.

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 8. Временной разрез через Чернышевскую шовную зону
Fig. 8. Time section across the Chernyshev suture zone



Полярном Урале и Пай-Хое. В результате мощных тангенциальных напряжений значительная часть осадочного чехла Коротаихинской впадины была сдвинута и перемещена по автохтонным отложениям девона – карбона в южном и юго-восточном направлениях. Двигаясь от Пай-Хоя на юг, аллохтон на своем пути разрушает ранее сформировавшиеся более молодые отложения на приподнятых участках. Так, в частности, в пределах горста Чернова были частично срезаны и размыты верхнепермтриасовые образования. В результате эродированная поверхность полуразрушенного аллохтона представляет значительные технологические трудности по получению достоверной геологической информации о строении автохтона, с которым могут быть связаны основные перспективы нефтегазоносности горста.

И тем не менее последние сейсморазведочные исследования позволили получить интерпретируемый материал и построить адекватную модель стро-

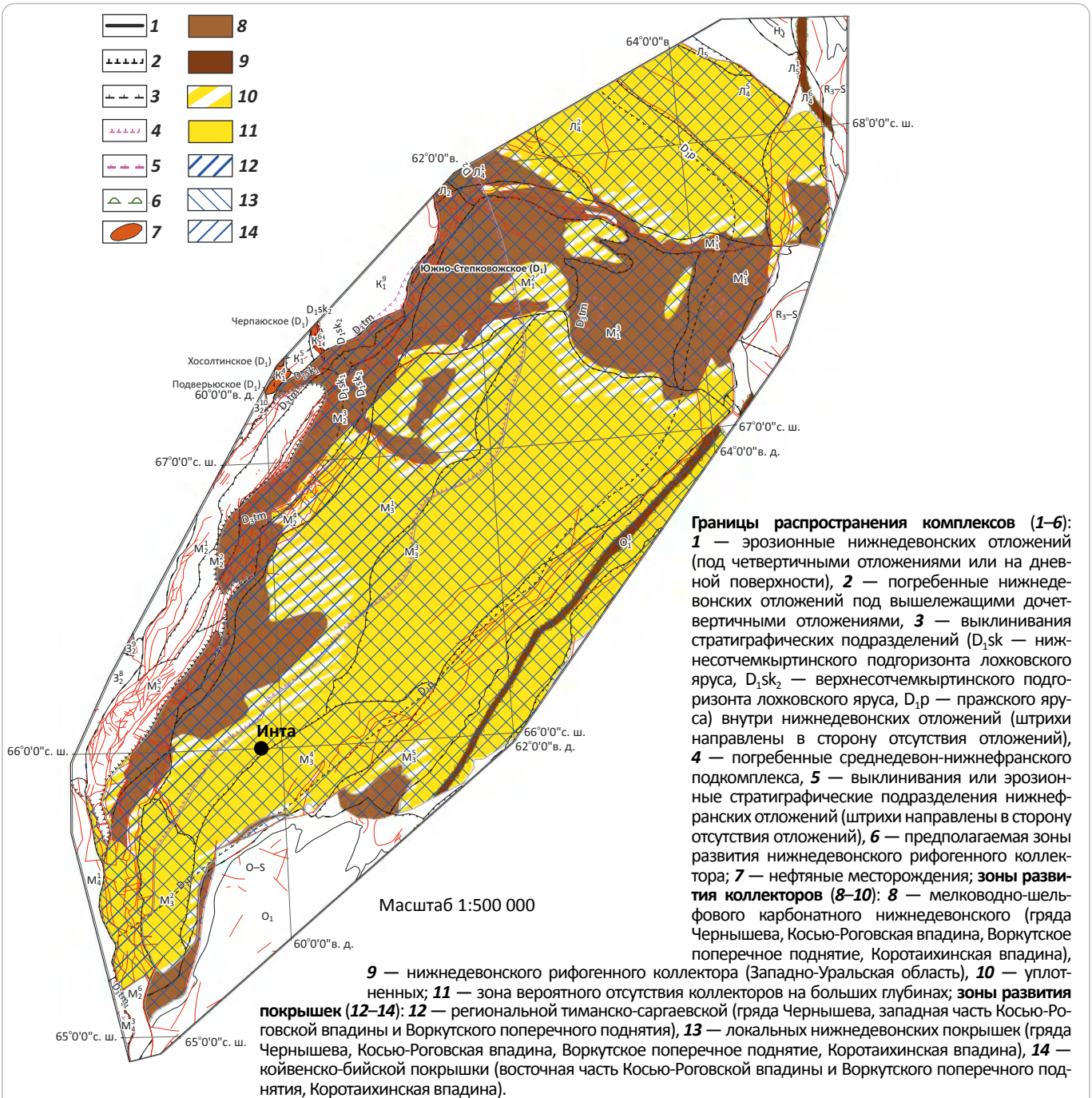
ения горста, автохтонная часть которого представляет несомненный интерес в отношении поисков промышленных залежей УВ в его пределах (рис. 10).

Положительными факторами перспектив горста может быть приподнятое положение по отношению к очагам генерации палеозойских отложений, расположенных в соседних впадинах, а также наличие структурно-тектонических ловушек, способных аккумулировать УВ. Горст пересекают зоны барьерных рифов позднедевонского возраста (силур – ранняя пермь), которые образуют самостоятельные ловушки. Примером является Юньягинская площадь, расположенная в пределах шовной зоны.

Перспективными территориями, примыкающими к горсту, являются Воркутская ступень и юго-восточная часть Коротаихинской впадины. Особое место занимает Сырьягинский тектонический узел, представленный складчато-надвиговой зоной, соединяющий горст Чернова с Полярным Уралом. Проведен-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 9. Карта развития нижнедевонского карбонатного природного резервуара (по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 9. Map of evolution of the Lower Devonian natural carbonate reservoir (according to materials of TP NITs)

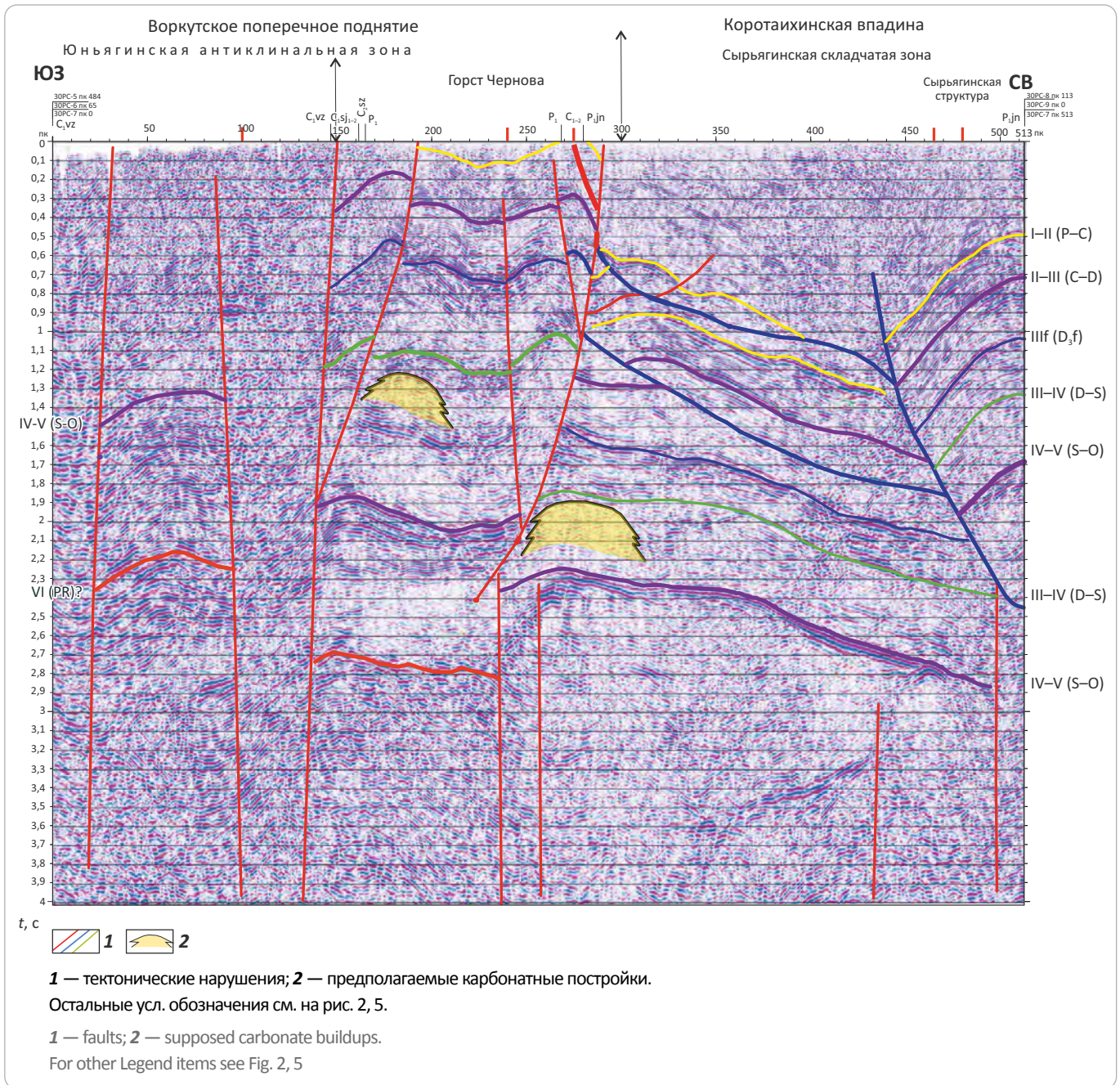


Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Boundaries of sequences occurrence (1–6): 1 — erosion of Lower Devonian deposits (below Quaternary deposits or at daylight surface), 2 — buried of Lower Devonian deposits below the overlying pre-Quaternary deposits, 3 — pinching-out of stratigraphic units (D₁sk — Nizhnesotchemkirtinsky sub-horizon of Lochkovian stage, D₁sk₂ — Verkhnesotchemkirtinsky sub-horizon of Lochkovian stage, D₁p — Prazhsky stage) inside the Lower Devonian deposits (hachures are oriented towards the absence of the deposits), 4 — buried of Middle Devonian-Lower Frasnian sub-sequence, 5 — pinching-out or erosion stratigraphic units of Lower Frasnian deposits (hachures are oriented towards the absence of the deposits), 6 — supposed of the zone of Lower Devonian reef reservoir occurrence; 7 — oil fields; **zones of reservoir occurrence (8–10):** 8 — Lower Devonian shelf-shallow water carbonate (Chernyshev Ridge, Kosju-Rogovsky Depression, Vorkutsky transverse uplift, Korotaikhinsky Depression), 9 — Lower Devonian reef reservoir (West Ural region), 10 — consolidated; 11 — zone of probable absence of reservoirs at great depth; **zones of seal occurrence (12–14):** 12 — regional Timansky-Sargaevsky (Chernyshev Ridge, western part of Kosju-Rogovsky Depression and Vorkutsky transverse uplift), 13 — local Lower Devonian seals (Chernyshev Ridge, Kosju-Rogovsky Depression, Vorkutsky transverse uplift, Korotaikhinsky Depression), 14 — Koivensky-Biiskoy seal (eastern part of Kosju-Rogovsky Depression and Vorkutsky transverse uplift, Korotaikhinsky Depression).

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 10. Временной разрез через Черновскую шовную зону (по материалам ОАО «Севергеофизика»)
 Fig. 10. Time section across the Chernov suture zone (according to materials of Severgeofizika)



ные региональные сейсморазведочные исследования свидетельствуют о наличии перспективных объектов как в аллохтонной, так и в автохтонной частях разреза (см. рис. 5).

Доказательствами перспектив подобных зон могут быть открытые месторождения в структурно-тектонических зонах, ограничивающих Печоро-Колвинский авлакоген. Например, в зоне главного Печорского разлома, отделяющего юго-западную границу Печороколвинского мегавала, открыт целый ряд нефтяных месторождений, таких как Югид-Соплесское, Южно-Кыртагельское, Западно-Югидское;

к востоку от разлома, ограничивающего Колвинский мегавал, — Восточно-Харьягинское и Восточно-Возейское нефтяные месторождения.

Геохимические предпосылки формирования и сохранения залежей углеводородов в пределах шовных зон

При наличии природного резервуара и ловушки для формирования залежей УВ необходимы благоприятные геохимические условия для их генерации и сохранения. Основными очагами генерации для шовных зон являлись Косью-Роговская впадина и

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

сами шовные зоны. Для северо-восточной части гряды Чернышева, а также горста Чернова поступление УВ могло происходить и со стороны Варандей-Адзвинского авлакогена и Коротаихинской впадины.

Процессы нефтегазообразования в палеозое в различные периоды зависели от геологического развития территории Косью-Роговской впадины и существующих термобарических условий (С.А. Данилевский, С.В. Сенин).

Процессы генерации жидких УВ в раннем палеозое интенсивно происходили уже в силур-раннедевонское время и к концу позднего девона практически полностью завершились. В нефтегазоматеринских породах позднедевонского возраста генерация происходила с фаменского времени. В Косью-Роговской впадине и на Воркутском поперечном поднятии в среднефранско-фаменских нефтегазоматеринских породах уже к концу пермского времени был сгенерирован весь возможный объем нефтяных УВ. В послетриасовое время генерация нефтяных УВ на рассматриваемой территории, по-видимому, завершилась. В Косью-Роговской впадине и на Воркутской ступени имели место интенсивные процессы деструкции ранее образованных нефтяных УВ под воздействием повышающихся палеотемператур. Данное явление, обусловленное интенсивным погружением древних толщ в результате заполнения впадин предгорного прогиба в артинско-познепермское время, привело к уничтожению вероятных палеоскоплений нефти во внутренних зонах Косью-Роговской и Коротаихинской впадин и на Воркутском поднятии. Одновременно образовывались дополнительные объемы газа.

К концу кунгурского времени процессы нефтегенерации в силур-нижнедевонских нефтегазоматеринских породах практически завершились. В пределах гряды Чернышева и Кочмесской ступени располагался очаг образования нефтей и жирных газов, на территории современных Абезьской депрессии и Воркутского поперечного поднятия существовали условия генерации нефтей (в верхней части комплекса), жирных и сухих газов (в подошве комплекса).

Современная катагенетическая зональность сложилась к моменту окончания заполнения впадин Северо-Предуральского прогиба, т. е. в конце поздней перми – триасе. Накопление мощных молассовых толщ привело к погружению древних нефтегазоматеринских пород в условия очень высоких палеотемператур. Это в свою очередь вызвало высокую степень катагенетического преобразования рассеянного ОВ. В результате был полностью реализован нефтяной потенциал нефтегазоматеринских силурийских и нижнедевонских отложений. На большей части Косью-Роговской впадины и Воркутского поперечного поднятия сформировался крупный очаг образования преимущественно сухих УВ-газов. Реликты

очагов генерации жирных газов сохранились вдоль западных границ Кочмесской ступени и Воркутского поперечного поднятия.

В отложениях доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса к концу кунгурского времени активное нефтеобразование происходило на гряде Чернышева, Кочмесской ступени и Воркутском поперечном поднятии. Вдоль восточных границ современной Абезьской депрессии нефтегенерация к кунгурскому времени полностью завершилась, здесь сформировался очаг образования жирных газов.

Интенсивное погружение впадин Северо-Предуральского прогиба привело к резкому росту степени катагенеза рассеянного ОВ и быстрой реализации нефтегенерационных возможностей пород доманиково-турнейского НГК. На всей территории Косью-Роговской впадины и Воркутского поперечного поднятия в позднем девоне процессы образования жидких УВ полностью завершились. Вдоль западных границ Кочмесской ступени, на Воркутском поперечном поднятии и на востоке гряды Чернышева сформировались очаги образования жирных газов. Вся площадь Абезьской депрессии, а также центральная часть Кочмесской ступени вошли в зону генерации сухих газов. Здесь же, в результате интенсивного температурного воздействия, жидкие УВ были полностью превращены в газ.

Такая модель генерации и аккумуляции УВ свидетельствует о наличии благоприятных условий для формирования промышленных залежей в ловушках шовных зон и прилегающих к ним территорий.

Нельзя исключать и возможность поступления УВ из мантийных слоев, где происходили гидролитические реакции карбидов металлов с водой. Наличие глубинных разломов обеспечило достаточно высокую проницаемость земной коры для УВ в пределах шовных зон. В процессе вертикальной миграции происходило дифференциальное улавливание УВ с образованием в ловушках газовых, газонефтяных и нефтяных залежей.

Выводы

Анализ структурно-тектонических, литофациальных и геохимических критериев нефтегазоносности позволяет положительно оценить условия формирования и дальнейшего сохранения скоплений УВ и раскрывает перспективы открытия месторождений нефти и газа в шовных зонах северного сегмента Предуральского краевого прогиба.

Для повышения эффективности геолого-разведочных работ в шовных зонах необходимо:

- 1) разработать теоретическую базу для обоснования перспектив нефтегазоносности в приграничных шовных зонах, используя опыт освоения подобных зон в других регионах России и мира;

2) разработать критерии и дать прогнозную оценку ресурсов УВ для таких зон в Тимано-Печорской провинции (гряда Чернышева, Среднепечорское поднятие, горст Чернова, Предпайхойская структурная зона);

3) провести анализ методики и комплекса геофизических исследований по выявлению и подготовке ловушек в таких зонах и дать рекомендации по повышению эффективности геолого-разведочных работ.

В пределах Чернышевской шовной зоны первоочередными и принципиально важными являются объекты: автохтон Хоседаю-Неруюского вала, Воргамусюрская антиклинальная зона, прилегающие к гряде Чернышева приконтактные структурно-тектонические объекты, такие как крупные Поварницкая и Восточно-Воргамусюрская структуры.

В пределах Черновской зоны заслуживают внимания восточная часть горста Чернова, Юньягинская и Сырьягинская структурно-тектонические зоны.

Предлагаются следующие практические рекомендации по освоению шовных зон и примыкающих к ним территорий северного сегмента Предуральского краевого прогиба.

1. Научно-исследовательские:

– проведение палеотектонических, литофациальных и геохимических реконструкций формирования и сохранения залежей УВ шовных зон в ретроспективном плане геологического времени;

– оценка начальных суммарных ресурсов методами сравнительных геологических аналогий и эволюционно-катагенетическим методом;

– геохимические исследования нефтегазоматеринских пород и условий генерации не только за счет органического синтеза УВ, но и за счет abiогенного глубинного происхождения УВ.

2. Реализация перспектив нефтегазоносности:

– проведение сейсморазведочных исследований 3D и высокоточной гравиразведки в пределах Черновской шовной зоны;

– комплексная переинтерпретация уже имеющегося геолого-геофизического материала, а также нового с использованием динамической обработки и многоволновой сейсморазведки;

– бурение параметрических скважин: Хоседаю-Неруюского вала на автохтон; в восточной части горста Чернова на максимальное вскрытие осадочного чехла и подсолевых отложений ордовика (в этом случае необходимо перед заложением скважины провести сейсморазведку 3D и детальную гравиразведку);

– бурение поисковых скважин: на Восточно-Воргамусюрской и Поварницкой прогнозных структурах; дублер скв. 1 на Юньягинской рифогенной структуре; на Попадьювожской структуре Табельбейского блока гряды Чернышева;

– проведение поисковых сейсморазведочных работ методом 3D в пределах горста Чернова и Сырьягинской антиклинальной зоны.

Литература

1. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилук Л.П., Мараква И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (дата обращения: 05.11.2020 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.
2. Юдин В.В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР. – Вып. 68. – Сыктывкар, 1998. – С. 90–97.
3. Грунис Е.Б., Богданов Б.П., Гагарин С.В., Давыденко Б.И. Перспективы нефтегазоносности сложнопостороенных тектонических элементов Тимано-Печорской провинции на примере гряды Чернышева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 11. – С. 28–33.
4. Костюченко С.Л., Морозов А.Ф., Кременецкий А.А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. Результаты комплексных геолого-геофизических исследований. – М.: Геокарт-ГЕОС, 2012. – 210 с.

References

1. Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Nedilyuk L.P., Marakova I.A., Senin S.V. Tectonical and geochemical preconditions for petroleum potential of Chernyshov ridge. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (accessed on 05.11.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.
2. Yudin V.V. Proiskhozhdenie Predural'skogo kraevogo progiba [Origin of Urals Foredeep]. In: *Tektonika severo-vostoka Evropeiskoi platformy*: tr. In-ta geologii Komi NTs UrO AN SSSR. Issue 68. Syktyvkar, 1998. pp. 90–97. In Russ.
3. Grunis E.B., Bogdanov B.P., Gagarin S.V., Davydenko B.I. Perspektivy neftegazonosnosti slozhnopostoroennykh tektonicheskikh elementov Timano-Pechorskoi provintsii na primere gryady Chernysheva [Prospects for oil and gas potential of complex tectonic elements of the Timan-Pechora province by the example of the ridge Chernyshev]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*. 2001;(11):28–33. In Russ.
4. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Kremetskii A.A. Timan-Urals-Paykhoy collisional region: structure, evolution, geodynamics. Results of complex geological and geophysical studies. Moscow: Geokart-GEOS; 2012. 210 p. In Russ.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**Информация об авторах****Грунис Евгений Борисович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: grunis@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Ростовщиков Владимир Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
заведующий кафедрой

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический универси-
тет»,

169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

Давыденко Борис Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
по лицензированию

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: boroil@vnigni.ru

Information about authors**Evgeniy B. Grunis**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

All-Russian Research
Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: grunis@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Vladimir B. Rostovshchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate
Professor,
Head of Chair

Ukhta State Technical University

13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

Boris I. Davydenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director-General
for Licensing Issues

All-Russian Research
Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: boroil@vnigni.ru

УДК 553.98 (470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72

Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба

© 2021 г. | В.Н. Данилов

danuhta@yandex.ru

Поступила 25.11.2020 г.

Доработана 30.11.2020 г.

Принята к печати 04.12.2020 г.

Ключевые слова: прогиб; надвиговая тектоника; структуры; аллохтон; автохтон; трещиноватость; коллекторы; нефтегазоносность.

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы надвиговой тектоники, широко представленной в Предуральском краевом прогибе, возникшей в конвергентный период развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. На конкретных примерах показана взаимосвязь надвигов с нефтегазоносностью основных продуктивных комплексов. Сделана попытка ранжирования надвиговых структур на территории прогиба, дана краткая характеристика коллекторов основных природных резервуаров, показана закономерность их улучшения в аллохтонных блоках. Выделены надвиговые нарушения трех порядков: III (локального), II (зонального) и I (регионального). Надвиг регионального уровня пока один, но может быть установлен бурением на западном склоне Коротаихинской впадины. Нарушения разного порядка рассмотрены на конкретных примерах – различных структурах и месторождениях. Как правило, коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами приурочены к аллохтонным блокам. Это связано с более широким развитием трещиноватости. Определены наиболее перспективные зоны возможного газо- и нефтенакпления, приуроченные к надвиговым дислокациям.

Для цитирования: Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 57–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72.

Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep

© 2021 | V.N. Danilov

danuhta@yandex.ru

Received 25.11.2020

Revised 30.11.2020

Accepted for publication 04.12.2020

Key words: trough; thrust tectonics; structures; allochthon; autochthon; fracture; reservoirs; hydrocarbon potential.

Abstract: The paper presents the study of thrust tectonics widely represented in the Urals Foredeep and formed during the convergent evolution of the Timan-Pechora Petroleum Basin. The correlation between thrust faults and hydrocarbon potential of the main plays is illustrated by specific examples. The authors make an attempt in classification of thrust structures in the foredeep, brief description of the main natural oil reservoirs, and illustrate much better porosity of reservoirs in allochthonous blocks as compared to autochthonous ones. Three orders of thrust faults are identified, they are: local (III), zonal (II) and regional (I). There is only one regional thrust fault identified at the moment, one more can be confirmed in the future by drilling on the western slope of the Korotaikhinsky depression. Different-order faults are illustrated by specific examples — various structures and oil and gas fields. As a rule, reservoirs with high porosity and permeability are associated with allochthonous blocks because of wider development of fracture. The most promising oil- and gas-bearing zones are determined in the areas of the thrust dislocations.

For citation: Danilov V.N. Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):57–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72. In Russ.

Введение

Взаимосвязь разломной тектоники и нефтегазоносности на примере Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) рассматривалась широко. Из наиболее полных обзоров следует отметить исследования Н.В. Шаблинской, И.В. Запорожцевой, В.А. Дедеева, Н.В. Малышева [1–4] и других авторов. Однако основное внимание в упомянутых работах уделено тектонике всего бассейна без выделения типов разломов. Кроме того, авторы рассматривали тер-

ритории, имеющие наибольшую геологическую изученность и, соответственно, с более богатым фактическим материалом. Предуральский краевой прогиб как в то время, так и сейчас характеризуется меньшей степенью геологической изученности и имеет более сложное строение, в связи с чем ему уделяется существенно меньше внимания. Поэтому в предлагаемой статье сделана попытка глубже рассмотреть данный вопрос на основе полученных в последнее время геолого-геофизических материалов. Основное

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 1. Классификация надвиговых дислокаций Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Tab. 1. Classification of thrust dislocations of Timan-Pechora Petroleum Basin

Масштаб надвиговой дислокации	Некомпетентная толща срыва	Пример
I порядка	Позднеордовикская галогенная	Гряда Чернышева
II порядка	Позднеордовикская галогенная	Макариха-Салюкинская антиклинальная зона*
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Интинская складчато-чешуйчатая зона
	Позднедевонские глинистые отложения	Вуктыльская тектоническая пластина
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Курьинская антиклинальная зона
III порядка	Позднеордовикская галогенная	Хоседаю-Неруюзское нефтяное месторождение
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Курьинское газовое месторождение
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Романьельское газовое месторождение

*Не входит в состав прогиба, но является его резонансной структурой.

внимание уделено разломам надвигового характера, которые широко развиты в прогибе.

Исторический аспект надвигообразования

Складчато-надвиговые зоны совместно с системой впадин Предуралья и Припайхойско-Приюжноновоземельского краевых прогибов обрамляют Тимано-Печорский НГБ с восточной и юго-восточной сторон, от Полюдовского поднятия на юге до побережья Печорского моря на севере, на протяжении почти 1000 км.

Процесс формирования разломной тектоники надвигового типа в пределах Тимано-Печорского НГБ в конвергентный период развития можно разделить на две стадии. Первая стадия охватывает время от раннего карбона до ранней перми, а вторая — от ранней перми до триаса [5].

Первая стадия характеризовалась тектонической стабильностью. Для данного времени типичны мелководно-шельфовые условия осадконакопления с формированием карбонатных отложений с незначительными прослоями сульфатов и широким развитием биогермных образований. На приподнятых участках отмечались локальные и зональные перерывы.

Вторая стадия ознаменовалась окончанием главного цикла седиментации в пределах Тимано-Печорского НГБ [6] и широким проявлением орогенических движений на востоке, где закрывался Урало-Монгольский подвижный пояс и формировался Уральский ороген.

В это время происходит инверсия всех основных тектонических элементов бассейна. Приподнятые участки подвергаются размыву, в восточной части бассейна формируется краевой прогиб с проявлением интенсивного надвигообразования, а также происходит переформирование залежей нефти и газа. Следы интенсивной вертикальной миграции, фиксирующие процессы переформирования и разрушения залежей УВ, прослеживаются в зонах практически всех основных разломов. В пределах прогиба

это Югидское и Каменское месторождения, Войская структура на юге Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поднятия, Усино-Кушшорское месторождение гряды Чернышева, Падимейское месторождение Воркутского поперечного поднятия. Отмечается обильное насыщение песчаников триасового и пермского возраста тяжелой нефтью на западном борту Коротаихинской впадины (район скважин ВК-1 и ВК-14). С этим периодом связано и формирование газоконденсатных месторождений.

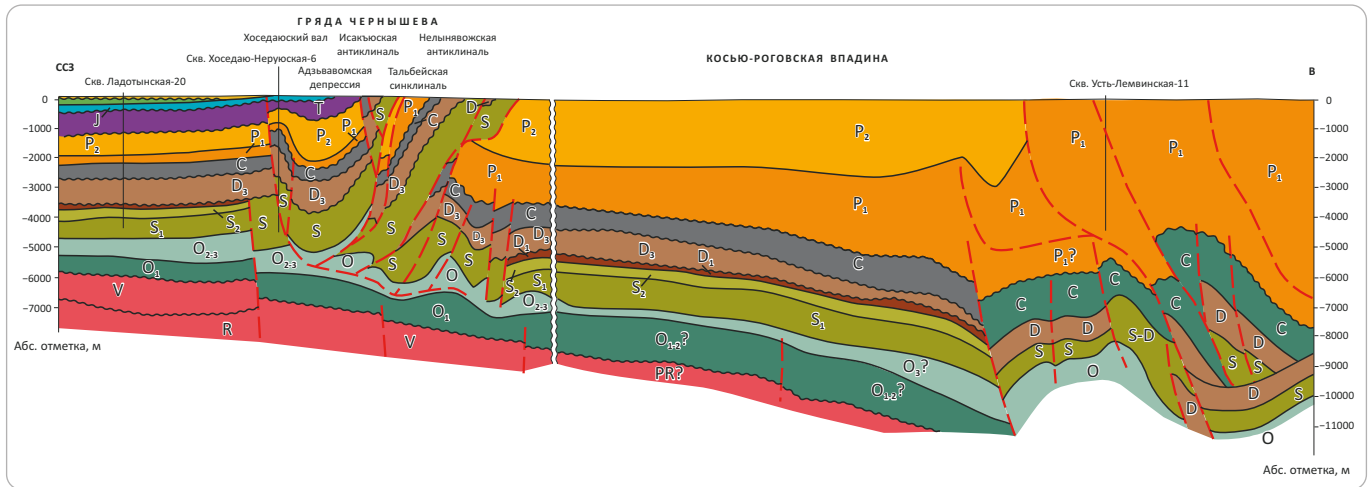
Ранжирование надвиговых дислокаций

С позиции оценки перспектив нефтегазоносности интерес геологов ограничивается границей распространения отложений платформенного типа, которые перекрыты серией надвигов, выполненных аллохтонными отложениями. Результаты геолого-геофизических исследований и глубокого бурения, проведенных в бассейне, показывают наличие разномасштабных надвиговых дислокаций, развитых в его пределах. Надвиги можно попытаться классифицировать, исходя из размера проявления дислокаций такого рода (табл. 1). Несмотря на то, что в названии приведенных примеров, в соответствии с принятым тектоническим районированием [7], отсутствует термин «надвиг», по существу он везде не только присутствует, но и является определяющим структурным элементом. Попробуем рассмотреть этот вопрос более детально.

Надвиговые дислокации I порядка. К данной категории пока можно отнести только гряду Чернышева, где геофизическими и буровыми работами доказано тектоническое нарушение типа надвиг, образованное по солям позднеордовикского возраста [8]. Но не исключено, что и в пределах Коротаихинской впадины Припайхойско-Приюжноновоземельского прогиба развиты аналогичные тектонические нарушения, связанные с сульфатно-галогенными породами позднеордовикского возраста. По крайней мере, надвиги Васьуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны и

Рис. 1. Фрагмент геолого-геофизического разреза по профилю 12-РС (Никонов Н.И., 2008)

Fig. 1. Fragment of geological and geophysical section along 12-PC Line (Nikonov N.I., 2008)



горста Чернова тождественны по своей природе надвигом Степковожского и Тальбейского блоков гряды Чернышева. Однако все ранее высказанные предположения могут быть подтверждены только в результате глубокого бурения, как и на гряде Чернышева¹ ([9, 10] и др.).

Результаты геолого-разведочных работ, проведенных на территории гряды в последние годы [8], подтвердили основные положения, касающиеся ее формирования.

1. Гряда возникла в зоне глубинного разлома в фундаменте, на месте которого в период перикратонного опускания территории Печорской плиты была образована флексура. Этот тектонический фактор стал причиной появления границы, к востоку от которой в позднеордовикское время возник засоленный бассейн, отделенный от Предуральского океана системой краевых рифов. К западу от гряды накапливались карбонатно-сульфатные отложения.

2. Гряда формировалась в период Уральского орогенеза за счет тангенциального сжатия и срыва осадочного чехла Косью-Роговской впадины и Воркутского поперечного поднятия по верхнеордовикской некомпетентной толще солей [11].

3. Выклинивание соленосных отложений на границе гряды Чернышева и Хорейверской впадины привело к проявлению «вдвиговой» тектоники [12] с падением плоскости надвигов в западном направлении, но только в зоне Лемвинского поперечного опускания. В пределах Степковожского блока гряды со стороны Воркутского поперечного поднятия, а также Яньюского блока со стороны Кожимского поперечного поднятия элементы «вдвиговой» тектоники отсутствуют.

4. Чешуйчато-надвиговое строение гряды формировалось дискретно. Выделяется не менее восьми циклов надвигообразования, которые сопровожда-

лись сдвиговыми деформациями по границам тектонических блоков.

Таким образом, формирование надвиговой дислокации I порядка — гряды Чернышева — обусловлено двумя основными факторами: тектоническим и литологическим. Тектонический фактор включает в себя наличие к северо-западу «жесткой» структуры в виде Большеземельского палеосвода и тектонического уступа в виде флексуры в раннем палеозое на месте современной гряды. Литологический фактор, как следствие тектонического фактора, определил формирование позднеордовикского формационного профиля, в результате которого накопились отложения будущих некомпетентных толщ — солей и ангидритов. Граница перехода солей в ангидриты послужила той граничной зоной, по которой формировался надвиг I порядка — гряда Чернышева (рис. 1), а фациальный переход сульфатов в карбонаты способствовал образованию надвига II порядка в виде Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны (рис. 2). Между грядой Чернышева и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоной в пределах Цильегорской депрессии локальные структуры осложнены простыми надвигами III порядка. Плоскости надвигов приурочены к глинисто-карбонатным отложениям верхнего девона (толщам заполнения), как, например, на Усть-Молваюнской или Хоседаю-Нерульской структурах (рис. 3). Время их формирования, по всей видимости, приходится на заключительные стадии надвигообразования [8]. В то же время произошло формирование резонансных надвиговых дислокаций II порядка в пределах Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны — валов Гамбурцева и Сорокина.

Более молодые надвиговые дислокации широко представлены во внутренней зоне Косью-Роговской впадины. Наиболее изученной является Интинская складчато-чешуйчатая зона (надвиговая дислокация

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Временной (А) и сейсмогеологический (В) разрезы по профилям k20988-10 – 105 – k20993-06 (Ходневич О.Л., 2009)
Fig. 2. Time section (А) and geoseismic section (В) along k20988-10 – 105 – k20993-06 lines (Khodnevich O.L., 2009)

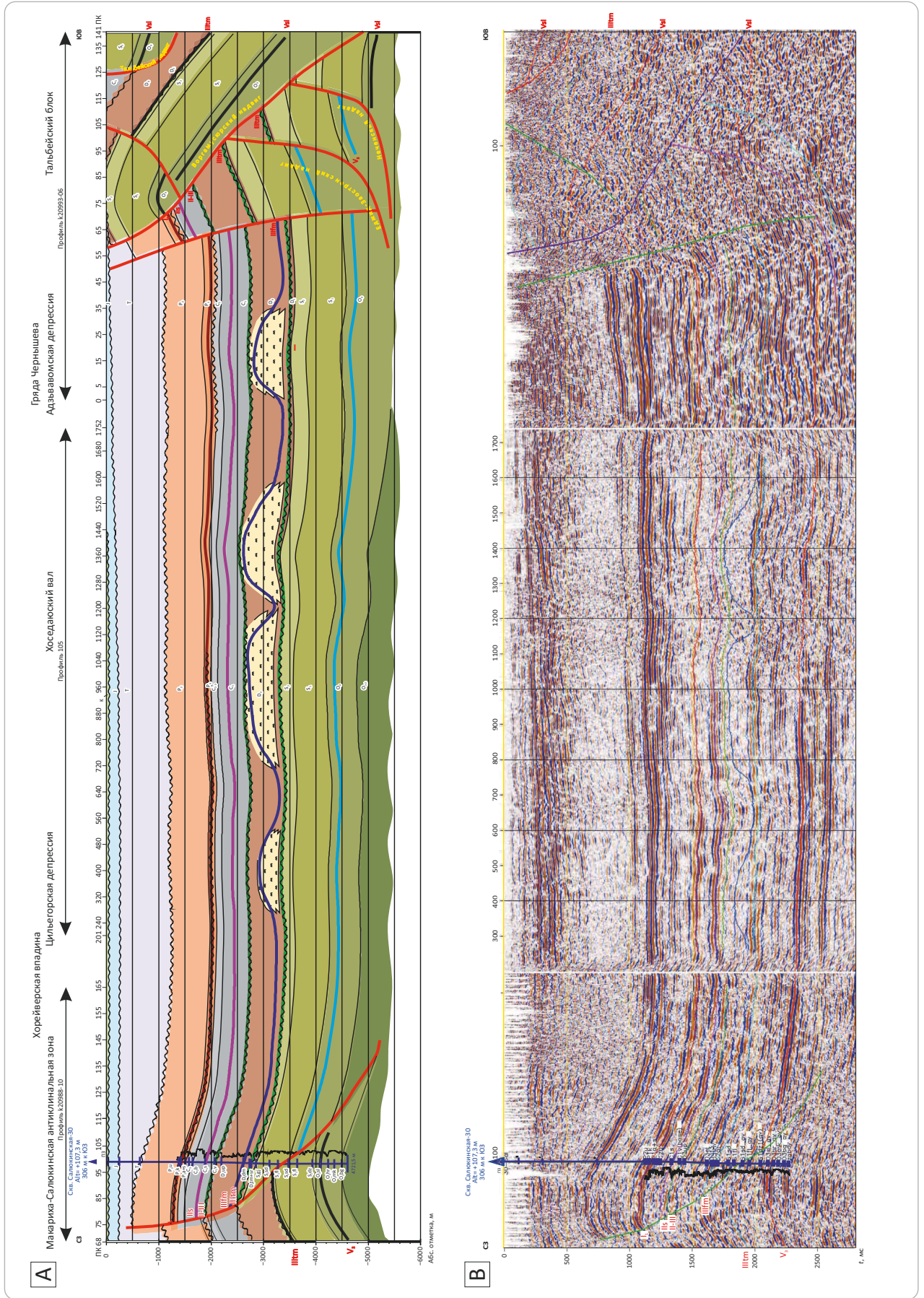
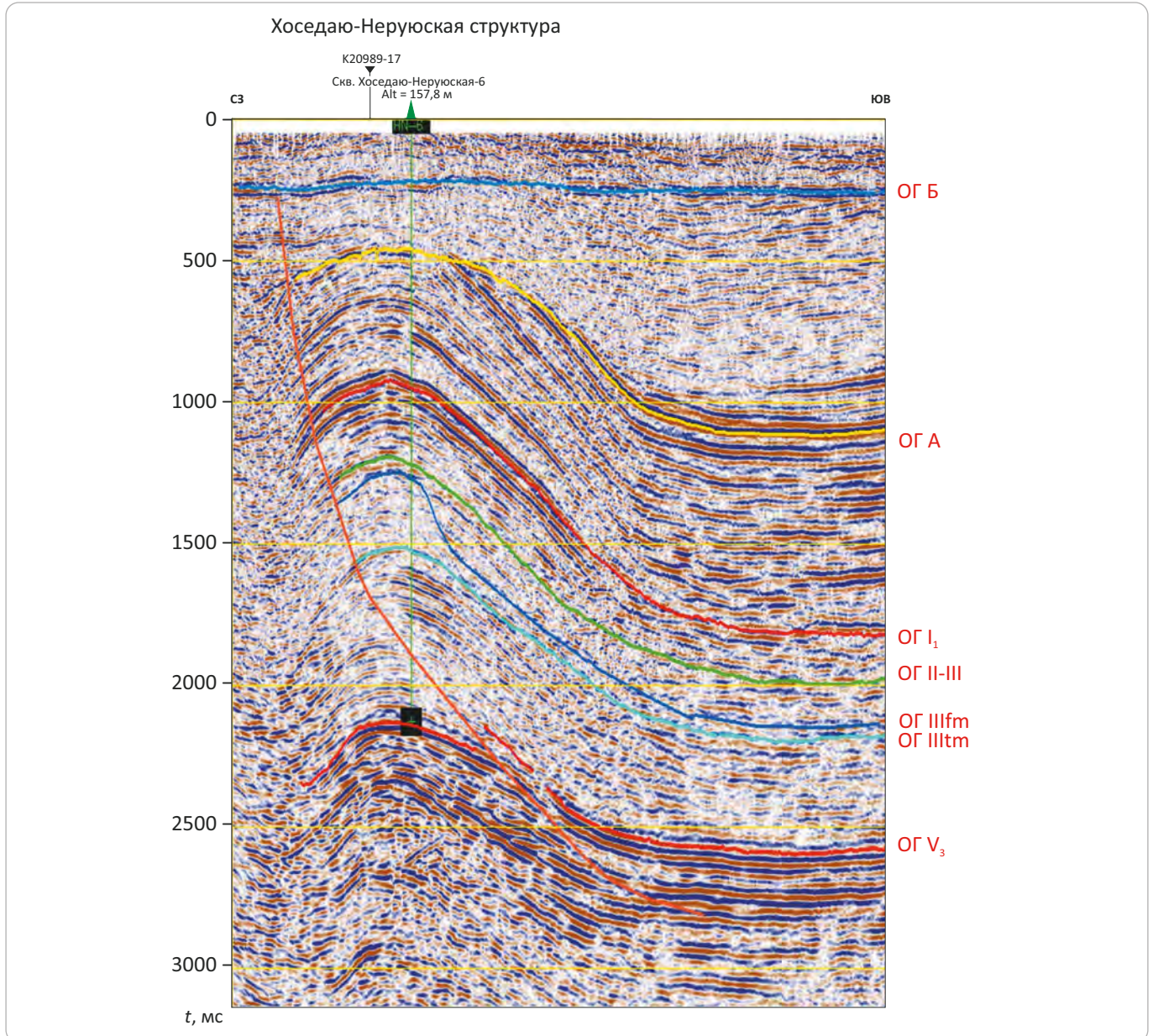


Рис. 3. Временной разрез, характеризующий формирование надвиговых складок в западной части гряды Чернышева (Ходневич О.Л., 2009)

Fig. 3. Time section demonstrating the formation of overthrust folds in the western part of the Chernyshev ridge (Khodnevich O.L., 2009)



II порядка), к которой приурочен ряд газоконденсатных месторождений (рис. 4). Поверхности срыва в этой зоне приурочены к глинистым отложениям нижней части каменноугольных отложений. Кроме основных надвигов в этой зоне наблюдается серия других, более мелких и менее амплитудных надвигов более позднего времени (позднеаргинского?) проявления тектонических движений (рис. 5).

К западу от Интинской чешуи расположена карбонатная банка позднедевонского возраста, в которую практически упирается юго-западное крыло Интинской складки (рис. 6). Жесткий упор в виде органогенной постройки и глинистые отложения за-

рифовых фаций, развитые в восточном направлении, послужили соответственно тектоническим и литологическим факторами формирования в позднепермское время Интинской складчато-чешуйчатой зоны.

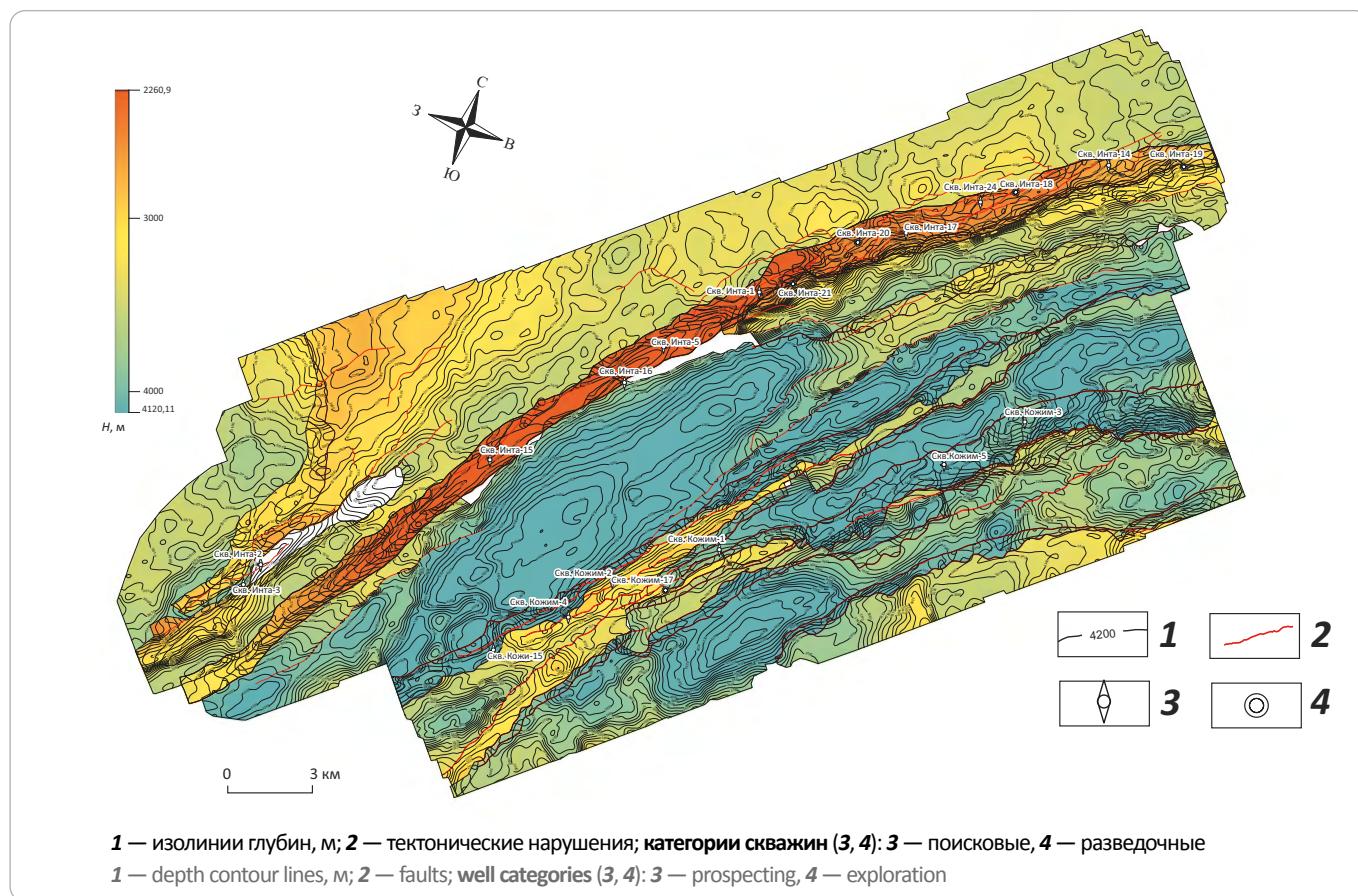
В этом аспекте очень интересна Вуктыльская тектоническая пластина (надвиговая дислокация II порядка). На поперечном геологическом разрезе Вуктыльской структуры заметна ее схожесть с Интинским надвигом. Вуктыльская тектоническая пластина, как и Интинская складчато-чешуйчатая зона, сформированы перед фронтом карбонатных построек позднедевонского возраста, а некомпетентной толщей, по которой произошло надвигообразование,



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту Ia, Интинско-Кожимская площадь (Птецов С.Н., 2017)

Fig. 4. Depth map over Ia Reflector, Intinsky-Kozhimsky area (Ptetsov S.N., 2017)



послужили глинисто-карбонатные отложения толщ заполнения, формировавшиеся в восточном направлении (рис. 7).

Юг Верхнепечорской впадины также характеризуется широким развитием надвиговых дислокаций с элементами сдвиговой тектоники, что вполне объяснимо (рис. 8). Присутствие жесткого «упора» в виде Тиманского кряжа и некомпетентных пород в подошве каменноугольных отложений способствовало в позднепермское время (в период Уральского орогенеза) формированию серии надвигов II порядка. Элементы сдвиговой тектоники, морфологически картируемые руслом р. Печора, фиксируют основные фазы складчатости.

Типичным примером надвиговой дислокации III порядка является Курьинское газовое месторождение (рис. 9). Как и в других случаях, образование надвига произошло по некомпетентным породам нижнего карбона.

Взаимосвязь нефтегазоносности с надвигообразованием

Как известно, основным результатом надвиговых дислокаций является формирование линейных

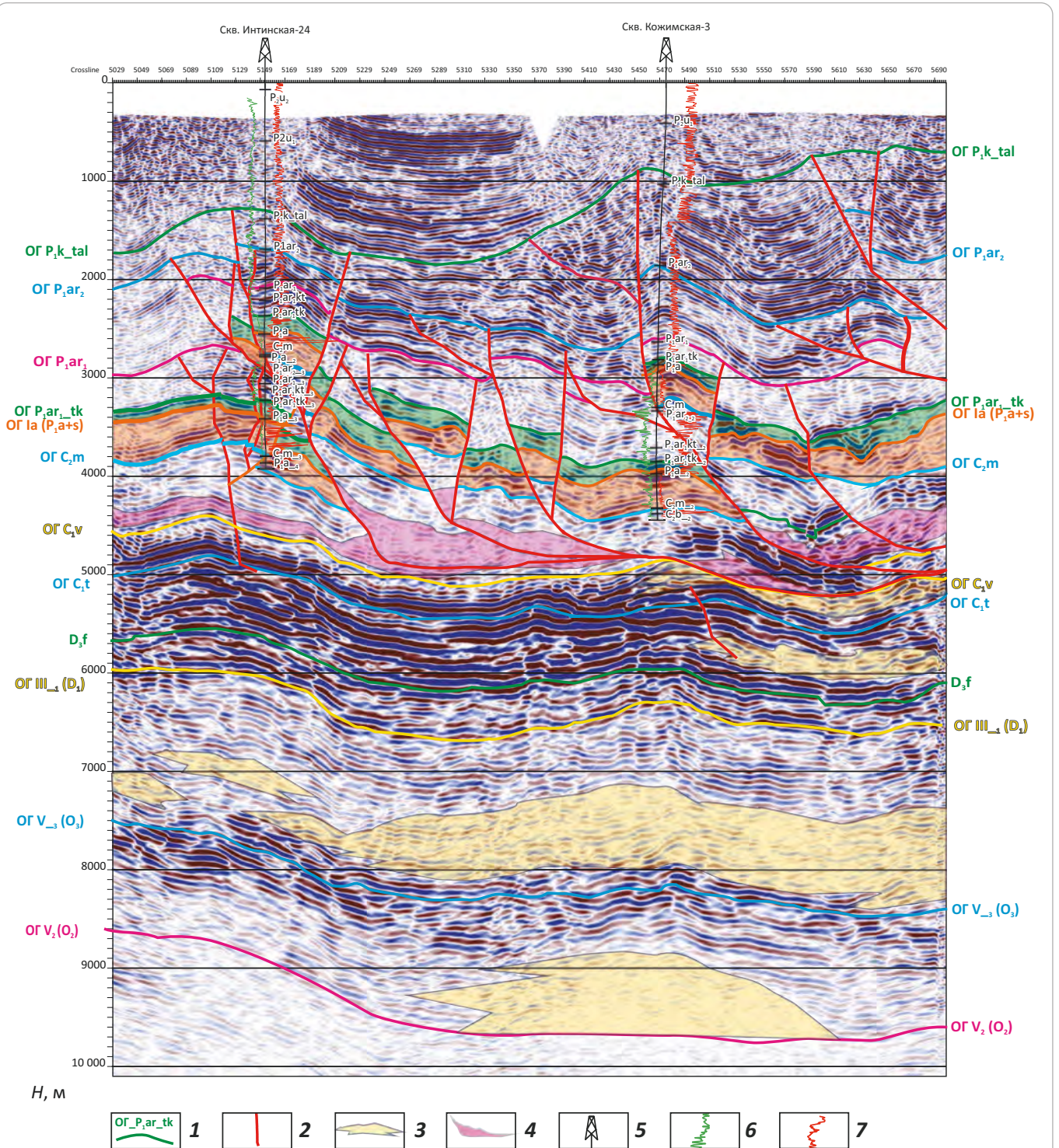
антиклиналей [13]. Как правило, это высокоамплитудные складки с крутыми западными и пологими восточными крыльями (в случае Предуральского краевого прогиба). Другими словами, в результате надвиговых дислокаций образуются структурные и структурно-тектонические ловушки.

По данным последней официальной оценки начальных суммарных ресурсов УВ-сырья, почти 55 % ресурсов свободного газа сосредоточено в средне-визейско-нижнепермском нефтегазовом комплексе (НГК) [14]. В пределах северной части Предуральского краевого прогиба он представлен повсеместно и с достаточной полнотой. Такая ресурсная доминанта объясняется залеганием данного НГК под региональным флюидоупором раннепермского возраста. К югу от широты Вуктыльской складки флюидоупор представлен глинисто-сульфатно-галогенными породами, на севере — глинисто-мергелистой толщей сезымской свиты.

Таким образом, исходя из наличия благоприятных структурных форм, присутствия регионального флюидоупора, главным фактором и условием формирования залежей в структурах надвигового типа различного уровня является пространственное со-

Рис. 5. Сейсмогеологический разрез через скважины Интинская-24 и Кожимская-3 (Птецов С.Н., 2017)

Fig. 5. Geoseismic section across Intinsky-24 and Kozhimsky-3 wells (Ptetsov S.N., 2017)



1 — отражающий горизонт; 2 — тектонические нарушения; 3 — органогенные постройки; 4 — ангидритодоломитовая толща C_{1S_1} ; 5 — скважина; стадии катагенеза (6, 7): 6 — АК, 7 — ГК
 1 — reflector horizon; 2 — faults; 3 — organic buildups; 4 — anhydrite-dolomitic series C_{1S_1} ; 5 — well; stages of catagenesis (6, 7): 6 — ASL, 7 — GR

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 6. Сейсмогеологический разрез, Западно-Интинская площадь (Мартынов А.В., 2016)
Fig. 6. Geoseismic section, West Intinsky area (Martynov A.V., 2016)

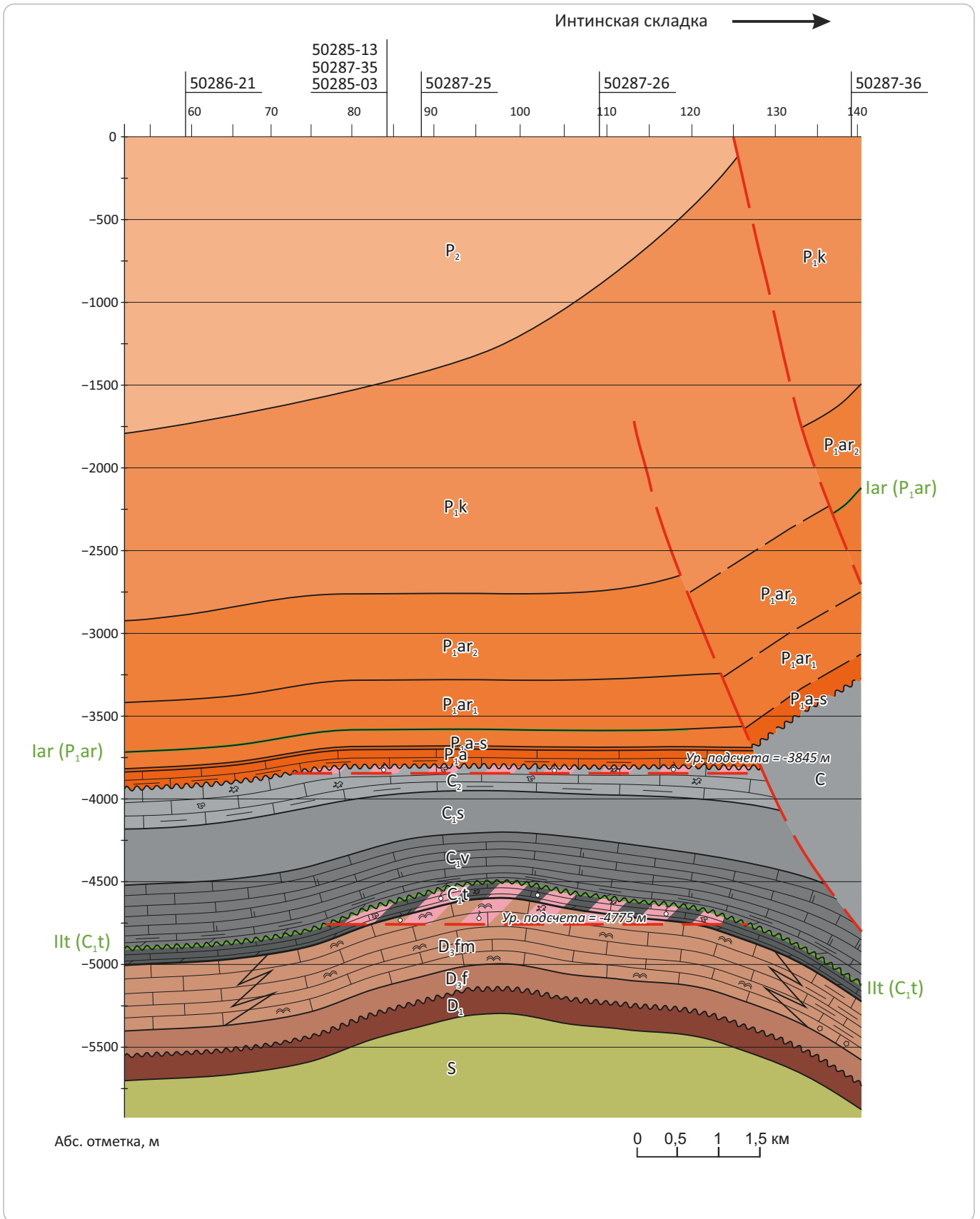
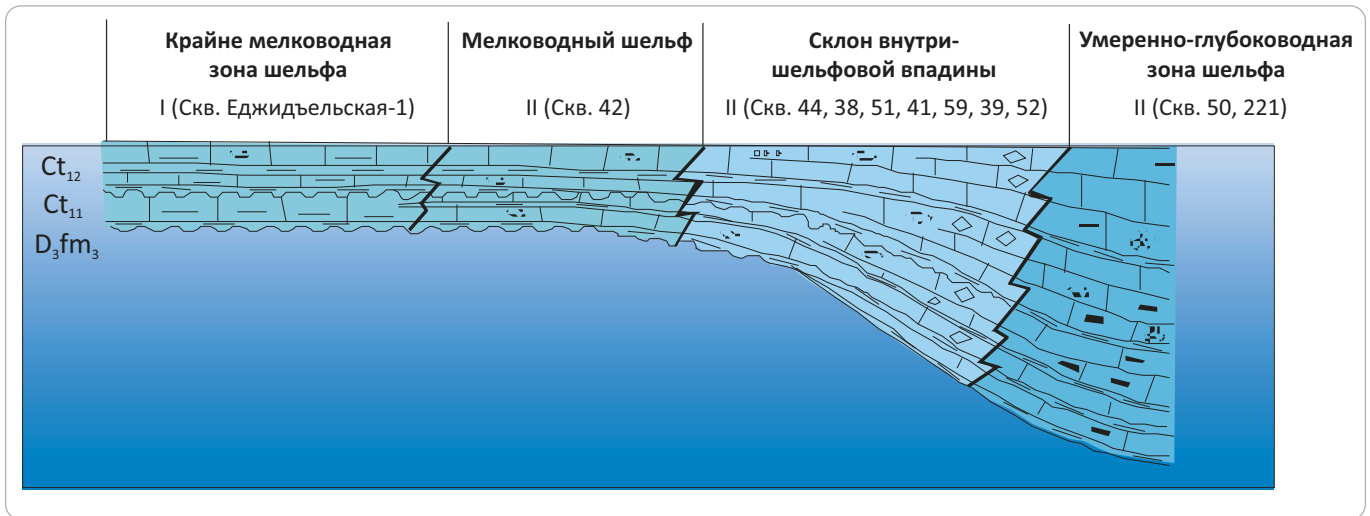


Рис. 7. Фациальный профиль позднедевон-турнейских отложений Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 7. Facies section of Late Devonian-Tournaisian deposits, the Vuktyl'sky oil and gas condensate field



впадение ловушки и зон развития коллекторских толщ средневизейско-нижнепермского карбонатного НГК. По данным исследования специалистов ТП НИЦ [15], толщина комплекса составляет 800 м в плитной части бассейна и достигает 1400 м в Предуральском краевом прогибе. При этом на ряде участков (юг Печоро-Кожвинского мегавала, ряд блоков гряды Чернышева) породы комплекса подверглись размыву, местами до полного выклинивания.

В составе средневизейско-нижнепермского карбонатного НГК выделяется четыре продуктивных горизонта: окско-серпуховский, средне-верхнекаменноугольный, нижнепермский (ассельско-сакмарский), нижнепермский (артинский) карбонатный.

При этом, как правильно отмечают многие исследователи [15], только окско-серпуховской (серпуховской) ярус в составе заборьевского надгоризонта продуктивный горизонт имеет в ряде районов Тимано-Печорского НГБ зональный флюидоупор сульфатного состава, что создает условия для формирования пластовых залежей. Остальные продуктивные горизонты, как правило, не имеют межпластовых крышек и в той или иной степени образуют единый пластово-массивный резервуар в зависимости от его стратиграфического наполнения.

В Предуральском краевом прогибе средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК представлен и продуктивен в полном составе только на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении, где присутствует шесть продуктивных пластов, выделенных как отдельные подсчетные объекты с единой гидродинамической связью (Савинкин П.Т., 1972).

Таким образом, Вуктыльское месторождение представляет собой единую массивно-пластовую залежь (рис. 10), в которой в массивном резервуаре продуктивные горизонты имеют пластовое залегание с единым газоводяным контактом. Такая ситуа-

ция обусловлена значительной амплитудой надвиговой структуры, достигающей 1400 м (см. рис. 7).

Реконструкция истории осадконакопления и тепловой эволюции осадочной толщи Вуктыльского месторождения [16] свидетельствует о том, что девонские отложения уже в каменноугольный период достигли зоны катагенеза МК₁₋₃ и были способны генерировать жидкие УВ, а начиная с триасового периода вступили в зону генерации газообразных УВ (градация катагенеза МК₄₋₅). Каменноугольные и частично нижнепермские поднадвиговые отложения начиная с триасового периода находятся в зоне «нефтяного окна» и дальнейшее катагенетическое преобразование не испытывали.

Комплексный анализ данных пироллиза пород, степени катагенеза ОВ отложений, результатов изучения физико-химических свойств и индивидуального состава УВ пластовых флюидов, выполненный авторами [16], позволяет утверждать, что флюиды основной нефтегазоконденсатной залежи пермокаменноугольных отложений Вуктыльского месторождения сформированы за счет реализации нефтегазоматеринского потенциала исходного ОВ гумусово-сапропелевого типа отложений девонского возраста, преобразованных до высокой степени катагенеза. Формирование залежи происходило в результате неоднократного заполнения ловушки УВ различного фазового состояния (сначала нефтью, а затем газом) за счет ступенчатой латерально-вертикальной миграции. Высокое содержание конденсата в пластовом газе связано со вторичным преобразованием исходной залежи нефти, в которой переизбыток поступивших газовых УВ привел к ретроградному испарению низкокипящих нефтяных УВ.

Источником поступления нефтяных и газовых УВ, несомненно, является мощная толща отложений нижнего и среднего палеозоя, накопившаяся в пределах юго-восточного окончания Печоро-Кожвинского

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 8. Структурная карта по отражающему горизонту l_{ar} (P_{1ar_1}), Курьинская антиклинальная зона (Каравай Е.Г., 2013)
Fig. 8. Depth map over l_{ar} Reflector (P_{1ar_1}), Kur'insky anticline zone (Karavai E.G., 2013)

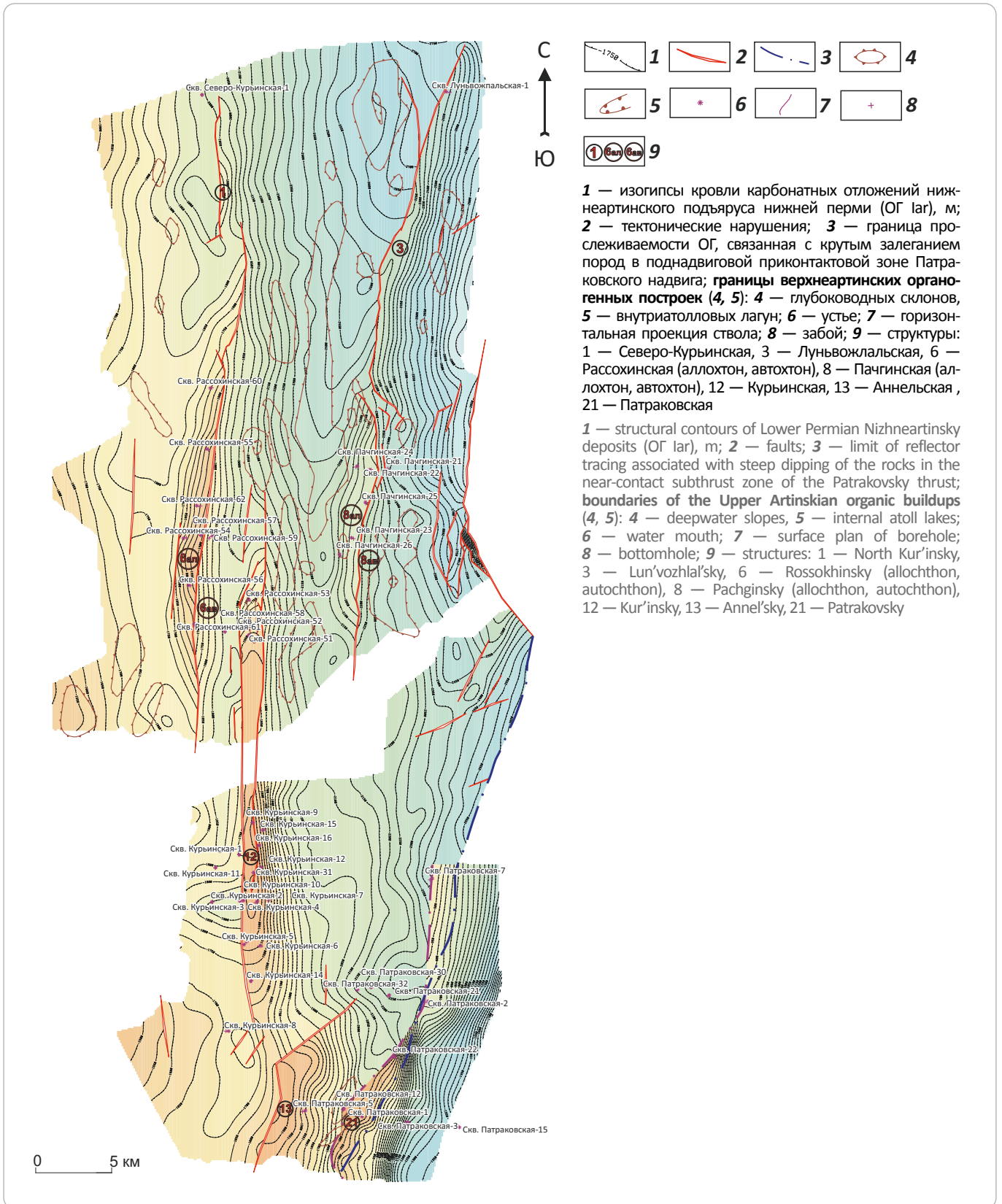
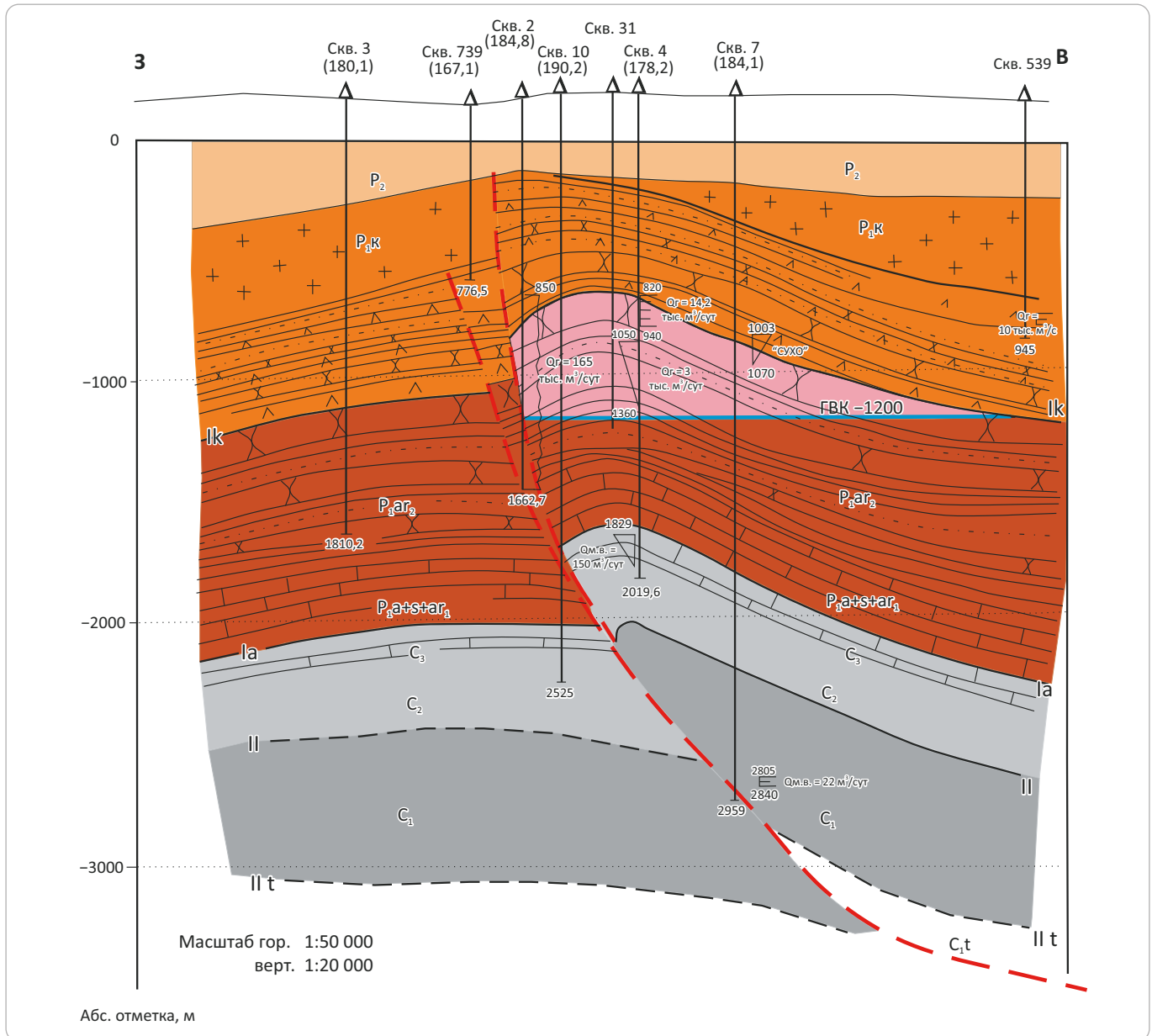


Рис. 9. Геологический разрез по линии с/п 809-01, Кур'инское месторождение (Данилов В.Н., 2018)

Fig. 9. Geological cross-section along 809-01 Line, Kur'insky field (Danilov V.N., 2018)



палеограбена [16]. Уральский орогенез, сформировавший высокоамплитудную Вуктыльскую ловушку, стал также механизмом для ее «инъекционного» заполнения генерированными в палеограбене УВ. По всей видимости, по такому же сценарию сформированы и газовые месторождения Интинской складчато-чешуйчатой зоны, где в ряде скважин на уровне газовой контакта были получены признаки нефтенасыщения и даже незначительные притоки нефти. Отсутствие мощного очага генерации УВ, как в случае с Вуктыльским месторождением, не привело к накоплению значительных запасов, а исходное ОВ сапропелевого типа из карбонатных отложений явилось источником кислых компонентов в составе природного газа [17].

Собственно продуктивный резервуар в пределах Интинской складчато-чешуйчатой зоны имеет строение, подобное Вуктыльскому месторождению, отличающееся меньшими масштабами и более широким развитием трещинных коллекторов, не только традиционно в нижнепермской, но и в каменноугольной части разреза. Для обоих месторождений эта ситуация типична в большей степени для аллохтонной части разреза.

На Вуктыльском месторождении в результате тематических работ, проведенных специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в Ухте совместно со специалистами ТП НИЦ, на основе анализа материалов ГИС, керн более чем из 20 скважин и материалов сейсморазведки 3D (в пакете Stratimagic), были выде-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 10. Геолого-статистический разрез нижнепермско-каменноугольной залежи Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (Данилов В.Н., 2019)

Fig. 10. Vertical proportion curve of the Lower Permian-Carboniferous accumulation of the Vuktyl'sky oil and gas condensate field (Danilov V.N., 2019)

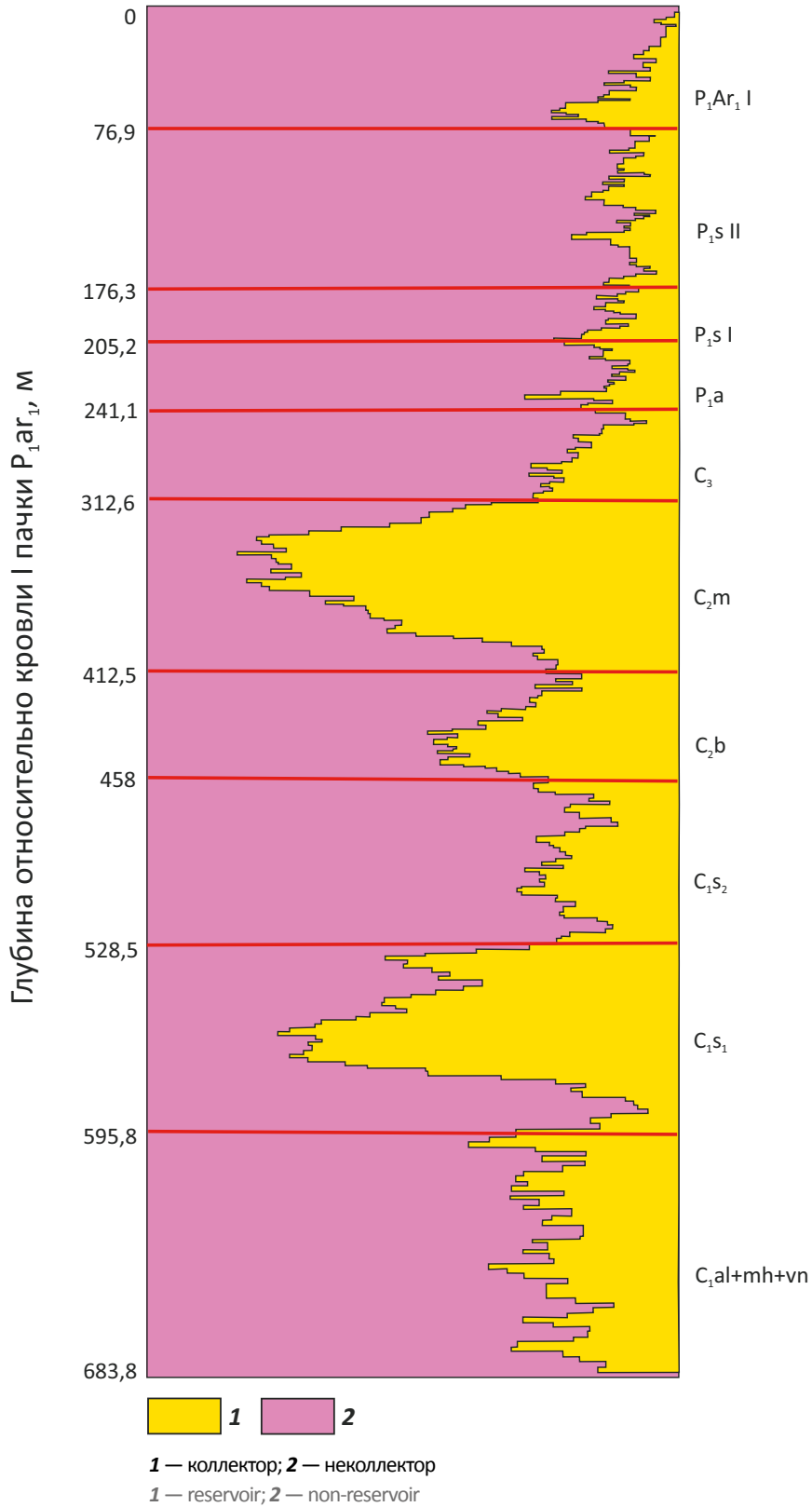
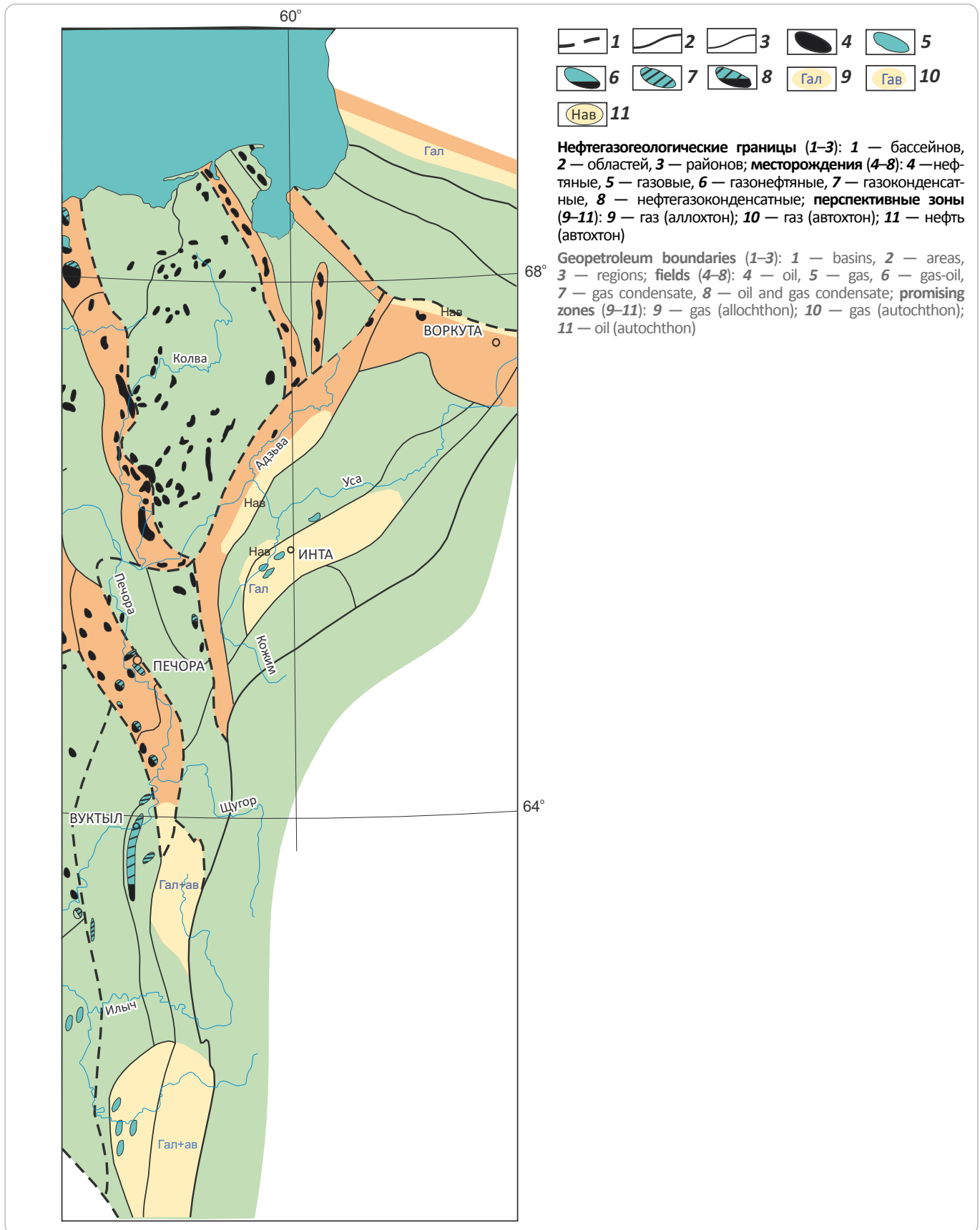


Рис. 11. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности надвиговых зон (Данилов В.Н., 2020)
 Fig. 11. Schematic map of thrust zones hydrocarbon potential (Danilov V.N., 2020)



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 2. Результаты испытания отложений автохтона Интинской складчато-надвиговой зоны

Tab. 2. Test results of autochthon deposits of Intinsky fold-thrust zone

Скважина	Горизонт	Интервал, м	Результат	Плотность нефти, г/см ³
Кожимская-1	P ₁ ar + a + s	3088–3370	Открытый ствол. Снижение уровня. Соляно-кислотная обработка. Q _ч = 3,6 м ³ /сут; Q _г = 15–20 тыс. м ³ /сут	0,7842
Интинская-17	P ₁ ar	3616–3544	Колонна. Кумулятивный перфоратор ПКС-105, 1080 отв. Соляно-кислотная обработка. Q _ч = 0,5 м ³ /сут по подъему уровня	0,816
Интинская-24	P ₁ ar	3225–3321,6	Испытание пласта. Q _ч = 7,9 м ³ /сут	0,87

лены полосовые зоны развития органогенно-обломочных пород в поднадвиговой (автохтонной) зоне месторождения (см. рис. 8), сформировавшиеся в результате периодического разрушения рифового массива позднедевонского возраста, расположенного к западу [18].

Емкостное пространство пород-коллекторов (известняков и доломитов) в позднедевон-турнейских отложениях Вуктыльского месторождения представляет собой сложную систему, состоящую из пор (в основном вторичных), каверн (в незначительном объеме) и трещин. Трещины развиты повсеместно. О сильно развитой микротрещиноватости свидетельствуют микроскопические исследования керн из всех фациальных зон как турнейского, так и фаменского возраста. Трещины разнонаправленные, слабоизвилистые, реже прямолинейные, протяженные и известковистые. Раскрытость микротрещин изменяется от 5 до 10 мкм. Плотность трещин колеблется от 0 до 357 на 1 м. Значение трещинной пористости изменяется от 0 до 0,3 %, трещинной проницаемости — от 0 до $43,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, т. е. при весьма низкой трещинной емкости породы обладают довольно высокой проницаемостью.

Результаты бурения поисково-оценочной скв. Интинская-24 также подтвердили ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов автохтона. Это связано с существенно меньшей трещиноватостью пород данной части разреза.

При этом в ряде скважин Интинской складчато-чешуйчатой зоны из отложений артинского яруса в автохтонном залегании были получены незначительные притоки легкой нефти (табл. 2), что еще

раз доказывает первичность нефтяной фазы исходных залежей аллохтона.

На остальной территории прогиба продуктивность комплекса связана только с его отдельными частями. Продуктивные отложения представлены, как правило, коллекторами сложного состава — порово-трещинными, трещинно-кавернозными и пр. При этом сохраняется закономерность улучшения коллекторских свойств в породах аллохтона в отличие от автохтонной части разреза. Естественно, это относится к структурам, сформированным нарушениями III порядка.

Заключение

Необходимо отметить, что, за исключением рассмотренного нижнекаменноугольно-нижнепермского НГК, нижележащие комплексы надвиговой тектоникой затронуты мало. Только верхнедевон-турнейский комплекс осложнен незначительными надвигами в гряде Чернышева и к западу от нее.

Полученные данные о природе и механизме формирования надвиговых структур позволяют проводить поисково-разведочные работы более целенаправленно [19]. Автохтонные части рассмотренных складчатых зон будут преимущественно нефтеносными практически на всей территории прогиба за исключением подсолевых отложений позднего ордовика, а залежи в надвинутых аллохтонах — преимущественно газовыми и газоконденсатными с остаточными нефтяными оторочками (рис. 11). Интерес представляют органогенные постройки перед фронтом надвиговых дислокаций, которые пока практически не изучены глубоким бурением.

Литература

1. Шаблинская Н.В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя. — Л. : Недра, 1982. — 155 с.
2. Запорожцева И.В. Блоковая структура земной коры как основа нефтегазогеологического районирования Европейского северо-востока СССР // Тектоника Европейского севера СССР. Тр. Ин-та геологии Коми фил. АН СССР. — Вып. 55. — Сыктывкар, 1986. — С. 3–13.
3. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Гецен В.Г., Запорожцева И.В., Малышев Н.А., Рыжов И.Н., Соенко В.Л., Тимонин Н.И., Удовиченко Л.А., Юдин В.В. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты. — Л. : Наука, 1986. — 217 с.
4. Малышев Н.А. Разломы Европейского северо-востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л. : Наука, 1986. — 112 с.
5. Данилов В.Н. Влияние разломной тектоники на нефтегазоносность осадочных бассейнов // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ТП НИЦ. — Ухта, 2013. — С. 36–42.

6. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Беляева Н.В., Черных В.А. Циклы седиментогенеза и нефтегазоносные комплексы Печорского бассейна // Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Тр. Ин-та геологии Коми фил. АН СССР. – Вып. 35. – Сыктывкар, 1981. – С. 3–27.
7. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 19.08.2020).
8. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. – СПб. : ООО «Реноме», 2017. – 288 с.
9. Щусь Т.К., Москалюк З.В. Особенности тектонического строения Варандей-Адзвинской структурной зоны и перспективы ее нефтегазоносности // Геотектоника Европейского Северо-Востока СССР: Тр. X Геол. конф. Коми АССР. – Сыктывкар, 1988. – С. 109–112.
10. Данилов В.Н. Особенности парагенеза нефтегазоносности и надвиговой тектоники на конвергентных стадиях развития осадочных бассейнов // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: матер. XIV Геол. съезда республики Коми. – Сыктывкар, 2004. – С. 109–111.
11. Юдин В.В. Послойные срывы в чехле востока Печорской плиты — возможный объект поиска углеводородов // Печорский нефтегазоносный бассейн. Тр. Ин-та геол. Коми фил. АН СССР. – Вып. 52. – Сыктывкар, 1985. – С. 38–45.
12. Соборнов К.О., Пильник Л.Ф. Гряда Чернышева — фронт вдвиговой пластины? // ДАН СССР. – 1991. – Т. 317. – № 2. – С. 430–433.
13. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. – М. : Наука, 1981. – 136 с.
14. Прищепа О.М., Отмас А.А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 75–80.
15. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
16. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу о формировании Вуктыльского НГКМ // Научно-технический сборник вестей газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 144–156.
17. Данилевский С.А., Складова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. – 298 с.
18. Данилов В.Н., Иванов В.В. Техно-экономические расчеты целесообразности проведения глубокого бурения на поднадвиговые отложения Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (по состоянию на 01.04.2010 г.) // Материалы XV Координационного геологического совещания. – М., 2010. – С. 255–262.
19. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В., Антоновская Т.В. Газовые и газоконденсатные месторождения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. – СПб: ООО «Реноме», 2018. – 262 с.

References

1. Shablinskaya N.V. Razlomnaya tektonika Zapadno-Sibirskoi i Timano-Pechorskoi plit i voprosy neftegazonosnosti paleozoya [Fault tectonics of the West Siberian and Timan-Pechora plates and issues of oil and gas potential of the Paleozoic]. Leningrad: Nedra; 1982. 155 p. In Russ.
2. Zaporozhtseva I.V. Blokovaya struktura zemnoi kory kak osnova neftegeozogeologicheskogo raionirovaniya Evropeiskogo severo-vostoka SSSR [Blocked structure of the Earth's crust as a basis for geopetroleum zoning of USSR European north-east]. In: Tektonika Evropeiskogo severa SSSR. Tr. In-ta geologii Komi fil. AN SSSR. Vyp. 55. Syktyvkar; 1986. pp. 3–13. In Russ.
3. Dedeev V.A., Aminov L.Z., Getsen V.G., Zaporozhtseva I.V., Malyshev N.A., Ryzhov I.N., Soenko V.L., Timonin N.I., Udovichenko L.A., Yudin V.V. Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Pechorskoi plity [Tectonic criteria of oil and gas occurrence prediction within Pechorsky Plate]. Leningrad: Nauka; 1986. 217 p. In Russ.
4. Malyshev N.A. Razlomy Evropeiskogo severo-vostoka SSSR v svyazi s neftegazonosnost'yu [Faults of USSR European north-east in the context of oil and gas occurrence]. Leningrad: Nauka; 1986. 112 p. In Russ.
5. Danilov V.N. Vliyaniye razlomnoi tektoniki na neftegazonosnost' osadochnykh basseinov [Fault tectonics influence on petroleum potential of sedimentary basins]. In: Materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 75-letiyu TP NITs. Ukhta; 2013. pp. 36–42. In Russ.
6. Dedeev V.A., Aminov L.Z., Belyaeva N.V., Chernykh V.A. Tsikly sedimentogeneza i neftegazonosnye komplekсы Pechorskogo basseina [Sedimentogenesis cycles and plays of Pechorsky Basin]. In: Neftegazonosnye komplekсы Pechorskoi sineklizy. Tr. In-ta geologii Komi fil. AN SSSR. Vyp. 35. Syktyvkar; 1981. pp. 3–27. In Russ.
7. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegeozogeologicheskome raionirovanii Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight]. *Neftegeozovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed: 19.08.2020). In Russ.
8. Danilov V.N. The Chernyshev ridge: geological structure and petroleum potential. St. Petersburg: ООО “Renome”; 2017. 288 p. In Russ.
9. Shchus' T.K., Moskalyuk Z.V. Osobennosti tektonicheskogo stroeniya Varandei-Adz'vinskoi strukturnoi zony i perspektivy ee neftegazonosnosti [Varandey-Adz'vinsky structural zone: features of tectonic framework and petroleum potential]. In: Geotektonika Evropeiskogo Severo-Vostoka SSSR: Tr. X Geol. konf. Komi ASSR. Syktyvkar; 1988. pp. 109–112. In Russ.
10. Danilov V.N. Osobennosti parageneza neftegazonosnosti i nadvigovoi tektoniki na konvergentnykh stadiyakh razvitiya osadochnykh basseinov [Stages of convergence in evolution of sedimentary basins: features of oil and gas occurrence paragenesis and thrust tectonics]. In: Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: mater. XIV Geol. s'ezda respubliky Komi. Syktyvkar; 2004. pp. 109–111. In Russ.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

11. *Yudin V.V.* Posloinye sryvy v chekhle vostoka Pechorskoi plity — vozmozhnyi ob"ekt poiska uglevodorodov [Layer-by-layer thrusts in the cover of Pechorsky Plate east — possible target for hydrocarbon exploration]. In: Pechorskii neftegazonosnyi bassein. Tr. Int-ta geol. Komi fil. AN SSSR. Vyp. 52. Syktyvkar; 1985. pp. 38–45. In Russ.
12. *Sobornov K.O., Pil'nik L.F.* Gryada Chernysheva — front vdvigovoi plastiny? [Is Chernyshev Ridge the front of a sliding-in sheet?]. DAN SSSR. 1991;317(2):430–433. In Russ.
13. *Kamaletdinov M.A., Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T.* Proiskhozhdenie skladchatosti [Origins of folding]. Moscow: Nauka; 1981. 136 p. In Russ.
14. *Prishepa O.M., Otmas A.A., Kuranov A.V.* The state and prospects of hydrocarbon resource base in Timano-Pechora region. *Geologiya nefti i gaza*. 2012;(5):75–80. In Russ.
15. *Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. et al.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: OOO "Renome"; 2011. 286 p. In Russ.
16. *Danilov V.N., Kochkina Yu.V.* To generation of Vuktyl oil-gas-condensate field. *Scientific-technical collection book "Vesti gazovoy nauki"*. 2018;35(3):144–156. In Russ.
17. *Danilevskii S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M.* Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoi provintsii [Geofluid systems of Timan-Pechora Province]. Ukhta; 2003. 298 p. In Russ.
18. *Danilov V.N., Ivanov V.V.* Tekhniko-ekonomicheskie raschety tselesoobraznosti provedeniya glubokogo bureniya na podnadvigovye otlozheniya Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (as of 01.04.2010) [Feasibility analysis of deep drilling for subthrust deposits in Vuktyl'sky oil and gas condensate field (as on 01.04.2010)]. In: Mat-ly XV Koordinatsionnogo geologicheskogo soveshchaniya. Moscow; 2010. pp. 255–262. In Russ.
19. *Danilov V.N., Kochkina Yu.V., Antonovskaya T.V.* Gas and gas-condensate fields of the Timan-Pechora oil and gas basin [Gas and gas condensate fields of Timan-Pechora Petroleum Basin]. St. Petersburg: OOO "Renome"; 2018. 262 p. In Russ.

Информация об авторе**Данилов Владимир Николаевич**

Кандидат геолого-минералогических наук

e-mail danuhta@yandex.ru

Information about author**Vladimir N. Danilov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences

e-mail: danuhta@yandex.ru

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88

Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал

© 2021 г. | К.О. Соборнов¹, И.П. Коротков², Д.В. Яковлев³, В.А. Куликов⁴, К.Ю. Кудрявцев⁵, В.Ф. Колесник⁶

¹ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», Москва, Россия; ksobornov@yandex.ru;

²Российский университет дружбы народов, Москва, Россия; ilya.korotkov@gmail.com;

³ООО «Северо-Запад», Москва, Россия; nw.yakovlev@gmail.com;

⁴Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; vic@nw-geophysics.ru;

⁵ООО «СЖЖ ВОСТОК», Москва, Россия; konstantin.kudryavtsev@cgg.com;

⁶ООО «ГПБ РЕСУРС», Москва, Россия; valentin.kolesnik@gpb-resource.ru

Поступила 19.10.2020 г.

Доработана 17.11.2020 г.

Принята к печати 23.11.2020 г.

Ключевые слова: гряда Чернышева; Урал; Тимано-Печорский бассейн; раздавленный диапир; нефть; надвиговый пояс; аллохтонная соль.

Аннотация: Для изучения строения гряды Чернышева и прилегающих районов Косью-Роговской впадины был использован комплекс геофизических методов, включающий сейсморазведку 2D и 3D, магнитотеллурическое зондирование, гравитационную и магнитометрию. Комплексная интерпретация полученных данных с использованием материалов прошлых лет позволила предложить новую концепцию строения и развития этого района. В ней предполагается, что структурное развитие этого района во многом определялось диапиризмом верхнеордовикских солей. Соли мигрировали на гряду Чернышева из Косью-Роговской впадины и формировали диапировые поднятия начиная с силура. Со второй половины артинского века во время уральской складчатости диапировые валы подверглись сжатию. Это привело к их раздавливанию с выжиманием соли на поверхность, за которым последовали надвиговые деформации. Диапировые перемещения, связанные с внутриплитными деформациями, продолжались в мезозое и кайнозое. В результате на восточном борту гряды Чернышева, в районе Поварницкого поднятия, возникли благоприятные условия для формирования крупной зоны нефтегазоаккумуляции тектонически ограниченного типа. Она образована регионально нефтегазоносными надсолевыми силур-пермскими отложениями, экранированными по восстанию аллохтонной соляной покрывкой.

Для цитирования: Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88.

Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat

© 2021 | K.O. Sobornov¹, I.P. Korotkov², D.V. Yakovlev³, V.A. Kulikov⁴, K.Yu. Kudryavtsev⁵, V.F. Kolesnik⁶

¹North Uralian Petroleum Company, Moscow, Russia; ksobornov@yandex.ru;

²People's Friendship University of Russia, Moscow, Russia; ilya.korotkov@gmail.com;

³Nord-West Ltd., Moscow, Russia; nw.yakovlev@gmail.com;

⁴Lomonosov Moscow State University, vic@nw-geophysics.ru;

⁴CGG Vostok, Moscow, Russia; konstantin.kudryavtsev@cgg.com;

⁵Gazprombank, Moscow, Russia; valentin.kolesnik@gpb-resource.ru

Received 19.10.2020

Revised 17.11.2020

Accepted for publication 23.11.2020

Key words: Chernyshev Swell; Urals; Timan-Pechora Basin; squeezed diapir; oil; thrust belt; allochthonous salt.

Abstract: A multidisciplinary study including 2D and 3D seismic surveying, magnetotelluric, gravimetric, and magnetometric measurements was conducted to unravel the geological structure of the Chernyshev Swell's and the adjacent areas of the Kosyu-Rogov Foredeep Basin. Integrated interpretation of these data and vintage information allowed the introduction of a new concept of this areas' structural development. It suggests that the structural evolution was largely influenced by the diapirism of the Upper Ordovician salt. The salt started to move towards the Chernyshev Swell from the Kosyu-Rogov Foredeep Basin with the development of diapiric walls as early as the Silurian. The salt walls underwent compression during the Uralian collisional folding from the second half of the Artinskian age. It resulted in the squeezing of the diapirs and salt's extrusion to the surface, followed by extensive thrusting. The salt-related deformations continued throughout the Mesozoic and Cenozoic activated by

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

the intraplate stresses. The study area's structural evolution created favourable conditions for the development of a large oil and gas trap in the 3-way structural closure juxtaposed against the thrust zone. It includes regionally productive suprasalt Silurian-Permian deposits sealed updip by the allochthonous salt.

For citation: Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88. In Russ.

Введение

Неустойчивость спроса на энергетические ресурсы последних лет повышает экономическую ценность новых запасов нефти и газа в зрелых, экономически освоенных районах, к числу которых относится Предуралья. Согласно оценкам ведущих специалистов, одним из наиболее перспективных районов Предуралья является его северная часть, входящая в состав Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Высокий нефтегазовый потенциал этого района обусловлен рядом факторов. К числу важнейших из них относятся: большая (до 15 км) толщина осадочного чехла, разнообразные типы ловушек, включая высокоамплитудные надвиговые структуры, широкое распространение термически зрелых нефтематеринских отложений. Наглядным примером высокой продуктивности зоны предуральской складчатости является существование в этом районе уникального Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. Однако возможность значительного прироста запасов нефти и газа не означает, что поисковые работы увенчаются успехом. Напротив, целый ряд проектов за последние 10–15 лет не оправдал ожиданий. Изучение результатов проведенных работ показывает, что одна из основных причин неудач — недооценка сложности строения этих районов ([1–3] и др.). В ряде случаев они стали следствием неверной интерпретации регионального геологического строения и динамики развития нефтегазовых систем. Некоторые поисковые объекты были недостаточно подготовлены к бурению. Результатом этого явилось неудачное размещение скважин, а также неверные проектные решения, не позволившие качественно испытать целевые объекты.

Опыт изучения складчато-надвиговых зон Предуралья в совокупности с данными о нефтегазонасности районов аналогичного строения в других регионах мира показывает, что снижение рисков поисково-разведочных работ во многом определяется применением современных геотехнологий, адаптированных к специфике геологического строения. При интерпретации данных необходимо использовать передовые научные концепции, основанные на анализе высокоинформативных геолого-геофизических данных, тестировать различные варианты интерпретации. В ряде случаев это позволяет существенно актуализировать представления о геологическом строении и на их основе по-новому устанавливать приоритеты объектов поисково-разведочных работ.

Результаты проведенных исследований показывают, что дискуссионные черты строения гряды Чер-

нышева можно объяснить с помощью новой структурной модели. Ее основным содержанием является предположение о том, что ведущую роль в структурном развитии этой части надвигового пояса Предуралья играли деформации солей. Особенностью деформаций сжатия в зонах диапиров является их реализация в первую очередь за счет выдавливания солей, что обусловлено их высокой мобильностью. И лишь после удаления значительной части солей из деформированного объема пород дальнейшее сокращение протяженности слоев может происходить за счет хрупких нарушений компетентных пород с образованием надвигов различной морфологии. Эти нарушения маскируют имевшие место ранее проявления соляной тектоники.

В последние годы строение соляных массивов в зонах сжатия было детально изучено в ряде регионов мира ([4–6] и др.). Это стало возможным благодаря повышению информативности геофизических данных, с помощью которых было установлено строение осадочного чехла под аллохтонными солями. В англоязычных публикациях соляные структуры, подвергшиеся компрессионным деформациям, называются «раздавленными диапирами» (squeezed diapirs). Эти образования еще не получили освещения в российской литературе и, на первый взгляд, могут показаться экзотическим феноменом. В значительной степени это связано с тем, что изучение подобных структур крайне сложно на основе ограниченной информации, что характерно для относительно слабоизученных районов Предуралья. Выявление этого типа структур в Тимано-Печорском бассейне стало возможным благодаря проведению комплексных исследований, выполненных в ходе работ Северо-Уральской нефтегазовой компании. Сейсмические исследования 3D были дополнены электроразведкой, грави- и магнитометрическими исследованиями. В ходе обработки данных применялись самые современные средства, включая метод обратной временной миграции (RTM), выполненный компанией CGG, впервые использованный в России. Практический результат этих работ — выявление крупной перспективной зоны нефтегазонакопления.

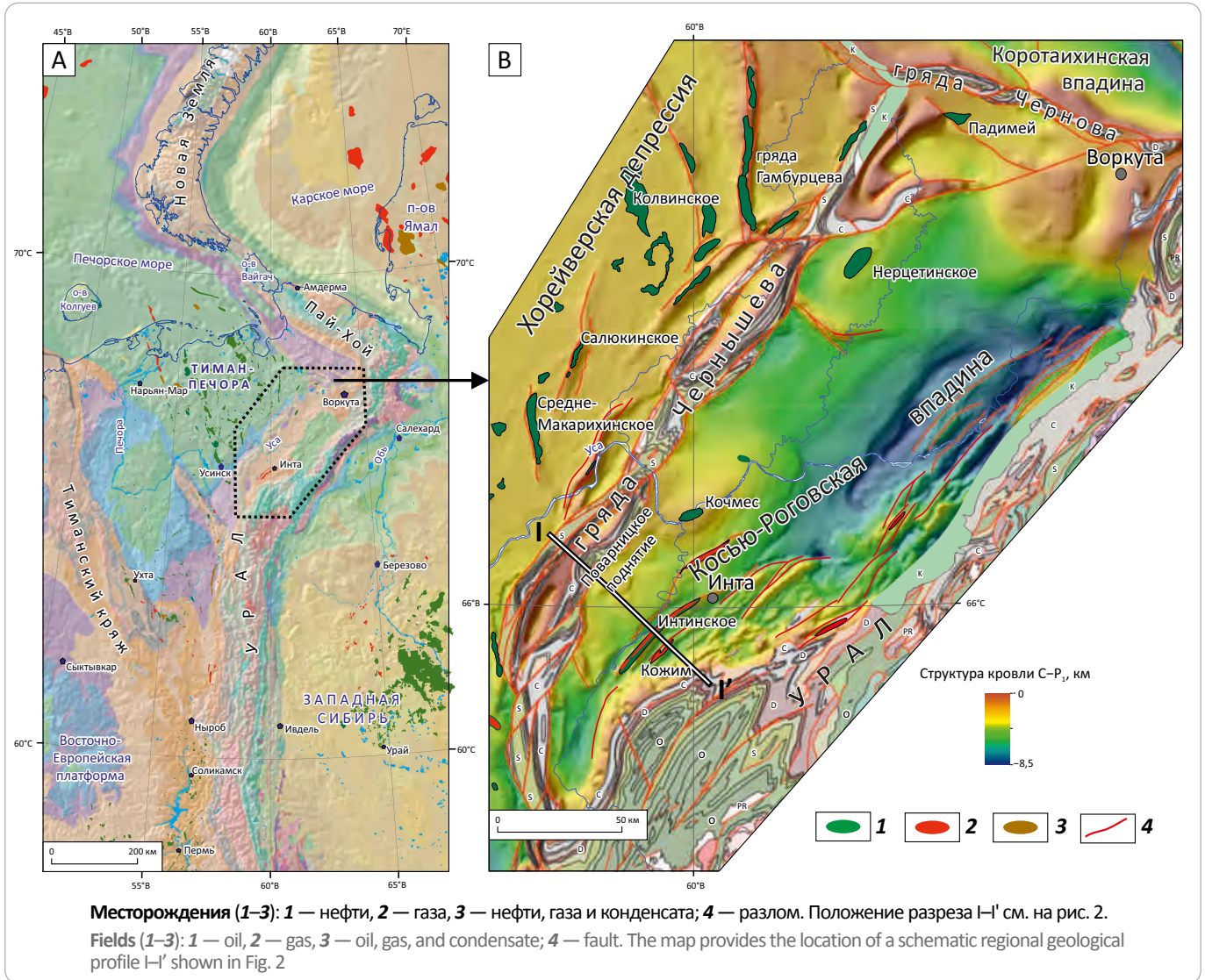
Региональная геология и тектоностратиграфия

Гряда Чернышева образует зону дислоцированных ордовик-пермских отложений, расположенную между Хорейверской и Косью-Роговской впадинами. Она протягивается на 340 км с юга на северо-восток и имеет изогнутую форму. Ее ширина варьирует от 20 до 45 км (рис. 1). В настоящее время большинство исследователей сходятся во мнении, что гряда

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 1. Геологическая карта Североуральско-Новоземельского региона и прилегающих бассейнов с положением месторождений УВ (А) и структурная карта Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и прилегающих районов по поверхности каменноугольно-нижнепермских карбонатов с размещением месторождений нефти и газа (В)

Fig. 1. The elevation map of northwestern Russia showing the distribution of oil and gas fields (A) and Top Lower Permian structural map of the central part of the Kosyu-Rogov Foredeep Basin and adjacent areas (B)



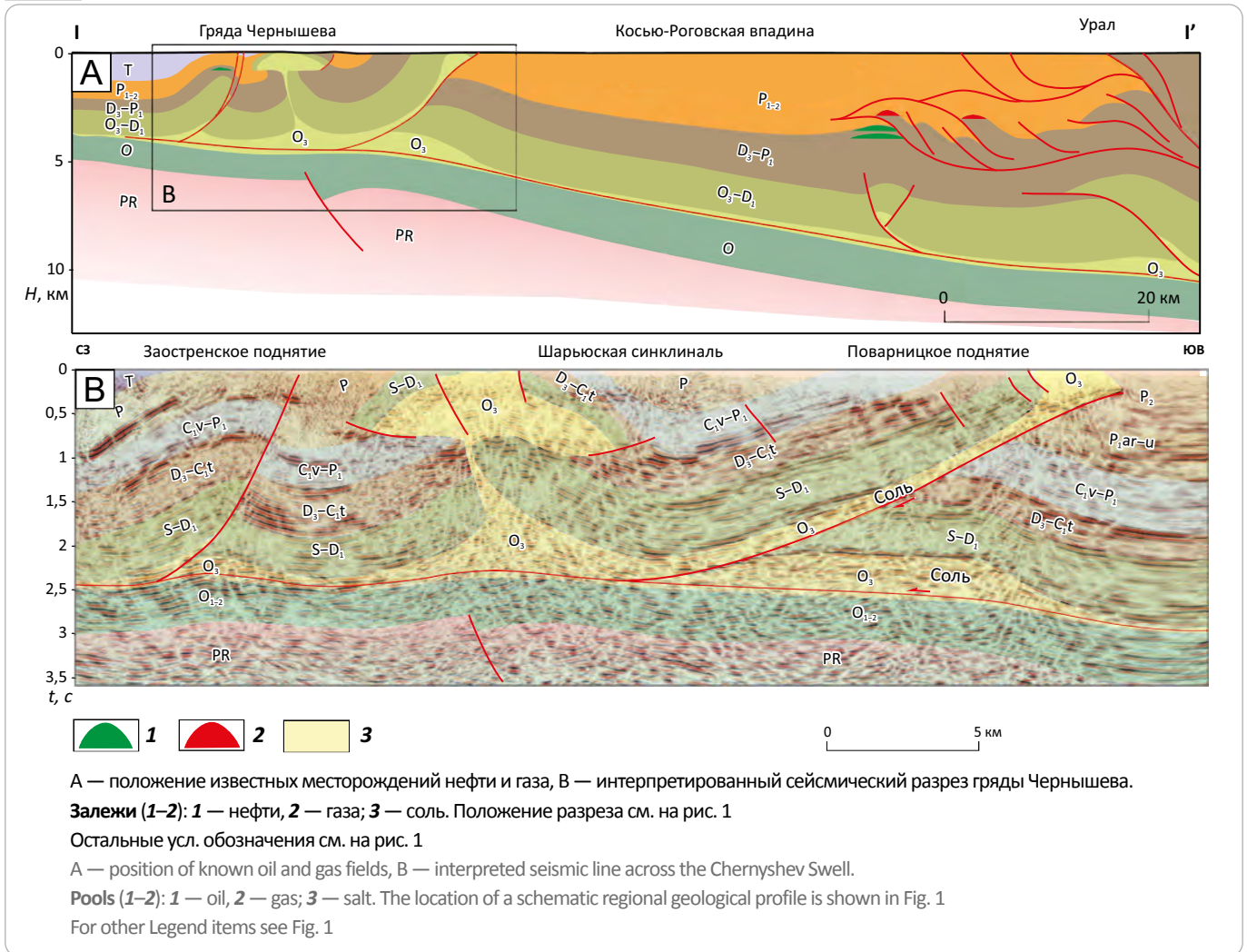
Чернышева представляет собой фронтальную зону Уральского пояса надвигов ([2, 3, 7, 8] и др.). В пользу этого свидетельствует то, что на юге рассматриваемого района гряда Чернышева сливается с Уралом, а их деформации в основном синхронны. Специфической особенностью является дугообразная форма гряды Чернышева, благодаря которой она значительно удалена от складчатого сооружения Урала. Их разделяет крупная Косью-Роговская впадина, ширина которой достигает 120 км (см. рис. 1).

Представления авторов статьи о региональной структуре Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева отражает схематический геологический разрез (рис. 2 А). Как можно видеть, в зоне сочленения

Урала и Косью-Роговской впадины чехол контролируется его структурной расслоенностью и вызванной этим дисгармоничной складчатостью. Западнее на большей части краевого прогиба осадочный чехол образует пологую моноклиаль, воздымающуюся в северо-западном направлении. В пределах гряды Чернышева стиль деформаций существенно меняется. Из сейсмических данных следует, что строение осадочного чехла определяется наличием более массивных складчато-надвиговых форм, представленных верхнеордовик-пермскими отложениями (см. рис. 2 В). Геологическая съемка показывает диспропорциональное широкое распространение на поверхности верхнеордовик-силурийских отложений, которые часто брекчированы.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Схематический геологический разрез гряды Чернышева, Косью-Роговской впадины и прилегающих районов Урала
Fig. 2. The schematic regional geological profile across the southern part of the Chernyshev Swell and the Kosyu-Rogov Foredeep Basin and adjacent part of the Urals



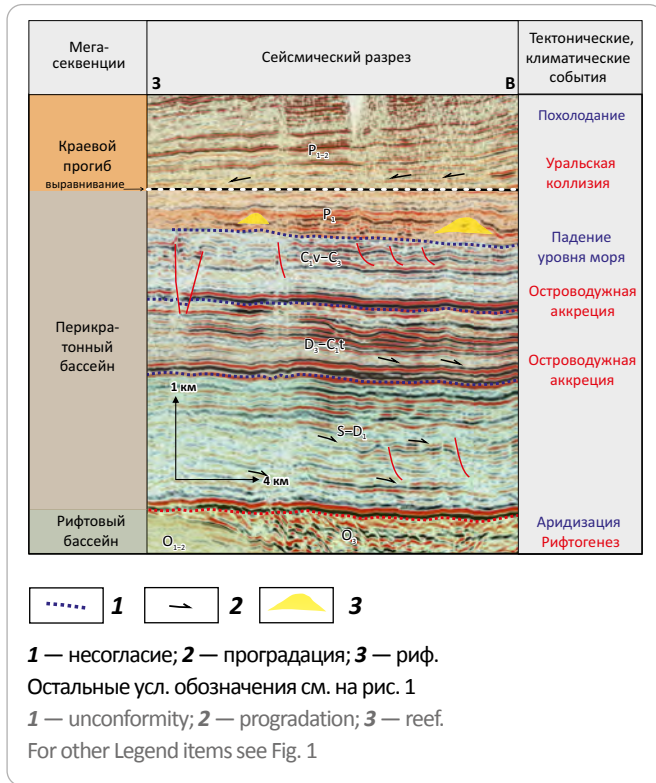
Осадочный чехол северо-восточной предуральской части Тимано-Печорского бассейна включает отложения, сформированные в ходе трех последовательных этапов развития седиментационного бассейна: рифтового, пострифтового и коллизионного, которые отражали динамику структурного развития Урала (рис. 3). Суммарная мощность осадочного чехла в Косью-Роговской впадине, согласно геофизическим данным, достигает 15 км.

Рифтовый этап развития начался в конце кембрия и продолжался в ордовике. В это время в фундаменте Печорской плиты образовались глубокие прогибы, заполнявшиеся сначала преимущественно терригенными отложениями, которые со временем заместились карбонатами, включающими рифовые постройки. Один из рифов верхнего ордовика выделяется по данным сейсморазведки 3D в районе Поварницкого поднятия. На завершающей стадии рифтового этапа в северо-восточной части накапливались эвапориты значительной мощности ([2] и др.).

В силуре с началом пострифтового этапа произошла трансгрессия, существенно расширившая контуры бассейна. На этом этапе в Северном Предуралье господствовала карбонатная седиментация. Она определялась пострифтовым перикратонным погружением континентальной окраины, расположенной в низких широтах. Вариации фациальных обстановок зависели от эвстатических колебаний уровня моря, изменений климатических условий и биоценозов, а также тектонических событий. Последние были главным образом вызваны эпизодическими столкновениями Уральской континентальной окраины с вулканическими дугами. Первое крупное событие такого рода отмечено во франском веке. Оно стало причиной значительной тектонической реактивации и эрозии. Этот этап структурного развития фиксируется региональным тиманским несогласием. Последующее термическое погружение привело к формированию системы внутришельфовых впадин. В условиях поступления значительного объема пи-

Рис. 3. Тектоностратиграфия юго-западной части Косью-Роговской впадины на основе данных сейсморазведки 3D по куполу Кочмес

Fig. 3. Tectonostratigraphic chart of the south-west Kosyu-Rogov Foredeep Basin based on 3D data in the Kochmes Dome



рокластического материала, образующегося за счет вулканической деятельности островных дуг, в этих впадинах накапливались радиоактивные сланцы доманиковой свиты. Они представляют собой наиболее высокопродуктивную нефтематеринскую толщу Предуралья. Структурная дифференциация франского бассейна создавала условия для формирования верхнедевонских рифовых построек. В турнейском веке прогибы, заложенные во франском веке, были заполнены осадками, и на большей части Предуральской континентальной окраины установилась мелководная шельфовая карбонатно-ангидритовая седиментация. Она с небольшими перерывами, вызванными тектоническими событиями на Урале, похолоданием климата и изменениями уровня моря, продолжалась до середины артинского века.

Во второй половине артинского века волна компрессионных деформаций Урала, вызванных континентальной коллизией, достигает современного Предуралья, формируя цепь предгорных прогибов. Структурная перестройка приводит к смене карбонатного осадконакопления синколлизийной терригенной седиментацией, которая продолжалась до конца пермского периода. Для отложений этого этапа характерно проградационное заполнение предгорного прогиба с востока на запад. Оно отражает пере-

мещение фронта деформаций Уральского складчатого сооружения, которое являлось доминирующим источником обломочного материала.

В мезозое – кайнозое гряда Чернышева подвергалась внутриплитным деформациям. Наиболее значительный эпизод этих деформаций произошел в конце триаса. Он был связан со складчатостью на Пай-Хое. В значительной степени этот эпизод деформаций затронул прилегающую северную часть гряды Чернышева.

Соли в строении гряды Чернышева

Для объяснения деформаций гряды Чернышева, удаленных на значительное расстояние от Урала, была предложена гипотеза, согласно которой тектонический стресс мог происходить за счет расслоения осадочного чехла вдоль верхнеордовикских солей ([2, 7] и др.). Аргументом в пользу существования такой поверхности являлось то, что в передней части гряды Чернышева отсутствуют выходы на поверхность подсольевых отложений. Это обусловлено тем, что последние образуют автохтонный субстрат, который залегает на значительных глубинах и не затронут интенсивными надвиговыми деформациями ([8] и др.). Кроме этого, предположение о расслоении осадочного чехла вдоль верхнеордовикских солей объясняет общее приподнятое положение Косью-Роговской впадины ([1] и др.). В ее пределах мезозойские отложения развиты локально, а их мощность значительно меньше, чем в Хорейверской впадине. Наиболее вероятным структурным механизмом предмезозойского подъема Косью-Роговской впадины является перемещение надсолевого чехла по наклонной поверхности скольжения к западу, где соли выклиниваются.

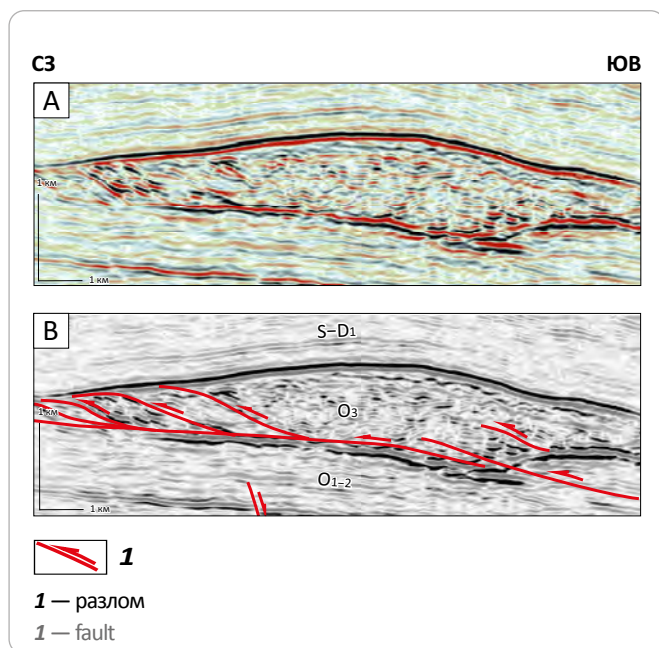
Данные сейсморазведки 3D в пределах купола Кочмес, расположенного восточнее гряды Чернышева (рис. 4), дают возможность впервые продемонстрировать прямые свидетельства надвиговых перемещений на уровне верхнеордовикских солей. Они выражены в виде тонкочешуйчатых дуплексных деформаций западной вергенции внутри соленосных пород. Наблюдаемый характер деформаций солей подтверждает предположение о том, что они представляли собой поверхность субпластового расслоения осадочного чехла. Кроме этого, что не менее важно, наблюдаемый стиль деформаций свидетельствует о том, что соляной слой не только служил поверхностью расслоения чехла, но в дополнение к этому, соляные массы перемещались в западном направлении. В рассматриваемом примере перемещение солей происходило путем последовательного наложения тектонических пластин, а также их пластического течения. В пределах купола Кочмес это приводило к нагнетанию солей в его ядро с образованием подушки толщиной до 1 км. Наблюдаемое увеличение мощности солей, вероятно, обусловлено наличием



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 4. Фрагмент сейсмического разреза съемки 3D поднятия Кочмес, показывающий строение соляной подушки в ядре купола (А), и с геологической интерпретацией, отражающий тонкошешчатые дуплексные деформации соленосной толщи (В)

Fig. 4. Seismic image of the salt core of Kochmes Dome, 3D data (A) and the same section with geological interpretation showing thin-skinned duplex deformation of the evaporitic rocks (B)



флексурного перегиба в подстилающих отложениях. Общая северо-западная вергенция деформаций в соляной подушке указывает на то, что соли мигрировали из погруженной восточной части Косью-Роговской впадины по восстанию осадочного чехла в направлении гряды Чернышева. Региональные сейсмические профили в ряде случаев свидетельствуют об утолщении верхнеордовикского соленосного слоя с приближением к Поварницкому поднятию, расположенному в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины.

О существовании солей на территории гряды Чернышева долгое время не было известно. Выходы солей в ее пределах геологическим картированием установлены не были. Впервые соли верхнего ордовика были вскрыты в 1999 г. при бурении скв. Воргамусюр-1 на восточном борту гряды Чернышева ([2, 3] и др.). Из пачки карбонатов, перекрытых солями, был получен мощный аварийный выброс нефти. В результате возникшего пожара скважина была ликвидирована. Последующее бурение на площадях Воргамусюр и Адак показало, что мощные толщи солей подстилают аллохтонные пластины, надвинутые на прилегающую Косью-Роговскую впадину. Максимальная вскрытая толщина соленосных пород отмечена в скважинах на площади Адак, где она составляет около 1 км [2, 3]. Материалы сейсмических исследований также показали, что соли широко распространены на гряде Чернышева ([1–3] и др.). Со-

леносным породам в сейсмической записи отвечают хаотические «полупрозрачные» интервалы, часто характеризующиеся резкими изменениями их толщин, что свойственно мобильным солям.

Новые свидетельства широкого распространения солей на гряде Чернышева были получены в результате электроразведочных работ методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ) в комплексе с магнито- и гравиметрическими работами в пределах Поварницкого поднятия, выполненными компанией «Северо-Запад». Эти работы были нацелены на изучение влияния солей на строение гряды Чернышева и повышение надежности интерпретации сейсмических данных. Их результаты показали наличие высококонтрастных аномалий сопротивления, которые уверенно интерпретируются как соляные тела (рис. 5, 6). Это согласуется с материалами сейсморазведки, а также данными магнито- и гравиметрических работ [9]. Моделирование данных потенциальных полей показало, что интерпретируемым соляным телам с наибольшей вероятностью соответствуют немагнитные отложения пониженной, по сравнению с вмещающими карбонатами, плотности, что свойственно эвапоритам (см. рис. 5).

Проекция выхода этих аномалий сопротивления на поверхность совпадает с протяженной зоной распространения дислоцированных ордовик-силурийских пород, что наглядно видно в объемном представлении (см. рис. 6). В профильных сечениях аномальные зоны, связанные с присутствием соляных тел, имеют наклонное положение, что подтверждает их наличие в подошве надвигового фронта. На малых глубинах (до 2 км) аномалии высокого сопротивления, связанные с зонами растворения солей, соседствуют с небольшими, но высокоамплитудными контрастными аномалиями низких сопротивлений (рис. 5, 6). Наиболее вероятным объяснением появления аномалий этого типа является наличие зон повышенной пористости, заполненных высокоминерализованной водой, что обеспечивает их высокую проводимость. Основная причина появления этих аномалий может быть связана с растворением аллохтонных солей пластовыми и метеорными водами.

На большей части Косью-Роговской впадины верхнеордовикские эвапоритовые отложения залегают на больших глубинах, в связи с чем они вскрыты в единичных скважинах. На севере впадины эти отложения вскрыты в скв. Ярвож-13, на юго-востоке — в скважинах Кочмес-3, 5, 6 на одноименном куполе [1–3]. В предуральской части впадины соли вскрыты в скв. Восточная Лемва-12. В этой скважине пачка солей толщиной 352 м залегает в основании аллохтонного покрова, надвинутого на верхнедевон-каменноугольные отложения [2, 10]. Признаки наличия крупных масс солей в низах осадочного чехла присутствуют на ряде сейсмических профилей, включая региональный профиль 30-РС, пересекающий восточную складчатую зону Косью-Роговской впадины и гряды Чернова [2]. Эти данные дают основание предполагать, что соли были повсеместно

Рис. 5. Совмещенные профили сейсморазведки 2D, магнитотеллурического зондирования (А) и сейсморазведки 2D, плотностного моделирования (В) (зона распространения аллохтонных солей в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины)

Fig. 5. 2D seismic line with overlay of resistivity from the magnetotelluric sounding (A) and the modeled densities (B), showing the presence of salt structures in the transition zone between the Chernyshev Swell and the Kosyu-Rogov Foredeep Basin

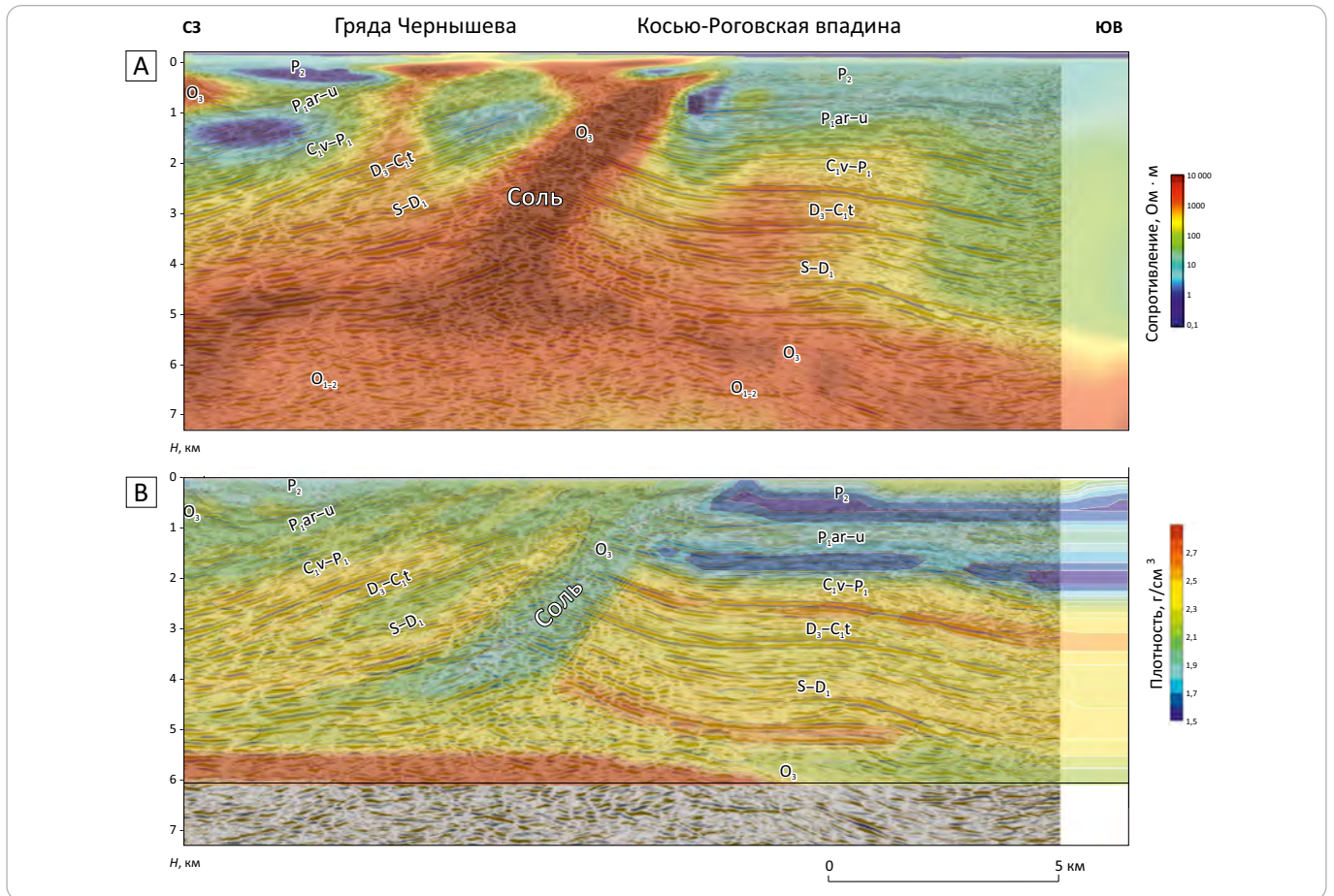
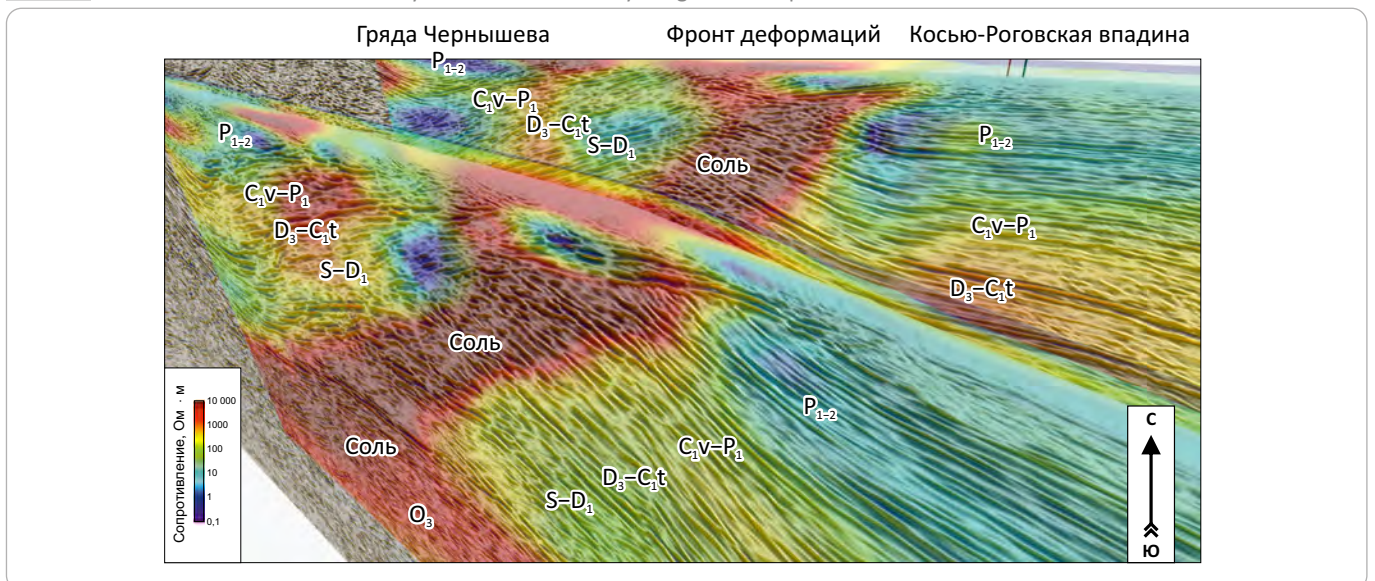


Рис. 6. Объемное представление двух сейсмических разрезов с наложением данных магнитотеллурического зондирования в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины

Fig. 6. 3D view of seismic lines with overlay of resistivity from the magnetotelluric sounding, showing the presence of salt structures in the transition zone between the Chernyshev Swell and the Kosyu-Rogov Foredeep Basin





HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 7. Пример физического моделирования формирования на эквивалентных материалах процесса деформаций слоистой толщи с участием солей в условиях сжатия (по [11])

Fig. 7. An example of the analog modeling of salt-related deformation under tectonic compression (from [11] with modifications)



распространены в Косью-Роговской впадине. Они, по всей видимости, являлись источником подвижных солей, перемещавшихся по восстанию пород в направлении гряды Чернышева.

Следует отметить, что миграция больших масс соли из погруженных частей краевых прогибов в направлении прилегающих платформ установлена в ряде районов сходного геологического строения в разных странах мира ([4–6] и др.). Это явление связано со способностью солей перемещаться в область пониженных литостатических давлений. Оно обусловлено инверсией плотности, возникающей при погружении солей, а также дифференцированной литостатической нагрузкой на соли, вызванной утолщением осадочного чехла в погруженной части краевого прогиба. Такое явление, по существу, родственно диапиризму с тем отличием, что подъем солей происходит не субвертикально, как в классических диапирах, а по наклонной поверхности напластования пород. Это позволяет с определенной долей условности назвать это явление «латеральным диапиризмом».

Реализуемость формирования наблюдаемых деформаций в пределах гряды Чернышева подтверждается результатами физического моделирования процессов складчатости с применением эквивалентных материалов ([11] и др.). На рис. 7 показан пример деформаций, связанных с мобильностью солей в обстановке сжатия. Как можно видеть, морфология складчатости напоминает строение гряды Чернышева в районе Поварницкого поднятия (см. рис. 2 В).

Анализ материалов прошлых лет в совокупности с новыми данными свидетельствует о том, что перемещение солей из Косью-Роговской впадины в направлении гряды Чернышева и их последующие деформации явились важнейшими факторами ее развития. Отмеченное отсутствие солей в естественных обнажениях на гряде Чернышева представляется вполне объяснимым. Дело в том, что эта местность находится в переувлажненной болотисто-таежной зоне. В условиях обилия влаги соли быстро растворяются в приповерхностных условиях. Это исключает

возможность их обнаружения при традиционном геологическом картировании. В подобных климатических условиях признаками выхода солей на дневную поверхность являются зоны брекчирования вмещающих пород и соляных кепроков, а также экзогенное карстование; такие признаки здесь широко распространены¹ ([12–13] и др.).

Таким образом, данные глубокого бурения и комплексных геофизических исследований подтверждают представления о том, что соли способствовали расслоению осадочного чехла гряды Чернышева с формированием крупных надвиговых пластин на этапе коллизионной складчатости. Вместе с тем есть основание полагать, что роль солей этим не ограничивалась. В настоящее время накопилось значительное число аргументов в пользу того, что крупные соляные структуры формировались на гряде Чернышева задолго до уральской коллизионной складчатости. Это, вероятно, происходило за счет длительного поступления солей из краевого прогиба в зону гряды Чернышева. Кроме этого, деформации, связанные с мобильностью солей, продолжались и после завершения уральской складчатости в мезозое и кайнозое.

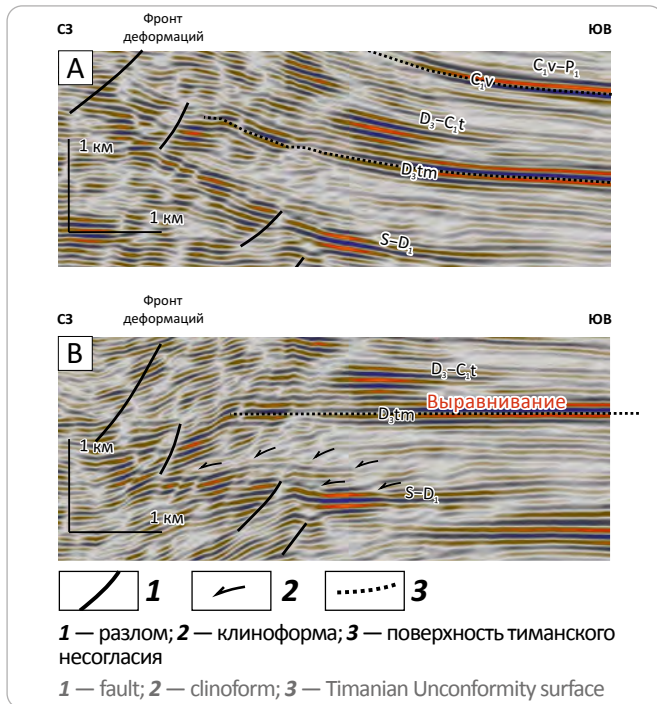
Возраст и механизм соляных деформаций

Свидетельство в пользу того, что формирование крупных соляных тел на гряде Чернышева началось задолго до пермской складчатости, следует из сейсмических данных. Их интерпретация показывает локальные вариации толщин и фациальных обстановок силурийских, девонских и каменноугольных отложений в зонах, примыкающих к гряде Чернышева со стороны Косью-Роговской впадины. В районах распространения соляного диапиризма подобные деформации, как правило, обусловлены перетоками солей из подстилающего эвапоритового слоя. Для концентрации в диапире соль должна поступить в него из прилегающих районов. Соответствующее утонение слоя соли приводит к образованию прогибов на периферии соляных массивов. Это явление де-

¹Тимонин Н.И. Тектоника гряды Чернышева : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Л. : Наука, 1971. – 26 с.

Рис. 8. Фрагмент сейсмического разреза съемки 3D в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины с выделением стратиграфических комплексов и разломов (А) и с выравниванием по поверхности тиманского несогласия (В)

Fig. 8. Interpreted seismic section in the transition zone of the Chernyshev Swell and the Kosyu-Rogov Foredeep Basin (A), the same line with flattening of the Timanian (Frasnian) unconformity (B)



тально исследовано во многих районах мира, включая Прикаспийскую впадину ([5] и др.). Изучение напластования отложений в прогибах, прилегающих к диапирам, является основным инструментом анализа динамики их формирования ([5] и др.). Последовательное возникновение зон прогибания в этих условиях отражает ход перемещения масс соли в диапиры, рост которых происходит неравномерно.

Формирование локальных зон погружения, связанных с мобильностью солей, вероятно, началось в силуре [9, 14]. Из-за быстрого пострифтового погружения в силуре уже накопилась достаточно мощная толща литифицированных карбонатов, плотность которых существенно превысила плотность подстилающей соли. Как известно, плотность основного компонента эвапоритовых толщ — галита — составляет $2,2 \text{ г/см}^3$ и она практически не увеличивается с глубиной в отличие от большинства остальных типов осадочных пород ([5] и др.). В результате при накоплении над солями нескольких сотен метров карбонатных отложений возникает прогрессирующая инверсия плотности, что приводит в действие механизм диапиризма. Вероятным признаком диапиризма в это время является компенсированный периферический прогиб вблизи гряды Чернышева, выполненный силурийскими отложениями клиноформного строения (рис. 8).

Примечательно, что наблюдаемые клиноформы проградируют в северо-западном направлении — в сторону, противоположную региональному погружению чехла Уральской континентальной окраины. Это обстоятельство на первый взгляд выглядит парадоксальным, однако оно полностью согласуется с предлагаемой гипотезой о возникновении диапиров и связанных с ними прогибов на гряде Чернышева. Наличие разломов в отложениях, подстилающих клиноформную толщу, скорее всего, обусловлено подвижками солей в ранней силуре. Судя по толщине клиноформного комплекса, можно предполагать, что глубина прогибов на периферии соляного вала измерялась сотнями метров.

Другой этап ускоренного роста диапиров, сопровождавшийся возникновением периферических соляных прогибов, имел место в позднем девоне. Он объясняет наличие верхнедевонских рифов, предрифовая глубоководная зона которых располагается к северо-западу от них. Это, как и в случае с силурийским прогибом, контрастирует с общей региональной тенденцией углубления позднедевонского бассейна в противоположном восточном направлении. Сейсмический разрез через такой риф показан на рис. 9. Как можно видеть, риф, расположенный вблизи скв. Поварническая-8, в направлении гряды Чернышева переходит в зону шельфовой впадины. Это подчеркивается проградирующим характером сейсмической слоистости.

Таким образом, диапировый механизм внутришельфового погружения, вызванного ускоренным оттоком соли, дает объяснение возникновению пространства аккомодации для роста рифовых построек на периферии впадин, сопряженных с растущими соляными массивами [9, 14]. Ориентация наблюдаемых прогибов субпараллельно гряде Чернышева позволяет предполагать, что соляные тела имели форму протяженных валов.

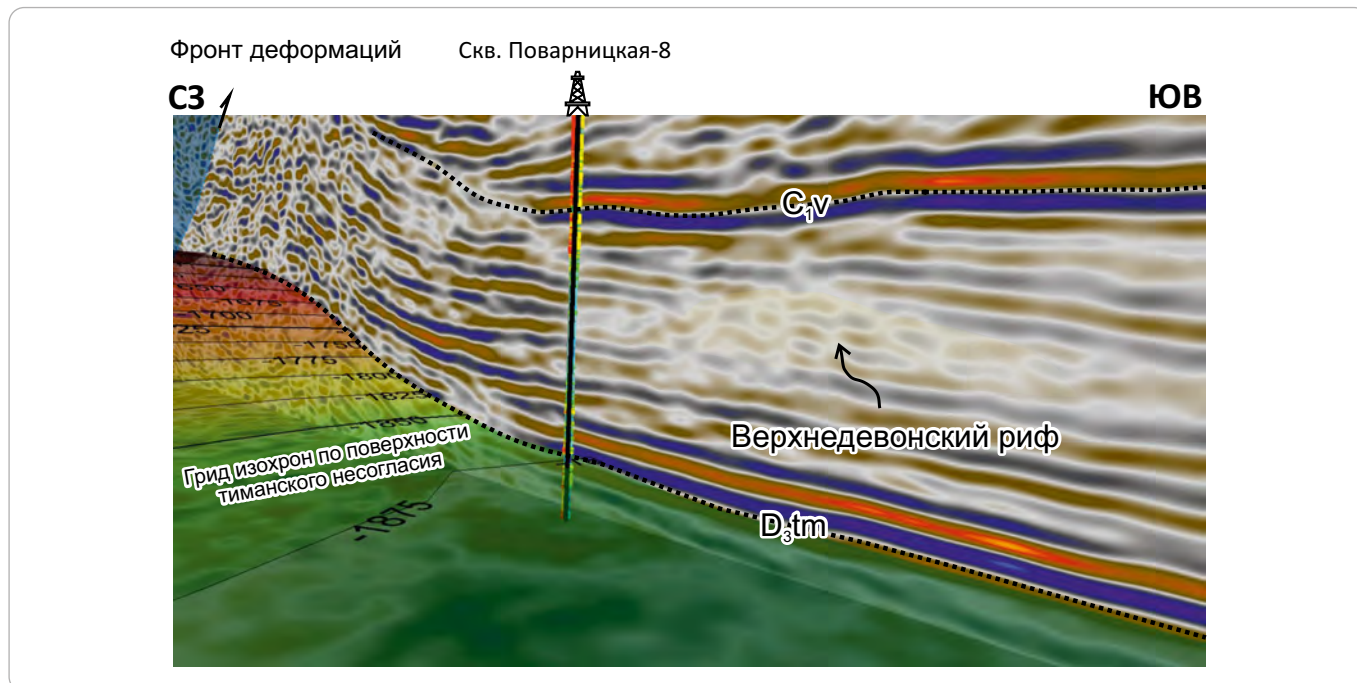
Помимо локализации рифовых построек этот механизм погружения может быть связан с наличием локальных зон аномально повышенного содержания рассеянного ОВ в доманиковых отложениях гряды Чернышева. Значение этого параметра на р. Шарью достигает 34,3 %, что значительно превышает все известные ранее определения [15]. Вероятно, что этот аномальный участок приурочен к межсолевой мульде, где отсутствие циркуляции вод и их повышенная соленость способствовали первичному накоплению и сохранности ОВ на стадии диагенеза.

Тектонический стресс, вызванный наступлением континентальной коллизии, привел к обширным деформациям осадочного чехла на гряде Чернышева. Согласно предлагаемой структурной концепции, важным элементом структурного развития в этом районе явилось раздавливание крупных соляных валов. Пластичность солей способствовала тому, что они первыми абсорбировали поперечное сокраще-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 9. Объемное представление строения верхнедевонских отложений Косью-Роговской впадины в зоне примыкания к гряде Чернышева (обработка с использованием миграции RTM, выполненной компанией CGG)

Fig. 9. 3D view of seismic volume in the transition zone of the Chernyshev Swell and the Kosyu-Rogov Foredeep Basin (seismic data processing is done by CGG with use of the RTM technology). The Upper Devonian reef is highlighted



ние слоев. Это происходило путем перетоков и выдавливания солей на поверхность. Согласно этой концепции, наблюдаемые соляные тела образуют остаточные швы от существовавших ранее крупных диапировых валов. Высказанное предположение позволяет понять некоторые труднообъяснимые черты структурного стиля и локализации деформаций гряды Чернышева¹ ([12–13, 15, 16] и др.). Это, в частности, относится к тому, что сложнодислоцированные и брекчированные верхнеордовик-силурийские отложения распространены на непропорционально большой площади гряды Чернышева. Вероятно, эти породы представляют собой реликтовые зоны развития соляных кепроков и глетчеров, оставшихся после выдавливания соли. Последующее растворение солей оставило на поверхности перемятые и брекчированные карбонаты, которые ранее перекрывали крупные соляные массивы либо находились внутри них.

В пользу этого предположения свидетельствуют данные, полученные при бурении скв. Адак-255 на восточном борту гряды Чернышева. Она вскрыла маломощный покров (383 м) верхнеордовик-силурийских отложений, под которыми были вскрыты каменноугольные слои чехла Косью-Роговской впадины¹. Этот тонкий покров, вероятно, можно условно сравнить с толщей моренных отложений, оставшихся после таяния ледника, в качестве которого в данном случае выступали соли. Как уже отмечалось, широкое развитие карстования и брекчирования в зоне выходов на поверхность верхнеордовик-силурийских

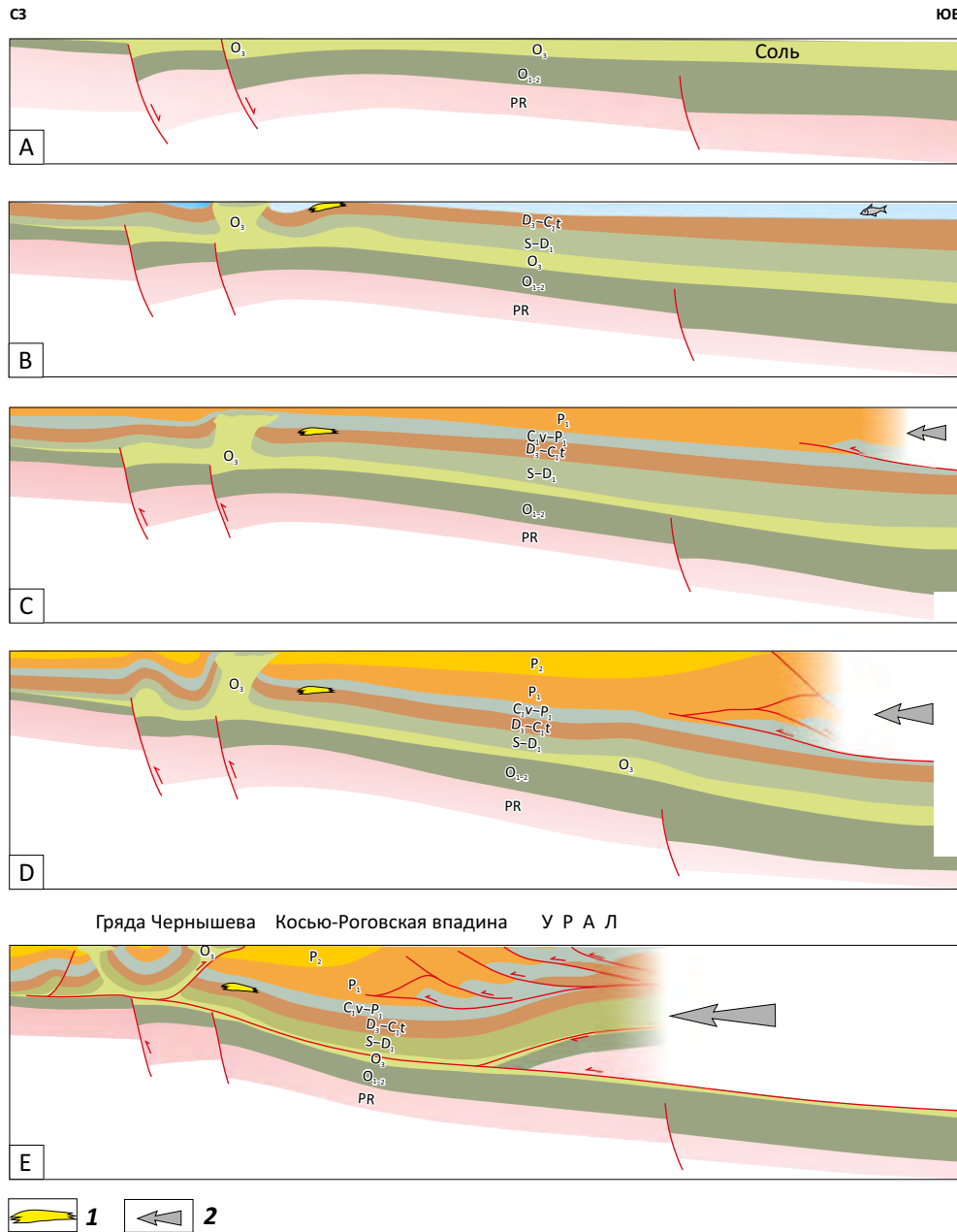
отложений подтверждается магнитотеллурическим зондированием.

Формирование на гряде Чернышева протяженных соляных диапировых валов может объяснить наличие обширного тектонического фронта восточной антиуральской вергенции в районе Поварницкого поднятия. Его образование могло быть предопределено развитием здесь соляного вала до наступления коллизионной складчатости. Достижение поверхности соли под действием гравитации, вероятно, преимущественно перемещались в прилегающую Косью-Роговскую впадину. Подобные структурные формы широко известны на современных континентальных окраинах ([5] и др.), в Прикаспийской впадине и других районах. Дальнейшая коллизионная складчатость усиливала деформации, выдавливая соли из диапиров и наращивая амплитуду надвигов.

Предполагаемая последовательность деформаций в пределах Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева показана на рис. 10. До наступления коллизионной складчатости соли верхнеордовикских отложений перемещались по восстанию слоев из впадины в сторону гряды Чернышева. Их концентрация приводила к возникновению диапировых валов. На их периферии эпизодически возникали зоны погружения, связанные с ускоренным перетоком соли в растущие диапиры. Это создавало условия для локального формирования рифовых построек. Рост диапиров сопровождался выходом соли на поверхность и образованием соляных глетчеров. Уральская

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 10. Схема структурного развития южной части Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева в ордовике – перми (вне масштаба)
Fig. 10. Cartoon diagram showing structural development of the southern part of the Kosyu-Rogov Foredeep Basin from the Ordovician till the Latest Permian



A — накопление солей в конце рифтовой стадии развития (поздний ордовик); B — погружение континентальной окраины, миграция солей к гряде Чернышева, диапиризм, рост рифов на периферии соляных прогибов (поздний девон); C — начало коллизионной складчатости, миграция соли, рост диапиров на гряде Чернышева (середина артинского века); D — продолжение формирования складчатости, быстрое предгорное погружение, миграция соли, диапиризм (конец артинского века); E — продолжение образования складчатости, расслоение чехла по солям, раздавливание диапиров гряды Чернышева (поздняя пермь).

1 — риф; 2 — сжатие.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2, 4

A — rifting and evaporitic sedimentation (Late Ordovician); B — thermal sagging, salt mobilization and diapirism in the Chernyshev Swell area (Late Devonian); C — beginning of the Uralian collision, rapid clastic sedimentation (Middle Artinskian); D — thrusting and folding in front of the Uralian fold belt, maximum burial of the Ordovician – Lower Permian deposits (Late Artinskian); E — tectonic wedging and telescoping, squeezing of diapirs in the Chernyshev Swell (Latest Permian).

1 — reef; 2 — contraction.

For other Legend items see Fig. 2, 4

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 11. Карта поверхности визейского несогласия зоны сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева с удаленным аллохтонным покровом гряды Чернышева
Fig. 11. The structural grid of the base Visean unconformity of the Povarnitsa High and adjacent part of the Kosyu-Rogov Foredeep Basin with removal of the allochthonous thrust sheet of the Chernyshev Swell

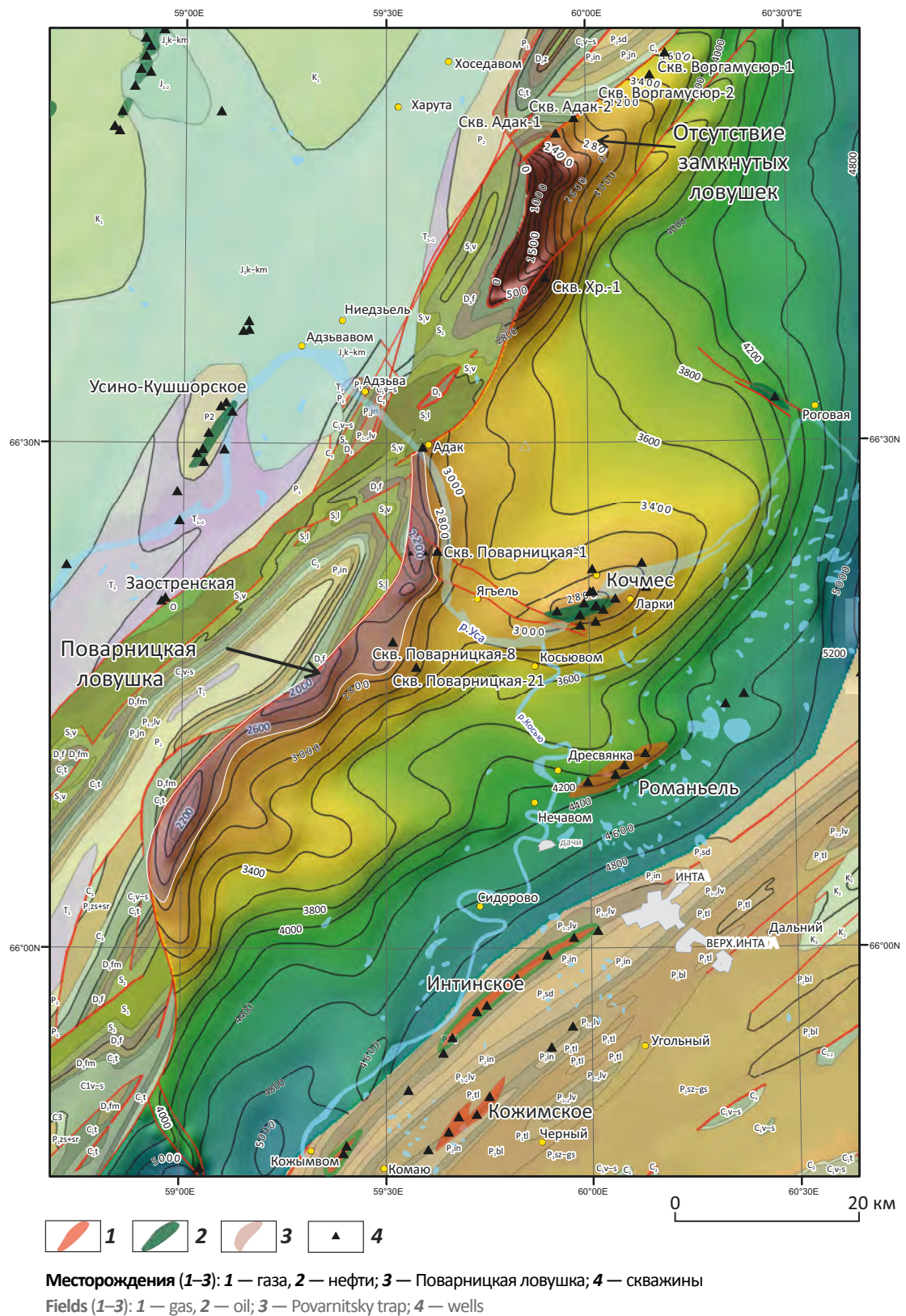
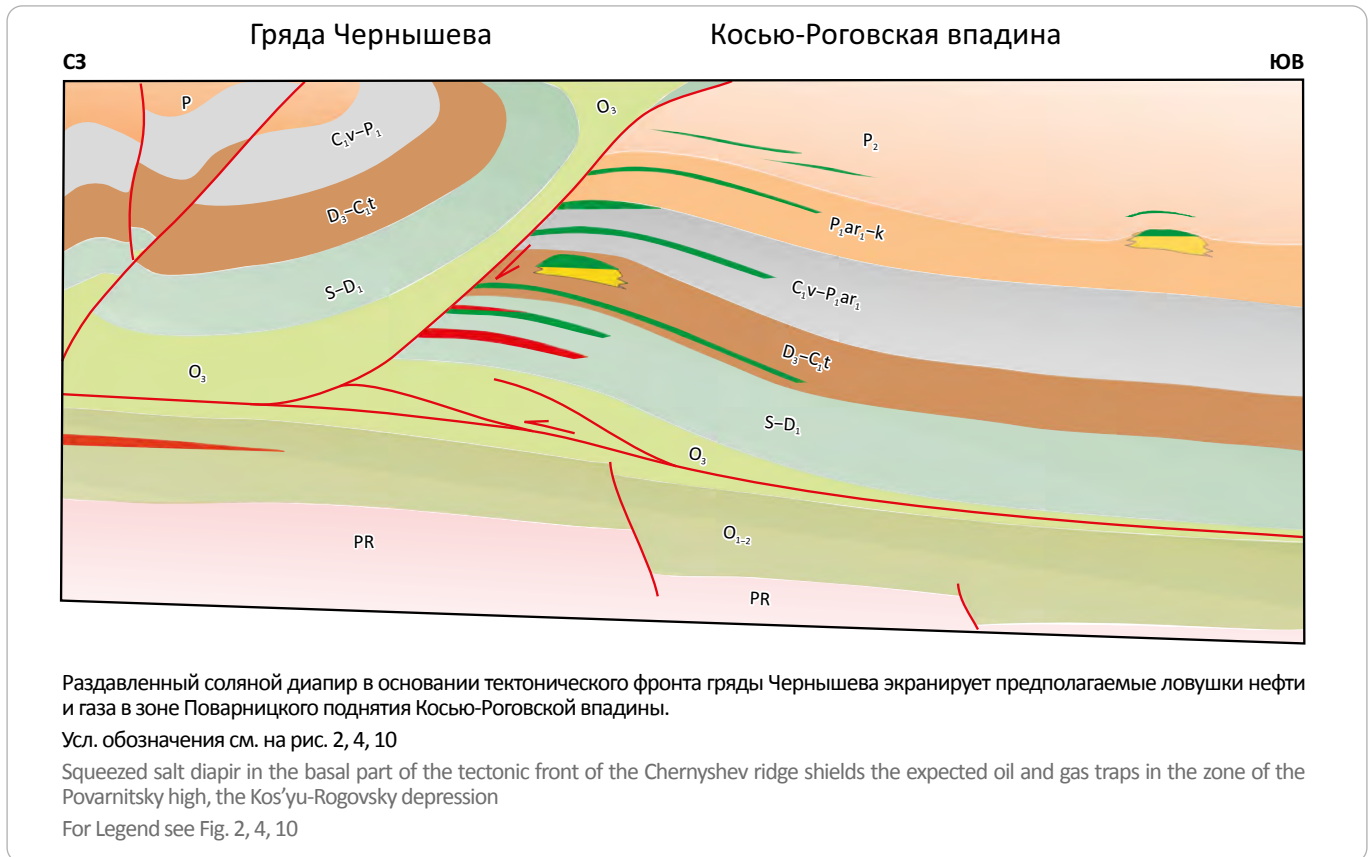


Рис. 12. Концептуальная схема размещения предполагаемых залежей нефти и газа в районе Поварницкого поднятия (вне масштаба)
Fig. 12. Schematic play concept diagram for the Povarnitsa High showing predicted oil and gas deposits (not to scale)



складчатость привела к раздавливанию соляных валов и последующему формированию асимметричной надвиговой структуры.

Пермская складчатость Северного Предуралья способствовала формированию основных элементов структуры гряды Чернышева, однако деформации в этой зоне продолжались и в последующее время. Об этом свидетельствуют деформации пород позднепермского возраста в зонах их примыкания к соляным структурам, что подтверждается сейсмическими данными и геологическим картированием. Например, на куполе Кочмес, где верхнепермские отложения дислоцированы над верхнеордовикской соляной подушкой [14]. Большая амплитуда этой складки, выраженной по верхнепермским отложениям, указывает на то, что нагнетание соли в ее ядро продолжалось после накопления этих отложений.

Соляные деформации, по-видимому, продолжают до настоящего времени. Это подтверждается результатами сопоставления детальных геодезических съемок с положением фронта соляных структур, установленных по данным геологического картирования и интерпретации геофизических данных. Этому фронту в современном рельефе отвечает протяженный уступ высотой 30–40 м. Данные геологического картирования показывают значительные

неотектонические деформации пенепленизированной мел-палеоценовой поверхности гряды Чернышева [13]. Вероятным механизмом этих деформаций является продолжающаяся активность солей.

Перспективы нефтегазоносности

Изложенные представления о развитии гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины, предполагающие ведущую роль соляной тектоники, позволяют актуализировать оценку нефтегазоносности этого района. Ход структурной эволюции создавал благоприятные условия для нефтегазонакопления на востоке Косью-Роговской впадины. Это с полной очевидностью подтверждается обнаружением на этой территории Нерцетинского месторождения, ставшего крупнейшим нефтяным открытием в России в 2016 г., и свидетельствует о высоких перспективах этой зоны [17]. Залежи нефти в его пределах установлены в каменноугольных отложениях, образующих антиклинальную ловушку над соляной подушкой.

Анализ структурного плана (см. рис. 1 В) и реконструированный ход развития бассейна (рис. 10) показывают, что большим нефтегазоносным потенциалом обладает зона Поварницкого поднятия. Эта наиболее приподнятая часть Косью-Роговской впадины частично перекрыта аллохтонными соля-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

ми, что обеспечивает формирование тупиковых ловушек. Длительное существование этого поднятия, рельефность которого была увеличена нагнетанием в этот район больших масс соли, способствовало миграции в этот район нефти и газа из прилегающего Косью-Роговского прогиба в течение продолжительного времени (см. рис. 10). Свидетельством поступления нефти в пределы гряды Чернышева является наличие залежи тяжелой нефти в каменноугольных отложениях Заостренской площади, залегающих на малых глубинах.

Ранее сходный структурный тренд рассматривался как перспективный в северной части гряды Чернышева. Здесь было пробурено четыре глубоких скважины на площадях Воргамусюр и Адак, которые не дали промышленных открытий ([2, 3] и др.). Последующие исследования показали, что в их пределах отсутствуют крупные замкнутые ловушки, так как поднадвиговый разрез раскрывался на юг ([1] и др.). Исследование авторов статьи показывает, что в районе Поварницкого поднятия ловушка имеет латеральные замыкания. Ее площадь по поверхности тиманских отложений составляет не менее 250 км², высота — около 1 км (рис. 11). Большая площадь этой ловушки обеспечивается протяженностью соляного покрова (около 50 км), надвинутого на Косью-Роговскую впадину.

Перспективными в этой зоне являются несколько регионально нефтегазоносных резервуаров в разрезе силур-пермских отложений. Наибольшая концентрация запасов в пределах этой зоны может быть связана с верхнедевонскими рифами и пластами их облекания (см. рис. 9). Результаты геохимических исследований свидетельствуют о том, что в данном районе в девон-пермских отложениях следует ожидать преимущественно нефтяные залежи ([3] и др.). Залежи газа, вероятно, могут присутствовать в термически высокозрелых ордовикских и силурийских отложениях. Размещение прогнозируемых залежей нефти и газа схематически показано на рис. 12.

Прямым признаком продуктивности этой зоны нефтегазоаккумуляции является приток легкой неф-

ти из верхнедевонских отложений в скв. Поварницкая-21. На наличие продуктивных интервалов указывают данные интерпретации каротажа во всех скважинах, пробуренных на этой площади в 1980-х гг. Современное картирование района Поварницкого поднятия показывает, что эти скважины вскрывают перспективные интервалы разреза на 600–1000 м ниже наиболее приподнятых частей ловушек, перекрытых аллохтонными солями (см. рис. 12). Неудачное размещение пробуренных скважин явилось следствием низкой информативности геофизических данных прошлых лет.

Заключение

Приведенное комплексное исследование строения гряды Чернышева подтверждает вывод о существенно более важной роли соляных деформаций в ее развитии [1–3], чем это было принято считать ранее. Формирование диапировых структур началось задолго до коллизионной складчатости и продолжается до настоящего времени. Геометрия складчато-надвиговых нарушений гряды Чернышева, вероятно, определялась структурой солей. Новое понимание строения гряды Чернышева позволяет существенно пересмотреть ее структурную модель и по-новому определить приоритетные направления поисковых работ на нефть и газ. С этих позиций высокими перспективами обладает «недоисследованный» район Поварницкого поднятия, с которым связана крупная ловушка тупикового типа. Наличие солей по восстанию перспективных пластов, о чем свидетельствуют новые данные МТЗ, существенно уменьшает риски экранирования скоплений нефти и газа в ее пределах.

Таким образом, применение современных комплексных исследований, включающих сейсморазведку 3D, МТЗ и другие виды исследований, может дать новую жизнь районам, где ранее поиски не принесли результатов, поскольку использованные методы исследования не соответствовали сложности геологических условий.

Литература

1. Соборнов К.О., Данилов В.Н. Гряда Чернышева: суперловушка или зона рассеивания углеводородов? // SPE : мат-лы конф. – Москва, 2015 г.
2. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3.
3. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. – СПб. : ООО «Реноме», 2017. – 288 с.
4. Borderie S., Vendeville B.C., Graveleau F., Witt C., Dubois P., Baby P., Calderon Y. Analogue modeling of large-transport thrust faults in evaporites-floored basins: Example of the Chazuta Thrust in the Huallaga Basin, Peru // Journal of Structural Geology. – 2019. – Т. 123. – С. 1–17. DOI: 10.1016/j.jsg.2019.03.002.
5. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. – Cambridge University Press, 2017. – 498 с. DOI: 10.1017/9781139003988.
6. Li S., Wang X., Suppe J. Compressional salt tectonics and syn-kinematic strata of the western Kuqa foreland basin, Southern Tian Shan, China // Basin Research. – 2012. – Т. 24. – № 4. – С. 475–497. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2011.00531.x>.
7. Юдин В.В. Послойные срывы в чехле востока Печорской плиты — возможный объект поиска углеводородов // Печорский нефтегазоносный бассейн: тр. ИГ Коми ФАН СССР. – Вып. 52. – Сыктывкар, 1985. – С. 38–45.

8. Соборнов К.О., Пильник Л.В. Гряда Чернышева — фронт вдвиговой пластины? // Докл. АН СССР. — 1991. — Т. 318. — С. 430–433.
9. Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю. Соли и рифы гряды Чернышева, Тимано-Печорский бассейн: есть ли между ними связь? // ГеоЕвразия : мат-лы конференции. — М., 2020. — С. 95–98.
10. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности Западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ) / Под ред. В.Н. Данилова. — Ухта : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. — 264 с.
11. Borràs F., Ferrer O., Zamora G., Muñoz J.A. Large-transport thrusts in salt bearing fold and thrust belts: Insights from analog modeling & comparison with case studies. // PGSaltTectonics19: Conference paper. — 2019. — С. 83–84.
12. Антошкина А.И. Генезис верхнеордовикских карбонатных брекчий гряды Чернышева // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. — 2009. — Т. 180. — № 12. — С. 9–13.
13. Жарков В.А., Губенок Г.П., Чуприяновская Г.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Полярно-Уральская. Лист Q-40-XVII, XVIII (Косьювом). Объяснительная записка. — М. : МФ ВСЕГЕИ, 2015., 274 с.
14. Соборнов К.О., Колесник В.Ф. Строение, формирование и нефтегазоносность гряды Чернышева в районе Поварницкого поднятия // Мат-лы юбилейной науч.-практ. конф. посвященной 80-летию ТПНЦ : сб. докладов. — Киров: ООО «Кировская областная типография», 2019. — С. 58–69.
15. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Журавлев А.В. Органическое вещество верхнедевонских отложений гряды Чернышева // Геохимия. — 2017. — № 6. — С. 527–538. DOI: 10.7868/S0016752517060024.
16. Майдль Т.В., Даныщикова И.И. Проявление тектонических деформаций в карбонатных породах Адакской площади (гряда Чернышева) // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. — 2013. — № 2. — С. 7–9.
17. Лазеев А.Н., Гайдук А.В., Гнутова Э.Н., Никитин Ю.И., Попов В.Г., Стрельников Т.М., Фищенко А.Н., Хайруллина Е.А. Геологоразведочные работы ПАО «НК «Роснефть». Результаты, достижения, планы // Геология нефти и газа. — 2016. — № 5. — С. 75–84.

References

1. Sobornov K.O., Danilov V.N. The Chernyshev Swell: supertrap or waste zone?. SPE: mat-ly konf. Moscow, 2015. DOI: 10.2118/176614-MS.
2. Grunin E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-pechora Province. *Georesources = Georesources*. 2016;18(1):13–23. 23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3. In Russ.
3. Danilov V.N. The Chernyshev ridge: geological structure and petroleum potential. St. Petersburg: Renome; 2017. 288 p. In Russ.
4. Borderie S., Vendeville B.C., Graveleau F., Witt C., Dubois P., Baby P., Calderon Y. Analogue modeling of large-transport thrust faults in evaporites-floored basins: Example of the Chazuta Thrust in the Huallaga Basin, Peru. *Journal of Structural Geology*. 2019;123:1–17. DOI: 10.1016/j.jsg.2019.03.002.
5. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. Cambridge University Press; 2017. 498 p. DOI: 10.1017/9781139003988.
6. Li S., Wang X., Suppe J. Compressional salt tectonics and syn-kinematic strata of the western Kuqa foreland basin, Southern Tian Shan, China. *Basin Research*. 2012;24(4):475–497. DOI: https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2011.00531.x.
7. Yudin V.V. Posloinye sryvy v chekhle vostoka Pechorskoi plity — vozmozhnyi ob'ekt poiska uglevodorodov [Detachments in the sedimentary section of the eastern part of the Pechora Plate Layer — possible target for hydrocarbon exploration]. In: Pechorskii neftegazonosnyi bassein: tr. IG Komi FAN SSSR. Issue 52. Syktyvkar; 1985. pp. 38–45. In Russ.
8. Sobornov K.O., Pil'nik L.V. Gryada Chernysheva — front vdvigovoi plastiny? [Is the Chernyshev Swell a front of a wedge-shaped thrust sheet?]. *Dokl. AN SSSR*. 1991;318:430–433. In Russ.
9. Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu. Soli i rify gryady Chernysheva, Timano-Pechorskii bassein: est' li mezhdou nimi svyaz'? [Link between salts and reefs of Chernyshev Ridge (Timan-Pechora Basin): does it exist?]. In: GeoEvraziya: mat-ly konferentsii. Moscow; 2020. pp. 95–98. In Russ.
10. Anischenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. Geological structure and gas potential of Western slope in the Polar and Subpolar Urals based on exploration data. In: V.N. Danilov, ed. Ukhta: VNIIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
11. Borràs F., Ferrer O., Zamora G., Muñoz J.A. Large-transport thrusts in salt bearing fold and thrust belts: Insights from analog modeling & comparison with case studies. In: PGSaltTectonics19: Conference paper. 2019. pp. 83–84.
12. Antoshkina A.I. Genезis verkhneordovikskikh karbonatnykh brekchii gryady Chernysheva [Genesis of Upper Ordovician carbonate breccia in Chernyshev Ridge]. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN*. 2009;180(12):9–13. In Russ.
13. Zharkov V.A., Gubenok G.P., Chupriyanovskaya G.A. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Mashtab 1:200 000. Izdanie vtoroe. Seriya Polyarno-Ural'skaya. List Q-40-XVII, XVIII (Kos'yuvom). Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1:200 000. Second edition. The Polar Urals series. Sheet Q-40-XVII, XVIII (Kos'yuvom). Explanatory note]. Moscow: MF VSEGEI; 2015. 274 p. In Russ.
14. Sobornov K.O., Kolesnik V.F. Stroenie, formirovanie i neftegazonosnost' gryady Chernysheva v raione Povarnitskogo podnyatiya [Structure, formation, and hydrocarbon potential of Chernyshev Ridge in Povarnitsky High area]. In: Mat-ly yubileinoi nauch.-prakt. konf. posvyashchennoi 80-letiyu TPNTs: sb. dokladov. Kirov: ООО «Kirovskaya oblastnaya tipografiya»; 2019. pp. 58–69. In Russ.
15. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Zhuravlev A.V. Organic matter in Upper Devonian deposits of the Chernyshev ridge. *Geokhimiya*. 2017;(6): 527–538. DOI: 10.7868/S0016752517060024. In Russ.
16. Maydl T.V., Danshikova I.I. Tectonic deformations in carbonate rocks in Adakskaya area (Chernyshev ridge). *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*. 2013;(2):7–9. In Russ.
17. Lazeev A.N., Gaiduk A.V., Gnutova E.N., Nikitin Iu.I., Popov V.G., Streltsov T.M., Fitschenko A.N., Khairullina E.A. JSC “NK “Rosneft” geological exploration. Results, accomplishments, plans. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(5):75–84. In Russ.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**Информация об авторах****Соборнов Константин Олегович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный геолог

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»,
142784 Москва, Киевское ш. 1, корп. 1, 412-а
e-mail: ksobornov@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Коротков Илья Петрович

Кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
Российский университет дружбы народов,
117198 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 10, корп. 2
e-mail: ilya.korotkov@gmail.com
SCOPUS ID: 7003464561
ORCID ID: 0000-0002-5313-4809

Яковлев Денис Васильевич

Главный геофизик
ООО «Северо-Запад»,
142784 Москва, Киевское ш. 1, корп. 1, 412-а
e-mail: nw.yakovlev@gmail.com

Куликов Виктор Александрович

Профессор
Московский государственный университет
имени М. В. Ломоносова,
119991 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: vic@nw-geophysics.ru
SCOPUS ID: 7203043762

Кудрявцев Константин Юрьевич

Начальник отдела
ООО «СЖЖ Восток»,
115162 Москва, ул. Шаболовка, д. 31, стр. Б
e-mail: konstantin.kudryavtsev@cgg.com

Колесник Валентин Федорович

Эксперт по геологии
ООО «ГПБ РЕСУРС»,
117418 Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 63
e-mail: valentin.kolesnik@gpb-resource.ru

Information about authors**Konstantin O. Sobornov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
North Uralian Petroleum Company,
1, korp. 1, Kievskoe Shosse, Moscow, 142784, Russia
e-mail: ksobornov@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Il'ya P. Korotkov

Candidate of Technical Sciences,
Senior Researcher
People's Friendship University of Russia,
10, korp. 2, ul. Miklikho-Maklaya, Moscow, 117198, Russia
e-mail: ilya.korotkov@gmail.com
SCOPUS ID: 7003464561
ORCID ID: 0000-0002-5313-4809

Denis V. Yakovlev

Chief Geophysicist
Nord West Ltd.,
1, korp. 1, Kievskoe Shosse, Moscow, 142784, Russia
e-mail: nw.yakovlev@gmail.com

Viktor A. Kulikov

Professor
Lomonosov Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow,
119991, Russia
e-mail: vic@nw-geophysics.ru
SCOPUS ID: 7203043762

Konstantin Yu. Kudryavtsev

Head of Department
CGG Vostok,
31, str. Б, ul. Shabolovka, Moscow, 115162, Russia
e-mail: konstantin.kudryavtsev@cgg.com

Valentin F. Kolesnik

Expert in Geology
Gazprombank,
63, ul. Novocheremushkinskaya, Moscow, 117418, Russia
e-mail: valentin.kolesnik@gpb-resource.ru

УДК 553.98.041 (470.13+470.111)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-89-102

Перспективы нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса северного сегмента Предуральского краевого прогиба

© 2021 г. | А.Г. Сотникова, С.А. Лукова

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

Поступила 28.09.2020 г.

Доработана 09.10.2020 г.

Принята к печати 02.11.2020 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб (северный сегмент); прогноз нефтегазоносности; объекты складчато-надвигового генезиса; параметрическое бурение; углеводородный потенциал.*

Аннотация: Проанализирован значительный объем геолого-геофизического материала. Осуществлен прогноз нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса. Научно обоснованы предложения по направлениям и видам геологоразведочных работ в пределах северного сегмента Предуральского краевого прогиба. Установлено, что отдельные перспективные локальные объекты по различным причинам (технологическим, геологическим) остались недоизученными. Необходимы комплексная проработка предложенных ранее моделей их геологического строения (как структурной основы, так и выделение пропущенных перспективных интервалов разреза), проведение дополнительных сейсморазведочных работ и бурение скважин. Для отдельных тектонических элементов низкая результативность поисковых работ обусловлена незавершенностью регионального этапа изучения. Для установления скоростных характеристик вскрытого разреза, объективной интерпретации ретроспективных материалов сейсморазведки МОГТ-2D и построения надежных региональных моделей геологического строения Воркутского поперечного поднятия и южных блоков гряды Чернышева рекомендовано бурение параметрических скважин.

Для цитирования: Сотникова А.Г., Лукова С.А. Перспективы нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса северного сегмента Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 89–102. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-89-102.

Objects of fold-and-thrust genesis: petroleum potential of Urals Foredeep northern segment

© 2021 | A.G. Sotnikova, S.A. Lukova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia;

Received 28.09.2020

Revised 09.10.2020

Accepted for publication 02.11.2020

Key words: *the Urals Foredeep (northern segment); prediction of oil and gas occurrence; objects of fold-and-thrust genesis; stratigraphic drilling; petroleum potential.*

Abstract: A considerable amount of geological and geophysical material has been analysed. Prediction of oil and gas occurrence in the objects of fold-and-thrust genesis is presented. Proposals on focus areas and types of geological exploration activities within the Urals Foredeep northern segment. It is found that for various reasons (technological, because of complex geological structure) some of the promising local objects remain underexplored. Integrated studies of the previously suggested models of their geological structure (both structural framework and identification of overlooked promising intervals of the section), additional seismic surveys, and drilling wells are necessary. For certain tectonic elements, low effectiveness of exploration is associated with the fact that the regional stage of investigations is not completed. The authors recommend drilling of stratigraphic wells for the following purposes: determination of velocity characteristics of penetrated section; unbiased interpretation of legacy 2D CDP seismic data; and building reliable regional models of geological structure of the Vorkutsky transverse uplift and southern blocks of the Chernyshev Ridge.

For citation: Sotnikova A.G., Lukova S.A. Objects of fold-and-thrust genesis: petroleum potential of Urals Foredeep northern segment. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):89–102. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-89-102. In Russ.

Введение

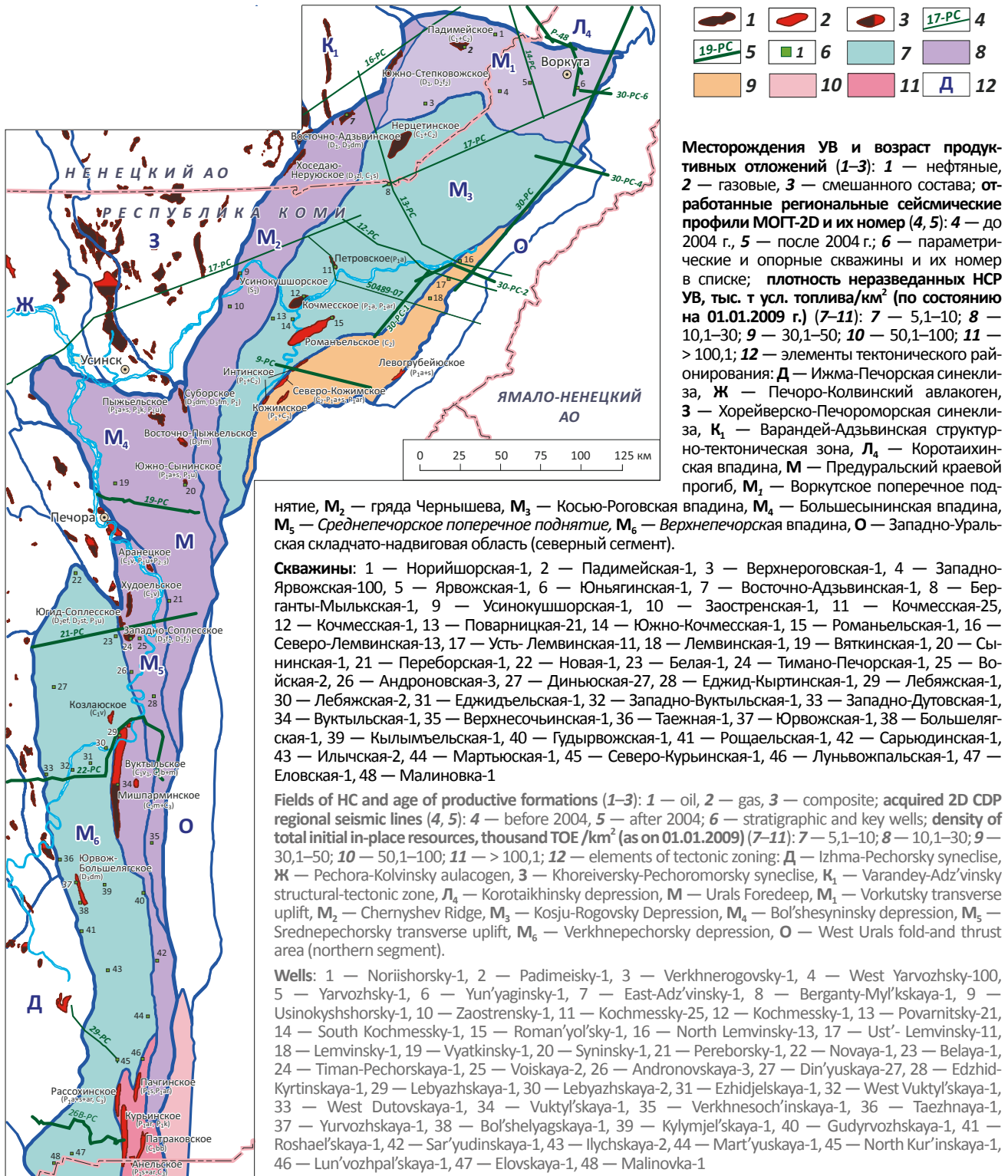
Северный сегмент Предуральского краевого прогиба, окаймляющий восточную окраину Печорской плиты, характеризуется наименьшей степенью геолого-геофизической изученности в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) и крайней неравномерностью. Ограниченный объем

информации был накоплен до 1991 г. После длительного перерыва с 2004 г. возобновилось целенаправленное изучение территории (рис. 1).

В связи с широким развитием в прогибе складчато-надвиговых процессов и интенсивной раздробленностью осадочного чехла для отдельных тектонических структур I порядка (например, гря-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 1. Схема размещения региональных геолого-разведочных работ в северном сегменте Предуральского краевого прогиба
 Fig. 1. Location map of regional geological exploration works in the northern segment of the Urals Foredeep



да Чернышева, Среднепечорское поперечное поднятие) отсутствуют единообразные надежные региональные модели их геологического строения. В 2017–2019 гг. за счет средств федерального бюджета на отдельных участках этих структур проведены работы по уточнению геолого-геофизических моделей. Однако программа работ по планомерным исследованиям нераспределенного фонда недр территории Предуральского прогиба в пределах Тимано-Печорской НГП отсутствует. При этом на изучаемой территории установлено значительное число объектов, для которых на сегодняшний день по разного рода причинам (технологическим, геологическим) так и не выяснены перспективы.

Нефтегазоносность Косью-Роговской впадины

За последние 10 лет значительные объемы геолого-разведочных работ компаний-недропользователей сосредоточены в Косью-Роговской впадине. Успешность ведения поисковых работ, в основном в бортовых частях впадины, подтверждается открытиями средних по запасам многозалежных месторождений, характеризующихся различными типами флюидов (Нерцетинское, Кочмесское, Петровское — нефтяные; Северо-Кожимское, Левогрубейюское — газовые) и наращивающих стратиграфический диапазон нефтегазоносности территории (надотомыльская свита на Левогрубейюской площади).

Большую часть Косью-Роговской впадины занимает внешняя (северо-западная) зона, где структурные формы выражены по всем маркирующим горизонтам осадочного чехла¹. Некоторые из них имеют очевидную генетическую связь со структурами юго-востока Печорской плиты (Кымбожьюская, Берганты-Мылькская, Неченская), морфологическое единство которых нарушено наложенной в поздне-триас-раннеюрское время грядой Чернышева². Во внутренней (Приуральской) зоне наблюдается несоответствие структурных планов и степень дислоцированности карбонатного ложа и вышележащих толщ пермского возраста (положительные структуры имеют большие амплитуды и углы наклона крыльев по пермокаменноугольным отложениям, а с глубиной значительно выполаживаются). Дислокации носят линейный характер и имеют северо-восточное простирание. Значительная часть внутренней зоны перекрыта Лемвинским аллохтоном.

Осадочный чехол Косью-Роговской впадины перспективен для поисков залежей УВ в широком стратиграфическом диапазоне — от ордовикских до нижнепермских отложений. По состоянию на 01.01.2020 г.

промышленная нефтегазоносность территории установлена в карбонатных ниже-среднекаменноугольных, нижнепермских и ниже-среднедевонских отложениях (средне- и низкоемкие трещинно-поровые и каверно-поровые коллекторы).

Доказана продуктивность подсолевых верхнеордовикских доломитов на Кочмесской площади, где из межсолевых отложений с глубины 5629 м получен фонтанный приток газа [1]. На Берганты-Мылькской площади при опробовании силурийских отложений отмечена пленка нефти, в нижедевонских — газопроявление. В скв. Нерцетинская-21 из овинпармских отложений нижнего девона на глубине около 5000 м получен непромышленный приток нефти. Необходимо отметить слабую изученность ордовик-нижедевонской части разреза, в силу этого прогноз нефтегазоносности данного комплекса на сегодняшний день можно сделать только с общегеологических позиций.

В верхнедевонской части разреза вдоль западного борга Косью-Роговской впадины прогнозируется зона развития барьерных рифов (Берганты-Мылькская, Кымбожьюская, Нерцетинская площади) [2]. Из кровельной части фаменского рифа на Нерцетинской площади получен непромышленный приток нефти, на Берганты-Мылькской — отмечены пленка нефти и выпоты в керне, в параметрической скв. Поварницкая-21 из кочмесской толщи получен приток легкой нефти дебитом 4,9 м³/сут.

Наиболее изученным в пределах Косью-Роговской впадины является карбонатный верхневизейско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс (НГК). Промышленная нефтегазоносность комплекса установлена на Интинском, Кожимском, Северо-Кожимском, Кочмесском, Романьельском, Нерцетинском, Левогрубейюском и Петровском месторождениях. В нижнепермской части разреза на ряде площадей залежи газа приурочены к одиночным рифам (Интинско-Кожимская площадь). Одним из последних значимых результатов является получение промышленного притока на Нерцетинской площади (доиспытание ниже-среднекаменноугольных отложений). Ранее пробуренные скважины положительного результата не давали.

На Лемвинской площади при испытании визейских отложений получены притоки газа дебитом 1000 м³/сут, на Романьельской из ассельско-сакмарских и нижеартинских карбонатных отложений — легкая нефть. В 2019 г. в результате переиспытания ассельских отложений в параметрической скв. Кочмеская-25 получен промышленный приток нефти, при том что проведенное в середине 1980-х гг. опробование положительных результатов не дало.

Промышленная газосносность артинско-кунгурского терригенного НГК на территории Косью-Роговской впадины не установлена. При испытании

¹Клименко С.С. Прогноз нефтегазоносности локальных структур в Косью-Роговской впадине : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Сыктывкар, 2002.

²Сивков С.Н. Перспективы нефтегазоносности и геологическое обоснование направлений развития нефтегазопроисловых работ в Косью-Роговской впадине : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Л., 1987.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

кунгурских отложений на Лемвинской площади зафиксировано газопроявление (кратковременный приток метанового газа составил $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$).

На сегодняшний день остаются невыясненными перспективы нефтегазонасности сложнопостроенных примыкающих к гряде Чернышева и уходящих под ее надвиговые пластины серии Кымбожьюских, Берганты-Мылькской и Поварницкой структур. Основными поисковыми объектами прошлых лет на вышеназванных площадях являлись рифовые постройки позднедевонского возраста, которые в большинстве пробуренных скважин оказались обводнены.

Кымбожьюская структура представляет собой асимметричную брахиантиклиналь северо-западного простирания, в присводовой части по отложениям венда — карбона осложненную тектоническим нарушением. При испытании в поисковой скв. Кымбожьюская-1 в верхнедевонской толще коллекторов не установлено, притоки минерализованной воды получены из ниже- и среднекаменноугольных отложений. В 2009 г. структура переподготовлена по отражающим горизонтам в пермокаменноугольной части разреза, однако прослеживается и по нижележащим отложениям (с глубиной наблюдается уменьшение размера структуры при увеличении ее амплитуды). Одним из основных горизонтов, по которому переподготовлен Кымбожьюский объект, является отражающий горизонт (ОГ) Iar (P_{ar}). Пробуренная ранее скв. 1 по ОГ Iar оказалась на 250 м ниже свода (рис. 2). Суммарные извлекаемые ресурсы нефти Кымбожьюской структуры оценены в 7,5 млн т. Крупными выявленными локальными объектами являются Западно-Кымбожьюский и Правокымбожьюский-II, расположенные в зоне сочленения с грядой Чернышева.

Поварницкая структура представляет собой приразломную антиклиналь северо-восточного простирания, с северо-запада ограниченную системой крутопадающих взбросов. Присводовая часть перекрыта пластинами силурийских карбонатных пород. Сейсморазведочными работами МОГТ 2D в начале 1980-х гг. на Поварницкой площади по характерным особенностям волновой картины предполагалось развитие рифогенных построек как позднедевонского, так и раннепермского возраста. При опробовании пермских и нижнекаменноугольных отложений получены притоки минерализованной воды; в верхнеартинских, кунгурских известняках и песчаниках отмечены выпоты вязкой нефти и примазки битума по трещинам. При испытании кочмесской толщи верхнего девона в скв. 21 получен приток нефти дебитом $4,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, в прослоях детритовых известняков сарембойской толщи отмечены нефтегазопроявления. Продуктивность силурийских отложений также осталась невыясненной (на соседней Кочмесской площади в данной части разреза вскрыты пористые и кавернозные известняки и доломиты). Извлекаемые ресурсы нефти категории D₀ Повар-

ницкого объекта оценены только по верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям и составляют ~50 млн т.

На Берганты-Мылькской площади при опробовании в параметрической скв. 1 верхней части верхнедевонского массива получена пленка нефти. При проходке сульфатно-карбонатных визейско-серпуховских отложений отмечены повышенные газопоказания и нефтегазопроявления (как и в большинстве скважин, пробуренных на территории Косью-Роговской впадины). При благоприятных структурных условиях к подсульфатным толщам могут быть приурочены залежи нефти. Коллекторы порово-кавернозного и трещинного типов установлены в среднекаменноугольных отложениях. На Берганты-Мылькской площади отложения опробованы не в сводовой части структуры, поэтому оказались обводнены. Также остается невыясненной продуктивность силурийских толщ (при опробовании нижнедевонских и верхнесилурийских отложений получена пленка нефти).

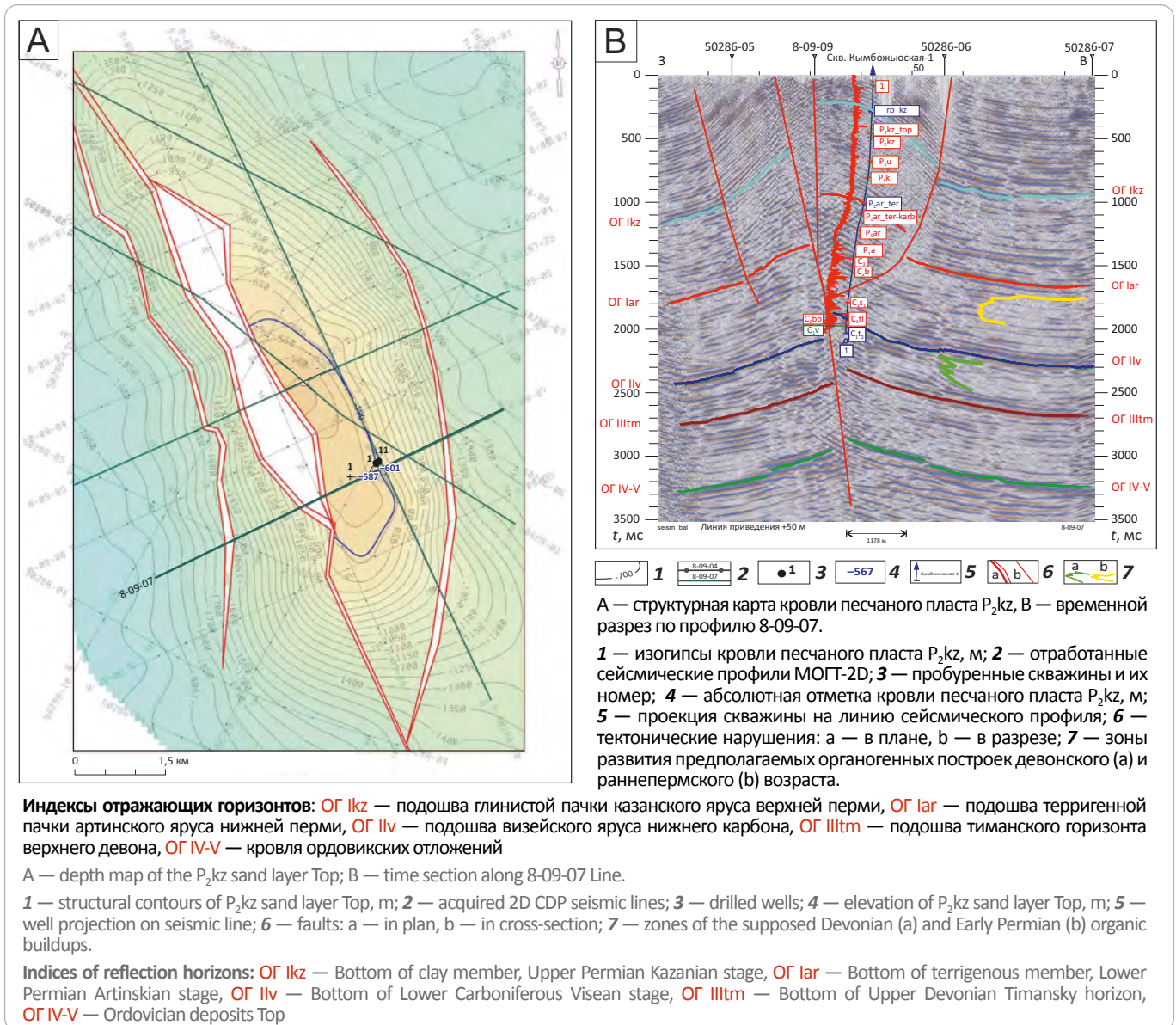
Прилегающие к Косью-Роговской впадине тектонические элементы также представляют практический нефтегазопроисловый интерес.

Нефтегазонасность Воркутского поперечного поднятия

Воркутское поперечное поднятие на протяжении всей истории формирования Предуральского прогиба по темпам опускания существенно отставало от прилегающих к нему территорий, поэтому мощность пермских отложений значительно сокращена. Поднятие характеризуется субширотной ориентировкой и изометричными формами большинства локальных структур (Падимейская, Ховрашорская, Ярвожская), формирование которых обусловлено наложением разнонаправленных тектонических движений. Под четвертичные отложения на большей части поднятия выходят разновозрастные пермские, на Юньягинской площади — нижнекаменноугольные.

Северным ограничением поперечного поднятия является горст Чернова, представляющий собой узкую сложнопостроенную структуру [3]. Существуют различные представления о его природе и тектоническом строении. Характер сочленения горста Чернова, гряды Чернышева и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны до сих пор неясен из-за отсутствия обнажений и глубоких скважин. Такие тектонические «узлы» рассматриваются многими исследователями как высокоперспективные на нефть и газ. В южной части горста Чернова пробурена параметрическая скв. Норийшорская-1 (4100 м, S_{2gr}), в которой при опробовании силурийских отложений получен глинистый раствор, насыщенный газом, нижнедевонских — притоки минерализованной воды, в керне, поднятом из верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений, отмечен запах бен-

Рис. 2. Кымбожьюская структура (материалы ООО «Косьюнефть», 2009)
 Fig. 2. Kymbozh'yuskaya structure (materials of Kos'yuneft Company, 2009)



зина. Бурение проводилось с осложнениями, поэтому качественное опробование возможно продуктивных интервалов разреза провести не удалось. При этом скважина расположена в тектонически экранированном блоке, где не прослежены регулярные сейсмические границы, поэтому использование данных по ней для привязки ОГ в пределах Воркутского поднятия затруднено. В связи с вышеизложенным для оценки перспектив нефтегазоносности подобных тектонических «узлов», уточнения стратиграфической привязки отражающих горизонтов, установления фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и типов ловушек необходимо бурение параметрической скв. Чернова-1 глубиной 5 км [4].

На Воркутском поднятии установлена нефтеносность нижнего и среднего карбона на Падимейской

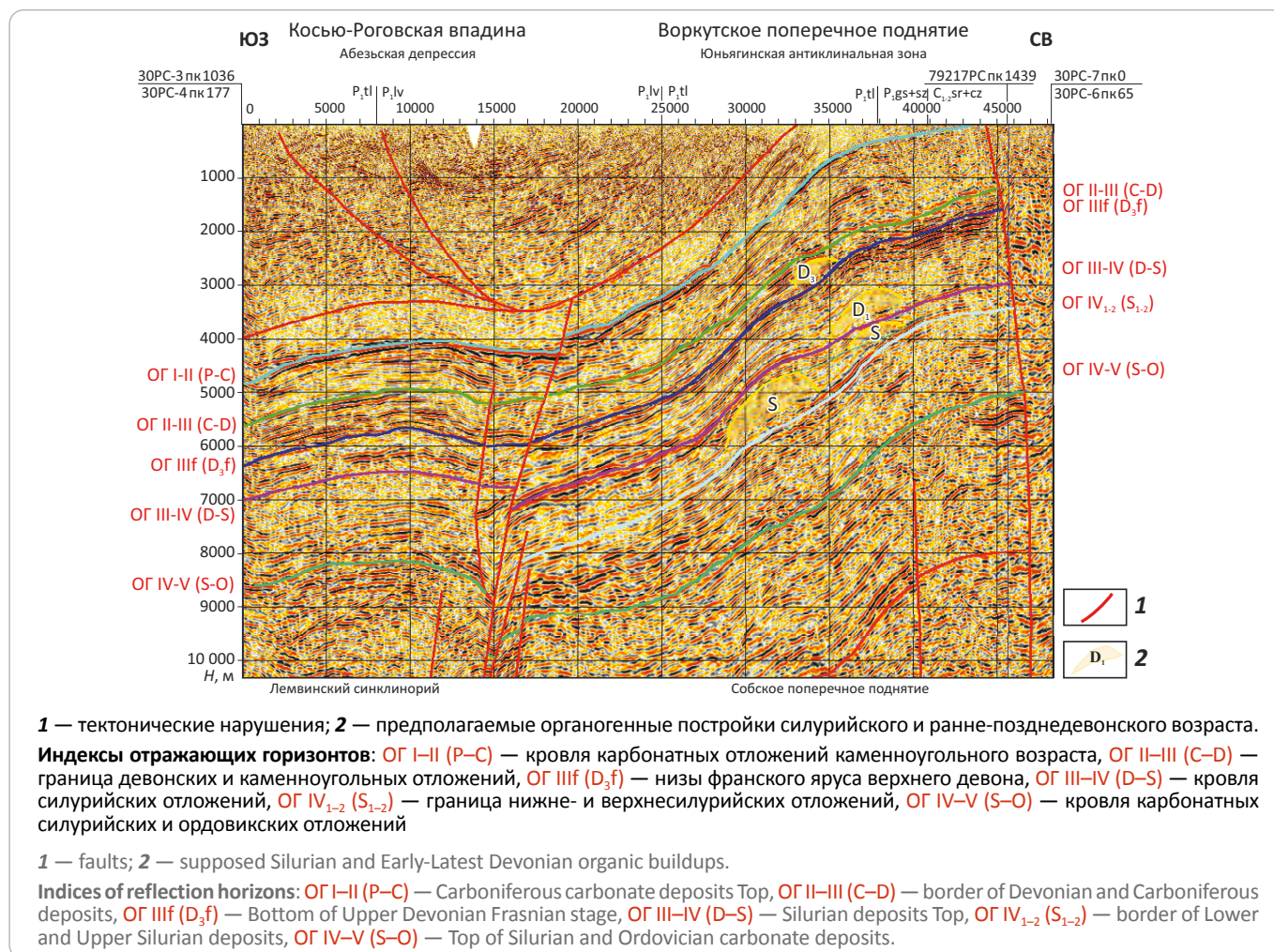
площади. Перспективы обнаружения залежей УВ связаны с карбонатными среднеордовик-нижнедевонскими, доманиково-турнейскими и каменноугольными отложениями. На Падимейской и Ярвожской площадях при испытании верхнесилурийских отложений получены кратковременные притоки конденсатного газа. Отложения этой части разреза обладают относительно хорошими коллекторскими свойствами, что подтверждено петрографическими исследованиями, поглощениями во время бурения промывочной жидкости. Как показали результаты бурения параметрической скв. Падимейская-1, непосредственно на силурийских отложениях залегает толща (30 м) плотных глинистых и глинисто-карбонатных пород нижнего девона. Выше, в нижнедевонской толще, отмечены многочисленные



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 3. Глубинный разрез по профилю 30-РС-5

Fig. 3. Depth section along 30-PC-5 Line



нефтегазопроявления. Восточнее Падимейской площади на региональном сейсмопрофиле 30-РС, отработанном ОАО «Севергеофизика» в 2012–2014 гг., выделены поисковые объекты в нижнепалеозойской части разреза — аномалии сейсмической записи, предположительно связанные с рифовыми постройками ранне-позднедевонского и силурийского возраста (рис. 3).

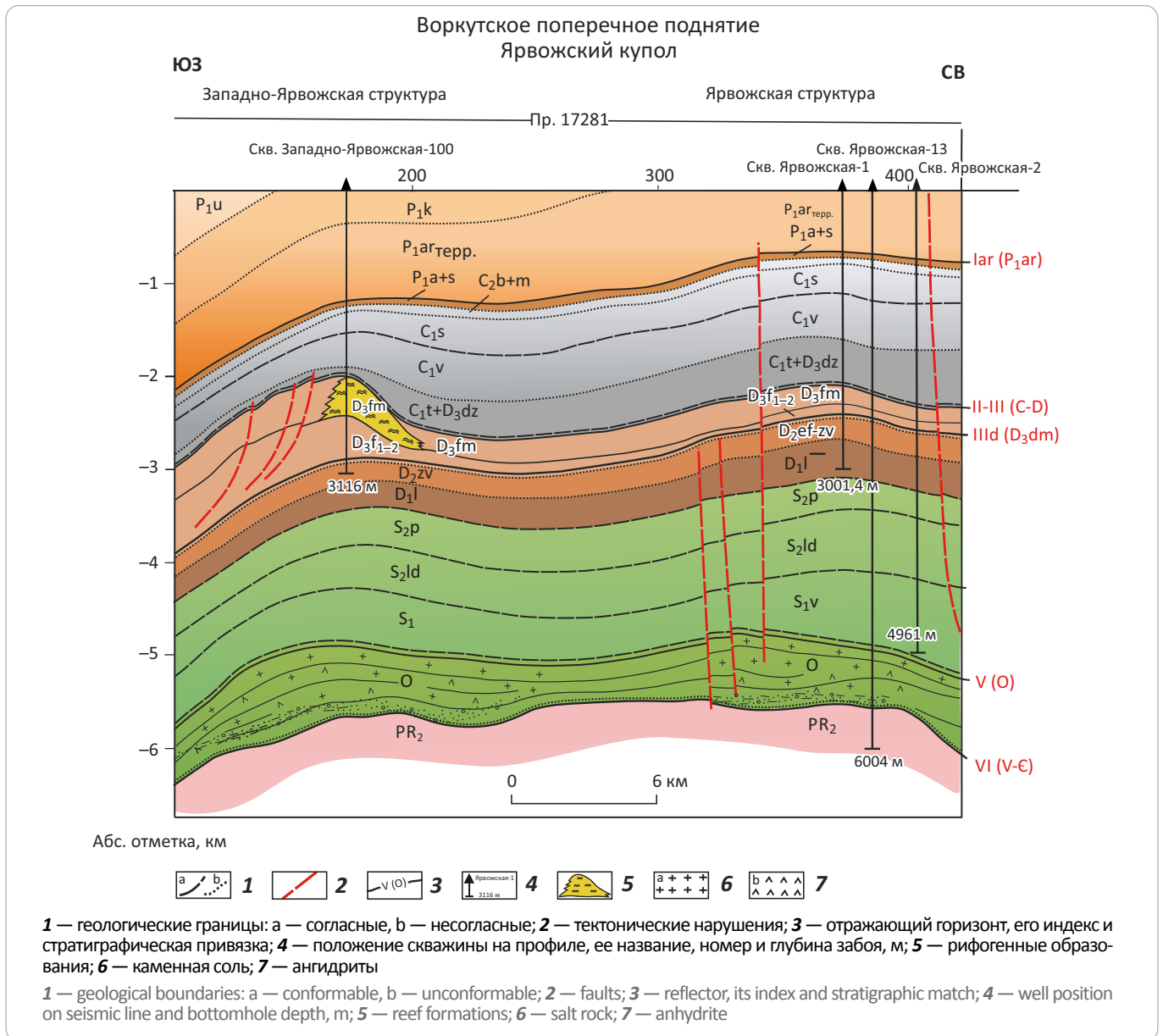
Верхнефранско-фаменская часть разреза характеризуется резким фаціальным изменением в пределах Воркутского поднятия. На Падимейской и Верхнероговской площадях в кавернах и по трещинам в органогенно-детритовых разностях известняков отмечены примазки и выпоты нефти (Падимейская), получен непромышленный приток нефти (из поднадвиговой части на Верхнероговской площади), а на Ярвожской и Юньягинской данная часть разреза представлена типичной депрессионной толщей.

Не выяснены перспективы Западно-Ярвожского объекта. Бурение параметрической скв. 100 устано-

вило наличие коллекторов в рифогенных верхнедевонских толщах (согласно литолого-фаунистическим определениям, возраст органогенной постройки — фаменский) (рис. 4). По материалам ГИС, экранящими породами могут служить плотные известняки и глинистые пласты небольшой мощности турнейско-ранневизейского возраста.

Кроме рифовых построек скважинами Ярвожские-1 и 2 вскрыт депрессионный тип разреза верхнего девона, представленный доманикоидными отложениями. Здесь также присутствуют пласты-коллекторы, имеющие хорошую изоляцию, так как подстилаются и перекрываются непроницаемыми породами толщиной 20–40 м. Турнейские и нижне-средневизейские отложения представлены мощной карбонатной толщей хорошо проницаемых пород (в скв. Ярвожская-2 данный интервал разреза характеризовался катастрофическими поглощениями промывочной жидкости). Данный тип разреза верхнедевон-турнейских отложений заслуживает пристального внимания.

Рис. 4. Фрагмент геолого-геофизического разреза по линии профиля 17281 (по материалам ПГО «Печорагеофизика», 1990)
Fig. 4. Fragment of geological and geophysical section along 17281 Line (according to Pechorageofizika, 1990)



В скв. Западно-Ярвожская-100 по материалам ГИС в интервале ниже-среднекаменноугольных отложений выделены многочисленные маломощные пласты-коллекторы, чередующиеся с плотными породами. В скв. Ярвожская-2 при бурении серпуховских отложений отмечено поглощение промывочной жидкости. Покрышкой могут служить отложения сезымской свиты нижней перми мощностью до 20 м. Недоизученным в пределах Ярвожского купола остается терригенно-карбонатный разрез среднего девона (охарактеризован не полным комплексом каротажа, не опробован).

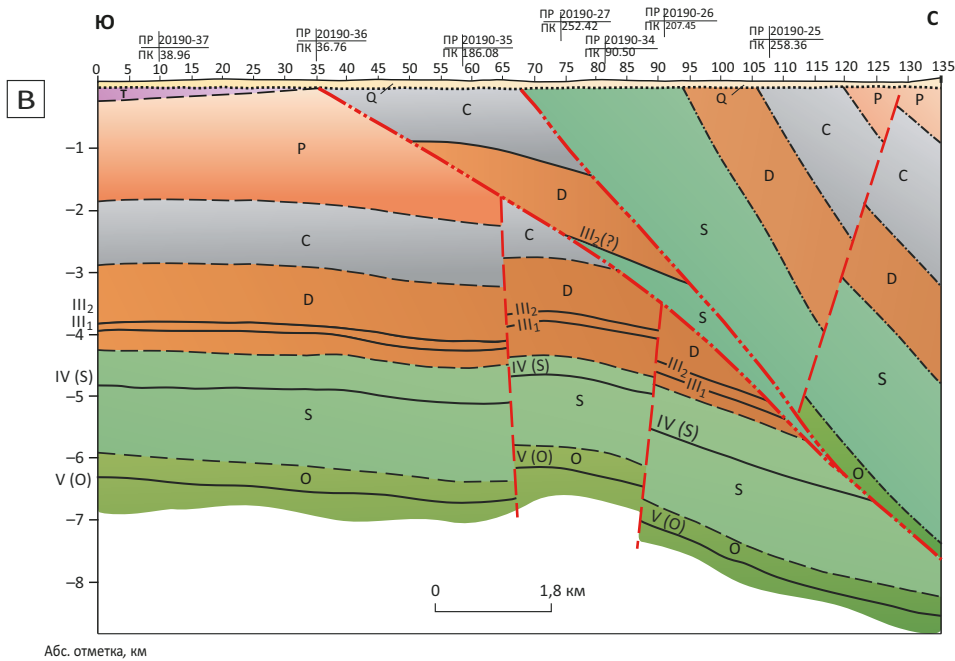
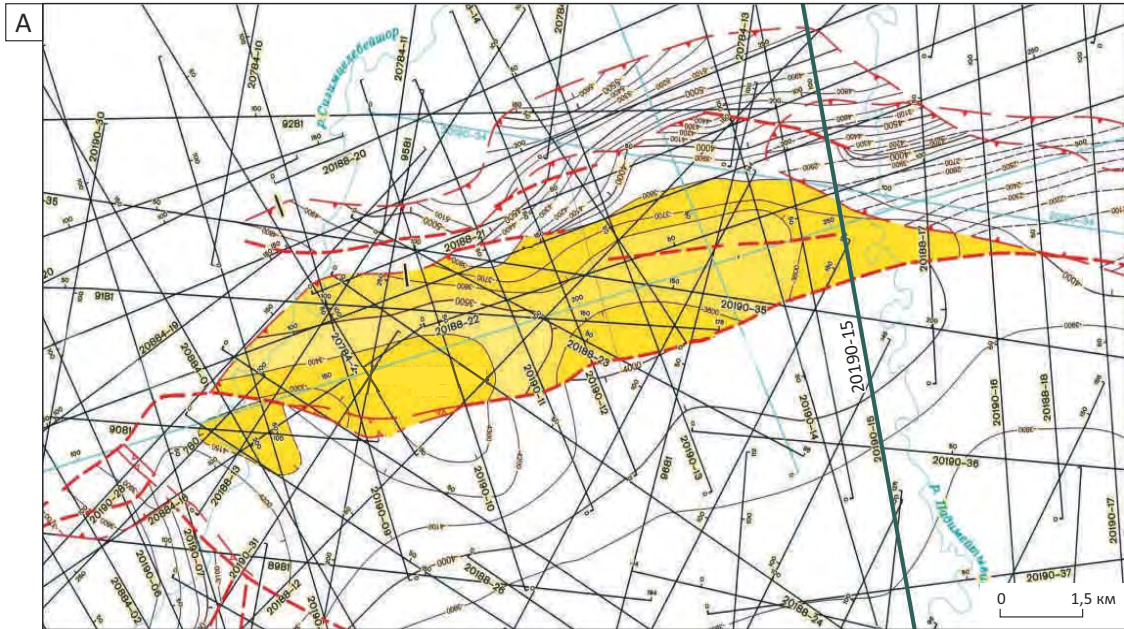
Благоприятные условия для сохранения залежей УВ прогнозируются в поднадвиговой части разреза

крупного Верхнероговского поднятия. По результатам опробования верхнедевонского рифового массива в автохтоне получена пленка нефти. Покрышкой служит плотная карбонатная толща турнейского возраста. В нижнесилурийских и нижнедевонских отложениях по материалам ГИС выделены пласты-коллекторы, опробование которых не проводилось.

Для дальнейших геолого-разведочных работ в пределах Воркутского поднятия также представляет интерес ряд выявленных по ОГ в девоне и силуре локальных объектов (Норийшорский, Ховрашорский, Сизимшорский, Луньвожский). Необходима более детальная проработка предложенных ранее моделей строения этих объектов (из-за неоднозначных

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Сизимшорская структура (материалы Сизимшорской с/п № 20190, 1991)
 Fig. 5. Sizimshorsky structure (materials of Sizimshorsky Seismic Crew No. 20190, 1991)



A — структурная карта по ОГ III₂ (D₂zv), B — геолого-геофизический разрез по профилю 20190-15.

1 — изогипсы кровли пласта D₂zv, м; 2 — отработанные сейсмические профили МОГТ-2D, 3 — сейсмические границы: а — отражающих горизонтов, б — предполагаемые; границы (4, 5): 4 — геологические по данным картирования, 5 — размыва отложений; 6 — надвиги; 7 — разломы

A — depth map over III₂ (D₂zv) Reflector, B — geological and geophysical section along 20190-15 Line.

1 — structural contours of D₂zv layer, m; 2 — acquired 2D CDP seismic lines; 3 — seismic boundaries: a — reflectors, b — uncertain; boundaries (4, 5): 4 — geological from the mapping data, 5 — erosion of sediments; 6 — thrusts; 7 — faults

определений скорости в сложнопостроенной зоне не исключается существование «ложных» структур), требуется проведение дополнительных сейсморазведочных работ и бурение скважин. На северном окончании горста Чернова в пределах автохтонного блока по ОГ в отложениях верхнего силура, нижнего и среднего девона подготовлена к глубокому бурению Сизимшорская структура (рис. 5). Перспективный объект представляет собой надвинутый на автохтон аллохтонный блок, состоящий из двух пластин: нижняя сложена отложениями в основном от силура до карбона включительно (в самой нижней части возможно присутствуют верхнеордовикские отложения), верхняя — отложениями от силура до верхней перми. Вследствие сильной дислоцированности пород в верхней аллохтонной пластине построения производились по данным геологического картирования.

Нефтегазоносность гряды Чернышева

Интерпретации геологического строения *гряды Чернышева*, механизма ее формирования и соответственно перспектив нефтегазоносности вызывают дискуссии ведущих специалистов [5–8]. На сегодняшний день нет единого мнения о генезисе этой структуры.

Территория характеризуется самой высокой плотностью локальных структур в Предуральском прогибе. С 1985 г. открыто всего 4 месторождения, при этом опойсковано более 10 структур, на которых в большинстве пробуренных скважин установлены лишь многочисленные нефте- и газопроявления. При этом степень обоснованности вывода структур из глубокого бурения с отрицательными результатами для различных объектов неодинакова.

Основная причина низкой результативности поисковых работ — слабая и неравномерная геолого-геофизическая изученность территории. В связи с интенсивной раздробленностью осадочного чехла, сдвиганием разреза, ограниченностью объективных моделей ловушек, вводимых в бурение, необходимой и актуальной задачей является создание единообразной надежной региональной модели ее геологического строения. В 2017–2019 гг. на гряде Чернышева, на участке концентрации ранее выявленных структур, проведены работы по уточнению геолого-геофизической модели строения Сарьюгинского участка³. По итогам работ выделены и прослежены отражающие горизонты, характеризующие строение палеозойской части разреза и поверхности фундамента. Разработаны модели строения возможных природных резервуаров, зон нефтегазоаккумуляции, подготовлены к глубокому бурению Восточно-Шарьюская,

Восточно-Сарьюгинская, Западно-Кымбожьюская, Западно-Сарьюгинская, Западно-Еджидьюская, Табликаюская. Наиболее значительные ресурсы нефти категории D₀ оценены по Восточно-Шарьюской и Западно-Еджидьюской структурам — 8,62 и 3,22 млн т нефти соответственно.

Ранее авторами статьи на основе анализа результатов геолого-разведочных работ высказывалось мнение о незавершенности регионального этапа изучения одних из наиболее перспективных силур-нижнедевонских отложений в южной части гряды Чернышева (Шарью-Заостренский и Яньюский сложнопостроенные блоки) [9]. Выбор вышеназванных объектов как первоочередных обоснован развитием более мощного, по сравнению с центральной и северной частями гряды, комплекса осадочных отложений, наиболее значимым количеством неразведанных ресурсов УВ, непосредственным перекрытием силур-нижнедевонских отложений региональной тиманско-саргаевской покрывкой.

Карбонатный среднеордовик-нижнедевонский НГК Шарью-Заостренского и Яньюского блоков гряды Чернышева бурением не изучен. В пределах Шарью-Заостренского блока, на Восточно-Шарьюской площади, была начата бурением поисковая скважина, остановленная на глубине 524 м из-за аварии. Возраст отложений, вскрытых скважиной, не установлен. На Пихтовой структуре Яньюского блока по всему разрезу, вскрытому поисковой скважиной до отложений верхнего девона, установлены признаки нефтегазоносности. С целью стратиграфической привязки отражающих горизонтов для более качественной и достоверной интерпретации данных сейсморазведки в пределах вышеназванных блоков на выявленной структуре Яньюская-II рекомендовано бурение параметрической скважины глубиной 5,5 км (силур) (рис. 6).

На гряде Чернышева установлена продуктивность силур-нижнедевонских (Усинокушшорская (аллохтон), Южно-Степковожская, Восточно-Адзьвинская), среднефранских, фаменских (Южно-Степковожская, Хоседаю-Неруюская, Восточно-Адзьвинская) и серпуховских (Хоседаю-Неруюская площади) отложений.

На Воргамусюрской площади из карбонатных линзовидных включений в соленосной толще малотавротинского горизонта верхнего ордовика зафиксирован аварийный выброс смеси легкой нефти и газа. Из кавернозных, трещиноватых доломитов и известняков верхнего силура и нижнего девона в автохтонном залегании получены притоки нефти. Промышленная значимость залежи не оценивалась, так как не были нейтрализованы факторы, снизившие фильтрационно-емкостные свойства пород. В разновозрастных интервалах разреза Заостренской площади отмечены выпоты тяжелой нефти, в скв. 1 по материалам ГИС в кровле верхнего силура выделен продуктивный пласт. В скв. Харутамылькская-1

³Корчагин О.А., Огородник Я.Я. Создание уточненной геолого-геофизической модели строения Сарьюгинского участка гряды Чернышева с целью вовлечения его в лицензирование (на основе переобработки сейсмических материалов и анализа результатов глубокого бурения) : геол. отчет АО «Росгеология», АО «ВНИГРИ». — М., 2019.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 6. Структура Яньюская-II (материалы ОАО «Севергеофизика», 2007)
Fig. 6. Yanyuskaya-II structure (materials of Severgeofizika, 2007)

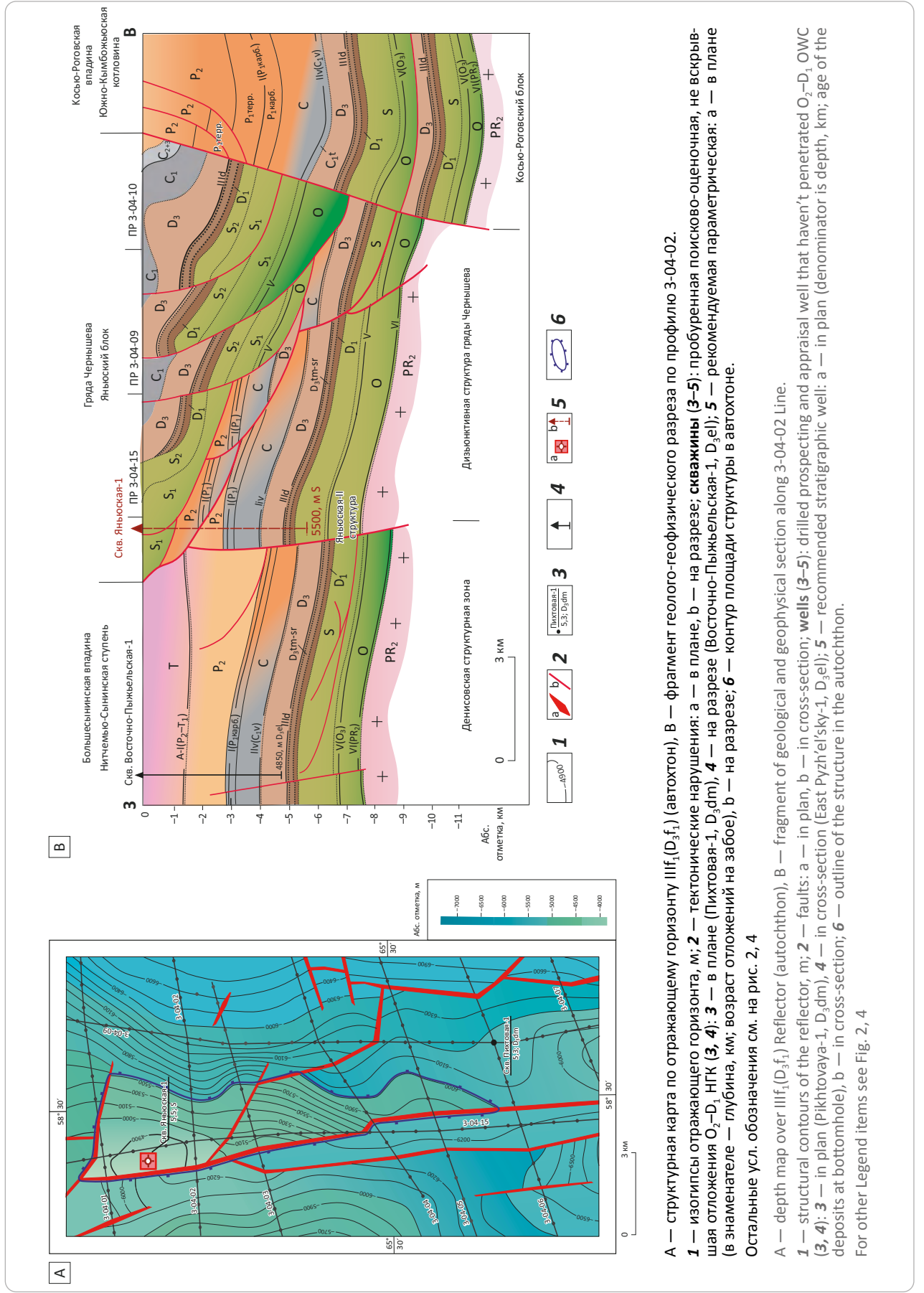
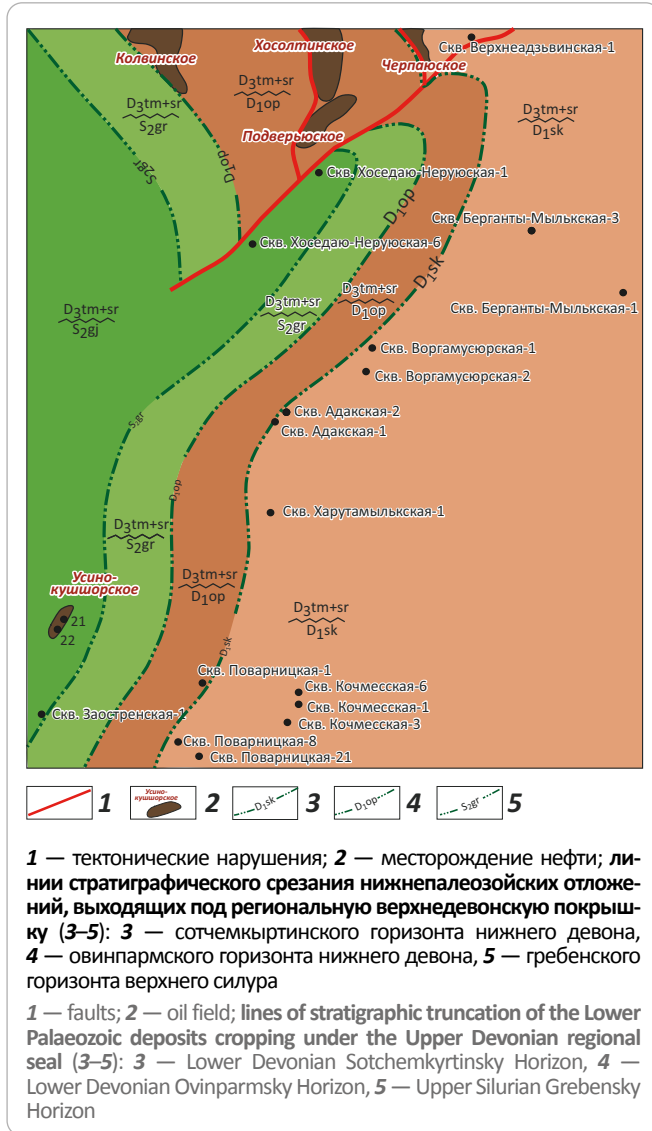


Рис. 7. Развитие различных стратиграфических уровней нижнепалеозойских отложений под региональной тиманско-саргаевской покрывшей в пределах гряды Чернышева и прилегающих районов

Fig. 7. Occurrence of different Lower Palaeozoic stratigraphic levels below the Timan-Sargaevsky regional seal within the Chernyshev Ridge and neighbouring areas



в нижнедевонской и силурийской частях разреза отмечено нефтенасыщение пород в керне, при опробовании — приток воды с пленкой нефти.

Перспективы нефтегазоносности вышеперечисленных площадей обусловлены благоприятным сочетанием структурного фактора с развитием зон стратиграфического срезания различных уровней нижнедевонских отложений (рис. 7). Во время перерывов в осадконакоплении карстовые процессы способствовали улучшению фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пластов.

При опробовании верхнедевонских отложений в скв. Адакская-2 получен приток нефти дебитом 0,63 м³. Верхнедевонские коллекторы характеризу-

ются низкой проницаемостью, установленная залежь — наличием аномально высокого пластового давления. В силу невозможности достоверно определить ее размеры, запасы залежи не оценивались.

Одним из основных поисковых объектов в пределах гряды Чернышева также являются карбонатные отложения каменноугольно-нижнепермского возраста. На Заостренской площади в отложениях среднего — верхнего карбона установлена залежь мальт, на Усинокущшорской структуре в ассельско-сакмарских карбонатных породах — непромышленная залежь вязкой нефти, на Воргамусюрской площади из артинских отложений получен непромышленный приток нефти, отмечено нефтенасыщение в керне, отобранном из каменноугольных отложений.

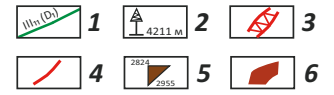
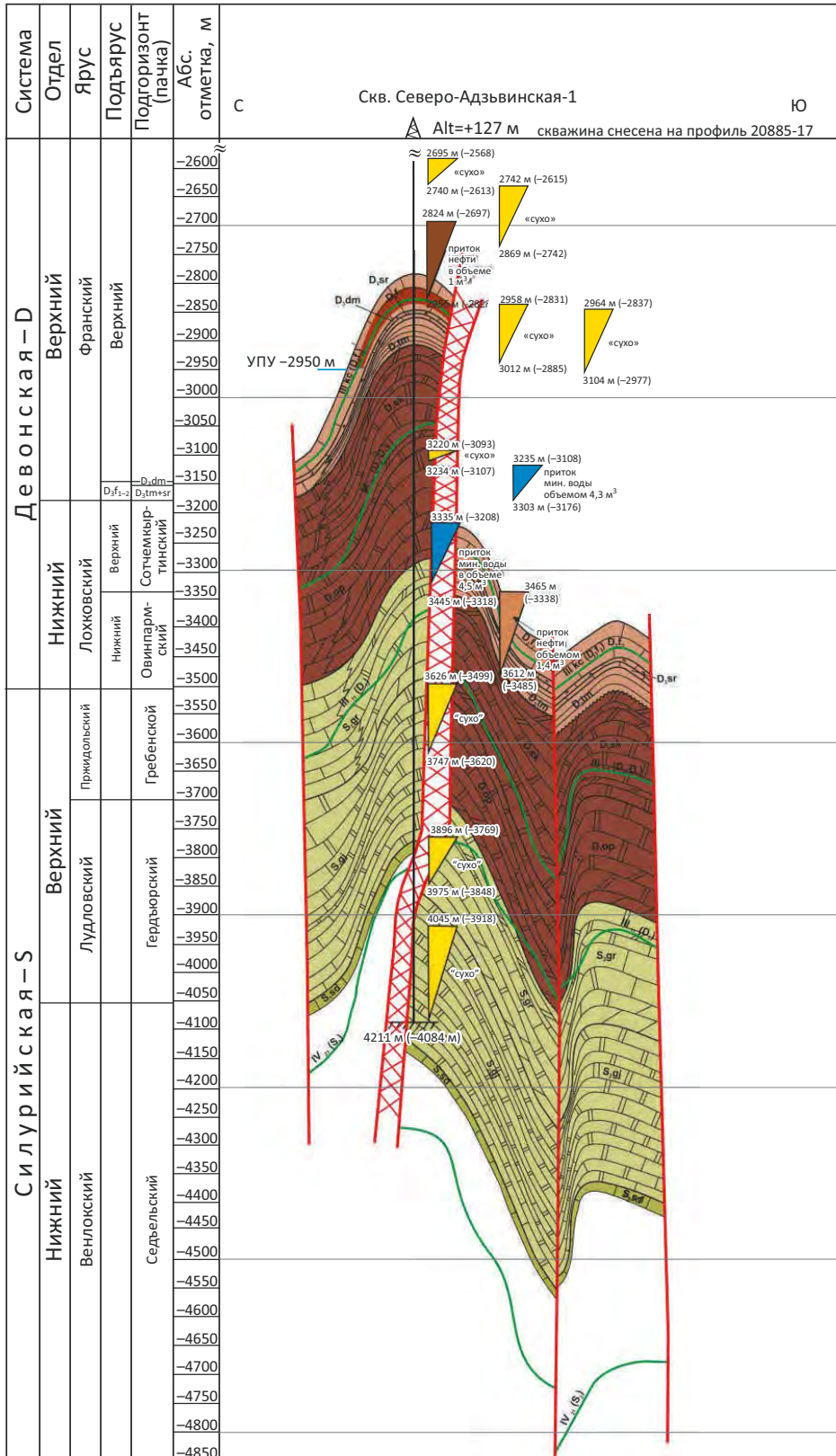
Отсутствие на сегодняшний день промышленных притоков на отдельных вышеназванных площадях связано как со сложным геологическим строением, так и с технологическими причинами. Например, на Воргамусюрской структуре испытание в эксплуатационной колонне проведено некачественно и только лишь спустя год после вскрытия пласта. При этом существующая модель строения тектонически ограниченной Воргамусюрской структуры неоднозначна. По мнению Б.П. Богданова, В.Б. Ростовщикова, Л.П. Недилюка и др., глубинные структурные построения, выполненные на основании временных разрезов, необходимо пересмотреть с учетом высоких скоростей в аллохтоне и врезанных отложений «низкоскоростного» триаса [10]. На Харутамыльской площади бурение по каменноугольным отложениям (основному поисковому объекту) сопровождалось осложнениями.

В непосредственной близости к Воргамусюрской и Харутамыльской площадям остались неопискованными крупные перспективные поднадвиговые структуры — Восточно-Воргамусюрская, Малоадакская, Западно-Поварницкая, Анкешорская [11]. Севернее, в пределах Тальбейского блока гряды Чернышева, сейсморазведочными работами МОГТ-2D прошлых лет выявлены Северо- и Южно-Попадьювожские структуры, представляющие собой антиклинальные линейно вытянутые складки северо-восточного простирания. Амплитуда Северо-Попадьювожской складки с глубиной увеличивается от 650 м по ОГ II_s до 800 м по ОГ III₁, Южно-Попадьювожской — выполаживается от молодых отложений к более древним. Нефтегазопроисковый интерес представляет также Восточно-Исакъюская структура, оконтуренная замкнутой изогипсой –1600 м в зоне распространения рифового комплекса отложений верхнего девона. Учитывая склоновое расположение рифа в современном структурном плане, ловушка может быть запечатана по восстанию налегающими на его глубоководный склон глинистыми осадками. Интерес для поисков скоплений УВ представляет поднадвиговая часть разреза (при, возможно, мень-

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 8. Предполагаемая залежь нефти в верхнефранских отложениях Северо-Адзвинской площади (материалы ООО «Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра»)

Fig. 8. The expected oil pool in the Upper Frasnian deposits of the North Adz'vinsky area (materials of Timan-Pechorsky Research Centre)



1 — основные отражающие горизонты; 2 — пробуренная поисковая скважина и ее забой, м; **тектонические нарушения (3, 4):** 3 — установленные, 4 — предполагаемые; 5 — интервал опробования ИП; 6 — предполагаемая залежь нефти

1 — main reflectors; 2 — drilled prospecting well and its bottomhole, m; **faults (3, 4):** 3 — determined, 4 — supposed; 5 — interval of DST testing; 6 — expected oil pool

шей дислоцированности осадочного комплекса и наличии крупных высокоамплитудных структур). Продуктивными здесь могут быть карбонатные отложения палеозоя от нижнепермских до ордовикских. Они залегают на доступных для бурения глубинах — от 3 до 6 км.

Недоизучена глубоким бурением серия Адзвинских структур — Адзвинская, Западно-Адзвинская, Северо-Адзвинская.

В 2017 г. ООО «Альмерида» проведен оперативный подсчет запасов залежей УВ доманикового горизонта верхнего девона, сочтемкыртинского и овинпармского горизонтов нижнего девона Восточно-Адзвинского нефтяного месторождения. По величине начальных извлекаемых запасов месторождение относится к категории средних. В рамках геолого-разведочных работ на Адзвинском лицензионном участке проведена переобработка и переинтерпретация архивных материалов сейсморазведки МОГТ-2D (1985–1992) в комплексе с данными бурения. В результате уточнена структурно-тектоническая модель строения осадочного чехла от ордовикских до нижнепермских отложений включительно, подготовлена к глубокому бурению Северо-Адзвинская структура с ресурсами категории D_0 9,213 млн т. Нефтегазопромысловый интерес представляют нижнекаменноугольные, нижне-верхнедевонские и верхнесилурийские отложения. В керне, отобранном в поисковой скв. Северо-Адзвинская-1 из отложений силура, присутствует битумонасыщенный известняк, из нижнего девона — отмечены примазки нефти. При совместном опробовании овинпармских и гребенских отложений получен высокодебитный приток пластовой воды, при опробовании верхнефранско-фаменских отложений — приток нефти $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 8). По материалам ГИС пласты с улучшенными

коллекторскими свойствами выделены в серпуховской части разреза. По результатам переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведки прошлых лет пересмотрено положение основных отражающих горизонтов. Пробуренная поисковая скважина оказалась не в оптимальных структурных условиях. Необходимо доизучение строения и перспектив нефтеносности Северо-Адзвинской площади.

Выводы

Таким образом, на Воркутском поперечном поднытии и южных блоках гряды Чернышева, а также для нефтегазоперспективных комплексов поддоманиковой части разреза Косью-Роговской впадины и прилегающих территорий региональный этап изучения не завершен. Для осуществления объективной интерпретации ретроспективных материалов сейсморазведки МОГТ-2D, изучения в полном объеме стратиграфического разреза аллохтона и автохтона, скоростных характеристик вскрытого разреза, выявления коллекторов и покрышек необходимо бурение параметрических скважин. Для выбора дальнейших направлений и комплекса геолого-разведочных работ необходима тщательная комплексная переобработка ранее полученного сейсмического материала, анализ и его увязка с результатами глубокого бурения в одном «ключе» с целью построения надежной структурной основы. Для изучения характера распределения залежей в рифогенных толщах и закономерностей их формирования требуются дополнительные комплексные исследования. Для обеспечения системного подхода к планомерному изучению нераспределенного фонда недр северного сегмента Предуральского прогиба необходимо создание Программы геолого-разведочных работ с учетом стратегии работ компаний-недропользователей и текущего состояния лицензирования.

Литература

1. Богданов Б.П. Соленосные бассейны Европейской платформы и некоторые особенности тектоники в связи с перспективами нефтегазоносности // Геофизика. — 2004. — № 4. — С. 55–60.
2. Данилов В.Н. Перспективы нефтегазоносности верхнедевонских отложений северной части Косью-Роговской впадины // Геология нефти и газа. — 1992. — № 8. — С. 2–6.
3. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 17.07.2020).
4. Богданов М.М., Лукова С.А., Сотникова А.Г. Нижние горизонты осадочного чехла Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции — перспективные объекты воспроизводства запасов углеводородного сырья // Геология нефти и газа. — 2013. — Спецвыпуск. — С. 90–101.
5. Грунис Е.Б., Богданов Б.П., Гагарин С.В. и др. Перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных тектонических элементов Тимано-Печорской провинции на примере гряды Чернышева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2001. — № 11. — С. 28–33.
6. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева // Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) (28–29 мая 2015 г.). — М. : Издательство Московского университета, 2015.
7. Соборнов К.О., Данилов В.Н. Строение и перспективы нефтегазоносности гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Геология нефти и газа. — 2014. — № 5. — С. 11–18.
8. Тимонин Н.И. Тектоника гряды Чернышева (Северное Приуралье). — Л. : Наука, 1974.
9. Богданов М.М., Лукова С.А. Зоны нефтегазоаккумуляции и новые направления поисков месторождений углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла гряды Чернышева // Геология нефти и газа. — 2016. — № 1. — С. 31–44.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

10. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилук Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (дата обращения: 17.07.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.

11. Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А., Журавлев А.В., Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л. Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геологоразведочных работ на Адакской площади [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf (дата обращения: 17.07.2020).

References

1. Bogdanov B.P. Solenosnye basseiny Evropeiskoi platformy i nekotorye osobennosti tektoniki v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti [Salt-bearing basins of European Platform and certain tectonic features in the context of petroleum potential]. *The Russian Geophysics Journal = Geofizika*. 2004;(4):55–60. In Russ.

2. Danilov V.N. Perspektivy neftegazonosnosti verkhnedevonskikh otlozhenii severnoi chasti Kos'yu-Rogovskoi vpadiny [Petroleum potential of Upper Devonian formations in the northern part of the Kosju-Rogovsky Depression]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1992;(8):2–6. In Russ.

3. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegeozogeologicheskom raionirovanii Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed: 17.07.2020). In Russ.

4. Bogdanov M.M., Sotnikova A.G., Lukova S.A. Nizhnie gorizonty osadochnogo chekhla Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii — perspektivnye ob"ekty vosproizvodstva zapasov uglevodorodnogo syr'ya [Lower horizons of sedimentary cover of Timano-Pechora oil and gas bearing province — prospective objects of hydrocarbon raw material reserve increase]. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(Spetsvypusk):90–101. In Russ.

5. Grunis E.B., Bogdanov B.P., Gagarin S.V. et al. Perspektivy neftegazonosnosti slozhnopostroyennykh tektonicheskikh elementov Timano-Pechorskoi provintsii na primere gryady Chernysheva [Petroleum potential of structurally complex tectonic elements in the Timan-Pechora Province (be the example of the Chernyshev Ridge)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2001;(11):28–33. In Russ.

6. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti gryady Chernysheva [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge]. In: *Sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii)*, 28–29 May 2015. Moscow: Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta; 2015. In Russ.

7. Sobornov K.O., Danilov V.N. Structure and petroleum potential of the chernyshev swell (Timan Pechora basin). *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(5):11–18. In Russ.

8. Timonin N.I. Tektonika gryady Chernysheva (Severnoe Priural'e) [Tectonics of the Chernyshev Ridge (Northern Cisurals)]. Leningrad: Nauka; 1974. In Russ.

9. Bogdanov M.M., Lukova S.A. Oil and gas accumulation areas and new directions of hydrocarbon exploration in the lower horizons of sedimentary cover of the Chernyshev Ridge. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(1):31–44. In Russ.

10. Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Nedilyuk L.P., Marakova I.A., Senin S.V. Tektonicheskie i geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti gryady Chernysheva [Tectonic and geochemical factors of oil and gas occurrence within the Chernyshev Ridge]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (accessed: 17.07.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.

11. Danilov V.N., Ivanov V.V., Gudelman A.A. et al. Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti podnyatiya Chernysheva po rezul'tatam geologorazvedochnykh rabot na Adakskoi ploshchadi [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge according to the results of geological exploration in the Adaksky area]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf (accessed: 17.07.2020). In Russ.

Информация об авторах

Сотникова Алена Георгиевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Луква Светлана Анатольевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: lukova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9360-1478

Information about authors

Alena G. Sotnikova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Svetlana A. Lukova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Scientific Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: lukova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9360-1478



АТЫРАУ

OIL&GAS KAZAKHSTAN

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

6–8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

Итеса



The logo for OGMTB features the letters 'O', 'G', 'M', and 'T' in a golden-yellow color, and 'B' in a teal color. The letters are filled with images: 'O' shows a cityscape, 'G' shows a cityscape, 'M' shows a cityscape, 'T' shows a mosque, and 'B' shows a mosque. A tall, silver, lattice-structured tower with a dark sphere at the top is positioned behind the 'M' and 'T'.

7th
Kazakhstan
Oil & Gas Equipment Meet the Buyer
Conference & Exhibition

OGMTB

22-24 September, 2021
Almaty, Kazakhstan

OGMTB

To Make Business Easier for Oil and Gas

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.982.23.054(470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120

Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине

© 2021 г. | Я.С. Сбитнева

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; yana.loma4inskaya@yandex.ru

Поступила 20.11.2020 г.

Доработана 23.11.2020 г.

Принята к печати 25.11.2020 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Косью-Роговская впадина; нефтегазовый потенциал; субдукция; тектонодинамическая зона; нефтегазоносный район; зона нефтегазоаккумуляции; нефтегазоперспективная ловушка; углеводороды; геологическое моделирование.*

Аннотация: При достаточно высоких прогнозных ресурсах объемы добычи газа в Республике Коми с каждым годом снижаются с 20 млрд м³ в 1980 г. до 2,7 млрд м³ в 2019 г. Это явилось следствием истощения подготовленной в Республике Коми сырьевой базы свободного газа, главными составляющими которой были Вуктыльское (1961) и Западно-Соплесское нефтегазоконденсатные месторождения (1971). На основе разработки этих месторождений была создана крупная газодобывающая, газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура в Республике Коми, на что потрачены сотни миллиардов рублей и востребованность которой при существующей сырьевой базе снижается, что влечет за собой негативные экономические и социальные последствия. В то же время нефтегазовый потенциал Северо-Предуральской нефтегазоносной области реализован лишь на 30 %. Косью-Роговская впадина является одним из наиболее перспективных районов Северо-Предуральской нефтегазоносной области, где возможно открытие значительного числа нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе и крупных. В статье рассмотрены условия формирования и закономерности размещения нефтегазоперспективных ловушек на основе тектонодинамического и литологофациального моделирования.

Для цитирования: Сбитнева Я.С. Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 105–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120.

Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression

© 2021 | Ya.S. Sbitneva

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; yana.loma4inskaya@yandex.ru

Received 20.11.2020

Revised 23.11.2020

Accepted for publication 25.11.2020

Key words: *Urals Foredeep; Kosju-Rogovsky Depression; petroleum potential; subduction; tectonodynamic zone; petroleum region; zone of oil and gas accumulation; oil and gas lead; hydrocarbon; geological modelling.*

Abstract: With sufficiently high forecast resources, gas production volumes in the Komi Republic are decreasing every year from 20 billion m³ in 1980 to 2.7 billion m³ in 2019. This is a consequence of the exhaustion of the free gas resource base prepared in the Republic, the main components of which were the Vuktylsky (1961) and West Soplessky oil and gas condensate fields (1971). On the basis of the development of these fields, a large gas production, transmission, and processing infrastructure was created in the Komi Republic, for which hundreds of billion rubles were spent and the demand for which, given the existing raw material base, is decreasing. This entails negative economic and social consequences. And at the same time, only 30 % of oil and gas potential of the North Urals oil and gas region is unlocked. The Kosju-Rogovsky depression is one of the most promising areas of the North Urals oil and gas region, where it is possible to discover a significant number of oil and gas condensate fields, including large ones. The article discusses the conditions of formation and patterns of oil and gas prospective traps occurrence based on tectonodynamic and lithofacies modeling.

For citation: Sbitneva Ya.S. Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):105–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120. In Russ.

Введение

При достаточно больших прогнозных ресурсах объемы добычи газа в Республике Коми снизились с 20 млрд м³ в 1980 г. до 2,7 млрд м³ в 2019 г. Это вызва-

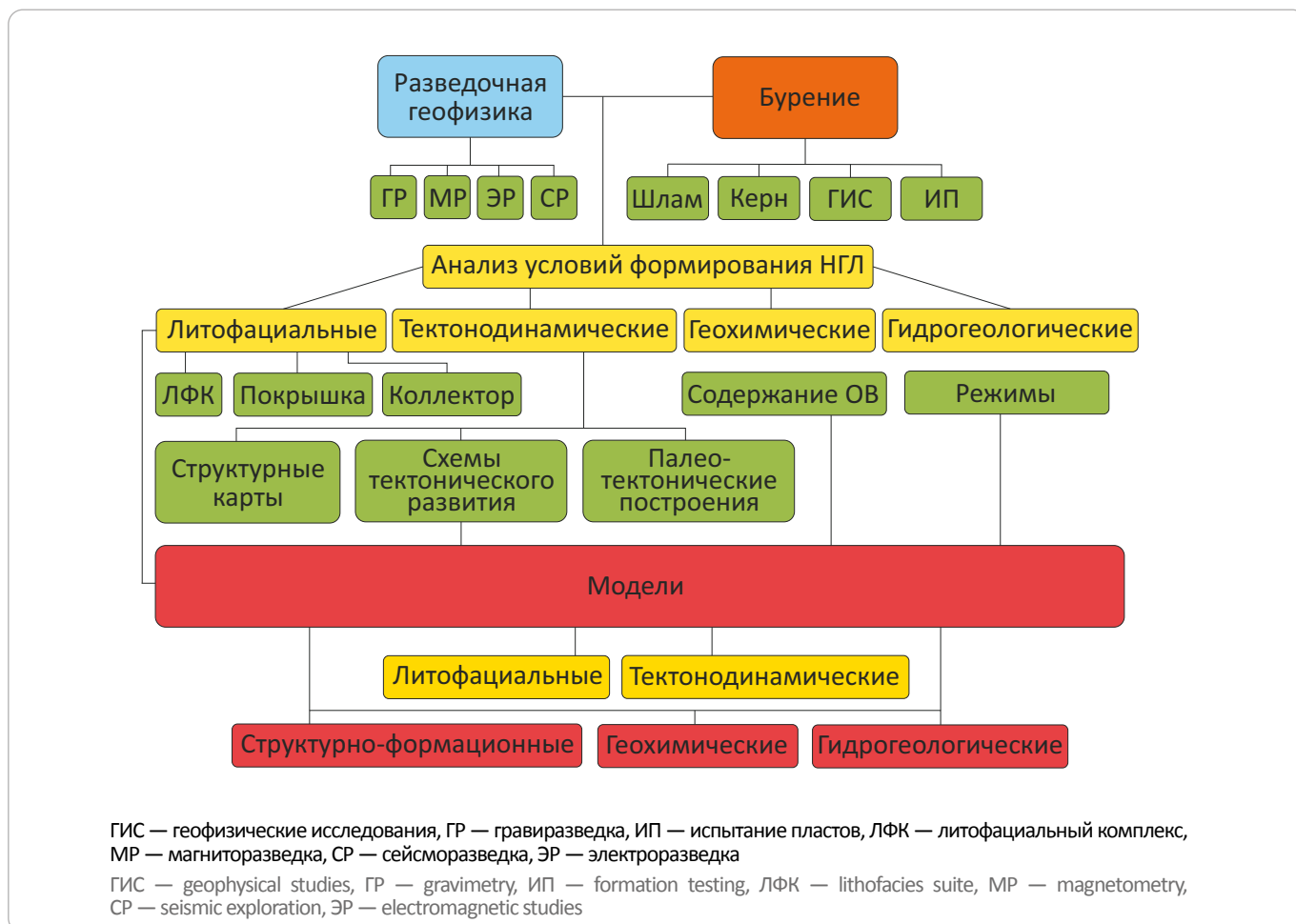
но истощением подготовленной сырьевой базы свободного газа, главными источниками которой были Вуктыльское (1961) и Западно-Соплесское нефтегазоконденсатные месторождения (1971). На основе



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 1. Алгоритм методики изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек (по Я.С. Сбитневой)

Fig. 1. Algorithm of the methodology for investigations of oil and gas leads formation and location patterns (according to Ya.S. Sbitneva)



разработки этих месторождений была создана крупная и дорогостоящая газодобывающая, газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура в Республике Коми, востребованность которой при существующей сырьевой базе снижается, что влечет за собой негативные экономические и социальные последствия.

И в то же время нефтегазовый потенциал Северо-Предуральской нефтегазоносной области реализован лишь на 30 %. Косью-Роговская впадина является одним из наиболее перспективных районов Северо-Предуральской нефтегазоносной области, где возможно открытие значительного числа нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе и крупных.

Ранее проведенные геолого-разведочные работы в Косью-Роговской впадине без обоснованной эффективной геологической модели формирования месторождений УВ были малорезультативны.

Научной базой для изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазо-

перспективных ловушек являлись: теория биогенного синтеза УВ, концепция тектоники литосферных плит и седиментология.

Условия формирования зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазоперспективных ловушек

Косью-Роговская впадина, как и все впадины Предуральского краевого прогиба, имеет сложное структурно-тектоническое строение, обусловленное особенностями ее геологического развития как переходной структуры от орогенных образований к платформам.

Алгоритм методики изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек можно представить следующим образом (рис. 1).

Тектонодинамическая модель строения Предуральского краевого прогиба

На ранней стадии развития Предуральский крайевой прогиб долгое время формировался в зоне суб-

дукции (поддвига) океанической коры пассивной окраины Восточно-Европейской платформы под активную часть Сибирской платформы в пределах Уральского палеоокеана (геосинклиальная область). Зарождение прогиба (поздний девон) происходило на океанической коре и представляло собой некомпенсированный глубоководный желоб, заполненный орогенным флишем.

Максимальные тангенциальные напряжения в триасе со стороны Урала привели к широкому развитию шарьяжно-надвиговых процессов во внутренней зоне Косью-Роговской впадины с образованием каскада линейных структурно-надвиговых дислокаций уральского простирания (рис. 2).

Данная зона в последней тектонической трактовке называется «Прилемвинской складчато-покровной зоной» (Б.Я. Вассерман, В.И. Богацкий). Ее южная часть граничит с Интинской складчато-чешуйчатой зоной, которая также находилась в зоне проявления тангенциальных сил со стороны Уральской орогенной области, но в меньшей степени.

Внешняя, наиболее обширная зона Косью-Роговской впадины формировалась под воздействием двух основных сил: тангенциальных — со стороны Урала и вертикальных — со стороны гряды Чернышева и Варандей-Адзвинского краевого рифта. Жесткий Большеземельский блок фундамента и краевые разломы, ограничивающие Чернышевский желоб, являлись областями разгрузки тангенциальных сил со стороны Урала.

Вдоль юго-восточной границы гряды Чернышева образовались линейные приразломные и ненарушенные антиклинальные структуры (Поварницкая, Нерцетинская). Севернее на структуры уральского простирания наложились структуры Варандей-Адзвинского краевого рифта (Роговская группа субширотных структур). Это свидетельствует о том, что гряда Чернышева возникла после сформировавшегося Варандей-Адзвинского рифта и отсекала его юго-восточную часть. Таким образом, группа Роговских структур (Верхне-Роговская, Западно-Роговская и Южно-Роговская) и Бергантымьельская структура имеют варандей-адзвинское простирание. Для внешней зоны Косью-Роговской впадины характерно наличие куполовидных крупных структур, таких как Кочмесское поднятие, и более мелких брахиантиклинальных складок, таких как Нерцетинская, Романьельская и др.

Особое место занимает северная часть Косью-Роговской впадины. Здесь центральным структурообразующим элементом является крупнейшее Ярвожское поднятие. Северная граница впадины, по мнению автора статьи, проходит по гряде Чернова, которая имеет пайхойское простирание. Уральские тектонические процессы практически не повлияли на формирование гряды Чернова и большей части

Воркутской ступени. Структуры Воркутской ступени не нарушены или нарушены слабо, имеют простирание, подобное горсту Чернова. В предверхнеартинский размыв карбонатные отложения подверглись значительным гипергенным преобразованиям (Падимейское месторождение).

Таким образом, тектонодинамическая модель Косью-Роговской впадины представляется следующей (рис. 3): границы впадины проходят на северо-западе по гряде Чернышева, на севере — по гряде Чернова, на юго-востоке — по главному Уральскому разлому и Восточно-Лемвинской зоне надвиговых дислокаций, на юге — в зоне сочленения гряды Чернышева с Уральским орогеном.

В пределах Косью-Роговской впадины выделяются следующие тектонодинамические зоны с различной степенью влияния на них тангенциальных сил, действовавших на заключительной стадии орогенеза на Урале (табл. 1).

1. Внешняя пассивная (буферная) тектонодинамическая зона, где влияние тангенциальных сил со стороны Урала в целом не отразилось на строении осадочного чехла и сохранились черты пассивной континентальной окраины (рис. 4). Она представлена в основном Кочмесской ступенью, осложненной куполовидными и брахиантиклинальными складками седиментационного происхождения.

2. Центральная компенсационная тектонодинамическая зона, где происходила разгрузка тангенциальных сил со стороны Урала. Представлена Абезьской депрессией, осложненной брахиантиклинальными складками уральского простирания.

3. Северная пассивная тектонодинамическая зона субширотного простирания без существенного влияния Урала на строение осадочного чехла. Представлена Воркутской ступенью. Структуры конседиментационного происхождения — куполовидные и брахиантиклинальные складки субширотного (пайхойского) простирания.

4. Внутренняя активная тектонодинамическая зона с максимальным проявлением тангенциальных сил, спровоцированных заключительными стадиями орогенеза на Урале. Состоит из двух подзон: Интинской складчато-чешуйчатой и Прилемвинской складчато-покровной (см. рис. 2).

Литолого-фациальная модель среднепалеозойских отложений

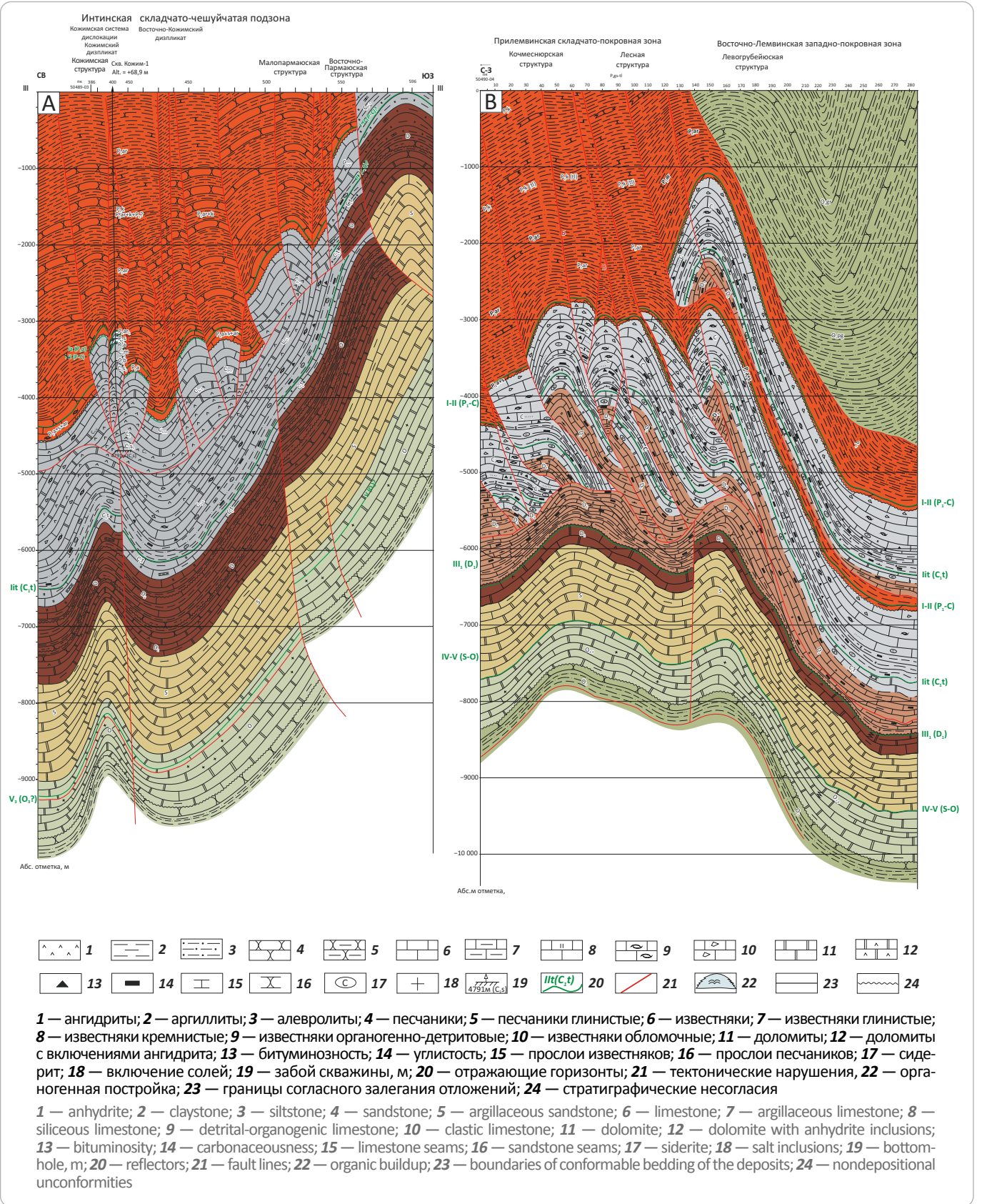
В основу базовой составляющей при формировании нефтегазоперспективных ловушек в среднепалеозойских отложениях положены фациальные условия осадконакопления, определяющие в первоначальном виде возможность наличия коллекторов и покрышек. В течение геологического времени литолого-фациальный облик отложений менялся за счет геостатического давления, тектонических процессов,



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

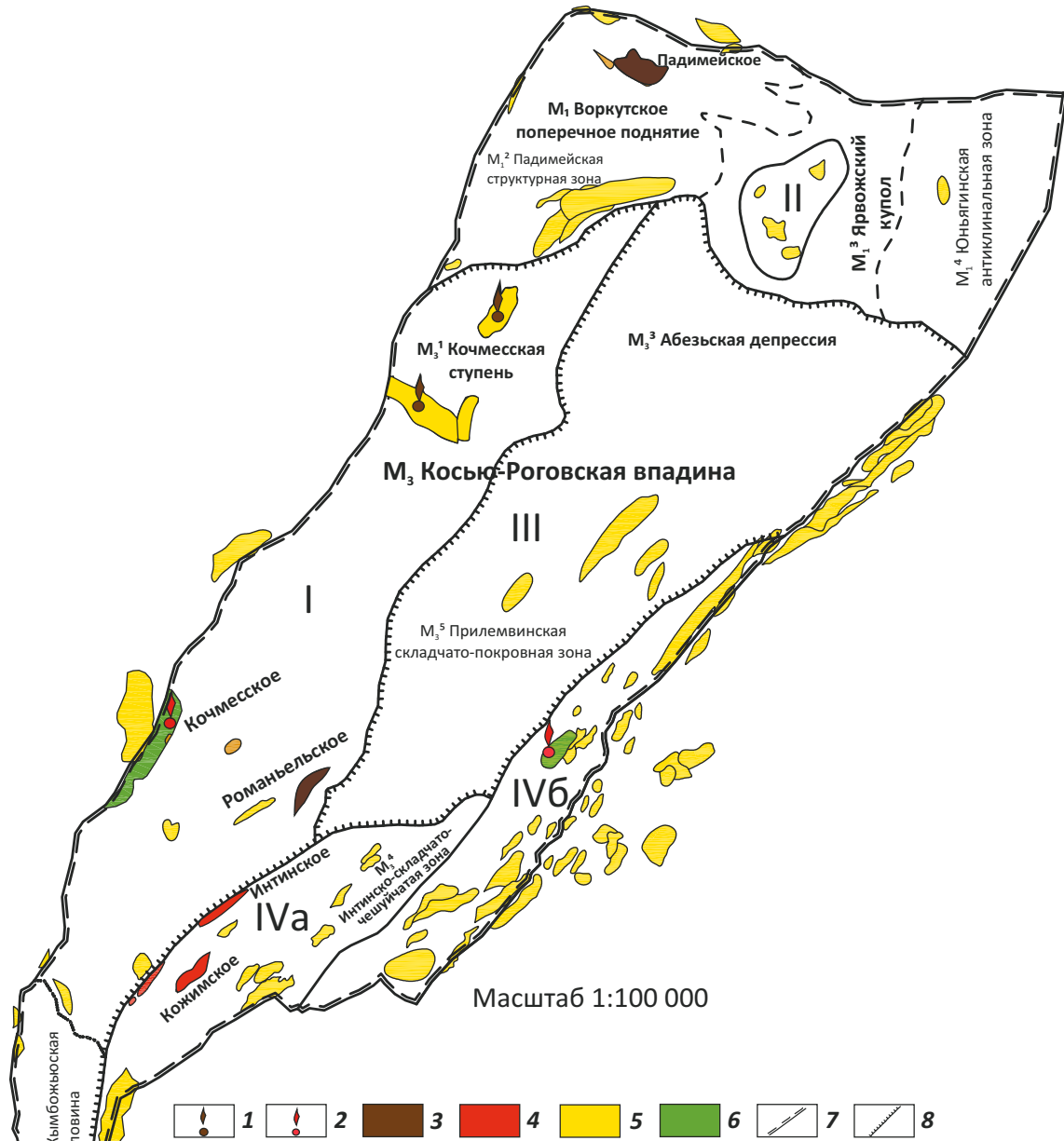
Рис. 2. Внутренняя активная тектонодинамическая зона Косью-Роговской впадины (по материалам ОАО «Севергеофизика» и ООО «ТП НИЦ»)

Fig. 2. Internal active tectonodynamic zone of the Kosju-Rogovsky Depression (according to materials of Severgeofizika and TP NITs)



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 3. Тектонодинамическая карта-схема районирования Косью-Роговской впадины (В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева)
 Fig. 3. Schematic tectonodynamic map of Kosju-Rogovsky Depression zoning (V.B. Rostovshikov, Ya.S. Sbitneva)



Проявления (1, 2): 1 — нефти, 2 — газа; **месторождения (3, 4):** 3 — нефтяные, 4 — нефтегазоконденсатные; **структуры (5, 6):** 5 — в бурении, 6 — выявленные; **границы (7, 8):** 7 — Косью-Роговской впадины, 8 — тектонодинамических зон.

Тектонодинамические зоны: I — внешняя пассивная (буферная), II — сквозная пассивная, III — центральная компенсационная (разгрузочная), IV — внутренняя активная (подзоны: IVa — Интинская складчато-чешуйчатая, IVb — Прилемвинская складчато-покровная)

Shows (1, 2): 1 — oil, 2 — gas; **fields (3, 4):** 3 — oil, 4 — oil and gas condensate, **structures (5, 6):** 5 — drilling, 6 — mapped; **boundaries (7, 8):** 7 — Kosju-Rogovsky Depression, 8 — tectonodynamic zones.

Tectonodynamic zones: I — passive external (buffer), II — passive pass-through, III — compensational central (unloading), IV — active internal (subzones: IVa — Intinsky sheet-folded, IVb — Prilemvin'sky blanket-folded)

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 1. Типизация тектонодинамических зон (Я.С. Сбитнева)
 Tab. 1. Typification of tectonodynamic zones (Ya.S. Sbitneva)

Номер зоны	Зона		Характеристика							
			Степень влияния Уральского орогенеза	Генезис структур (тип структур)	Ориентировка	Генезис коллекторов		Тип и надежность покрышек		
						Первичный седиментационный	Вторичный, тектонодинамический, гипергенный	Зональные		
Высокая	Средняя	Низкая								
I	Внешняя пассивная (буферная, Кочмесская ступень)		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	Северо-восточная уральская	Да	Гипергенный	Да	–	–
II	Северная пассивная (Воркутская ступень)		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	Широтная, пайхойская Варандей-Адзвинская	Седиментационный	Гипергенный	Да	Да	–
III	Центральная компенсационная (разгрузочная) Абезьская депрессия		Затухающее	Приразломные конседиментационные, брахиантиклинали	Северо-восточная уральская	Да	–	Да	–	–
IVa	Внутренняя активная	Интинская складчаточешуйчатая подзона	Умеренно-сильное	Тектонодинамические линейные надвиги (аллохтон)	Северо-восточная уральская	Седиментационный	Тектонодинамический, гипергенный	–	Да	Да
IVб	Внутренняя активная	Прилемвинская складчатопокровная	Сильное	Тектонодинамические сложнопостроенные надвиги (аллохтон)	Северо-восточная уральская	Седиментационный	Тектонодинамический, гипергенный	–	Да	Да

выщелачивания, перекристаллизации, гипергенных явлений в зонах размывов и др.

Среднепалеозойские, преимущественно карбонатные отложения слагают три нефтегазоносных комплекса (НГК): доманиково-турнейский карбонатный, ниже-верхневизейский терригенный и верхневизейско-нижнепермский карбонатный (верхневизейско-верхнекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский).

В доманиково-турнейском НГК в пределах рассматриваемых территорий распространены разновозрастные (усть-печорские, джебольские и турнейские) мелководно-шельфовые и доманиково-фаменские доманикоидные природные резервуары. В скв. Поварницкая-21 получен приток нефти дебитом 4,9 м³/сут. Границы распространения природного резервуара контролируются зоной развития позднефаменских барьерных рифов (рис. 5).

Природными резервуарами являются усть-печорские, зеленецкие и турнейские мелководно-шельфовые карбонатные отложения в зонах их последовательного выхода под нижневизейскую глинистую покрышку. В процессе бурения скв. Ярвожская-13 в

интервале турнейских отложений отмечены газопроявления. На ограниченной территории выделяется зональный природный резервуар под турнейской глинистой покрышкой. Коллекторы связываются с верхнефаменскими и турнейскими надрифовыми пластами, залегающими над одиночными органическими постройками типа банок и возможными постройками типа атоллов, а также над верхнедевонскими барьерными рифами.

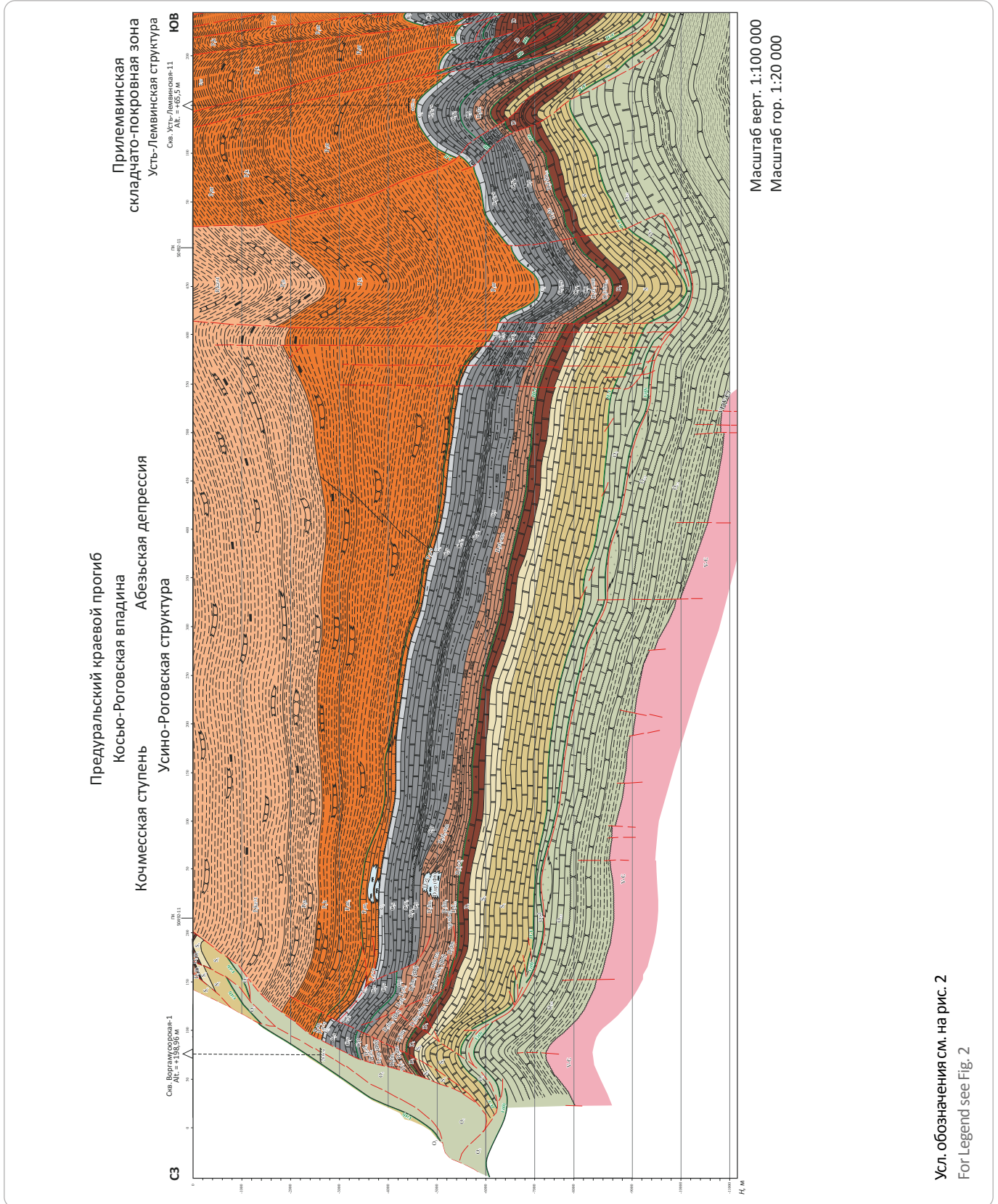
Верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК разделен на два подкомплекса: верхневизейско-верхнекаменноугольный и верхнекаменноугольно-нижнепермский.

Верхневизейско-верхнекаменноугольный нефтегазоносный подкомплекс представлен в основном двумя природными резервуарами: верхневизейско-серпуховским и среднекаменноугольным (рис. 6).

В верхневизейско-серпуховском природном резервуаре наибольший интерес представляет зона под ангидритовой толщей — это гряда Чернышева и центральная часть Косью-Роговской впадины. Улучшенными коллекторскими характеристиками обладают также верхнесерпуховские низко-средне-высокоем-

Рис. 4. Внешняя пассивная тектонодинамическая зона Косью-Роговской впадины (по материалам ОАО «Севергеофизика» и ООО «ТП НИЦ»)

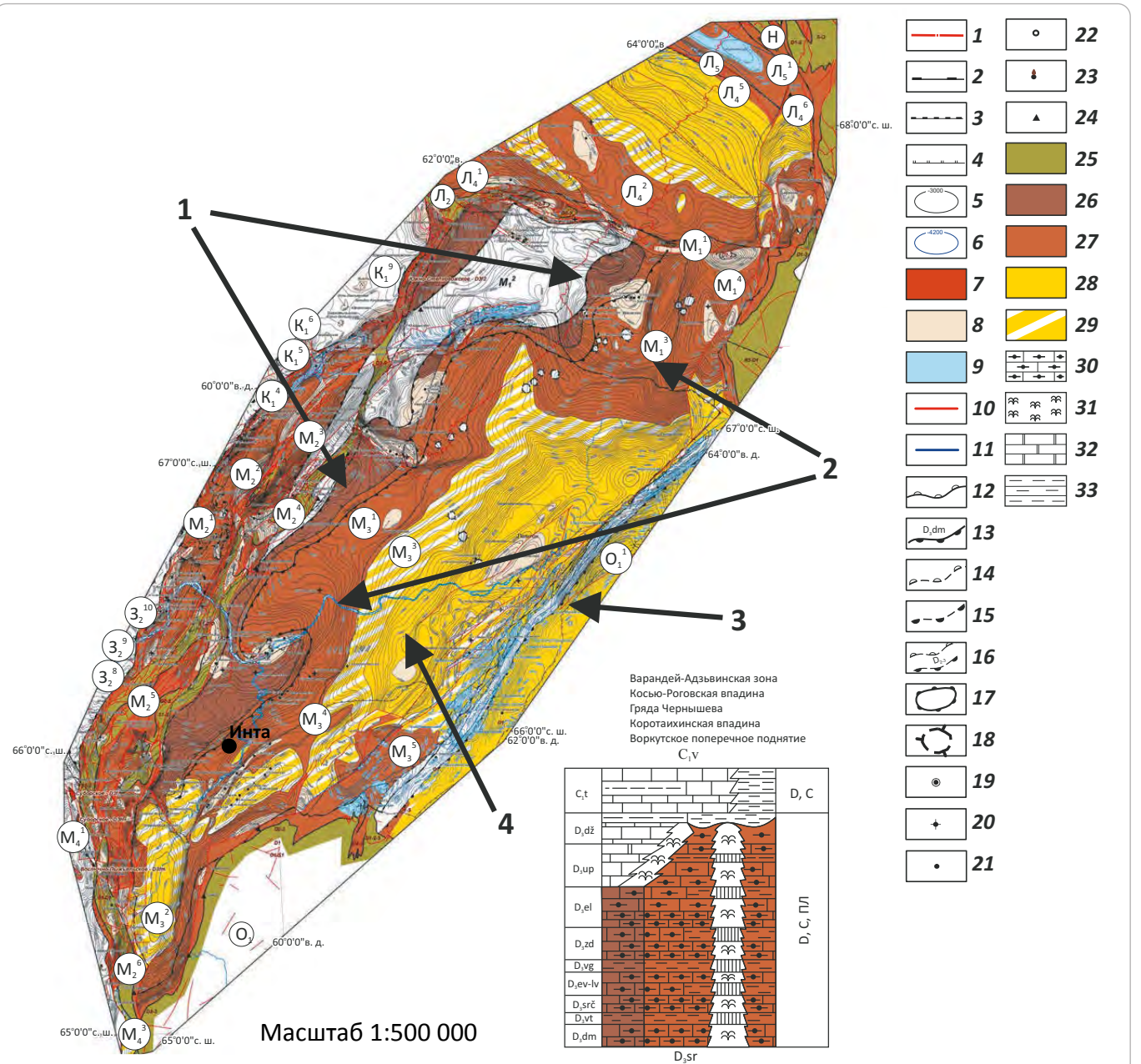
Fig. 4. External passive tectonodynamic zone of the Kosju-Rogovsky Depression (according to materials of Severgeofizika and TP NITs)



Усл. обозначения см. на рис. 2
For Legend see Fig. 2

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Карта развития доманиково-фаменского доманикоидного природного резервуара (по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 5. Map of evolution of the Domanik-Famennian Domanik-type natural reservoir (according to materials of TP NITs)



Границы (1-4): 1 — Республики Коми; тектонических элементов (2-4): 2 — надпорядковых, 3 — I порядка, 4 — II порядка; изогипсы подошвы доманиковых отложений верхнего девона, м (5, 6): 5 — в автохтоне, 6 — в аллохтоне; 7 — нефтяные месторождения; структуры (8, 9): 8 — в автохтоне, 9 — в аллохтоне; тектонические нарушения (10, 11): 10 — в автохтоне, 11 — в аллохтоне; границы верхнедевонских барьерных рифов (12-15): 12 — зарифового мелководного шельфа, 13 — предрифового глубоководного уступа, 14 — зарифового мелководного шельфа, прогнозируемые по геологическим критериям, 15 — предрифового глубоководного уступа, прогнозируемые по геологическим критериям; 16 — зона развития рифового краевого поднятия; 17 — одиночные рифы, карбонатные банки, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 18 — аномалии сейсмической записи, предположительно связываемые с органогенными постройками; скважины (19-23): 19 — опорные, 20 — параметрические, 21 — поисковые, 22 — структурные (структурно-поисковые), 23 — с притоками нефти; 24 — обнажения; 25 — зоны выхода древних пород в аллохтоне; зоны развития низкоемких линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов (Варандей-Адзвьянская зона, Косью-Роговская впадина, гряда Чернышева, Кортаихинская впадина) (26, 27): 26 — установленных, 27 — прогнозируемых; 28 — зона отсутствия коллекторов в глубоководных территориях; 29 — зона уплотненных пород; 30 — известняки битуминозные; 31 — рифогенные породы; 32 — доломиты; 33 — аргиллиты, мергели, глинистые известняки.

Зона развития: 1 — установленных линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов, 2 — прогнозируемых линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов, 3 — верхнедевонского рифогенного коллектора; 4 — зона вероятного отсутствия коллекторов за счет уплотнения на больших глубинах.

Характеристика коллекторов: С — низкоемкие, D — плотные; тип покрышек: ПЛ — локальная

Legend for Fig. 5, end.

Boundaries (1–4): 1 — Komi Republic; **tectonic elements (2–4):** 2 — super-order, 3 — 1-st order, 4 — 2-nd order; **structural contours of Upper Devonian Domanik deposits, m (5, 6):** 5 — in autochthon, 6 — in allochthon; 7 — oil fields; **structures (8, 9):** 8 — in autochthon, 9 — in allochthon; **faults (10, 11):** 10 — in autochthon, 11 — in allochthon; **boundaries of Upper Devonian barrier reefs (12–15):** 12 — backreef shallow water shelf, 13 — reef-front deep water bench, 14 — backreef shallow water shelf predicted using geological criteria, 15 — reef-front deep water bench predicted using geological criteria; 16 — zone of reef marginal uplift; 17 — solitary reefs, carbonate banks identified using drilling data and tracked in seismic data; 18 — anomalies of seismic record supposedly associated with organic buildups; **wells (19–23):** 19 — key, 20 — stratigraphic, 21 — prospecting, 22 — structural (prospecting structural), 23 — with oil inflows; 24 — outcrops; 25 — zones of ancient rock outcrop in allochthon; **zones of lenticular Domanik-like carbonate reservoirs having low storage capacity (Varandey-Adz'vinsky zone, Kosju-Rogovsky Depression, Chernyshev Ridge, Korotikhinsky Depression) (26, 27):** 26 — known, 27 — predicted; 28 — zones of reservoir absence in deep-seated territories; 29 — zones of compacted rocks; 30 — bituminous limestone; 31 — reef rocks; 32 — dolomite; 33 — claystone, marl, argillaceous limestone.

Zone of occurrence: 1 — known lenticular Domanik-type carbonate reservoirs, 2 — predicted lenticular Domanik-type carbonate reservoirs, 3 — Upper Devonian reef reservoir; 4 — zone of probable absence of reservoir due to compaction at great depths.

Reservoir characteristics: C — with low storage capacity, D — tight; seal type: ПЛ — local

кие коллекторы под среднекаменноугольной глинистой покрывкой, но граница распространения зоны остается недоизученной.

Определенными перспективами обладают верхневизейские карбонатные отложения под визейской карбонатной покрывкой на отдельных локальных поднятиях (структурах). Приток нефти получен на Кочмесской площади в скв. 3.

Среднекаменноугольный мелководно-шельфовый карбонатный природный резервуар характеризуется зональным распространением. Флюидоупором для резервуара является зональная нижнепермская (сезымская) карбонатно-глинистая покрывка. Залежи газа открыты на Интинском, Кожимском и Романьельском месторождениях, притоки нефти установлены на Падимейском месторождении.

В верхнекаменноугольных отложениях природные резервуары не выявлены. Но на юге Косью-Роговской впадины эти отложения, представленные биогермами, на отдельных локальных поднятиях могут быть перекрыты локальными глинистыми покрывками. При отсутствии над биогермами покрывшек они рассматриваются совместно с нижнепермскими постройками в едином природном резервуаре.

В нижнепермских карбонатах основные толщи коллекторов приурочены к **рифогенному ассельско-сакмарскому природному резервуару**, обладающему наиболее высоким емкостным потенциалом для формирования его продуктивности. Залежи газа открыты на Интинском и Кожимском месторождениях, приток нефти получен на Воргамусюрской площади.

Определенными перспективами обладают **нижнеартинские карбонатные отложения**, которые на отдельных локальных поднятиях в юго-западной части Косью-Роговской впадины могут иметь достаточно высокие емкостные свойства. Покрывка зональная — артинско-кунгурская толща. На Кочмесском поднятии установлены прямые признаки нефтеносности. В скв. Кочмесская-11, в колонне, получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут (переливом).

На основе тектонодинамического и литофациального моделирования составлена поисковая текто-

нодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине.

Обоснование перспектив нефтегазоносности

Для обоснования перспектив нефтегазоносности использовались: тектонодинамическая и литолого-фациальная модели строения среднепалеозойских отложений, нефтегазогеологическое районирование Косью-Роговской впадины, результаты последней оценки начальных суммарных УВ Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (О.М. Прищепа, А.А. Отмас), сравнительная оценка начальных суммарных ресурсов (НСР) двумя методами — сравнительных геологических аналогий и эволюционно-катагенетическим (В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева).

Оценка НСР углеводородов

Метод сравнительных геологических аналогий. Последняя оценка производилась ООО «ТП НИЦ» в 2012 г. Метод базируется на способе оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади. В целом НСР среднепалеозойских отложений в Косью-Роговской впадине составляют: **по нефти — 114,3 млн т, по газу — 433,5 млрд м³.**

Эволюционно-катагенетический метод. При количественной оценке перспектив нефтегазоносности Косью-Роговской впадины использована эволюционно-катагенетическая модель прогноза, включающая масштабы генерации и аккумуляции УВ. Предлагаемая модель апробирована для Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции (Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., 2008). В результате оценки данным методом НСР по среднепалеозойским отложениям составляют: **по нефти — 216,3 млн т, по газу — 904,2 млрд м³.**

По мнению автора статьи, можно отметить следующие недостатки метода сравнительных геологических аналогий:

- низкая изученность территории;
- отсутствие достаточно апробированных эталонных участков;
- не анализируются генерационные и миграционные параметры, а также условия сохранности УВ-скоплений;

Legend for Fig. 6, end.

Depression (south-eastern part)); 3 — zone of possible absence of reservoir due to compaction at great depths; 4 — zone of compacted reservoirs; zones of seal occurrence (5, 6): 5 — zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate (Kosju-Rogovsky Depression (western part), Chernyshev Ridge), 6 — local Middle Carboniferous argillaceous (Kosju-Rogovsky Depression (eastern part)).

1 — zone of possible absence of reservoir due to compaction at great depths; zone of occurrence: 2 — Upper Visean-Lower Serpukhovian carbonate reservoirs below the zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate seal; 3 — Visean-Serpukhovian reef buildups; 4 — Upper Visean carbonate reservoirs below the Oksky argillaceous-carbonate seal; 5, 6 — Upper Serpukhovian carbonate reservoirs below the Oksky argillaceous-carbonate seal and zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate seal and zonal Middle Carboniferous seal.

For other Legend items see Fig. 5

– многообразие коллекторов со вторичной пористостью, диагностика которых в настоящее время затруднена.

Выделение и характеристика нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления

В пределах Косью-Роговской впадины выделяется три района с установленной нефтегазоносностью: Кочмесский преимущественно нефтеносный, Воркутский смешанного нефтегазонакопления и Интинско-Лемвинский преимущественно газоносный. Масштабы аккумуляции газа в целом по осадочному чехлу Косью-Роговской впадины оцениваются по нефти в 452 млн т, по газу — 2268 млрд м³ (А.И. Дьяконов, Т.А. Овчарова).

Наибольшие значения НСР (около 60 %) отмечены для Интинско-Лемвинского НГР, в том числе по газу — 478 млрд м³, по нефти — 86 млн т. Соотношение зон нефтегазонакопления и тектонодинамических зон в пределах нефтегазоносных районов (НГР) представляется следующим.

В пределах **Кочмесского НГР** выделяются две тектонодинамические зоны, контролируемые зоны нефтегазонакопления.

1. Внешняя пассивная тектонодинамическая зона, представленная Кочмесской ступенью, является зоной преимущественного нефтеноса. Здесь расположены ловушки рифогенного, структурного, структурно-тектонического и гипергенного генезиса. Расчетная плотность НСР — до 40 тыс. т усл. топлива/км².

2. Центральная зона смешанного нефтегазонакопления в пределах центральной компенсационной тектонодинамической зоны, приуроченной к Абезьской депрессии. Изучена слабо из-за значительной глубины залегания. Прогнозируются ловушки структурного, рифового и гипергенного генезиса. Плотность ресурсов до 40 тыс. т усл. топлива/км².

Воркутский НГР в пределах северной пассивной тектонодинамической зоны приурочен к Воркутской ступени и представлен Падимейской (нефтеносакопления), Ярвожской (смешанного нефтегазонакопления) и Юньяхинской (газонакопления) зонами. Здесь широко развиты рифогенные образования, в том числе сквозного типа (скв. Юньяхинская-1), ловушки структурного и гипергенного происхождения. Плотность ресурсов УВ — до 40 тыс. т усл. топлива/км².

В Интинско-Лемвинском НГР выделяются две крупные зоны.

1. Интинская зона преимущественно газонакопления в пределах внутренней активной тектонодинамической зоны, приуроченной к Интинской складчато-чешуйчатой подзоне. Ловушки в аллохтоне — структурно-надвигового, в автохтоне — структурного, рифового, гипергенного генезиса. Плотность НСР — около 50 тыс. т усл. топлива/км².

2. Прилемвинская зона газонакопления в пределах северной части внутренней активной тектонодинамической зоны приурочена к Прилемвинской складчато-покровной подзоне. Ловушки в аллохтоне — структурно-надвигового, в автохтоне — структурного, рифового, гипергенного генезиса. Плотность НСР > 40 тыс. т усл. топлива/км².

Рекомендации по основным направлениям и методике геолого-разведочных работ

Подводя итоги проведенным исследованиям, можно сделать следующие выводы для обоснования направлений геолого-разведочных работ и методических рекомендации по их реализации.

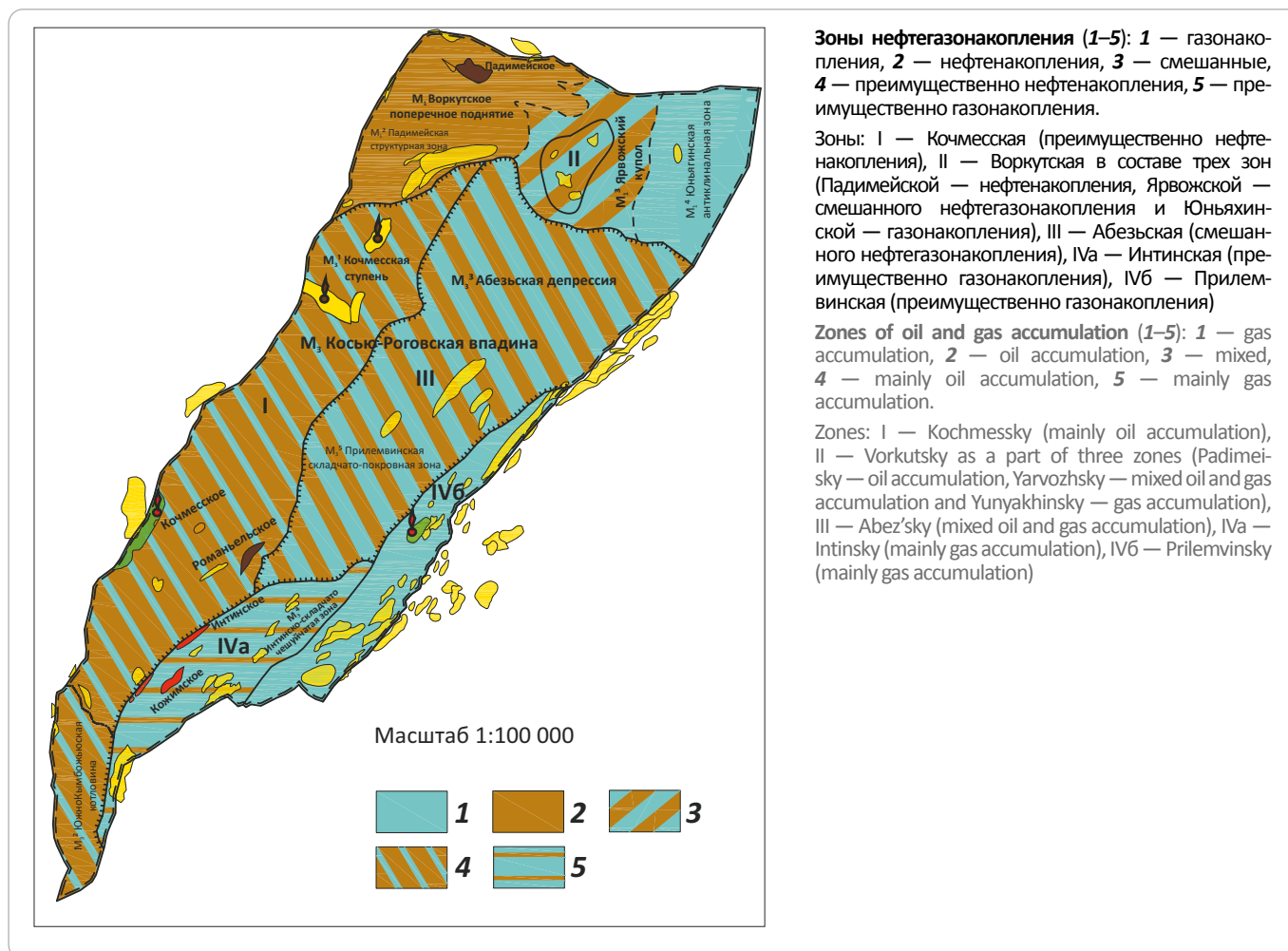
1. Косью-Роговская впадина в силу особенностей формирования имеет очень сложную геологическую структуру, включающую четыре разнотипные тектонодинамические зоны (см. рис. 3): внешнюю пассивную, центральную компенсационную, внутреннюю активную, северную пассивную и приуроченные к ним зоны нефтегазонакопления (рис. 7). Каждой из этих зон присущи своеобразные условия формирования в зависимости от влияния на них тангенциальных сил, вызванных горообразовательными процессами на Урале. Условия седиментогенеза и постседиментационные процессы предопределили для каждой из этих зон набор типичных ловушек, в строении которых участвуют первичные и вторичные коллекторы и покрышки разной степени надежности (табл. 2). Несмотря на сложное геологическое строение и высокие перспективы открытия месторождений газа и нефти, изученность Косью-Роговской впадины низкая и неравномерная.

2. Сворачивание поисковых работ в конце XX в. связано со значительным содержанием в газе сероводорода, с одной стороны, и ликвидацией единой геологической службы в Республике Коми, с другой. На это наложился процесс (без сомнения негативный) лицензирования перспективных территорий. Нарушился методологический принцип единства и планомерности изучения крупных и обособленных по геологическому строению объектов, к которым относится Косью-Роговская впадина.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 7. Карта нефтегазогеологического районирования Косью-Роговской впадины (В.Б. Ростовщikov, Я.С. Сбитнева)

Fig. 7. Map of geopetroleum zoning of the Kosju-Rogovsky Depression (V.B. Rostovshikov, Ya.S. Sbitneva)


3. Отсутствие своевременного доступа к новым данным исследований и разрозненность информации усложняют планомерное тематическое обобщение материала и корректировку направлений методики и технологии геолого-разведочных работ.

4. Использование метода сравнительных геологических аналогий в качестве основного для оценки НСР в отсутствие хорошо апробированного эталона в малоизученном и сложнопостроенном районе приводит к неопределенным результатам.

5. Технологическая неготовность к работе с карбонатными отложениями, являющимися нетрадиционными коллекторами, для значительной части которых характерны вторичная трещиноватость тектонодинамического происхождения и гипергенная кавернозность, а также низкая пористость консидиментационного генезиса.

6. Каждая выделенная тектонодинамическая зона и приуроченные к ним нефтегазоносные зоны требуют особого подхода к планированию и прове-

дению геолого-разведочных работ, основой которых может быть полигонный метод.

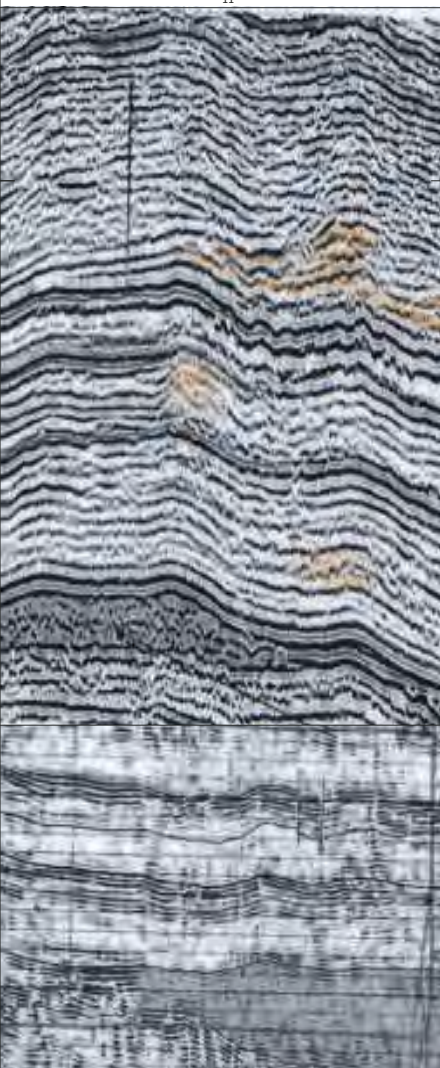
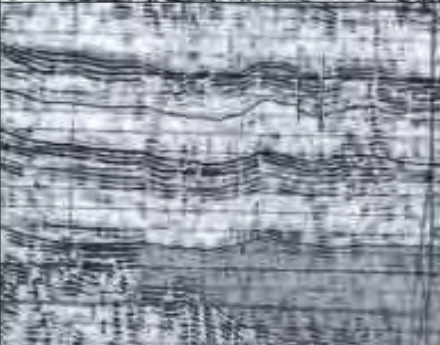
На основе изложенного, для повышения эффективности геолого-разведочных работ необходимо отойти от принципа «лоскутного» лицензирования перспективных территорий, разработать единую программу освоения Косью-Роговской впадины как составной части Северо-Предуральской и Западно-Уральской нефтегазоносных областей с привлечением научного и производственного потенциала. В эту программу предлагается включить предложенные автором статьи рекомендации по направлениям и методике геолого-разведочных работ в Косью-Роговской впадине.

Преимущественно нефтяное направление представлено двумя НГР

Кочмесский НГР. Основными объектами разведки могут являться: Кочмесское поднятие — рифогенные объекты в доманиково-турнейском и верхневизейско-нижнепермском НК. Здесь ожидаются

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Табл. 2. Поисковая тектонодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине (Я.С. Сбитнева)
 Tab. 2. Prospecting tectonodynamic classification of oil and gas leads in Kosju-Rogovsky Depression (Ya.S. Sbitneva)

НГР		ЗНГН		ТД		Преобладающий тип ловушки	Временной фактор формирования ловушек до орогенеза	Характер и преобладающие направления тектонических сил, режим	Преобладающий тип коллектора (емкости)	Морфология ловушек	Сейсмический образ	Примеры ловушек, залежей
		Зона	Подзона	Зона	Подзона							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Кочмесский												
Абазьская зона смешанного накопления	Кочмесская зона преимущественно нефтегазоаккумуляция		Внешняя, пассивная (Кочмесская ступень)		Стратиграфический	Литогеологический	Рифогенный	Структурный	Поровый, кавернозный	Купола, брахиантиклинали, тектонически ограниченная		Кочмесское месторождение, Нерцетинская, Бергантьимильская, Поверницкая
	Центральная, компенсационная (Абазьская депрессия)											
Дорогоенный и орогенный	Порово-кавернозный	Брахиантиклиналь, рифогенные купола	Поровый, кавернозный	Структурно-стратиграфические	Линзы	Поровый, кавернозный	Коллебателные, вертикальные, регрессия (перерывы в осадконакоплении, гипергенез)	Коллебателные (вертикальные) трансгрессия, регрессия	Поровый, кавернозный	Купола, брахиантиклинали, тектонически ограниченная		Верхнеольховейская, Варавожская

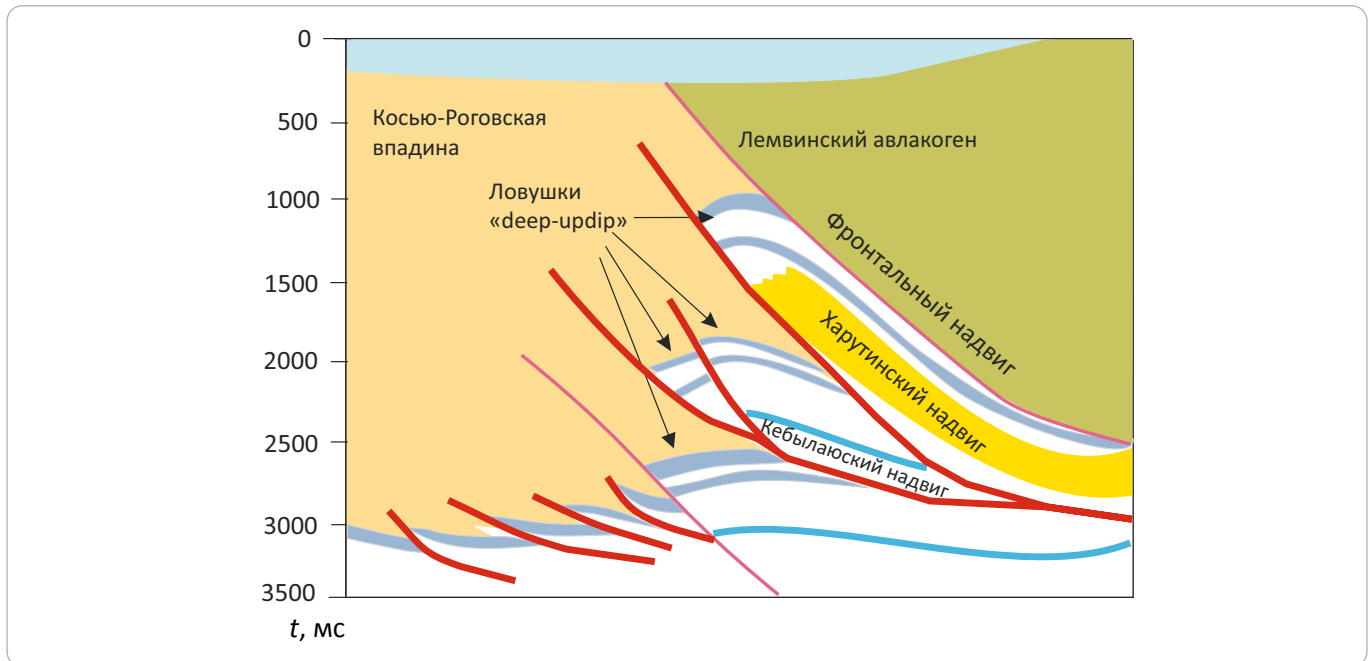


HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

 Табл. 2. Окончание
 Tab. 2. End.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
Интинско-Лемвинская	Интинско-Прилемвинская	Интинская преимущественно газонакопления	Внутренняя активная	Интинская складчато-чешуйчатая	Структурно-тектонический	Орогенный, время активного горообразования на Урале	Тангенциальные (аллохтон), вертикальные (автохтон)	Порово-кавернозный, трещинный	Порово-кавернозные надвиговые структурно-тектонические нарушения в параавтохтоне, брахиантиклинальные в автохтоне		Интинское, Кожимское месторождения P ₁ -C, D ₁				
												Порово-кавернозный, трещинный	Рифовые купола, осложненные тектоническими нарушениями		Интинское, Кожимское месторождения P ₁ -C, D ₁
	Порово-кавернозный, трещинный	Надвиговые в аллохтоне и параавтохтоне, брахиантиклинали в автохтоне			Лемвинская, Прилемвинская, Усть-Лемвинская и др.										
	Порово-кавернозный, трещинный	Рифовые купола, осложненные тектоническими нарушениями			Усть-Лемвинский риф P ₁ -C, D ₁										
Воркутский	Воркутская зона смешанного нефтегазонакопления	Юньятинская, Ярьожская (смешанного нефтегазонакопления), Падимейская (нефтегазонакопления)	Северная пассивная (Воркутская ступень)	Рифогенный, структурный	Литолого-стратиграфический (эрозионный)	Дорогоенный, пассивная окраина северо-востока Восточно-Европейской платформы (Печорская плита)	Трансгрессивно-регрессивный режим	Порово-кавернозно-трещинный, порово-трещинный	Одиночный риф, брахиантиклиналь, надвиги		Юньятинский риф S-P ₁ >2000 м				
												Порово-кавернозно-трещинный	Одиночный, барьерный, атоловый рифы		Юньятинский риф S-P ₁ >2000 м
												Поровый	Купол, брахиантиклиналь		Юньятинский риф S-P ₁ >2000 м
												Трещинный, смешанный	Брахиантиклинали, ограниченные тектоническими нарушениями		Юньятинский риф S-P ₁ >2000 м
Колесательные (вертикальные)	Поровый, кавернозный	Брахиантиклиналь, эрозионные впадины, горстообразные	Литолого-стратиграфический (эрозионный)	Структурный	Литолого-стратиграфический (эрозионный)	Дорогоенный, пассивная окраина северо-востока Восточно-Европейской платформы (Печорская плита)	Трансгрессивно-регрессивный режим	Поровый, кавернозный	Брахиантиклиналь, эрозионные впадины, горстообразные		Падимейское месторождение, Роговская группа структур				
												Поровый, кавернозный	Купол, брахиантиклиналь		Падимейское месторождение, Роговская группа структур

Рис. 8. Поисковые объекты типа «deep – updip» (профиль 3-09-09)
Fig. 8. Leads of “deep – updip” type (3-09-09 Line)



одиноким рифам и ассоциацией рифогенных объектов (карбонатные банки, атоллы). Методика работ апробирована для таких объектов в Тимано-Печорской провинции.

Крупная Поварницкая приразломная структура с признаками нефтеносности в доманиково-турнейском комплексе. Перспективны также нижнедевон-силурийские и каменноугольно-нижнепермские отложения.

Перспективными объектами для опосредованного поиска являются крупные по размерам брахиантиклинальные складки: Бергантымыльская и Нерцетинская, где установлены прямые признаки нефтегазоносности.

В целом для этой зоны нефтегазонакопления рекомендуется отработать методику и технологию выделения, вскрытия и опробования перспективных пластов в карбонатных отложениях с наличием конседиментационных высокочемических (рифам), кавернозных гипергенного происхождения и сложнопостроенных трещинных коллекторов тектонодинамического генезиса.

Воркутский НГР. Основным полигонным объектом является крупнейшее Ярвожское поднятие, на первый взгляд простого строения, на самом деле с широким развитием ловушек рифогенного, гипергенного и конседиментационного генезиса.

Здесь предлагается проведение сейсморазведки МОГТ-3D для выявления и оконтуривания рифогенных объектов. Дополнительно в комплексе рекомендуется выполнить высокоточную гравиразведку масштаба 1:10 000, а также направленно провести

геолого-геофизические исследования по изучению ордовикских солей.

По результатам геолого-геофизических исследований необходимо провести бурение поисковых скважин на рифам и параметрической скважины на максимально технически возможную глубину для изучения подсолевых отложений ордовика.

Преимущественно газовое направление

В газоносном отношении в Воркутском НГР следует обратить внимание на Юньягинский рифогенный объект, где скв. Юньягинская-1 осталась неизученной в силу организационно-технических причин.

Наиболее перспективным для открытия газовых месторождений представляется Интинско-Лемвинский НГР, который приурочен к двум активным тектонодинамическим подзонам: Интинской складчато-чешуйчатой и Прилемвинской складчато-покровной. Они характеризуются двухъярусным строением (автохтон и аллохтон), наличием сложнопостроенных структурно-надвиговых ловушек в аллохтоне с широким развитием вторичных трещинных коллекторов тектонодинамического происхождения, покрывками средней надежности, повышенным содержанием сероводорода в аллохтонной части разреза.

Автохтонная часть менее подверженная структурным преобразованиям в результате горообразовательных процессов на Урале, слабо изучена, имеет неоднозначно интерпретируемый сейсмический материал, но при этом сохраняется возможность присутствия крупных скопления газа.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

В Интинской зоне газонефтенакопления рекомендуется изучение автохтонной части в пределах открытых месторождений с выполнением сейсморазведки МОГТ-3D и бурением поисковых скважин на глубину до 6000 км до вскрытия силурийских и, возможно, нижнедевонских отложений.

Здесь необходимо учитывать сероводородное заражение в аллохтонной части разреза и высокие перспективы открытия крупных, возможно бессероводородных, скоплений газа в автохтонной части разреза. Полигонный объект возможно выбрать с

минимальными глубинами поднадвигового сложно-построенного автохтона в районе фронтального Восточно-Лемвинского надвига (рис. 8).

В комплекс геолого-разведочных работ кроме поисково-оценочного бурения должны входить: сейсморазведка МОГТ-3D, высокоточная гравиразведка, многоволновая сейсморазведка, специальные методы вскрытия, выделения по ГИС и опробования низкопроницаемых и сложнопостроенных вторичных коллекторов.

Литература

1. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Большакова Ю.А. Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65.
2. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ) / Под общ. ред. В.Н. Данилова. – Ухта : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
3. Костюченко С.Л., Морозов А.Ф., Кременецкий А.А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. – М. : Геокарт-ГЕОС, 2012. – 209 с.
4. Куранов А.В., Кутлинский А.А., Желудова М.С. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата южной части Тимано-Печорской НПП (Республика Коми) по состоянию изученности на 01.01.2009. – Ухта : ОАО «ТП НИЦ», 2012. – 210 с.
5. Куранова Т.И. и др. Обоснование тектоно-седиментационной модели строения территории Тимано-Печорской НПП для уточнения ресурсов нефти, газа и конденсата. – Ухта : ООО «ТП НИЦ Нефтегаз», 2011.
6. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева // Новые идеи в геологии нефти и газа : сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции). – 2015. – С. 76–80.
7. Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С. Закономерности размещения трудноизвлекаемых нефтей в Косью-Роговской впадине // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (7–8 ноября 2019 г.) / Под ред. Р.В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2020. – С. 61–64.

References

1. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Bol'shakova Yu.A. Oil and gas fields in Timan-Pechora Province: exploration trends. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65. In Russ.
2. Anisichenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. The geological structure and gas prospects of the Western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration). In: V.N. Danilov, ed. Ukhta: VNIIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
3. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Kremenetskii A.A. Timan-Uralo-Paikhoiskaya kollizionnaya oblast': stroenie, ehvolyutsiya, geodinamika [Timan-Ural-Paikhoisky collision area: structure, evolution, geodynamics]. Moscow: Geokart-GEOS; 2012. 209 p. In Russ.
4. Kuranov A.V., Kutlinskii A.A., Zheludova M.S. Utochnenie kolichestvennoi otsenki resursov nefiti, gaza i kondensata yuzhnoi chasti Timano-Pechorskoj NGP (Respublika Komi) po sostoyaniyu izuchennosti na 01.01.2009. [More precise definition of oil, gas, and condensate resources in southern part of Timan-Pechora Petroleum Province (Komi Republic) according to exploration maturity as on 01.01.2009]. Ukhta: TP NITS; 2012. 210 p. In Russ.
5. Kuranova T.I. et al. Obosnovanie tektono-sedimentatsionnoi modeli stroeniya territorii Timano-Pechorskoj NGP dlya utochneniya resursov nefiti, gaza i kondensata [Substantiation of sedimentation-tectonic structural model of Timan-Pechora Petroleum Province for more precise definition of oil, gas, and condensate resources]. Ukhta: TP NITS Neftegaz; 2011. In Russ.
6. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti gryady Chernysheva [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge]. In: Novye idei v geologii nefiti i gaza: sb. науч. tr. (po materialam Mezhdunarodnoi nauchnoprakticheskoi konferentsii). 2015. pp. 76–80. In Russ.
7. Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S. Zakonomernosti razmeshcheniya trudnoizvlekaemykh neftei v Kos'yu-Rogovskoi vpadine [Common factors of difficult-to-recover oil occurrence in Kosju-Rogovsky Depression]. In: Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov: materialy vserossiiskoi nauchno-tekhnikeskoi konferentsii (s mezhdunarodnym uchastiem) (7–8 November 2019); R.V. Aginei, ed. Ukhta: UGTU; 2020. pp. 61–64. In Russ.

Информация об авторе

Сбитнева Яна Степановна

Аспирант, старший преподаватель
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

Information about author

Yana S. Sbitneva

Postgraduate, Assistant Professor
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta,
169300, Russia
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net



<p>19–24 апреля г. Новороссийск</p>	<p>2-я международная научно-практическая конференция Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе</p>
<p>24–29 мая г. Сочи</p>	<p>10-я международная научно-практическая конференция Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов</p>
<p>31 мая–5 июня г. Сочи</p>	<p>16-я международная научно-практическая конференция Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития</p>
<p>20–25 сентября г. Новороссийск</p>	<p>12-я международная научно-практическая конференция Строительство и ремонт скважин</p>
<p>4–9 октября г. Сочи</p>	<p>9-я международная научно-практическая конференция Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы</p>



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



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



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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР



Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края



Торгово-промышленная палата Российской Федерации



Российское газовое общество



Союз Нефтегазопромышленников России



Государственная Дума ФС РФ



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



Промышленность и безопасность



ТехНАДЗОР



ТЕХСОВЕТ



CAMELOT PUBLISHING



Экспозиция НЕФТЬ ГАЗ

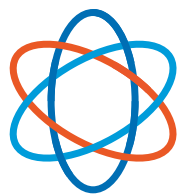


ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗА



ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Netgaz.RU



2021 Год науки
и технологий в России

Специальная подборка научных и научно-популярных изданий

Подпишитесь
уже сейчас!





Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

2-3 июня

2021 года

Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Техничко-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы.
- Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, 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.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендательный объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в редактируемом формате.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

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

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

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefi i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

1. The article sent to the editor’s office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor’s office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor’s office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

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.



Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–14 октября 2021

Технопарк “Сколково”
Москва, Россия

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2021



По вопросам подачи работ обращайтесь к Марии Березинской,
E: mberezinskaya@spe.org



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)



1' 2021

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza



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

2021

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович Петерсилъе
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатув*
Корректор *Е.И. Таранина*

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке:
©В.Н. Данилов

Срез конуса вулкана, Предуральский краевой прогиб, 2015

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

Address
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Cover photo:
©V.N. Danilov
Volcanic neck, Urals Foredeep, 2015

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