

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна ... А.В. Ступакова и др.
- Перспективы развития технологического использования углей в России ... М.В. Голицын и др.

2 (61) 2015

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Международная научно-практическая конференция
по проблемам геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Геологический факультет
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых



www.oilgasideas.ru
www.oilmsu.ru



Главный редактор:

Муслимов Р.Х., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., д.техн.н., профессор (Томск, Россия)
Баренбаум А.А., к.физ.-мат.н. (Москва, Россия)
Закиров С.Н., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
Запивалов Н.П., д.геол.-мин.н., профессор (Новосибирск)
Золотухин А.Б., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
Нургалиев Д.К., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)
Прищепа О.М., д.геол.-мин.н. (Санкт-Петербург, Россия)
Саламатин А.Н., д.физ.-мат.н., профессор (Казань, Россия)
Ситдикова Л.М., к.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Хуторской М.Д., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
George V. Chilingar, Dr. (Los Angeles, USA)
Jesse Ausubel (New York, USA)
Alexei Bambulyak, MSc (Tromso, Norway)
Maria Bergemann, Dr. rer. nat. (Heidelberg, Germany)
Martin Kostak, Doc. RNDr. (Prague, Czech Republic)
Noel Vandenberghe, Dr., Professor (Leuven, Belgium)

Редакционный совет

Акчурин Т.М. (Казань, Россия)
Волков Ю.А., к.физ.-мат.н. (Казань, Россия)
Гатиятуллин Н.С., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Грунис Е.Б., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
Непримеров Н.Н., д.техн.н., профессор (Казань, Россия)
Плотникова И.Н., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Трофимов В.А., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А., e-mail: daria.khr@mail.ru
Технический редактор: Николаев А.В.
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
Специалист по художественному оформлению: Люкшин А.С.
Специалист по переводу: Баязитова А.Р.
PR-специалист: Надыршина Э.И.
Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Кремлевская 16а, каб. 118, Казань, 420008, Россия
Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций

Журнал включен в «Перечень ведущих рецензируемых
научных журналов и изданий», в которых должны быть
опубликованы основные научные результаты докторских
и кандидатских диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал включен/индексируется в:

- Система “Российский индекс научного цитирования”
- База данных GeoRef
- База данных Ulrich's periodicals directory.

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
Электронная версия журнала в открытом доступе: geors.ru, elibrary.ru

Подписано в печать 25.05.2015. Тираж 1150. Цена договорная
Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4,
оф. 324. Тел/факс: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

Любые нарушения авторских прав преследуются по закону.
Перепечатка материалов журнала «Георесурсы» допускается
только по согласованию с редакцией журнала «Георесурсы».

Статьи

Научные направления и история

развития кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета 3
Московского государственного университета 3
А.В. Ступакова, А.И. Конюхов, Е.Е. Карнюшина,
А.Х. Богомолов, Е.В. Козлова, Е.В. Соболева, Е.Ю. Макарова

Перспективы нефтегазоносности мезозойского

разреза Баренцевоморского бассейна 13
А.В. Ступакова, Т.А. Кирюхина, А.А. Суслова,
Д.А. Норина, Н.М. Майер, Н.В. Пронина, А.В. Мордасова

Сedimentационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера

Лено-Тунгусского бассейна 28
Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, С.В. Фролов, Е.А. Бакай,
Г.Г. Ахманов, О.В. Крылов

Перспективы развития технологического использования

углей в России 41
М.В. Голицын, В.И. Вялов, А.Х. Богомолов, Н.В. Пронина,
Е.Ю. Макарова, Д.В. Митронов, Е.В. Кузеванова, Д.В. Макаров

Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений

Западной Сибири) 54
В.А. Жемчугова, М.О. Бербенев

Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских

отложений Западной Сибири 63
А.В. Ступакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина,
И.А. Курасов, Е.В. Бордюг

Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях

Волго-Уральского бассейна 77
А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков, А.Х. Богомолов,
Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, Т.А. Шарданова, А.А. Суслова,
Р.С. Сауткин, Е.Н. Полудеткина, Е.В. Козлова,
Д.В. Митронов, Ф.В. Коркоц

Литолого-geoхимическая характеристика доманиковых

отложений Тимано-Печорского бассейна 87
Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова,
Н.И. Коробова, Н.В. Пронина, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова,
В.В. Мальцев, И.Э. Сливко, М.С. Лужбина, И.А. Санникова,
Д.А. Пушкарева, В.В. Чупахина, А.П. Завьялова

Ресурсная база и перспективы добычи метана

угольных пластов в России 101
Е.Ю. Макарова, Д.В. Митронов

25 лет под парусами науки:

Плавучий университет (Обучение через исследования) 106
А.Е. Сузюмов, Е.В. Козлова, Г.Г. Ахманов

Информация

«Новые Идеи в геологии нефти и газа – 2015»

Международная научно-практическая конференция. 28-29 мая 2015 г.
<http://www.oilgasideas.ru/>



Key title: "Georesursy"
Parallel title: "Georesources"

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov, Kazan (Volga region)
Federal University (Kazan, Russia), e-mail: mail@geors.ru

Editorial Board

- J. Ausubel, Rockefeller University (New York, USA)
L. Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Tomsk, Russia)
A. Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
A. Bambulyak, Akvaplan-niva (Tromso, Norway)
M. Bergemann, University of Cambridge (Great Britain)
G. Chilingar, University of Southern California (Los Angeles, USA)
M. Kostak, Charles University (Prague, Czech Republic)
M. Khutorskoy, Institute of Geology of Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
D. Nourgaliev, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
O. Prishepa, All Russia Petroleum Research Exploration Institute (Moscow, Russia)
A. Salamatin, Kazan (Volga region) Federal University, TGT Oil and Gas Services Technology Centre (Kazan, Russia)
L. Sittikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University (Leuven, Belgium)
S. Zakirov, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia),
N. Zapivalov, Novosibirsk State University (Novosibirsk, Russia),
A. Zolotukhin, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia)

Advisory Board

- T. Akchurin, The Ministry of Environment and Natural Resources of the Republic of Tatarstan (Kazan, Russia)
N. Gatiyatullin, Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft (Kazan, Russia)
E. Grunis, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
N. Neprimerov, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
I. Plotnikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
V. Trofimov, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
Yu. Volkov, «TsSMRneft» LLC (Kazan, Russia)

Editorial office:

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Editor: Irina Abrosimova, Prepress by Alexander Nikolaev,
Design by Artem Lukshin, Translator: Alsu Bayazitova,
Public relation specialist: Elvira Nadyrshina, Web-editor: Artur Sabirov

Editorial and Publisher's address:

Kazan (Volga region) Federal University, Institute of Physics
Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
Phone: +7 937 7709846, +7 843 2924454
www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

The journal is included/indexed in:

- Ulrich's Periodicals Directory;
- GeoRef database;
- Russian Science Citation Index database.

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media. No. PI № FS77-38832
Subscription index in the Russian Rospechat Catalogue: 36639

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1150 copies. Issue date: 25.05.2015
Printed by «Izdatelsky Dom «Kazanskaya Nedvizhimost», JSC
Sibirska Tract Str.34, Kazan, 420029, Russia, build. 4, off. 324.
Phone/Fax: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

Copyright. All rights protected. No part of the Journal materials can be reprinted without permission from the Editors.

Articles

Scientific fields and history

- of the Petroleum Geology Department, Geological Faculty of the Moscow State University 3
A.V. Stoupakova, A.I. Konyukhov,
E.E. Karnyushina, A.Kh. Bogomolov, E.V. Kozlova,
E.V. Soboleva, E.Yu. Makarova

- Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin** 13
A.V. Stoupakova, T.A. Kiryukhina, A.A. Suslova,
D.A. Norina, N.M. Mayer, N.V. Pronina, A.V. Mordasova

- Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin** 28
E.E. Karnyushina, N.I. Korobova, S.V. Frolov,
E.A. Bakay, G.G. Akhmanov, O.V. Krylov

- Prospects of technological use of coals in Russia** 41
M.V. Golitsyn, V.I. Vyalov, A.Kh. Bogomolov,
N.V. Pronina, E.Yu. Makarova, D.V. Mitronov,
E.V. Kuzevanova, D.V. Makarov

- Basic principles for modeling reservoir structure (on the example of Cretaceous deposits of the Western Siberia)** 54
V.A. Zhemchugova, M.O. Berbenev

- Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia** 63
A.V. Stoupakova, A.V. Sokolov, E.V. Soboleva,
T.A. Kiryukhina, I.A. Kurasov, E.V. Bordyug

- Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin** 77
A.V. Stoupakova, N.P. Fadeeva, G.A. Kalmykov,
A.Kh. Bogomolov, T.A. Kiryukhina, N.I. Korobova,
T.A. Shardanova, A.A. Suslova, R.S. Sautkin,
E.N. Poludetkina, E.V. Kozlova, D.V. Mitronov,
F.V. Korkots

- Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan-Pechora Basin** 87
T.A. Kiryukhina, M.A. Bol'shakova, A.V. Stoupakova,
N.I. Korobova, N.V. Pronina, R.S. Sautkin, A.A. Suslova,
V.V. Mal'tsev, I.E. Slivko, M.C. Luzhbina, I.A. Sannikova,
D.A. Pushkareva, V.V. Chupakhina, A.P. Zav'yalova

- Resource base and prospects for coalbed methane production in Russia** 101
E.Yu. Makarova, D.V. Mitronov

- 25 years under Sails of Science: Floating university (Training-through-Research)** 106
A.E. Suzyumov, E.V. Kozlova, G.G. Akhmanov

Information

"New Ideas in Geology of Oil and Gas – 2015"

International Scientific and Practical Conference
28-29 May 2015. <http://www.oilgasideas.ru/>

УДК 929

*A.V. Ступакова, A.I. Конюхов, E.E. Карнюшина, A.X. Богомолов,
E.V. Козлова, E.V. Соболева, E.YU. Макарова*
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: stoupakova@gmail.com

Научные направления и история развития кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета

Научные направления кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета имени М.В. Ломоносова, основанной в 1945 году И.О. Бродом, базируются на интеграции идей и методов фундаментальных наук как главного источника развития геологии нефти и газа. На кафедре развиваются учения, которые были заложены крупными специалистами – лидерами в отечественной геологии нефти и газа. За 70 лет научно-педагогической деятельности на кафедре была создана ведущая научная школа в области поисков и разведки нефтяных, газовых и угольных месторождений. И.О. Брод развил учение о нефтегазоносных бассейнах. Н.Б. Вассоевич был одним из основателей теории нафтодигенеза. В.В. Семенович, крупный специалист по поиску и разведке нефтяных и газовых месторождений, внес неоценимый вклад в науку восполнения ресурсной базы страны. Б.А. Соколов – родоначальник новой флюидодинамической концепции в нефтегазовой геологии. С именем М.К. Иванова связаны морские исследования нефтегазоносных акваторий. В XXI веке новые потребности производства требуют открытия новых источников углеводородного сырья в Арктике и на шельфах мирового океана, освоения трудноизвлекаемых углеводородов, инновационных теорий и технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Все эти научные направления геологии нефти, газа и угля активно развиваются в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова.

Ключевые слова: Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета имени М.В. Ломоносова, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.В. Семенович, Б.А. Соколов, М.К. Иванов.

Всестороннее изучение различных аспектов геологии горючих ископаемых началось в Московском государственном университете после создания на геолого-почвенном факультете кафедры геологии газа. Она была открыта в марте 1945 г по инициативе выдающегося геолога-нефтяника Игнатия Осиповича Брода (1902-1962) и позже стала называться кафедрой геологии нефти и газа. Затем, с включением твердых горючих ископаемых и развитием геохимии была переименована в кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых. Будучи великодушным организатором, И.О. Брод привлек на кафедру талантливых учеников И.В. Высоцкого, И.А. Конюхова и В.Н. Флоровскую, к которым впоследствии присоединились В.Б. Оленин, Б.А. Соколов, П.Н. Куприн, А.М. Серегин, А.Н. Гусева и других специалистов в области нефти, газа и угля. Вместе они образовали сплоченный и целеустремленный коллектив, способный не только обучать студентов, но и решать самые актуальные на тот момент задачи в области поисков и разведки нефти и газа.

Буквально за несколько лет И.О. Броду удалось создать свою оригинальную школу геологов-нефтяников, деятельность которых базировалась на разработанном им учении о нефтегазоносных бассейнах как основных единицах нефтегазогеологического районирования территории и акваторий. Под нефтегазоносными бассейнами И.О. Брод понимал крупные области прогибания земной коры, выполненные осадочными толщами, в которых происходила как генерация углеводородов, так и формирование их скоплений. На базе этого учения им была разработана перв-

ая классификация нефтегазоносных бассейнов, а в дальнейшем предложен метод оценки перспектив их нефтегазоносности. Заслугой И.О. Брода является также типизация залежей нефти и газа. Результаты учения И.О. Брода отражены в известной монографии «Нефтегазоносные бассейны земного шара» (И.О. Брод, И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин, Б.А. Соколов и др.).

С размещением МГУ в новом здании (1953 г.) на кафедре создаются обеспеченные новым оборудованием учебные и научные лаборатории по геохимии нефти (А.Н. Гусева), люминесцентно-битуминологическая (В.Н. Флоровская), природных резервуаров (И.А. Конюхов), кабинет угля (А.К. Матвеев). Педагогический и научный состав кафедры укрепляется за счет приглашения с производствами крупных специалистов с опытом научной работы (И.В. Высоцкий, А.К. Матвеев, Н.И. Марковский). Все это позволило подготовить к педагогической и научной деятельности наиболее способных выпускников (А.Я. Архипов, Ю.К. Бурлин, П.Н. Куприн, В.Б. Оленин,



A.N. Гусева



И.А. Конюхов



А.К. Матвеев



Н.И. Марковский



Ю.К. Бурлин



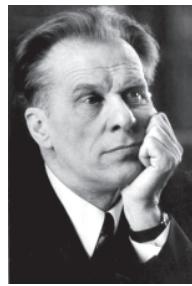
П.Н. Куприн



А.Я. Архипов

А.М. Серегин, Б.А. Соколов) и приступить к выпуску специалистов по поискам и разведке не только газовых, но и нефтяных и угольных месторождений.

В организованной профессором В.Н. Флоровской битуминологической лаборатории проводилось изучение органического вещества и битуминозных компонентов в его составе, которые могли быть источником нефти и газа. Организатором литологического направления на кафедре был профессор И.А. Конюхов. Под его руководством была создана лаборатория, в которой проводилось как обучение студентов, так и изучение коллекторских свойств пород, способных вмещать залежи жидкых и газообразных углеводородов. Он разработал классификации терригенных (гранулярных) и карбонатных пород-коллекторов на генетической основе, составил и читал новые для своего времени курсы «Природные резервуары» и «Нефтематеринские свиты». Глубокие исследования вещественного состава осадочных пород и постседиментационных их изменений позволило ему создать школу литологов-нефтяников, изучавших породы – коллекторы с позиций их стадийного формирования в литогенезе. В 60-80-е годы ученики И.А. Конюхова – проф. Ю.К. Бурлин, проф. Е.Е. Карниушина, снс И.А. Назаревич, доцент Ю.А. Пряхина и другие, сделавшие свои первые шаги в науке под его руководством, последовательно развивали плодотворные идеи своего учителя.



И.В. Высоцкий



В.Б. Оленин



А.М. Серегин

Не менее важные исследования проводились в другой лаборатории, где под руководством доцентов А.Н. Гусевой и И.Е. Лейфмана изучался состав нефтей из различных бассейнов и месторождений Советского Союза. Ими был создан и в течение многих лет читался фундаментальный курс «Геохимия горючих ископаемых».

С переездом геологического факультета в новое здание МГУ на Ленинских горах на кафедру был приглашен профессор А.К. Матвеев (1895-1991), имевший большой опыт практической работы почти во всех угольных бассейнах СССР. Он возглавил угольную специализацию и позже привлек к научной и педагогической деятельности Ю.Р. Мазора, Н.П. Лебедеву, М.В. Голицыну, А.Х. Бого-

молова, Н.В. Пронину, Е.Ю. Макарову и других исследователей. Им написана и опубликована 4-томная монография «Угольные месторождения зарубежных стран», а также учебник по геологии угольных месторождений СССР, в которых впервые обобщен огромный материал по угольным бассейнам разной тектонической природы и геологической истории и углям, разнообразным по составу, степени метаморфизма и качеству. Одновременно с работой над монографией им подготовлены и изданы карты угольных месторождений мира с подробной объяснительной запиской по многим бассейнам и месторождениям углей. А.К. Матвеев заложил основы и был лидером университетской школы геологов-угольщиков.

После И.О. Брова заведовать кафедрой был приглашен известный геолог, крупный специалист в области литологии и геохимии нефти и газа, член-корреспондент РАН, профессор Николай Брониславович Вассоевич (1902-1981). Он считался ведущим знатоком флишевых формаций, был инициатором изучения многих региональных нефтематеринских свит, в том числе майкопской серии на Северном Кавказе, страстным приверженцем теории органического происхождения нефти. В годы работы на кафедре он занимался разработкой общей теории нефтегазообразования. Для этого по его инициативе была создана лаборатория органической геохимии, впоследствии получившая его имя. Руководить лабораторией была приглашена Ю.И. Корчагина, благодаря энергии которой помимо традиционных методов исследования, были внедрены новейшие для того времени хроматография жидких и твердых углеводородов, пиролиз пород, выделение и изучение керогена – нерастворимого органического вещества в составе пород. В результате проводившихся в течение ряда лет на кафедре исследований в геологическую науку были введены такие понятия, как главная фаза нефтеобразования, а затем и главная фаза газообразования, приуроченные к различным стадиям постседиментационного преобразования осадочных пород, обосновано выделение таких стадий литогенеза как катагенез, метагенез и их градации, в том числеproto-, мезо- и апокатагенеза. Впоследствии была сформулирована роль глинистых пород в процессах нефтеобразования, обоснована связь первичной миграции УВ с трансформацией разбухающих глинистых минералов в неразбухающие фазы.

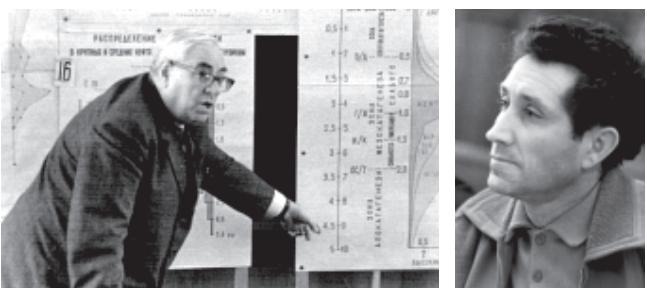
На кафедре велись исследования по ранней генерации нефти (О.К. Баженова), анализировались характеристики различных зон литогенеза и, прежде всего, катагенеза



Ю.И. Корчагина



Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский, А.Н. Гусева



Н.Б. Вассоевич на лекции

Ю.Р. Мазор

(Е.Е. Карнишина), изучались природные резервуары – изменение их свойств в процессе литогенеза (Ю.К. Бурлин), развивалась угольная тематика (Ю.Р. Мазор, Н.В. Пронина). Выявлялись те параметры, с помощью которых можно было бы судить об особенностях генерации и миграции углеводородов, а также прогнозировать размещение нефти различного состава (А.Н. Гусева, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина).

В 70-х годах прошлого столетия по инициативе Н.Б. Вассоевича на геологическом факультете МГУ совместно с Литологическим комитетом и Советом по происхождению нефти и газа Академии наук стали проводиться научные конференции и семинары по литологии нефтегазоносных отложений, органическому веществу пород и генезису углеводородов. В их работе участвовали специалисты из различных регионов страны, что способствовало развитию науки и повышению уровня подготовки геологов-нефтяников. Эти совещания проводились и после ухода из жизни Н.Б. Вассоевича. Позднее, в 1986 г. проф. Ю.И. Корчагиной был предложен метод количественной и качественной оценки потенциала нефтегазоматеринских пород и масштабов генерации углеводородных флюидов в различных термобарических условиях, применение которого повышало точность локального прогноза генерации углеводородов.



На геологическом объекте.

B.V. Семенович (второй справа), министр геологии СССР Е.А. Козловский (справа)

В 1982 г. заведующим кафедрой стал профессор Владимир Владимирович Семенович, крупный специалист по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений, с именем которого связано освоение нефтегазоносных территорий всего бывшего СССР, включая бассейны Западной Сибири, Средней Азии, Прикаспия, Тимано-Печоры и многих других регионов. В.В. Семенович пришел на кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых с большим производственным опытом, являясь начальником управления нефти и газа Мингео СССР, где он планомерно создавал ресурсную базу страны. Свой опыт В.В. Семенович передавал студентам, читая курс лекций «Геология



Кафедра в 70-е годы

горючих ископаемых», «Гидрогеология нефти и газа» и «Ресурсология». Под руководством В.В. Семеновича на кафедре появилось новое направление «ресурсология», призванное оценить степень разведенности и восполнения начальных суммарных ресурсов страны. В.В. Семенович привлек к исследованиям, связанным с развитием учения о нефтегазоносных бассейнах, многих молодых сотрудников и среди них А.В. Ступакову, О.В. Крылова и С.В. Фролова.

Развивалось на кафедре и литологическое направление. В 90-е годы сотрудниками лаборатории нефтяной литологии, которую возглавлял профессор Ю.К. Бурлин, стали Н.И. Коробова и Е.П. Свистунов. Ю.К. Бурлин стоял и во главе Тихоокеанской экспедиции МГУ. Проведенные в эти годы исследования значительно пополнили наши знания о вулканогенно-осадочных и кремнистых нефтегазоносных формациях на активных окраинах континентов. Благодаря новейшему оборудованию, которым в эти годы была оснащена литологическая лаборатория, был совершен существенный прорыв в изучении отложений, способных не только генерировать, но и аккумулировать жидкие и газообразные углеводороды. На основании выявленных закономерностей, отражающих условия их накопления и особенности постседиментационных преобразований, были сделаны рекомендации для поисков нефти и газа, что привело к открытию месторождений на Западной Камчатке и Чукотке.

В эти годы на кафедре стало развиваться новое морское направление, объектом которого были осадочные бассейны в окраинных и внутренних морях, а также современные континентальные окраины в Мировом океане. Сотрудники кафедры А.И. Конюхов, М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.Л. Чочия и другие принимали участие в морских экспедициях на научных судах, принадлежавших Московскому Университету и базировавшихся в Севастополе. В период с 1984 по 1991 гг. были осуществлены несколько рейсов в Средиземное море и в Атлантику, в организации и реализации которых ведущая роль принадлежала преподавателям и научным сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. Во время проведения морских практик студентов той же кафедры, организованных М.К. Ивановым с участием А.И. Конюхова, в глубоководной части Черного моря было открыто несколько грязевых вулканов и подняты первые образцы газогидратов, находившиеся в грязевулканической брекчии. Самый крупный из них был назван вулканом МГУ.

В 1988 г. на совещании ЮНЕСКО «Перспективы образования в области морских наук к 2000 году» М.К. Иванов

предложил организовать «Плавучий университет» – новую форму образования студентов и молодых специалистов, которая сочетала бы на борту судна традиционное обучение (лекции) и практическую исследовательскую работу: сбор и обработку материалов под руководством дипломированных специалистов. Это был инновационный для ЮНЕСКО подход. Воплощением этой идеи стал «пробный» рейс «Плавучего университета», который был реализован в 1990 г. на борту НИС «Академик Петровский». В дальнейшем, эта программа, получившая название «Обучение через исследования» (Training-through-Research, TTR), была одобрена ЮНЕСКО, и в 1991 г. состоялся 1-й рейс TTR в Черное и Средиземное море с участием преподавателей и студентов из МГУ и ряда стран Европы. Этот опыт оказался настолько удачным, что положил начало многолетней программе TTR, вскоре официально признанной ЮНЕСКО (а с 1996 г. ставшей частью Программы МОК).

За 15 лет деятельности «Плавучий университет» установил деловые контакты с несколькими десятками университетов из 25 стран. В его экспедициях участвовали около 1000 студентов и специалистов из разных стран, опубликовано более 300 научных работ, включая 3 специальных выпуска международных журналов «Marine Geology» и «Geomarine Letters». Программе принадлежит приоритет открытия глубоководных коралловых построек, скоплений газовых гидратов, нескольких десятков действующих грязевых вулканов, хемосинтетических сообществ в северной части Атлантического океана, Средиземном и Черном морях. Помимо М.К.Иванова, постоянными участниками этого проекта были Е.В. Козлова, О.В. Крылов и Г.Г. Ахманов.

Одно из новых научных направлений, возникших в результате работ «Плавучего университета», – изучение фокусированных углеводородных потоков, их природы и причин возникновения, а также зон их разгрузки на дне глубоководных морских бассейнов. Именно с этими зонами связано широчайшее развитие газовых и нефтяных сипов, приповерхностных скоплений газовых гидратов, необычных форм жизни, существование различных геохимических, минералогических и геофизических аномалий.

В 1992 г. кафедру возглавил член-корреспондент РАН, профессор Борис Александрович Соколов (1930-2004). В это время подъем работ кафедры на новый уровень был связан с использованием компьютерных технологий, применение которых осуществилось при поддержке ректора МГУ академика В.А. Садовничего.

Б.А. Соколов – родоначальник новой флюидодинамической концепции в нефтегазовой геологии, которая рассматривает процессы образования, накопления и последующую судьбу залежей углеводородов на фоне общих процессов трансформации вещества и энергии в геосферах Земли. В этой концепции большое внимание уделено распределению тепловых потоков и формированию теплового поля, ведущих в нефтегазоносных бассейнах



На морской практике. Б.А. Соколов, сотрудники и студенты кафедры



Морская геолого-геофизическая практика по программе «Плавучий университет: Обучение через исследования»

к изменению свойств пород, их преобразованию и дефлюидизации. Дефлюидизация пород проявляется на разных этапах развития осадочного бассейна пульсационно и носит нелинейный характер.

Динамика и интенсивность нефтеобразования (как генерационных, так и эмиграционных процессов) индивидуальна для разных типов осадочных бассейнов и определяется тектонотипом бассейна, его геотермической историей, толщиной и составом нефтегазоматеринских пород, скоростью их накопления, количеством органического вещества и его генерирующим потенциалом, строением осадочной толщи, которое контролирует реализацию этого потенциала. Основные позиции концепции изложены в книге Б.А. Соколова и Э.А. Абля «Флюидодинамическая модель нефтегазообразования» (1999).

Развитие новых представлений о нефтегазообразовании базировалось на углубленном изучении молекулярной структуры органического вещества и нефти с помощью современных методов хроматографии, масс-спектрометрии, пиролиза и других, используемых коллективом геохимиков кафедры, в который входит Э.А. Абля, Г.Ф. Артамонова, О.К. Баженова, А.Н. Гусева, Т.А. Кириухина, Т.П. Кравченко, Т.Н. Корнева, В.В. Мальцев, И.М. Натитник, Ю.А. Петриченко, Е.Н. Полудеткина, Е.В. Сливко, Е.В. Соболева, Н.П. Фадеева. Эти исследования развиваются и проводятся в настоящее время не только в традиционных и широко известных нефтегазоносных регионах, но и в пределах Баренцева, Средиземного, Черного, Каспийского морей и в акваториях океанов.

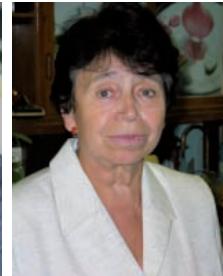
Дальнейшая разработка общей теории нефтегазообразования связана с изучением специфических условий и нетрадиционных толщ. Исследования профессора О.К. Баженовой в этом направлении позволили предложить модель раннекатагенетического нефтеобразования в глинисто-кремнистых толщах. Это послужило теоретической основой для оценки перспектив нефтеносности малых глубин в бассейнах складчатых областей и древних платформ.



Б.А. Соколов



М.В. Голицын



О.К. Баженова



Г.Е. Яковлев

Идея развития флюидодинамических процессов в нефтегазоносных бассейнах подтверждена результатами литологических исследований. Изучение теплофизических свойств пород осадочных бассейнов под руководством профессора Ю.К. Бурлина совместно с сотрудниками лаборатории нефтяной литологии и физического факультета позволило оценить тепловые поля нефтегазоносных бассейнов, выявить роль осадочных толщ в их формировании, дать прогноз появления аномалий над залежами нефти и газа. Флюидный фактор рассматривался также в рамках темы, связанной с изучением роли метасоматоза в формировании природных резервуаров (руководитель Е.Е. Карношина). Объектами исследований служили толщи различного состава и возраста, распространенные в Прикаспии, Западной Сибири, на Камчатке. Выявлены факторы метасоматоза, связанные с перемещением водно-углеводородных контактов в залежах нефти и газа, воздействием инфильтрационных и гидротермальных растворов. Установлено, что при этих воздействиях сложно сочетаются процессы выщелачивания и минералообразования, приводящие к явлениям разуплотнения – переуплотнения и формированию вторичных геологических тел – природных резервуаров с новообразованным емкостным пространством и флюидоупоров постседиментационного генезиса. Научные исследования и педагогическая деятельность сотрудников лаборатории нефтяной литологии освещены во многих публикациях, последняя из которых – учебник «Литогенез нефтегазоносных толщ», написанный Ю.К. Бурлиным, А.И. Конюховым, Е.Е. Карношиной (2003).

Развитие угольной специализации получило продолжение с приходом на кафедру профессора М.В. Голицына, под руководством которого обобщены монографические описания месторождений горючих сланцев мира, коксующихся и антрацитовых углей России и мира. В работах сотрудников кафедры тесно увязаны проблемы связи вещественного состава углей со степенью катагенеза осадочных пород, освещена их роль в генерации углеводородных газов, в формировании крупных и уникальных газовых месторождений России и мира. Это нашло отражение в монографической сводке по газоугольным бассейнам России и мира. Уделялось внимание и альтернативным источникам энергии, не связанным непосредственно с органическим веществом осадочных бассейнов. М.В. Голицын принимает активное участие в создании близящейся к завершению 6-томной монографии «Угольная база России», которая включает уникальный материал по геологии, угленосности и качеству углей всех бассейнов и месторождений нашей страны.



М.К. Иванов



В.А. Садовничий награждает М.К. Иванова Ломоносовской премией за педагогическую деятельность



А.В. Ступакова



А.В. Ступакова и Ю.К. Бурлин

В конце 2004 г. на пост заведующего кафедрой был избран профессор М.К. Иванов. Ранее в 1996 г. за выдающийся вклад в образование М.К. Иванов был награжден Золотой медалью Ломоносова, а после защиты в 1999 г. докторской диссертации «Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов» с 2000 г. работал в должности профессора. За 7 лет пребывания на посту заведующего М.К. Иванову удалось преобразить кафедру, насытив ее новейшим оборудованием. При нем начали развиваться новые направления научных исследований, завязавшиеся тесные взаимовыгодные контакты со многими отечественными и зарубежными нефтяными компаниями. Все эти годы он оставался директором Центра по морской геологии и геофизике ЮНЕСКО-МГУ и заведующим кафедрой ЮНЕСКО/МОК по морским геонаукам в МГУ. В 2011 г. в связи с 50-летием МОК М.К. Иванов был удостоен памятной медали МОК «за выдающийся вклад в программу МОК». Результаты исследований М.К. Иванова отражены в более чем 400 публикациях в ведущих отечественных и зарубежных изданиях.

В августе 2012 г. Заведование кафедры приняла Ступакова Антонина Васильевна, специалист по геологическому строению и нефтегазоносности северных регионов. В связи со смещением поисково-разведочных работ в акваторию и подготовкой к освоению трудноизвлекаемых углеводородов накопленный опыт работы кафедры стал использоваться для решения текущих задач нефтегазовой отрасли, таких как:

- поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа в новых слабо изученных бурением регионах;
- поиск новых перспективных объектов в разведенных нефтегазоносных районах;
- освоение трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов, к которым можно отнести в первую очередь плотные коллектора, высокоуглеродистые формации, высоковязкие нефти и битумы;
- решение геологических задач на открытых месторождениях с целью повышения коэффициента нефтеотдачи пласта;
- подготовка кадров для нефтегазовой отрасли, способных мыслить и активно использовать весь накопленный опыт для решения современных задач поисково-разведочных работ по увеличению энергетических ресурсов страны.

В настоящее время на геологическом факультете МГУ имени М.В. Ломоносова активно ведутся научно-исследовательские работы, направленные на поиск крупных и уникальных месторождений в новых регионах страны, в том числе и на арктическом шельфе России. Все эти работы базируются на накопленном опыте и использовании но-

вых технологий по ведению поисково-разведочных работ на нефть и газ (Рис. 1). Некоторые результаты этих работ представлены в таблице 1. Наиболее перспективной и трудоемкой акваторией, требующей специальной подготовки, является Арктическая акватория. Поэтому одна из основных программ геологического факультета – строение, основные направления поисков месторождений полезных ископаемых в бассейнах Арктики и подготовка кадров для освоения этих месторождений.

Трехмерное моделирование нефтегазоносных бассейнов Арктики на базе комплексного высокоточного компь-

ютерного анализа геологической информации по силам специалистам геологического факультета МГУ и является крайне важной задачей поисково-разведочных работ на нефть и газ. Наиболее актуально в настоящее время применение современных компьютерных технологий для расчета местоположения и структуры уникальных и крупных доказанных и возможных скоплений углеводородов в бассейнах арктического шельфа и Дальнего Востока.

На кафедре продолжается поиск новых перспективных объектов в разведанных нефтегазоносных районах. Поиск новых залежей в старых нефтегазоносных бассейнах име-

ет важное значение для поддержания уровня добычи нефти и газа в этих регионах и всей инфраструктуре, связанной с нефтегазодобывающей отраслью. В настоящее время поиск таких объектов ведется в традиционных нефтегазодобывающих регионах России, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, в Тимано-Печорском бассейне, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Во всех этих регионах кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых продолжает участвовать в поисково-разведочных работах на поиски углеводородов. Большое внимание уделяется поиску нефти и газа в неструктурных ловушках и в зонах развития плотных коллекторов. Кроме того, могут быть горизонты и площади, перспективы которых не выявлены из-за неопределенностей в

понимании их геологического строения. Так, например, геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западной Сибири до сих пор остаются до конца невыясненными и недостаточно оцененными, несмотря на целый ряд крупных работ и открытие залежей углеводородов в палеозойских отложениях. Это связано как со сосредоточением всех поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, так и со существующей моделью тектонического развития всего региона, которая рассматривает палеозойский комплекс как складчатое основание или фундамент.

Фундаментальные образование и наука

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых с 1945 года



Рис. 1. Основные направления работы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых.

Бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем

Задачи	Полученные результаты	Используемые технологии и оборудование
Бассейновый анализ (новые неразбуренные, малоразбуренные бассейны и хорошо изученные бассейны – аналоги)	<ul style="list-style-type: none"> Составлены карты перспектив нефтегазоносности бассейнов Баренцева и Карского морей, Енисейского и Хатангского заливов, акватории Охотского моря и территории Восточной Сибири. Дан раздельный прогноз поисков нефтяных и газовых месторождений Установлена связь Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с бассейнами Баренцево-Карского шельфа, что значительно увеличивает перспективы открытия новых крупных месторождений в акватории и показывает возможное их местоположение 	<ul style="list-style-type: none"> Сейсмический и скважинный материал, накопленный в ходе выполнения научных работ Программные пакеты для интерпретации геофизических данных (Kingdom, Landmark, Dionisos, Petrel)
Углеводородные системы	<ul style="list-style-type: none"> Дан качественный анализ нефтематеринских толщ, их зрелости и прогноз состава генерируемых ими флюидов, Показана зависимость: нефтепроизводящая толща – флюид для всех крупных нефтегазоносных регионов РФ 	<ul style="list-style-type: none"> Геохимическое оборудование для анализа состава флюида и качества толщи его производящих (Хроматограф газовый CLARUS 500, Элементный анализатор Flash EA, Rock-Eval 6 Standart, Микроспектрофотометр QDI 302)
Бассейновое моделирование	<ul style="list-style-type: none"> Визуализация процессов формирования углеводородов и их скопления в залежи. Определение температурных режимов бассейна (современных и палеотемператур) Качественная и количественная оценка возможных скоплений 	<ul style="list-style-type: none"> Программные пакеты для бассейнового моделирования (Temis Suite, Trinity, ГАЛО, Petromod)

Табл. 1. Результаты работы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых по направлению поиска крупных и уникальных месторождений в новых слабоизученных регионах.

Согласно осадочно-миграционной теории образования углеводородов фундамент бассейна не является источником углеводородов, а, следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нетегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако, сделанные открытия залежей углеводородов в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день теориях и моделях. Сторонники неорганического происхождения углеводородов стремятся доказать глубинное происхождение углеводородов. Сторонники органического происхождения углеводородов ищут пути миграции углеводородов из

нефтегазоматеринских толщ юрского комплекса в прилегающие поднятия «фундамента».

Один из возможных источников поддержания добычи на современном уровне – вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти, к которой относятся высоковязкие нефти, нефти «сланцевых формаций», угольный метан и другие виды углеводородов, освоение которых отличается от традиционных и требует дополнительных затрат. Особую роль среди трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов играют сланцевые высокоуглеродистые толщи баженовской свиты Ханты-Мансийского округа Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской провинции и майкопские отложения Предкавказья. До сих пор эти отложения рассматривали только лишь как источник, поставляющий углеводороды в традиционный коллектор, карбонатный или песчаный, из которого можно их извлекать отработанными традиционными методами. Истощение запасов в традиционных резервуарах заставляет задуматься о возможности прямого извлечения углеводородов из той толщи, в которой они формируются и из которой они трудно извлекаются. Как правило, эта толща имеет сложное строение, представлена частым чередованием пород разного минерального состава и содержит выдержаные интервалы разреза с высоким содержанием углеводородов как в свободном состоянии, так и в матрице породы.

Изучение трудноизвлекаемых углеводородов

Решаемые задачи	Полученные результаты	Используемые технологии и оборудование
• уголь как нано-коллектор метана. • сорбионные газы угольных месторождений.	• Детальная оценка метаноносности угленосных отложений Кузбаса с выделением перспективных участков для постановки разведочных работ на газ. • Изучение пористости углей на томографе с целью решения проблемы уголь как нано-коллектор метана. • Определение отражающей способности витринита для производственных организаций по всем НГБ России (в год 250 – 300 определений)	• Сейсмический и скважинный материал, накопленный в ходе выполнения НИР • Программные пакеты для интерпретации геофизических данных (<i>Geooffice solver, КомпАн, Геопоиск, Керн</i>) • Геохимическое оборудование для анализа состава флюида и качества толщ его производящих (<i>Хроматограф газовый CLARUS 500, Элементный анализатор Flash EA, Rock-Eval 6 Standart, Микроспектрофотометр QDI 302</i>)
Тяжелые высоковязкие нефти	• Оценены области развития высоковязких нефтей различного генезиса в Тимано-Печорском бассейне для вовлечения их в разработку. • Выпущен атлас битумов и нефтяных песков отдельных бассейнов РФ	• Оборудование для анализа пустотного пространства, состава и петрофизических свойств резервуара нефти и газа (<i>микромагнитометр SkyScan-1172</i>)
Сланцевые нефти и газы	• Изучен новый тип порового коллектора для баженовской свиты Западной Сибири, представленный доломитизированным радиоляритом и оценены возможности извлечения нефти	
УВ глубоких горизонтов и сложных коллекторов	• Определены условия возможного образования и сохранения залежей УВ на глубинах более 4.5 км во всех нефтегазоносных бассейнах России и стран СНГ.	

Табл. 2. Результаты работы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых изучения трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов.

Анализ строения и состава природного резервуара. Моделирование месторождений.

Решаемые задачи	Полученные результаты	Используемые технологии и оборудование
Анализ строения природного резервуара и литологии	• Мониторинг разработки месторождений Западной Сибири • Минерально-компонентная модель пласта месторождений Западной Сибири • Седиментологическая модель пласта	• Сейсмический и скважинный материал, накопленный в ходе выполнения НИР • Программные пакеты для интерпретации геофизических данных (<i>Geooffice solver, КомпАн, Геопоиск, Керн</i>) • Программные пакеты для моделирования месторождений и отдельных залежей (<i>Dionisos, Trap RMS Suite, Petrel</i>) • Оборудование для анализа пустотного пространства, состава и петрофизических свойств резервуара нефти и газа (<i>микромагнитометр SkyScan-1172</i>)
Анализ состава флюида в залежи	• Созданы модели распределения нефти в залежах месторождений Западной и Восточной Сибири	• Геохимическое оборудование для анализа состава флюида и качества толщ его производящих (<i>Хроматограф газовый CLARUS 500, Элементный анализатор Flash EA, Rock-Eval 6 Standart, Микроспектрофотометр QDI 302</i>)
Моделирование залежи	• Создана модель Арбузовского подземного хранилища газа и передана в Газпром ПХГ.	

Табл. 3. Результаты работы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых для решения геологических задач на открытых месторождениях с целью повышения коэффициента нефтеотдачи пласта.

сегодняшний день перед наукой и промышленностью стоит задача извлечения тех углеводородов, которые сланцевая порода сгенерировала, но не смогла отдать в традиционный коллектор. Для этого необходимо познать, как геологический процесс образования, сохранения и выхода углеводородов, так и технологии извлечения их из мест максимальной концентрации.

Программа освоения угольного газа также имеет большое значение, и уже ОАО «Газпром» предпринимал попытку ее реализации на примере угольного метана Кузбасса. Однако, в силу слабой научно-технической проработанности, желаемые результаты не были достигнуты. Для решения целого ряда проблем, среди которых подготовка запасов и добыча метана в угольных месторождениях, необходимы комплексные экспериментально-научные исследования на базе детального анализа геологического строения месторождений угля и попутного метана. Кроме того, анализ ресурсов угольного метана позволит расширить область поисково-разведочных работ на сланцевый газ.

Освоение нетрадиционных источников сырья требует фундаментальных знаний об их строении и формировании. Необходимы высокоточные аналитические исследования с применением высоких компьютерных технологий для воспроизведения геологических процессов, обусловливающих образование углеводородов. Двумерные и трехмерные изображения геологической среды, в которой формируются плотные коллекторы, высоковязкие нефти, газогидраты и другие виды нетрадиционных источников

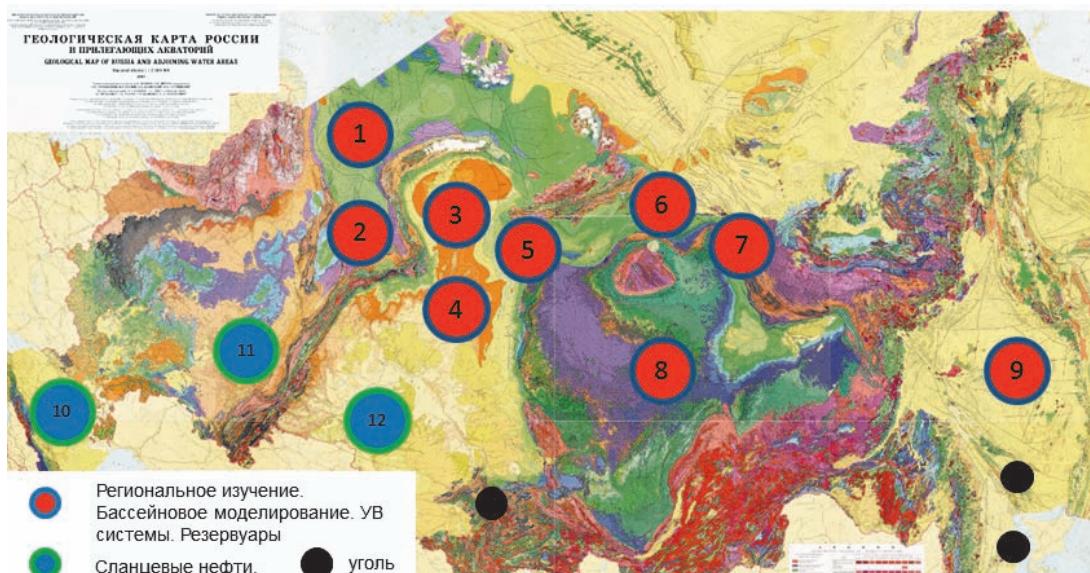


Рис. 3. Учебные и производственные практики студентов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых.

углеводородов, необходимые для выработки новых технологий их разработки. Такие работы уже ведутся специалистами геологического факультета на стандартных приборах и вычислительных машинах. Применение современных компьютерных технологий позволит с одной стороны ускорить процесс расчетов, а с другой сделает его более точным (Табл. 2).

Большое внимание на кафедре уделяется и эффективности извлечения нефти из нефтеносных пластов. Моделирование залежи помогает прогнозировать флюидодинамические процессы и их изменение во времени в зависимости от используемых технологий по интенсификации

работы нефтенасыщенной части пласта. Для этого необходимы интерпретация сейсмического и скважинного материала и построение 3Д и 4Д моделей строения залежи, построение цифровой модели пласта, визуализация строения залежи и миграции флюидов в пласте. Специалисты геологического факультета МГУ проводили детальные исследования по изменению упруго-прочностных свойств по разрезам отдельных скважин, по воздействию кислот на отдельные компоненты пород и



Арктические проекты 1 – Баренцево море, 2 – Тимано-Печорский НГБ (акваториальная часть), 3 – Карское море, 4 – север Западной Сибири, 5 – Енисей-Хатангский НГБ (запад), 6 – Енисей-Хатангский НГБ (восток), 7 – Лено-Анабарский бассейн, 9 – Охотское море

Трудноизвлекаемые сланцевые УВ 10 – Предкавказье (майкопские отложения) 11 – Волго-Уральский бассейн (доманиковые отложения), 12 – Западная Сибирь (баженовские отложения)

Рис. 2. Районы работ кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых.

**Геолого-геофизическая практика студентов геологического факультета – международные рейсы по программе МОК-ЮНЕСКО
«Обучение в процессе Исследований»**



Рис. 4. Учебные и производственные практики студентов кафедры геологии и geoхимии горючих ископаемых в рамках программы «Плавучий университет: Обучение через исследования».

показали степень увеличения фильтрационно-емкостных свойств естественных коллекторов за счет этого воздействия (Табл. 3).

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова наряду с решением научных проблем выполняет свою главную роль – готовит кадры, способные решить задачи науки и производства. Подготовку кадров, готовых участвовать как в фундаментальных, так и в прикладных исследованиях, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова проводит совместно с ведущими производственными институтами и компаниями, вовлекая студентов в решение производственных задач по многим регионам страны и мира (Рис. 2). Научно-производственный опыт, полученный от реализации готовых проектов, совместных российских и международных программ помогает готовить современные кадры, развивать и обучать молодых специалистов в соответствии с требованиями геологической отрасли и потребностями страны в природных ресурсах.

Большую роль при подготовке кадров играют учебно-производственные практики, организованные для геологов нефтегазовой и угольной тематики. Начиная от первых учебных практик в Крыму до специализированных практик, студенты знакомятся со специальностью геология и geoхимия горючих ископаемых. Такие практики уже многие годы проводятся в Чехии, на юге России по знакомству с процессом бурения и добычи углеводородов, в рамках программы «Плавучий университет» и во многих других регионах России и за ее пределами (Рис. 3).

Среди морских практик наиболее популярной и всеобъемлющей остается научно-образовательная программа «Плавучий университет: Обучение через исследования». Это долгосрочная многофункциональная международная образовательная программа, инициированная Московским государственным университе-

тетом, работающая уже более 22 лет и снискавшая широкое признание как результатами в области образования, так и научными успехами. Ежегодный цикл «Плавучего университета» состоит из ряда последовательных этапов: от углубленной подготовки студентов к экспедиционным исследованиям до публикации результатов в научных изданиях или разработки рекомендаций для практической деятельности. Программа направлена на углубленное образование и раннее формирование у студентов навыков практической исследовательской работы (Рис. 4).

Учебная практика в Чехии проводится на базе Карлова Университета (Прага), при поддержке геологического факультета МГУ и кафедры геологии и geoхимии горючих ископаемых. Основными задачами практики являются не только изучение разрезов, но и более детальные исследования собранных коллекций образцов горных пород в лабораториях кафедры с целью получения практических навыков исследования потенциально нефтегазоматеринских отложений.

Традиция проведения обменной практики для студентов-геологов МГУ и Карлова Университета была заложена еще 70-х годах прошлого века. Многие преподаватели кафедры принимали участие в этих практиках в Чехии и на территории нашей страны; особый вклад в восстановление такого сотрудничества после перерыва внесла профессор О.К. Баженова. Обменная учебная практика возобновилась в 1997 году, когда преподаватели Природоведческого факультета Карлова университета Праги Ярослав Марек и Мартин Коштак проявили инициативу и приехали на полигон в Крым с группой студентов. Этую инициативу подхватили профессор нашей кафедры О.К. Баженова, доцент Е.В. Соболева и профессор кафедры палеонтологии И.С. Барков. С этих пор вот уже почти 20 лет лучшие студенты Геологического факультета посещают Чешскую Республику и изучают геологию и культурные исторические объекты Западной Европы

На севере Чехии на границе с Германией изучается угленосная толща палеоген-неогенового возраста, приуроченная к рифтообразному прогибу. Интерес изучения представляют не только бурые угли (рабочий пласт мощностью до 35 м) Северо-Чешского бассейна, но и вулканогенный комплекс, а также дельтовые отложения перекрывающей толщи. Рядом с карьером (длиной 4,5 км), где ведется разработка угля, расположен древний вулкан Божен,



который является природным парком. Во время экскурсии, которую проводит геолог Карел Мах, группа поднимается на верхнее плато вулкана, осматривает территорию, узнает историю формирования фонолитов.

На базе школы по геологии и геохимии горючих ископаемых, созданной нашими учителями, ведется подготовка специалистов геологов и геохимиков по поискам, разведке и разработке месторождений горючих ископаемых. Выпущено более 1200 специалистов. Они работали и продолжают трудиться в различных исследовательских и производственных организациях, связанных с нефтяной, газовой и угольной отраслями науки и промышленности, в отделениях Академии наук, в компаниях топливно-энергетического комплекса страны. Выпускники кафедры работают во всех республиках бывшего СССР, а в последние годы их охотно приглашают на работу и зарубежные компании. Значительное число выпускников успешно продолжают вести научные исследования, защищили докторские и кандидатские диссертации, работают в высших учебных заведениях. Их творческий потенциал обеспечит в будущем развитие идей и основ, заложенных коллективом кафедры в прошедшие 60 лет ее существования.

Свой 70-летний юбилей кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых встречает разработкой новых проектов, в которых задействованы практически все сотрудники, многие аспиранты, магистранты и студенты.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Александр Иванович Конюхов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Евгения Емельяновна Карниушина – доктор геолого-минералогический наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Александр Христофорович Богомолов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Владимировна Козлова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Scientific fields and history of the Petroleum Geology Department, Geological Faculty of the Moscow State University

*A.V. Stoupakova, A.I. Konyukhov, E.E. Karnyushina, A.Kh. Bogomolov, E.V. Kozlova,
E.V. Soboleva, E.Yu. Makarova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: stoupakova@gmail.com

Abstract. The Petroleum Geology Department of geological faculty named after Lomonosov M.V. was founded in 1945 by Brod I.O. Scientific fields in the department integrate ideas and methods of basic sciences as the major source for developing oil and gas geology. The department develops studies which were founded by main specialists and leaders in Russian oil and gas geology. For over 70 years of scientific and educational activities the department established leading scientific school in the field of search and exploration of oil, gas and coal fields. Brod I.O. has developed the study of oil and gas basins. Vassoyevich N.B. was one of the founders of naftide genesis theory. Semenovich V.V. is a prominent specialist in prospecting and exploration of oil and gas fields. He has made an invaluable contribution to the science of replenishment of the country's resource base. Sokolov B.A. is the pioneer of new fluid dynamic concept in petroleum geology. Ivanov M.K. studied marine oil and gas geology. In the XXI century new production requires discovery of new hydrocarbon sources in the Arctic region and shelves of oceans, development of hydrocarbons difficult to recover, innovative theories and technologies for prospecting, exploration and development of oil and gas. All these research fields of oil, gas and coal geology are developed actively in the Moscow State University named after Lomonosov M.V.

Keywords: department of geology and geochemistry of fossil fuels, geological faculty named after Lomonosov M.V., Brod I.O., Vassoyevich V.V., Semenovich V.V., Sokolov B.A., Ivanov M.K.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Aleksandr I. Konyukhov – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department

Evgeniya E. Karnyushina – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department

Aleksandr Kh. Bogomolov – PhD, Associate Professor

Elena V. Kozlova – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Elena V. Soboleva – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Elena Y. Makarova – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskoe gory, 1

УДК 553.98(268.45)

*A.V. Ступакова, T.A. Кирюхина, A.A. Суслова, D.A. Норина,
Н.М. Майер, Н.В. Пронина, А.В. Мордасова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: ansto@geol.msu.ru*

Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна

Мезозойские отложения Баренцевоморского шельфа обладают подтвержденной нефтегазоносностью, однако, перспективы и распределение ресурсов углеводородов по сей день до конца не выяснены. На основе принципов секвентной стратиграфии и циклостратиграфического подхода рассмотрены углеводородные системы мезозойского разреза Баренцевоморского региона. С целью охарактеризовать распределение и качество нефтегазоматеринских толщ, флюидоупоров и природных резервуаров проведены геохимические, литологические и петрофизические исследования, а так же моделирование процессов генерации и миграции углеводородов в восточной части Баренцевоморского шельфа.

Ключевые слова: Баренцевоморской шельф, перспективы нефтегазоносности, углеводородные системы, сейсмостратиграфия, цикличность.

Введение

Основная часть разведанных запасов углеводородов Баренцевоморского шельфа приурочена к юрским и триасовым резервуарам руслового, дельтового, барового и мелководно-морского генезиса. В восточной части (российской) Баренцевоморского шельфа открыто пять газовых и газоконденсатных месторождений в триасовых и юрских отложениях, а так же зафиксированы газопоявления в меловых образованиях (Борисов и др., 1995). В западной части (норвежской) в одновозрастных породах открыты и разведаны нефтяные месторождения, известны так же непромышленные скопления нефти в меловых породах (Seldal, 2005). Устойчивое прогибание осадочных бассейнов шельфа Баренцева моря и дальнейшие инверсионные процессы обусловили формирование мезозойских углеводородных систем. Характер распространения и качество нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и природных резервуаров мезозойского возраста обусловлены палеогеографическими условиями их образования и цикличностью осадконакопления. Тектонические процессы (инверсия) и колебания уровня моря определили формирование ловушек различного типа. Изучение свойств резервуаров, НГМТ, раздельный фазовый прогноз скоплений углеводородов и оконтуривание перспективных объектов – важнейшее направление научных исследований на этапе поисковых и геологоразведочных работ в регионе.

1. Основные принципы изучения углеводородных систем

Изучение характеристик мезозойских углеводородных (УВ) систем Баренцевоморского шельфа (БМШ) основано на принципах секвентной стратиграфии и циклостратиграфии. Сейсмостратиграфический анализ региональных временных сейсмических разрезов (ВСР) применяется для изучения геологического строения основных осадочных комплексов или сейсмостратиграфических комплексов (ССК), соответствующих в рамках циклостратиграфического подхода крупным циклитам. Метод секвентной стратиграфии позволяет на основе совместного анализа скважинных, в первую очередь каротажных, и сейсмических

данных проследить цикличность осадконакопления, связанную с колебаниями относительного уровня моря, и латеральное изменение фаций (Catuneanu, 2006).

В классической секвентной стратиграфии границы секвенций соответствуют поверхностям максимальной регрессии моря и выделяются по подошве базальной песчаной пачки (низкие значения гамма-каротажа – ГК). В пределах секвенций выделяются системные тракты, то есть фациальные ряды, сформировавшиеся при разном относительном уровне моря: нижний системный тракт (падение и начало подъема уровня моря), трангрессивный системный тракт (возрастающая трангрессия моря до поверхности максимального затопления) и верхний системный тракт (замедление подъема уровня моря после максимальной трангрессии и начало его падения).

Глинистая толща является маркером морской трангрессии, ее подошва фиксирует поверхность затопления и начало нового цикла осадконакопления. Поверхность затопления принимается за границу циклита или секвенции, однако, может и не совпадать с ней, если в пределах цикла развиты отложения низкого стояния уровня моря. Поверхность затопления, как правило, четко выражена на сейсмических разрезах, что позволяет увязать циклиты, выделенные по скважинам, с ССК и секвенциями, выделенными по сейсмическим данным. Надежнее всего выделяются и коррелируются на сейсмических профилях наиболее глинистые части разреза (высокие значения ГК), соответствующие поверхностям максимального затопления. Они лучше прослеживаются и на сейсмических данных в виде ярких высокоамплитудных отражающих горизонтов (ОГ). При этом регрессивные клиноформенные комплексы, соответствующие верхним системным трактам, образуют по отношению к поверхности максимального затопления несогласие типа подошвенного прилегания.

Конденсированные глинистые отложения, сформированные во время максимального затопления, в пределах циклита являются наиболее глинистыми и наиболее обогащенными ОВ. Песчано-алевритовые отложения верхней толщи рассматриваются в качестве коллекторов. Глинистая толща, имеющая региональное распространение, выступает

в роли регионального флюидоупора. Таким образом, в каждом цикле обнаруживается НГМТ того или иного качества и потенциальные коллекторские горизонты.

2. Сейсмостратиграфические комплексы мезозоя БМШ

В разрезе мезозойских отложений БМШ можно выделить четыре ССК: триасовый, юрский, нижнемеловой неолитический и верхнемеловой комплекс.

Стратиграфия			Несогласия и границы циклов	Отражающие горизонты	Характер границы	Волновая картина
Система	Отдел	Ярус				
Меловая	Верхний			K6/кровля K ₁		
	Нижний	Альбский		K ₅		
		Аптский		K ₄		
		Барремский		K ₃		
		Готеривский		K ₂		
		Валанжинский		K ₁		
	Верхний			B/BCU (K ₀)		
	Средний	Титонский				
		Кимериджский				
		Оксфордский				
		Келловейский		B ₂ /подашва J _{2cl}		
		Батский				
		Байосский		B ₁ /подашва J _{2bj}		
Юрская	Средний	Ааленский				
		Тоарский				
		Плисебахский				
		Синеморский				
		Геттангский				
		Норийский		B/BJU		
	Нижний	Карнийский		A ₃		
		Ладинский				
		Анизийский		A ₂		
		Оленекский		A ₁		
	Верхний	Индский		A		
Пермская						

Рис. 1. Мезозойские сейсмостратиграфические комплексы Баренцевоморского шельфа.

комский и нижне-верхнемеловой комплексы. Все комплексы разделены поверхностями несогласия и представляют собой осадочные комплексы, сформированные в различные этапы развития бассейна седиментации (Рис. 1).

Триасовый ССК ограничен в подошве поверхностью предтриасового несогласия (ОГ А), выраженного в бортовых частях Южно-Баренцевской впадины, а в кровле – поверхностью рэтского несогласия (ОГ Б). Общая мощность триасового ССК достигает 8-9 км в Южно-Баренцевской впадине и 10,5-12 км в Предновоземельском прогибе. Внутритриасовые ОГ А', А2 и А3 позволяют разделить триасовый ССК на 4 подкомплекса.

Индский подкомплекс на сейсмических профилях имеет клиноформенное строение. Клиноформы характеризуются сигмовидным рисунком сейсмических отражений, которые образуют несогласие типа подошвенно-прилегания к нижележащей поверхности максимального затопления (Рис. 2). Наблюдается смещение перегиба клиноформ в западном и северо-западном направлении, что указывает на проградационное заполнение бассейна в результате интенсивного привноса терригенного материала. Мощность индского подкомплекса максимальна в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе, где она достигает 3,6-4 км, и сокращается в западном и северо-западном направлении до 1,7-2 км из-за выпадения нижнеиндских секвенций из разреза.

Оленекский подкомплекс отличается от индского на юго-востоке БМШ. Для сейсмической записи характерно отсутствие клиноформ, наличие высокочастотных и средне- до высокоамплитудных отражений, образующих бугристый рисунок, типичный для аллю-

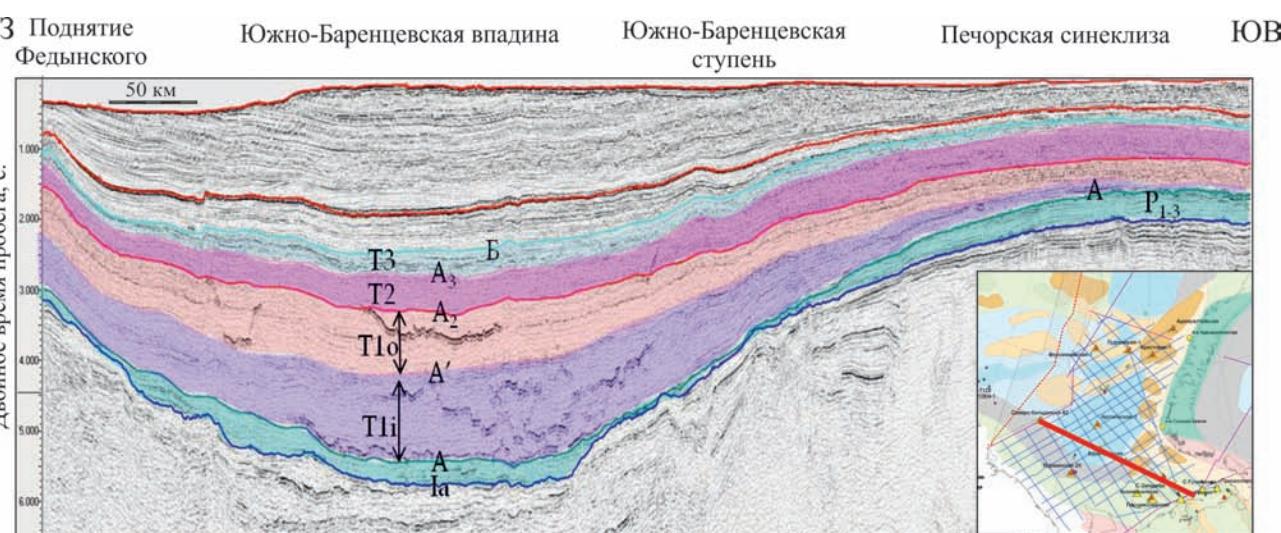


Рис. 2. Сейсмостратиграфические комплексы верхнепермско-триасовых отложений Баренцевоморского шельфа.

виально-дельтовой равнины. Перегибы клиноформ картируются только в западных и северо-западных районах БМШ (Glorstad-Clark et al., 2010), куда осадочный материал поступал в периоды регрессии моря, постепенно заполняя область некомпенсированного осадконакопления. Мощность оленекского подкомплекса достигает 2,2-3 км в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе (Рис. 2).

Среднетриасовый подкомплекс ограничен в подошве протяженным ОГ А2, приуроченным к границе оленекского и анизийского ярусов. Внутри подкомплекса отмечается наличие субпараллельных высокоамплитудных отражающих горизонтов, которые удается трассировать на значительные расстояния. Эти отражения отвечают этапам морской трангрессии в среднем триасе и формированию выдержаных по площади глинистых интервалов разреза. Клиноформенные тела в восточном секторе БМШ в среднетриасовом подкомплексе не наблюдаются, однако норвежские исследователи отмечают дальнейшую проградацию дельтовой равнины на северо-запад и запад до острова Надежды (Glorstad-Clark et al., 2010). Мощность среднетриасового подкомплекса составляет 1,2-1,6 км в Южно-Баренцевской впадине и 1,6-3,8 км в центральной части Предновоземельского прогиба (Рис. 2). По скважинным данным в среднетриасовом подкомплексе выделены анизийская и ладинская секвенции (Рис. 3).

Верхнетриасовый подкомплекс ограничен в подошве ОГ А3, приуроченным к перерыву в осадконакоплении на границе среднего и верхнего триаса. Верхняя граница подкомплекса (ОГ Б) связана с рэтским несогласием на границе триаса и юры. Верхнетриасовый подкомплекс характеризуется средне- и высокоамплитудными, высокочастотными, протяженными, параллельными и субпараллельными сейсмическими отражениями (Рис. 2). Верхнетриасовые клиноформы картиру-

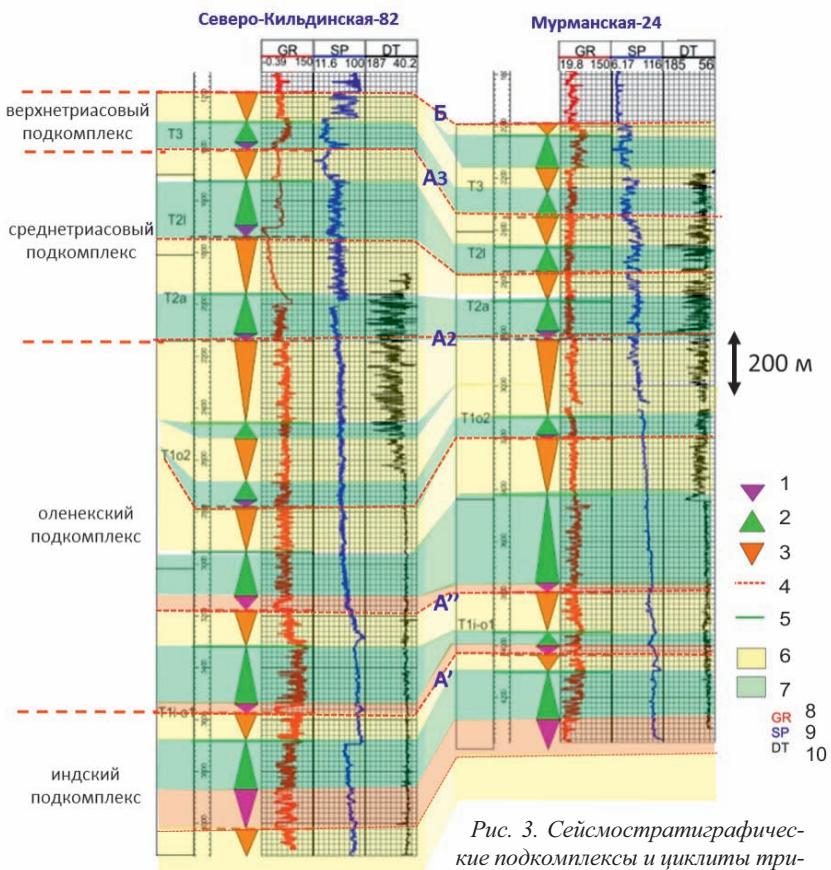


Рис. 3. Сейсмостратиграфические подкомплексы и циклы триасовых отложений БМШ. 1 – нижний системный тракт, 2 – трангрессивный системный тракт, 3 – верхний системный тракт, 4 – границы секвенций, 5 – поверхности максимального затопления, 6 – регрессивная пачка, 7 – трангрессивная пачка, 8 – гамма-каротаж, 9 – собственная поляризация, 10 – акустический каротаж.

ются лишь на западе и северо-западе норвежского шельфа (Glorstad-Clark et al., 2010), достигают восточной оконечности Шпицбергена. Мощности подкомплекса меняются от 100-300 до 1000 м. Наблюдаются уменьшение мощностей в Предновоземельском прогибе, что может свидетельствовать об уменьшении поступления материала со стороны арх. Новая Земля.

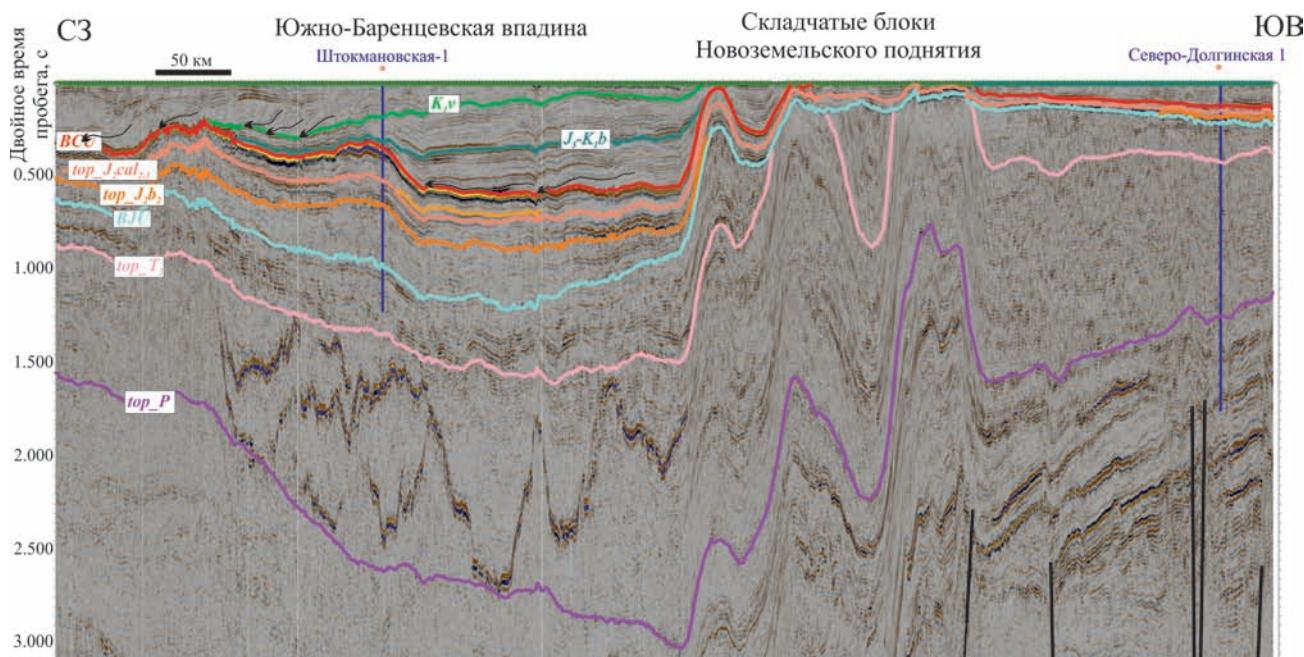


Рис. 4. Сейсмостратиграфические комплексы юрских отложений Баренцевоморского шельфа.

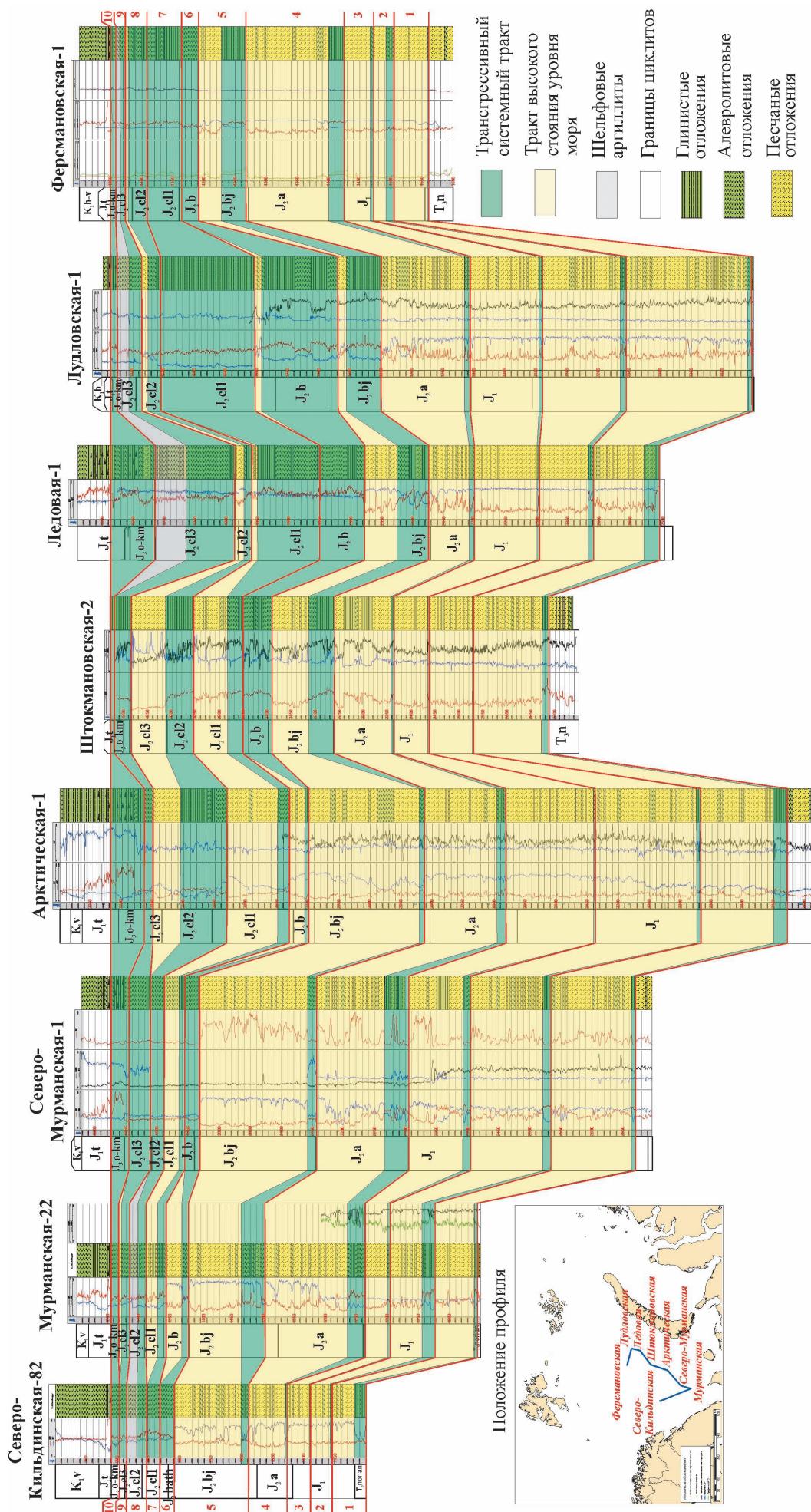


Рис. 5. Сейсмостратиграфические подкомплексы и чистоты горских отложений Баренцевоморского шельфа.

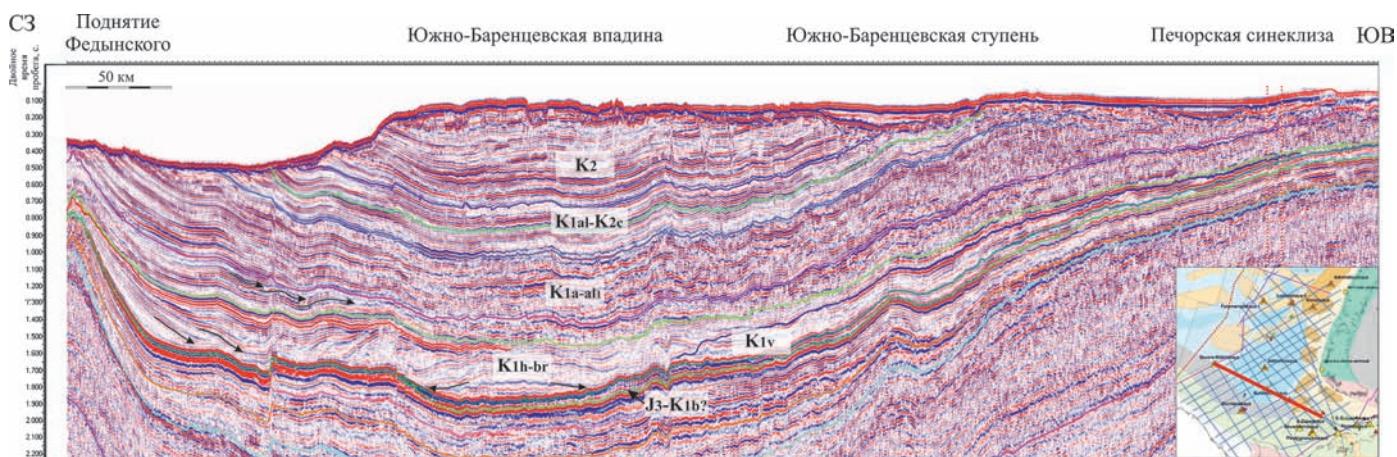


Рис. 6. Сейсмостратиграфические комплексы верхнеюрско-меловых отложений Баренцевоморского шельфа.

В разрезе карнийского и норийского ярусов по каротажным диаграммам выделяется 2 секвенции (Рис. 3).

Юрский ССК ограничен в подошве поверхностью рэтского эрозионного несогласия, в кровле поверхностью несогласия в подошве меловых отложений (Рис. 4). В западной части БМШ мощность юрского комплекса составляет около 300 метров, в то время как в восточной части мощность его увеличивается до 800-1200 м, достигая максимума – 1500 м – в центральной части Южно-Баренцевоморской впадины. В бортовых зонах и на сводах поднятий мощность юрского ССК сокращается до полного выклинивания. Юрский ССК расчленяется на три сеймоподкомплекса, которые отделены друг от друга поверхностями аален-байосского B1(J2b) и предкелловейского B2(J2c) несогласий.

Верхняя граница юрского ССК представлена ярким горизонтом В (BCU), который приурочен к кровле верхнеюрских «черных» глин. Этот опорный горизонт прослеживается по всему БМШ. Для него характерны несогласия типа подошвенного налегания и прилегания. Нижняя граница юрского ССК (ОГ В) в центральной части бассейна нечеткая и привязывается по отдельным скважинам. Резкое угловое несогласие между триасовыми и юрскими отложениями наблюдается вблизи архипелага Новая Земля.

Нижнеюрско-ааленский и байосс-батский среднеюрский сейсмостратиграфические подкомплексы на ВСП характеризуется хаотичной записью, что указывает в пользу аллювиально-дельтового генезиса отложений. В районе Штокмановской седловины различимы отдельные русловые врезы в байоссских отложениях. Верхняя граница байосс-батского аллювиально-дельтового подкомплекса связана с сейсмическим репером, соответствующим региональной батской трансгрессии морского бассейна. На сейсмических разрезах на склонах поднятий в толще байосс-батских отложений нередко фиксируется присутствие клиноподобных тел.

В келловейском-верхнеюрском подкомплексе по сейсмическим профилям выделяет-

ся тела барового генезиса, которые на своих периферийных частях образуют несогласия типа подошвенного налегания, а так же одиночные врезанные долины. Келловейские песчаные фации также отчетливо наблюдаются на каротажных диаграммах Арктической, Штокмановской, Ледовой, Лудловской скважин, которые связаны с устьевым баром. Проградационный келловейский комплекс берет свое начало со стороны Новоземельской складчатой области и наблюдается в районе Ледовой и Лудловской площадей. В юрском ССК выделяется 10 секвенций (Рис. 5).

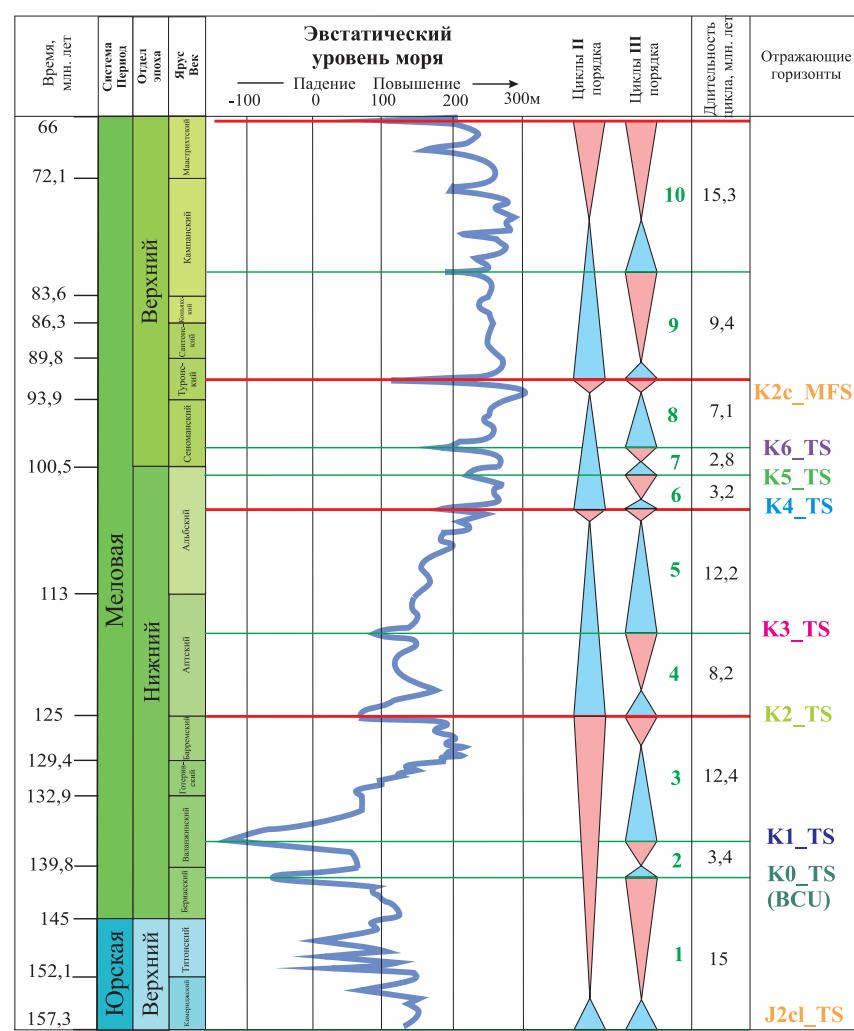


Рис. 7. Эвстатические изменения уровня моря и цикличность осадконакопления в Баренцевоморском регионе в позднеюрское и меловое время.

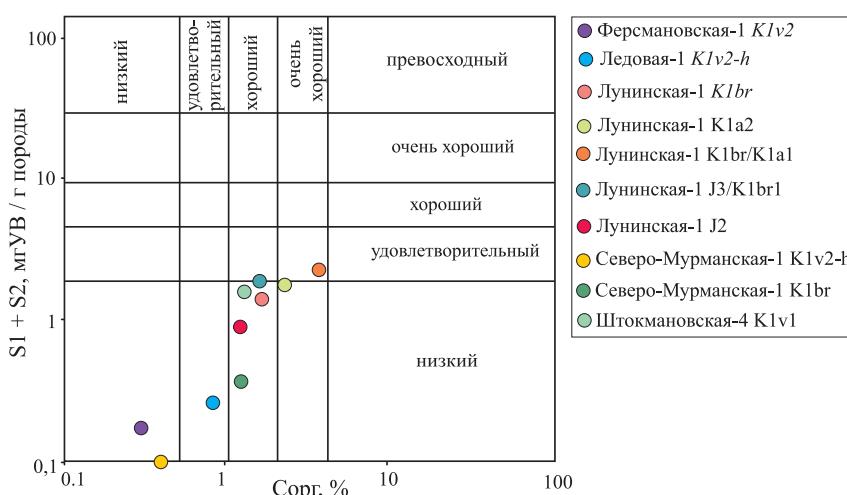


Рис. 8. Потенциал меловых нефтегазоматеринских толщ Южно-Баренцевской впадины.

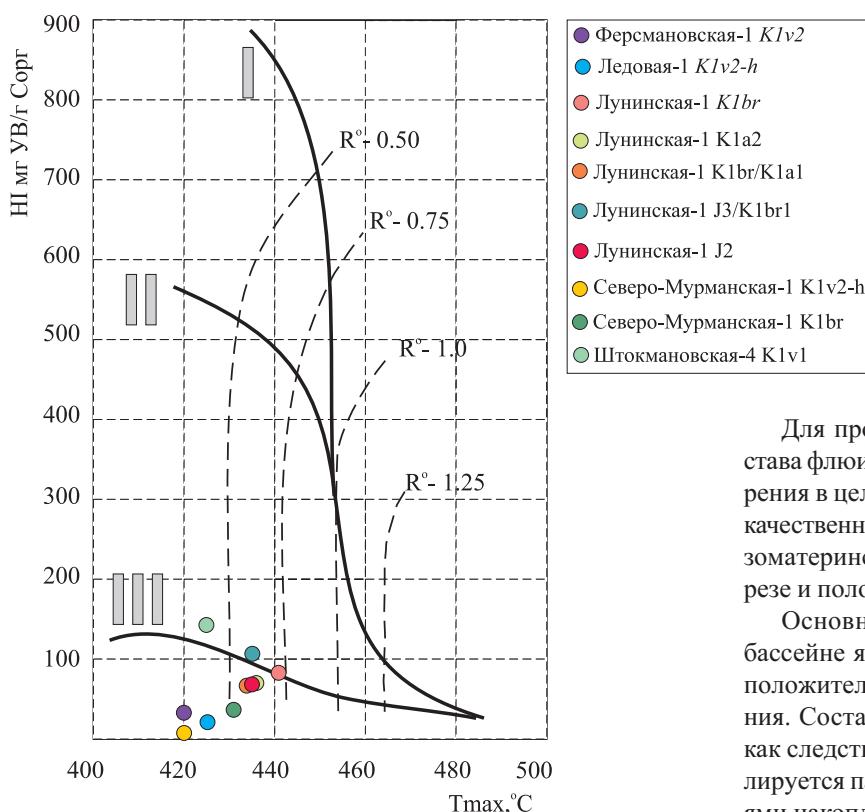


Рис. 9. Тип органического вещества меловых отложений Южно-Баренцевской впадины.

Нижняя граница **неокомского ССК** определяется нижненемеловым несогласием (ОГ В), которое выражено в центральной части впадины в виде подошвенного прилегания нижненемеловых клиноформ к кровле верхнеюрских конденсированных глинистых отложений (Рис. 6). Верхняя граница выражена в виде несогласия, сформированного на рубеже барремского и аптского веков, выраженного на ВСР кровельным прилеганием. Неокомский ССК характеризуется клиноформенным строением и подразделяется на 3 секвенции (Рис. 7). Направление проградации в нижней части ССК южное, юго-западное и западное, в то время как клиноформы третьей секвенции проградировали преимущественно в южном направлении. Мощность неокомского клиноформенного комплекса достигает 800 м в

центральной части ЮБВ, сокращаясь в бортовых частях впадины. Наблюдается выклинивание отложений на склоне архипелага Новая Земля и срезание в районе свода Федынского. Высота клиноформ порядка 200 м указывает на условия открытого шельфа при соответствующей глубине моря (Каюкова, Суслова, 2015).

Нижне-верхнемеловой ССК в кровле ограничен поверхностью современного морского дна, сформированного ледниками эрозионными процессами в кайнозойское время. ССК имеет субпараллельное строение и подразделяется на 2 подкомплекса – *ант-нижнеальбский* и *альб-сеноманский*, в пределах которых выделяются 5 секвенций (Рис. 7). Для нижнего подкомплекса характерны хаотичные, линзовидные внутренние отражения, а так же мелкие проградационные тела, что может указывать на обстановки прибрежной дельтовой равнины. Альб-сеноманский комплекс охарактеризован протяженными высокоямплидными внутренними отражениями, которые связаны с мелководно-морскими условиями осадконакопления. Мощность комплекса достигает 1200 м в западной части ЮБВ, сокращаясь в направлении к Тимано-Печорскому бассейну.

3. Нефтегазоматеринские толщи и очаги нефтеобразования

Для прогноза направления миграции и фазового состава флюидов в залежах и повышения эффективности бурения в целом необходимо иметь четкое представление о качественных и количественных характеристиках нефтегазоматеринских пород, их изменении по площади и в разрезе и положении очагов генерации УВ.

Основными источниками УВ в Баренцевоморском бассейне являются пермско-триасовые, юрские и, предположительно, меловые нефтегазоматеринские отложения. Состав исходного органического вещества (ОВ), и, как следствие, генерационный потенциал НГМТ контролируется палеогеографическими и фациальными условиями накопления толщи (Кирюхина и др., 2012; Норина и др., 2014). НГМТ наилучшего качества приурочены к конденсированным глинистым отложениям, сформированным в наиболее глубокой части морского бассейна в периоды максимальной трансгрессии. Эти толщи определяются на каротажных диаграммах как маломощные (первые десятки метров) глинистые пачки с максимальной радиоактивностью; на сейсмических разрезах эти толщи приурочены к наиболее ярким ОГ, связанным с поверхностью максимального затопления.

Среди триасовых отложений наилучшими генерационными характеристиками в западной части БМШ обладают нижне и средне-триасовые отложения с сапропелевым и гумусово-сапропелевым ОВ и верхнетриасовые отложения с гумусовым ОВ (Кирюхина и др., 2012), в восточной части шельфа наиболее высоким потенциалом обладают верхнетриасовые отложения, содержащие гумусово-сапропелевое ОВ.

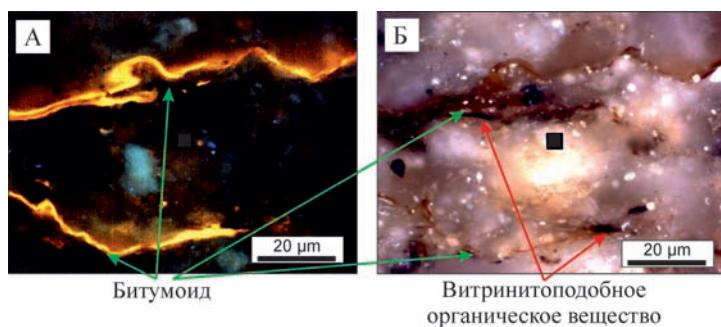


Рис. 10. Включения органического вещества и битумоида в средненорских аален-баттических отложениях Арктической площади. А – в ультрафиолетовом свете; Б – в отраженном свете.

В юрских отложениях наибольшим генерационным потенциалом обладают «черные глины» позднеюрского возраста, обогащенные ОВ сапропелевого типа, но свой вклад в ресурсный потенциал бассейна вносят так же нижнеюрская НГМТ с ОВ гумусового типа и средненорские аален-баттические и келловейские НГМТ (Кирюхина, 2013).

Меловые отложения, несмотря на слабую степень катагенетического преобразования, так же содержат НГМТ. Согласно результатам пиролитических исследований, меловые глинисто-алевритовые отложения Баренцевоморского шельфа обогащены ОВ третьего типа (гумусовое), обладают низким и удовлетворительным генерационным потенциалом (Рис. 8, 9).

Содержание органического углерода (Сорг) колеблется от 0,35 до 3,14%, в то время как водородный индекс (НІ) не превышает 142 мг УВ/г Сорг. Генерационный потенциал изменяется в пределах от 0,11 до 2,46 мг УВ/г породы. Важно отметить, что наилучшими показателями обладают глинистые отложения, сформированные в позднебарремское – раннеаппское время.

Углепетрографическое исследование образцов керна Лудловской и Арктической площадей показало, что аален-баттические породы содержат большое количество линзовидных включений витринита и витринитоподобного аморф-

ного ОВ, часто деформированных минеральными зернами. Вокруг включений ОВ и в межзерновом пространстве обнаружены пленки битумоида темно- и светло-коричневого цвета («микронефть» по Н.Б. Вассоевичу) (Рис. 10). В ультрафиолетовом свете битумоид ярко светится в желто-оранжевых, реже коричневатых, тонах. Присутствие параавтохтонного битумоида является индикатором начала процессов генерации УВ.

Углепетрографические исследования ОВ барремских отложений Лунинской седловины показывают, что ОВ сложено мацералами различного типа. Первый тип мацералов представляет собой преимущественно витринит, в том числе переотложенный. В непосредственной близости с включениями витринита отмечаются вкрапления и сгустки аморфного, вероятно альгогенного, ОВ. Этот факт указывает на то, что свой вклад в генерационный потенциал меловых НГМТ вносит так же и сапропелевое ОВ.

Важно отметить, что в пределах развития альгогенного (водорослевого) ОВ началась генерация жидких УВ (Рис. 11). Это проявляется в формировании битумоидных капель, линз и пленок внутри скоплений альгогенного ОВ, в то время как в обломках витринита нет следов генерации. Жидкие УВ развиты не только в пределах скоплений альгогенного ОВ (АОВ), но и образуют оторочки вокруг скоплений АОВ и самостоятельные пленки в межзерновом пространстве породы. Это указывает на то, что битумоиды уже могли образовать скопления, значимые для первичной миграции.

Степень катагенетического преобразования нефтегазоматеринских пород, распределение очагов нефтегазообразования по площади бассейна, а так же их тектоническое положение – важный параметр, от которого зависит наличие и распределение залежей УВ и тип флюидов (Ступакова, 2011).

Крупные очаги генерации углеводородов этими НГМТ приурочены к наиболее прогнутым Южно- и Северо-Баренцевской впадинам, прогибу Святой Анны к востоку от архипелага Земля Франца-Иосифа (ЗФИ) и прогибам в западной части шельфа. Стоит отметить, что нижне- и среднетриасовые НГМТ вошли в главную зону газообразования в центральных частях очагов, в то время как верхнетриасовые породы являются менее преобразованными (Рис. 12).

Согласно результатам бассейнового моделирования нижнетриасовые НГМТ имеют высокую степень катагенетического преобразования (градация АК) в пределах всей юго-восточной части БМШ (Рис. 12А). В Центрально-Баренцевской зоне поднятий они находятся на градациях катагенеза МК₄-МК₅. Исключение составляет акваториальное продолжение Печорской плиты и бортовые зоны Баренцевоморского бассейна, где индийские НГМТ имеют меньшую степень преобразования, соответствующую МК₂-МК₃. Это способствует активной генерации газовых УВ. Низкая степень преобразования прогнозируется на большей части Северо-Баренцевской зоны поднятий, за исключением ее северных районов, где нижнетриасовые породы находятся на градации ПК. Область распространения незрелых нижнетриасовых НГМТ приурочена также к южной части моноклинали Финнмарк, Кольской моноклинали, Печорской и Северо-Карской синеклизы.

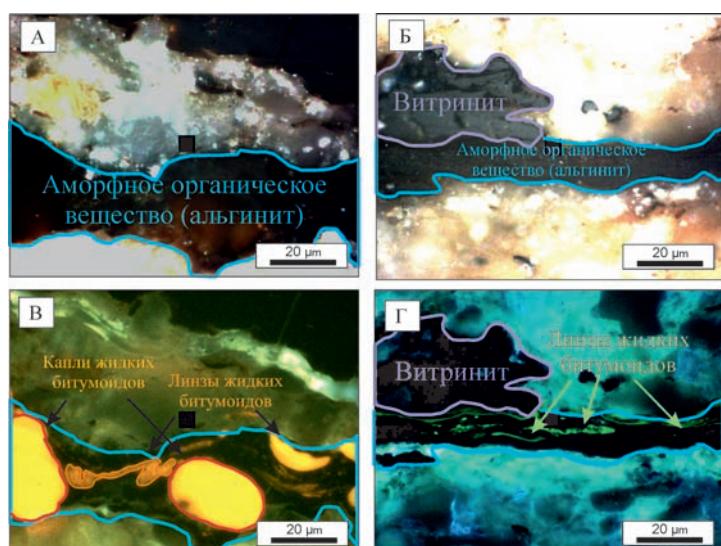


Рис. 11. Жидкие углеводороды, сгенерированные меловыми нефтегазоматеринскими толщами Лунинской седловины. В проходящем свете: наблюдаются коричневые битумные скопления (А, Б). В ультрафиолетовом свете: флуоресцирующие капли и линзы жидких битумоидов, сформировавшихся в аморфном органическом веществе (В, Г). А, Б – в отраженном свете; В, Г – в ультрафиолетовом свете.

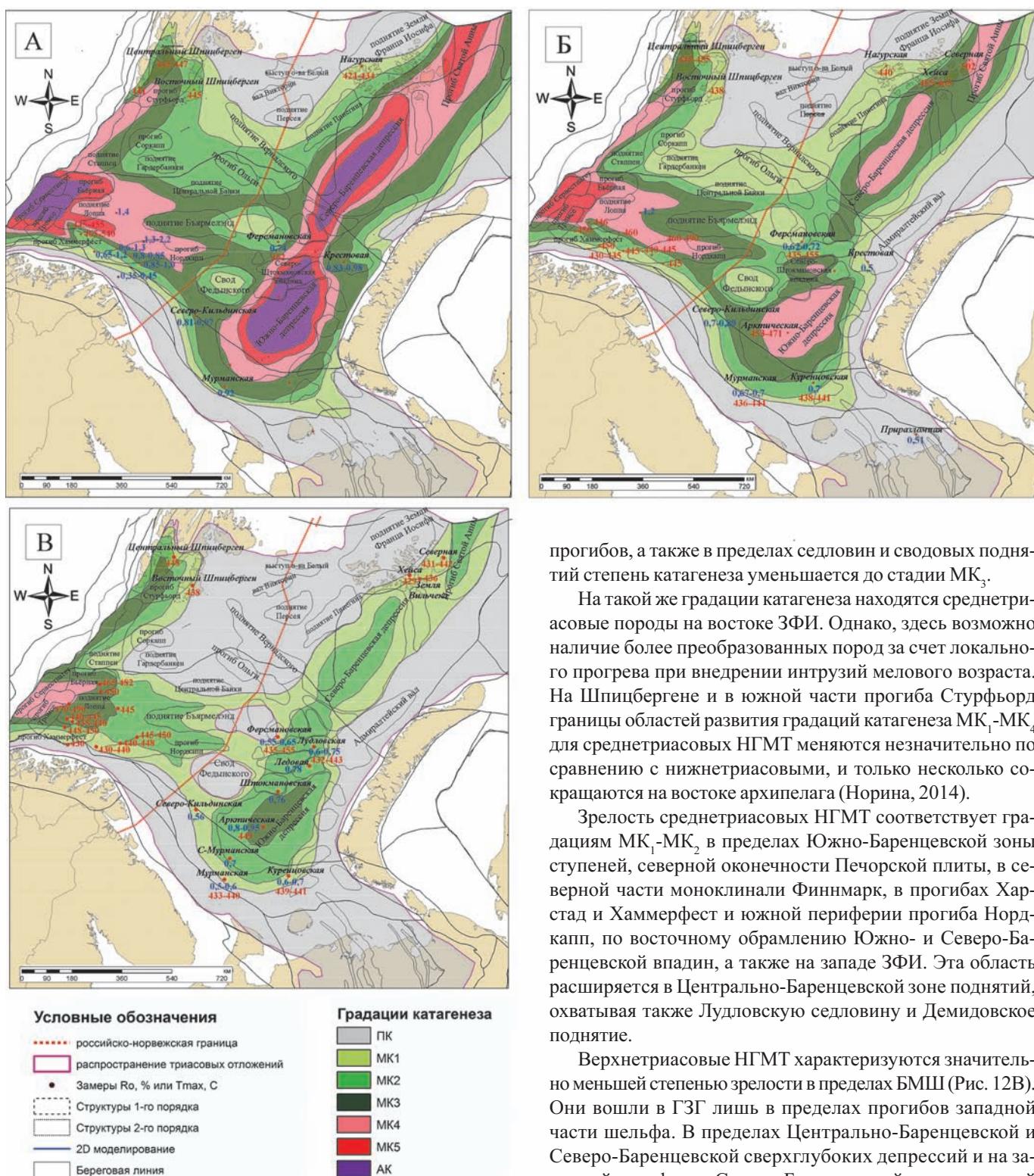


Рис. 12. Карта катагенетической зональности. А – нижнетриасовых, Б – среднетриасовых, В – верхнетриасовых отложений Баренцевоморского шельфа (По данным Д.А. Нориной, с изменениями).

Подобный тренд катагенетической зональности сохраняется для среднетриасовых НГМТ (Рис. 12Б). Область, в которой степень катагенеза ОВ пород соответствует MK₅, предположительно приурочена лишь к самым западным прогибам. Степень зрелости – MK₄ – достигается в центральных частях Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин, прогиба Нордкапп и Бырная и, вероятно, в прогибе Святой Анны. В бортовых частях этих впадин и

прогибов, а также в пределах седловин и сводовых поднятий степень катагенеза уменьшается до стадии MK₃.

На такой же градации катагенеза находятся среднетриасовые породы на востоке ЗФИ. Однако, здесь возможно наличие более преобразованных пород за счет локально-го прогрева при внедрении интрузий мелового возраста. На Шпицбергене и в южной части прогиба Стурфьорд границы областей развития градаций катагенеза MK₁-MK₄ для среднетриасовых НГМТ меняются незначительно по сравнению с нижнетриасовыми, и только несколько сокращаются на востоке архипелага (Норина, 2014).

Зрелость среднетриасовых НГМТ соответствует градациям MK₁-MK₂ в пределах Южно-Баренцевской зоны ступеней, северной оконечности Печорской плиты, в северной части моноклинали Финнмарк, в прогибах Харстад и Хаммерфест и южной периферии прогиба Нордкапп, по восточному обрамлению Южно- и Северо-Баренцевской впадин, а также на западе ЗФИ. Эта область расширяется в Центрально-Баренцевской зоне поднятий, охватывая также Лудловскую седловину и Демидовское поднятие.

Верхнетриасовые НГМТ характеризуются значительно меньшей степенью зрелости в пределах БМШ (Рис. 12В). Они вошли в ГЗГ лишь в пределах прогибов западной части шельфа. В пределах Центрально-Баренцевской и Северо-Баренцевской сверхглубоких депрессий и на западной периферии Северо-Баренцевской зоны поднятий в районе арх. Шпицберген верхнетриасовые НГМТ находятся на градациях катагенеза MK₁-MK₂. Исключение составляют поднятия Ферсмана и Федынского, где эти отложения незрелые, и центральная часть Южно-Баренцевской впадины, прогибы Тромсо, Бырная и Стурфьорд, где они достигли более высокой степени преобразования, соответствующей MK₃. На большей части Северо-Баренцевской зоны поднятий, моноклиналей Финнмарк и Кольская, Печорской синеклизы, Предновоземельского прогиба и Восточно-Баренцевской зоны ступеней степень преобразования верхнетриасовых отложений незначительна и соответствует градации ПК.

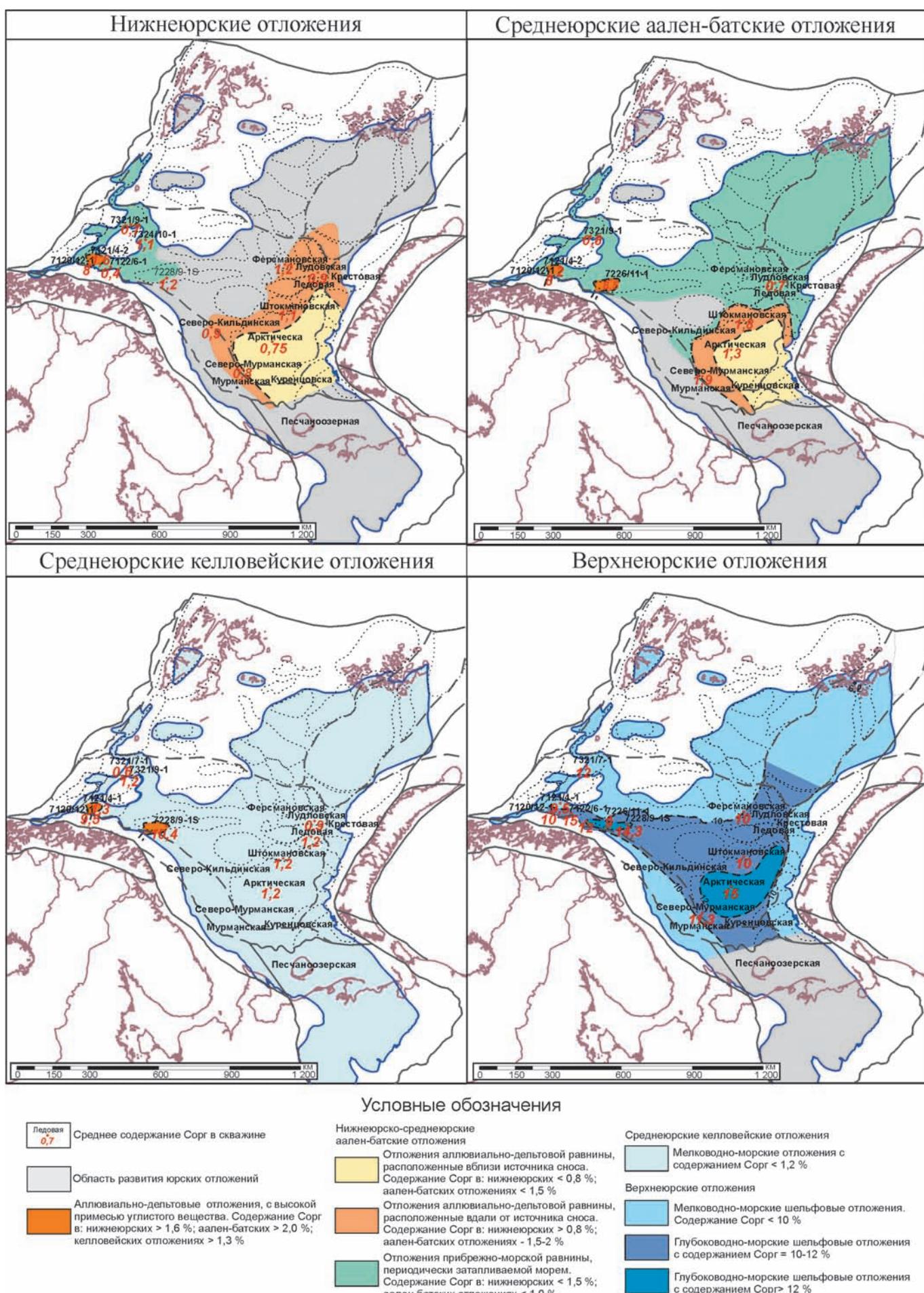


Рис. 13. Схемы распределения средних содержаний органического углерода в юрских отложениях Баренцева моря.

По результатам проведенных исследований, нижнеюрские отложения практически повсеместно на юго-востоке акватории Баренцева моря и в прогибах Хаммерфест и Бьернера норвежского шельфа достигли ГЗН (Рис. 13). Уменьшение степени катагенетического преобразования происходит от центральных частей прогибов к бортовым. Исходя из типа ОВ и низких значений генерационного потенциала, можно предположить, что отложения могут генерировать небольшое количество газовых УВ.

Среднеюрские аален-батские и келловейские отложения достигли степени зрелости, соответствующей ГЗН, в пределах Южно-Баренцевской впадины и на Штокмановской и Демидовско-Лудловской седловинах, а также в прогибах западной части шельфа Баренцева моря. На этих участках породы могут генерировать как жидкые, так и газовые УВ.

Наиболее высокоперспективные верхнеюрские отложения достигли ГЗН в центральной части Южно-Баренцевской впадины и прогибах норвежского шельфа Барен-

цева моря, где кровля юрских отложений отмечается на глубинах 2400-3000 м. Согласно особенностям состава ОВ можно предположить, что эти породы способны генерировать жидкие УВ.

Выявленные геолого-геохимические особенности юрских отложений позволили предположить, что значительная часть скоплений УВ, сгенерированных юрскими НГМТ, имеют газо-нефтяной состав, причем содержание нефтяных УВ на западе акватории будет больше, чем на востоке. На значительной территории очагов нефтегазообразования западной части Баренцевоморского шельфа верхнеюрские нефтематеринские породы находятся на градации катагенеза МК₂, что создает благоприятные условия для генерации и миграции нефти. Нефтяные залежи следует ожидать в основном в бортовых частях бассейна.

По результатам бассейнового моделирования возможно формирование ловушек УВ в широком стратиграфическом диапазоне. Наибольшее насыщение углеводородами прогнозируется в средне- и верхнетриасовых толщах, а

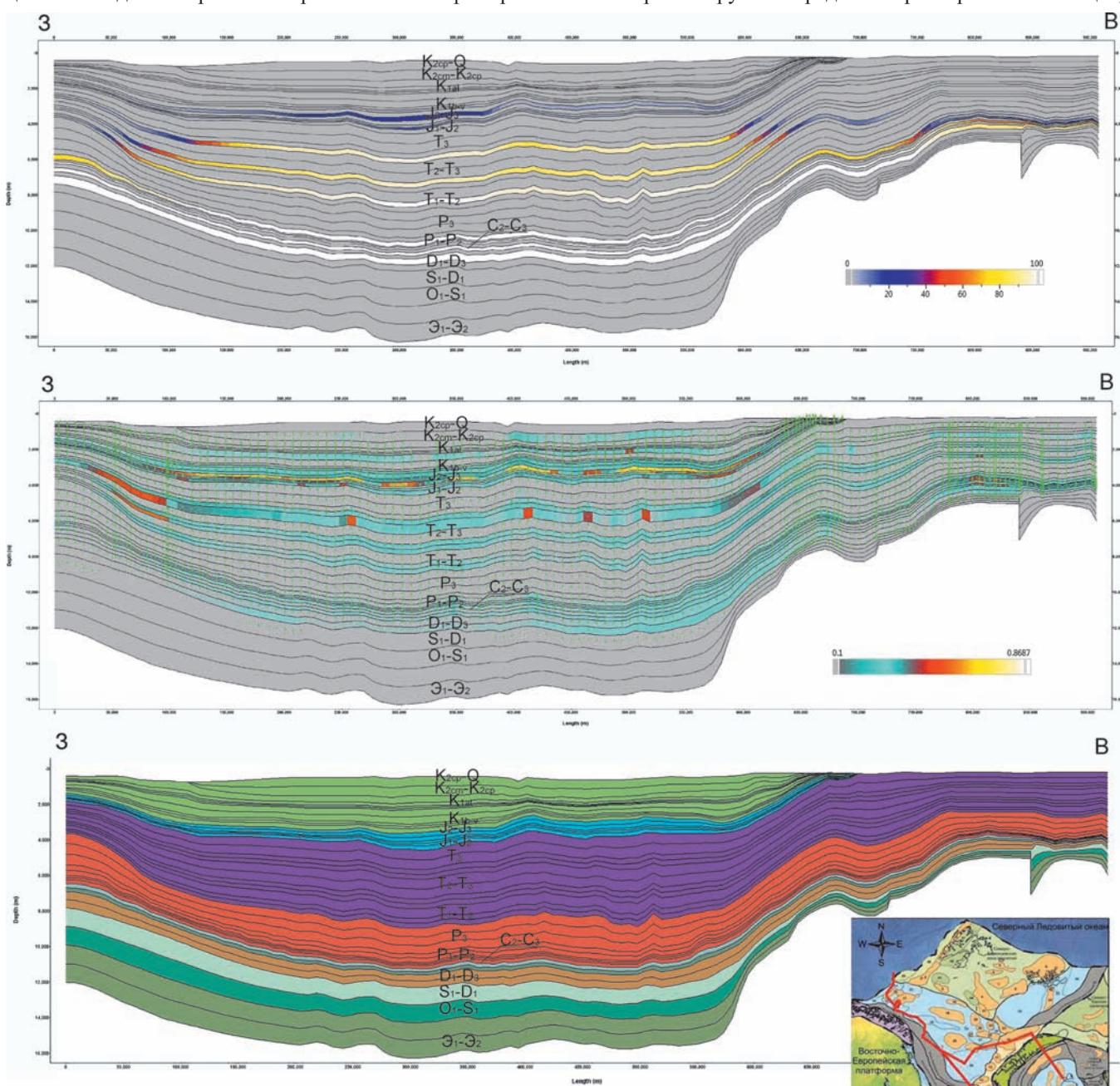


Рис. 14. Формирование залежей углеводородов в Южно-Баренцевской впадине по результатам моделирования.

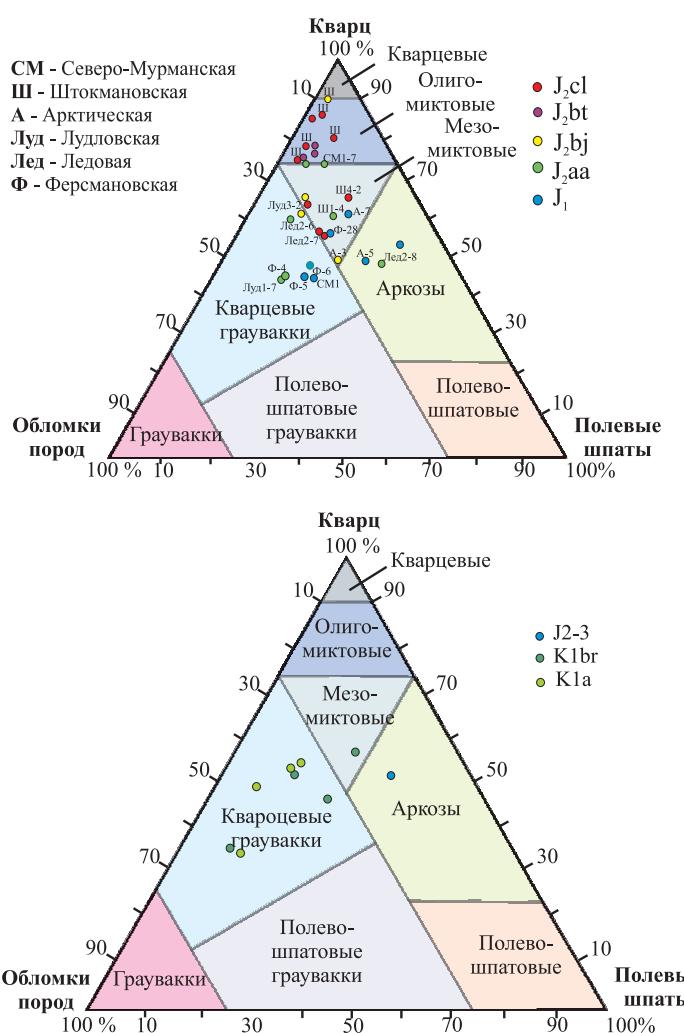


Рис. 15. Минерально-петрографический состав триасовых, юрских и меловых песчано-алевритовых пород Баренцевоморского бассейна.

вверх по разрезу. В образцах фиксируются различные включения: микроконкремции пелитоморфного сидерита, листочки хлорита (хлоритизация слюды), листочки биотита и мусковита, небольшое количество зерен глауконита. В части образцов фиксируются темноцветные углистые включения.

Минерально-петрографический состав юрских алевро-песчаных пород довольно разнообразен. Среди них выделяются мезомиктовые и олигомиктовые песчаники келловея. Батские песчаники представлены олигомиктовыми разностями, а байосские – мезомиктовыми. Песчаники ааленского и раннеюрского возраста представлены кварцевыми граувакками, также мезомиктовыми разностями, реже аркозами (Рис. 15).

Анализ треугольных диаграмм свидетельствует об увеличении доли кварца вверх по разрезу. Следует отметить большое сходство в составе келловейских песчаников из центральной части Южно-Баренцевоморской впадины и одновозрастных песчаников из Тимано-Печорского региона, что свидетельствует в пользу единства источников сноса. Во впадине минерально-петрографический состав келловейских пород меняется в северном направлении. При этом доля кварцевой составляющей снижается, и алев-

так же в нижне- и среднеюрских отложениях. Небольшие скопления УВ могут формироваться и в меловых отложениях, главным образом в аптских и альб-сеноманских, как за счет переформирования юрских залежей, так и за счет собственной генерации в баррем-аптской НГМТ (Рис. 14).

4. Особенности формирования резервуаров и их свойства

Песчано-алевритовые отложения триасового возраста характеризуются кварцево-граувакковым составом; отмечается увеличение доли кварцевой составляющей

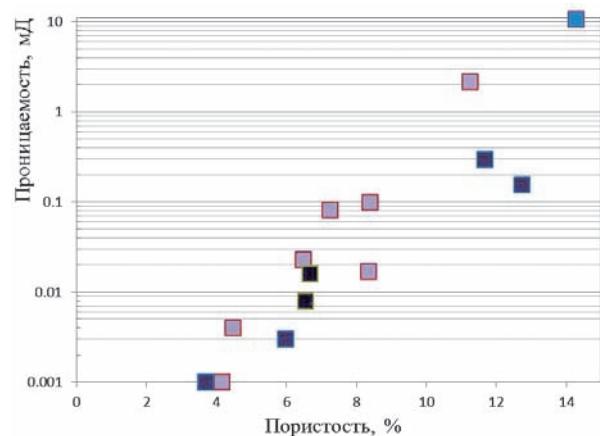


Рис. 16. Зависимость проницаемости от пористости, по результатам аналитических исследований образцов скважин Южно-Баренцевской впадины.

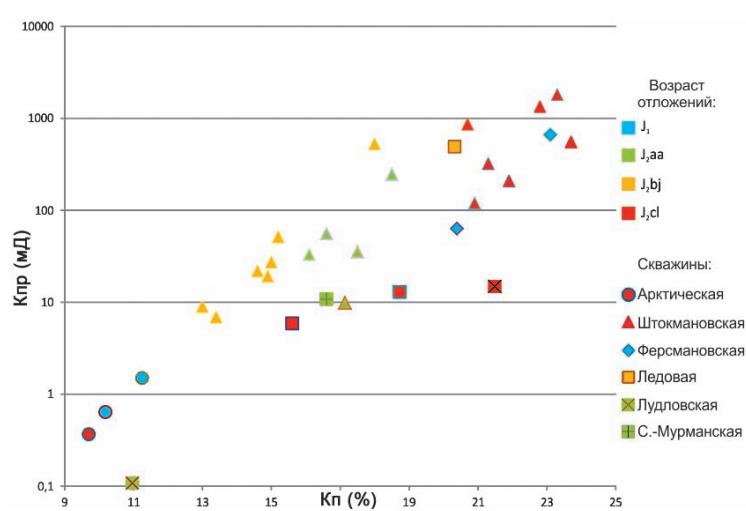


Рис. 17. Зависимость проницаемости от пористости, по результатам аналитических исследований образцов скважин Южно-Баренцевской впадины (Суслова, 2013).

ро-песчаники представлены мезомиктовыми разностями, близкими по составу к кварцевым грауваккам. Очевидно, что обломочный материал в районы Ледовой и Лудловской площадей поступал из другого источника. В его роли выступало Новоземельское поднятие, абразия которого усилилась в келловейский век. В составе обломков пород здесь фиксируются роговая обманка и хлорит, которые не характерны для центрального и южного секторов БМШ.

Меловые песчано-алевритовые породы охарактеризованы кварц-граувакковым и, в меньшей степени, мезомиктовым составом. В целом наблюдается снижение доли кварца в сравнении с юрскими отложениями, что может объясняться появлением новых источников сноса. Для меловых отложений характерны многочисленные включения углистого дегрита и обилие слюд.

Коллекторы триасового возраста имеют прибрежноморской, дельтовый и мелководно-морской генезис и представлены плохо выдержаными по простираннию песчаными пластами. Коллекторы порового и трещинно-порового типа, залежи литологически ограниченные, пластово-сводовые, реже массивные. Регионального флюидоупора не выделяется, но развиты локальные глинистые покрышки.

Нижнетриасовые резервуары включают континентальные аллювиальные и дельтовые фации на юго-востоке (Норина, 2014), сменяющиеся к северу и северо-западу мелководно-морскими. Значения открытой пористости нижнетриасовых коллекторов Южно-Баренцевской впадины редко превышает 8%. Проницаемость исследованных образцов меняется в пределах 0,001-0,15 мД (Рис. 16). Кол-

лекторы в открытых месторождениях обладают хорошими ФЕС: пористость – 13-24%, проницаемость – до 200 мД. Средняя мощность песчаных пластов – 3-12 м. Литологические ловушки следует ожидать в пределах дельтового комплекса в юго-восточном борту Южно-Баренцевской впадины.

Среднетриасовые коллекторы связаны с песчаниками дельтовых русел, а также с песчаными косами и валами. Часть песчаного материала накапливается в виде вдольбереговых баров. Открытая пористость среднетриасовых резервуаров колеблется в пределах 3,7-12,7 (до 15%). Проницаемость низкая и достигает максимальных значений в 2,5 мД (Рис. 16).

Позднетриасовые песчано-алевритовые отложения сформированы в условиях дельтовой равнины, периодически затопляемой морем (эстуарий). Резервуары приурочены к руслам, приусловым валам, устьевым барам и, по данным петрофизических исследований, обладают открытой пористостью 11-19 % (Рис. 16). В целом отложения характеризуются низкими значениями проницаемости от 0,001-2,1 мД. Плохие коллекторские свойства верхнетриасовых песчаников могут быть связаны с тем, что полимиктовые песчаники характеризуются более высокой сорбционной емкостью в сравнении с чисто кварцевыми песками, а, следовательно, и более низкой проницаемостью. В роли цемента в триасовых коллекторах выступают тонкодисперсный глинистый материал, карбонатные минералы и кремнезем. Присутствие кремнистого цемента негативно сказывается на ФЕС пород. Но, учитывая высокую хрупкость кремнистых пород, на высоких градациях

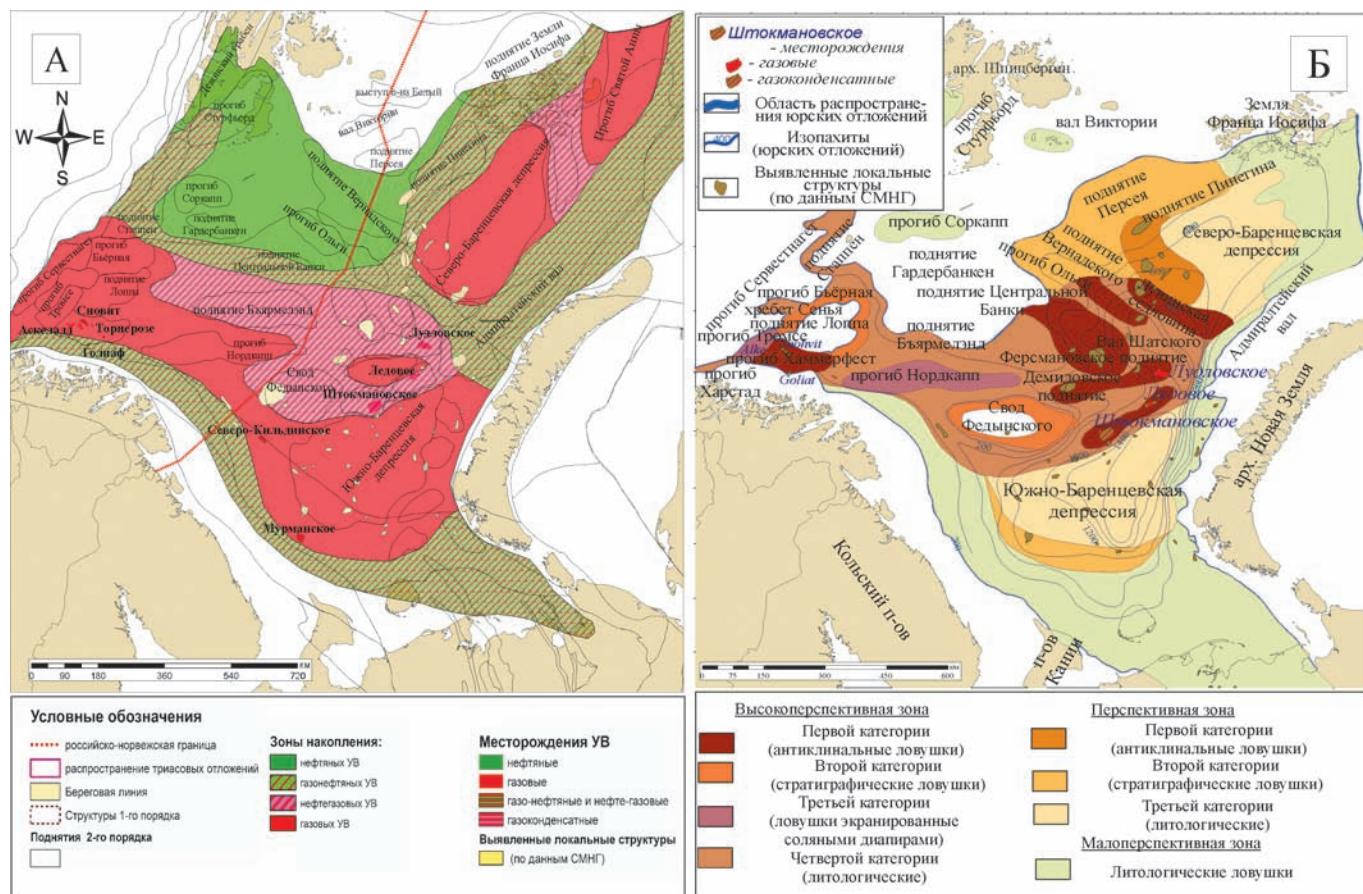


Рис. 18. А – карта прогноза фазового состава углеводородов Баренцевоморского бассейна (Норина, 2014). Б – карта перспектив нефтегазоности Баренцевоморского бассейна (Суслова, 2013).

катагенеза могут приобрести вторичную пористость за счет трещинообразования.

Преимущественно в песчано-глинистом разрезе пород юрского возраста песчаные разности сосредоточены в ранне-средненеурских отложениях и могут служить резервуарами для миграции и аккумуляции углеводородов в ловушках различного типа. Вышележащие толщи поздненеурского возраста преимущественно глинистые и образуют региональный флюидоупор для большей части Баренцевоморского шельфа. Юрская толща представляет собой единый седиментационный мегакомплекс трансгрессивного характера. В его основании преобладают песчаники и алевролиты аллювиально-дельтового генезиса (Суслова, 2014).

Регионально выдержаные глинистые отложения сформировались во время келловейской трансгрессии моря. Вместе с тем, мощные песчаные пласты келловейского возраста выделяются по каротажным и керновым данным в центральной части бассейна на Штокмановской, Арктической и частично Ледовой и Лудловской площадях. На Штокмановском месторождении именно в этих песчаниках находится основная залежь углеводородов ЮО. Максимальное затопление в юрский период произошло в кимеридж-титонское время.

Описание текстурно-структурных особенностей пород, вскрытых при бурении скважин, позволило выделить различные их генетические типы.

Нижнеурские отложения имеют преимущественно аллювиальный генезис и ритмичное строение. Нижние части ритмитов сложены высоко проницаемыми песчано-галечниковыми русловыми пластами, тогда как в кровле преобладают алевро-глинистые пойменные образования, часто с линзочками углефицированного дегрита.

Средненеурские песчаные пачки формировались в условиях проградирующих дельт. Келловейские песчаники имеют прибрежно-морской баровый генезис.

Коллекторские свойства юрских пород определялись условиями своего формирования. Установлена связь ухудшения пористости и проницаемости коллекторов в различных литолого-фациальных зонах и с глубиной (Рис. 17).

Пористость келловейских песчаников Штокмановской скважины, отобранных с глубины 1700 м, составляет 22%, а в Арктической на глубине 2870 м – 9,7%. Относительно низкими значениями ФЕС характеризуются и нижне-средненеурские алевро-песчаные породы в разрезе Арктической скважины, пористость которых не превышает 11%. Высокие значения ФЕС имеют нижнеурские песчанки Ферсмановской (Кп до 23%, Кпр до 1 Д) и ааленские песчаники Штокмановской (Кп до 17%, Кпр до 0,5Д) площадей. У одновозрастных песчаников Северо-Мурманской скважины близкие значения пористости, однако проницаемость достаточно низкая и не превышает 10,9 мД. Хорошими коллекторскими свойствами обладают байоссовые породы Штокмановской и Лудловской скважин. Их пористость достигает в среднем 20%, а проницаемость варьирует от 0,5 до 1Д (Суслова, 2013).

5. Прогноз распределения скоплений углеводородов и фазовый состав

Прогнозируемые скопления углеводородов связаны с антиклинальными структурами, а на склонах поднятий формировались литологические и тектонически-экранни-

рованные ловушки для залежей нефти и газа.

Зона накопления преимущественно нефтяных УВ приурочена к Северо-Баренцевской зоне поднятий благодаря улучшению исходных геохимических характеристик и степени катагенетического преобразования, соответствующей ГЗН (Рис. 18А).

Зоны накопления газонефтяных УВ приурочены к бортовым частям очагов газогенерации. Газонефтяной состав флюидов в этой зоне обусловлен процессами миграции УВ из очагов нефтегазогенерации. Поток газа при этом вытесняет образованные в очаге нефтяные УВ к его бортам. Однако в западной и северо-западной части БМШ, где ОВ триасовых пород способно генерировать нефтяные УВ, большой поток газа может повлиять на сохранность уже образовавшихся нефтяных залежей.

Зона накопления нефтегазовых УВ приурочена к центральной части Баренцевоморского шельфа. Нефтегазовый состав флюидов обусловлен расположением этих структурных зон на пересечении нескольких крупных очагов генерации УВ. Нефтяные углеводороды могут генерироваться здесь нижне-, средне- и верхнетриасовыми нефтегазоматеринскими отложениями, АК так же НГМТ юрского возраста за счет доли сапропелевой составляющей в их органическом веществе. Наличие антиклинальных ловушек способствует образованию изначально нефтяных скоплений, но из-за близости очага газогенерации велика вероятность растворения нефтяных углеводородов в потоке газа и образование нефтегазовых (газоконденсатных) залежей. Это предположение подтверждается открытыми Штокмановским и Ледовым газоконденсатными месторождениями.

Зона накопления преимущественно газовых углеводородов приурочена к центральным частям очагов генерации УВ: Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской и Северо-Штокмановской впадинам, прогибу Святой Анны и к западной части БМШ. Преимущественно газовый тип флюида может быть обусловлен не только типом ОВ пород, но и степенью преобразования. Кроме того, играет роль уже описанный процесс вытеснения и миграции нефтяных углеводородов в бортовые зоны очагов генерации.

Структурный план региона и характер строения юрского комплекса отложений определили формирование ловушек различного типа и распределение УВ по площади и разрезу (Рис. 18Б). По результатам анализа литолого-фациальной изменчивости отложений и их вторичных преобразований на территории БМШ выделены высокоперспективные, перспективные и малоперспективные зоны для поисков новых месторождений нефти и газа. Структурные ловушки в области развития баровых песчаников, приуроченных к центральной части российского сектора БМШ, относятся к высокоперспективным (первой категории). Потенциально перспективными являются зоны развития неантиклинальных и стратиграфических ловушек в бортовых частях инверсионных поднятий Федынского и Лоппа. В резервуарах аллювиально-дельтового генезиса, погруженных на значительные глубины, ожидается ухудшение ФЕС за счет вторичных преобразований.

Выводы

Распределение и размеры нефтяных и газовых скоплений в акватории Баренцевоморского шельфа – результат сложных, длительных геологических процессов: генерации

УВ, миграции и аккумуляции. Важнейшими факторами, повлиявшими на распределение залежей нефти и газа в мезозойском разрезе Баренцева моря, являются палеогеографические условия формирования отложений и современное тектоническое устройство акватории. Эти факторы обусловили наличие крупных положительных структур, прогибов и их сопровождающих разного размера и типа ловушек, как антиклинального, так и неантиклинального типа.

Раздельный фазовый прогноз позволяет выделить зоны с преимущественно нефтяным, нефтегазовым, газонефтяным и газовым составом УВ в зависимости от тектонического положения той или иной области. Зоны преимущественно газонакопления приурочены к глубоким прогибам за счет вытеснения жидких УВ из залежей потоками термогенного газа к бортовым частям осадочных бассейнов. Нефтяные скопления формируются в пределах платформенных участков с меньшей мощностью осадочного чехла и, соответственно, меньшей степенью катагенетического преобразования основных НГМТ. Сохранность жидких УВ в этом случае обеспечивается отсутствием интенсивной газогенерации. Этими же причинами объясняется и то, что большинство залежей открытых месторождений имеют газовый и газоконденсатный состав.

Помимо интервалов мезозойского разреза с доказанной нефтегазоносностью, прогнозируется открытие залежей УВ в верхнетриасовых дельтовых отложениях, аллювиальных песчаниках раннеюрского возраста и небольшие скопления, вероятно, газового состава в аптских прибрежно-морских и альб-сеноманских мелководно-морских отложениях.

Литература

Борисов А.В., Таныгин И.А., Винниковский В.С. и др. Штокмановско-Лунинский структурный порог Баренцевоморского шельфа – Новый крупный нефтегазоносный район России. *Проблемы нефтегазовой геологии*. 1995. №7. С. 10-15.

Каюкова А., Суслова А. Сейсмостратиграфический анализ нижнемеловых отложений Баренцева моря с целью выявления перспектив нефтегазоносности. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*. 2015. № 3. С. 100-105.

Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук*. Москва. 2013. С. 151.

Кирюхина Т.А., Ступакова А.В., Большикова М.А., Кирюхина Н.М., Норина Д.А. Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 3. 2012. С. 24-35.

Никишин А.М. Сейсмостратиграфия. Геология для нефтяни-

ков. Ижевск: Ин-т компьютерных исследований. 2008. С. 297-301.

Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М.: МГУ. 2014. 25 с.

Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна. *Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология*. № 1. 2014. С. 1-10.

Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*. № 6. 2011. С. 99-115.

Суслова А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Том 9. № 2. 2014. С. 1-19.

Суслова А. Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. *Автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук*. Москва. 2013. 23 с.

Catuneanu O. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, Netherlands. 2006. 382 p.

Glorstad-Clark E., Faleide J.I., Lundslien B.A., Nystuen J.P. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area. *Marine and Petroleum geology*. № 27. 2010. Pp. 1448-1475.

Seldal J. Lower Cretaceous: the next target for oil exploration in the Barents Sea? *Petroleum Geology Conference series*. Vol. 6. 2005. Pp. 231-240.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и geoхимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-66

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Дарья Александровна Норина – кандидат геолого-минералогических наук

Надежда Михайловна Майер – кандидат геолого-минералогических наук

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Алина Владимировна Мордасова – аспирант, инженер

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и geoхимии горючих ископаемых

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin

A.V. Stoupakova, T.A. Kiryukhina, A.A. Suslova, D.A. Norina, N.M. Mayer, N.V. Pronina, A.V. Mordasova
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: mordasova.msu@google.com

Abstract. Mesozoic deposits of the Barents Sea shelf have a confirmed oil and gas potential. However, hydrocarbon distribution and prospects are not studied in full. Mesozoic hydrocarbon systems are described based on sequence and cyclic stratigraphy. Geochemical, lithological and

petrophysical research, as well as hydrocarbon generation and migration modelling in the eastern part of the Barents Sea shelf were carried out to describe distribution and properties of oil and gas source rocks, seals and reservoirs.

Keywords: Barents Sea shelf, oil and gas potential, hydrocarbon systems, seismic stratigraphy, cyclicity.

References

- Borisov A.V., Tanygin I.A., Vinnikovskiy V.S. et al. Shtokmanovsko-Luninskiy strukturnyy porog Barentsevomorskogo shel'fa – Novyy krupnyy neftegazonosnyy rayon Rossii [Shtokman-Luninsky structural threshold of the Barents Sea shelf – a new major oil and gas region of Russia]. *Problemy neftegazovoy geologii* [Problems of Petroleum Geology]. 1995. № 7. Pp. 10-15.
- Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. Elsevier, Netherlands. 2006. 382 p.
- Glorstad-Clark E., Faleide J.I., Lundslien B.A., Nystuen J.P. Triassic seismic sequence stratigraphy and paleogeography of the western Barents Sea area. *Marine and Petroleum geology*. № 27. 2010. Pp. 1448-1475.
- Kayukova A., Suslova A. Seismostratigraphic analysis of Lower Cretaceous sediments of the Barents Sea in order to identify oil and gas potential. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin]. 2015. № 3. Pp. 100-105. (In Russian)
- Kiryukhina N.M. *Neftegazogenetatsionnyy potentsial yurskikh otlozheniy shel'fa Barentseva morya* [Neftegazogenetatsionnyy potential of Jurassic deposits of the Barents Sea shelf]. Diss. kand. geol.-min. nauk. [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow. 2013. 151 p.
- Kiryukhina T.A., Stupakova A.V., Bol'shakova M.A., Kiryukhina N.M., Norina D.A. Mesozoic petroleum source deposits of Barents Sea basin. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. No 3. 2012. Pp. 24-35. (In Russian)
- Nikishin A.M. Seismostratigrafiya. *Geologiya dlya neftyanikov* [Seismic stratigraphy. Geology for Petroleum workers]. Izhevsk: Institute of Computer Science. 2008. Pp. 297-301.
- Norina D.A. *Stroenie i neftegazomaterinskii potentsial permko-triasovykh terrigennykh otlozheniy Barentsevomorskogo shel'fa*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Structure and oil and gas source potential of the Permian-Triassic terrigenous sediments of the Barents Sea shelf. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: MSU. 2014. 25 p.
- Norina D.A., Stupakova A.V., Kiryukhina T.A. Depositional environments and the hydrocarbon generative potential of Triassic rocks of the Barents Sea basin. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser.*
4. *Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin]. № 1. 2014. Pp. 1-10. (In Russian)
- Seldal J. Lower Cretaceous: the next target for oil exploration in the Barents Sea? *Petroleum Geology Conference series*. Vol. 6. 2005. Pp. 231-240.
- Stupakova A.V. Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 6. 2011. Pp. 99-115. (In Russian)
- Suslova A. Seismostratigraphic analysis and petroleum potential prospects of Jurassic deposits, Barents Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies]. 2014. V. 9. № 2. Pp. 1-19. (In Russian)
- Suslova A. *Usloviya formirovaniya prirodnykh rezervuarov yurskogo neftegazonosnogo kompleksa Barentsevomorskogo shel'fa*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Natural reservoirs formation conditions of Jurassic oil and gas complex, Barents Sea shelf. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow. 2013. 23 p.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher

Tel: +7(495)939-37-66

Anna A. Suslova – PhD, Researcher

Dar'ya A. Norina – PhD

Nadezhda M. Mayer – PhD

Natalia V. Pronina – PhD, Associate Professor

Alina V. Mordasova – PhD student, Engineer

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University

119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1

«Ты родилась в Победный Год
И смело двинулась вперед!»
Доброжелатель

ЮБИЛЕЙНОЕ (70 лет Кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геолфака МГУ)

В профессии своей души не чая,
Всегда гордясь профессией своей,
Геологи «горючие» встречают
Семидесятилетний Юбилей!

Уверенно шагают поколенья ...:
Коль в прошлое мы устремим свой взгляд,
Увидим корифейскую аллею –
То маяки истории стоят.

Брод, Вассоевич и Матвеев,
Высоцкий, Семенович, Соколов –
Парад имен великих корифеев
Горючих ископаемых готов!

На главном месте – Брод Игнатий:
Он камень первый заложив,
Определил пути занятия
Вершин «горючих» кладовых.

Стал Вассоевич вместо Брода...
На жизненном своем пути
Он создал «микронефти» оду
Чтоб людям «макронефть» найти!

Наш макроугольщик Матвеев –
Правофланговый почти век,
Глава всех углекорифеев,
Творец, учитель, Человек!

Высоцкий – лектор идеальный,
Учтя прогнозные приметы,
Оставил нам обзор детальный
Бассейнов нефтяных планеты!

В. Семенович благородный,
Он рыцарь нефти и знаток
Закономерностей природных,
Где нефти выявить приток!

Б. Соколов отменно умный,
Геозаконы распознав,
Предрек, что нынче нефти уйму
Рождает в недрах битрасплав!

Много души и сил, и знаний
Расцвету кафедры отдал
М. Иванов – на «поле брани»,
Он – полный геоаксакал.

Во многих странах, гениально,
Прекрасный пол стал во главе
И страны шествуют триумфально,
Наперекор мужской молве.

Проходит смена поколений...
И к новым подвигам, толково,
Полна забот и вдохновенья,
Ведет корабль наш Ступакова!

И наша цель: чтобы питомцы,
Со старожилов, взяв пример,
Всю Землю б изучили донца,
И множили богатства недр!

МВГ 2015



УДК 553.98

E.E. Карнюшина, Н.И. Коробова, С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Г.Г. Ахманов, О.В. Крылов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: evgem@geol.msu.ru

Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна

В статье обсуждаются обстановки седиментации вендско-кембрийского комплекса, распространенного на севере Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна Сибирской платформы. Рассмотрены формации, которые выделены в опорных разрезах, составленных авторами по скважинным данным, материалам ГИС, описаниям обнажений в ходе геологической съемки и тематических научно-исследовательских работ. Показано, что обогащенность формаций органическим веществом, присутствие в их составе пород-коллекторов и флюидоупоров обусловлены особенностями седиментогенеза, контролирующими также распределение известных ныне скоплений углеводородов. На основе этого анализа предполагается, что благоприятные нефтегеологические свойства изученного комплекса могут быть обнаружены среди формаций мелководно-морского генезиса в глубоко погруженной Курейской синеклизе.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Лено-Тунгусский бассейн, вендско-кембрийские формации, обстановки седиментации, нефтегазоносность.

Введение

В данной работе рассмотрены для северной части Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна ряды формаций и обстановки седиментации вендско-кембрийского осадочного комплекса, определившие в значительной степени их нефтегеологические свойства. С тектонической точки зрения к объектам исследования относятся север Байкитской антеклизы (Бахтинский выступ), Турухано-Норильская грязь, Анабарская антеклиза, Сюгджерская седловина и Курейская синеклиза (Рис. 1).

Территория изучения отличается незначительной плотностью населения, очень слабо развитой инфраструктурой и низкой геолого-геофизической изученностью. В настоящее время здесь известно обилие признаков нефтегазоносности, главным образом, в виде поверхностных битумных полей и битумопроявлений (Арчегов и др., 2006; Баженова, Фадеева, 2006). В вендско-кембрийском комплексе на севере бассейна пока открыты всего три небольших нефтегазовых месторождения и несколько отдельных залежей углеводородов (Старосельцев, Дивина, 2001). На юге же, в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени, Камовского свода Байкитской антеклизы находятся порядка шести десятков месторождений с суммарными доказанными геологическими запасами нефти более двух миллиардов тонн и газа около 3 триллионов кубических метров (Ефимов и др., 2012). Многие из этих месторождений должны обеспечить работу газопровода «Сила Сибири» (Чухарева и др., 2013).

Север Лено-Тунгусского бассейна довольно заметно отличается от его южной части, характеризуясь самым большим в бассейне стратиграфическим диапазоном осадочных комплексов. Вендско-палеозойские отложения наиболее погружены в Курейской синеклизе. Её размеры в поперечнике превышают 1 тыс. км, глубина по подошве кембрия достигает 8 км, борта осложнены уступами, разрывными нарушениями и локальными поднятиями различных размеров. Наиболее крупным из таких поднятий является Чириндинское с амплитудой по кровле кембрия более 1 км (Рис. 2).

Совокупность имеющихся геологических и нефтегеологических данных, а также расположность в относительной близости к портам Северного морского пути позволяет надеяться, что Курейская синеклиза – будущий перспективный объект для расширения ресурсной базы нефтегазовой промышленности России.

Методика исследования и терминология

Методом исследования вендско-кембрийского осадочного комплекса являлся анализ литологических формаций в понимании этого термина, предложенного В.Е. Хайним (Хайн, 1954). Суть его исходной позиции по этому вопросу была сохранена и в последующее время... «Формация (геогенерация) – это закономерное и устойчивое сочетание (парагенез) определенных генетических типов горных пород, связанных общностью (близостью) условий образования и возникающих на определенных стадиях развития основных структурных элементов земной коры». «Каждая порода, входящая в состав осадочной формации, отвечает определенной фации, точнее генетическому типу отложений, и, таким образом, осадочная формация (литоформация) – это комплекс фаций (генетических типов)» (Хайн, Ломизе, 1995).

Изучение формаций с этих позиций проводилось на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ при нефтегеологических исследованиях Восточной Сибири в 60-80-е годы XX века (Мазор и др., 1980; Соколов и др., 1989).

Литологические формации в вендско-кембрийских толщах выделены по соотношению в них основных типов пород с учетом их генетической принадлежности. Исследование базировалось на создании опорных разрезов (Рис. 3). Они составлены по данным изучения керна отложений венда и кембрия, вскрытых скважинами, материалам ГИС, результатам полевых маршрутов сотрудников МГУ имени М.В. Ломоносова (Карнюшина и др., 2010; Фролов и др., 2013; 2014), обобщения материалов геологической съемки масштаба 1: 200000 и масштаба 1: 1000000. Учтены

основные результаты изучения состава, строения и происхождения вендско-кембрийских толщ сотрудниками научно-исследовательских и научно-производственных организаций, внесших неоценимый вклад в познание геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири (Геология и перспективы..., 1984; Бахтуров и др., 1985; Журавлева и др., 1982; Конторович, Савицкий, 1970; Мельников, 2009; Странгерафия нефтегазоносных..., 2005; Шпунт и др., 1982).

Формации севера Сибирской платформы рассмотрены в стратиграфическом объеме верхнего венда – низов томмотского яруса, верхней части томмотского яруса – низов атдабанского ярусов, верхней части атдабанского яруса, ботомского – амгинского ярусов, майского яруса, верхнего кембрия, выделенных согласно «Решениям

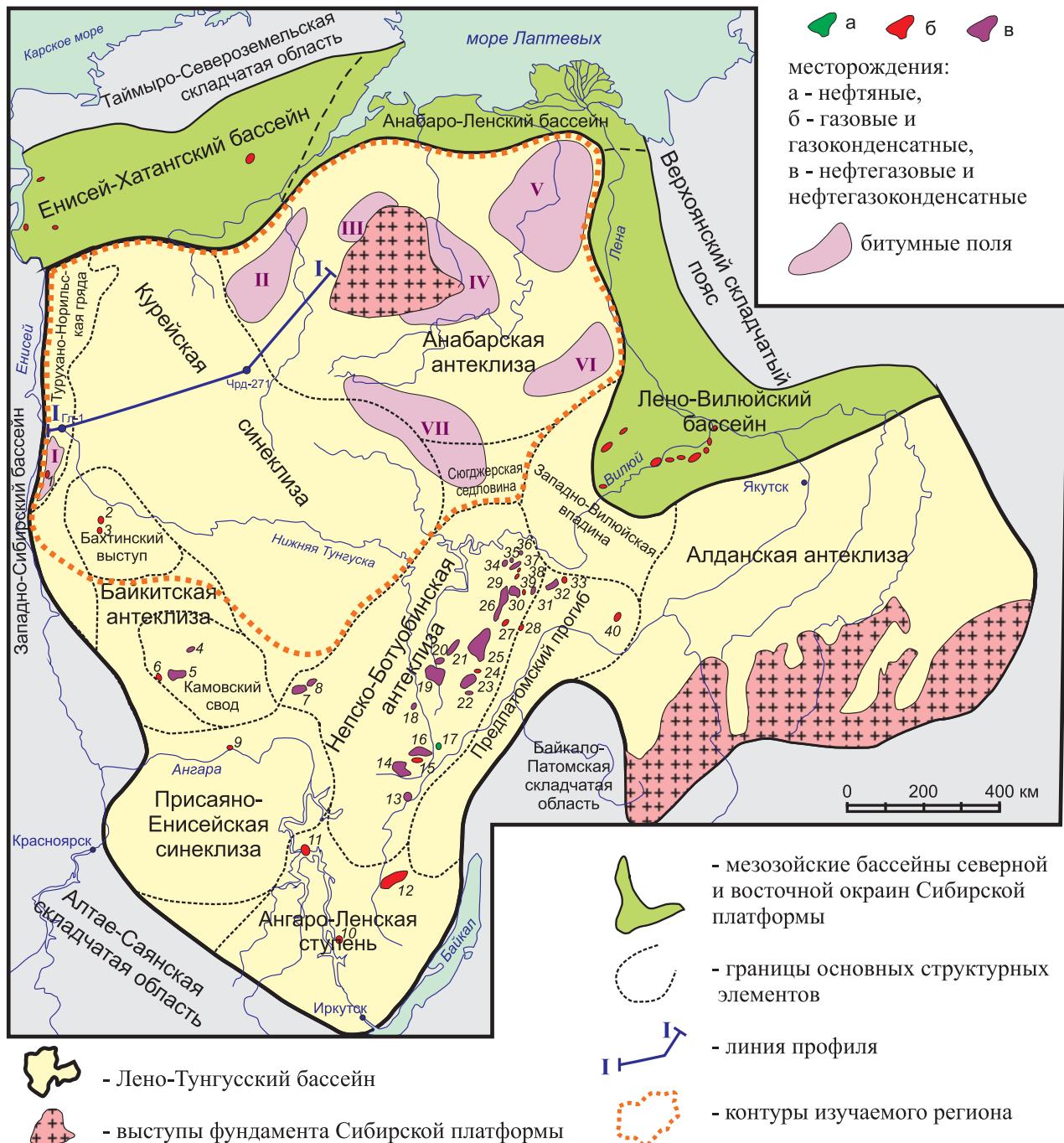


Рис. 1. Обзорная схема региона исследований: скважины на линии профиля I–I (Гл-1 – Голоярская-1, Чрд-279 – Чириндинская-1); 1–20 – месторождения: 1 – Сухо-Тунгусское, 2 – Таначинское, 3 – Моктаконское, 4 – Куюбинское, 5 – Юрубченко-Тохомское, 6 – Оморинское, 7 – Собинское, 8 – Пайгинское, 9 – Агалеевское, 10 – Атовское, 11 – Братское, 12 – Ковыктинское, 13 – Марковское, 14 – Ярактинское, 15 – Аянское, 16 – Дулисъминское, 17 – Пилюгинское, 18 – Даниловское, 19 – Верхнечонское, 20 – Вакунайское, 21 – Тымчукиканское, 22 – Алинское, 23 – Талаканское, 24 – Нижнехамакинское, 25 – Чаяндинское, 26 – Среднеботуобинское, 27 – Хотого-Мурбайское, 28 – Отраднинское, 9 – Таас-Юряхское, 30 – Бесюряхское, 31 – Иктехское, 32 – Верхневилючанское, 33 – Вилуйско-Джербинское, 34 – Маччинское, 35 – Иреляхское, 36 – Станахское, 37 – Мирнинское, 38 – Северо-Нелбинское, 39 – Нелбинское, 40 – Басыхтахское); I – VII – битумные поля и скопления: I – Туруханская (Голоярское, Летнинское и Горно-Дьявольское скопления), II – Западно-Анабарское (Медвежинское скопление), III – Северо-Анабарское (Рассохинское скопление), IV – Восточно-Анабарское (Куонамское скопление), V – Нижне-Оленекское (Центрально-Оленекское скопление), VI – Верхне-Мунско-Моторчунское (Моторчунское скопление), VII – Южно-Анабарское (Силигир-Мархинское скопление).

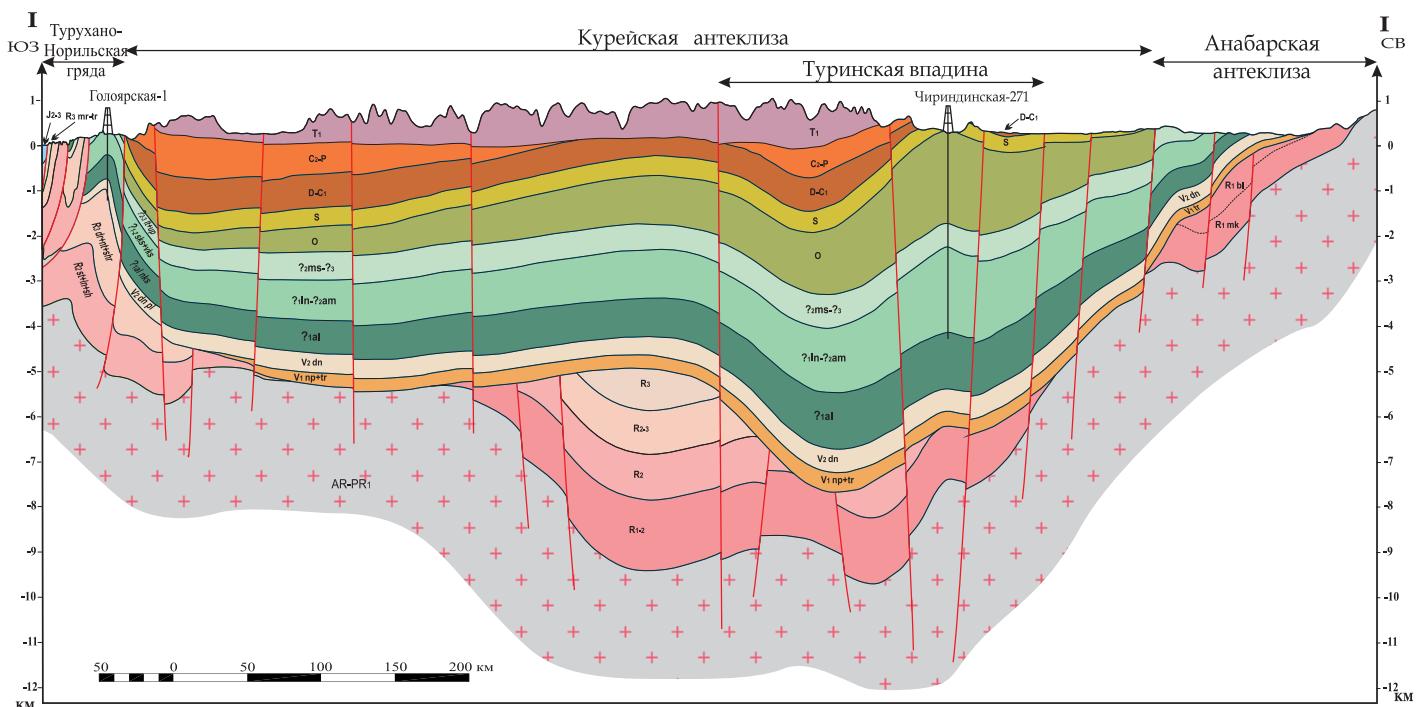
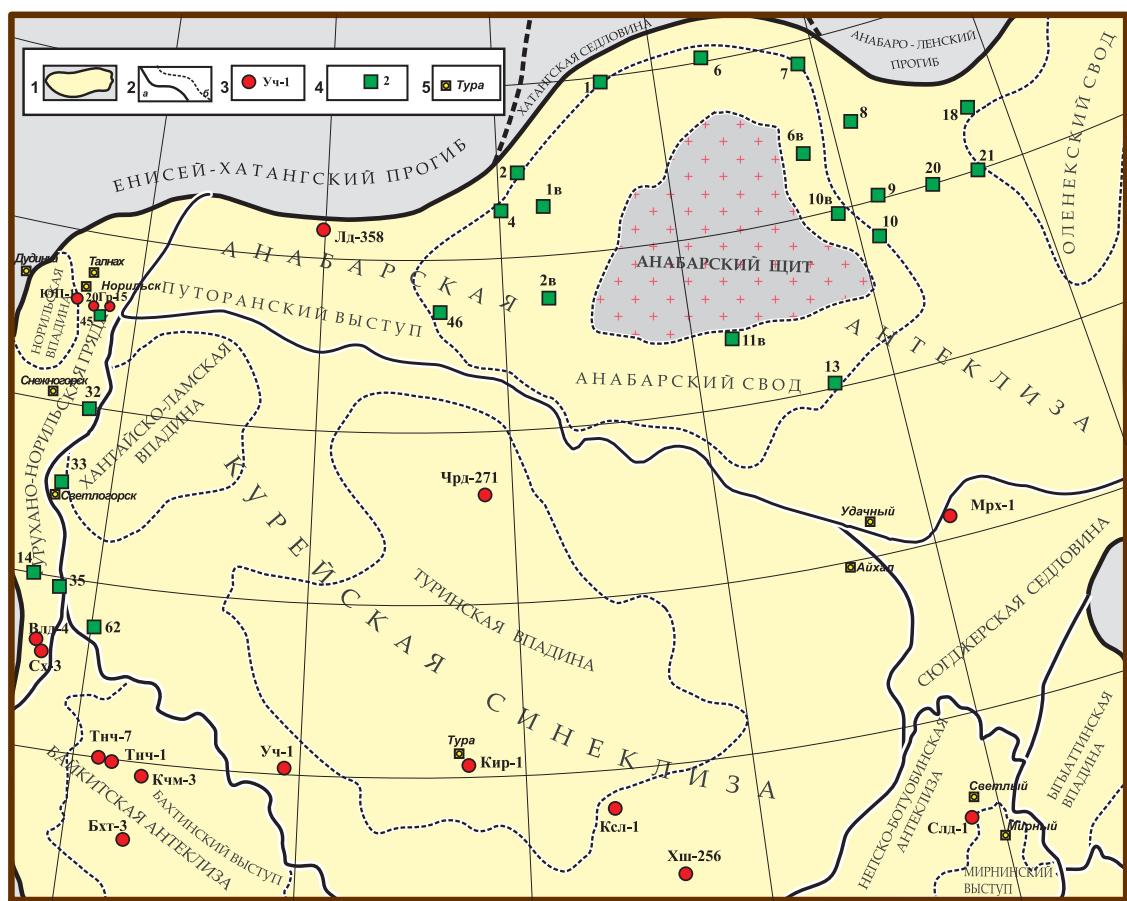


Рис. 2. Субширотный профильный разрез по линии I—I.



Большая Куонамка и Улахан-Тюлень, 9 – долина рек Небайбут, Куота, Талахтаах, 13 – долина р. Арга-Сала, 46 – бассейн р. Маймече, 18 – бассейн рек Уджа, Токур-Уджа, Нуёколэх, 20 – долина р. Малая Куонамка и приток р. Улэгир-Юрях, 21 – долина р. Уджа. Обнажения Турухано-Норильской гряды: 45 – р. Рыбная, 32 – бассейн р. Кулюмбэ, 33 – долина р. Сухариха, 14 – долина р. Каменная, 35 – долина рек Нижняя и Сухая Тунгуска, 62 – долина р. Нижняя Тунгуска. Скважины: Лд-358 – Ледянская-358, Гр-15 – Гремякинская-15, Гр-20 – Гремякинская-20, ЮП-1 – Южно-Пясинская-1, Влад-4 – Володинская-4, Сх-3 – Сухо-Тунгусская-3, Тиц-7 – Таначинская-7, Тиц-1 – Таначинская-1, Кчм-3 – Кочумдекская-3, Бхт-3 – Бахтинская-3, Уч-1 – Учаминская-1, Кир-1 – Кироминская-1, Ксл-1 – Кислоканская-1, Хш-256 – Хощонская-256, Слд-1 – Сюльдюкарская-1, Мрх-1 – Мархинская опорная, Чрд-271 – Чириндинская-271.

Рис. 3. Схема расположения опорных разрезов. 1 – контуры Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна, 2 – границы структурных элементов: (а – первого порядка, б – второго порядка); 3 – скважины, 4 – обнажения, 5 – населенные пункты. Обнажения Анабарской антеклизы: 1в – р. Котуйкан, 2в – правый берег р. Котуй, в 6 км выше озера Песчаный, 6в – долина р. Большая Куонамка, 10в – долина рек Улохан-Хос-Юрях и Огонер-Юрях, 11в – бассейн рек Арылах и Кубунку, 1 – бассейн р. Фомич, 4 – долина р. Котуй, 6 – водораздел рек Хастыр, Рассоха-Фомич, Попигай; 7 – долина р. Анабар, 8 – реки

Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири (1983).

В составе формаций преобладают карбонатные породы, в том числе принадлежащие органическим постройкам. Подчиненными компонентами являются сульфатные породы, соли и фосфатоносные отложения. Переменная роль принадлежит песчаникам, алевролитам, глинистым и смешанным породам (мергелям, глинисто-кремнистым образованиям), а также отложениям, обогащенным органическим веществом.

Формации, как правило, являются полигенными, состоят из двух, либо трех компонентов, реже встречаются монокомпонентные толщи. В целом по соотношению второстепенных компонентов с суммарным содержанием известняков и доломитов среди них можно выделить карбонатную, терригенно-карбонатную, фосфатно-карбонатную, сульфатно- и соленоносно-карбонатную группы. Реже присутствуют формации с преобладанием каменной соли. Как самостоятельные группы рассматриваются битуминозная, мергельно- и глиносодержащие формации. Сравнительный анализ состава, строения, рядов формаций и их толщин позволил составить схемы обстановок седиментации для окончания времени формирования вышеперечисленных стратонов. Реконструкция условий осадконакопления выполнена на основе выделения отложений, накопившихся в различной гидродинамической обстановке. При этом использована терминология, принятая многими исследователями в отечественной геоморфологии и морской геологии (Долотов, 1989; Павлидис,

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Влд-4 <i>(V₂-E₁)dn</i> Сульфатно-доломитовая (155м)	Обн. 14 <i>(V₂-E₁)dn</i> Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (видимая 159,4)	Обн. 62 <i>(V₂-E₁)dn</i> Известняково-доломитовая с органогенными постройками (видимая 22,54)	Скв. Гр-15 <i>(V₂-E₁)dn</i> Известняково-мергельная (426м)
Глинисто-мергельно-доломитовая (123)			<i>V₂ tr</i> Терригенно-карбонатная (112)
Северный ряд			
Скв. Лд-358 <i>(V₂-E₁)dn</i> Мергельно-известняково-доломитовая (156)	Обн. 2в <i>V₂ tr - (V₂-E₁)dn</i> Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (113)	Обн. 11в <i>V₂ tr - (V₂-E₁)dn</i> Терригенно-карбонатная (105-125)	Обн. 10в <i>V₂ tr - (V₂-E₁)dn</i> Терригенно-карбонатная с органогенными постройками (130)
Южный ряд			
Скв. Сх-3 <i>(V₂-E₁)dn</i> Сульфатно-доломитовая (222)	Скв. Кчм-3 <i>(V₂-E₁)dn</i> Глинисто-сульфатно-доломитовая (218)	Скв. Хш-256 <i>(V₂-E₁)dn</i> Сульфатно-глинисто-доломитовая (287)	Скв. Мpx-1 <i>(V₂-E₁)dn</i> Мергельно-известняково-доломитовая с органогенными постройками (367)
Терригенно-мергельно-доломитовая (95)			<i>V₂ tr</i> Глинисто-сульфатно-доломитовая (115)
			<i>V₂ tr</i> Доломитовая с органогенными постройками (168)

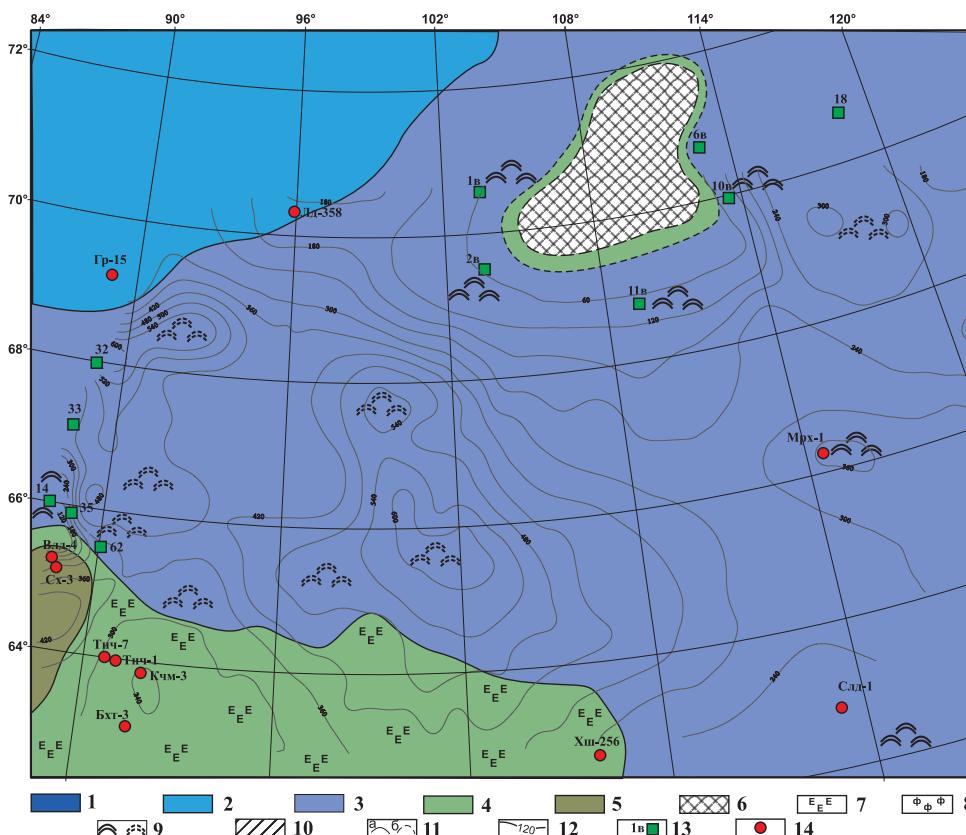


Табл. 1. Латеральные ряды формаций тирско-даниловского времени. Обстановка: 1 – лагунная, 2 – переходная, 3 – чередования лагунной и переходной, 4 – чередования переходной и мелководной, 5 – мелководная, 6 – чередования мелководного и среднего шельфа, 7 – среднего шельфа, 8 – чередования глубоководного и среднего шельфа, 9 – глубоководного шельфа. Прочие обозначения см. на рис. 3.

Рис. 4. Схема обстановок седиментации и толщин отложений тирско-даниловского времени: 1-5 – зона седиментации: 1-3 – шельф (1 – глубоководный, 2 – средний, 3 – мелководный), 4 – переходная, 5 – лагунная; 6 – суши; 7-10 – характерные отложения (7 – эвапоритовые, 8 – фосфатные, 9 – органогенные постройки, 10 – смешанные, обогащенные органическим веществом); 11 – границы зон седиментации (а – достоверные, б – предполагаемые); 12 – изопахиты отложений; 13-14 – опорные разрезы (13 – обнаружения, 14 – вскрытые скважинами). Прочие обозначения см. на рис. 3.

Щербаков, 1995). Генетические признаки изученных вендско-кембрийских отложений свидетельствуют об их седиментации на шельфе – глубоководном, среднем и мелководном, в прибрежной и приливно-отливной полосе, совместно образующих переходную зону, и за ее пределами – в лагуне.

Глубоководный и средний шельф располагались в пределах распространения отложений с признаками неволновой аккумуляции осадков. К мелководью отнесена зона волновой аккумуляции на подводном береговом склоне внутреннего шельфа. Накопления в зоне действия штормов (пляж и его подводная часть) рассматриваются как прибрежные. Далее по направлению к суше прослеживаются приливно-отливные отложения и за ними лагуна. Такую последовательность смены обстановок, реконструируемых в вертикальных разрезах, неизбежно приходится обобщать при построении их схем для значительных отрезков геологического времени. Так, на схемах седиментации прибрежье и приливно-отливная полоса обычно показаны как переходная зона. Особенности формаций – органогенные постройки (установленные и предполагаемые), эвапориты, присутствие фосфатов, отложений, обогащенных органическим веществом, вынесены на схемы в виде специальных знаков. Показаны также участки значительного постседиментационного размыва толщ.

Обсуждение результатов исследования

Потенциальные нефтегеологические свойства осадочных комплексов, связанные с их обогащенностью органическим веществом, строением и распространением аккумулятивных тел природных резервуаров, обсуждаются вкупе с данными о скоплениях углеводородов в формациях различного генезиса и времени их образования.

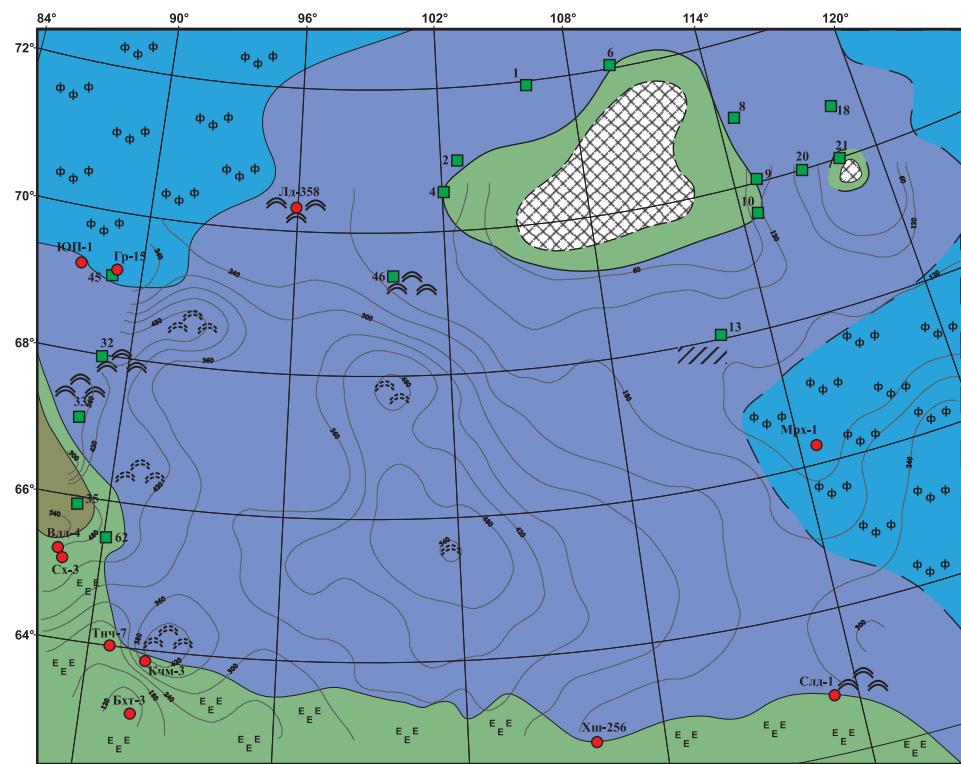
Тирско-даниловское время. Тирско-даниловские отложения характеризуются с юга на север изменением вещественного состава, увеличением мощности и стратиграфического диапазона. На юге в составе формаций преобладают доломиты, присутствуют сульфаты. По направлению на север и восток они замещаются накоплениями с переменным содержанием известняков и доломитов, иногда содержащих терригенные прослои и обычно включающими органогенные постройки (Табл. 1).

Анализ рядов формаций свидетельствует, что большая часть региона в конце тирско-даниловского времени располагалась в зоне об-

ширного мелководья с органогенными постройками (Рис. 4). Юго-западная и центрально-южная часть региона находились в области semiаридного климата, где в условиях переходной зоны накапливались отложения глинисто-сульфатно-доломитовой формации. Севернее распространялись – в лагуне.

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 35	Обн. 32	Скв. Гр-15 и обн. 45
Сульфатно-известняково-доломитовая (142)	Доломитовая (535)	Известняковая с органогенными постройками (видимая 220)	Фосфатно-известняковая (88-130)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 13	Обн. 21
Известняковая с органогенными постройками (214)	Терригенно-карбонатная (102-113)	Доломитово-известняковая битуминозная (130)	Терригенно-карбонатная (80)
Центральный субширотный ряд			
Скв. Гр-15 и обн. 45	Обн. 46	Обн. 13	Скв. Мрх-1
Фосфатно-известняковая (88-130)	Известняковая с органогенными постройками (105-155)	Доломитово-известняковая битуминозная (130)	Фосфатно-известняково-мергельная (65)
Южный ряд			
Скв. Вл-4	Скв. Тнч-7	Скв. Хш-256	Скв. Слд-1
Сульфатно-известняково-доломитовая (142)	Соленосно-доломитово-известняковая (310)	Соленосно-мергельно-доломитовая (320)	Соленосно-доломитовая (214) Известняково-доломитовая с органогенными постройками (122)

Табл. 2. Латеральные ряды формаций томмотско-аттабанского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.



нены группы терригенно-карбонатных и карбонатных формаций мелководья. На северо-западе бассейна присутствуют мергелесодержащие формации среднего шельфа. Восточнее располагалась Анабарская суши, окаймленная осадками переходной полосы, к которой на мелководье примыкали терригенно-карбонатные отложения с маломощными органогенными постройками.

Седиментационная зональность сказалась на характере

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 35	Обн. 32	Скв. Лд-358
Глинисто-сульфатно-доломитовая (245)	Известняковая с органогенными постройками (350)	Известняковая (150-160)	Доломитовая (95)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 1	Обн. 21
Доломитовая (95)	Известняковая (100)	Известняковая с органогенными постройками (70)	Глинисто-мергельно-известняковая (80-90)
Центральный субширотный ряд			
Обн. 33	Скв. Чрд-271	Обн. 13	Скв. Мрх-1
Известняковая (160)	Доломитово-известняковая (130)	Известняковая (10-180)	Доломитово-известняковая с органогенными постройками (135)
Южный ряд			
Скв. Сх-3	Скв. Тнч-7	Скв. Хш-256	Скв. Слд-1
Сульфатно-доломитовая (418)	Соленосно-известняково-доломитовая (349)	Соленосно-известняково-доломитовая (283)	Мергельно-доломитовая (170)
			Сульфатно-доломитовая (252)

Табл. 3. Латеральные ряды формаций позднеатабанского времени.

Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

природных резервуаров, среди которых наблюдаются преимущественно пластовые типы. С ними на территории распространения сульфатно-доломитовой формации переходной зоны связано Сухо-Тунгусское нефтегазовое месторождение и залежи газоконденсата на Володинской площади (Соколов, Егоров и др., 1989). Наиболее широко распространены седиментационные тела, образовавшиеся на мелководье и в межзональных областях. На западе мелководья предполагается полоса развития массивно-пластовых резервуаров, выраженных локальными участками повышенных толщин со значениями 400-600 м.

Например, терригенно-карбонатная формация в обнажении 14 по р. Каменная включает органогенные постройки в средней части разреза. Они представлены водорослевыми биостромами с размером от 2x0,7 до 7x1 м. В известняково-доломитовой формации, выделенной в долине р. Нижняя Тунгуска, описаны пластины доломитов пористо-кавернозных, трещиноватых.

На востоке меридиональная полоса органогенных построек протягивается между сводами Непско-Ботубинской и Анабарской антеклиз. На Сюгджерской седловине в мелководной формации, вскрытой скв. Мархинская-1, описаны нефтенасыщенные доломиты водорослевых построек, экранируемые мергелями.

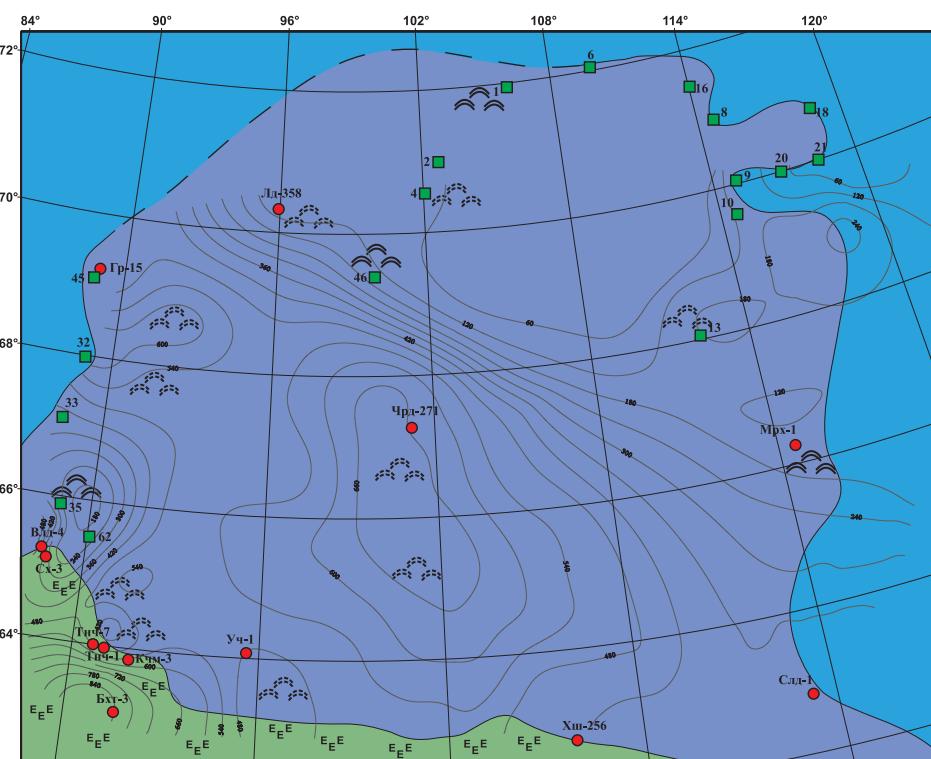
На Анабарском поднятии распространены пластовые мелководные органогенно-карбонатные и терригенно-карбонатные седиментационные тела. К ним приурочены битумные поля Северо-Анабарское, Восточно-Анабарское и битумное скопление Центрально-Оленёкское (Белонин и др., 2004).

Геохимические исследования свидетельствуют о том, что поздневендские материнские толщи являются основным источником углеводородов для Туруханского поднятия (Бакай, 2011; 2012).

В томмотско-атабанское время произошло усиление аридизации климата, среди эвапоритов на юге региона распространились отложения каменной соли (Табл. 2, рис. 5).

На севере мелководья в обрамлении Анабарской и Оленекской суши накапливалась терригенно-карбонатная формация с органогенными постройками. В составе карбонатных толщ среднего шельфа на северо-западе и востоке региона отмечены пластины фосфатоносных известняков с конденсированной фауной, относительно обогащенных органическим веществом.

Среди природных резервуаров преобладают пластовые и массивно-пластовые, реже встречаются их массивные типы. В этих седиментационных телах присутствуют нефте-, газо- и битумонасыщенные породы. В переходной зоне на юге региона плас-



товые резервуары характерны для сульфатно- и соленосно-карбонатных формаций. Они продуктивны на Сухо-Тунгусском и Таначинском месторождениях, содержат залежь на Володинской площади. Южнее, на Моктаконском месторождении залежь нефти приурочена к верхней части органогенной постройки (Иванов, Мясникова, 2000а). В составе пластово-массивных карбонатных резервуаров не-редко встречаются биогермы. В скв. Сюльдюкарская-1 резервуары подобного строения нефте- и газонасыщены, экранируются глинистыми породами и солями. В пределах Анабарской антеклизы природные резервуары более разнообразны. В скв. Ледянская-358 известняковая формация отличается сочетанием обломочных разностей с телами органогенных построек. Породы сильно доломитизированы и выщелочены. В бассейне р. Маймечи известняки с прослойками доломитов сменяются вверх по разрезу археоциатовыми биогермами. Пятнистые обособления битумов наблюдаются в пластах прибрежных песчаников (обн. 8 по р.п. Большая Куонамка и Улохан-Тюльень) и мелководных известняков (обн. 32 в долине р. Кулюмбэ). Такие известняки залегают над карбонатной пачкой с прослойками битуминозных разностей. Доломитово-известняковая битуминозная формация известна в долине р. Арга-Сала.

Позднеатабанское время охарактеризовано на юге региона соленосно- и сульфатно-доломитовой формациями переходной зоны. В остальной его части распространены преимущественно известняки шельфового генезиса (Табл. 3, рис. 6).

Анабарский и Оленекский острова были затоплены морем. Обширное карбонатное мелководье сменялось на юге узкой полосой распространения эвапоритовых формаций переходной зоны. В пределах среднего шельфа, дугобразно окаймлявшего мелководье с запада, севера и востока, карбонатообразование разбавлялось накоплением глин и мергелей. К границам между зонами седиментации были приурочены органогенные постройки.

Пластовые резервуары распространены повсеместно. В составе соленосно-известняково-доломитовой формации переходной зоны такой резервуар продуктивен на Моктаконском месторождении. С мелководными карбонатными формациями связаны также массивные и массивно-пластовые резервуары. Например, в доломито-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Бхт-3 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Глинисто-карбонатно-соленосная (видимая 509)	Скв. Кчм-3 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Доломитовая (601)	Скв. Тнч-7 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Доломитово-известняковая с органогенными постройками (695)	Обн. 33 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Известняковая (149)
Центральный субширотный ряд			
Обн. 35 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Известняково-доломитовая с органогенными постройками (640-685)	Скв. Чрд-271 <i>Є_{2am}</i> Мергельно-доломитово-известняковая (641) <i>Є_{1b}-tn Доломитово-известняковая (1259)</i>	Обн. 13 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая (30-50)	Скв. Мрх-1 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Доломитово-известняковая с органогенными постройками (788)
Северный ряд			
Скв. Лд-358 <i>Є_{2am}</i> Известняково-доломитово-мергельная (473)	Обн. 4 <i>Є_{2am}</i> Доломитовая битуминозная (230)	Обн. 6 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Мергельно-известняково-доломитовая с органогенными постройками (230)	Обн. 8 <i>Є_{1b}- Є_{2am}</i> Битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая (34-42)

Табл. 4. Латеральные ряды формаций ботомско-амгинского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

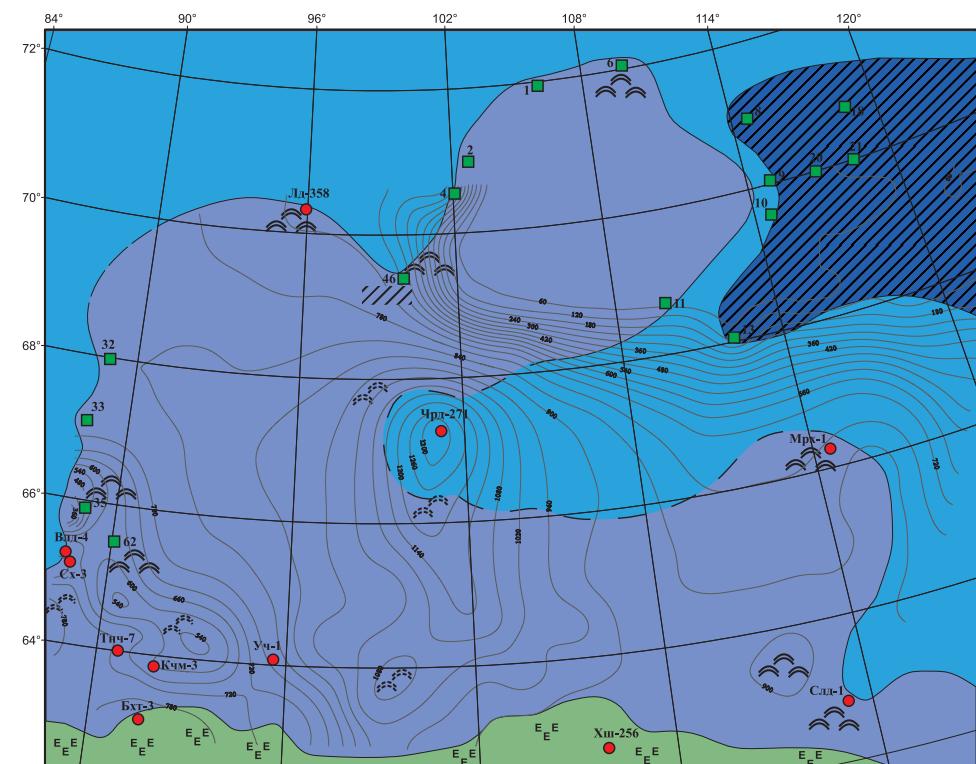


Рис. 7. Схема обстановок седиментации и толщин отложений ботомско-амгинского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

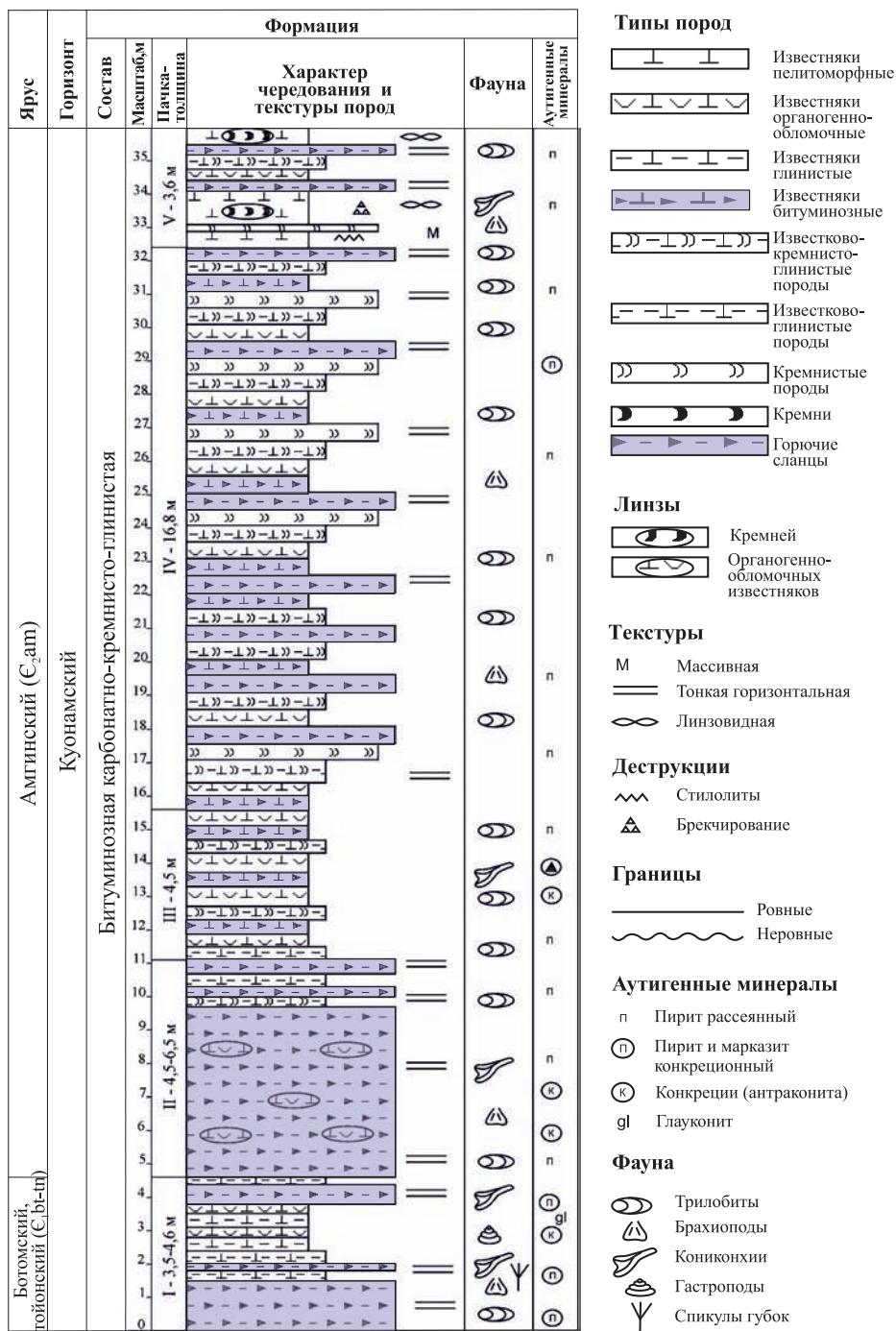


Рис. 8. Формация ботомского-амгинского ярусов. Реки Малая Куонамка и Улэгир-Юрях.



Рис. 9. Органогенные постройки в составе известняко-доломитовой формации. Обнажение 62. Долина реки Нижняя Тунгуска: а) общий вид органогенной постройки, б) доломитовый биогерм, в) и г) битумы и кальцит в полостях биогерма.

вой формации с органогенными постройками в бассейне р. Маймечи описан комплекс кавернозно-трещиноватых водорослевых и археоциатовых органогенных тел суммарной толщиной 42-55 м.

В ботомско-амгиское время на фоне преобладания мелководного карбонатонакопления, включающего органогенные постройки, кольцевидно группирующиеся на границе мелководного и среднего шельфа, в большей части региона образовалась мощная глинисто-карбонатная толща. На юге в резко сократившейся переходной полосе распространена соленосно-глинисто-доломитовая формация (Табл. 4, рис. 7). На северо-востоке обособился глубоководный шельф, в пределах которого накопилась битуминозная карбонатно-кремнисто-глинистая формация куонамского горизонта (Рис. 8). На севере и западе седиментационного бассейна темноцветные отложения с повышенным содержанием органического вещества отмечены в карбонатных и глинисто-карбонатных формациях среднего шельфа и вблизи его границы с мелководьем.

Ботомско-амгинские массивные природные резервуары органогенных построек, состоящих из ассоциации археоциатово-водорослевых биостромов и биогермов, концентрируются в приграничной полосе сочленения мелководного и среднего шельфа. В каждой из этих зон ожидается преобладание пластовых резервуаров. В широком понимании термина «риф» (Кузнецов, 2008) и варианте выделения с этих позиций барьерной Анабаро-Синской рифовой системы, эти зоны, видимо, оказываются объединены, а рассматриваемый нами мелководный шельф обособлен как лагуна (Геология и перспективы..., 1984; Савицкий, Асташкин, 1979). Следует заметить, что при существующем уровне состояния фактического материала, дифференциация резервуаров по морфологии не всегда возможна. Их выявление может быть стимулировано с учетом выделения различных шельфовых зон.

Массивные органогенные резервуары приурочены к карбонатным формациям Анабарской антеклизы. Так, в бассейне р. Маймечка к такому резервуару можно отнести массивные водорослевые и археоцетовые

выщелоченные доломиты (60 м) известняково-доломитовой формации. На Сюгджерской седловине скв. Мархинская-1 в нижней половине разреза (70 м) вскрыты нефтенасыщенные массивные водорослевые известняки и битумонасыщенные известняки микрозернистые. Газовая залежь известна на Моктаконском месторождении в доломитах массивного резервуара высотой 150 м (Иванов, Мясникова, 2000а; 2006б).

Пластовые резервуары связаны с мелководными карбонатными и переходными соленосно-карбонатными формациями. Газоносный пласт среди отложений карбонатной формации вскрыт на Таначинском месторождении. Подкаменная газоконденсатная залежь известна неподалеку от Сухо-Тунгусского месторождения. На Туруханском поле одно из битумных скоплений приурочено к пласту водорослевых доломитов (1,5 м) в кровле формации. Описанные в долине р. Нижняя Тунгуска органогенные постройки высотой 1-1,5 м можно рассматривать как часть крупного массивно-пластового резервуара, неравномерно битумонасыщенного (Рис. 9, а-г).

В скв. Чириндинская-271 центральной части Курейской синеклизы доломитово-известняковая формация имеет мощность больше 1200 м. На основании имеющегося описания керна сделан вывод, что эти слоистые отложения накопились в условиях чередования обстановок мелководного и среднего шельфа. Причины возникновения столь мощной карбонатной формации остаются не вполне ясными.

В эвапоритовых формациях переходной зоны пластовые резервуары представлены доломитами, экранированными отложениями каменной соли.

В майское время глубоководная зона шельфа значительно сократилась. В переходной зоне ботомско-амгинские эвапориты перекрываются известняко-мергельными образованиями. Севернее они последовательно сменяются сначала терригенно-карбонатными, затем карбонатными отложениями мелководья, включающими органогенные постройки с битуминозными прослоями (Табл. 5, рис. 10). Это отмечено в разрезах долины р. Арга-Сала, бассейна р. Маймече, бассейна р. Котуй. К границе мелководья со средним шельфом приурочены глинисто- и мергельно-карбонатная формации. Глины преобладают в составе отложений глубоководного шельфа.

В области развития мелководной известняковой формации пластовые резервуары вскрыты в скв. Чири-

динская-271. Их разнообразное сочетание с мелководными массивными типами представлено в разрезе доломитовой формации с органогенными постройками. В скв. Ледянская-358 обнаружены строматолитовые и микрофитолитовые образования. В бассейне р. Маймече доломиты с отдельными прослойками битуминозных разностей, на-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначены цветом)			
Южный ряд			
Скв. Кчм-3	Скв. Крм-1	Скв. Ксл-1	Скв. Слд-1
Карбонатно-терригенная (179)	Терригенно-карбонатная (162)	Известняково-мергельная (284)	Доломитово-известняково-мергельная (79)
Центральный субширотный ряд			
Скв. Вл-4	Обн. 33	Скв. Чрд-1	Скв. Мрх-1
Глинисто-Доломитовая (137)	Известняковая с органогенными постройками (200-230)	Известняковая (243)	Карбонатно-терригенная (видимая 158)
Северный ряд: скв. ЮП-1 – обнажение 9			
Скв. ЮП-1 и обн. 45	Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 9
Известняковая с органогенными постройками (200-230)	Доломитовая с органогенными постройками (350)	Известняково-доломитовая (120-180)	Известняково-мергельная (видимая 173-228)
Северный ряд: обнажение 1 – обнажение 21			
Обн. 1	Обн. 7	Обн. 20	Обн. 21
Доломитовая с органогенными постройками (100)	Доломитовая с органогенными постройками (видимая 400)	Глинисто-известняково-мергельная (290-380)	Известняково-Мергельная (130-150) Известняково-мергельно-глинистая (50)

Табл. 5. Латеральные ряды формаций майского времени. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.

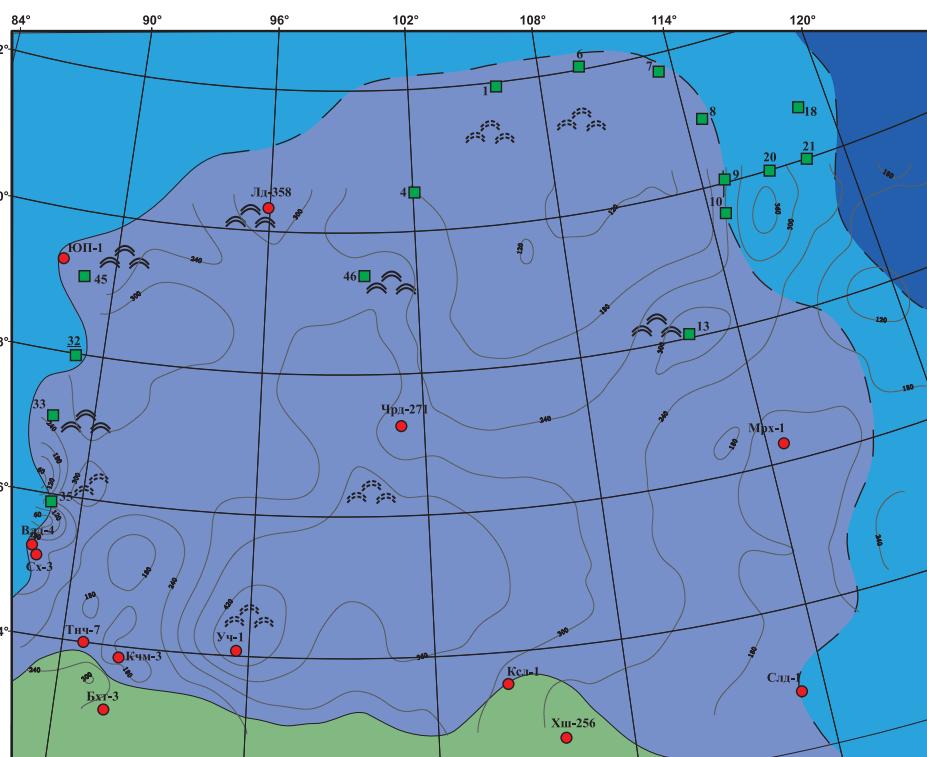


Рис. 10. Схема обстановок седиментации и толщин отложений майского времени. Условные обозначения см. на рис. 3 и 4.

блудаемых в нижней части разреза, являются составной частью пластового резервуара. Выше залегающие водорослевые доломиты по простирианию замещаются оолитовыми разностями.

Природные резервуары майского возраста насыщены битумами на Верхне-Мунско-Моторчунском битумном

поле, а также в пределах Летнинского и Силигир-Мархинского скоплений.

В позднем кембрии доминировало, как и прежде, мелководье, которое распространялось в былую зону переходной седиментации. На юге и востоке мелководья накапливались терригенно-карбонатные отложения. В пределах остальной его части находятся карбонатные толщи, в том числе с биогенными постройками. Мергелесодержащие отложения встречаются повсеместно. На мелководном шельфе роль мергелей в составе формаций является подчиненной. В приграничной полосе со средним шельфом мергели преобладают либо появляются глинистые осадки. Граница между глубоководным и средним шельфом маркирована битуминозной известняково-глинисто-мергельной формацией (Табл. 6, рис. 11). В пределах центральной части Анабарской антиклизы отложения верхнего кембра частично уничтожены эрозией.

Пластовые резервуары широко распространены в зоне мелководья. Такие седиментационные тела, насыщенные битумом и нефтью, наблюдаются в терригенно-карбонатной формации, вскрытой скв. Мархинская-1. Здесь в основании разреза залегают известняки водорослевые, выше – известняки оолитовые и обломочные. К подобным резервуарам приурочено Силигир-Мархинское битумное скопление. Из отложений известняково-доломитовой формации на Сухо-Тунгусском месторождении получены притоки газа.

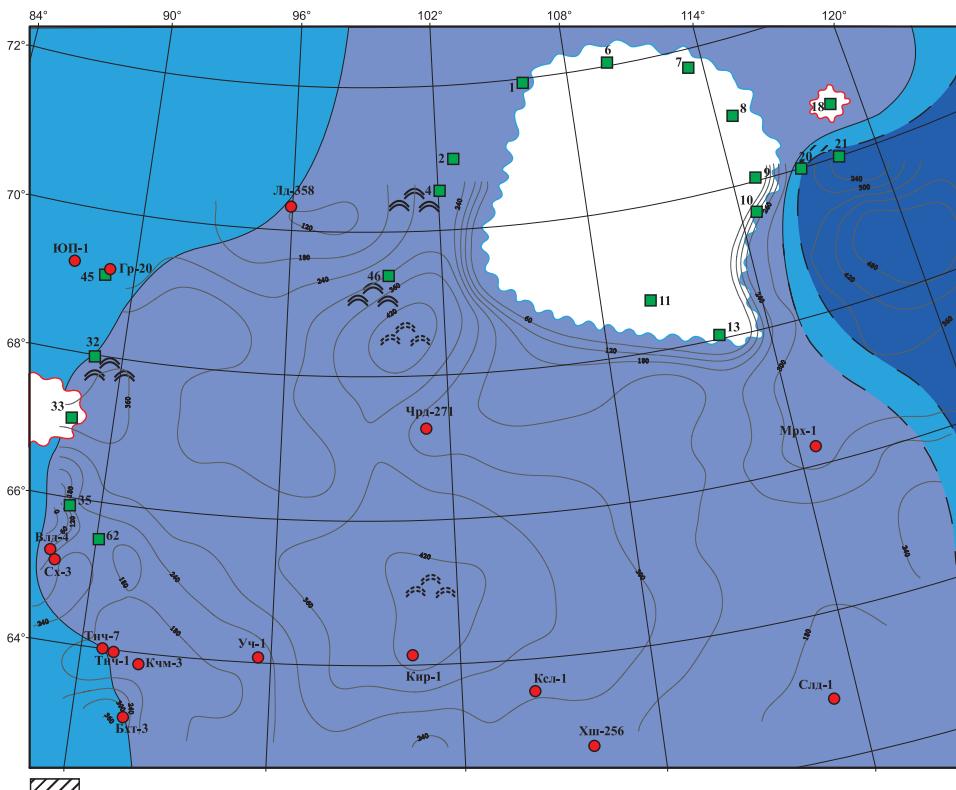
В мергельно-доломитово-известняковой формации, вскрытой скв. Чириндинская-271, пласти известняков мелко-тонкозернистых осложнены субгоризонтальными открытыми трещинами с зеркалами скольжения по их стенкам и сутурами, заполненными чёрным органическим веществом. Субвертикальные трещины заполнены кальцитом.

В приграничной полосе среднего и мелководного шельфа на западе региона доломитово-известняковая формация, описанная в долине р. Кулюмбэ, является составной частью крупного массивно-пластового резервуара, толщина которого превышает 1000 м. Севернее, выделенная в скв. Гремякинская-20, известняково-мергельная формация в нижней и верхней части обогащена органическим веществом.

Кавернозные доломиты пласто-

Формации: состав (толщина, м); обстановка седиментации (обозначена цветом)			
Западный ряд			
Скв. Кчм-3	Скв Сх-3	Обн. 32	Скв. Гр-1
Терригенно-карбонатная (156)	Известняково-доломитовая (198)	Доломитово-известняковая с органогенными постройками (1050-1150)	Известняково-мергельная (562)
Южный ряд			
Скв. Тнч-7	Скв. Уч-1	Скв. Крм-1	Скв. Ксл-1
Известняково-доломитово-мергельная (143)	Доломитовая (204)	Терригенно-карбонатная (439)	Терригенно-карбонатная (302)
Центральный ряд			
Скв. Хш-256	Скв. Ксл-1	Скв. Чрд-271	Скв. Мрх-1
Известняково-Мергельная (300)	Терригенно-карбонатная (302)	Мергельно-доломитово-известняковая (264)	Терригенно-карбонатная (319)
Северный ряд			
Скв. Лд-358	Обн. 4	Обн. 20	Обн. 21
Глинисто-доломитовая (120)	Доломитовая с органогенными постройками (330)	Известняково-мергельная (видимая 140-260)	Глинисто-известняковая (видимая 150 м)
		Битуминозная известняково-глинисто-мергельная (60-90)	Глинисто-известняково-мергельная (150)

Табл. 6. Латеральные ряды формаций позднего кембра. Условные обозначения см. на табл. 1 и рис. 3.



вых и массивных резервуаров наблюдаются в нижней части мергельно-доломитовой формации с органогенными постройками (бассейн р. Маймече). Вязкие и твердые битумы в пластах крупнокавернозных доломитов известны на Медвежинском скоплении.

Выводы

Бассейн седиментации рассмотренных вендско-кембрийских формаций в целом отличался долгоживущим обширным мелководьем. Оно занимало Курейскую синеклизы и значительную часть положительных структур ее современного обрамления. С течением времени расширялись зоны среднего и глубоководного шельфа, постепенно охватывая запад, восток и север региона. Это происходило по мере погружения дна бассейна и эвстатического повышение уровня моря. Переходная зона и лагуна эвапоритовой седиментации располагались на юге. Периодически существовавшая островная суши на севере мелководья в конце атлантского века была затоплена морем. Однако небольшая толщина отложений и распространение органогенных построек вокруг ее бывших контуров позволяют предполагать существование обширной отмели – подводного острова. Вторая половина раннего – начало среднего кембрая ознаменовалась широким распространением соленосных и сульфатоносных эвапоритовых формаций на юге региона и появлением формаций, обогащенных органическим веществом в некомпенсированных прогибах глубоководного шельфа. К концу среднего кембрая эвапоритовая седиментация прекратилась. В значительно сократившейся зоне глубоководья битуминозная формация накапливалаась до начала позднего кембрая.

Такое разнообразие обстановок предопределило довольно широкое развитие в данном комплексе природных резервуаров и материнских толщ. Наилучшие коллекторы связаны с водорослево-археоциатовыми органогенными постройками и органогенно-обломочными карбонатными отложениями, широкой полосой обрамляющими мелководье. Покрышками для этих коллекторов служат обычно аргиллиты, глинистые разности карбонатов, а на юге рассматриваемого региона и эвапориты нижнего-среднего кембрая.

Наиболее обогащенными органическим веществом породами в описываемом стратиграфическом интервале являются темноцветные карбонатно-кремнисто-глинистые образования куонамского горизонта. Открытым остается вопрос об их распространённости в центральной части Курейской синеклизы. Однако эти отложениями, по всей видимости, не ограничивается ряд потенциальных источников нефти и газа вендско-кембрийской карбонатной толще исследованного региона. Материнские породы, возможно, «скрываются» в практически неизученном бурением депоцентре Курейской синеклизы.

По совокупности данных наиболее перспективными районами для открытия новых скоплений нефти и газа на севере Лено-Тунгусского бассейна являются склоны Анабарской, Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, обращенных к Курейской синеклизе. Здесь прогнозируются области распространения резервуаров удовлетворительного качества в широком возрастном диапазоне, находя-

щиеся в пределах умеренных глубин.

Неопределенность прогнозов может быть преодолена проведением региональных сейсмических работ и, главное, бурением параметрических скважин к северу от р. Нижняя Тунгуска. Они могут вскрыть разрез осадочно-го чехла, если не до фундамента, то, вероятно, до верхов рифея включительно. В таком случае поисковые работы на нефть и газ в северных районах Сибирской платформы будут более привлекательными экономически, нежели популярное сегодня направление исследований шельфа арктических морей.

Литература

- Арчегов В.Б., Смыслов А.А., Козлов А.В., Степанов В.А. Природные битумы Сибирской платформы и перспективы их освоения. В кн. «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб.: Недра. 2006. С. 347-357.
- Баженова О.К., Фадеева Н.П. Докембрийские нафтиды и тяжелые нефти древних платформ России. В кн. «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб.: Недра. 2006. С. 33-39.
- Бакай Е.А. Нефтематеринские рифей-кембрийские отложения Турюханского поднятия (Восточная Сибирь). *Автограф. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук.* Москва: МГУ. 2012. 22 с.
- Бакай Е.А. Перспективы нефтегазоносности Турюханского поднятия Восточной Сибири. *Нефтяное хозяйство.* 2011. № 8. С. 90-93.
- Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. Отв. ред. М.А. Жарков, А.Э. Конторович. Новосибирск. *Тр ИГиГ СО АН СССР.* Вып. 671. 1985. 151 с.
- Белония М.Д., Самсонов В.В. Роль битумоидных аномалий в формировании нефтяных ресурсов Сибирской платформы. *Геология и геофизика.* 2004. Т. 45. №1. С. 127-133.
- Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрая Сибирской платформы. Отв. ред. В.А. Асташкин. М.: Недра. 1984. 181 с.
- Долотов Ю.С. Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. М.: Наука. 1989. 269 с.
- Ефимов А.С., Герт А.А., Мельников П.Н., Старосельцев В.С., Вымятин А.А., Акимов В.Г., Черепанова И.И., Бражникова М.В. О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геолого-разведочных работ и лицензирования недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). *Геология нефти и газа.* № 5. 2012. С. 57-74.
- Журавлева И.Т., Мешкова Н.П., Лучинина В.А., Кашина Л.Н. Биофации Анабарского моря в позднем докембре и раннем кембре. Среда и жизнь в геологическом прошлом. Палеоландшафты и биофации. Отв. ред. О.А. Бетехтина, И.Т. Журавлева. Новосибирск: Наука. Вып. 510. 1982. С. 74-103.
- Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. Статья 1. *Геология нефти и газа.* 2000а. № 3. С. 22-29.
- Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. Статья 2. *Геология нефти и газа.* 2000б. № 4. С. 33-40.
- Карниушина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Ахманов Г.Г., Крылов О.В., Фадеева Н.П., Жукова Е.В., Лукина Э.Р. Обстановки седиментации формаций венда-раннего кембрая на северо-западе Сибирской платформы. *Вестник Моск. ун-та. Сер. 4. Геология.* 2010. № 6. С. 36-48.
- Конторович А.Э., Савицкий В.Е. К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембrijскую эпохи. Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. *Тр. СНИИГГиМС. Серия: Литология и палеогеография.* Вып. 106. Новосибирск. 1970. С. 95-108.
- Кузнецов В.Г. Нефтегазоносные рифы. Закономерности распространения, строения ловушек и резервуаров. Отв. ред.: академик А.Н. Дмитриевский. М.: Институт проблем нефти и газа РАН. 2008. 99 с.
- Мазор Ю.Р., Егоров В.А., Ларченков Е.П., Соколов Б.А. Угленосные и нефтегазоносные осадочные формации Сибирской платформы. В сб. «Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов». М.: Наука. 1980. С. 167-191.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2009. 148 с.

Павлидис Ю.А., Щербаков Ф.А. Фации шельфа. М.: ИО РАН. 1995. 151 с.

Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1: Верхний протерозой и нижний палеозой. Новосибирск. 1983. 215 с.

Савицкий В.Е., Асташкин В.А. Роль и масштабы рифообразования в кембрийской истории Сибирской платформы. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. Новосибирск. Тр. СНИИГГиМС. Вып. 270. 1979. С. 5-18.

Соколов Б.А., Егоров В.А., Накаряков В.Д., Битнер А.К., Жуковин Ю.А., Кузнецов Л.Л., Скоробогатых П.П., Захарян А.Э. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири. Под ред. Б.А. Соколова. М.: Изд-во МГУ. 1989. 192 с.

Старосельцев В.С. Дивина Т.А. Проблемы геологии нефти и газа Сибирской платформы. Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы. *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42, № 11-12. С. 1918-1926.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн. 1. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Ред. Н.В. Мельников. Новосибирск: «Гео». 2005. 428 с.

Фролов С.В., Бакай Е.А., Карнишина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Ахманов Г.Г. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна. *Геология нефти и газа*. 2013. №3. С. 63-75.

Фролов С.В., Карнишина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендо-кембрийских формаций. М.: ООО «Геонформмарт». 2014. 190 с.

Хайн В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат. 1954. 692 с.

Хайн В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинами-

ки: М: Изд-во МГУ. 1995. 416 с.

Чухарева Н.В., Шарф И.В., Тихонова Т.В. Социально-экономические факторы развития газотранспортной системы Республики Саха (Якутия). *Нефтегазовое дело*. 2013. № 6. С. 416-431.

Шпунт Б.Р., Шаповалова И.Г., Шамшина Э.А. Поздний докембрий севера Сибирской платформы. Отв. ред. Б.М. Келлер, Т.Н. Хераскова. Новосибирск: Наука. 1982. 226 с.

Сведения об авторах

Евгения Емельяновна Карнишина – доктор геолого-минералогический наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Андреевна Бакай – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Георгий Георгиевич Ахманов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Олег Владимирович Крылов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет

119234, Россия, Москва, Ленинские горы д. 1

Тел: 8(495) 939-35-22, 8(495) 939-32-60

Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin

E.E. Karnyushina, N.I. Korobova, S.V. Frolov, E.A. Bakay, G.G. Akhmanov, O.V. Krylov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

e-mail: evgem@geol.msu.ru

Abstract. The Vendian-Cambrian depositional environments in the north part of Lena-Tunguska petroleum basin of Siberian platform are examined in the article. Formations distinguished from the reference sections are also discussed in the article. These sections are based on author's work using well data, outcrop descriptions during geological survey and thematic research science field work. The presence of source rocks, reservoir rocks and seals in formations are resulted from sedimentation in specific depositional environments. These peculiarities also control the distribution of existing hydrocarbon accumulations.

The authors conclude that the oil-and-gas prospects can be related to Vendian-Cambrian shallow-marine formations of the deeply buried parts of Kureika syncline.

Keywords: Siberian platform, Leno-Tunguska basin, Vendian-Cambrian formations, depositional environments, oil-and-gas bearing capacity.

References

Archegov V.B., Smyslov A.A., Kozlov A.V., Stepanov V.A. Prirodnye bitumy Sibirskej platformy i perspektivy ikh osvoeniya [Natural bitumen of the Siberian platform and prospects of their development]. V kn.: *Prirodnye bitumy i tyazhelye nefti* [Natural bitumen and heavy oil]. Saint Petersburg: "Nedra" Publ. 2006. Pp. 347-357.

Bazhenova O.K., Fadeeva N.P. Dokembriyskie naftidy i tyazhelye nefti drevnikh platform Rossii [Precambrian naphthides and heavy oils of the Russia ancient platforms]. In book «*Prirodnye bitumy i tyazhelye nefti*» [Natural bitumen and heavy oil]. Saint Petersburg: "Nedra" Publ. 2006. Pp. 33-39.

Bakay E.A. *Neftematerinskije rifey-kembrijskie otlozheniya Turukhanskogo podnijatiya (Vostochnaya Sibir')* [Source Riphean-Cambrian rocks of the Turukhansky uplift (Eastern Siberia)]. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: "Moscow State University" Publ. 2012. 22 p.

Bakay E.A. Estimation of petroleum potential of Turukhansk Uplift (Eastern Siberia). *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. No 8. Pp. 90-93. (In Russian)

Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya [Kuonamka bituminous carbonate-shale formation]. Ans. Ed. M.A. Zharkov, A.E.

Kontorovich. *Proc. IGI SO AN SSSR*. Is. 671. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1985. 151 p.

Belonin M.D., Samsonov V.V. Rol' bitumoidnykh anomalii v formirovaniye neftyanikh resursov Sibirskej platformy [Role of bitumoid anomalies in the formation of oil resources of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics]. 2004. Vol. 45. No 1. Pp. 127-133.

Chukhareva N.V., Sharf I.V., Tikhonova T.V. The socioeconomic factors of development gas pipeline systems, Republic of Sakha (Yakutia). *Neftegazovoe delo*. [Oil and Gas Business]. 2013. No 6. Pp. 416-431. (In Russian)

Dolotov Yu.S. Dinamicheskie obstanovki pribrezhno-morskogo rel'efoobrazovaniya i osadkonakopleniya [Dynamic coastal marine environment of the relief and sedimentation]. Moscow: "Nauka". 1989. 269 p.

Efimov A.S., Gert A.A., Mel'nikov P.N., Starosel'tsev V.S., Vymyatkin A.A., Akimov V.G., Cherepanova I.I., Brazhnikova M.V. On the state and prospects of hydrocarbon resource base, exploration works and subsurface licensing of East Siberia and Sakha Republic (Yakutia). *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. No 5. 2012. Pp. 57-74. (In Russian)

Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifykh sistem kembriya Sibirskej platformy [Cambrian reef systems geology and petroleum potential of the Siberian platform]. Ans. Ed. V.A. Astashkin. Moscow: "Nedra". 1984. 181 p.

Frolov S.V., Bakay E.A., Kamyushina E.E., Korobova N.I., Kozlova E.V., Akhmanov G.G. Oil-and-gas bearing complexes in the northern Lena-Tunguska basin. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2013. No 3. Pp. 63-75. (In Russian)

Frolov S.V., Kamyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. Sever Vostochnoy Sibiri: geologiya, neftegazonosnost' i obstanovki sedimentatsii vendskoy-kembriyskikh formatsiy [North Eastern Siberia: geology, petroleum potential and sedimentation conditions of the Vendian-Cambrian formations]. Moscow: «Geoinformmark» Publ. 2014. 190 p.

Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskej platformy [New aspects of the petroleum potential of the northern regions of the Siberian platform]. Paper 1. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2000a. No 3. Pp. 22-29.

Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. Novye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskej platformy [New aspects of the petroleum potential of the Siberian platform northern regions]. Paper 2. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2000b. No 4. Pp. 33-40.

Kamyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Krylov O.V., Fadeeva N.P., Zhukova E.V., Lukina E.R. Obstanovki sedimentatsii formatsiy venga-rannego kembriya na severo-zapade Sibirskej platformy [The vendian – early cambrian deposition environments of the north-western Siberian platform]. *Vestnik Mosk. un-ta. Ser. 4. Geologiya* [Moscow University Geology Bulletin. Geology series]. 2010. No 6. Pp. 36-48.

Khain V.E. Geotektonicheskie osnovy poiskov nefti [Geotectonic basis of oil search]. Baku: "Aznefteizdat" Publ. 1954. 692 p.

Khain V.E., Lomize M.G. Geotektonika s osnovami geodinamiki [Geotektonics with the fundamentals of Geodynamics]. Moscow: "Moscow State University" Publ. 1995. 416 p.

Kontorovich A.E., Savitskiy V.E. K paleogeografiyi Sibirskej platformy v rannyuyu i srednyuyu kembriyskuyu epokhi. Voprosy litologii i paleogeografiyi Sibiri [Paleogeography of the Siberian platform in the early and middle Cambrian age. Questions of lithology and paleogeography of Siberia]. *Proc. SNIIGGiMS. Series: Lithology and paleogeography*. Is. 106. Novosibirsk. 1970. Pp. 95-108.

Kuznetsov V.G. Neftegazonosnye rify. Zakonomernosti rasprostraneniya, stroeniya lovushk i rezervuarov [Oil and gas reefs. Patterns of distribution, building traps and reservoirs]. Ans. Ed. A.N. Dmitrievskiy. Moscow: Institute of Oil and Gas Academy of Sciences. 2008. 99 p.

Mazor Yu.R., Egorov V.A., Larchenkov E.P., Sokolov B.A. Uglenosnye i neftegazonosnye osadochnye formatsii Sibirskej platformy [Oil and gas and coal-bearing sedimentary formations of the Siberian platform]. V sb.: *Tipy osadochnykh formatsiy*

neftegazonosnykh basseynov [Types of sedimentary formations of oil and gas basins. Collected papers]. Moscow: "Nauka" Publ. 1980. Pp. 167-191.

Mel'nikov N.V. Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskej platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vend-Cambrian saliferous basin of Siberian Platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: "SO RAN". 2009. 148 p.

Pavlidis Yu.A., Scherbakov F.A. Fatsii shel'fa [Shelf Facies]. Moscow: "IO RAN" Publ. 1995. 151 p.

Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveschaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoy sisteme Sredney Sibiri. Ch. 1: Verkhniy proterozoy i nizhnii paleozoy [Decisions of the All-Union Conference on the Precambrian stratigraphic, Paleozoic and Quaternary System of Central Siberia. Part 1: Upper Proterozoic and lower Paleozoic]. Novosibirsk. 1983. 215 p.

Savitskiy V.E., Astashkin V.A. Rol' i masshtaby rifoobrazovaniya v kembriyskoy istorii Sibirskej platformy. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoy Yakutii* [The role and scope of reef-building in the history of the Siberian platform Cambrian. Geology of Cambrian reef systems of Western Yakutia]. Novosibirsk. Proc. "SNIIGGiMS". Is. 270. 1979. Pp. 5-18.

Sokolov B.A., Egorov V.A., Nakaryakov V.D., Bitner A.K., Zhukov Yu.A., Kuznetsov L.L., Skorobogatykh P.P., Zakharyan A.E. Geologo-geokhimicheskie usloviya formirovaniya neftegazonosnykh mestorozhdeniy v drevnikh tolschakh Vostochnoy Sibiri [Geological and geochemical conditions of oil and gas fields formation in the Eastern Siberia ancient strata]. Ed. B.A. Sokolova. Moscow: "Moscow State University" Publ. 1989. 192 p.

Starosel'tsev V.S. Divina T.A. Problemy geologii nefti i gaza Sibirskej platformy. Sravnitel'nyy analiz perspektiv formirovaniya krupnykh skopleniy UV na severe Tungusskoy sineklizy [Problems of Oil and Gas Geology of the Siberian platform. Comparative analysis of the formation prospects of large hydrocarbon accumulations in the north of the Tunguska syncline]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. 2001. Vol. 42. No 11-12. Pp. 1918-1926.

Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kn. 1. Rifei i vend Sibirskej platformy i ee skladchatogo obramleniya [The stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Book 1. Riphean and Vendian of the Siberian Platform and its folded frame]. Ed. N.V. Mel'nikov. Novosibirsk: "Geo" Publ. 2005. 428 p.

Shpunt B.R., Shapovalova I.G., Shamshina E.A. Pozdnij dokembriy severa Sibirskej platformy [Late Precambrian of the North of Siberian platform]. Ans. Ed. B.M. Keller, T.N. Kheraskova. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1982. 226 p.

Zhuravleva I.T., Meshkova N.P., Luchinina V.A., Kashina L.N. Biofatsii Anabarskogo morya v pozdnem dokembrii i rannem kembrii. Sreda i zhizn' v geologicheskem proshlym. Paleolandshafty i biofatsii [Anabarskiy Sea Biofacies in the late Precambrian and early Cambrian. Environment and life in the geological past. Paleolandscapes and Biofacies]. Ans. Ed. O.A. Betekhtina, I.T. Zhuravleva. Novosibirsk: "Nauka" Publ. Is. 510. 1982. Pp. 74-103.

Information about authors

Evgeniya E. Kamyushina – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department

Natalia I. Korobova – Teaching assistant of the Petroleum Geology Department

Sergei V. Frolov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Elena A. Bakay – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Grigorii G. Akhmanov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Oleg V. Krylov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskije gory, 1

Tel: +7(495) 939-35-22, +7(495) 939-32-60

УДК 552.57

М.В. Голицын¹, В.И. Вялов², А.Х. Богомолов¹,Н.В. Пронина¹, Е.Ю. Макарова¹, Д.В. Митронов¹, Е.В. Кузеванова¹, Д.В. Макаров³¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, e-mail: npvproncl@geol.msu.ru²ФГУП «ВСЕГЕИ», г. Санкт-Петербург, e-mail: vladimir_yyalov@vsegei.ru³ФГУНПП «РосгеоЛфонд», г. Москва, e-mail: dmakarov@rfgf.ru

Перспективы развития технологического использования углей в России

Угли являются комплексным сырьем. В России, где конкурировать с природным газом на энергетическом поле трудно, важность для развития угледобывающих регионов приобретает именно возможность технологического использования углей разного качества. Бурые угли – в химической промышленности, для газификации, производства жидкого топлива, каменные – в коксохимическом производстве, антрациты – при производстве карбидов, электродов, композиционных материалов. Все угли могут быть использованы для производства адсорбентов. Кроме того, они могут являться нетрадиционным источником метана, редких, редкоземельных и благородных металлов. В статье рассмотрена доля важнейших бассейнов и месторождений в запасах и добыче угля в России по трем крупным регионам, и обоснована специализация в технологическом использовании важнейших из них. В Европейской части России расположены три крупных угольных бассейна: восточная часть Донбасса, Печорский и Подмосковный. Они представляют весь спектр качества углей от бурых до антрацитов. И хотя на долю этих бассейнов приходится незначительная часть добычи, они могут давать важное технологическое сырье для разных отраслей. Сибирский регион включает самые значимые для страны бассейны: Кузнецкий, Канско-Ачинский и др. Здесь производится 80% всех углей страны, перспективы региона огромны и разноплановы и ограничены лишь логистическими факторами, так как вывоз угля полностью зависит от железнодорожных перевозок. Дальневосточный регион включает разные по величине и значимости бассейны. Южно-Якутский бассейн обладает значительными запасами каменных углей, пригодных для коксования. А угли многочисленных буруогольных месторождений региона обогащены Ge, Ga, Sc, W, U, TR, Au и другими элементами и могут быть использованы в качестве комплексного редкометального сырья.

Ключевые слова: угольные бассейны России, распределение ресурсов и запасов угля, нетрадиционное использование углей, угольный метан, редкие металлы в углях.

Несмотря на то, что в мире (и России) основным направлением использования ископаемых углей является энергетика, постепенно стало уделяться больше внимания нетопливному использованию углей. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

В Российской Федерации имеются 22 угольных бассейна и 143 отдельных месторождения углей разных марок от Б до А (Рис. 1). Балансовые запасы углей¹ по состоянию на 01.01.2013 г. по кат. А+В+С₁ составляют 194,6 млрд т, по кат. С₂ – 79,3 млрд т. Забалансовые запасы оцениваются в 50,586 млрд т. Более половины всех запасов (52,5%) составляют бурые угли, остальное – каменные угли (44%) и антрациты (3,5%). Размещение разведанных запасов на территории Российской Федерации неравномерно: в европейской и уральской ее частях находятся лишь 10% от разведенных запасов, в Сибири – около 80%, на Дальнем Востоке – 10%. Две трети разведенных запасов углей сосредоточено в пределах Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов. Более половины разведенных запасов составляют высококачественные угли с невысоким содержанием золы и серы. Разведанные запасы коксующихся углей – 39,63 млрд т (20,4% от всех запасов, или 46,3% от запасов каменных углей) – в большей части (27 млрд т) сосредоточены в Кузнецком бассейне, в значительно меньших количествах – в Южно-Якутском (4 млрд т), Печорском (3,1 млрд т) и некоторых других. Свыше 90% запасов коксующихся углей сосредоточено в районах Сибири и Дальнего Востока. Около половины

разведенных запасов коксующихся углей (21 млн т) составляют угли особо ценных марок ГЖ, Ж, КЖ, К, ОС. Глубина разведки и оценки запасов – преимущественно 600–700 м (в отдельных бассейнах – Донецкий, Кузнецкий, Челябинский – до 1200 м). Количество разведенных запасов углей, пригодных для открытой отработки, составляет 117,66 млрд т; среди них преобладают бурые угли (93,33 млрд т). В территориальном аспекте запасы для открытой отработки на 99% сосредоточены в Сибири и на Дальнем Востоке. Запасы коксующихся углей, пригодных для открытой отработки, составляют 4,5 млрд т, или немногим более 4% (главным образом, Кузнецкий и Южно-Якутский бассейны). Балансовые запасы углей категории С₂ для открытой разработки – 55,09 млрд т – размещены в основном в Сибирском округе и составляют 92,0% от соответствующих запасов России. Забалансовые запасы для открытых работ оцениваются в 18,8 млрд т (Рис. 2).

Добыча угля ведется в 7 федеральных округах и 26 субъектах Российской Федерации. В 2014 г. в стране было добыто 165,1 млн т угля (BP Statistical Review, 2014), что составляет 4,3% от общемировой добычи и обеспечивает 6-е место по этому показателю после Китая, США, Австралии, Индонезии и Индии.

Более половины добываемого угля (56,6%) потребляется в России, остальное (43,4%) – экспортируется. Основная доля экспорта приходится на энергетические угли, (до 87% общего экспорта), а на коксующиеся – около 13%. Большая часть угля вывозится в европейские страны: Великобританию, Германию, Нидерланды, Турцию. В последние годы растет спрос на российский уголь со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона, где глав-

¹Приводимые сведения о ресурсах, запасах и объемах добычи угля взяты из Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, сведения о геологическом строении, угленосности и качестве углей – из «Угольной базы России» (Угольная база России, 1997-2004).

ными покупателями являются Китай, Южная Корея, Япония и Тайвань.

Основные потребители угля на внутреннем и внешнем рынке – электростанции и коксохимические заводы. При этом роль угля как энергетического сырья в нашей стране не является ведущей, лишь 27% приходится на его долю.

Какими могут быть пути развития угольной отрасли в России – стране, обладающей самыми большими ресурсами этого ценного полезного ископаемого, но использующей их не полностью?

Неэнергетическое использование

Уголь – очень ценное комплексное сырье. Его специфические свойства позволяют использовать уголь как химическое сырье для производства разнообразных материалов. Направление утилизации зависит от петрографического состава и степени углефикации. Поэтому бурые угли и антрациты находят применение в совершенно разных сферах. Однако есть такие области, в которых могут быть использованы практически любые угли.

Угли, также как и их предшественник – торф, обладают хорошими сорбирующими способностями. Это свойство легло в основу производства адсорбентов. Исходный состав углей и подвижный технологический режим производства позволяют получать адсорбенты с заданными параметрами. Являясь сырьем недорогим и добывающимся в больших объемах, уголь становится важным источником адсорбентов.

Действуя как природный сорбент, угольный пласт может удерживать в себе значительные концентрации многих элементов, формируя комплексные месторождения (германий-угольные, ураново-угольные и др.). Поэтому при разведке угольных месторождений всегда проводятся исследования, направленные на выявление обогащения углей различными элементами.

Рассмотрим основные направления неэнергетическо-

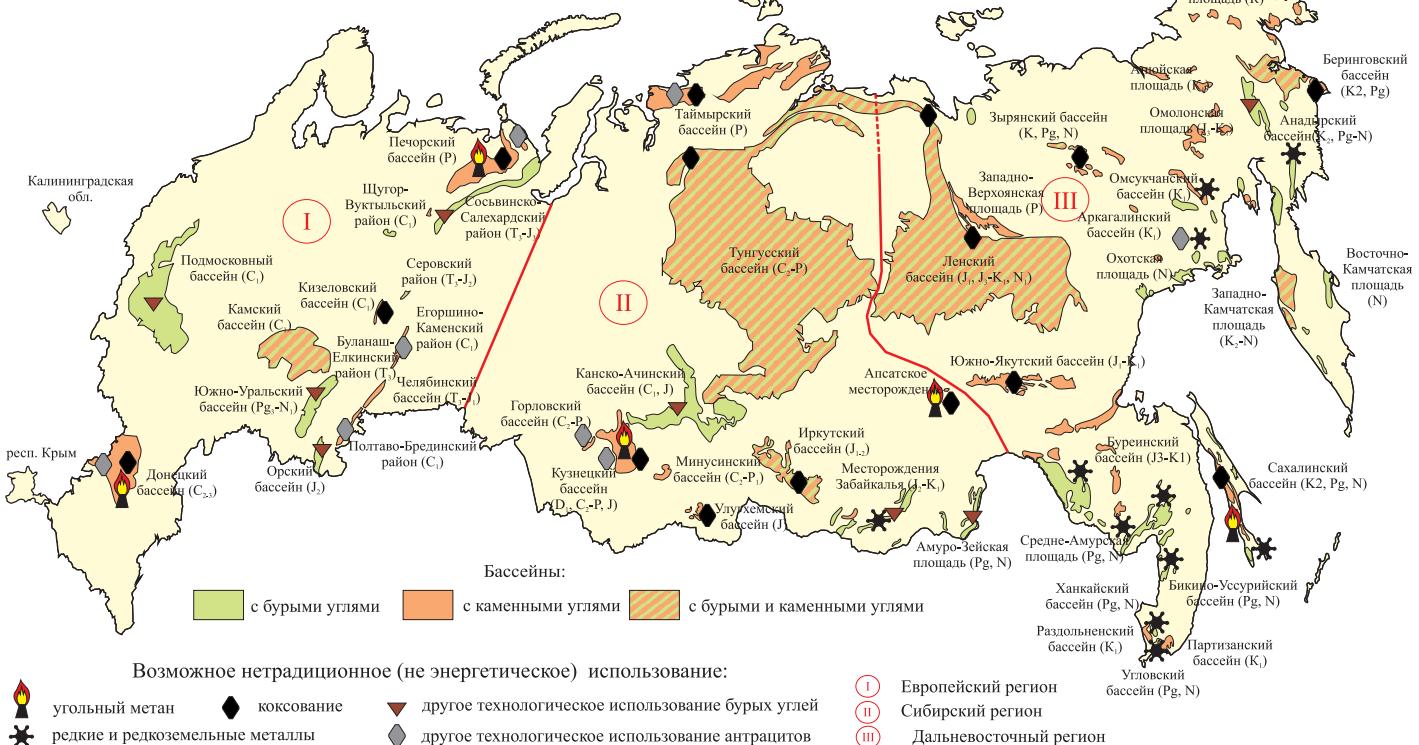


Рис. 1. Перспективные направления технологического использования углей основных бассейнов и месторождений России.

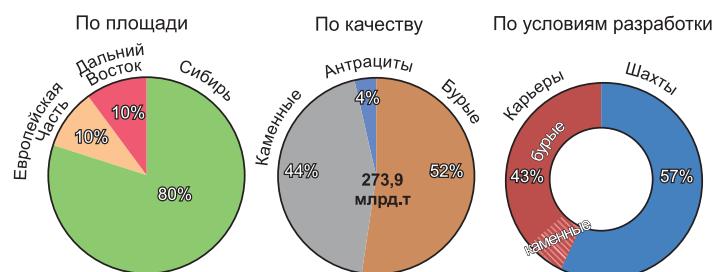


Рис. 2. Распределение запасов угля в России.

го использования углей с учетом их степени углефикации. При этом выделим угли «бурые», «каменные» и «антрациты» в соответствии с тем, как это делается во всех официальных и справочных материалах в России и за рубежом.

Бурые угли

Бурые угли являются переходным звеном между торфом и полноценными каменными углами с закономерно изменяющимися параметрами качества. Состав бурых углей, еще не испытавших воздействия значительных температур и давления, а представляющих лишь продукт биохимического разложения, очень неустойчив. Поэтому даже небольшое нагревание приводит к обильному образованию газообразных и жидких веществ. Такое поведение бурых углей делает их ценным объектом химического производства, что широко используется в ряде стран (например в Германии высокоразвитая химическая промышленность сформировалась на базе переработки бурых углей).

Отражением специфики свойств бурых углей являются не только терминологические различия в обозначении материалов группы витринита-гуминита, но, прежде всего, использование индивидуальных параметров качества в промышленных классификациях, таких как влажность и выход смол при коксованиях (Wa%, Tdaf,%).

Сырье	Углерод, %	Водород, %	Сера, %
Нефть	84-87	11-15	1-3 и более
Бурый уголь	70-74	4,6-5,2	0,2-0,7
Каменный уголь	80-84	5,4-5,7	0,5-0,6
«Угольная» нефть из бурого угля	84-87	11-13	0,3-0,8
«Угольная» нефть из каменного угля	84-87	11-13	0,3-0,9

Табл. 1. Элементный состав угля и нефти.

Группа пригодности	Степень конверсии органической массы угля, %	Выход жидких продуктов, %
Наиболее пригодные (I)	Более 90	70-90
Пригодные (II)	90-80	60-85
Малопригодные (III)	80-60	60-75

Табл. 2. Пригодность углей для гидрогенезации.

Основными направлениями переработки бурых углей является производство гуминовых препаратов самого широкого спектра, углешелочных реагентов и других химических веществ.

Ряд важных технологических процессов позволяет использовать не только бурые угли, но и некоторые каменные, которые по своим свойствам еще незначительно отличаются от бурых, предшествующим им по степени преобразованности.

Получение синтетического жидкого топлива (СЖТ) из угля занимает ученых уже почти сто лет. В России первые опыты получения из угля СЖТ были начаты в 1950-х годах в Институте горючих ископаемых (ИГИ), но по разным причинам были прекращены.

Одним из способов является гидрогенезация – насыщение угля водородом при температуре 400-500° С и давлении 10-30 МПа с получением «угольной» нефти. В качестве источника водорода обычно используют остатки от перегонки нефти. Для интенсификации процесса в камере вводят элементарный водород, а также катализаторы (молибден, кобальт, никель, алюминий). Наиболее перспективно использование для гидрогенезации гумусового бурого, длиннопламенного или газового угля богатого витринитом и липтинитом (в сумме, более 80%), малозольного (до 12%), малосернистого (до 1%), с содержанием углерода 65-85 %, водорода более 5%, показателем отражения витринита 0,35-0,75 %, степени превращения органической массы угля более 80%, и выходе жидких продуктов более 70%.

В России наиболее перспективно использовать для гидрогенезации бурые угли Канско-Ачинского бассейна (Бородинское, Назаровское, Березовское, Барабинское, Итатское месторождения), длиннопламенные – Кузнецкого (Ерунаковский, Ленинский р-ны), Минусинского (Черногорское месторождение), Улаганского (Каахемское, Эрбекское, Чихачевское, Элегестское месторождения), Ленского (Кангаласское месторождение) и Иркутского (Ишидайское, Азейское, Мугунское месторождения) бассейнов. Ресурсы углей для ожигания оцениваются в 200 млрд т, в том числе в Канско-Ачинском бассейне – 119, Кузнецком – 28, Иркутском – 12, Ленском – 5.

«Угольная» нефть по элементному составу и свойствам идентична природной, но выгодно отличается от нее малым содержанием вредной серы (Табл. 1).

По степени пригодности к ожиганию угли разделяются на три группы (Табл. 2).

В ЮАР на нескольких заводах фирмы Сасол из 30 млн т угля получают до 8 млн т синтетической нефти и других продуктов в год. Во многих странах – США, ФРГ, Великобритании, Австралии – ведутся интенсивные разработки оптимальных технологий гидрогенезации угля.

Жидкое топливо из угля можно получить и другим способом: сначала уголь газифицируют, а полученный газ сжижают в присутствии катализаторов.

Газификация угля – обработка угля кислородом воздуха, водяным паром в генераторах или под землей с получением высококалорийного топливного газа (состоящего из водорода, окиси углерода и метана). Для газификации обычно используются угли марок Б, Д, и Г. Наиболее перспективны для газификации угли Кузнецкого, Канско-Ачинского, Иркутского бассейнов.

Определенные перспективы имеет подземная газификация – сжигание угля под землей с получением горючих газов. В СССР была построена подобная станция в Узбекистане на базе Ангренского угольного месторождения, позже в Кузнецком бассейне проводились опытные работы по подземной газификации тонких, нерентабельных для добычи угольных пластов в стенках карьеров. Эксперименты прошли успешно, небольшие объемы газа были использованы в местных котельных, но дальнейшего продолжения работы по подземной газификации не получили.

Каменные угли

Наиболее важной областью использования углей, кроме энергетики, является коксохимическое производство.

Кокс представляет собой чистый углеродистый материал серого цвета очень легкий, пористый. Он используется в качестве восстановителя при выплавке чугуна из железной руды и в дальнейшем при производстве стали, являющейся, по сути, сплавом железа с углеродом. Коксование – процесс получения кокса из угля. Коксование происходит при медленном нагревании угля (до 950-1000 °С) без доступа кислорода в коксовых батареях. В процессе коксования образуются газообразные (CO, CO₂, H₂ и CH₄) и жидкие (деготь) продукты, которые обычно используются в попутном химическом производстве.

Кокс может быть получен не из всех углей. Выделяют две группы факторов, влияющих на коксующиеся свойства углей. Первая группа касается состава угля и, в первую очередь, органических его составляющих. Вторая – степени углефикации.

В России принято деление органических материалов углей на плавкие (ПК) и отщающие (ОК). К плавким относятся те компоненты, которые коксируются сами или способствуют созданию коксовой структуры, соответственно, отщающие компоненты не коксируются и не участвуют в формировании структуры кокса. Разделение материалов на две группы обычно выражается формулами:

$$\Sigma PK = Vt + L + 1/3 sVt;$$

$$\Sigma OK = I + 2/3 sVt,$$

где Vt – материалы группы витринита, sVt – семивитринит; L – липтинит, I – инертинит.

По степени углефикации из разряда коксующихся однозначно выводятся бурые угли и антрациты. Каменные угли

могут проявлять очень хорошие коксующиеся свойства (например марки Ж и К) и использоваться в коксовании самостоятельно или входить в состав смеси – шихты с другими углами. Возможность использования шихты для коксования значительно расширяет диапазон углей, которые попадают в разряд технологического сырья. Это направление использования углей отработано очень хорошо, потребность в коксующихся углях во всем мире высока, поэтому даже при подсчете запасов угля выделяется категория «коксующиеся» и «особо ценные» марки углей.

Антрациты

Антрациты, являясь крайним членом в ряду преобразования гумусовых углей, характеризуются высоким содержанием углерода (до 95-98 %). Но от графита, также полностью состоящего из углерода, антрацит отличается молекулярной структурой. Если у графита атомы углерода, связанные между собой, образуют плоские сетки, то в антрацитах регулярная структура отсутствует.

Графиты благодаря своей уникальной структуре и составу нашли широкое применение в производстве самых разнообразных материалов. Химическая инертность, термическая стойкость, способность отслаивания, скольжения, а также проявление анизотропии разных свойств вдоль и перпендикулярно углеродным сеткам обеспечили незаменимость графита в сталеплавильном, литейном процессах, при производстве термостойких смазочных материалов. Новая, но очень востребованная сфера – производство углеродистых композиционных материалов самого разного назначения, от бытовых до авиационных и космических. Поскольку ресурсы природных графитов ограничены, заменой им могут служить антрациты.

В настоящее время антрациты используются как технологическое сырье при производстве электродов, а также для выработки адсорбентов с разными характеристиками и возможностями.

Редкие и рассеянные элементы в углях

Уголь как комплексное редкометальное сырье. Работами ряда отечественных и зарубежных исследователей неоднократно отмечались высокие концентрации тех или иных металлов в углях различных месторождений и бассейнов. В нашей стране бурые угли являются основным источником германия в настоящее время. Все российские промышленные запасы германия сосредоточены именно в углях, месторождения которых расположены на Дальнем Востоке и в Забайкальском крае (отметим, что в мире главным источником германия являются полиметаллические сульфидные руды). Ресурсы германия в углях России столь значительны, что способны обеспечить производство этого металла на уровне ведущих мировых стран, но эти ресурсы пока практически не используются. Гос. балансом запасов ПИ РФ в настоящее время учтены запасы германия, сосредоточенного в бурых углях Павловского месторождения (Приморский край), в количестве 0,7 тыс. т.

Однако помимо германия угли концентрируют и другие редкие и рассеянные элементы: Sc, W, Sb, U, In, Ga, Rb, Sr, Cs, Zr, редкоземельные элементы (РЗЭ), металлы платиновой группы (МПГ), Ag и др. В последние годы показано (Вялов и др., 2010, 2012, Неженский и др., 2013, 2014),

что угли могут рассматриваться как нетрадиционная минерально-сырьевая база (МСБ) ряда редких, рассеянных и благородных металлов для металлургической и других отраслей промышленности. Так, по 12 изученным ВСЕГЕИ буроугольным месторождениям Дальнего Востока (Павловское, Бикинское, Шкотовское, Раковское, Хурмулинское, Лианское, Ушумунское, Ерковецкое, Новиковское, Корфское, Ланковское, Эльгенское) количество прогнозных ресурсов редких металлов по категории Р₂ составило: Sc – 11,98 тыс. т, Ga – 10,94 тыс. т, Ge – 7,18 тыс. т, Rb₂O – 40 тыс. т, SrO – 137 тыс. т, Cs₂O – 3,6 тыс. т, ZrO₂ – 36,3 тыс. т, TR₂O₃ – 212,8 тыс. т. По категории Р₃ – Sc – 14,4 тыс. т, Ga – 16,4 тыс. т, Ge – 9,8 тыс. т, Rb₂O – 46,3 тыс. т, SrO – 125,7 тыс. т, Cs₂O – 9,16 тыс. т, ZrO₂ – 135,6 тыс. т, TR₂O₃ – 266,18 тыс. т. Количество металлов платиновой группы составило по категории Р₂ – 15,1 т, по категории Р₃ – 24,4 т.

Учет содержащихся в углях ценных металлов повышает стоимость месторождений и их инвестиционную привлекательность при наличии промышленных технологий их извлечения. В настоящее время помимо Ge возможно промышленное извлечение Sc, Au, РЗЭ. С совершенствованием технологий извлечения редких и редкоземельных металлов из углей возможно значительное повышение рентабельности угледобывающих предприятий, разрабатывающих редкометалльно-угольные месторождения. Необходимо завершение ревизионных исследований редких и рассеянных, благородных и цветных металлов в углях нераспределенного фонда недр Дальнего Востока, постановка работ по изучению промышленной металлоносности углей крупнейших угольных бассейнов России, а также производство технологических испытаний по извлечению металлов из углей и (или) золы углей.

Металлы в углях как индикатор скрытого благороднометального оруденения. Наличие в углях некоторых буроугольных месторождений (например, Корфское на Камчатке) попутных платиноидов отмечается при близком (50-100 км) расположении месторождений МПГ ручьев Ледяного, Сентябрь и Левтыринываем. Попутные платиноиды встречены также в углях Эльгендского буроугольного месторождения в Магаданской области. Это дает определенные основания предполагать наличие здесь скрытого благороднометального оруденения.

Угольный метан

Метан угольных пластов является новым видом полезных ископаемых и относится к нетрадиционным источникам природного газа. Впервые в мире работы по изучению возможностей самостоятельной добычи метана из угольных пластов начались в США в 1980 г. на двух месторождениях в бассейнах Блек Уорриор (Black Warrior) и Сан Хуан (San Juan). За десять лет проблема была решена и в 1990 г. добыча метана из угольных пластов в США достигла 5 млрд м³, а затем резко возросла до 24,3 млрд м³ в 1994 г. (Saulsberry, Schafer, 1996; Kuuskraa, 1998).

В России принципиально новая «углегазовая» отрасль по добыче метана из угольных пластов только создается. Практические работы по организации самостоятельной добычи метана из угольных пластов были начаты в Кузбассе в начале 90-х годов. В 1992 году было организовано ЗАО «Метан Кузбасса» и его дочернее предприятие геологопромысловая компания «Кузнецк». С 2001 г. в этих

работах принимает участие ОАО «Газпром» (Золотых, Каравесич, 2002). В результате экспериментальных работ в 2010 году на Талдинском метаноугольном месторождении было добыто более 5 млн м³ газа, а в 2014 на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади – более 10 млн м³ (Черепанов, 2012). Полученные результаты доказали возможность промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе, и в конце 2011 г. метан угольных пластов был признан новым видом полезных ископаемых в России (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2011 года №570-ст).

Прогнозные ресурсы угольного метана в Российской Федерации оцениваются неоднозначно, по данным зарубежных исследователей они колеблются в пределах 17–113 трлн м³, а по данным ОАО «Газпром» они составляют 83,7 трлн м³ (Boyer, Bai, 1998; Сторонский и др., 2008).

Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий (Голицын и др., 2013). Только комплексный подход с учетом геологических, технологических, экономических, социальных и правовых аспектов позволит решить проблему организации метаноугольных промыслов и добычи метана из угольных пластов в угленосных бассейнах.

Добыча метана угольных пластов особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны. Решение этой проблемы позволяет существенно повысить уровень безопасности работ в угольных шахтах, снизить затраты и увеличить добычу угля на горных предприятиях, а также значительно улучшить экологию в угледобывающих регионах за счет уменьшения

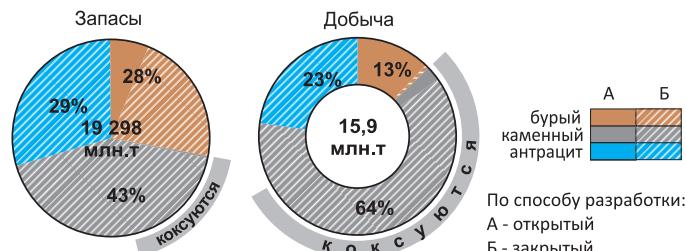


Рис. 3. Распределение запасов и добычи угля. Европейский регион.

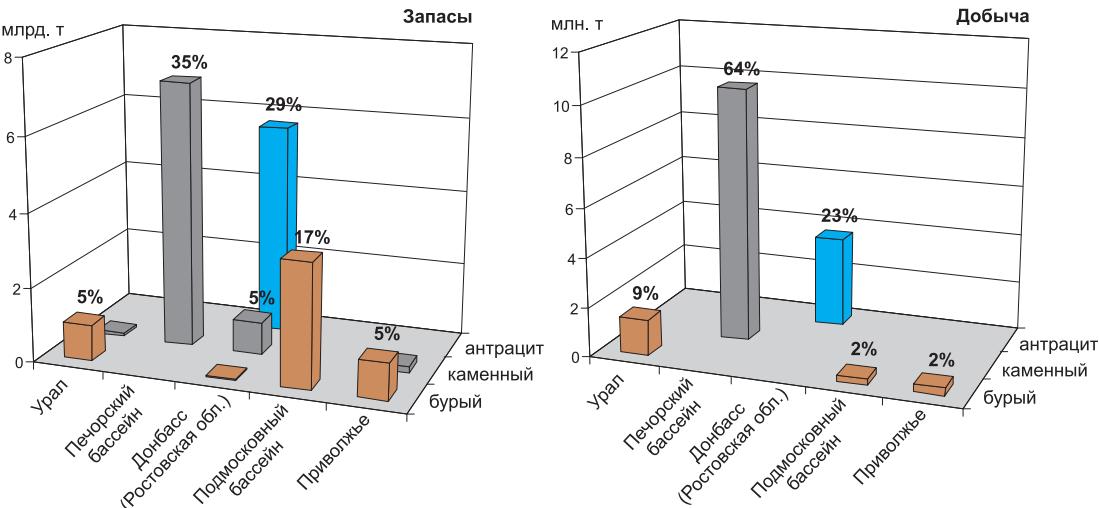


Рис. 4. Запасы и добыча углей разного качества по бассейнам. Европейский регион.

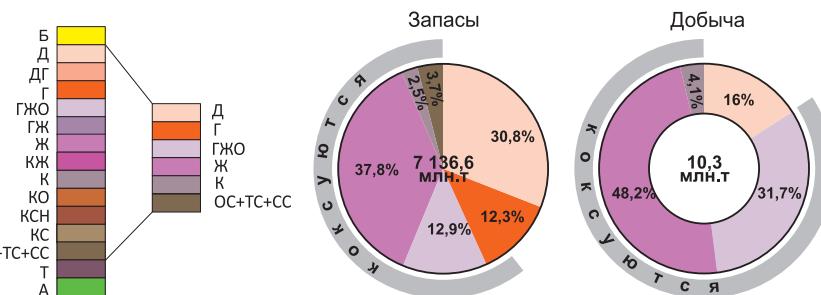


Рис. 5. Распределение запасов и добычи угля по маркам. Печорский бассейн.

вредных выбросов в атмосферу. Самым перспективным для добычи метана угольных пластов является Кузнецкий бассейн, к перспективным – относятся Восточный Донбасс, Печорский, Южно-Якутский бассейны, а также Апатитское месторождение и месторождения о. Сахалин.

Характеристика по укрупненным регионам

Для рассмотрения потенциала использования углей России выделены три региона: Европейский, Сибирский и Дальневосточный (Рис. 1), охватывающие ряд бассейнов и месторождений угля различного качества и степени изученности. Каждый регион характеризуется разной степенью освоенности запасов, развитостью инфраструктуры, потребностью населения и промышленности в добыче и переработке углей. Выбранный подход для обобщения позволяет более укрупненно, чем непосредственно по административным округам, рассматривать соотношение запасов и добычи углей разного качества (по кат. А+В+С1 по данным Гос. баланса запасов ПИ РФ за 2011 год), а также наметить наиболее перспективные направления использования углей, включая нетрадиционные и комплексные методы их переработки.

Европейский регион

Европейский регион включает в себя Европейскую часть России, а также Уральский и Приволжский федеральные округа. Все эти административные единицы объединены хорошо развитой инфраструктурой, высокой плотностью городского и сельского населения, большим количеством трудовых резервов, производственных мощностей, высокой потребностью населения в энергетических ресурсах и продуктах переработки углей. В Европейском регионе расположены крупные угольные бассейны: Печорский, Подмосковный буро-угольный, Донецкий (восточный сектор бассейна), а также ряд более мелких бассейнов Восточного и Западного склонов Урала и Приволжского округа (Рис. 1).

В регионе сосредоточены большие запасы угля (19,3 млрд т) различного качества от бурых до антрацитов (Рис. 3), часть из которых разрабатывается (добыча всего около 16 млн т в год), подготовлена к освоению, но на большей части добывающие предприятия закрыты, разработка прекращена.

В целом в регионе присутствует вся гамма углей. Значительными запасами антрацитов обладает восточная часть Донбасса, каменные угли сосредоточены в основном в Донецком и Печорском бассейнах, основной резерв бурых углей – в Подмосковном. Как видно из графиков (Рис. 4) добыча ведется лишь в Печорском и Донецком каменноугольных бассейнах, бурые угли разрабатываются на отдельных площадях Уральского округа.

Печорский бассейн является крупнейшим в Европейской части России, площадью 90 тыс. км². Значительная часть бассейна находится севернее Полярного круга. Приурочен к Предуральскому краевому прогибу, угленосность связана с отложениями воркутинской и печорской серий пермской угленосной формации (6000 м), заключающими до 30 угольных пластов мощностью 0,7-30 м (обычно 1-3 м). Угли гумусовые, средне- и высокозольные, мало- и высокосернистые. Степень метаморфизма возрастает с запада на восток с изменением марок углей от бурых (Верхнероговское месторождение) до длиннопламенных (Интинское и Сейдинское), газовых и жирных (Воргашорское, Воркутское и Усинское), коксовых (Юньянинское и Хальмерьюское), отощенных спекающихся и тощих (Верхнесырягинское). Коксующиеся угли составляют примерно половину всех запасов (Рис. 5).

Бассейн характеризуется слабой освоенностью. Государственным балансом запасов учтено 11 месторождений из 30 разведанных. Балансовые запасы 7 136,6 млн т, в том числе коксующиеся 3 280 млн т. Добыча угля составляет более 10 млн т в год и ведется 6 шахтами и 1 разрезом на Воркутском, Воргашорском, Юньянинском и Интинском месторождениях. Условия эксплуатации сложные, что связано с высокой газоносностью углей и большими глубинами разработки (около 1000 м). Дальнейшее развитие добычи коксующихся углей может быть обеспечено на Воргашорском, Воркутском и Усинском месторождениях, энергетических – на Сейдинском месторождении.

Угли бассейна являются крупной базой для развития энергетической и коксохимической промышленности Европейского региона. Основными потребителями коксующихся углей являются компании «Северсталь», «Носта», «Мечел»; металлургические комбинаты: Новолипецкий, Нижнетагильский, Магнитогорский; Московский коксо-газовый завод и др. Часть углей идет на экспорт. Энергетические угли отправляются на электростанции, промышленные и районные котельные Вологодской, Архангельской, Мурманской областей, Карелии и Республики Коми.

Более активное развитие добывающей отрасли сдерживается неблагоприятными условиями разработки, связанными прежде всего с высокой газоносностью углей бассейна. Это позволяет рассматривать бассейн в целом и отдельные месторождения как газоугольные, подлежащие переоценке с учетом возможности извлечения метана из угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого.

Восточная часть **Донецкого бассейна** расположена в

Ростовской области, где выделены 9 основных геолого-промышленных районов. Эта часть бассейна структурно тяготеет к северной зоне мелкой складчатости, осложненной многочисленными нарушениями. Отложения каменноугольного возраста содержат 10 основных рабочих пластов, мощностью 0,6-2 м, преимущественно простого строения. Угли среднезольные (A^d 10-20 %), содержание серы (S_t^d) от 1 до 6%. Темпера сгорания (Q_i^r) 25-28 МДж/кг. Угли всех марок от бурых до антрацитов, но основные запасы представлены антрацитами (более 86%). Запасы составляют 6575,7 млн т.

В Российской части бассейна действуют 13 шахт, добыча составляет около 3,6 млн т. Условия эксплуатации сложные (интенсивная тектоника, большая глубина разработки, высокая газоносность).

Практически все угли подвергаются обогащению. Все угли, пригодные для коксования, находят свое применение в металлургии. К сожалению, часть антрацитов сжиается в качестве энергетического топлива. Большая часть углей экспортируется в страны Ближнего и Дальнего зарубежья. Часть антрацитов также используется для производства адсорбентов, конструкционных материалов и экспортится как технологическое сырье.

Подмосковный буровоугольный бассейн находится в центре Европейской части России, расположен на пологих западном и южном крыльях Московской синеклизы. Площадь составляет 120 тыс. км². Продуктивные отложения нижнего карбона мощностью 50-150 м заключают 4 пластика угля сложного строения, из которых основное значение имеет пласт II мощностью 1-5 м. Угли бурые гумусовые с прослойками сапропелевых, высокозольные, высокосернистые. Запасы 3 339,1 млн т. Для открытой разработки пригодно 12,9 млн т, в основном в Тульской области. Добыча угля практически не ведется (в 2011 – 245 тыс. т в Рязанской обл.), но намечено открытие нескольких шахт и разрезов.

Условия эксплуатации сложные из-за высокой обводненности шахтных полей и сложного строения угольных пластов. Угли используются в энергетике, возможно технологическое использование углей.

Сосьвинско-Салехардский бассейн протягивается узкой (30-80 км) полосой вдоль восточного склона Урала. Угленосность приурочена к нижнекаменноугольным, верхнетриасовым, нижне-среднеюрским, нижнемеловым и палеогеновым отложениям. Промышленное значение могут иметь лишь угли триас-юрского и нижнемелового возрастов, причем на площади бассейна они распространены неравномерно. Запасы бурого угля (B+C1) 6 месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе составляют 469,5 млн т (баланс 2012 г.). Добыча не ведется.

Угленосные районы, расположенные на **восточном склоне Северного и Среднего Урала** (Серовский, Егоршинский, Буланаш-Елкинский и Еловско-Таборский) имеют запасы угля 103,5 млн т. Основная часть запасов приходится на марки Д и Г (54,0 млн т) и сосредоточена в Буланаш-Елкинском районе, бурые угли (15,1 млн т) разведаны в Серовском угленосном районе. Добыча производится ЗАО «Волчанский уголь» производственной мощностью 1,0 млн т угля в год.

Челябинский буровоугольный бассейн, площадью 130 км², расположен на восточном склоне Южного Ура-

ла. Угленосные отложения распространены параллельно Уральскому хребту узкой полосой шириной до 15 км, длиной 170 км. Бассейн представляет собой грабен в палеозойских породах, выполненный триас-юрскими отложениями. Угли бурые, гумусовые, группы ЗБ. Запасы бурых углей – 498,6 млн т, пригодные для открытой разработки – 41,4 млн т. В настоящее время действующих шахт – 3, один действующий разрез. Добыча составляет около 0,5 млн т в год. Новые участки готовятся к эксплуатации. Основными потребителями угля являются ТЭЦ, промышленные предприятия и бытовой сектор области.

Южно-Уральский буругольный бассейн расположен в пределах Республики Башкортостан и Оренбургской области, вытянут в меридиональном направлении на 350 км при ширине 60-90 км. Площадь его составляет около 24 тыс. км². Угленосными являются палеоген-неогеновые отложения. Запасы бурого угля составляют 985,97 млн т, из них для открытой разработки пригодны 882,617 млн т. В Оренбургской обл. 159,7 млн т находится в эксплуатации и числятся на балансе Тюльганского разреза, добыча угля составляет около 0,3 млн т. Бурые угли бассейна могут служить уникальным технологическим сырьем для химической промышленности, т.к. обладают очень высоким показателем выхода смол при коксования (T^{daf}) – около 20%.

Кизеловский угольный бассейн расположен на западном склоне Урала, протягивается полосой 150 км на 20-50 км. В угленосной толще раннекаменноугольного возраста содержится 2-3 пласти каменного угля мощностью от 0,7 до 2,5 м, реже более 3 м. Угли относятся к маркам Г, ГЖО, ГЖ, Ж, использовались как энергетическое топливо и технологическое сырье. Запасы угля составляют 180,0 млн т, из них коксующихся углей – 165,7 млн т (особо ценные марки – 138,9 млн т). В настоящее время бассейн выведен из числа эксплуатирующихся.

В южной части региона в Предкавказье есть небольшие месторождения каменного угля в **Карачаево-Черкесской Республике** – Хумаринское и Картджуртское (юрского возраста), Аксай-Тебердинское (средне-каменноугольного возраста), которые в настоящее время не разрабатываются. Запасы каменного угля в них составляют 8,5 млн т.

Оценивая в целом перспективы добычи и использования углей Европейского региона, следует отметить существенную нехватку собственных объемов добычи для покрытия потребностей региона, где сосредоточены большие промышленные мощности страны и высокая плотность населения. Практически во всех бассейнах имеются подготовленные к разработке объекты, по некоторым выданы лицензии на разведку и добычу, но в масштабах региона это очень незначительные объемы.

В регионе добываются угли различного качества от бурых до антрацитов, включая коксующиеся марки углей, есть перспективы извлечения метана из угольных пластов, который может быть использован для местных нужд. В настоящее время угли используются в энергетике (включая антрациты Ростовской области), незначительная часть идет на коксохимическое производство (Печорский бассейн), экспортируются.

На базе бурых углей Подмосковного бассейна возможно возобновить переработку углей для получения синтетического жидкого топлива (опытно-промышленное пред-

приятие в настоящее время закрыто), получения газа и продуктов сельскохозяйственного назначения.

В Ростовской области необходимо рассматривать антрациты как технологическое сырье, которое в настоящее время используется лишь в энергетических целях, что существенно снижает их стоимость.

Основной проблемой региона являются трудные условия разработки углей крупных бассейнов.

Сибирский регион

В Сибирский регион входят крупнейшие по запасам и современной добыче бассейны угля: Кузнецкий, Горловский, Канско-Ачинский, Иркутский, Минусинский, Улаганский, Таймырский, Тунгусский, а также месторождения Забайкалья и Бурятии (Рис. 1). Подавляющая часть разведанных запасов и, тем более, добычи располагаются в южной Сибири, в которой сосредоточена основная часть населения, располагаются главные транспортные магистрали, которые и обеспечивают работу угледобывающих предприятий. Северная часть региона включает угольные бассейны-гиганты: Тунгусский и Таймырский. Однако удаленность от потребителей и не освоенность отодвигает их востребованность в будущем.

Балансовые запасы угля составляют 154,4 млрд т, из которых бурые – 83,6, каменные – 69,6 (из них 47% коксуются), антрациты – 1,2 млн т (Рис. 6). 98% бурых, 30% каменных углей и 58% антрацитов пригодны для открытой добычи, при этом фактически в настоящее время открытый способом добывается 67% каменных углей и 100% бурых углей и антрацитов.

Больше половины запасов всех углей региона сосредоточено в Канско-Ачинском бассейне и представлено бурыми углами. При этом больше 60% всех добываемых углей составляют каменные угли Кузбасса (Рис. 7).

Если посмотреть распределение доли основных угольных бассейнов России в добыче (Рис. 2), то значение бассейнов Сибирского региона очевидно.

Все бассейны и месторождения, эксплуатирующиеся в регионе, обладают развитой инфраструктурой, используют оптимальные условия разработки, что и является залогом их успешности.

Кузнецкий – крупнейший угольный бассейн страны находится на юге Западной Сибири на территории Кемеровской обл. Площадь 27 тыс. км². Приурочен к межгорной впадине, выполненной отложениями карбона, перми и юры (до 8000 м), содержащими 130 пластов угля мощностью 0,6-30 м, в том числе 10 пластов юрских.

Угли гумусовые, мало- и среднезольные (A^d 7-20 %), малосернистые (S_t^d 0,5%), с теплотой сгорания (Q_v^d) 20-26 МДж/кг. Палеозойские угли каменные, марок Д, Г, Ж, КЖ, К, ОС, Т, А, юрские – бурые (ЗБ). Степень метаморфизма углей возрастает с востока на запад. В бассейне выделяется 25 геолого-промышленных районов, основное значение имеют Томинский, Ерунавский, Прокопьевско-Киселевский, Ленинский, Беловский, Кемеровский. Балансовые запасы 51 954 млн т, в том числе коксующиеся 28 056 млн т (Рис. 8). Добыча угля 166,5 млн т ведется на шахтах и разрезах. Условия разработки от простых до сложных. Угли используются в энергетике, для коксования и газификации, а антрациты находят применение как технологическое сырье при производстве адсорбентов и

других материалов. Как отмечено выше, именно в Кузнецком бассейне начата добыча угольного метана. Значительная часть угля экспортируются. Предпосылки для дальнейшего развития угледобычи благоприятные.

Разработка ведется 72 шахтами и 60 разрезами, число недропользователей превышает 20.

Горловский бассейн находится в Новосибирской области, а в геологическом отношении является своеобразным продолжением Кузнецкого бассейна. Его угленосная толща имеет тот же возраст (C_3-P_2), а мощность изменяется от 640 до 940 м. Тектоническое строение очень сложное. Горловский бассейн интересен тем, что все его угли – антрациты: C^{daf} – 95%, H^{daf} – 2%, V^{daf} – 4%, Q'_i – 26 МДж/кг. Значительная часть добываемых углей используется для производства электродов, ферросплавов и др. материалов.

Запасы антрацитов в бассейне – 401,9 млн т, ежегодная добыча составляет около 3 млн т. Добыча производится ОАО «Сибантрацит» на 4-х месторождениях открытым способом.

Канско-Ачинский бассейн – один из основных угольных бассейнов страны, находится на юге Сибири в пределах Красноярского края, Кемеровской и Иркутской обл. Площадь 50 тыс. км². Вытянут в широтном направлении вдоль Транссибирской ж.-д. магистрали. Приурочен к нескольким обширным впадинам, выполненным отложениями юры (до 1000 м), заключающими до 15 угольных пластов мощностью 1-60 м, реже более. Угли гумусовые, мало- и среднезольные (A^d 5-15 %), малосернистые (S_i^d 0,5%), с рабочей влажностью (W_r 10-45 %) и теплотой сгорания (Q'_i) 12-15 МДж/кг. По степени метаморфизма угли бурые, за исключением газовых углей Саяно-Партизанского месторождения на юге бассейна. Запасы составляют 79 904 млн т, предварительно оцененные (C_2) – 38743 млн т.

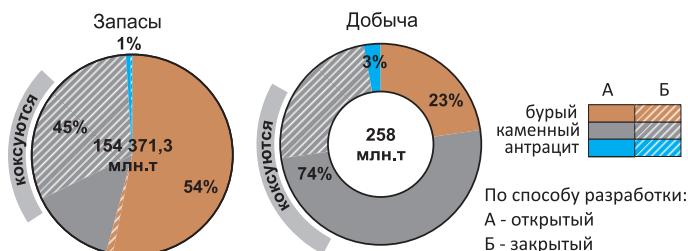


Рис. 6. Распределение запасов и добычи угля. Сибирский регион.

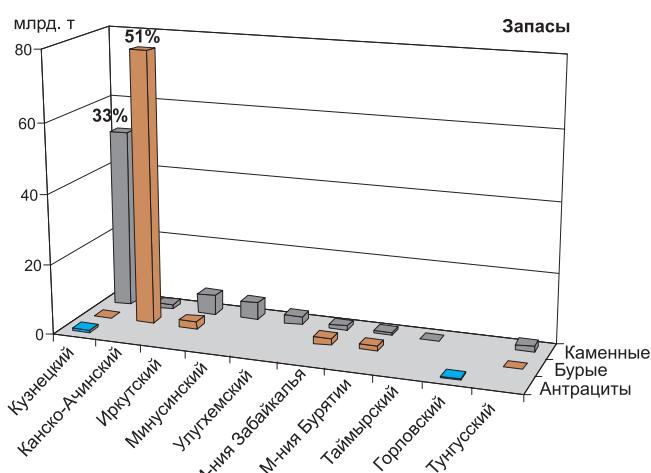


Рис. 7. Запасы и добыча углей разного качества по бассейнам. Сибирский регион.

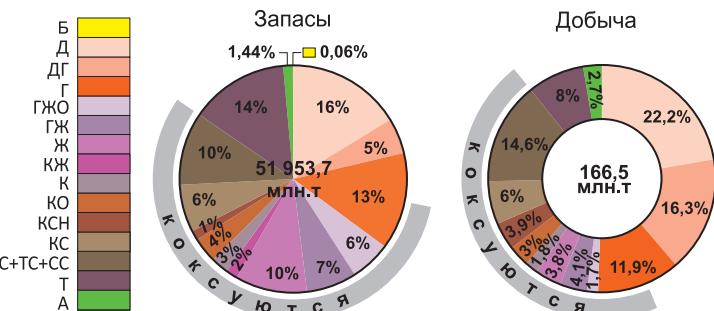


Рис. 8. Распределение запасов и добычи угля по маркам. Кузнецкий бассейн.

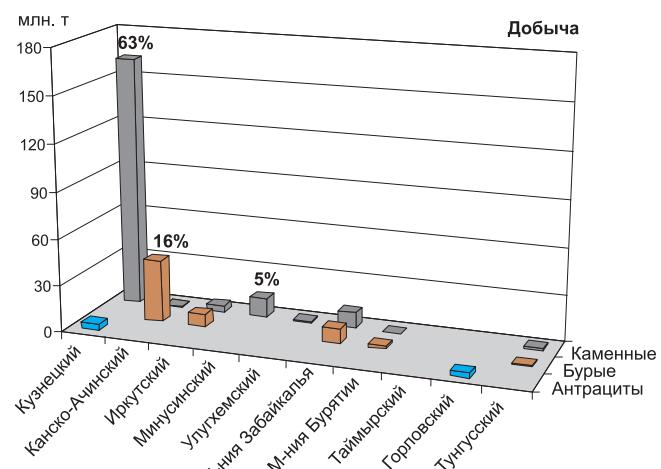
Значительная часть запасов пригодна для открытой разработки. Добыча угля (38,6 млн т) ведется на Назаровском, Березовском и Ирша-Бородинском месторождениях. Условия разработки благоприятные, что обусловлено большой мощностью угольных пластов и незначительной глубиной их залегания.

Практически вся добыча осуществляется в настоящее время на Бородинском, Березовском, Переяславском и Назаровском месторождениях. Угли используются как энергетическое сырье, хотя еще в советское время была намечена широкая программа их технологического использования на основе благоприятных для таких целей характеристик качества.

Минусинский бассейн располагается на юге Восточной Сибири и занимает площадь 8100 км². Представляет собой серию позднепалеозойских впадин, выполненных продуктивными отложениями карбона и перми мощностью 1 100-1 800 м. Они содержат 10-20 угольных пластов мощностью 1-20 м. Пласти нередко расщепляются. Зольность угля (A^d) 6-29 %, содержание серы (S_i^d) 0,5%, теплота сгорания (Q'_i) 20-26 МДж/кг. Угли Аскизского месторождения спекаются. На остальных месторождениях – угли длиннопламенные, что не исключает возможности их использования для газификации, производства жидкого топлива и адсорбентов.

Запасы 4 941 млн т, предварительно оцененные 394 млн т. Для открытой разработки пригодны 3,6 млрд т. Добыча угля (до 10 млн т в год) ведется в основном открытым способом. Перспективно для дальнейшего освоения крупное Бейское месторождение.

Иркутский бассейн расположен на юге Сибири на



территории Иркутской обл. Площадь 37 тыс. км². Приурочен к крупной впадине (500 x 80 км), выполненной породами юры (до 750 м), содержащими до 25 угольных пластов мощностью 1-10 м, реже до 20 м. Угли гумусовые, реже сапропелевые, средне- и высокозольные (A^d 15-30 %), мало- и высокосернистые (S_t^d 1-6 %), с рабочей влагой 5-20 % и теплотой сгорания (Q_i^d) 18-25 МДж/кг. Степень метаморфизма возрастает с северо-запада на юго-восток от бурых (ЗБ) до газовых жирных (ГЖ). Бурые угли пригодны для химической переработки. Угли Новометелкинского месторождения хорошо спекаются (у до 30 мм), но пока не пригодны для коксования из-за высокой сернистости. Запасы составляют 7 694 млн т, в том числе коксующиеся 749 млн т. Добыча угля (до 10 млн. т в год) ведется разрезами на Чемеховском, Азейском и Тулунском месторождениях.

Улугхемский бассейн расположен на юге Сибири на территории республики Тыва. Площадь 2 300 км². Приурочен к межгорной впадине, выполненной отложениями юры (1500 м), содержащими 5 угольных пластов мощностью 0,6-15 м. Угли гумусовые с большим содержанием смол, малозольные (A^d 10-15 %), мало-сернистые (S_t^d 0,5%), хорошо спекающиеся. Степень метаморфизма углей возрастает с востока на запад с изменением марок углей от Г до К. Угли представляют собой ценное сырье для производства металлургического кокса. Запасы – 1 058 млн т, в том числе коксующиеся 935 млн т. Разрабатывается Каахемское месторождение – до 1 млн т в год. Для освоения бассейна необходимо связать его с Транссибирской ж.д. магистралью, веткой протяженностью 450 км. Некоторые отечественные и западные компании проявили заинтересованность в освоении бассейна.

Практически все разведанные на данное время угли в бассейне могут использоваться для производства кокса, а возможность осуществлять более 90% добычи дешевым открытым способом делает бассейн еще более привлекательным. Однако отсутствие железной дороги не позволяло долгие годы приступить к разработке, и, наконец, сегодня эта проблема начала решаться.

Месторождения Забайкалья объединяют разрозненные месторождения преимущественно мелового, а также кайнозойского возраста. Общие запасы их оцениваются в 3,1 млрд т, из которых на бурые угли приходится 1,9 млрд т, а на каменные – 1,18 млрд т. Практически все могут разрабатываться открытым способом.

Среди эксплуатирующихся месторождений: Харанорское, Татауровское, Уртуйское, Бургуйское, Кутинское, Урейское, Олонь-Шибирское, Тарбагатайское и Зашуланско. Угли используются для энергетики, однако в составе углей некоторых месторождений (например Тарбагатайского) установлено повышенное содержание Ge и других элементов.

На востоке региона расположено **Апсатское месторождение** вблизи железнодорожной магистрали. Из Забайкальской группы это месторождение наиболее привлекательно. По площади оно составляет около 100 км², мощность угленосных отложений юрского-раннемелового возраста 1000-1700 м, количество рабочих пластов на разных участках – от 7 до 20. Практически все угли месторождения относятся к жирным (Ж) и способны коксоваться. Основные параметры качества углей: A^d 7,2-38,8 %, V_{daf} 12-30 %, S_t^d <1,0%. Апсатское месторождение рассмат-

ривается как объект весьма вероятной добычи угольного метана, поскольку все геологические факторы свидетельствуют о повышенных концентрациях газа.

Месторождения Бурятии имеют суммарные запасы 2,2 млрд т (большая часть представлена бурыми углеми). Добыча осуществляется на Окино-Ключевском, Загустайском, Дабан-Горхонском, Хара-Хужирском и Талинском месторождениях. Угли используются в местных котельных.

Обзор угольных бассейнов и месторождений Сибирского региона, обладающего самыми значительными запасами и еще большими ресурсами, показал, что основная часть добычи осуществляется именно здесь. Обеспеченность запасами в большинстве бассейнов составляет не менее 100 лет. Перспективы развития угольных предприятий в регионе благоприятны.

В регионе добываются самые разнообразные по качеству угли: от бурых до антрацитов, некоторые содержат РиРЭ, есть возможности попутного извлечения метана. Однако применение сибирских углей осуществляется только в трех направлениях: энергетическом, для производства кокса, для получения различных углеродистых материалов (антрациты). Эти направления утилизации углей вполне традиционны, они не включают ни использование бурых углей как сырья для химической переработки, ни газификации и получения жидкого топлива, ни производства адсорбентов, ни извлечения широкого ряда редких элементов.

Возможность использования угля как комплексного сырья повышает его экономическую ценность. Это хорошо видно на примере коксующихся углей и антрацитов – углей технологического, а не энергетического использования. Они продаются по более высоким ценам, приносящим большую прибыль производителям. Энергетические же угли в России вряд ли могут конкурировать с природным газом, а потому выявление любых дополнительных возможностей в использовании углей придаст им новую жизнь.

Дальневосточный регион

Границы Дальневосточного региона практически совпадают с границами Дальневосточного Федерального округа. Сюда входят 14 угольных бассейнов, среди которых Южно-Якутский, Омсукчанский, Аркагалинский, Буреинский, Партизанский, Раздольненский каменноугольные, Бикино-Уссурийский, Ханкайский, Угловский буроугольные, Ленский, Анадырский, Зырянский, Беринговский и Сахалинский бассейны бурых и каменных углей, а также ряд угленосных площадей и отдельных угольных месторождений (Рис. 1).

Балансовые запасы составляют 19 980 млн т, из которых бурые – 11 870, каменные – 8 100, антрациты – 28 млн т (Рис. 9). Марочный состав углей региона весьма разнообразен и включает весь спектр – от бурых до антрацита.

Почти половина запасов угля сосредоточена в Южно-Якутском и Ленском бассейнах, расположенных на территории Республики Саха. На Южно-Якутский бассейн приходится больше половины добычи всего каменного угля региона. Крупнейший по запасам бассейн бурых углей – Ленский, однако на сегодняшний день добыча угля в нем почти не ведется. Более 60% бурого угля всего даль-

невосточного региона обеспечивают буровугольные бассейны и месторождения Приморья. Все антрациты сосредоточены в Омсукчанском бассейне. На рисунке 10 наглядно показан неравномерный вклад бассейнов в баланс запасов и добычи углей региона.

86% бурого угля пригодно для добычи открытым способом. Доля каменного угля, пригодного для открытой отработки, значительно ниже – 30%. Однако большая часть извлекаемого в настоящее время угля (98% бурого и 74% каменного) добывается именно открытым способом. Действующих шахт в регионе – 11, строящихся – 1, действующих разрезов – 63, строящихся – 7.

Южно-Якутский бассейн – основной бассейн по добыче каменных углей в Дальневосточном регионе. Площадь около 25 тыс. км². Расположен на южном крыле Алданской антиклизы и выполнен отложениями юры и нижнего мела (до 4 000 м), содержащими более 220 пластов угля, из которых 63 рабочих мощностью от 0,6 до 56 м (в раздувах).

Угли преимущественно гумусовые (редко сапропелиевые), средне- и высокозольные (средняя A^d 15–35 %), мало-сернистые (средняя S_t^d 0,2–0,4 %), с теплотой сгорания (Q_s^{daf}) 33–38 МДж/кг. Угли каменные марок ГЖ, Ж, КЖ, К, КС, ОС, СС.

Балансовые запасы 4 551 млн т, в том числе коксующиеся – 4 019 млн т (Рис. 11). Основной промышленный интерес в настоящее время представляют месторождения Нерюнгринское, Чульмаканское, Денисовское и Эльгинское. Ежегодная добыча составляет 9 млн т (это 57% добычи всего каменного угля в регионе), из которых 7 млн. т добывается на Нерюнгринском месторождении.

Значительная доля в запасах коксующихся углей пре-

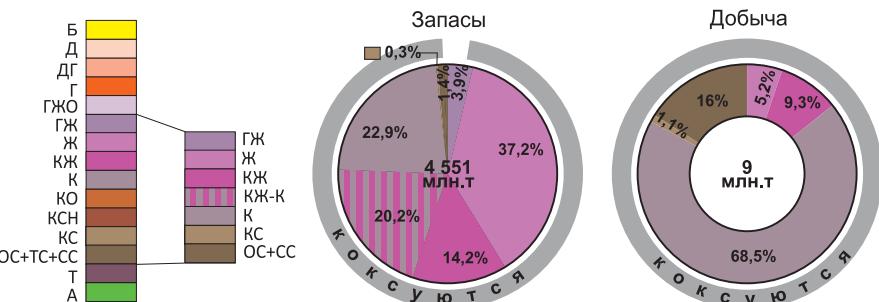


Рис. 11. Распределение запасов и добычи угля по маркам. Южно-Якутский бассейн.

допределяет их использование в первую очередь для коксования. В настоящее время большая часть коксующихся углей, добываемых в бассейне, экспортится в Японию. Угли энергетических марок используются в местных энергетических целях.

Ленский бассейн – относится к бассейнам-гигантам, является крупнейшим по запасам бурых и каменных углей в Дальневосточном регионе. Расположен на северо-восточной окраине Сибирской платформы преимущественно на территории Республики Саха (Якутия). Его площадь около 400 тыс. км². Бассейн выполнен отложениями юры и мела (до 3 000 м), содержащими до 150 пластов и пропластков угля, 62 из которых имеют рабочие мощности 0,5–13,3 м (на отдельных площадях до 26,3 м).

Угли Ленского бассейна преимущественно гумусовые бурые (A^d 12–15%; Q_s^{daf} – 28 МДж/кг; S_t^d 0,3–0,4%) и каменные марок Д, ДГ, Г (A^d 11–14%; Q_s^{daf} 31–33 МДж/кг; S_t^d 0,2–0,3%). Каменные угли залегают на глубинах более 1 400 м.

Разведанные запасы углей Ленского бассейна составляют почти 5 млрд т, из них 88% представлены бурыми углами и 12% – каменными. 97% бурых углей пригодны для разработки открытым способом.

Добыча бурого угля на сегодняшний день в нем ведется в незначительных объемах для местных энергетических нужд.

Зырянский бассейн – расположен в междуречье Индигирки и Колымы. Геологическое строение, угленосность и качество углей изучены слабо. Предположительно общая мощность нижнемеловых угленосных отложений может достигать 5 000 м. В разрезе выделено более 150 пластов и пропластков угля, из которых более 50 являются рабочими (более 0,7 м). Угли бассейна преимущественно гумусовые каменные марок ГЖО, Ж, К, ТС, Т. Качествен-

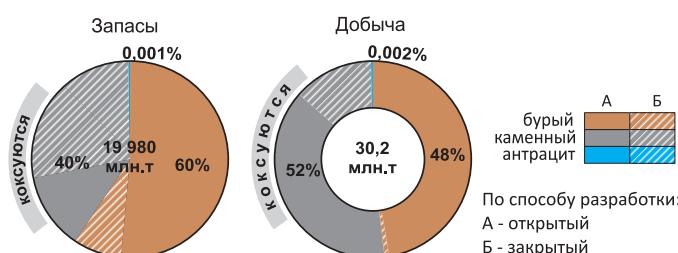


Рис. 9. Распределение запасов и добычи угля. Дальневосточный регион.

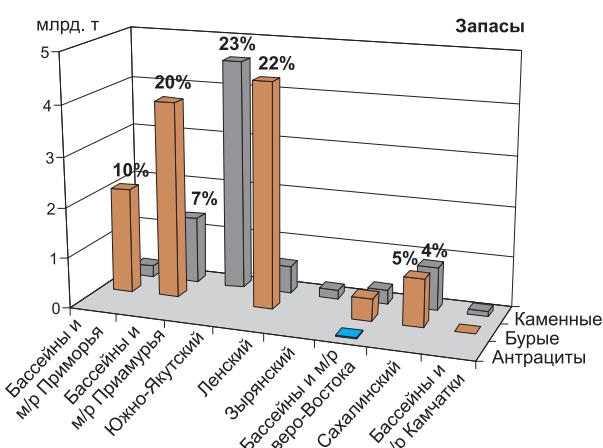
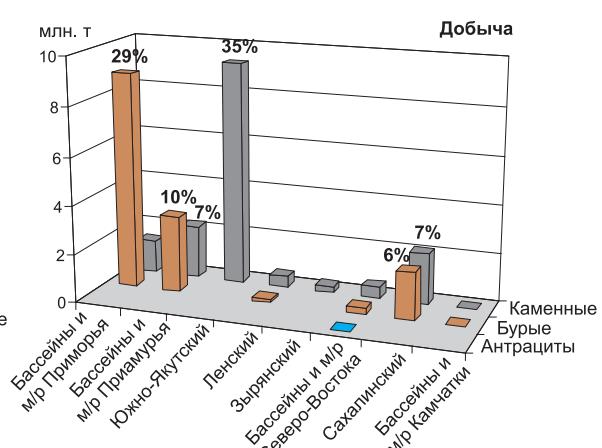


Рис. 10. Запасы и добыча углей разного качества по бассейнам. Дальневосточный регион.



ные показатели углей: A^d 6,5–24,6%, Q_i^{r} 25–36 МДж/кг, S_t^d 0,1–0,3 %. Обогатимость трудная и очень трудная. Угли являются хорошим энергетическим топли-

вом и сырьем для коксохимической промышленности.

Бассейны и месторождения Северо-Востока России объединяют более двух десятков угольных бассейнов (Аркагалинский, Омсукчанский, Анадырский, Беринговский) и угленосных площадей (Омолонская, Охотская, Чаун-Чукотская, Анюйская и др.) мелового и кайнозойского возраста. Добыча угля ведется преимущественно открытым способом. Практически весь добываемый уголь используется для внутренних энергетических нужд, при этом развитие угледобычи существенно отстает от потребности в угольном топливе.

Запасы составляют 0,76 млрд т, из которых на бурые угли приходится 450 млн т, на каменные – 283 млн т, на антрациты – 28 млн т.

Эксплуатирующиеся месторождения: Галимовское (Омсукчанский бассейн), Верхне-Аркагалинское (Аркагалинский бассейн), Ланковское и Мелководнинское (Охотская площадь), месторождение Бухта Угольная (Беринговский бассейн).

Угли используются для энергетики, однако в составе углей некоторых месторождений (Эльгенское, Ланковское) установлены повышенные содержания V, Rb, Cs, Sr, Sc, Ga, РЗЭ, МПГ, Ag и др. элементов. Бурые угли Анадырского бассейна, а также Охотской и Эльгенской угленосной площадей могут служить сырьем для газификации или производства синтетического жидкого топлива.

Западно-Камчатская и Восточно-Камчатская угленосные площади. Всего на Камчатке известно около 300 углепроявлений и открыто 11 месторождений угля. Угленосные отложения на западе полуострова представлены меловыми, палеогеновыми и неогеновыми образованиями, на востоке – только неогеновыми. В целом угленосность Камчатки, как и геологическое строение изучены слабо. В разрезе выделено более 80 пластов и пропластков угля, из которых около 20 являются рабочими (более 0,7 м).

Угли гумусовые, лишь иногда встречаются линзы и прослои, обогащенные сапропелевым материалом. По степени углефикации преобладают угли бурые и переходные к длиннопламенным. На площадях распространения меловых углей выделены зоны длиннопламенных и газовых углей. Общие геологические ресурсы углей Камчатки оцениваются в 11 149 млн т. Запасы по состоянию на 01.01.2012 г. подсчитаны только для Западно-Камчатской угленосной площади и составляют порядка 111 млн т.

Добыча осуществляется в незначительных объемах для местных нужд в качестве энергетического сырья. Однако бурые угли Камчатки могут иметь редкометаллическую минерализацию. Так, в углях Корфского и Эчвяямского месторождений установлены повышенные содержания V, Sr, Ga, Zr, Mo, Sc, РЗЭ, МПГ и др. элементов.

Бассейны и месторождения Приамурья расположены на территории Хабаровского края, Амурской области и Еврейской АО. Сюда вошли Буреинский бассейн, Средне-Амурская и Амуро-Зейская площади, а также ряд других угленосных площадей и районов. Промышленная угленосность приурочена к отложениям средне-верхнеюрского, нижнемелового, палеогенового и неогенового возрастов. Они различаются по масштабам угленосности, ресурсам углей, степени изученности, качеству углей и другим показателям.

Запасы составляют 5 242 млн т, из которых на бурые

угли приходится 3 909 млн т, на каменные – 1 333 млн т.

Добыча угля ведется преимущественно открытым способом. Весь добываемый уголь используется для внутренних энергетических нужд.

Однако в составе углей некоторых месторождений (Базовское, Лианское, Хурмулинское, Ерковецкое, Ушумунское и др.) установлены повышенные содержания редких, редкоземельных и благородных металлов. Палеогеновые и неогеновые бурые угли Амуро-Зейской и Средне-Амурской площадей, а также Верхне-Зейского угленосного района могут служить сырьем для газификации или производства синтетического жидкого топлива.

Бассейны и месторождения Приморья. Сюда включены 5 угольных бассейнов, а также отдельные месторождения угля и углепроявления, сосредоточенные на территории Приморского края.

Бассейны каменных углей: Раздольненский (запасы составляют порядка 68 млн т) и Партизанский (133,7 млн т) с угленосными отложениями раннемелового возраста. Угли Раздольненского бассейна представлены маркой Д, марочный состав углей Партизанского бассейна более разнообразен (Д, Г, Ж, К, ОС, СС, Т), в том числе, из-за контактного метаморфизма углей. Добыча каменного угля в настоящее время ведется только на месторождениях Раздольненского бассейна, главным образом, шахтным способом и составляет порядка 1,5 млн т угля в год (A^d 25-39 %, Q_s^{daf} 32-35 МДж/кг, S_t^d 0,3%).

Бассейны бурых углей: Угловский, Бикино-Уссурийский и Ханкайский. Бассейны и месторождения выполнены отложениями палеоген-неогенового возраста, содержащими пласти угля мощностью 0,5-36 м, объединенные в группы по 2-5 пластов (до 18 групп в зависимости от месторождения). Угли гумусовые, средне-высокозольные (средняя A^d 14-34 %), преимущественно малосернистые (средняя S_t^d 0,2-0,5 %), среднекалорийные с теплотой сгорания (Q_s^{daf}) 20-32 МДж/кг. Угли бурые стадий метаморфизма Б1, Б2, Б3.

В настоящее время в Приморье добывается более 60% бурого угля всего Дальневосточного региона. Это почти 9 млн т в год, причем почти 8 из них добывается всего на 2-х месторождениях: Бикинском (3,7 млн т) и Павловском (4,1 млн т). Угли обоих месторождений (а также Шкотовского, Раковского и др.) представляют ценность не только как энергетическое сырье, но и как нетрадиционный источник редких, редкоземельных и благородных металлов: Be, Sc, РЗЭ, W, U, Mo, Ag, МПГ и др. По данным В.В. Середина Приморье является самым богатым в мире регионом по запасам германия, общий потенциал которого можно оценить примерно в 6-7 тыс. т (Угольная база России, 2004).

И хотя в настоящее время бурые угли региона используются, главным образом, для местных энергетических нужд, уже сегодня ООО «Германий и приложения» организовано получение германиевого концентрата из углей Павловского месторождения.

Сахалинский бассейн включает все известные на о. Сахалин месторождения и углепроявления, приуроченные к угленосным отложениям меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Всего в угленосных отложениях выявлено 38 рабочих угольных пластов мощностью 0,8-46,0 м.

Сахалинские угли по степени метаморфизма бурые (группы 3Б) и каменные (марки Д, ДГ, Г, ГЖ, Ж, К,

Т). Угли малосернистые (S^d 0,3-0,6 %), мало- и среднезольные (A^d 8 – 18-29 %), с высокой удельной теплотой сгорания ($Q_{s, def}^{def}$ 30-34 Мдж/кг).

Общие прогнозные ресурсы угля на о. Сахалин, оцененные по 52 месторождениям и угленосным площадям, составляют: до глубины 300 м – 14 107 млн т, до глубины 1 500 м – 17 913 млн т. Из них 10 943 млн т приходится на каменные угли.

Государственным балансом учтено 27 месторождений угля. Запасы составили 1 808 млн т, из них бурого угля – 956 млн т, каменного – 851 млн т (из них коксующие угли составляют менее 10% или 83 млн т). 14% бурых и 3% каменных углей пригодны для открытой отработки.

Добычу угля на Сахалине ведут 27 действующих предприятий. Добыча угля составила 3,3 млн т, в том числе 1,5 млн т бурого и 1,8 млн т каменного (100% и 76% соответственно добыто открытым способом). Добываемый уголь используется, в основном, для местных энергетических нужд, однако существующий уровень добычи угля не обеспечивает потребности острова.

Сахалинские угли могут быть пригодны для производства металлургического кокса в шихте с более метаморфизованными углами, для извлечения редких, редкоземельных и благородных металлов (угли Новиковского месторождения долгие годы использовались для получения герmania), получения жидкого топлива методом полукоксования. На угольных месторождениях существуют предпосылки для организации промыслов по добыче метана.

Угольный потенциал Дальневосточного региона огромен. Ресурсы угля в регионе, по разным оценкам, составляют миллиарды и даже триллионы тонн, в то время как Гос. балансом запасов ПИ РФ в настоящее время учтено только 33 млн т угля. В недрах Дальнего Востока содержатся угли практически всех марок, однако наибольшую долю запасов составляют бурые угли и каменные коксующиеся угли. Таким образом, нетрадиционное (неэнергетическое) использование углей Дальневосточного региона имеет важное значение. Большая часть каменных углей пригодна для коксования, кроме того, они могут использоваться для газификации. Бурые угли пригодны для получения жидкого топлива и удобрений, но главным перспективным направлением нетрадиционного использования бурых углей региона является их использование в качестве комплексного редкометалльного сырья.

Выводы

Ценность углей определяется не только их энергетическим использованием, но и возможностью попутного извлечения из них ряда редких и рассеянных элементов, добычи угольного метана, а также получения многочисленных важных продуктов технологической переработки.

Возможность комплексного использования углей зависит в первую очередь от их качества, поэтому угли разных бассейнов имеют различную специфику для нетрадиционного использования.

Роль технологического использования в стимулирующем развитии регионов с угледобывающими предприятиями хорошо видна на примере Кузбасса. Но каждый бассейн или месторождение нашей страны может представлять интерес для столь важных в настоящее время программ по импортозамещению и развитию инновацион-

ных технологий в использовании углей.

В настоящее время продукты технологической переработки углей (углеродистые материалы, адсорбенты, гуминовые удобрения для сельского хозяйства и др.) импортируются в страну, добыча сопутствующих металлов ведется только на одном месторождении в стране и только для одного элемента (Ge), проекты по добыче угольного метана находятся на начальном этапе развития. Это подтверждает необходимость развития угольной отрасли в широком аспекте.

Для успешного развития высокотехнологичных способов переработки углей необходимо использовать имеющиеся в регионах высококвалифицированные кадры и развитую инфраструктуру, что, в свою очередь, будет способствовать созданию новых производств.

Литература

- Вялов В.И., Кузеванова Е.В., Нелюбов П.А. и др. Редкометалльно-угольные месторождения Приморья. *Разведка и охрана недр*. № 12. 2010. С. 53-57.
- Вялов В.И., Ларичев А.И., Кузеванова Е.В. и др. Редкие металлы в буроводильных месторождениях Приморья и их ресурсный потенциал. *Региональная геология и металлогения*. № 51. 2012. С. 96-105.
- Голицын М. В., Богомолов А. Х., Вялов В. И. и др. Метаногенные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов. *Геология нефти и газа*. № 3. 2013. С. 88-95.
- Золотов С.С., Караваевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком бассейне. М.: Изд-во «ИСПИН». 2002. 570 с.
- Неженский И.А., Вялов В.И., Мирхалевская Н.В. и др. Геолого-экономическая оценка редкометалльной составляющей буроводильных месторождений Приморского края. *Региональная геология и металлогения*. № 59. 2014. С. 113-120.
- Неженский И.А., Вялов В.И., Мирхалевская Н.В. и др. Геолого-экономическая оценка редкометалльно-угольных месторождений – перспективного геолого-промышленного типа. *Региональная геология и металлогения*. № 54. 2013. С. 99-108.
- Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В. и др. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ. *Российский химический журнал*. Т. LII. № 6. 2008. С. 63-72.
- Угольная база России: в 6 т. Гл.ред.: В.Ф.Череповский. М.: Геоинформмарк. 1997-2004. 6 т.
- Черепанов В.В. Гигантский потенциал. *Газпром (корпоративный журнал)*. № 1-2. 2012. С. 12-17.
- Boyer, II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. 1998. Vol. 35. № 1/4. Pp. 349-368.
- BP Statistical Review of World Energy. June, 2014. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>.
- Kuuskraa, V. A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15. April 13. 1998. Pp. 92-97.
- Saulsberry, J.L. and Schafer P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute. Report GRI-94/0397. Chicago, Illinois. 1996.
- Сведения об авторах**
- Михаил Владимирович Голицын – доктор геолого-минералогических наук, профессор
- Александр Христофорович Богомолов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент
- Наталья Владимировна Пронина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент
- Елена Юрьевна Макарова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник
- Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник
- Евгения Владимировна Кузеванова – кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1
Тел: +7 (495) 939-23-32

Владимир Ильич Вялов – доктор геолого-минералогических наук, заведующий отделом геологии горючих полезных ископаемых

ФГУП «ВСЕГЕИ»

199106, Санкт-Петербург, Средний пр., 74.
Тел: +7 (812) 328-9149

Дмитрий Вячеславович Макаров – кандидат геолого-минералогических наук, зам. начальника отдела ФГУНПП «РосгеоЛфонд»

125993, Москва, 3-я Магистральная ул., 38.
Тел: +7 (499) 259-45-32

Prospects of technological use of coals in Russia

M.V. Golitsyn¹, V.I. Vyalov², A.Kh. Bogomolov¹, N.V. Pronina¹, E.Yu. Makarova¹, D.V. Mitronov¹, E.V. Kuzevanova¹, D.V. Makarov³

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: nproncl@geol.msu.ru

²FGUP «VSEGEI», St. Petersburg, Russia, e-mail: vladimir_vyalov@vsegei.ru

³FGUNPP «Rosgeofond», Moscow, Russia, e-mail: dmakarov@rsgf.ru

Abstract. Coals are the raw materials of multiple use. In Russia, where to compete with natural gas in the energy field is difficult, the possibility to use coals of different quality in technological processing is very important for the development of coal-mining regions. Brown coals can be used in the chemical industry, for the production of liquid fuel, gasification, black coals – in coke production, anthracite – to produce carbides, electrodes, and composite materials. All coals are suitable for the production of adsorbents. They can also be unconventional source of methane and rare metals. The article concerns the role of the major basins in reserves base and coal production in Russia. The review for three main regions is made with emphasis on their specialization in the complex utilization of coals. In the European part of Russia, there are three important coal basins: Eastern part of Donbass, Pechorskiy and Podmoskovniy. They represent the whole range of coal quality from brown to anthracite. And though these basins are a minor part of production, they can be an important source of raw materials for various industries. Siberian region includes the most significant coal basins: Kuznetsk, Kansk-Achinsk, etc. 80% of coal production in Russia is supplied from this region. Prospects for the region are enormous and are multifarious. They are limited by logistical factors, because the export of coal depends entirely on the rail transit. Far East region includes different in size and significance coal fields and basins. The South Yakutsk basin possesses significant reserves of coal for coking. Numerous brown coal deposits in the region are enriched by Ge, Ga, Sc, W, U, TR, Au and other elements and can be used as integrated ore-and-coal raw materials.

Keywords: coal basins of Russia, distribution of coal reserves and resources, unconventional use of coal, coal methane, rare metals in coal.

References

Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. 1998. Vol. 35. № 1/4. Pp. 349-368.

BP Statistical Review of World Energy. June, 2014. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>.

Cherepanov V.V. Gigantskiy potentsial [Huge potential]. *Gazprom (korp. zhurnal)* [Gazprom (corporate journal)]. № 1-2. 2012. Pp. 12-17.

Golitsyn M. V., Bogomolov A. Kh., Vyalov V. I. et al. Methane coal basins and fields of Russia. Ways of solving problems of methane production from coal seams. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 3. 2013. Pp. 88-95. (In Russian)

Kuuskraa, V. A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15. April 13. 1998. Pp. 92-97.

Nezhenskiy I.A., Vyalov V.I., Mirkhalevskaya N.V. et al. Geological and economic estimation of rare metal component of brown core deposits of Primorski Krai. *Regional'naya geologiya i metallogeniya* [Regional geology and metallogeny]. 2014. № 59. Pp. 113-120. (In Russian)

Nezhenskiy I.A., Vyalov V.I., Mirkhalevskaya N.V. et al. Geological-economic evaluation of rare metal-coal deposits – a promising geological commercial type. Regional'naya geologiya i metallogeniya [Regional geology and metallogeny]. 2013. № 54. Pp. 99-108. (In Russian)

Saulsberry, J.L. and Schafer P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute. Report GRI-94/0397. Chicago, Illinois. 1996.

Storonskiy N.M., Khryukin V.T., Mitronov D.V. et al. Netraditsionnye resursy metana uglenosnykh tolsch [Unconventional methane resources of coal-bearing strata]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal* [Russian Chemistry Journal]. Vol. LII. № 6. 2008. Pp. 63-72.

Ugol'naya baza Rossii [Russian coal base]: 6 vol. Ch. Ed. V.F. Cherepovskiy. Moscow: "Geoinformmark" Publ. 1997-2004.

Vyalov V.I., Kuzevanova E.V., Nelyubov P.A. et al. Redkometall'no-ugol'nye mestorozhdeniya Primoryya [Rare metal-coal deposits of Primorye]. *Razvedka i okhrana nedr* [Prospect and protection of mineral resources]. № 12. 2010. Pp. 53-57.

Vyalov V.I., Larichev A.I., Kuzevanova E.V. et al. Rare metals in the brown coal deposits of Primorye and their resource potential. *Regional'naya geologiya i metallogeniya* [Regional geology and metallogeny]. № 51. 2012. Pp. 96-105. (In Russian)

Zolotykh S.S., Karasevich A.M. Problemy promyslovoj dobychi metana v Kuznetskom basseyne [Problems of commercial methane production in the Kuznetsk Basin]. Moscow: «iSPIN» Publ. 2002. 570 p.

Information about authors

Mikhail V. Golitsyn – Doctor of Science, Professor

Aleksandr Kh. Bogomolov – PhD, Associate Professor

Nataliya V. Pronina – PhD, Associate Professor

Elena Y. Makarova – PhD, Senior Researcher

Dmitriy V. Mitronov – PhD, Researcher

Evgeniya V. Kuzevanova – PhD, Junior Researcher

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University

119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1

Tel: +7(495) 939-23-32

Vladimir I. Vyalov – Doctor of Science, Head of the Fossil Fuels Geology Department, FGUP «VSEGEI»

199106, St. Petersburg, Russia, 74 Sredny prospect

Tel: +7 (812) 328 - 9149

Dmitriy V. Makarov – PhD, Deputy Head of Department of FGUNPP «Rosgeofond»

125993, Moscow, Russia, 38, 3rd Magistralnaya st.

Tel: +7 (499) 259-4532

УДК 551.763.1:552.143:553.98 (571.121)

B.A. Жемчугова¹, М.О. Бербенев²¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, e-mail: zem@gds.ru²ООО «Геофизические системы данных», г. Москва, e-mail: berbenev@gds.ru

Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири)

Меловые отложения, содержащие значительные скопления углеводородов в Западно-Сибирском нефтегазонесном бассейне (НГБ), сложены генетически разнородными осадками. Это определяет своеобразие морфологии и структуры приуроченных к ним природных резервуаров, а соответственно, и выбор методики их прогноза. Такой прогноз основывается на результатах седиментационно-структурного моделирования, выполняемого на базе комплексной интерпретации скважинных и сейсмических данных. В работе представлены основные принципы, положенные в основу интерпретации геолого-геофизических материалов и моделирования структуры и свойств природных резервуаров, связанных с глубоководными конусами выноса, прибрежными, мелководно-морскими, континентальными и субконтинентальными обстановками седиментации. Уникальность мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского НГБ как объекта такого рода исследований заключается в разнообразии геологических процессов, обеспечивших современное распределение продуктивности недр.

Ключевые слова: седиментационное моделирование; литолого-фаунистический анализ; сейсмофациальный анализ; обстановки осадконакопления; сейсмические атрибуты; природные резервуары; ловушки углеводородов.

Введение

Растущий в мире спрос на углеводородное (УВ) сырье стимулирует деятельность нефтяных и газовых компаний по повышению эффективности освоения разведанных и поиску новых запасов нефти, газа и конденсата на объектах, расположенных в сложных природно-климатических условиях Крайнего Севера. Однако отсутствие на большей его части инфраструктуры и транспортной системы делает подобные работы крайне затратными, а зачастую, и экономически невыгодными. Иначе обстоит дело с месторождениями, находящимися в районах с развитой инфраструктурой и в первую очередь вблизи крупных газопроводов. Одним из таких районов является центральная часть Ямало-Ненецкого автономного округа (Рис. 1), где эксплуатируются крупнейшие в мире месторождения. Регион на сегодняшний день обладает значительной ресурсной базой, большая часть которых принадлежит меловому комплексу, с которым связываются основные перспективы поисков залежей нефти и газа.

В основе выбора стратегии поисково-разведочных работ, конечной целью которых является открытие новых месторождений нефти и газа, лежит геологическая модель перспективных территорий, разработанная на базе комплексной интерпретации скважинных геолого-геофизических данных и материалов сейсморазведочных работ. Однако в современной технологической цепочке производственного процесса интерпретации сейсмических данных, как правило, отсутствуют время и место для изучения первичной геологической информации, что зачастую приводит к привлечению гипотез, дале-

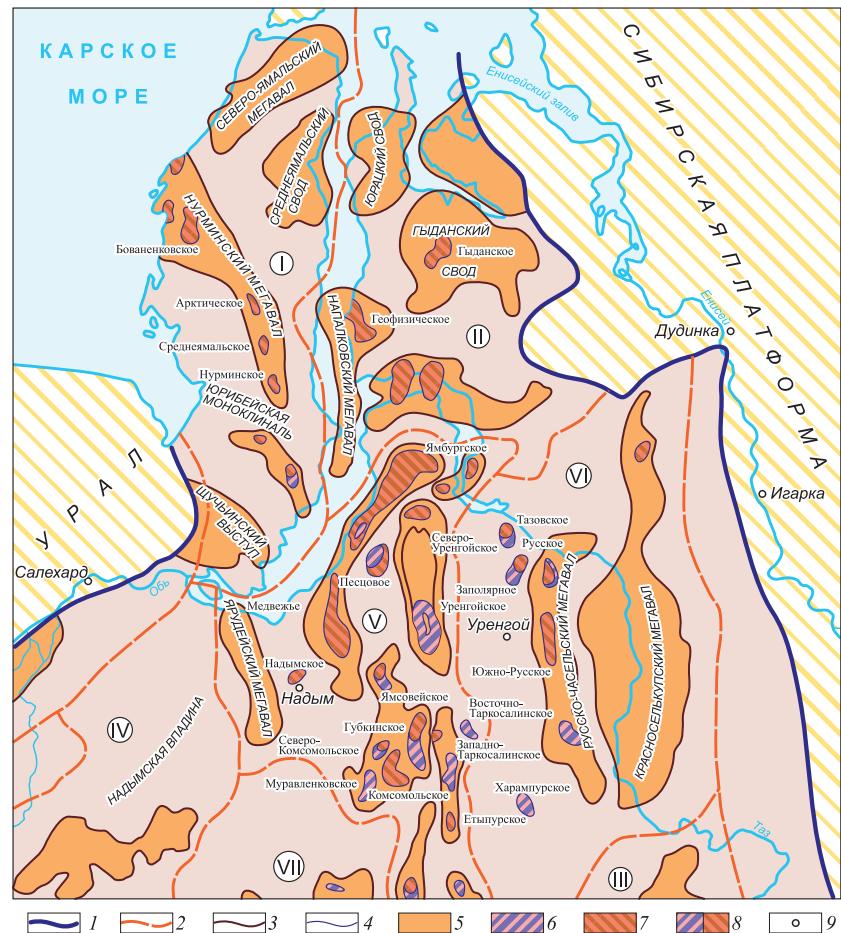


Рис. 1. Карта нефтегазогеологического районирования северной части Западно-Сибирского НГБ (Нефтегазоносные провинции..., 1983, с дополнениями и изменениями): 1-4 – границы: 1 – Западно-Сибирского НГБ, 2 – нефтегазоносных областей (I – Ямальской, II – Гыданской, III – Пайдугинской, IV – Фроловской, V – Надым-Пурской, VI – Пур-Тазовской, VII – Среднеобской), 3 – структур первого порядка (мегавалов и сводов), 4 – контуры месторождений; 5 – мегавалы и своды; 6-8 – месторождения: 6 – нефтяные, 7 – газовые и газоконденсатные, 8 – нефтегазоконденсатные; 9 – населенные пункты.

ких от геологических реалий. С другой стороны, прогноз структуры природных резервуаров и фильтрационно-емкостных свойств слагающих их отложений, базирующийся на литолого-фациальном и петрофизическом анализах, осуществляется, как правило, без использования сейсмических материалов. Взаимная «невостребованность» результатов работ геологов и геофизиков снижает степень достоверности автономно создаваемых ими моделей природных объектов.

По нашему мнению, процесс интерпретации любых геофизических данных должен сопровождаться определенным «седиментационным» контролем, поскольку только с помощью корректной седиментационной модели, разработанной с использованием новейших достижений научной и практической геологии, можно определить, какие осадочные тела будут присутствовать на изучаемом участке, каков характер наслложения в этих тела, как и куда они могут смещаться в процессе изменения седиментационной ситуации и, соответственно, каким образом эти тела будут отображаться в волновом сейсмическом поле. Особенности изменения последнего служат для детализации модели осадконакопления, а использование детальных литологических исследований, в свою очередь, позволяет прогнозировать «внутреннее наполнение» осадочных тел и его изменение в пространстве и времени, зачастую не отображающиеся в волновом поле в силу определенной разрешающей способности сейсмического метода.

Результаты применения комплексного подхода к построению моделей природных резервуаров на основе глубокой интерпретации геолого-геофизических данных можно проиллюстрировать на примере меловых отложений северных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Выделяемые в их составе резервуары сложены генетически разнородными осадками, иллюстрирующими значительную часть спектра обстановок обломочного осадконакопления. Так, ачимовские песчаные тела, представляющие собой отложения подводных конусов вы-

носа, формировались у подножья склона глубоководной впадины; так называемые «шельфовые пласти» – в прибрежных участках мелководного шельфа; песчаники верхнего мела – главным образом, на континенте. Это определяет своеобразие морфологии и структуры приуроченных к ним природных резервуаров, а соответственно, и выбор методики их прогноза.

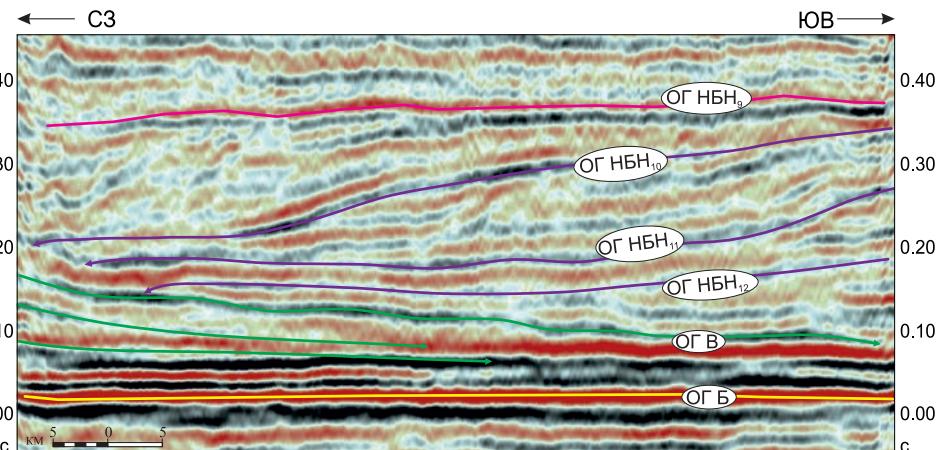


Рис. 2. Фрагмент временного разреза, иллюстрирующий поведение клиноформ западного (фиолетовый) и восточного (зеленый) падения (Черепанов и др., 2011).

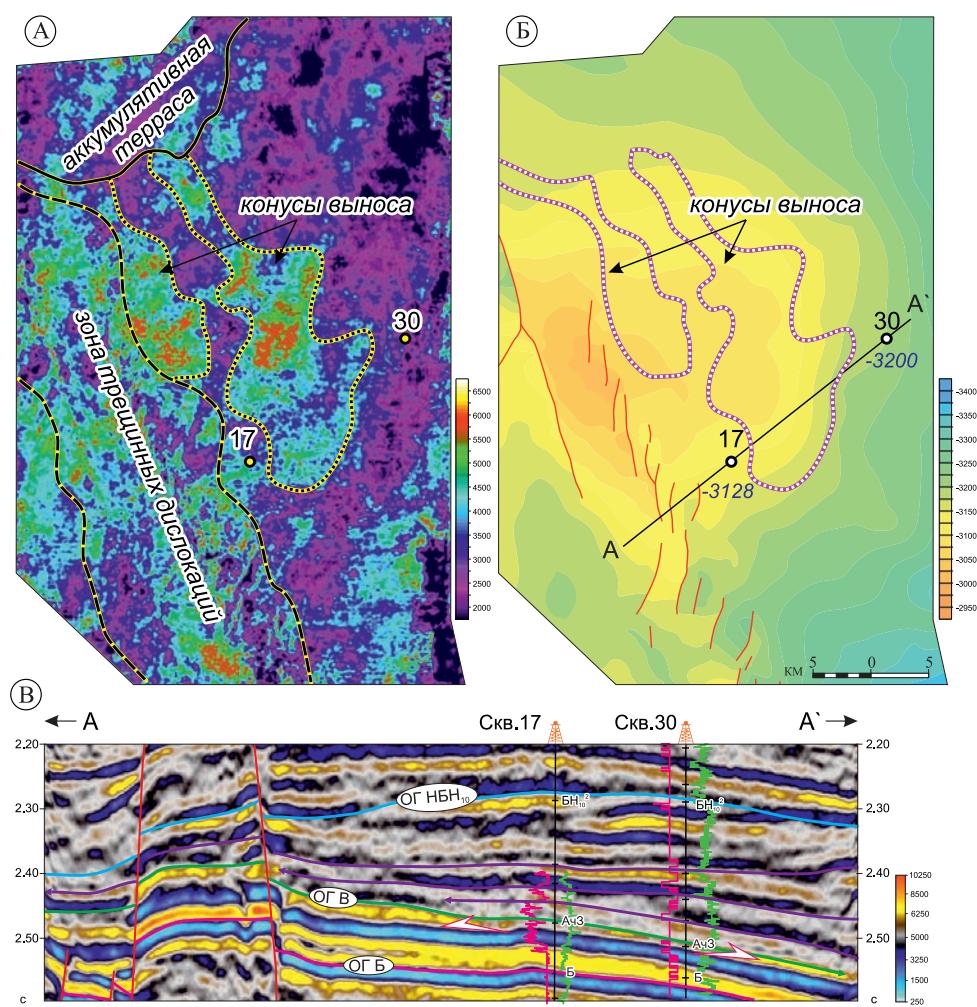


Рис. 3. Отображение конусов выноса в фондоформенной части клиноформ восточного падения в волновом сейсмическом поле (Черепанов и др., 2011): А – карта средних значений абсолютных амплитуд в окне 4 мс вдоль ОГ В; Б – структурная карта кровли пласта Ач3 с вынесенным контуром перспективного объекта; В – фрагмент вертикального среза куба псевдоакустического импеданса в неокомском интервале разреза.

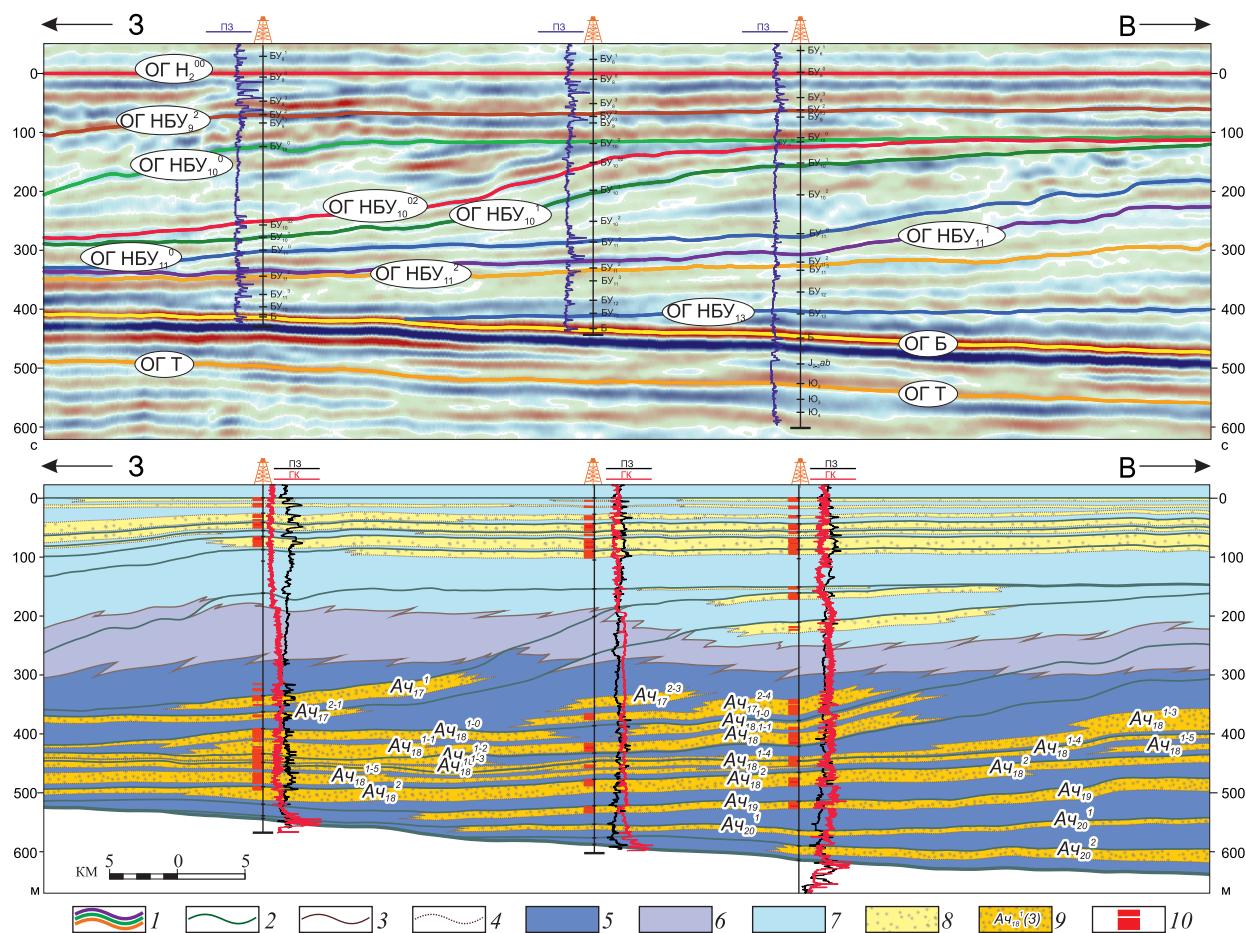


Рис. 4. Сейсмофациальный профиль неокомских отложений: 1 – отражающие горизонты; 2-4 – границы: 2 – пластов, 3 – литолого-фациальных зон, 4 – осадочных тел; 5-7 – фациальные комплексы: 5 – глубоководной впадины, 6 – склона глубоководной впадины, 7 – мелководного шельфа; 8-9 – песчаные тела: 8 – проградирующего побережья, 9 – глубоководных конусов выноса; 10 – эффективные толщины.

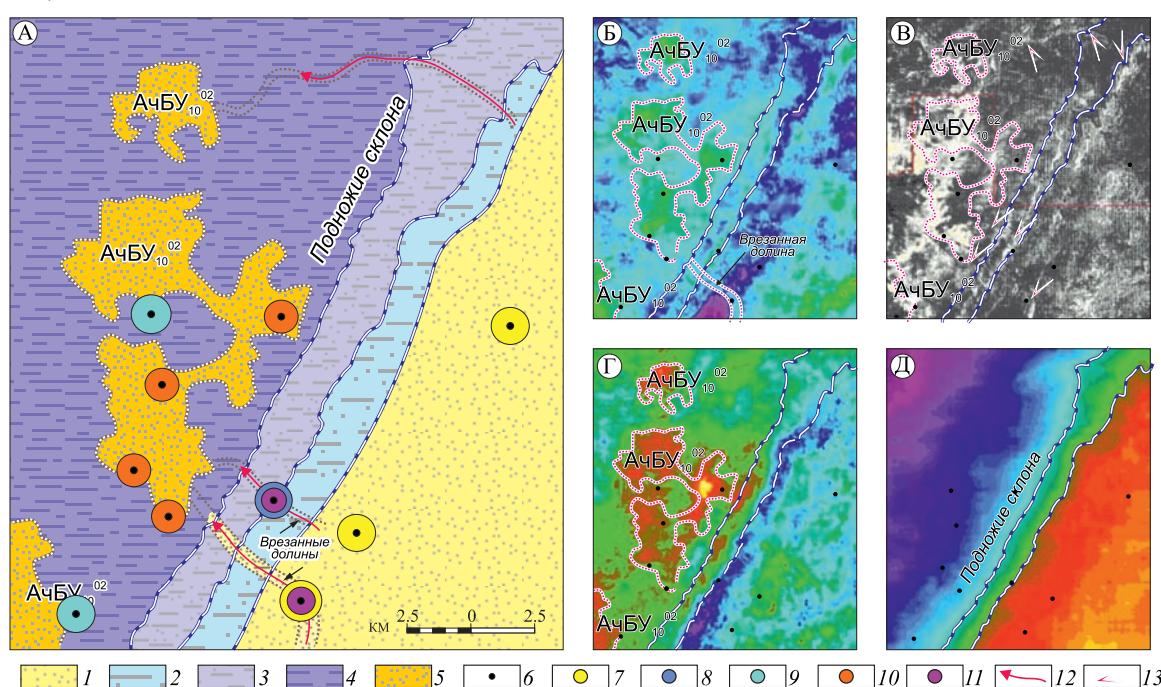


Рис. 5. Сейсмогеологическая модель пласта АчБУ₁₀⁰²: А – схема фациального районирования; Б – карта средних значений абсолютных амплитуд в окне 4 мс вдоль ОГ НБУ₁₀²; В – срез куба когерентности вдоль ОГ НБУ₁₀²; Г – карта средних значений псевдоакустического импеданса, рассчитанных в стратиграфическом окне пласта; Д – карта временных толщин между ОГ НБУ₁₀¹ и НБУ₁₀²; 1-5 – зоны преобладающего развития отложений; 1 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 2 – мелководного шельфа, 3 – бровки аккумулятивной террасы, 4 – глубоководного шельфа, 5 – глубоководных конусов выноса; 6 – местоположения скважин; 7-11 – преобладающий тип отложений в разрезе скважины: 7 – песчаники и алевролиты побережья, 8 – аргиллиты склона глубоководной впадины, 9 – алевролиты и аргиллиты дистальных частей конусов выноса, 10 – песчаники проксимальных частей конусов выноса, 11 – песчаники заполнения врезанных долин; 12 – направления древних потоков; 13 – маркеры русловых аномалий.

Одним из необходимых условий успешного прогнозирования пространственного распределения песчаных тел, способных содержать УВ флюид, служит разработка корректной седиментационной модели продуктивных отложений. Она базируется на результатах литолого-фациального и циклического анализов, реализованных в рамках методических приемов стратиграфии секвенций (Mitchum, 1977; Van Wagoner et al., 1990).

Седиментационные модели резервуаров глубоководных конусов выноса

Согласно существующим представлениям (Нежданов и др., 2000; Карогодин, 1980; 1996; Нежданов, 1988; Карогодин и др., 2000; Соседков, Четвертных, 1995), неокомские отложения Западной Сибири имеют четко выраженное циклическое строение, обусловленное трансгрессивно-регressiveм режимом развития бассейна осадконакопления в раннемеловую эпоху. Структура сформированных в течение седиментационного цикла осадочных комплексов (клинов) отражает, во-первых, изменения относительного уровня моря, регистрирующего суммарный эффект проявления тектоники и эвстатики, а во-вторых, количество привносимого с континента обломочного материала. Каждый из таких комплексов состоит из фондо-, клино- и ундоформенных элементов (Сейсмическая..., 1982), сложенных комплексом глубоководных, склоновых и мелководных (прибрежно-морских) осадков соответственно.

Наибольший нефтегазопоисковый интерес среди глубоководных отложений имеют песчаные тела конусов выноса. Их накопление происходило в моменты максимальных регрессий, когда мелководная часть шельфа осушалась, и на склоне относительно глубоководной впадины начинали действовать процессы массопереноса, выраженные в виде оползней, грязевых потоков и турбидитовых течений. С последующим повышением относитель-

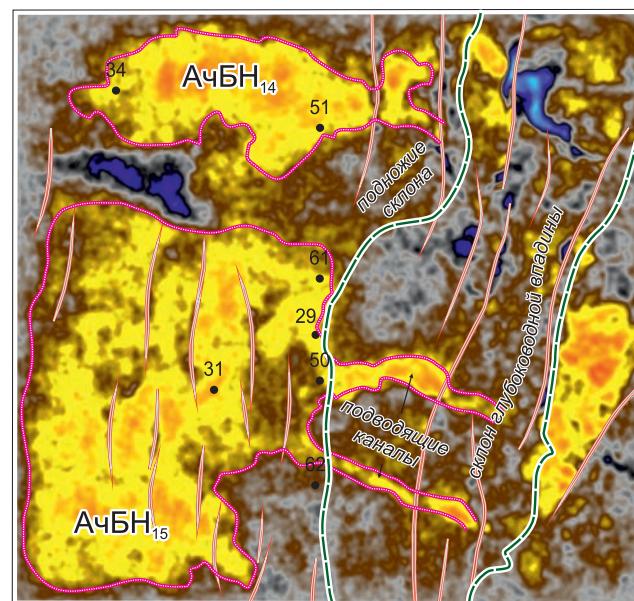


Рис. 7. Отображение структуры глубоководного конуса выноса в волновом сейсмическом поле (Черепанов и др., 2011).

ного уровня моря, сопровождавшимся трансгрессией и возобновлением осадконакопления на шельфе и в прибрежной зоне, во впадине начинала преобладать глинистая седиментация. Эта последовательность, неоднократно повторяясь, приводила к формированию природных резервуаров, состоящих из песчаных коллекторов и глинистых экранов.

При таком механизме формирования клиноформенных осадочных комплексов каждый из них содержит два седиментационных маркера, отражающих резкие смены процесса осадконакопления. Это поверхности размыва с субаэральными признаками и трансгрессивные поверхности (и как частный случай – поверхности максимально-

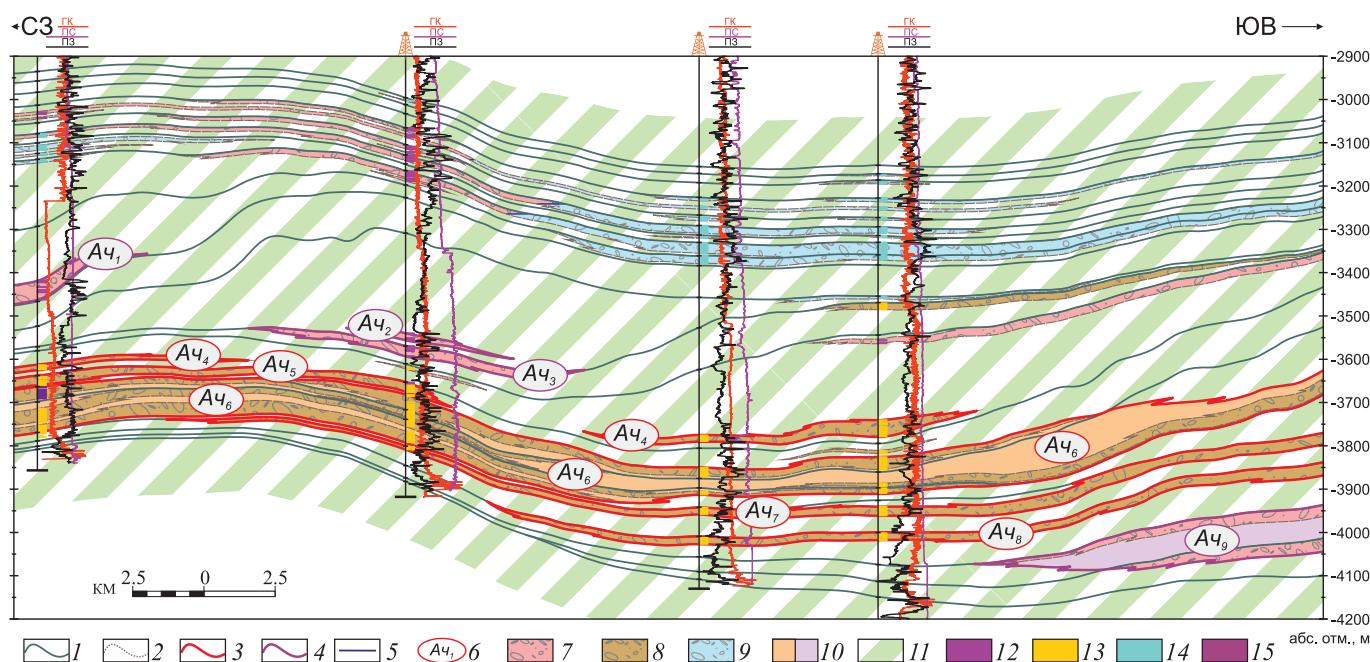


Рис. 6. Схема строения залежей УВ в ачимовских отложениях: 1–4 – границы: 1 – пластов, 2 – песчаных тел, 3 – нефтяных залежей, 4 – газовых залежей; 5 – флюидные контакты; 6 – индексы залежей; 7–9 – осадочные тела: 7 – газонасыщенные, 8 – нефтенасыщенные, 9 – водонасыщенные; 10–11 – флюидоупоры: 10 – внутрирезервуарные, 11 – межрезервуарные; 12–15 – характер насыщения по данным ГИС: 12 – газ, 13 – нефть, 14 – вода, 15 – возможен продукт.

го затопления). Первые, как правило, практически не проявляются в волновом поле, вторые, наоборот, образуют устойчивые отражения, которые и отождествляют с соответствующими отражающими горизонтами (ОГ).

Обломочный материал, проградационно заполнявший морской бассейн, поступал в основном с Сибирской платформы и в меньшей степени с Урала, определяя образование двух систем клиноформ – западной и восточной. Обе они фиксируются в разрезе неокома северо-западных районов Западно-Сибирского НГБ (Рис. 2). Следует отметить,

что, несмотря на бытующие представления о преимущественно алевро-пелитовом составе осадков «уральских» фондоформ (Карогодин и др., 1995), они могут включать достаточно мощные песчаные тела, с которыми связаны неантклинальные ловушки УВ. Такие ловушки, к примеру, выявлены на Ныдинском участке Медвежьего месторождения (Рис. 3) в результате проведения здесь сейсморазведочных работ 3D (Черепанов и др., 2011).

Клиноформы западного падения, сформировавшиеся за счет сибирских источников сноса, проявляются в вол-

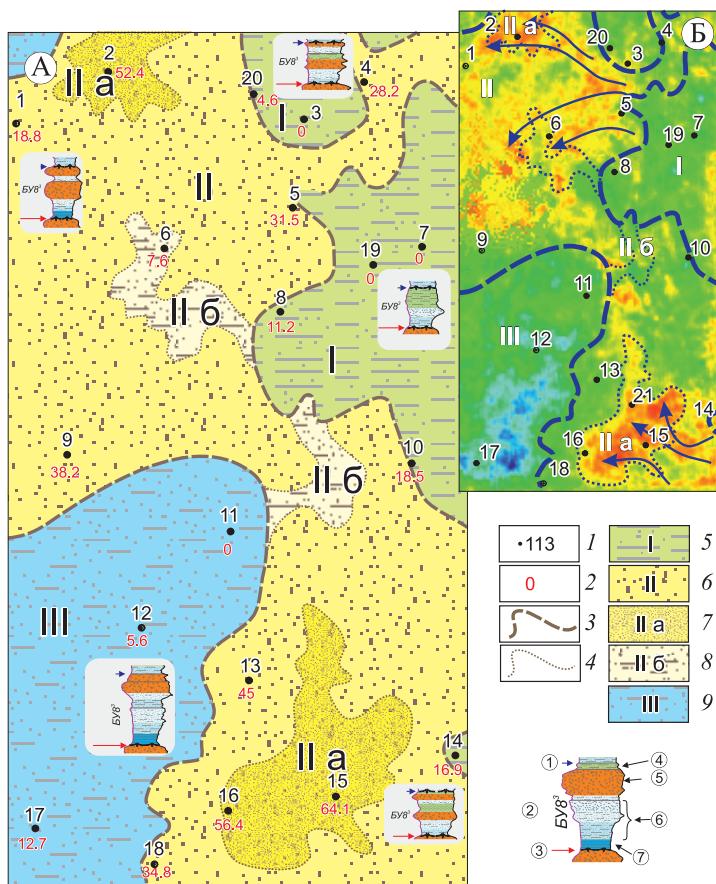
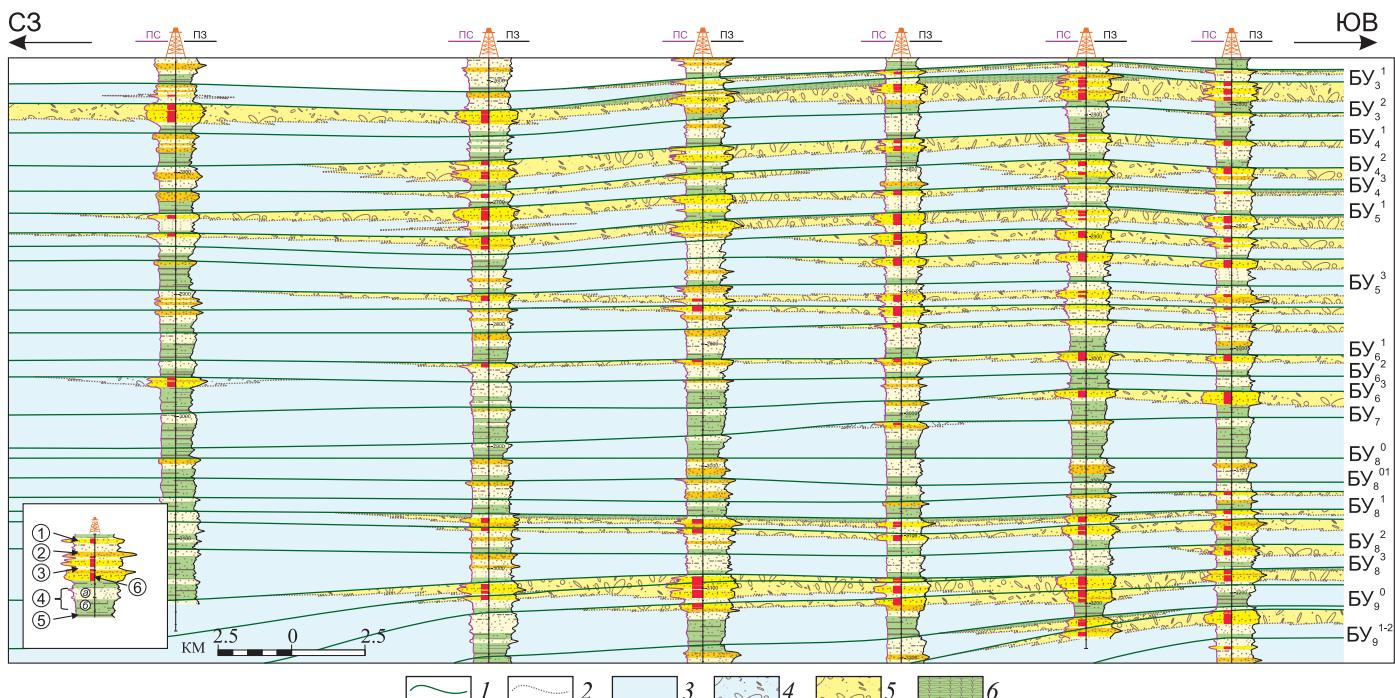


Рис. 8. Положение песчаных тел в структуре «шельфовых» пластов: 1-2 – границы: 1 – промысловых пластов, 2 – песчаных тел; 3-6 – осадочные комплексы: 3 – мелководного шельфа и переходной зоны, 4 – песчаных гряд, 5 – предпляжевой зоны и нижнего пляжа, 6 – забарьерной лагуны; в эталонных разрезах скважин: 1 – пористые песчаники, 2 – плотные песчаники, 3 – алевролиты, 4 – переслаивание алевролитов и глин с преобладанием алевритовой (а) и глинистой компоненты (б), 5 – глины, 6 – эффективные толщины.

Рис. 9. Пример литолого-фацального районирования «шельфового» пласта: А – схема фацальной зональности пласта BU_8^3 ; Б – карта опорного сейсмического атрибута (Жемчугова и др., 2007): 1 – разведочные скважины; 2 – коэффициент песчанистости; 3-4 – границы: 3 – литолого-фацальных зон; 4 – литолого-фацальных подзон; 5-9 – зоны преобладающего развития отложений: 5 – забарьерной лагуны, 6 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 7 – дельтовых конусов (?), 8 – межостровных проток (?), 9 – переходной зоны; в эталонных разрезах скважин: 1 – кровля пласта, 2 – индекс пласта, 3 – подошва пласта; отложения: 4 – забарьерной лагуны, 5 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 6 – переходной зоны, 7 – мелководного шельфа.

новом поле более отчетливо, чем восточные, и с ними связано большое число нефте- и газонасыщенных песчаных резервуаров. К примеру, в разрезе неокома Ямбургского месторождения присутствует около двух десятков таких песчаных линз (Рис. 4); большая часть из них заполнена УВ флюидом (Жемчугова и др., 2007).

Исходя из особенностей формирования ачимовских песчаников, основными критериями для их выделения могут служить следующие условия (Рис. 5):

- наличие в разрезе скважин сложнопостроенных пакетов песчаных пластов толщиной около 50-60 м, отделенных от смежных тел «устойчивыми» трангрессивными глинистыми пачками;

- близость склона глубоководной впадины, у подножия которого существовали условия для аккумуляции обломочного материала, приносимого с мелководного шельфа;

- присутствие эрозионных врезов на склоне, свидетельствующих о развитии зон транспортировки алевро-песчаных осадков;

- увеличение толщин пласта по отношению к седиментационному тренду;

- пониженные значения псевдоакустических импедансов по сравнению с вмещающими породами.

В скважинах конусы выноса представлены средне-мелкозернистыми грауваковыми песчаниками, в различной степени алевритистыми и глинистыми, в отдельных прослоях с глинистыми интракластами, «плавающими» внутри песчаного субстрата. Для песчаников характерна горизонтальная, волнистая и косоволнистая слоистость, подчеркнутая тонкими (до 1 мм) слойками аргиллита и намывами углистого детрита. Иногда слоистость нарушена оползанием осадка; присутствуют прослои с конволютной слоистостью и знаками ряби; на границе с алевролитами встречаются песчаные инъекции (нептунические дайки).

Разделяются песчаники выдержаными глинистыми пачками, сложенными равноориентированными агрегатами глинистых (хлорит-гидрослюдистых) минералов с включениями мелкоглобулярного пирита, сидерита, аути-

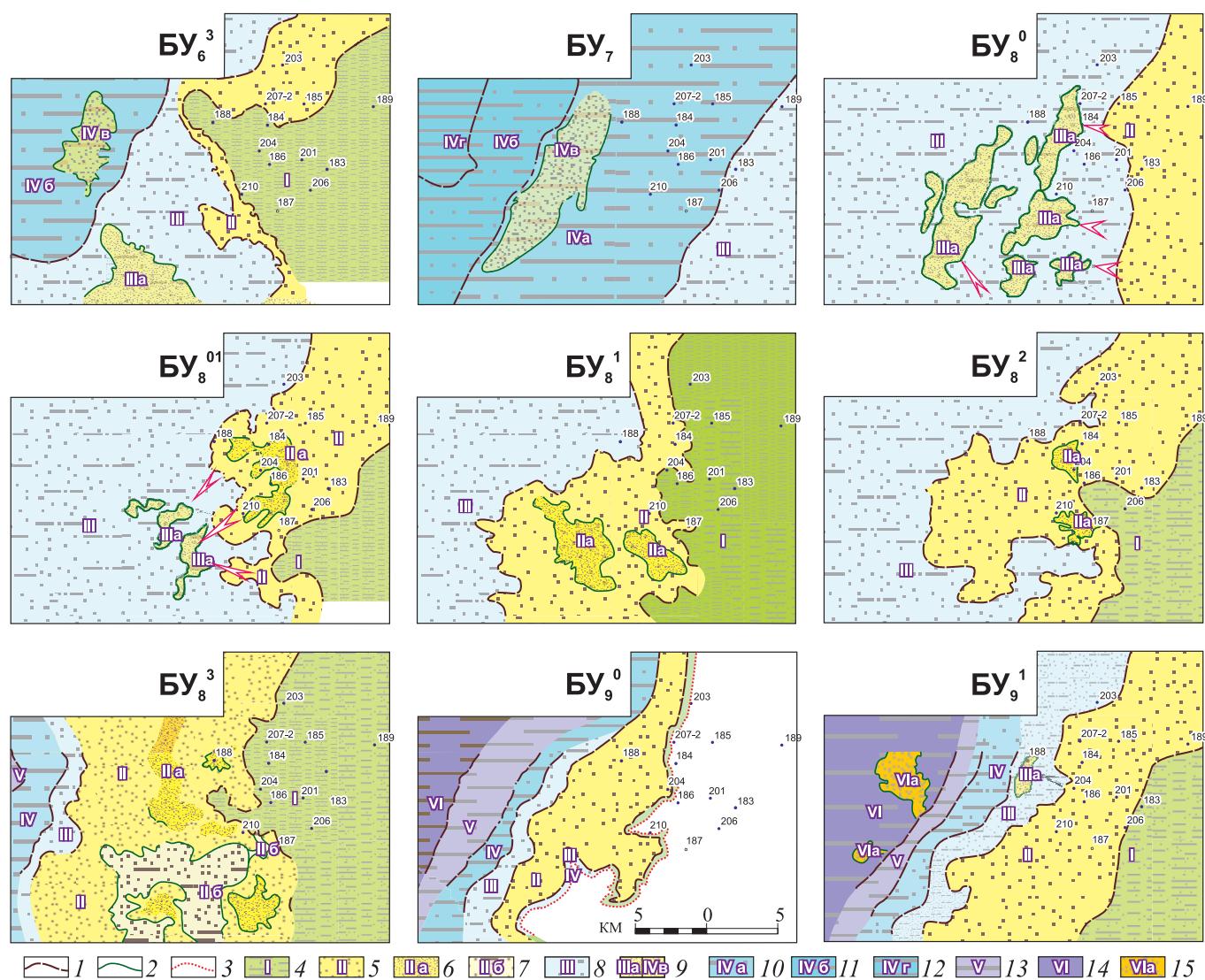


Рис. 10. Схемы литологического районирования «шельфовых» пластов Ямбургского месторождения: 1-3 – границы: 1 – литолого-фациальных зон, 2 – литолого-фациальных подзон, 3 – отсутствия отложений; 4-15 – зоны преобладающего развития отложений: 4 – забарьерной лагуны, 5 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 6 – дельтовых конусов (?), 7 – межостровных проток (?), 8 – нижней предпляжевой и переходной зоны, 9 – песчаных гряд, 10 – шельфовых равнин, 11-12 – впадин на шельфе с компенсированным (11) и некомпенсированным (12) осадконакоплением, 13 – склона впадины, 14 – глубоководной впадины, 15 – донных конусов выноса.

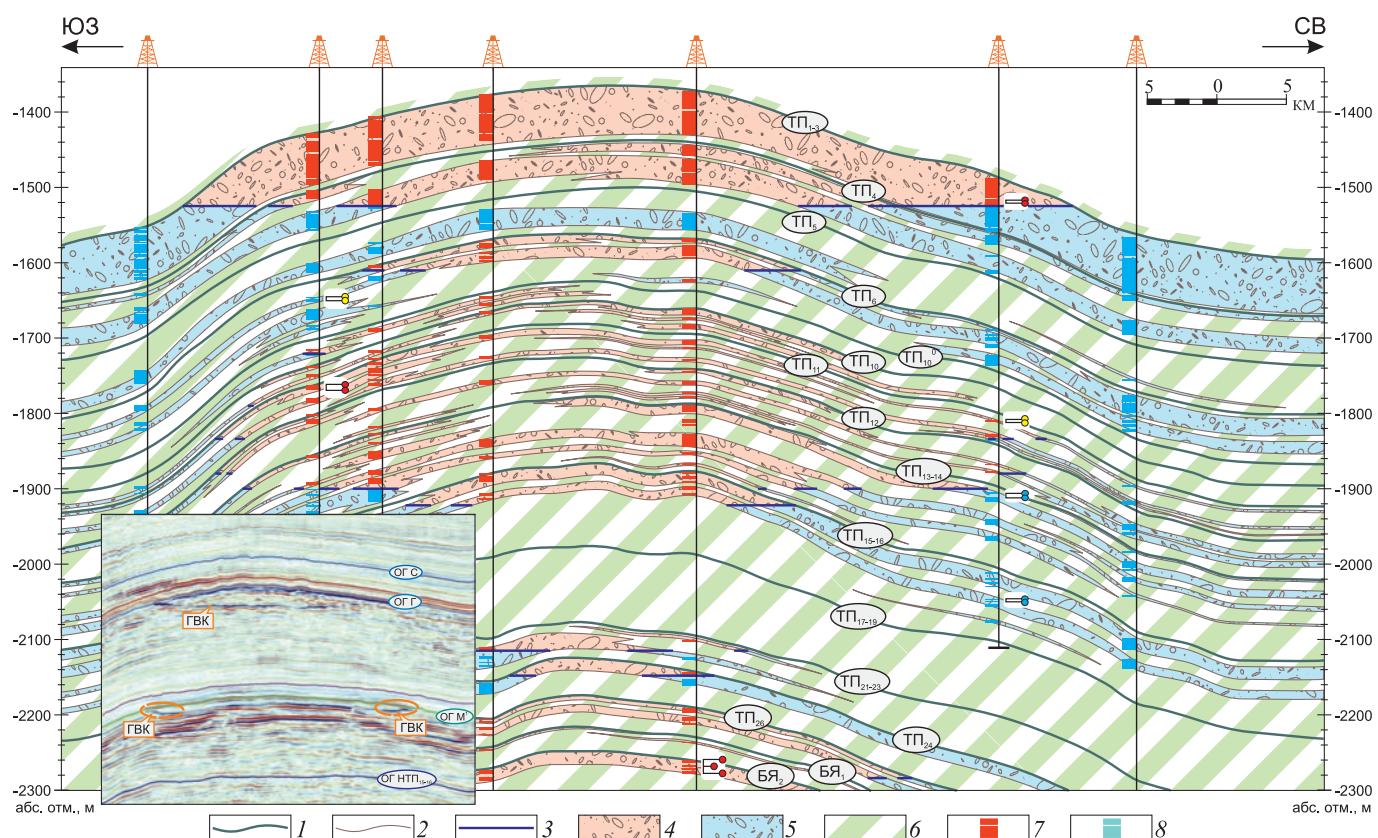


Рис. 11. Схема строения залежей УВ в меловых отложениях Харасавэйского месторождения: 1-2 – границы: 1 – пластов, 2 – песчаных тел; 3 – флюидные контакты; 4-6 – осадочные тела: 4 – газонасыщенные, 5 – водонасыщенные, 6 – непроницаемые; 7-8 – характер насыщения по ГИС: 7 – газ, 8 – вода.

генных кальцита и доломита.

Пространственное взаиморасположение песчаников и аргиллитов обеспечивает создание наиболее благоприятных условий для аккумуляции УВ и консервации их скоплений (Рис. 6).

Такие же конусы выноса вскрыты бурением в разрезе неокома Медвежьего мегавала (Рис. 7). К сожалению, как показывают результаты бурения и испытания скважин, здесь они в значительной степени обводнены, однако не исключено, что отдельные тектонически экранированные фрагменты выявленных конусов могут содержать небольшие залежи УВ.

Седиментационные модели резервуаров прибрежных и мелководно-морских отложений

Ундоформенные элементы клинотем, накопление которых связано с прибрежными и мелководно-морскими обстановками осадконакопления, содержат песчаные тела, выделяемые как «шельфовые» продуктивные пласти. Слагающие их песчаники характеризуются преимущественно аркозовым составом, низкой степенью катагенетической преобразованности (MK_1 - MK_2), достаточно высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Все «шельфовые» пласти имеют одинаковую архитектуру: в основании каждого из них расположены наиболее глубоководные фации, вверх по разрезу пласта осадки последовательно «обмеляются», отражая заполнение прибрежной части шельфа и регрессию моря (Рис. 8).

Поскольку накопление песков на шельфе лимитируется зоной нижнего пляжа и предпляжевой зоной, простран-

ственное смещение последних по мере развития регрессии провоцирует миграцию песчаных тел по профилю седиментации (от берега к морю). Эти тела формируют различные по протяженности покровы, которые латерально и вертикально замещаются существенно глинистыми отложениями лагун и (или) прибрежных равнин.

Интенсивность продвижения песчаных тел во время седиментационного цикла зависит от многих факторов, но главными среди них являются величина аккомодационного (осадкоемкого) пространства, созданного в результате повышения относительного уровня моря в начале цикла, и количество приносимого с континента обломочного материала. Кроме того, ширина песчаных покровов варьирует в зависимости от величины наклона дна бассейна осадконакопления.

Для литолого-фациального районирования «шельфовых» пластов обычно используются следующие данные:

- характер изменения толщин пласта;
- долевое участие в структуре пласта выделенных литотипов и их парагенезов;
- результаты динамического анализа волнового поля (Рис. 9).

Результаты такого районирования, выполненные, к примеру, для некоторых пластов Ямбургского месторождения (Жемчугова и др., 2007), иллюстрирует рисунок 10.

Седиментационные модели резервуаров континентальных отложений

Большую часть верхнемелового разреза Западно-Сибирского НГБ слагают отложения, имеющие континентальный генезис, накопление которых связано с ал-

лювиальными равнинами. Длительное существование речной системы в условиях медленного погружения земной коры приводит к формированию мощной толщи аллювиальных отложений, сложенной циклично построеными песчано-алевро-глинистыми осадками и протягивающейся на десятки и сотни километров, в которой песчаные пласты-коллекторы имеют крайне прихотливое распространение.

Основной задачей обоснования строения залежей или перспективных объектов в таких разрезах становится выполнение корректной стратификации и попластовой корреляции последних. Решение этой задачи также осуществляется с применением результатов седиментологического анализа – в качестве определяющих границ используются хроностратиграфические поверхности.

Для разрезов, формирование которых связано со стабильными условиями и близкими скоростями накопления осадка в бассейне, корреляция обычно не вызывает затруднений, поскольку наиболее значимые изменения этих условий отображаются в смене вещественного состава пород. Это, в свою очередь, отражается на каротажных диаграммах, поэтому «похожесть» последних может служить основой для проведения границ пластов. Так, достаточно просто выполнить корреляцию разрезов отложений, накопившихся в прибрежных условиях, поскольку во время затоплений, вызванных быстрым повышением относительного уровня моря, происходит резкая смена состава пород, легко диагностируемая как в керне, так и на каротажных кривых. Образующиеся таким образом трансгрессивные поверхности (и их частный случай – поверхности максимального затопления) играют роль седиментационных маркеров, по которым разрезы сопоставляются между собой.

Иначе дело обстоит с разрезами, сформированными континентальными отложениями. В этом случае применение литостратиграфического подхода приводит к многочисленным ошибкам, когда песчаники различных осадочных циклов объединяются в единое тело. Эта проблема может быть решена лишь на основе хроностратиграфических построений. И в качестве основных коррелятивных поверхностей для этого также используются поверхности, сформированные во время максимальных затоплений. В разрезе аллювиальных отложений такие затопления отражены в смене существенно песчаной седиментации глинистой или углистой (Позаментье, Аллен, 2014).

Реализацию такого подхода к уточнению строения залежей УВ в верхнемеловых песчаных линзах Харасавэйского месторождения иллюстрирует рисунок 11.

Выявленные закономерности пространственного поведения песчаных тел используются для количественного прогноза их фильтрационно-емкостных свойств. Построение карт прогнозных параметров осуществляется с применением геостатистического подхода. Эта методика основана на выявлении статистической зависимости между коллекторскими свойствами целевых интервалов и сейсмическими атрибутами. Выбор окон для расчета динамических атрибутов выполняется на основе сейсмической привязки и сейсмогеологического моделирования, базирующегося на петрофизических зависимостях упругих и емкостных параметров. Но в качестве кон-

троля при выборе зависимости используется геологическая информация, полученная на предыдущих этапах: рассчитанный опорный атрибут не должен противоречить выявленным закономерностям распределения на рассматриваемой площади генетически разнородных осадков. Иногда при этом удается разбить выборку на отдельные кластеры, отвечающие разным фациальным зонам. Часто оказывается, что независимый прогноз внутри каждой из зон с последующей их сшивкой дает более качественный результат, чем при анализе всей выборки одновременно (Жуков и др., 2006).

Заключение

Таким образом, в основе прогноза структуры и свойств природных резервуаров лежит комплексный анализ геолого-геофизической информации. Включение в технологическую цепочку построения модели резервуара многопрофильных исследований снижает степень неопределенности полученной модели, что, в свою очередь, увеличивает достоверность прогнозируемых для него параметров.

Литература

- Жемчугова В.А., Жуков А.П., Эпов К.А. и др. Применение технологии моделирования структуры природных резервуаров для неокомских отложений Ямбургского месторождения. *Доклады XII координационного геологического совещания ОАО Газпром*. 2007. С. 43-58.
- Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А. и др. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных. *Технологии сейсморазведки*. 2006. № 1. С. 69-78.
- Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980.
- Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2000.
- Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири. Геофизические методы при обосновании объектов нефтегазопоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ. 1988. С. 62-70.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук. 2000.
- Нефтегазоносные провинции СССР (справочник). Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича. М.: Недра. 1983.
- Позаментье Г., Аллен Дж.П. Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2014.
- Сейсмическая стратиграфия. Под ред. Ч. Пейтона. М.: Мир. 1982.
- Соседков В.С., Четверных В.П. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки. *Геология нефти и газа*. 1995. №2. С. 28-34.
- Черепанов В.В., Парасына В.С., Жуков А.П. и др. Перспективы поиска скоплений углеводородов в меловых отложениях Медвежьего мегавала. *Технологии сейсморазведки*. 2011. №2. С. 49-58.
- Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. 1977. Mem. 26. Pp. 205-212.
- Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *AAPG Methods in exploration Series*. Tulsa, Oklahoma. 1990.

Сведения об авторах

Валентина Алексеевна Жемчугова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, Геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
Тел: +7(495)234-27-94 (доб. 132)

Максим Олегович Бербенев – ведущий геолог

ООО «Геофизические системы данных»
117198 Москва, Ленинский пр-т 113/1, Парк-Плейс,
оф. Е-313
Тел: +7(495)234-27-94 (доб. 130)

Basic principles for modeling reservoir structure (on the example of Cretaceous deposits of the Western Siberia)

V.A. Zhemchugova¹, M.O. Berbenev²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: zem@gds.ru
²Geophysical Data Systems Ltd, Moscow, Russia, e-mail: berbenev@gds.ru

Abstract. Cretaceous deposits contain significant hydrocarbon accumulations in the West-Siberian oil and gas basin and have genetically heterogeneous composition. This determines the uniqueness of associated reservoirs morphology and structure, and as a consequence forecast methods used. This forecast is made by sedimentation-reservoir modeling based on complex interpretation of well and seismic data.

The paper presents the basic interpretation principles of geological and geophysical data, modeling of structure and properties of reservoirs associated with deep alluvial cones, shore, shallow-sea, continental and subcontinental sedimentary conditions. The uniqueness of Cretaceous deposits of West-Siberian oil and gas basin concludes in various geological processes which provided a modern distribution of mineral resources productivity.

Keywords: sedimentation modeling, litho-facies analysis, seismic facies analysis, sedimentary conditions, seismic attributes, natural reservoirs, hydrocarbon traps.

References

Cherepanov V.V., Parasyne V.S., Zhukov A.P. et al. Prospects for hydrocarbon accumulations in the lower cretaceous sediments of Medvej'ya megaswell. *Tekhnologii seismorazvedki* [Seismic Technologies]. 2011. № 2. Pp. 49-58. (in Russian)

Karogodin Yu.N. Sedimentatsionnaya tsiklichnost' [Sedimentary cyclic process]. Moscow: "Nedra". 1980.

Karogodin Yu.N., Kazanenkov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V. Severnoe Priob'e Zapadnoy Sibiri. Geologiya i neftegazonosnost' neokoma (sistemo-litmologicheskiy podkhod) [Northern Ob in Western Siberia. Geology and petroleum potential of the Neocomian (system-lithological approach)]. Novosibirsk: Publishing House of the Russian Academy of Sciences. 2000.

Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. 1977. Mem. 26. Pp. 205-212.

Nezhdanov A.A. Osnovnye zakonomernosti stroeniya seismostratigraficheskikh kompleksov neokoma Zapadnoy Sibiri. Geofizicheskie metody pri obosnovaniy ob'ektov neftegazopisokovykh rabot v tsentral'nykh rayonakh Zapadnoy Sibiri [Basic regularities of the Neocomian seismostratigraphic complexes structure of Western Siberia. Geophysical methods in the justification of oil and gas exploration objects in the central regions of Western Siberia]. Tyumen: "ZapSibNIGNI" Publ. 1988. Pp. 62-70.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A. et al. Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolschi Zapadnoy Sibiri [Geology and

Petroleum of the Western Siberia Achimov strata]. Moscow: Publishing House of the Academy of Mining Sciences. 2000.

Neftegazonosnye provintsii SSSR (spravochnik) [Oil and gas provinces of the USSR (handbook)]. Ed. G.X. Dikenshteyn, S.P. Maksimov, V.V. Semenovich. Moscow: "Nedra" Publ. 1983.

Pozament'er G., Allen Dzh.P. Sekvensnaya stratigrafiya terrigenykh otlozheniy. Osnovnye printsipy i primenie [Sekvens stratigraphy of terrigenous deposits. Basic principles and application]. Izhevsk: Institute of Computer Science Publ. 2014.

Seismicheskaya stratigrafiya [Seismic stratigraphy]. Ed. Ch. Peyton. Moscow: "Mir" Publ. 1982.

Sosedkov V.S., Chetvertnykh V.P. Stroenie achimovskoy tolschi Vostochno-Urengoyskoy zony po dannym seismorazvedki [The structure of the Achimov sequence in the East Urengoyskaya zone by seismic data]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 1995. № 2. Pp. 28-34.

Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahamanian V.D. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *AAPG Methods in exploration Series*. Tulsa, Oklahoma. 1990.

Zhemchugova V.A., Zhukov A.P., Epov K.A. et al. Primenenie tekhnologii modelirovaniya struktury prirodykh rezervuarov dlya neokomskikh otlozheniy Yamburgskogo mestorozhdeniya [The use of technology of the natural reservoirs structure simulation for Neocomian deposits of the Yamburgskoye oilfield]. *Doklady XII koordinatsionnogo geologicheskogo soveschaniya OAO Gazprom* [Reports XII Gazprom Coordination Geological meeting]. 2007. Pp. 43-58.

Zhukov A.P., Zhemchugova V.A., Epov K.A. t al. Prognozirovaniye struktury i svoystv prirodykh rezervuarov na osnove kompleksnoy interpretatsii seismicheskikh i skvazhinnykh geologo-geofizicheskikh dannyykh [Prediction of the structure and properties of natural reservoirs on the basis of complex interpretation of seismic and borehole geological and geophysical data]. *Tekhnologii seismorazvedki* [Seismic Technologies]. 2006. №1. Pp. 69-78.

Information about authors

Valentina A. Zhemchugova – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Russia, Moscow, Leninskie gory, 1
Tel: +7(495)234-27-94 (ad. 132)

Maxim O. Berbenev – Leading geologist

Geophysical Data Systems Ltd
117198, Russia, Moscow, Leninsky pr., 113/1, Park Place,
Suite E-313
Tel: +7(495)234-27-94 (ad. 130)

УДК 553.982 (571.1)

*A.V. Ступакова, A.V. Соколов, E.V. Соболева, T.A. Кирюхина,**И.А. Курасов, Е.В. Бордюг*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва

e-mail:stupakova@gmail.com

Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна остаются до конца невыясненными и недооцененными, несмотря на целый ряд крупных исследовательских работ и открытие залежей углеводородных флюидов в палеозойских отложениях. Это связано, во-первых, с сопредоточием поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, во-вторых, с существующей моделью тектонического развития всего региона, которая включает палеозойский комплекс в складчатое основание или фундамент. Согласно осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, фундамент бассейна не является источником углеводородных флюидов, а следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако сделанные открытия залежей нефти и газа в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день гипотезах и моделях, среди которых выделяются две основных версии происхождения нефти в палеозойских отложениях – органическая и неорганическая. Геологическое строение палеозойских комплексов и закономерности размещения коллекторов, залежей нефти и газа в них очень специфичны и требуют тщательного анализа всех геолого-геофизических и геохимических материалов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, палеозой, кора выветривания, нефтегазоносность.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западно-Сибирского бассейна остаются невыясненными и неоцененными, несмотря на целый ряд крупных работ и открытие залежей углеводородов в палеозойских отложениях. Это связано как со сопредоточием всех поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, так и со существующей моделью тектонического развития всего региона, которая рассматривает палеозойский комплекс как складчатое основание или фундамент. Согласно осадочно-миграционной теории образования углеводородов фундамент бассейна не является источником углеводородов, а следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нетегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако сделанные открытия залежей углеводородов в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день теориях и моделях. Сторонники неорганического происхождения углеводородов стремятся доказать глубинное происхождение углеводородов. Сторонники органического происхождения углеводородов ищут пути миграции углеводородов из нефтегазоматеринских толщ юрского комплекса в прилегающие поднятия «фундамента». Хотя истина кроется где-то посередине.

В первую очередь, на наш взгляд, несовершенной является тектоническая модель строения Западно-Сибирского региона, которая подразумевает образование Западно-Сибирского мезозойского осадочного бассейна на коре океанического или суб-оceanического типа, с последующей коллизией и повсеместной метаморфизацией осадочных толщ палеозойского возраста. В результате такой модели практически весь палеозойский комплекс должен быть смят в складки и метаморфизован, а все потенциальные нефтегазоматеринские толщи исчерпать свой потенциал еще до образования последующего покровного ме-

зозойского комплекса. Многолетние исследования палеозойских пород и более сотни скоплений углеводородов, в них выявленных, показывают, что метаморфизация пород происходила крайне неоднородно. Глубинные сейсмические разрезы фиксируют крупные палеозойские прогибы под осадочным чехлом мезозойских пород. Эти палеозойские прогибы могли представлять собой самостоятельные бассейны осадконакопления с собственным нефтегазогенерационным потенциалом, который мог быть до конца не разрушен, а сформировавшиеся в палеозойское время залежи впоследствии переформированы.

Таким образом, встает вопрос, где были эти палеозойские прогибы, т.е. осадочные бассейны, предшествующие мезозойскому этапу развития региона, и как могли происходить процессы формирования и переформирования тех скоплений, которые там образовывались на палеозойском этапе развития региона.

Задача выяснения перспектив нижнего структурного этажа и поисков залежей нефти и газа в нем была четко сформулирована еще А.А. Трофимуком после обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область). Решение этой проблемы на начальном этапе включало в себя поиск и разведку залежей нефти и газа в верхней части выступов фундамента на северо-западе Томской области, где они сложены сильнонотрещиноватыми и кавернозными известняками палеозойского возраста (Трофимук, 1964). Целенаправленно стали изучать нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири после того, как в мае 1974 г. на Малоицкой площади (Новосибирская область) был получен первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента.

На юго-востоке бассейна притоки нефти и газа получены как из пород палеозойского возраста (Малоицкое, Еллей-Игайское), так и из НГГЗК (разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта) (Арчинское, Герасимовское, Калиновое, Лугинецкое, Нижнетабаганское,

Останинское, Северо-Калиновое, Северо-Лугинецкое, Урманское, Южно-Тамбаевское, Чкаловское и др.). Наиболее значительные результаты по выявлению скоплений УВ достигнуты в НГГЗК. Залежи нефти и газа открыты в основном на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (Иванов и др., 1975, 1989; Биджаков и др., 1981; Вышемирский, Запивалов, 1981; Трофимук, 1997).

На севере Западно-Сибирского бассейна известны Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение и проявление нефти, газа и газоконденсата в палеозойских отложениях на Бованенковской площади. Залежь нефти Новопортовского месторождения связана с резервуарами в разрезе палеозойского складчатого основания (трещиноватые известняки, доломиты, сланцы, песчаники), перекрытого глинами левинского горизонта юры, а Бованенковского месторождения – с терригенными отложениями верхней перми.

Залежи и проявления УВ, связанные с корой выветривания палеозойского фундамента, известны на месторождениях Шаймского мегавала и Березовской моноклини на Приуральской нефтегазоносной области (НГО) (Мулымынское, Мортымья-Тетеревское, Даниловское, Березовское и др.), Красноленинского свода и прилегающих поднятий Фроловской НГО (Талинская, Каменная, Ем-Еговская площади, Рогожниковское и др. месторождения). В этих случаях кора выветривания развита по вулканогенным породам (порфиры, базальты, диориты, туффиты) (Елисеев и др., 1987). На площадях Красноленинского свода в некоторых случаях проводились совместные испытания палеозойских нижне-среднеюрских коллекторов, где были получены высокие дебиты. В.С. Сурков, Л.В. Смирнов и др. (1986) отмечают, что в указанных случаях палеозойские коллекторы не являются самостоятельными объектами, а создают дополнительный объем коллекторов. В Широтном Приобье открыты залежи в коре выветривания Северо-Варьеганского, Советского, Вахского месторождений.

Однако значительных по запасам месторождений в палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты пока не обнаружено. В какой-то степени это, вероятно, связано с тем, что поиски в палеозое велись совместно с объектами в мезозойских резервуарах. Между тем геологическое строение палеозойских комплексов и закономерности размещения коллекторов, залежей нефти и газа в них очень специфичны и требуют тщательного анализа всех геолого-геофизических и геохимических материалов.

Геологическое строение палеозойского комплекса Западной Сибири. Тектоническое строение Западно-Сибирского бассейна описано во многих работах, среди которых большую роль сыграли научные труды под руководством В.С. Суркова, В.И. Шпильмана, Н.Н. Ростовцева, И.И. Нестерова, Н.В. Шаблинской и других.

Эти работы базировались в первую очередь на геофизических материалах исследований магнитного и гравиметрического полей, региональной сейсмике и результатах бурения глубоких параметрических скважин. Однако большая часть исследований была направлена на изучение структурного плана мезо-кайнозойских отложений. Рассмотрению строения и нефтегазоносности доюрских комплексов Западной Сибири посвящены работы К.А. Клещева и В.С. Шеина, В.С. Суркова, С.В. Аплонова, В.С. Бочки-

рева, Е.Г. Журавлева, В.В. Харахинова, А.С. Егорова, В.Я. Рудкевича, Н.Я. Кунина и других. В своих работах авторы выделяли структуры рифей-венских, и палеозойских комплексов, выделяя доюрские бассейны разных типов. Большинство исследователей выделяли срединные массивы с кристаллическим континентальным фундаментом и обрамляющие их складчатые сооружения байкалид, салаирид, каледонид, герценид. В связи с этим, описывая тектоническое строение Западной Сибири и доюрский комплекс, исследователи часто используют термины «фундамент», «складчатое основание», «переходный комплекс» и «осадочный чехол».

С нашей точки зрения, под «фундаментом» следует понимать кристаллическое основание архей-протерозойского возраста. Породы кристаллического фундамента перекрыты рифей-венским и палеозойским осадочным чехлом разной мощности, в пределах которого выделяются как поднятия, так и глубокие прогибы. Система поднятий фундамента выделяется в центральной части Западной Сибири, в географической зоне Широтного Приобья. К ним можно отнести Красноленинский свод, Сургутский свод, Нижневартовский свод, Салымский свод, Верхнесалымский мегавал, Каймысовский свод, Средневасюганский мегавал, Парабельский мегавал и другие поднятия и валы южной части Западной Сибири. Эти положительные структуры скорее всего сформировались на месте единого кристаллического массива и могут быть объединены в зону поднятий Широтного Приобья (Рис. 1). Поднятия Широтного Приобья перекрыты преимущественно карбонатно-вулканогенными, реже терригенными осадочными отложениями кембрийско-каменноугольного возраста незначительной мощности в пределах 1-2 км, иногда более 3-4 км. Породы слабо метаморфизованы, разбиты на блоки, прорваны гранитными интрузиями.

Поднятия Широтного Приобья разбиты на узкие грабены. Грабены и прогибы Широтного Приобья образовались на стадии триасового рифтогенеза, который затронул большую часть Западной Сибири. Они заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями мощностью от первых сотен метров в зоне Широтного Приобья до 1-2 км на севере Западной Сибири. В узких грабенах пермско-триасовые вулканогенно-осадочные породы не смяты в складки и сложены терригенно-обломочными породами.

Другого типа поднятие так называемого «фундамента» или «складчатого палеозойского основания» выделяются в пределах зон глубокого погружения мезозойского комплекса или по его бортам. Это, как правило, инверсионные поднятия палеозойского палеобассейна, проявленные в виде линейных валов. К ним можно отнести Уренгойский, Нурминский, Ямбургский и другие валы северной и восточной части Западно-Сибирской депрессии.

Эти поднятия лежат в зоне глубокого погружения кристаллического фундамента Западно-Сибирского бассейна. Под ними прогнозируются большие мощности палеозойского комплекса – до 4-5 и более км, а над ними картируются большие мощности мезозойского комплекса отложений. Общая мощность отложений до кристаллического фундамента прогнозируется до 14-15 км. Линейные зоны шириной до 200 км являются эпицентрами погружения осадочного бассейна в течение длительного периода



Рис. 1. Схема тектонического районирования Баренцево-Карского шельфа (составлена А.В. Ступаковой, 2011). 1 – Восточно-Приновоземельское поднятие; 2 – Свердрупское поднятие; 3 – Салехардский выступ; 4 – Тильтимский выступ; 5 – Хаигорский мегавал; 6 – Чуальский выступ; 7 – Висимский мегавал; 8 – Пельмский мегавыступ; 9 – Тавдинский мегавыступ; 10 – Шаминский мегавал; 11 – Красноленинский свод; 12 – Северный свод; 13 – Сургутский свод; 14 – Нижневартовский свод; 15 – Александровский мегавал; 16 – Салымский мегавал; 17 – Верхнесалымский мегавал; 18 – Каймысовский свод; 19 – Средневасюганский мегавал; 20 – Парабельский мегавал; 21 – Демьянский мегавал; 22 – Пологрудовский мегавал; 23 – Пудинский мегавал; 24 – Тарский мегавал; 25 – Казанский выступ; 26 – Межевский мегавал; 27 – Старосолдатский мегавал; 28 – Нижнеомский мегавал; 29 – Тебисский мегавал; 30 – Новотроицкий мегавыступ; 31 – Калганский выступ; 32 – Белоостровский мегавал; 33 – Русановский мегавал; 34 – Скуратовский мегавал; 35 – Обручевский мегавал; 36 – Северо-Ямальский вал; 37 – Средне-Ямальский вал; 38 – Тамбейский вал; 39 – Нурминский мегавал; 40 – Гыданский свод; 41 – Геофизический свод; 42 – Адерпютинский вал; 43 – Ямбургский мегавал; 44 – Русский вал; 45 – Уренгойский мегавал; 46 – Медвежий мегавал; 47 – Ямсовейский мегавал; 48 – Пырейская мегаседловина; 49 – Русско-Чассельский вал; 50 – Губкинский вал; 51 – Таркосалинский вал; 52 – Етытурский мегавал; 53 – Харамтурский вал; 54 – Вынгатурский мегавал; 55 – Тагринский мегавал; 56 – Варьеганский мегавал; 57 – Линейная мегаседловина; 58 – Ярудейский мегавал; 59 – Полуйский свод; 60 – Радомский мегавал; 61 – Сергинское куполовидное поднятие; 62 – Турсунский мегавал; 63 – Южно-Иусский мегавыступ.

его геологической истории. Такая зона протягивается от Пыль-Караминского мегаантеклиниория на юго-востоке Западной-Сибирской плиты на северо-запад в направлении Южно-Карской впадины (Уренгой-Колтогорская рифтовая система по В.С. Суркову; Западно-Сибирская сверхглубокая депрессия по Н.В. Шаблинской, 1984, Н.Я. Кунину, 1985, А.В. Ступаковой, 2011) (Рис. 2-4).

Палеозойские палеопрогибы прошли все стадии развития бассейна еще в палеозое: от раскола земной коры и активного погружения до стадии инверсии, образования пологих складок и значительной эрозии верхней части палеоразреза. Отложения палеозойского комплекса в этих палеопрогибах слабо дислоцированы, смяты в пологие складки и эродированы там, где они подверглись максимальной инверсии, т.е. на бортах и в центральной части палеозойского палеопрогиба. Эти впадины были впоследствии заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями, что видно на временных сейсмических разрезах.

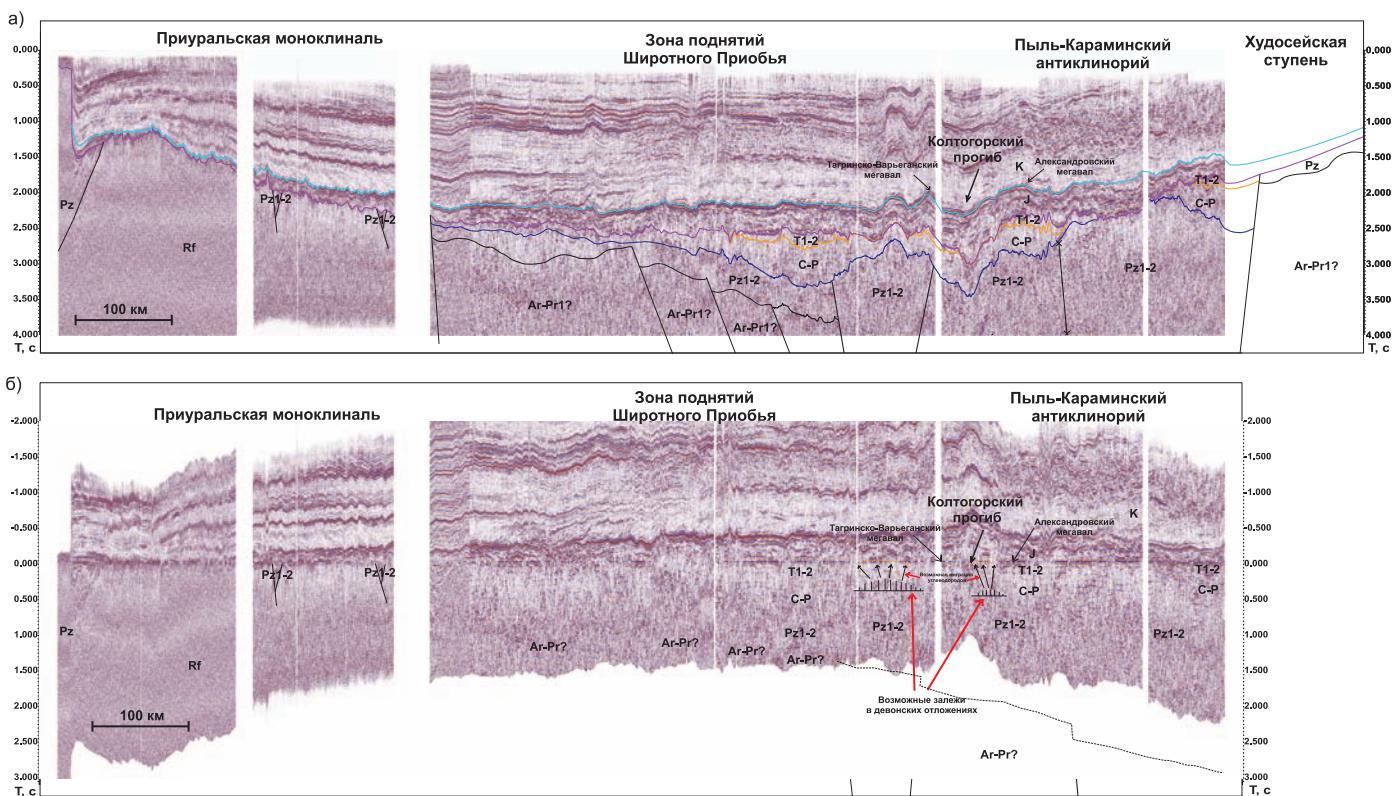


Рис. 2. Региональный сейсмогеологический профиль I-I'' (расположение см. рис. 1).

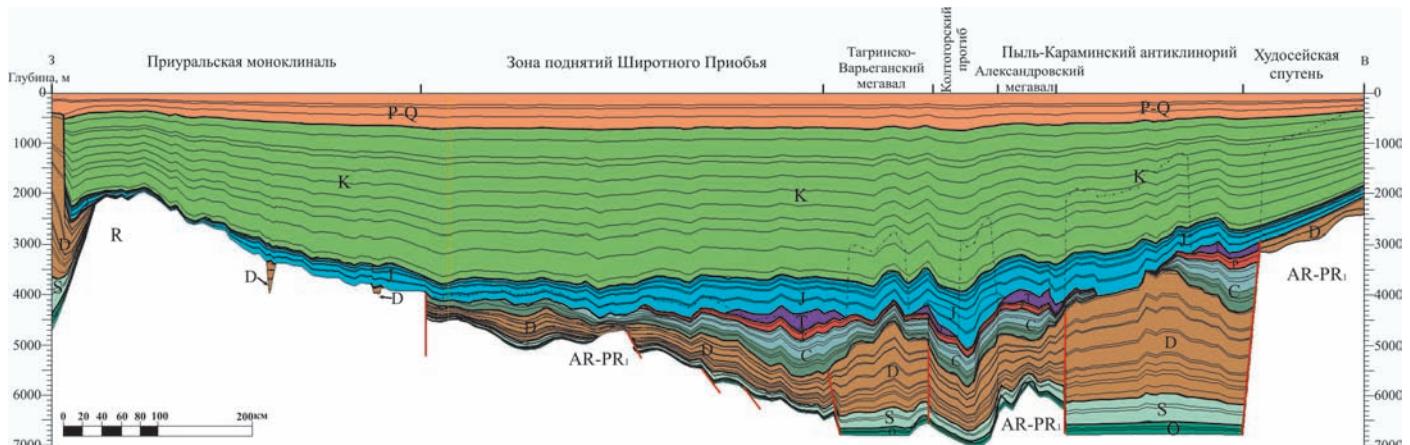


Рис. 3. Геологическая модель регионального сейсмического профиля I-I''.

Палеозойские прогибы могли содержать нефтематеринские толщи и генерировать углеводороды по объемам, сопоставимым с запасами палеозойских бассейнов, таких как Тимано-Печорского, Волго-Уральского или Енисей-Хатангского. Наиболее благоприятные условия для генерации углеводородов в палеозойском бассейне Западной Сибири могли существовать в зоне их максимального погружения, т.е. в пределах Западно-Сибирской депрессии. В области поднятий Широтного Приобья возможные нефтегазоматеринские толщи могут быть приурочены к отложениям кембрийского и рифей-вендинского возраста по аналогии с Сибирской платформой.

В предюрский период все положительные структуры были выведены на поверхность и оставались выше уровня моря, в области эрозии, в течение длительного периода времени. В результате, в кровле палеозойско-каменноугольных терригенно-карбонатных отложений практически повсеместно присутствует кора выветривания, выше которой залегают юрские отложения, преимущественно глинистые,

сформировавшиеся в период первой региональной трансгрессии морского бассейна на всю территорию Западно-Сибирского бассейна. Кора выветривания, перекрытая слабопроницаемой глинистой покрышкой, может быть рассмотрена в качестве потенциального резервуара, способного содержать и перемещать углеводороды.

Кроме того, в палеозойском комплексе резервуары могут формироваться и не вблизи эрозионной поверхности, за счет вторичных минералогических процессов, формирования трещиноватости. Такие процессы наиболее активно могут проходить в карбонатных толщах, к которым в Западной Сибири можно отнести нижне-средне палеозойские отложения. В том случае, если карбонатные породы максимально выведены под эрозионную поверхность, свойства резервуара только улучшаются.

Подобная зона выделяется вдоль Восточного склона Урала. В основании этих зон лежат глубокие палеозойские палеопрогоны. Они ограничены глубинными разломами и заполнены мощными слабо дислоцированными толщами палеозойского комплекса (складчатое основание) и вулканогенно-осадочными пермско-триасовыми породами (переходный комплекс). В связи с этим, общая мощность осадочных пород доюрского возраста в этих зонах достигает 8-10 км.

Источник углеводородов в палеозойских отложениях Западной Сибири. История взглядов на генезис нефти в отложениях палеозоя берет свое начало с конца 50-х годов XX века, когда был получен незначительный приток нефти из подошвы мезозойских отложений на Колпашевской площади в скв. 2-Р. Первые сведения о составе колпашевской нефти (метанового типа, практически без легких фракций, с очень большим количеством твердых парафинов) в связи с проблемой нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты вызвали дискуссию о ее происхождении. Были выдвинуты две основные точки зрения об источнике нефти зоны контакта палеозойского складчатого основания и мезозойского осадочного чехла: 1) палеозойские отложения рассматриваются как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс (Алескерова и др., 1960); 2) формирование залежей в па-

леозое связано с вышележащими мезозойскими толщами (Ростовцев 1958; Конторович, Стасова, 1964; Вышемирский, 1971 и др.).

Представления об источнике нефти палеозойских залежей развивались с совершенствованием инструментальных методов исследования углеводородных флюидов и ОВ пород. С открытием в начале 70-х годов ХХ века залежей нефти в глубоко погруженных палеозойских отложениях на Малоичской и Верх-Тарской площадях существование собственно палеозойских нефтематеринских пород (НМП) уже не вызывало сомнений. Было установлено, что содержания C_{opr} не одинаковое в различных стратиграфических комплексах палеозоя: в карбонатах среднего и нижнего девона, на границе девона и силура концентрации C_{opr} в среднем составляют 0,26-0,41 % (Клещев, Шеин, 2004), в скв. Малоичская-4 на глубинах 2900-4168 м было выявлено несколько пачек глинистых известняков и доломитов с сапропелевым ОВ с концентрациями C_{opr} более 0,5%. Дальнейшие исследования палеозойских отложений (Вышемирский, 1998; Трофимук, 1975; Конторович и др., 1998) подтвердили их высокий генерационный потенциал, что наряду с данными об «умеренном» катагенезе (Запивалов, 1979; Фомин, 1997, 2004) позволили рассматривать их как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс. В настоящее время большинство нефтяников сходятся во мнении, что НМП для нефти палеозойских залежей могут служить в каждом конкретном случае как внутрипалеозойские толщи, так и вышележащие мезозойские (Трофимук, Вышемирский, 1975; Верховская, Лебедева, 1981; Голышев и др., 1991; Рыжкова, Бадмаева, 1994; Лопатин, Емец, Симоненкова, 1997; Конторович, и др., 1998; Костырева, 2005).

В лаборатории геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова были проанализированы нефти, полученные как из палеозойских отложений, так и из вышележащих юрских отложений. Палеозойские нефти были получены из скважин Северо-Остянинская-7, Еллей-Игайская-2, Верх-Тарская-3, Малоичская-2 и 6, Калиновая-6, Нижнетабаганская-4 и 17, Южно-Табаганская-130, Урманская-2. Юрские нефти были проанализированы из сква-

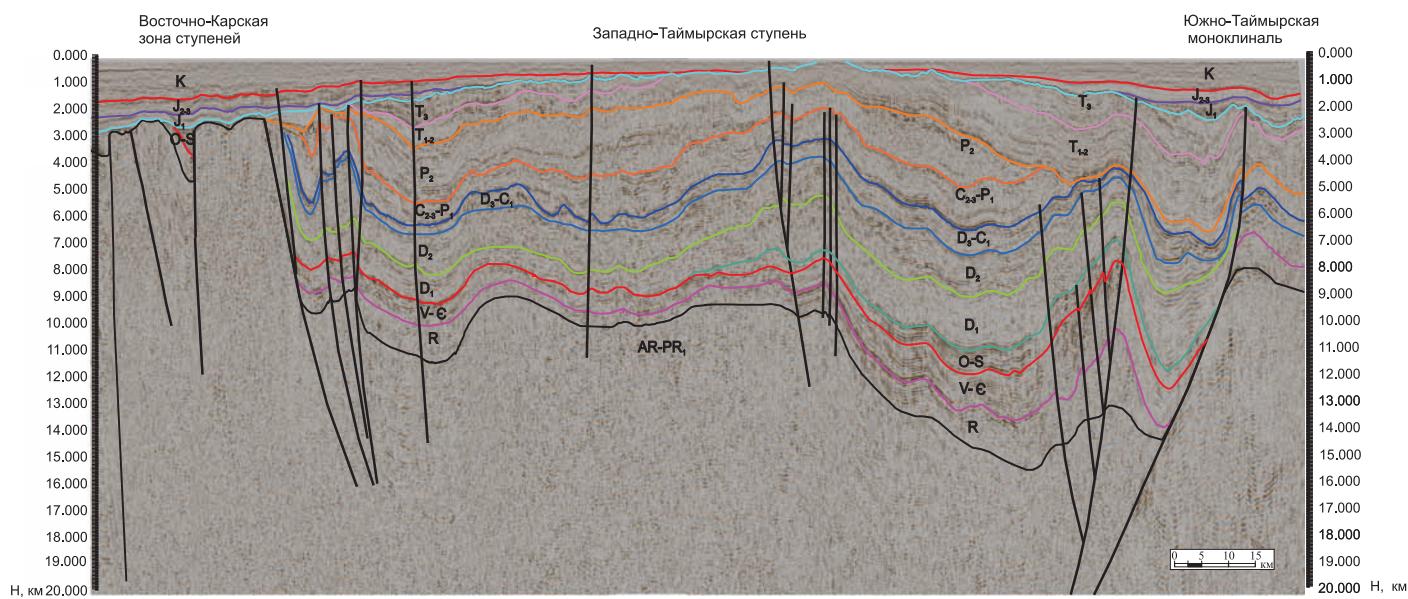


Рис. 4. Палеозойский прогиб в зоне сочленения Западно-Сибирского бассейна и Таймырской складчатой системы. (Линия профиля II-II' и условные обозначения показаны на рис. 1).

жин Вартовская-300, Верх-Тарская-2, Столбовая-Р-1, Южно-Табаганская-23, Нижнетабаганская-17 (Табл. 1). Представленные в таблице 1 образцы нефти были исследованы методом хромато-масс-спектрометрии, полученные данные проинтерпретированы с позиции биомаркерного анализа, по 8-ми из них был выполнен также анализ изотопного состава углерода насыщенной и ароматической фракций. В результате было выделено четыре типа нефти, определены генетические связи этих нефти и прослежены источники их генерации.

Установлено, что в отдельных случаях нефть коры выветривания и нефть юрских отложений могут иметь единый источник в юрских нефтематеринских толщах. Так нефтематеринскими толщами для нефти из коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения и нефти из песчаников тюменской свиты Вартовского месторождения, вероятно, являются аргиллиты тогурской свиты нижней юры и/или глинистые прослои тюменской свиты средней юры.

В других случаях состав нефти свидетельствует о ее генезисе из палеозойских отложений. Предполагаемым источником нефти Еллей-Игайского, Малоичского, Верх-Тарского месторождений являются нижнедевонские морские НМП карбонатного и глинисто-карбонатного со-

става, вероятно, кыштовской свиты и ее возрастного аналога – лесной свиты (ложковский ярус нижнего девона D₁).

При анализе образцов палеозойской нефти Калинового месторождения было сделано предположение о генерации ее отложениями баженовской свиты, так как по данным биомаркерного анализа эти нефти были генерированы морскими глинистыми нефтематеринскими породами с сапропелевым органическим веществом. Однако подобное органическое вещество может содержаться и в доманикоидных отложениях чагинской свиты верхнего девона (D₃f-fm).

Также отмечались нефти смешанного типа, возможными источниками которых являются девонские морские нефтепроизводящие породы и тогурские аргиллиты и/или тюменские глинистые породы – для нефти залежей высступов палеозойского фундамента Нижнетабаганского, Южно-Табаганского и Урманского месторождений.

Все изученные образцы имеют биомаркерные признаки участия морского органического вещества (ОВ) в формировании нефти. Исключение составляет нефть коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения, имеющая молекулярные признаки континентального гумусового ОВ в качестве своего источника.

Северо-Останинская нефть имеет повышенное содер-

№ п/п	Площадь, месторождение	№ скв.	Интервал, м	Возраст	Горизонт, свита	Литология коллектора	Тип нефти, генезис НМП
1	Северо-Останинское	7	2794-2810	PZ, D ₂	пласт М	Доломитизированные известняки	I – континентальное гумусовое ОВ
2	Вартовское	330	2556-2574	J ₂	пласт Ю ₆ , tümenская свита	Песчаники	
3	Еллей-Игайская	2	3800-4100	PZ, D ₂ ef	Внутри PZ	Органогенные известняки	II – морское ОВ, вероятно карбонатные НМП
4	Верх-Тарское	3	2692-2704	PZ, D ₃	пласт М	Органогенные известняки	
5	Малоичское	2	2842-2849	PZ, D ₂	пласт M ₁	Известняки	
6	Малоичское	6	2776-2880	PZ, D ₂	пласт M ₁	Известняки	
7	Калиновое	6	2970-2980	PZ, D ₃ fr	пласт М	Известняки глинисто-кремнистые	III – морское ОВ
8	Верх-Тарское	2	2474-2493	J ₃	Ю ₁ ² , васюганская свита	Песчаники	
9	Столбовое	P-1	2594-2595	J ₃	Ю ₁ ² , васюганская свита	Песчаники	
10	Южно-Табаганское	23	2595-2632	J ₃	Ю ₁ , васюганская свита	Песчаники	
11	Нижнетабаганское	16	2573-2589	J ₃	Ю ₁ , васюганская свита	Песчаники	IV – смешанное ОВ или смесь нефтей из 2-х источников
12	Нижнетабаганское	17	3042-3052	PZ	пласт M ₁	Карбонаты	
13	Нижнетабаганское	4	3068-3080	PZ, C _{1v} – sp	пласт M _{1/10}	Карбонаты	
14	Южно-Табаганское	130	2981-3012	PZ, D	пласт M _{1/1}	Карбонаты	
15	Урманское	2	3091-3101	PZ, D ₃ fr	пласт M+M ₁	Карбонаты	

Табл. 1. Изученные образцы нефти.

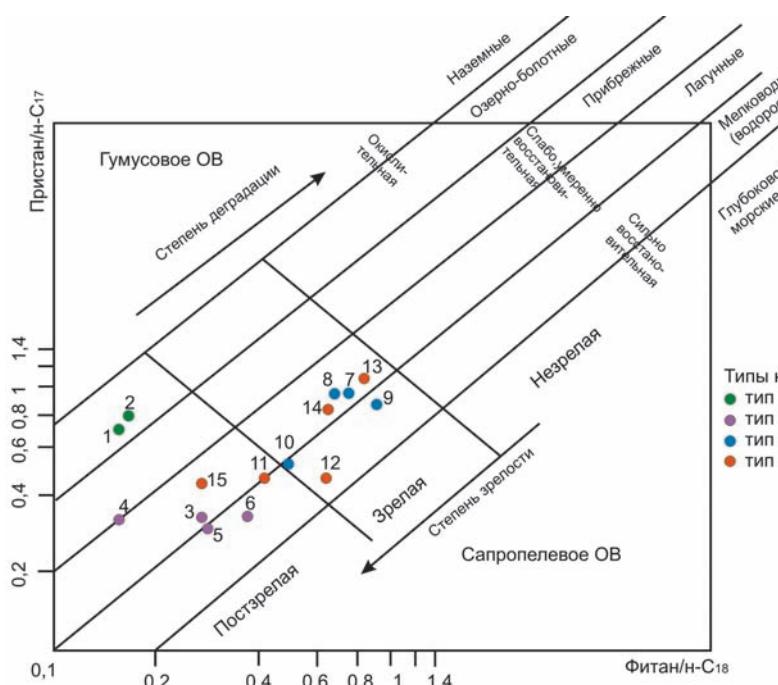


Рис. 5. График Кеннона-Кессуа. Определение фациальных условий седиментогенеза и окислительно-восстановительных условий раннего диагенеза исходных нефтематеринских пород по соотношению биомаркеров нефти (номера образцов соответствуют табл. 1).

жение высокомолекулярных н-алканов, максимум распределения которых приходится на н-C₂₁₋₂₃, что характерно для смешанного исходного органического вещества с высокой долей высшей растительности. Отсюда и высокие значения коэффициентов н-C₂₇/н-C₁₇=0,98 и TAR=(nC₂₇+nC₂₉+nC₃₁)/(nC₁₅+nC₁₇+nC₁₉)=0,7 (terrigenous/aquatic ratio). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) составляет около 3,5, что указывает на относительно окислительных условиях раннего диагенеза исходных НМП, т.к. эти УВ имеют своим источником непредельный спирт фитол, который в окислительных условиях преобразуется в пристан (i-C₁₉), а в восстановительных – в фитан (i-C₂₀). Относительно окислительные условия раннего диагенеза НМП присущи континентальным условиям прибрежной равнины.

Для определения фациальных обстановок накопления исходного ОВ и условий раннего диагенеза использовались соотношения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈. На графике Кеннона-Кессуна отражена степень катагенетической зрелости нефти (Рис. 5). По этим соотношениям нефть залежи пласта М Северо-Останинского месторождения генерирована постзрелым ОВ озерно-болотного (дельтового) генезиса, преобразование которого в раннем диагенезе происходило в относительно окислительных условиях.

Для установления типа исходного ОВ и фациальных условий его накопления важнейшую роль играет распределение гомологов стеранов и моноароматических стероидов C₂₇, C₂₈, C₂₉. Биологическими предшественниками стеранов и стероидов являются непредельные стеролы, относительное содержание которых соотносится с составом липоидов живого вещества разных видов биопродуцентов. Пре-

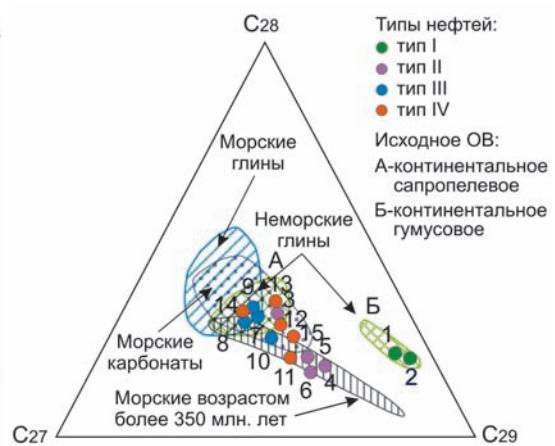


Рис. 6. Определение типа исходного ОВ и фациальные условия накопления нефтематеринских пород изученных нефти по соотношению стеранов C₂₇-C₂₉ (номера образцов соответствуют табл. 1) (no Peters, Moldowan, 1993).

бладание этилхолестана C₂₉ указывает на значительный вклад наземной растительности в формирование ОВ НМП, тогда как преобладание стеранов C₂₇ и C₂₈ – на ведущую роль морского фитопланктона и зоопланктона. Содержание метилхолестана C₂₈ обычно невелико, но в случае его преобладания можно предполагать значительный вклад озерной растительности. Распределение стеранов в изученных нефтях отображено на треугольной диаграмме, предложенной К. Петерсом и Дж. Молдованом (1993), где показаны области, соответствующие нефтематеринским породам (НМП) разного генезиса. Северо-Останинская нефть и нефть Елей-Игайской скважины в преобладающем количестве содержит этилхолестан (C₂₉≥70% на сумму гомологов), что показывает большой вклад гумусовой континентальной органики в исходное ОВ НМП. (Рис. 6). Распределение моноароматических стероидов C₂₇₋₂₉ и триароматических C₂₆₋₂₈ стероидов, образующихся из моноароматических в более жестких термодинамических условиях, в целом повторяет картину распределения стеранов и имеет тот же интерпретационный смысл.

По мнению ряда исследователей, в ОВ морского генезиса в составе трициклических терпанов – хейлантанов –



Рис. 7. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций палеозойских нефтей (условные обозначения см. рис. 5).

преобладают УВ состава C_{23} - C_{26} , а континентального – C_{19} - C_{20} (Peters et al., 2005). На основании этого, в качестве генетического параметра используется трициклановый индекс $2\Sigma(C_{19}-C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$. Его значение для уже упомянутых нефтей составляет больше 1, что также свидетельствует о континентальном гумусовом исходном ОВ.

Образование в значительных количествах гомогопана C_{35} (гомогопановый индекс, $C_{35}/\Sigma C_{31-35}$) происходит в восстановительных обстановках в раннем диагенезе (Peters et al., 2005). Поэтому низкие содержания гомогопана C_{35} в нефтях (около 8% от суммы гомогопанов) косвенно указывают на субокислительные обстановки накопления и захоронения исходного ОВ НМП.

Также в нефти Северо-Останинского месторождения наблюдается относительное обогащение по сравнению с другими нефтями тяжелым стабильным изотопом углерода ($\delta^{13}C = -28\text{‰}$) (Рис. 7), что подтверждает вывод о значительном вкладе высшей растительности в исходное ОВ. Таким образом, наиболее вероятным источником нефти пласта М₁ Северо-Останинского месторождения является НМП континентального генезиса со значительной долей гумусового ОВ, накопившегося в прибрежно-дельтовых или озерно-болотных условиях с субокислительной обстановкой раннего диагенеза. В таких условиях накапливались нефтематеринские отложения тогурской ($J_1 t_1$) и/или тюменской ($J_1 t_2 J_2 k_1$) свиты, по-видимому, являющиеся источником флюидов в данном случае.

Определенные сходства распределения биомаркеров и изотопного состава имеют образцы нефти из пласта М₁ верхних горизонтов палеозоя Малоического (скв. 2, 6) и пласта М Верх-Тарского месторождения и нефть внутрипалеозойского резервуара Еллей-Игайского месторождения (Табл. 1). Максимум распределения н-алканов этих нефтей приходится на н- C_{12-15} , что характерно для планктоно-бактериогенного исходного ОВ, которое накапливалось в морских водоёмах. Соотношение н- C_{27} /н- C_{17} и TAR менее 0,5, что также присуще морскому водорослевому ОВ. На диаграмме Кеннона-Кессу (Рис. 5) эти образцы попадают в область лагунных и мелководно-морских фациальных условий седиментогенеза и относительно восстановительных условий раннего диагенеза исходных НМП. Отношение Pr/Ph для данного типа составляет от 1,02 до 1,77.

В образцах Малоической и Верх-Тарской нефти отмечено преобладание этилхолестанов (Рис. 6). Также преобладаютmonoароматические и триароматические стероиды C_{29} и C_{28} , которые составляют около 60% на сумму гомологов. Такая картина распределения характерна не только для фанерозойских нефтей, исходное ОВ которых содержало некрому высшей растительности, но и для многих докембрийских и раннепалеозойских нефтей, образовавшихся из ОВ прокариот (например, сине-зеленых водорослей – цианобактерий) и простейших эукариот. Возможно, экологические ниши с подобным липидным комплексом живого вещества сохранились в раннем палеозое, во всяком случае в обстановках накопления карбонатных формаций (Конторович и др., 1998).

Подобное преобладание этилхолестана и его ароматических производных в древних нефтях и битумоидах к настоящему времени хорошо известно, поэтому на треугольных диаграммах распределения гомологов стеранов и со-

ответствующих ароматических стероидов C_{27-29} , предложенных авторами Peters, Moldowan (2005), нефти Малоического и Верх-Тарского месторождений попадают в область морского ОВ НМП возрастом более 350 млн. лет (Рис. 6), что соответствует девонскому периоду. По-видимому, авторам диаграмм известны среднепалеозойские морские нефти и ОВ с большим количеством этилхолестана.

В отечественной литературе подобное распределение стеранов отмечается в докембрийских нефтях и битумоидах морского генезиса Сибирской и Русской платформы (Баженова, Арефьев, 1998). В нефтях палеозойских залежей Малоического месторождения (скв. 4, инт. 3580-3620 и 3900-4600 м, D₁) отмечается также преобладание этилхолестана (50%) (Воробьева и др., 1992). Аналогичные повышенные концентрации этилхолестана отмечены Е.А. Костыревой (2005) в битумоидах еловской свиты кембрия в скв. Лемок-1, находящейся в пределах Предъенисейской зоны нефтегазонакопления. По мнению сибирских ученых (Костырева, 2005), источником нафтидов в кембрийских отложениях являются верхнепротерозойские НМП. В пределах рассматриваемого нами района в составе битумоидов карбонатных пород нижнего девона Кильсинской и Герасимовской площадей установлено преобладание этилхолестана во фракции стеранов (до 49%, Костырева, 2005), что позволяет предположить генерацию изученных нами образцов подобными НМП.

В исследованных образцах Верх-Тарского (скв. 3, 2692-2704 м), Малоического (скв. 2, 2842-2849 м) и Еллей-Игайского (скв. 2, 3800-4100) месторождений во фракции алканов (m/z 182) была идентифицирована гомологическая серия 12-метилалканов (12M), известная также для ряда древних нефтей Восточной Сибири, Южного Омана, рифейских нефтей Русской плиты. Предшественником гомологических серий 12M-алканов (C_{24-30}) и 13M-алканов (C_{26-30}) послужила 12,13-метилентетракозановая кислота липидов протерозойских цианобактерий. Концентрации 12M-алканов в изученных палеозойских нефтях заметно ниже, чем в истинно «древних» нефтях Сибири. Однако, присутствие этой гомологической серии заставляет задуматься о генезисе нефтей палеозоя Западной Сибири, и предположить, что либо их состав формировался с участием подтока УВ из допалеозойских отложений, либо специфические организмы протерозоя эволюционировали в палеозой. Следует отметить, что в следовых концентрациях 12M-, 13M-алканы были обнаружены в нафтидах кембрийских отложений тыской (E_1), аверинской (E_1) и еловской (E_2) свит скважины Лемок-1, расположенной в Предъенисейской зоне восточнее рассматриваемого нами района (Костырева, 2005). Не исключено, что подобные следовые концентрации этих специфических изоалканов в изучаемых нами нефтях второго типа имеют тот же источник, что и в нафтидах скв. Лемок-1, т.е. докембрийский, хотя в истинно докембрийских нефтях Сибирской платформы концентрации 12M-, 13M-алканов существенно выше, чем отмеченные нами.

Еще одной особенностью палеозойских нефтей Малоического и Верх-Тарского месторождений является повышенное значение коэффициента H29ab/H30ab, т.е. соотношение адиантана C_{29} и гопана C_{30} , а также повышенная концентрация тетрациклического терпана C_{24} относительно гопана C_{30} (коэффициент T24/H30ab). Такие соотноше-

ния свидетельствуют о наличии карбонатного материала в составе исходной НМП. Также о преимущественно карбонатном составе исходной НМП свидетельствует повышенное содержание дибензотиофена относительно фенантрена, характерное для малоичской нефти скв. 6.

Глинистые минералы-алюмосиликаты, по-видимому, тоже входили в состав исходных НМП, давших начало палеозойским флюидам Еллей-Игайского, Малоичского и Верх-Тарского месторождений, так как данные образцы содержат диастераны (повышенное их количество в Еллей-Игайском образце).

Палеозойские нефти Еллей-Игайского ($\delta^{13}\text{C} = -30\text{\textperthousand}$), Малоичского и Верх-Тарского ($\delta^{13}\text{C} = -31\text{\textperthousand}$) месторождений более обогащены легким изотопом углерода (Рис. 7) по сравнению с другими палеозойскими нефтями, в чем схожи с протерозойскими нефтями Восточной Сибири (например, Оморинского и Куюбинского месторождений), а также нафтидами из отложений кембрия скв. Лемок-1 ($\delta^{13}\text{C} = -(33-34\text{\textperthousand})$) (Костирева, 2005). Изотопный состав говорит о вкладе морской органики в исходное ОВ и/или о более древних НМП (Неручев, 1998).

Таким образом, источником изучаемых нефтей – Верх-Тарское (скв. 3, 2692-2704 м), Малоичское (скв. 2, 2842-2849 м и скв. 6, 2776-2880 м) и Еллей-Игайское (скв. 2, 3800-4100 м) – по-видимому, было морское планктонно- и бактериогенное ОВ палеозойских НМП со значительной долей карбонатной составляющей, по крайней мере в случае верх-тарской и малоичских нефтей. Скорее всего, учитывая территориальную близость этих месторождений и сходство геологического строения, можно утверждать, что нефти верхних горизонтов палеозоя имеют один источник, связанный с девонскими отложениями. Вероятно, этим источником являются отложения низов кыштовской свиты (D_1l), потенциал которой оценивается положительно. Еллей-Игайская нефть, по-видимому, генерирована также НМП морского генезиса, но уже с другим составом захороненной биоты, т.к. в этой нефти не отмечено преобладание стерана C_{29} и его ароматических производных.

Интересная картина распределения биомаркеров выявлена при изучении образца нефти зоны контакта юры и палеозоя Калинового месторождения (скв. 6, 2970-2980 м). На диаграмме Кеннона-Кессоу по соотношению алканов она попадает в среднюю область морских условий седиментогенеза и восстановительной обстановки раннего диагенеза НМП (Рис. 5). Распределение стеранов указывает на сапропелевое ОВ морских глинистых НМП (Рис. 6). На треугольных диаграммах распределения стеранов и стероидов области, соответствующие глинистым и карбонатным НМП, перекрываются, но, учитывая другие биомаркерные параметры (большое количество диастеранов, коэффициент $T24/\text{H}30\alpha\beta$ менее 0,1) и геологическое строение «палеозойских» месторождений, можно предположить скорее глинистую исходную НМП.

В нефти из Калинового месторождения зафиксировано наличие 28,30-бисноргопана, что говорит об исходном морском ОВ обогащенном бактериальным, накапливавшимся в восстановительной обстановке; на это же указывает высокое значение соотношения гомогопанов C_{35}/C_{34} – более 1. Углеводородный состав Калиновой нефти указывает, что их источником служило, по-видимому, сапропелевое ОВ глинистой НМП, захоронившееся в мор-

ских бассейнах; условия ранней фоссилизации были восстановительные.

Можно отметить, что такая картина распределения биомаркеров весьма характерна для флюидов, генерированных баженовской свитой ($J_3tt-K_1b_1$) с морским гумусово-сапропелевым типом ОВ. По данным анализа нефтией Западно-Сибирского НГБ, проведенного в МГУ, похожее распределение н-алканов характерно для битумоидов и нефтией баженовской свиты (с учетом «сдвига» – в битумоидах максимум приходится на область $C_{17}-C_{19}$).

По мнению ряда авторов (Клещев, Шеин, 2004), проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс, т.к. флюидообмен между палеозойскими и мезозойскими породами отмечается только на локальных участках и лишь в зоне непосредственного контакта между ними. Палеозойская нефть Калинового месторождения имеет очевидное сходство с нефтями баженовской свиты; также можно отметить ее сходство по многим параметрам с нефтью Еллей-Игайского месторождения изнутри палеозойского коллектора (nC_{27}/nC_{17} , TAR, Pr/Ph, процентное содержание гомологов стеранов и моноароматических стероидов, наличие 28,30-бисноргопана).

В коллектор зоны дезинтеграции пород палеозоя возможен и очень вероятен подток флюидов из нефтепроизводящих отложений морского генезиса самого палеозоя. Учитывая сходство на молекулярном уровне калиновой (PZ) столбовой нефти (скв. Р-1, инт. 2594-2595, J_3 , васюганской свиты, изучена для сравнения), источником которой являются баженовские карбонатно-глинисто-кремнистые породы, следуя методу аналогии молекулярного состава, нужно рассматривать в качестве источника палеозойских нефтей отложения, фациальные обстановки накопления которых были схожи с обстановкой накопления баженовской свиты. Поэтому, скорее всего, в генерации калиновой нефти сыграли роль глинистые известняки и кремнистые аргиллиты чагинской свиты (D_3f-fm), подстилающие кору выветривания на Калиновой площади. Известно, что отложения этой свиты отнесены к бассейновому (депрессионному) типу девонского разреза, в котором значительную роль играют глинистые и глинисто-кремнистые породы спокойных обстановок осадконакопления. Таким образом, обстановка осадконакопления в позднем девоне во многом схожа с обстановкой волжского века поздней юры. Чагинскую свиту, учитывая возраст – D_3f для нижней подсвиты, сложенной черными кремнистыми тентакулитовыми известняками и аргиллитами, кремнями и радиоляритами; и D_3fm для верхней подсвиты, сложенной чередующимися тонкослоистыми кремнистыми породами – аргиллитами, известняками и радиоляритами – можно считать доманикоидными отложениями, по-видимому, содержащими ОВ с характерной для доманика захороненной биотой. Изученная нами палеозойская нефть Калинового месторождения по распределению алканов, стеранов и гопанов схожа с нефтями, генетически связанными с доманиковыми фаунами франа Тимано-Печорского бассейна (по данным Клименко С.С., Анищенко Л.А., 2010).

Нефти коры выветривания палеозоя Урманского (скв. 2, 3091-3103 м), пласта M_1 Нижнетабаганского (скв. 4, 3068-3080 м и скв. 17, 3042-3052) и Южно-Табаганского (скв. 130, 2981-3012 м) месторождений демонстрируют сходство

распределения биомаркеров как с образцом Северо-Останинского месторождения, источником которой является континентальное гумусовое ОВ, так и с нефтями палеозойских залежей, для которых предполагаются морские глинистые и глинисто-карбонатные НМП (Рис. 5, 6, 7).

В образце палеозойской нефти Нижнетабаганского (скв. 4, 3068-3080 м, обр. №13) месторождения, как и в палеозойских нефтях Калинового и Еллей-Игайского месторождений идентифицирован 28,30-бисноргопан, что свидетельствует о вкладе исходного бактериального ОВ. Предполагается, что предшественником 28,30-бисноргопана могут быть хемотрофные бактерии, растущие на границе раздела окислительно-восстановительных условий среды (Peters et al., 2005). Еще одной особенностью этой нефти является повышенное содержание гопана C_{29} по сравнению с C_{30} – коэффициент $H29\alpha\beta/H30\alpha\beta = 1,04$, что свидетельствует о примеси карбонатной составляющей в исходной НМП, об этом же говорят и высокие значения соотношения гопанов $H31R/H30\alpha\beta = 0,7$. Вполне уместно предполагать, что источником нефти в верхних горизонтах палеозоя Нижнетабаганского месторождения служат палеозойские отложения, с которыми также генетически связаны Калиновая и/или Еллей-Игайская нефти.

Палеозойские нефти Урманского, Нижне- и Южно-Табаганского месторождений, как и нефть Калинового месторождения имеют $\delta^{13}C = -29\text{--}30\text{\textperthousand}$ (Рис. 7), что характерно для смешанного и морского исходного ОВ, в том числе и баженовского генотипа (Неручев и др., 1998).

Подводя итоги, можно предположить, что нефти зоны контакта палеозойских и юрских отложений Урманского, Нижне- и Южно-Табаганского месторождений генерированы ОВ смешанного типа, либо же представляют собой смесь флюидов из 2-х источников: того, что участвовал в генерации Северо-Останинской нефти, т.е. предположительно юрской НМП континентального генезиса со значительным вкладом гумусового или гумусово-сапропелевого озерного ОВ, и того источника, что продуцировал нефти Калинового месторождения – палеозойской НМП морского генезиса.

Формирование резервуаров и развитие зоны коры выветривания и эрозии доюрских отложений. Залежи в доюрском комплексе большинства месторождений приурочены к терригенно-карбонатным породам, попавшим в зону регионального размыва на контакте с перекрывающими отложениями верхнего палеозоя и мезозоя, где они изменены гипергенными процессами. Важную роль при этом играют и тектонические процессы, что привело к формированию трещиноватых зон, распространявшихся, по-видимому, на всю глубину разреза. Последние приводят к образованию довольно мощных (до 100-200 м) кор выветривания и кавернозных пород. Это позволяет нам при оценке перспектив палеозойских отложений Колтогорского прогиба учитывать два основных параметра: положение эрозионной поверхности под подошвой юрских трансгрессивных глинистых толщ и тектонические процессы, их направленность и интенсивность, которые приводят к формированию трещиноватых зон. Совокупное воздействие трещиноватости и выщелачивания привело к образованию неоднородных кавернозно-трещиноватых сред, благоприятных для формирования скоплений углеводородов или для их миграции в ловушки.

Эти процессы были хорошо изучены на Урманском, Арчинском и Малоическом месторождениях (Багринцева, 1989). В скважинах, вскрывших карбонатные отложения палеозоя, установлены породы-коллекторы порово-трещинного и каверно-трещинного типов, приуроченные к зонам наибольшей доломитизации. При этом суммарная эффективная толщина кавернозно-трещиноватой среды достигает 20-30 м. Пористость колеблется от 6 до 15 %. Емкость каверно-поровых пород за счет трещиноватости увеличивается на 1-2 %.

Продуктивная толща Урманского нефтяного месторождения представлена разнофациальными карбонатными отложениями, значительно преобразованными вторичными процессами перекристаллизации, анкеритизации и др. В скважинах вскрыта карбонатная толща и отложения «коры выветривания» франского и фаменского ярусов верхнедевонского отдела. Исследованные образцы представлены доломитами, известняками и переходными разностями, а также бокситами. К продуктивным нефтяным отложениям отнесены только породы «коры выветривания» – бокситы.

Первоначально исследуемые отложения представляли собой высокопористые органогенные породы. В основной кристаллической массе различаются реликты организмов очень плохой сохранности, среди которых иногда удается диагностировать обрывки водорослей, членники криноидей и остатки кораллов. Отмечается типичная микрослоистость, характерная для строматолитов. Форменные компоненты имеют в основном мелко-среднезернистую размерность.

Моделирование процессов образования углеводородов в пределах Колтогорского прогиба. При моделировании процессов формирования скоплений углеводородов на региональном сейсмо-геологическом разрезе было учтено следующее (Рис. 2, 3).

– Региональный профиль проходит через поднятия Широтного Приобья, где мощность палеозойских отложений не превышает 1-3 км, и крупный палеозойских прогиб, палео-Пиль-Караминский, расположенный на востоке, где мощность палеозойских отложений может достигать 5-7 километров.

– В направлении центральной части прогиба блоки фундамента ступенчато погружаются. При этом в кровле палеозойских отложений над каждым блоком картируются антиклинальные поднятия, формирование которых видимо связано со структурной перестройкой на рубеже пермско-триасового и юрского периодов.

– Природа поднятий в центральной части палеозойского прогиба инверсионная, так как поднятия сформировались в зоне максимальных мощностей палеозойских отложений с возможным развитием складчатости.

– В истории геологического развития региона существовало как минимум два крупных этапа структурной перестройки региона, предюрский и постсенонанский, с которыми были связаны подъем территории с амплитудой от 1 до 2 км, и последующий размыт отложений.

– Зона палеозойского прогиба осложнена триасовым рифтогенезом, в результате которого сформировались узкие, линейные грабен-рифты Уренгой-Колтогорской системы.

– Триасовый рифтогенез и последующая постсенона-

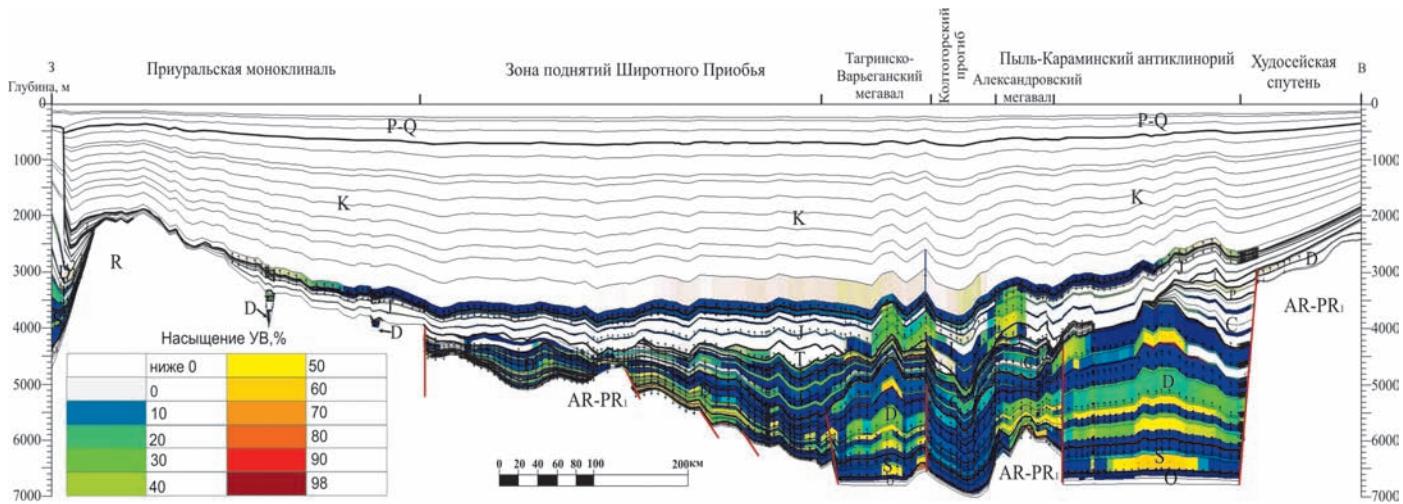


Рис. 8. Показатели насыщения УВ и пути их миграции на профиле I-I“.

ская инверсия обусловили наличие глубинных региональных разломов, прорывающих всю толщу осадочных пород вплоть до сеноманских отложений. Эти разломы, видимо, являются барьерами для всех латеральных перемещений флюидов и каналами, благоприятными для вертикальной миграции флюидов.

Моделирование проводилось в программном пакете Temis Suite 2D V5.1.

Для оценки теплового режима развития бассейна использовалась модель положения границы Мохо в пределах основных тектонических элементов центральной части Западно-Сибирского бассейна. Для задания граничных условий температурной модели были использованы температура на поверхности и тепловой поток в основании литосферы. Для калибровки температурной модели были использованы значения современных замеренных температур Тюменской параметрической скважины №6 (Карасева и др., 1996). По литературным данным положение границы Мохо в среднем составляет 25-30 км в крупных региональных прогибах, к каким относятся центральная часть Западно-Сибирской депрессии. В зоне складчатости граница Мохо опускается до 50 и более километров, что можно предположить в зоне развития Пыль-Караминского антиклиниория. В зоне Широтного Приобья граница Мохо, скорее всего, будет соответствовать платформенной части, и ее положение может быть на глубине 38-45 км. Мощность базальтового слоя при этом может достигать 10-15 м. Мощность гранитного слоя, согласно схематической карте изопахит гранитного слоя, составленной Н.А. Беляевским и А.А. Борисовым, может меняться от 15 до 20 км.

В пределах регионального профиля в зоне Широтного Приобья и Приуральской моноклинали породы осадочного чехла, включая палеозойский осадочный комплекс, находятся в главной зоне нефтеобразования. В восточном направлении происходит погружение нефтематеринских толщ в термобарические условия, характерные для главной фазы газообразования. В центральной части палеоПыль-Караминского прогиба большая часть возможно-нефтематеринских толщ уже вышла из главной зоны газообразования (Рис. 8).

Современная степень преобразованности силур-девонских НМТ во всем Пыль-Караминском прогибе достигает 90-100 % за исключением НМТ фаменского яруса, чья преобразованность в центральной части составляет около

60%, уменьшаясь к бортам до 40-50 %. Та же картина наблюдается для визейских НМТ нижнего карбона. НМТ башкирского яруса среднего карбона преобразованы в центральной части на 50-60 %, в бортовых частях – на 40-50 %. Степень преобразованности верхнепермских НМТ составляет 40-45 % в центральной части прогиба и 25-40 % на бортах прогиба. Степень преобразованности юрских НМТ варьирует от 30-50 % для нижне-среднеюрских, увеличиваясь в прогибе и уменьшаясь к бортам, и до 10-20 % для верхнеюрских пород.

В связи с этим, можно предположить, что для палеозойских толщ существовали благоприятные условия для генерации жидких углеводородов на протяжении всего позднего палеозоя до мела включительно. За этот период времени могли накопиться значительные объемы углеводородов, которые впоследствии мигрировали и заняли наиболее благоприятные с точки зрения пустотного пространства ловушки.

Наибольшие показатели степени возможного насыщения палеозойских пород углеводородами выделяются на восточном борту Кольцогорского прогиба в каменноугольных-девонских отложениях, в каменноугольных толщах самого прогиба, а также в девонских и верхнекаменноугольных отложениях западного борта Кольцогорского прогиба. При этом, исходя из результатов моделирования, возможные каменноугольные залежи западного борта прогиба могут образовывать единую залежь с вышележащими юрскими резервуарами.

Таким образом, предполагаемым источником палеозойской нефти могут служить девонские и каменноугольно-пермские морские НМП карбонатного и глинисто-карбонатного состава. Формирование нефтяных скоплений могло происходить с пермского периода и на протяжении большей части мезозоя. Тектонические процессы в предъюрский и в пост-сеноманский периоды сильно изменили характер процессов нефтегазообразования в палеозойских толщах и привели к расформированию или переформированию залежей углеводородов в палеозойском нефтегазоносном комплексе. Тектонические процессы изменили как тип резервуара с порового на порово-каверно-трещинный, так и тип наиболее распространенных ловушек от сводовых до структурных стратиграфически и тектонически экранированных.

В связи с этим, основными поисковыми признаками

возможных скоплений углеводородов в палеозойских отложениях являются зоны, обладающие пустотным пространством и способные аккумулировать в себе углеводороды. Наиболее благоприятными могут являться зоны формирования кавернозно-трещиноватых пород в зонах, подвергшихся тектонической перестройке, включая подъем территории и последующий размыв отложений с формированием эрозионной поверхности, затрагивающей несколько глубоких горизонтов. Такие зоны следует ожидать на склонах инверсионных поднятий, испытавших подъем и размыв значительной части палеозойских толщ. Разломная тектоника в этих зонах способствует формированию тектонически и стратиграфически экранированных ловушек, непосредственно под поверхностью мезозойских толщ.

Литература

- Алескерова З.Т., Гуревич М.Н., Егоров С.В., Литвиненко И.В., Маковская Н.Е., Осько Т.И. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности западной половины Новосибирской области. Л.: ВСЕГЕИ. 1960б. 270 с.
- Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н. Теоретические основы прогноза зон высокомицких карбонатных коллекторов в разнофациальных отложениях. *Осадочные бассейны и нефтегазоносность*. М. 1989. С. 136-146.
- Баженова О.К., Арефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия*. №3. 1998.
- Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И. Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. *Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока*. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 513. 1981. С. 116-121.
- Верховская Н.А., Лебедева Л.В. Изотопный состав углеродо-органического вещества, битумоидов и нефти морских отложений мезозоя и палеозоя юго-востока Западной Сибири. Тр. СНИИГиМС. 1981. Вып. 288. С. 56-64.
- Воробьева Н.С., Земская З.К., Пунанов В.Г. и др. Биометки нефти Западной Сибири. *Нефтехимия*. №5. 1992.
- Вышемирский В.С., Доильницин Е.Ф., Перцева А.П. и др. Палеозойские нефти в Западной Сибири. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1973. № 1. С. 33-35.
- Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О., Клименко В.А., Доильницин Е.Ф., Дубатолов В.Н., Зингер А.С., Кунин Н.Я., Московская В.И., Перцева А.П., Рыжкова С.М., Сердюк З.Я., Фомин А.Н., Шугуров В.Ф., Ямкова Л.С. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука. 1984. 192 с.
- Вышемирский В.С. Битуминозность палеозойских отложений Нюрольского бассейна Западной Сибири. *Геология и геофизика*. № 1. 1981. С. 3-9.
- Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. В книге: *Проблемы нефтегазоносности Сибири*. Новосибирск: Наука. 1971. С. 133-139.
- Вышемирский В.С., Крылова В.Н., Рыжкова С.М., Шугуров В.Ф. Битуминозность палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Труды Института геологии и геофизики, Сибирское отделение АН СССР. 1977. Вып. 334. С. 58-68.
- Гольшев С.И., Лебедева Л.В. Особенности изотопного состава углерода палеозойских и мезозойских нефти Западной Сибири. *Геохимия*. 1984. № 9. С. 1327-1334.
- Дубатолов В.Н., Краснов В.И. Палеобиогеография Западно-Сибирского моря в девонский период. *Геология и геофизика*. № 4. 1993.
- Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методы поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. *Советская геология*. № 3. 1979. С. 22-37.
- Иванов И.А., Худорожков Г.П. и др. Нефтегазоносность палеозоя Томской области. В кн.: *Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири*. Томск. 1975. С. 29-34.
- Иванов К.С. К стратиграфии кремнистых толщ Зауралья. Новые данные по геологии Урала и Средней Азии. Свердловск: УрО АН СССР. 1989. С. 28-36.
- Карасева Т.В. и др. Основные научные результаты исследова-
- ния Тюменской сверхглубокой скважины. В кн.: *Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования*. Пермь: КамНИИКИГС. 1996. 376 с.
- Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ. 2004. 214 с.
- Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нафтогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. *Известия Коми научного центра Уральского отделения РАН*. 2010. № 2. С. 61-69.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефти Западной Сибири. *Геохимия*. 1998. № 1. С. 3-17.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефти юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис. Сб. науч. тр. Вып. 255. Новосибирск: СНИИГиМС. 1977. С. 46-62.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология нефтегазоносных районов Сибири. Сборник научных трудов*. Ред. Микунский С.П., Острый Г.Б. Новосибирск. 1964. Вып. 32. С. 27-39.
- Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефти юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео". 2005. 183 с.
- Кунин Н.Я., Шейх-Заде Э.Р. Геономическая характеристика Западной Евразии. М.: ИФЗ. 1985.
- Лопатин Н.В. Емец Т.П., Симоненкова О.И. Об источнике нефти, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. № 7. 1997.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. № 4. 1997.
- Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. Спб.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. 576 с.
- Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская плита. Тектоника нефтесносных областей. Т. 2. М.: Гостоптехиздат. 1958а. С. 299-340.
- Ростовцев Н.Н. (ред.) и др. Оценка перспектив нефтегазоносности складчатого фундамента плиты. М: Госгеотехиздат. 1958. С. 255-261.
- Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О. О природе нефти палеозайского Нюрольского осадочного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 9. 1990. С. 34-36.
- Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О. О природе нефти палеозайского Нюрольского осадочного бассейна. *Геология нефти и газа*. № 9. 1994.
- Сурков В.С. и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. 1986. 149 с.
- Трофимук А.А. Сорок лет бурения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Издательство СО РАН, НИЦ ОИГГМ. 1997. 369 с.
- Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири. *Вестник АН СССР*. 1964. № 6. С. 37-44.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Перспектива нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской плиты. *Геология нефти и газа*. № 2. 1975. С. 1-7.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. № 7. 1972. С. 3-13.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. № 6. 1997.
- Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. № 7. С. 829-838.
- Шаблинская Н.В. Роль рифтогенеза в формировании глубинной структуры Западно-Сибирской и Тимано-Печерской плит. *Тектоника молодых платформ*. М: Наука. 1984. С. 7-15.
- Шамилова М.И. Геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений Нюрольской структурно-фацальной зоны (Томская область). Автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук. Томск. 1998.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.1. Cambridge University Press. 2005.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.2. Cambridge University Press. 2006.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Александр Владимирович Соколов – генеральный директор ЗАО «Сибирская геологическая компания», кандидат геолого-минералогических наук

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-37-66

Иван Андреевич Курасов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Екатерина Васильевна Бордюг – кандидат геолого-минералогических наук

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia

A.V. Stoupakova, A.V. Sokolov, E.V. Soboleva, T.A. Kiryukhina, I.A. Kurasov, E.V. Bordyug

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: stoupakova@gmail.com

Abstract. Geological structure and petroleum potential of Paleozoic in the West-Siberian oil and gas basin remains unstated and underestimated despite research projects conducted and hydrocarbon deposits discovered in Paleozoic sediments. This is attributed firstly to exploration works focused on Mesozoic oil and gas complex due to its high potential, and secondly to exiting tectonic model of the region where Paleozoic complex is included in folded basement or foundation.

According to sediment migration theory of hydrocarbon generation, the basement of the basin is not a source for hydrocarbon fluids, and therefore cannot be considered as an independent oil and gas complex with its own hydrocarbon source rocks and reservoirs. However, oil and gas deposits discovered in the basement of Western Siberia show inconsistency of currently existing hypotheses and models. Among them there are two major versions for hydrocarbon origin in Paleozoic – organic and inorganic theories. Geological structure and reservoir distribution in Paleozoic complexes is very specific and require a thorough analysis of all geological, geophysical and geochemical materials.

Keywords: Western Siberia, Paleozoic, weathering crust, oil and gas potential.

References

Aleskerova Z.T., Gurevich M.N., Egorov S.V., Litvinenko I.V., Makovskaya N.E., Osyko T.I. Geologicheskoe stroenie i otseka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoy poloviny Novosibirskoy oblasti [Geological structure and evaluation of the petroleum potential of the western half of the Novosibirsk region]. Leningrad: "VSEGEI" Publ. 1960b. 270 p.

Bagrintseva K.I., Dmitrievskiy A.N. Teoreticheskie osnovy prognoza zon vysokomikhail karbonatnykh kollektorov v raznofsatsial'nykh otlozheniyakh [Theoretical basis of high-carbonate reservoirs zones forecast in different facies sediments]. *Osadochnye basseyny i neftegazonosnost'* [Sedimentary basins and oil and gas potential]. Moscow. 1989. Pp. 136-146.

Bazhenova O.K., Aref'ev O.A. Osobennosti sostava biomarkerov dokembriiskogo organicheskogo veschestva Vostochno-Europeyskoy platformy [Peculiarities of biomarkers composition of Precambrian organic matter of the East European platform]. *Geokhimiya [Geokhimiya]*. № 3. 1998.

Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tischenko G.I. Neftegazonosnost' verkhney chasti paleozoya yugo-vostoka Zapadno-

Sibirskoy plity [Oil and gas potential of the Upper Paleozoic southeast of the West Siberian Plate]. *Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Oil and gas potential of the Siberia and the Far East]. Proc. "IgiG SO AN SSSR". Is. 513. 1981. Pp. 116-121.

Dubatolov V.N., Krasnov V.I. Paleobiogeografiya Zapadno-Sibirskogo morya v devonskiy period [West Siberian Sea Paleobiogeography in the Devonian period]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 4. 1993.

Golyshev S.I., Lebedeva L.V. Osobennosti izotopnogo sostava ugleroda paleozoyskikh i mezozoyskikh neftey Zapadnoy Sibiri [Features of the carbon isotopic composition of Paleozoic and Mesozoic oils of the West Siberia]. *Geokhimiya [Geochemistry]*. 1984. № 9. Pp. 1327-1334.

Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veschestva paleozoyskikh otlozheniy na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity [Catagenesis of Paleozoic sediments organic matter in the southeast of the West Siberian Plain]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 6. 1997.

Fomin A.N. Katageneticheskie usloviya neftegazoobrazovaniya v paleozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyyna [Catagenetic conditions of oil and gas formation in Paleozoic West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. 2004. V. 45. № 7. Pp. 829-838.

Ivanov I.A., Khudorozhkov G.P. et al. Neftegazonosnost' paleozoya Tomskoy oblasti [Oil and gas potential of the Tomsk region Paleozoic]. V kn.: *Novye dannye po geologii i poleznym iskopayemym Zapadnoy Sibiri* [New data on geology and mineral resources in Western Siberia]. Tomsk. 1975. Pp. 29-34.

Ivanov K.S. K stratigrafii kremnistykh tolsch Zaural'ya. *Novye dannye po geologii Urala i Sredney Azii* [Stratigraphy of siliceous strata of the Trans-Urals. New geology data of the Urals and Central Asia]. Sverdlovsk: "UrO AN SSSR". 1989. Pp. 28-36.

Karaseva T.V. et al. Osnovnye nauchnye rezul'taty issledovaniya Tyumenskoy sverkhglubokoy skvazhiny [The main scientific results of the Tyumen super-deep well survey]. V kn.: *Tyumenskaya sverkhglubokaya skvazhina. Rezul'taty burenija i issledovaniya* [Tyumen super-deep well. The results of drilling and exploration]. Perm: "KamNIKIGS" Publ. 1996. 376 p.

Kleshev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri [Oil and gas potential of the Western Siberia basement]. M.: "VNIGNI" Publ. 2004. 214 p.

Klimenko S.S., Anischenko L.A. Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskoy neftegazonosnom basseyyna [Naftidogenesis features in the Timan-Pechora basin]. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN* [News of the Komi Scientific Center, Ural Branch of Russian Academy of Sciences]. 2010. № 2. Pp. 61-69.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyрева E.A., Stasova O.F. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of the Western Siberia Paleozoic oils]. *Geokhimiya [Geochemistry]*. 1998. № 1. Pp. 3-17.

Kontorovich A.E., Stasova O.F. Geokhimiya yurskikh i paleozoiskikh neftey yugo-vostochnykh rayonov Zapadno-Sibirskoy plity i ikh genezis [Geochemistry of the Jurassic and Paleozoic oils of the West Siberian Plate southeastern regions and its genesis]. Collected papers. Is. 255. Novosibirsk: "SNIIGGiMS" Publ. 1977. Pp. 46-62.

Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. Nefti bazal'nykh gorizontov osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [Basal horizons oils of the West Siberian Plate sedimentary cover]. Sbornik nauchnykh trudov: *Geologiya neftegazonosnykh rayonov Sibiri* [Geology of oil and gas regions of the Siberia. Collected papers]. Ed. Mikutskiy S.P., Ostryy G.B. Novosibirsk. 1964. Is. 32. Pp. 27-39.

Kostyreva E.A. Geokhimiya i genezis paleozoiskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Paleozoic oils geochemistry and genesis of the southeast of the Western Siberia]. Novosibirsk: "SO RAN", "Geo" Publ. 2005. 183 p.

Kunin N.Ya., Sheyk-Zade E.R. Geonomiceskaya kharakteristika Zapadnoy Evrazii [Geonomic characteristic of Western Eurasia]. Moscow: "IFZ" Publ. 1985.

Lopatin N.V. Emets T.P., Simonenkova O.I. Ob istochnike neftey, obnaruzhennykh v kore vyvetrovaniya i krovle paleozoyskogo fundamenta na ploschadyakh Srednego Priob'ya [On the oil source found in the weathering crust and top of the Paleozoic basement in the Middle Ob areas]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazonovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. № 7. 1997.

Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I. Geokhimicheskie predposylki poiskov nefti i gaza v glubokozalegajusikh yurskikh i triasovykh otlozhennyakh Zapadnoy Sibiri [Geochemical background for oil and gas exploration in deep-Jurassic and Triassic sediments of the Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazonovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. № 4. 1997.

Neruchev S.G. Spravochnik po geokhimii nefti i gaza [Reference book on geochemistry of oil and gas]. St.Petersburg: «Nedra» Publ. 1998. 576 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.1. Cambridge University Press. 2005.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V.2. Cambridge University Press. 2006.

Rostovtsev H.H. Zapadno-Sibirskaya plita [West Siberian Plate]. Tektonika neftenosnykh oblastey [Tectonics of the oil-bearing areas]. V. II. Moscow: "Gostoptekhizdat" Publ. 1958a. Pp. 299-340.

Rostovtsev N.N. (ed.) et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti skladchatogo fundamenta plity [Estimation of petroleum potential of the infolded basement slab]. Moscow: "Gosgeotekhizdat" Publ. 1958. Pp. 255-261.

Ryzhkova S.M., Badmaeva Zh.O. O prirode neftey paleozoyskogo Nurol'skogo osadochnogo basseyna [On the nature of oils Nurol Paleozoic sedimentary basin]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. № 9. 1990. Pp. 34-36.

Ryzhkova S.M., Badmaeva Zh.O. O prirode neftey paleozoyskogo Nurol'skogo osadochnogo basseyna [On the nature of oils Nurol Paleozoic sedimentary basin]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. № 9. 1994.

Surkov V.S. et al. Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity [Megacomplex and deep structure of the crust of the West Siberian Plain]. Moscow: "Nedra" Publ. 1986. 149 p.

Shablinskaya N.V. Rol' riftogeneza v formirovaniy glubinnoy struktury Zapadno-Sibirskoy i Timano-Pecherskoy plit. *Tektonika molodyykh platform* [Role of rifting in the formation of deep structure of the West Siberian and Timan-Pechersk plates. Tectonics young platforms]. Moscow: "Nauka" Publ. 1984. Pp.7-15.

Shaminova M.I. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozhenny Nurol'skoy strukturno-fatsial'noy zony (Tomskaya oblast')*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Geochemical criteria of petroleum potential of the Paleozoic sediments in the Nurol structural-facies zone (Tomsk region). Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tomsk. 1998.

Trofimuk A.A. Sorok let boreniya za razvitiye neftegazodobyvayushchey promyshlennosti Sibiri [Forty years of fighting for the development of oil and gas industry in Siberia]. Novosibirsk: "SO RAN, NITs OIGGM" Publ. 1997. 369 p.

Trofimuk A.A. Neft' i prirodnyy gaz Sibiri [Oil and natural gas in

Siberia]. *Vestnik AN SSSR* [Bulletin of the USSR Academy of Sciences]. 1964. № 6. Pp. 37-44.

Trofimuk A.A., Vyshemirskiy V.S. Perspektiva neftegazonosnosti paleozoya Zapadno-Sibirskoy plit [Oil and gas potential of the Paleozoic West Siberian Plain]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology]. №2. 1975. Pp.1-7.

Trofimuk A.A., Vyshemirskiy V.S., Zapivalov N.P. Perspektivnyy neftegazonosnosti paleozoya yuga Zapadno-Sibirskoy plity [Paleozoic petroleum potential in the South of the West Siberian Plain]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. №7. 1972. Pp. 3-13.

Verkhovskaya N.A., Lebedeva L.V. Izotopnyy sostav uglerodaorganicheskogo veschestva, bitumoidov i neftey morskikh otlozhenny mezozya i paleozyoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Isotopic composition of hydrocarbon organic matter, bitumen and oils of marine sediments of the Western Siberia Mesozoic and Paleozoic southeast]. *Proc. "SNIIGGiMS"*. 1981. Is. 288. Pp. 56-64.

Vorob'eva N.S., Zemskova Z.K., Punanov V.G. et al. Biomarkers of the West Siberian oils. *Neftekhimiya* [Petroleum Chemistry]. № 5. 1992. Pp. 405-420. (In Russian)

Vyshemirskiy B.C., Doil'nitsyn E.F., Pertseva A.P. et al. Paleozoyskie nefti v Zapadnoy Sibiri [Paleozoic oils in the Western Siberia]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum Geology and Geophysics]. 1973. № 1. Pp. 33-35.

Vyshemirskiy B.C., Zapivalov N.P., Badmaeva Zh.O., Klimenko V.A., Doil'nitsyn E.F., Dubatolov V.N., Zinger A.C., Kunin N.Ya., Moskovskaya V.I., Pertseva A.P., Ryzhkova S.M., Serdyuk Z.Ya., Fomin A.N., Shugurov V.F., Yamkovaya L.S. Organicheskaya geokhimiya paleozoiskikh otlozhenny yuga Zapadno-Sibirskoy plity [Organic geochemistry of Paleozoic deposits in the South of the West Siberian Plate]. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1984. 192 p.

Vyshemirskiy V.S. Bituminoznost' paleozoyskikh otlozhenny Nyurol'skogo basseyna Zapadnoy Sibiri [Paleozoic sediments bituminosity of the Nurol basin of the Western Siberia]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics]. № 1. 1981. Pp. 3-9.

Vyshemirskiy V.S. O vozmozhnoy neftegazonosnosti paleozoya Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Possible oil and gas potential of the Paleozoic West Siberian depression]. V kn.: "Problemy neftegazonosnosti Sibiri" [Problems of oil and gas potential of the Siberia]. Novosibirsk: "Nauka" Publ. 1971. Pp. 133-139.

Vyshemirskiy V.S., Krylova V.N., Ryzhkova S.M., Shugurov V.F. Bituminoznost' paleozoyskikh otlozhenny na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity [Paleozoic sediments bituminosity of the West Siberian Plate southeast]. *Trudy Instituta geologii i geofiziki. Sibirskoe otdelenie AN SSSR* [Proc. of the Institute of Geology and Geophysics. Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences]. 1977. Is. 334. Pp. 58-68.

Zapivalov N.P. Geologicheskie predposylki i metody poiskov zalezhey nefti v paleozoe na yuge Zapadnoy Sibiri [Geological conditions and oil deposits exploration methods in the Paleozoic of the south of Western Siberia]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet geology]. № 3. 1979. Pp. 22-37.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Aleksandr V. Sokolov – Director General of the CJSC «Sibirskaya geologicheskaya kompaniya», PhD

Elena V. Soboleva – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-66

Ivan A. Kurasov – PhD student of the Petroleum Geology Department

Ekaterina V. Bordyug – PhD

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Russia, Moscow, Leninskie gory, 1

УДК 552.98

*A.V. Ступакова, N.P. Фадеева, G.A. Калмыков, A.X. Богомолов,
T.A. Кирюхина, N.I. Коробова, T.A. Шарданова, A.A. Суслова, P.C. Сауткин,
E.N. Полудеткина, E.B. Козлова, D.B. Митронов, F.B. Коркоц*
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Доманиковые отложения формировались в относительно глубоководном бассейне, в процессе заполнения которого осадочным материалом возникало разнообразие обстановок осадконакопления, от относительно глубоководно-морских до мелководно-морских. Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании органического вещества, карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли в позднедевонское время. Оценка генерационного потенциала доманиковой формации показала, что кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы, обогащенные морским водорослевым органическим веществом, обладают высоким генерационным потенциалом. Наибольшими перспективами нефтеносности обладают прогибы, сформировавшиеся на месте авлакогенов и их склоны, где практически в течение всего позднедевонско-турнейского времени формировались отложения, богатые органическим веществом. Высокими перспективами обладают разрезы склонов поднятий или бортов рифовых тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов, прилегающих к ним поднятий. В доманиковых отложениях, где в разрезе преобладает карбонатный материал, высокоуглеродистые интервалы разреза развивались вдоль биогермных построек.

Ключевые слова: Доманиковые отложения, высокоуглеродистая формация, условия формирования, генерационный потенциал, Волго-Уральский бассейн.

Возможность прироста запасов углеводородов из доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейна становится очевидной и подтверждается промышленными притоками нефти из тех горизонтов, которые ранее не относились к продуктивным. Считалось, что доманиковые отложения являются лишь доказанной высокопродуктивной нефтегазоматеринской толщиной, которая сгенерировала углеводороды для большинства залежей в вышележащих карбонатных постройках Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. Вместе с тем, доманиковый горизонт сам содержит значительное количество углеводородов, еще не эмигрированных. Это дает право рассматривать доманиковую толщу как единую неструктурную залежь углеводородов, из которой часть углеводородов ушла и мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась и представляет собой недоразведанные ресурсы углеводородов.

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Под *высокоуглеродистой формацией* (ВУФ) понимается природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород (Рис. 1).

Понимание геологического строения осадочного

бассейна, в котором формируется высокоуглеродистая формация – основа прогнозирования ее нефтегазоносного потенциала и качества углеводородов. Доманиковая высокоуглеродистая формация сформировалась в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Продуктивность ее в первую очередь контролируется условиями ее формирования и зависит от структуры и истории развития осадочного бассейна.

Волго-Уральский осадочный бассейн относится к числу хорошо изученных. Представления о строении данного

Формирование углеводородов

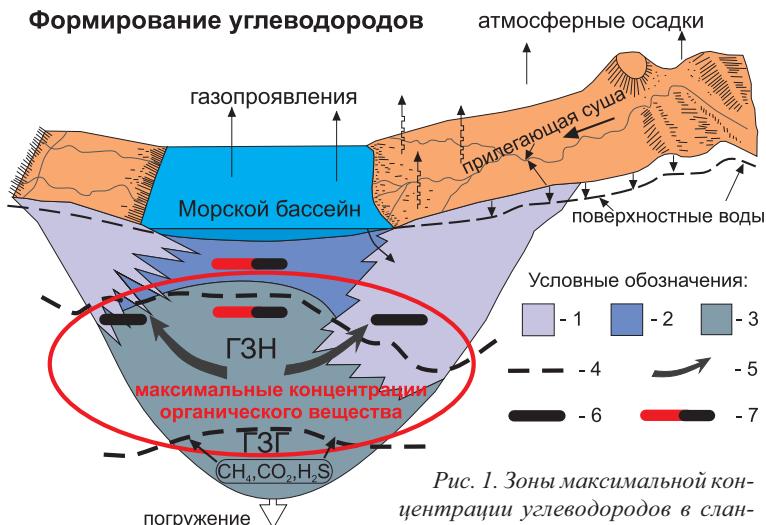


Рис. 1. Зоны максимальной концентрации углеводородов в сланцевых породах расположены в наиболее прогнутой части бассейна. Области аккумуляции УВ: 1 – за счет латеральной миграции, 2 – за счет вертикальной миграции, 3 – очаг нефтегазообразования, 4 – границы ГЗН и ГЗГ, 5 – миграция флюидов, 6 – нефтяные скопления, 7 – нефтегазовые скопления.

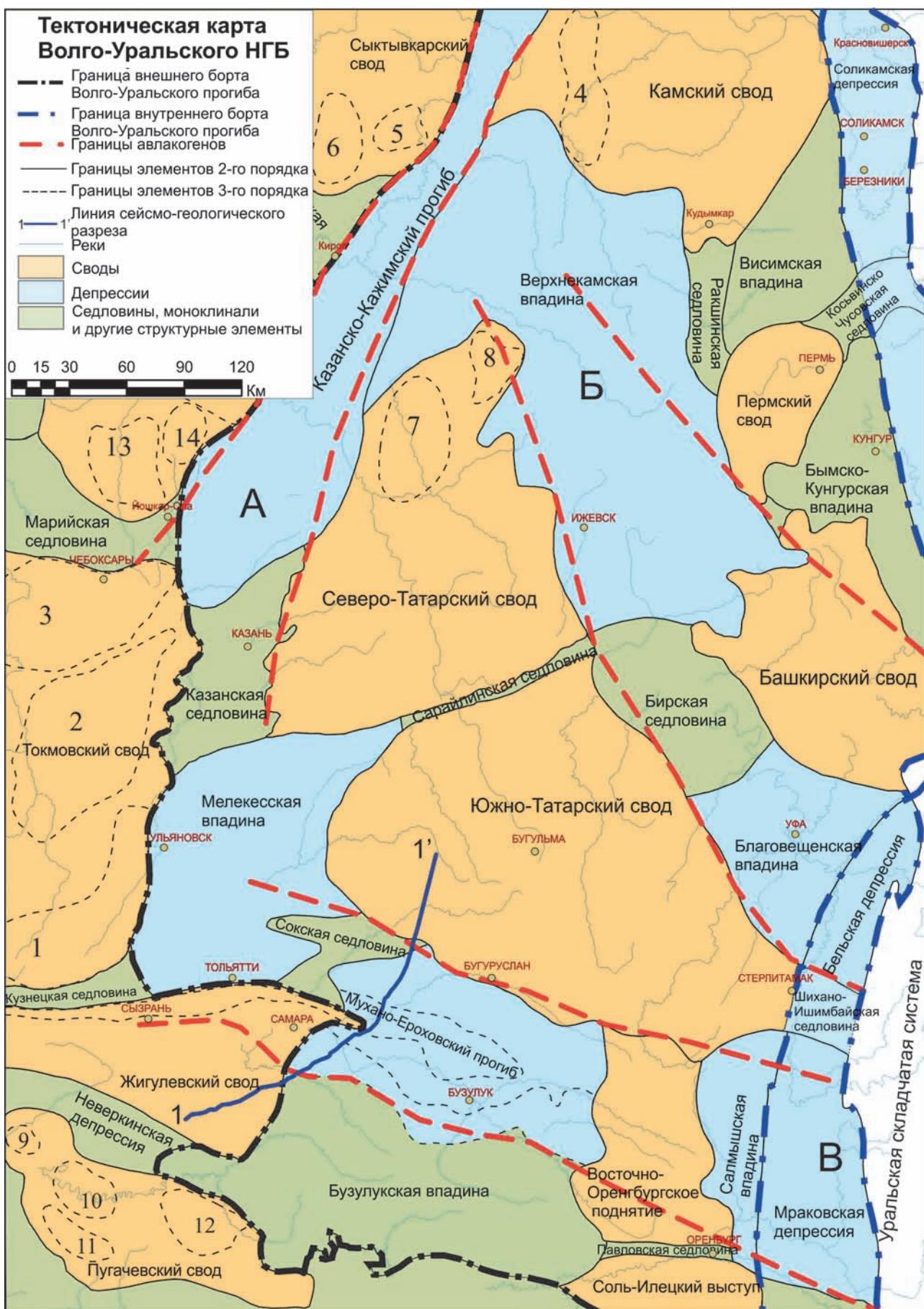


Рис. 2. Положение авлакогенов Волго-Уральского бассейна по данным ФГУП «НВНИИГТ» и ОАО «ИГИРГИ» с дополнениями МГУ им. Домоносова.

региона изложено детально в работах ОАО ИГИРГИ под редакцией Е.Б. Груниса (Грунис и др., 2014), в работах ФГУП НВНИИГГ под редакцией Е.В. Постновой, Писаренко Ю.А. (Писаренко, 2000; Постнова, 2008; Постнова, Жидовинов, 2008). Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн сформирован на окраине Восточно-Европейской платформы в зоне ее сочленения с Уральской складчатой областью.

Бассейн ограничен Уральской складчатой системой с востока, Прикаспийской впадиной с юга, Тиманским кряжем с севера и системой антиклинальных поднятий Восточно-Европейской платформы с запада. Антиклинальные сводовые поднятия, ограничивающие внешний борт Волго-Уральского краевого прогиба с запада, разделены седловинами и протягиваются единой полосой с севера на юг, включая Сыктывкарский, Котельнический, Токмовский, Жигулевский и Пугачевский своды. Внутренний борт Волго-Уральского краевого прогиба состоит из системы линейно вытянутых с севера на юг впадин, таких как Соликамская, Южно-Сылвенская, Бельская, Мраковская депрессии. Депрессии разделены седловинами, сформированными на месте наложения внутреннего краевого прогиба на положительные структуры фундамента (Рис. 2).

При анализе углеводородного потенциала доманиковой высокоуглеродистой формации особое внимание уделялось тектоническим элементам, испытавшим длительное и устойчивое погружение на протяжении истории геологического развития бассейна осадконакопления. К таким областям относятся в первую очередь авлакогены – крупные линейные прогибы, разделенные кристаллическими массивами. В пределах авлакогенов отмечается повышенный тепловой режим и активное осадконакопление. На месте древних авлакогенов заложились крупные впадины, которые в периоды максимального затопления бассейна морем оставались некомпенсированными осадка-



Рис. 4. Слоистое строение домниковой высокоуглеродистой формации.

ми. Во впадинах накапливалось максимальное количество органики и формировались потенциальные нефтематеринские толщи. Впоследствии из этих отложений происходила миграция углеводородов в верхние горизонты осадочного чехла, заполняя ловушки для нефти и газа. Большая часть углеводородов сохранилась в потенциальной нефтематеринской толще, не имея прямого выхода в резервуар и формируя высокоуглеродистую толщу, заполняя ее пустоты или оставаясь в матрице породы. Эти положения легли в основу поисковых критериев углеводородов в нефтематеринской доманиковой толще (Рис. 1).

В Волго-Уральском бассейне наиболее благоприятные условия для формирования доманиковой толщи были в пределах Казанско-Кажимского, Камско-Бельского, Мухано-Ероховского, Рязано-Саратовского авлакогенов. Авлакогены сформировались по крупным глубинным разломам, которые разделили некогда единый кристаллический массив на отдельные сводовые поднятия, такие как Татарский, Токмаковский, Башкирский, Жигулевский, Пугачевский, Камский, Сыктывкарский и Пермский своды, Соль-Илецкий выступ (Рис. 2). Сводовые поднятия раздроблены многочисленными разрывными нарушениями, формируя отдельные узкие грабены, часто субпараллельные линейным зонам авлакогенов (Серноводско-Абдулинский

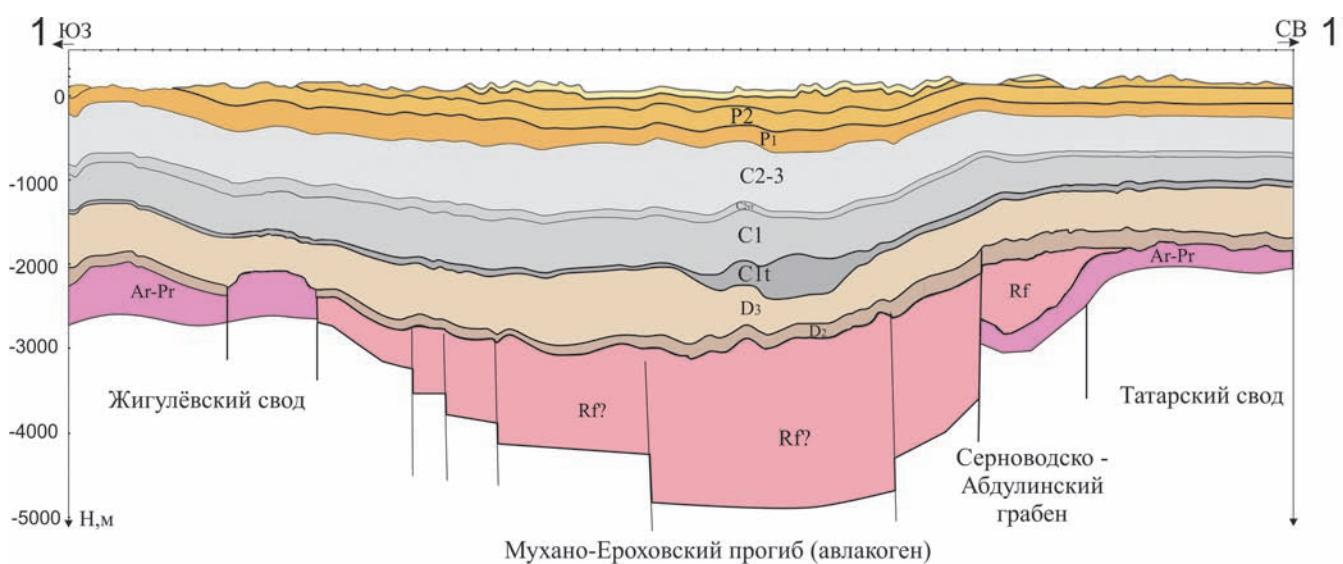


Рис. 3. Принципиальный геологический разрез по линии 1-1' вкрест Мухано-Ероховского прогиба.
По материалам ФГУП «НВНИИГГ».

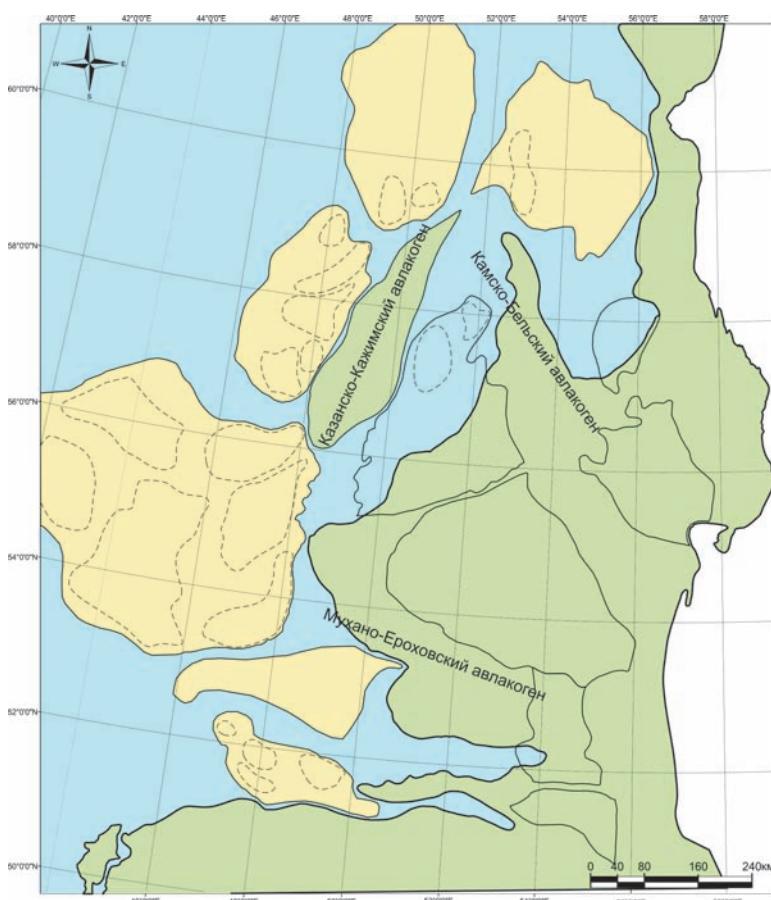


Рис. 5. Обстановки осадконакопления в средненефранское время.

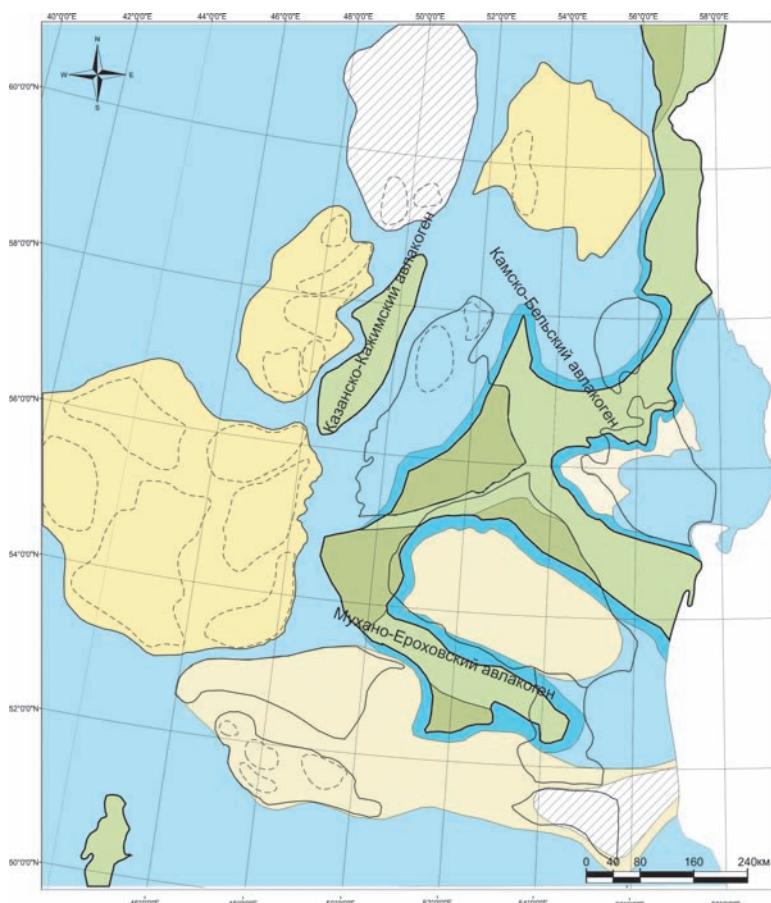


Рис. 6. Обстановки осадконакопления в верхненефранское время. Условные обозначения см. рис. 5.

Обстановки осадконакопления и фации:

- [Yellow box] карбонатно-терригенные прибрежно-морские отложения
- [Light yellow box] терригенно-карбонатные отложения мелководно-морского шельфа
- [Blue box] карбонатные отложения открытого шельфа
- [Dark blue box] биогермные постройки
- [Green box] склоновые кремнисто-карбонатные отложения
- [Light green box] карбонатно-кремнистые (доманиковые) отложения депрессионной впадины
- [Diagonal hatching box] зона отсутствия отложений
- [Black line box] граница распространения доманиковых отложений

грабен). Грабены уступают авлакогенам и в протяженности и в мощности осадочного чехла и развиты лишь в пределах отдельных сводовых поднятий. Большую часть геологической истории сводовые поднятия оставались относительно приподнятыми, и осадконакопление на них происходило во время максимального затопления региона морским бассейном. Мощность осадочного чехла на сводах сокращена от 3-4 до 1,5-0,8 км, в то время как в пределах авлакогенов накапливались большие мощности отложений, достигающие 7-10, иногда 14 км (Рис. 3).

В истории развития Волго-Уральского бассейна хорошо выделяются три стадии: рифтовая (авлакогеновая), синеклизная и инверсионная. На авлакогеновой стадии развития, в рифее и раннем палеозое, Волго-Уральский бассейн представлял собой единое целое с Восточно-Европейской платформой, где на древнем фундаменте закладывались широкие и протяженные зоны авлакогенов и мелкие грабены, осложняющие древние выступы фундамента. Синеклизная стадия началась в позднедевонское время, когда весь бассейн испытал погружение. С позднего девона по турнейский век раннекаменноугольного вермени в эпицентре погружения формировались карбонатно-кремнистые депрессионные отложения, обрамленные полосой барьерных рифов и карбонатными отложениями мелководного шельфа. Инверсионные движения бассейн испытал с ранневизайского времени, когда на месте авлакогенов сформировались линейные инверсионные поднятия – валы и разделяющие их впадины. В раннепермское – триасовое время на эти структуры были наложены впадины передового прогиба Уральской складчатости.

Условия формирования высок углеродистых сланцевых формаций. Высок углеродистые формации накапливались в условиях нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли, в относительно глубоководных условиях (100-300 м глубина моря) с режимом иловых впадин. Наиболее быстрая и максимальная трансгрессия морского бассейна началась в тиманско-саргаевское время и пик ее достиг в семилукское время. В это время формировались отложения с темной окраской, со значительным количеством

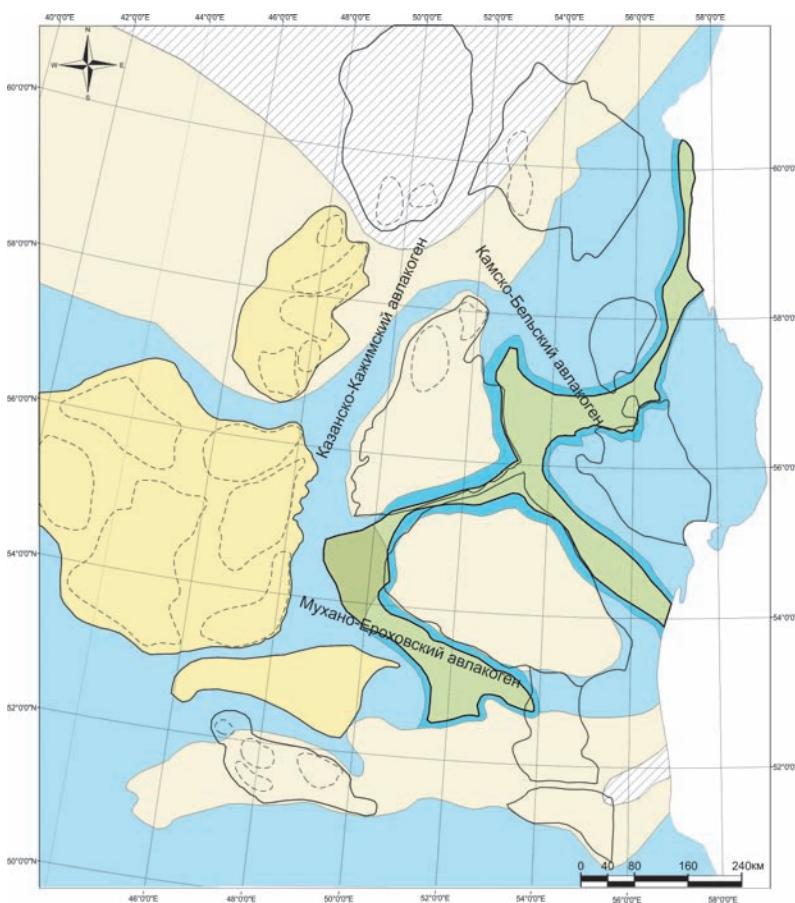


Рис. 7. Обстановки осадконакопления в фаменское время.

Условные обозначения см. рис. 5.

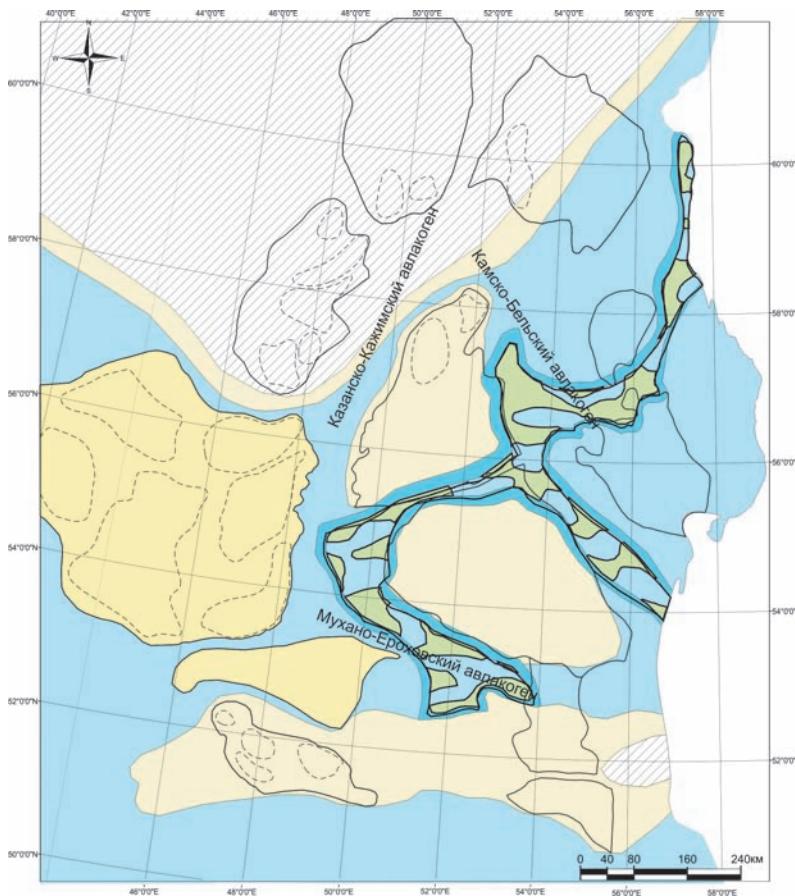


Рис. 8. Обстановки осадконакопления в турнейское время.

Условные обозначения см. рис. 5.

органики, сильной пиритизацией, окремнением и своеобразным комплексом морской фауны, местами породообразующей (Рис. 4). Толщина интервала с максимально высоким содержанием органического вещества обычно не превышает 20-40 м, лишь в единичных случаях возрастая до 60-80 м.

Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли в позднедевонское время. Накопление осадков протекало в условиях нормального газового режима. Отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектонобентических головоногих (гониатитов), чувствительных к недостатку кислорода. Геохимическая среда осадконакопления представляла собой восстановительные обстановки. В результате сформировались карбонатно-кремнистые отложения с содержанием Сорг > 5% (Кирюхина и др., 2013).

На последующем этапе в процессе заполнения относительно глубоководного бассейна осадочным материалом, возникало разнообразие обстановок осадконакопления, от относительно глубоководно-морских до прибрежных с полосой барьерных рифов и карбонатным шельфом. В это время высокоуглеродистые формации могли накапливаться в нескольких фациальных зонах, среди которых следует различать относительно глубоководные депрессионные впадины, условия открытого и мелководно-морского шельфа (Рис. 5-8).

Разрезы относительно глубоководных депрессионных впадин, некомпенсированных осадконакоплением. Эти отложения аналогичны тем, которые накапливались на пике трансгрессии морского бассейна и область их распространения ограничена той частью впадины, в которой еще не началось активное осадконакопление.

Отложения депрессионной впадины представлены тонким переслаиванием кремнисто-карбонатных пород, где выделяются темноцветные ритмы кремнисто-карбонатного или карбонатно-кремнистого состава с высоким содержанием сапропелевого ОВ; первые доминируют в доманиковом горизонте, вторые – в фаменской части разреза. Содержание глинистых пород незначительно и редко превышают 8%, в среднем составляет не более 5% (Рис. 9).

Разрезы склонов поднятий или бортов «рифовых» тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов, прилегающих к ним поднятий. В доманикоидных отложениях, где в разрезе преобладает карбонатный материал, высоко-

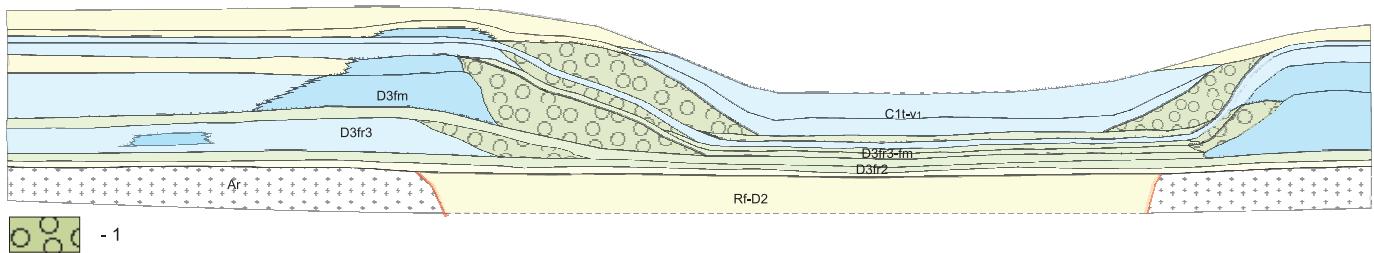


Рис. 9. Модель формирования доманиковой высокогородистой формации в девонско-раннекаменноугольное время. 1 – склоновые отложения. Остальные условные обозначения см. рис. 5.

углеродистые интервалы разреза развивались вдоль биогермных построек (Рис. 10). Разрезы склонового типа распространены вблизи вершин Татарского свода, Жигулевского и Пугачевского сводов. Для этих разрезов характерно уменьшение битуминозности и окремнения. Они сложены карбонатно-кремнистыми породами с прослойями известняков глинистых и органогеннообломочных, а также доломитов. Полная толщина таких разрезов может достигать 50-70 и более м. В склоновых фациях разрез нарушается внедрениями биокластовых, микритовых известняков, образовавшихся в результате оползневых, гравитационных процессов; в депрессионной части их количество резко снижается и они в виде тончайших прослойков микритовых известняков расслаивают основную массу породы.

Разрезы впадин и прогибов с компенсированным осадконакоплением и мелководно-морскими обстановками. В этих условиях сокращается содержание органического вещества, но слоистый характер толщи свидетельствует о преобладании тонкого материала в бассейне осадконакопления. Для этого типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150, изредка более метров.

Генерационный потенциал доманиковых отложений. Особенность высокогородистой формации, богатой как органикой, так и нефтью и газом, заключается в том, что эта формация сама является нефтегазопроизводящей и главной ее характеристикой является *генерационный (синоним генетический) потенциал*, т.е. то количество углеводородов, которая может генерировать данная порода в процессе всего катагенеза. Генерационный по-

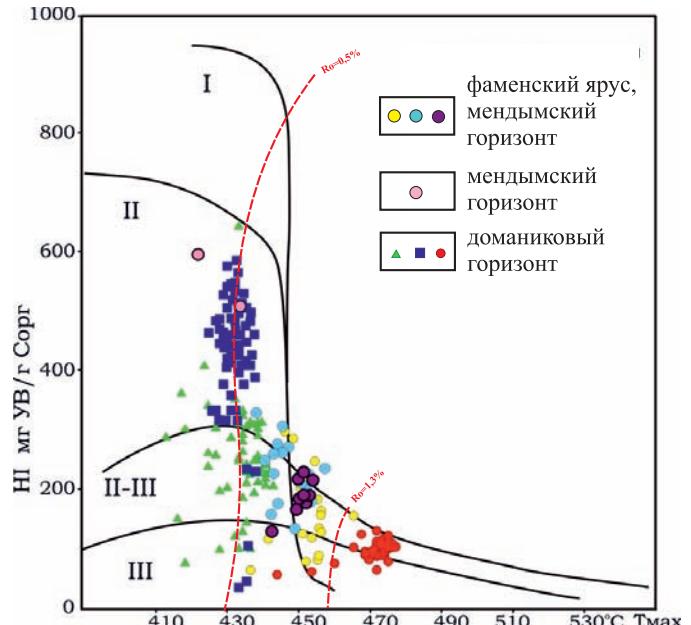


Рис. 11. Диаграмма типов ОВ по данным пиролиза (приведены остаточные значения НІ).

тенциал зависит от типа ОВ (керогена), его содержания в породе, мощности и площади распространения нефтематеринских пород в бассейне. Поскольку нефть – образование полистадийное, то важным фактором реализации генерационного потенциала является уровень катагенетической преобразованности. В раннем катагенезе (протокатагенез) образуются в основном газовые УВ, на

этапе среднего (мезо-) катагенеза – основная масса жидких УВ, входящих в нефть, в позднем (апо-) катагенезе – преимущественно газовые УВ; им соответствуют понятия потенциально нефтематеринские, нефтепроизводящие и нефтепроизводившие породы.

Содержание органического вещества в породах, относимых к доманиковой высокогородистой формации, меняется в широких пределах от 0,5 до 48% вес. Около 60% от толщины разреза нефтематеринских пород содержат доманикитные концентрации ($\text{Сорг} > 5\%$ вес.), остальные представлены доманикоидами ($\text{Сорг} < 5\%$ вес.). Максимальные концентрации Сорг (8,2% – остаточные, 12,5% – исходные) характерны для черных кремнисто-карбонатных пород Камско-Бельской впади-

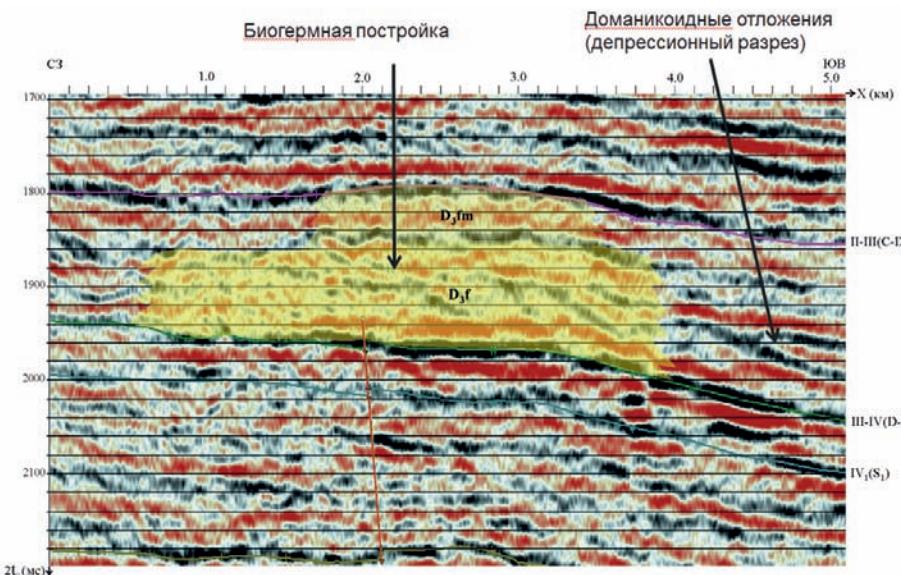


Рис. 10. Пример развития доманикоидных отложений на борту рифового тела.

ны и Муханово-Ероховского прогиба, накопившиеся в условиях депрессионной части впадины (средневзвешенные значения). Породы с меньшими доманикоидными концентрациями (Сорг 1,4% – остаточные, 2,6% – исходные) встречаются в разрезах склонов депрессионной впадины и внутрибассейновых поднятий. Значения водородного индекса, характеризующего химическую структуру ОВ, оказываются близкими в собственно депрессионных и склоновых разрезах: НІ = 300 и 240 мг УВ/г ТОС (остаточные) и 570 и 590 мг УВ/г ТОС (исходные), соответственно. Близкие значения НІ говорят о едином генетическом типе ОВ, свойственного доманиковой формации, – в основном преобладает кероген типа II (Рис. 11).

Этот вывод хорошо согласуется с составом алкановых и циклических углеводородов, причем как в доманиковом горизонте, так и в вышележащих мендым-фаменских отложениях он практически одинаков. Среди алкановых УВ максимум приходится на относительно низкомолекулярную область C_{16} - C_{22} , что типично для ОВ, образованного морскими планктонными водорослями. Участие липидов наземного органического материала проявляется в незначительном преобладании стерана C_{29} . Морские относительно неглубоководные условия формирования ОВ подтверждаются положением образцов на диаграммах соотношений изо- и н-алканов и распределения стеранов (Рис. 12).

Благоприятный тип керогена и обогащенность ОВ пород доманиковой формации Волго-Уральского бассейна обусловили высокий генерационный потенциал ее большей части – средневзвешенные остаточные значения S_2 меняются от 5 до 43 кг УВ/т породы при диапазоне 0,2–181 кг УВ/т породы в зависимости от концентрации и катагенеза отложений; исходные средневзвешенные значения S_2 могли составлять не менее 5–165 кг УВ/т породы (Рис. 13).

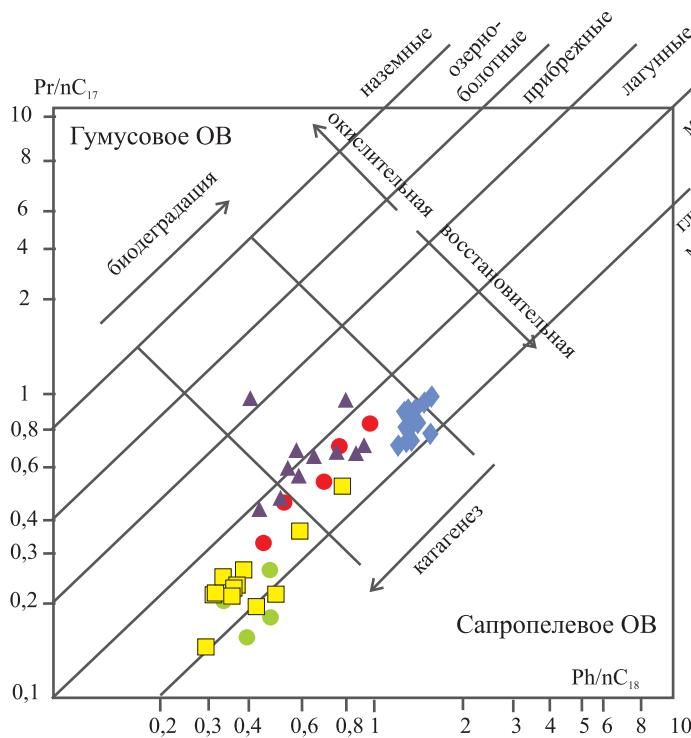


Рис. 12. Палеобстановки накопления ОВ доманиковой формации по соотношению изопреноидных и н-алканов (слева) и стерановых УВ (справа).

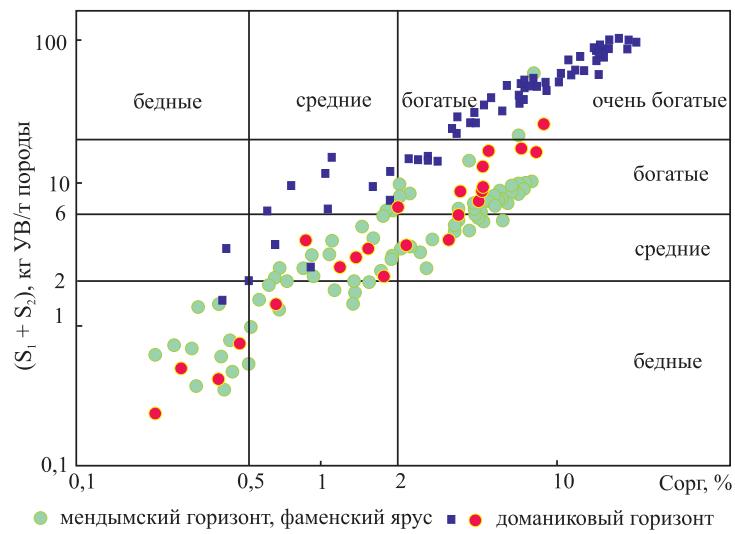
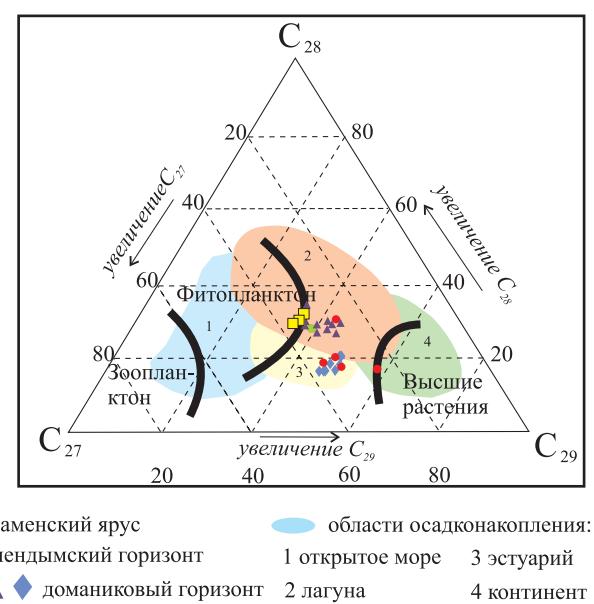


Рис. 13. Генерационный потенциал пород доманиковой формации (приведены остаточные значения $S_1 + S_2$).

Изучение кинетики малопреобразованного образца показало, что диапазон энергий активации отвечает керогену типа II, но со смещением максимума в более низкую область (50 ккал/моль). Из этого следует, что кероген доманиковой формации может генерировать УВ на более ранних стадиях и быть источником «доглавнофазовых нефтея». Уже на градации ПК-МК₁ в кремнисто-карбонатных породах содержится 0,7–7% автохтонного хлороформенного битумоида, содержание свободных УВ (S_1) в среднем составляет 6 кг на 1 т породы; оно регулируется концентрацией Сорг. В этих условиях наряду с генерацией битумоидов протекает и их эмиграция. Эмиграционные битумоиды характеризуются повышенными значениями битумоидного коэффициента ($\beta^{XB}=20\text{--}50\%$), в составе которого преобладают тяжелые смолисто-асфальтеновые компоненты (Рис. 8). В наиболее восстановленных биту-



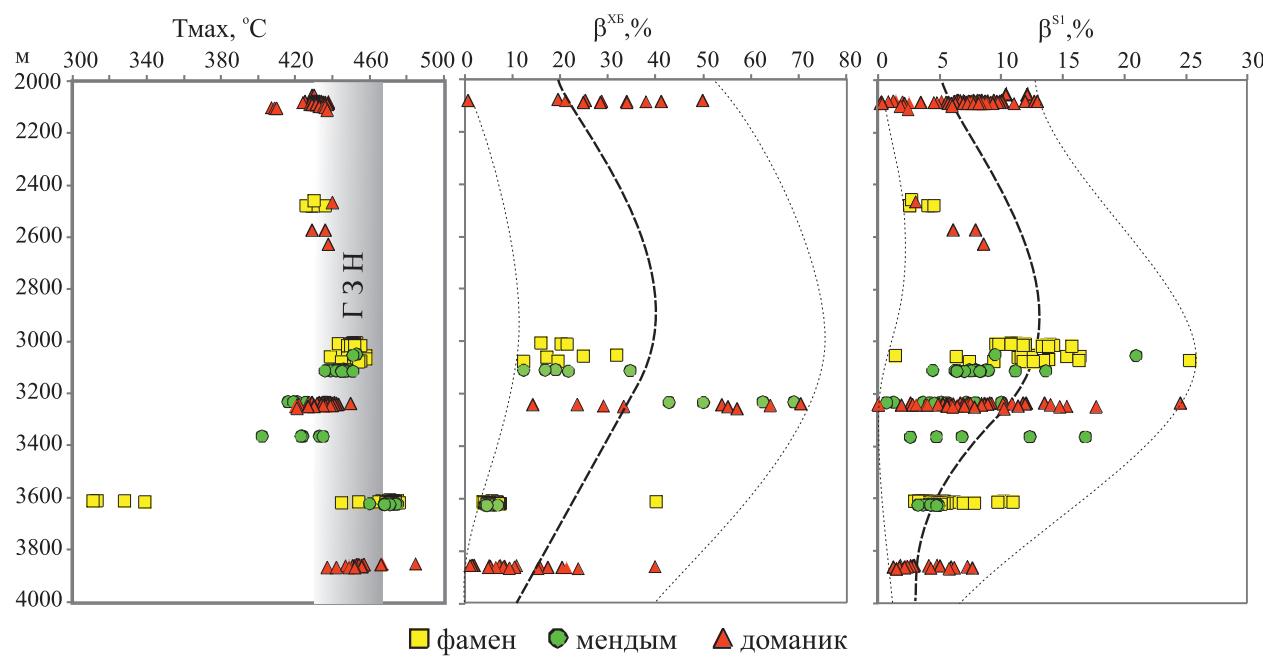


Рис. 14. Изменение битумоидного и углеводородного коэффициентов в катагенезе.

моидах мальтеновая фракция, содержащая УВ, достигает 50 и более %, на УВ в ОВ (β^{S1}) приходится в среднем 7% при диапазоне 0,2-13%, максимальные значения β^{S1} отвечают паравтохтонным разностям (Рис. 14).

С увеличением катагенеза возрастают значения битумоидного и углеводородного коэффициентов и на градации МК₂ (глубина 3 -3,4 км) они достигают максимума как по диапазону, так и по средним: $\beta^{XB}=35\%$, $\beta^{S1}=10\%$, снижаясь до 9,3% и 4,5% (соответственно) в конце нефтяного окна (градации МК₃-МК₄, глубина 3,6-4 км) (Рис. 15). В уг-

леводородном составе в процессе катагенеза снижается количество изопреновых и стерановых УВ, возрастают отношения гопановых УВ Ts/Tm от 0,2 на градации МК₁ до 0,6 и 3 на МК₂ и МК₃₋₄ и ароматических УВ 4-MDBT/1-MDBT от 1,7 до 3 и 7-8 и более, соответственно для указанных градаций.

Оценка генерационного потенциала доманиковой формации показала, что кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы обогащены морским водорослевым ОВ и обладают высоким общим генерационным по-

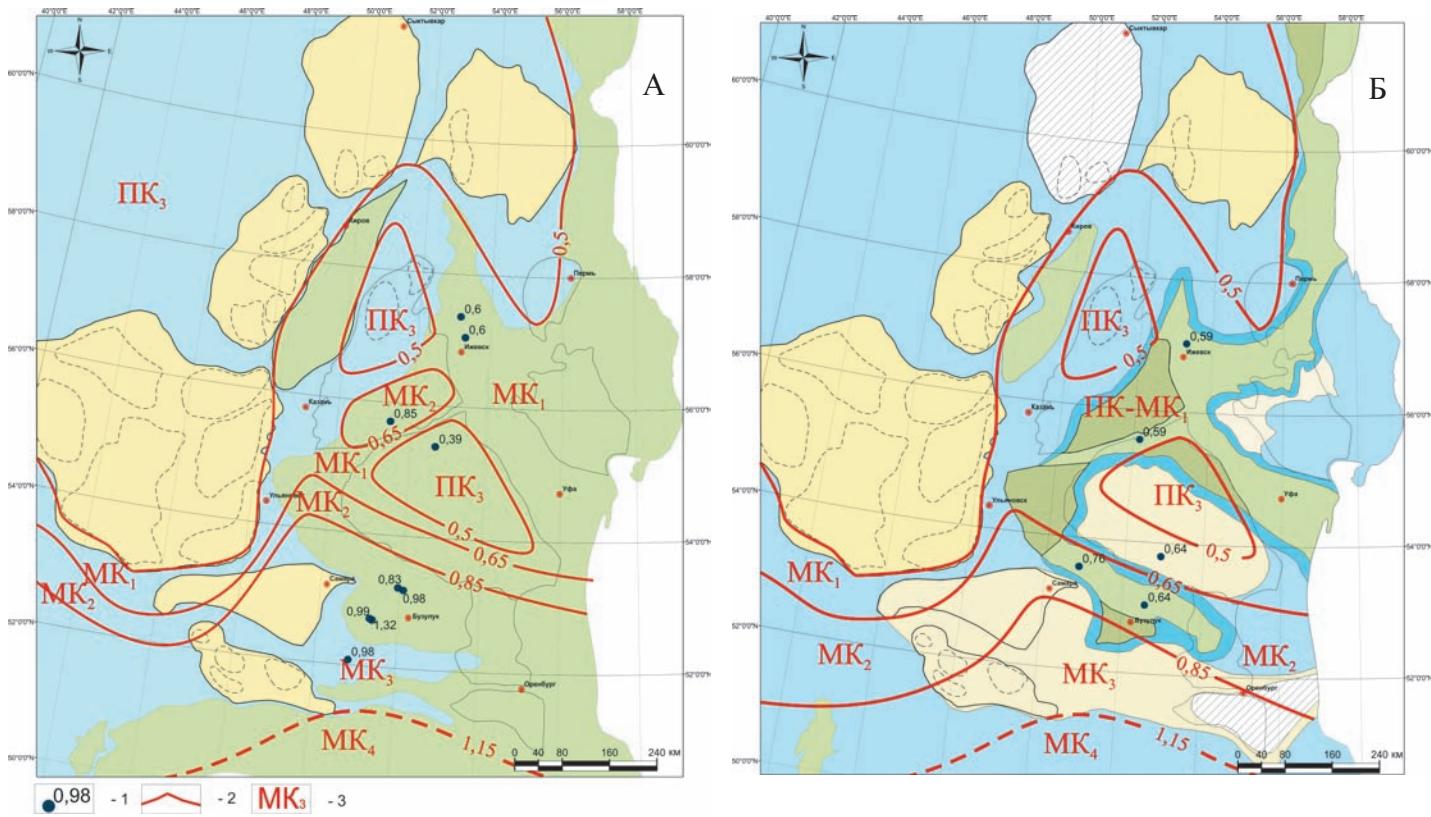


Рис. 15. Распределение зрелости органического вещества в верхнедевонских отложениях. А – среднефранского времени, Б – верхнефранского времени. 1 – замеренные значения витринита, 2 – граница стадии катагенеза, 3 – стадия катагенеза.

тенциалом – в начале катагенеза ($S_1 + S_2$) в среднем составляет 48 кг УВ/т породы. Породы в пределах изученной части Волго-Уральского бассейна в полном объеме достигли условия главной зоны нефтеобразования, толщина очага составляет не менее 2,5 км. В процессе катагенеза происходит генерация и эмиграция битумоидов и УВ, что фиксируется появлением миграционных битумоидов и УВ. Сходство состава автохтонных и миграционных УВ позволяет рассматривать последние как паравтохтонные, т.е. сингенетичные УВ мигрирующие внутри нефтематеринского пласта. В конце главной зоны нефтеобразования-начале главной зоны газообразования общий генерационный потенциал пород еще высокий ($S_1 + S_2$)=6 кг УВ/т породы, HI=113 мг УВ/г породы и они могут быть источником газовых УВ.

В начале нефтяного окна миграционные битумоиды насыщают отдельные поры, каверны или трещины в породе, но в целом пористость низкая (Кпор меньше 2%). Максимальное количество паравтохтонных битумоидов и УВ наблюдается на градации катагенеза МК₂ и глубже. Здесь же отмечаются прослои известняков и радиоляритов с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (Кпор 4-10%, проницаемость 0,1-245 мД), их можно рассматривать как порово-трещинные коллектора; они приурочены к породам склоновых фаций.

Таким образом, высокоуглеродистая доманиковая формация верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста представлена глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями до чистых карбонатных и кремнистых с переходными разностями. Формирование отложений происходило в спокойном морском бассейне, где преобладали условия депрессионных впадин, склонов карбонатных массивов и условия мелководного шельфа, благоприятные для роста биогермных построек. Породы сильно обогащены органическим веществом, содержание которого превышает 5 и более процентов. Наиболее обогащенные органическим веществом отложения семилукского и речицкого горизонтов формировались в депрессионной впадине, образование которой началось в саргаевское время и достигло максимальных размеров в семилукское время. На последующих этапах позднедевонского времени депрессионные отложения сохранялись лишь в прогибах Камско-Кинельской системы, сформированных на месте древних авлакоегнов.

Наибольшими перспективами нефтеносности обладают прогибы, сформировавшиеся на месте авлакоегнов и их склоны, где практически в течение всего позднедевонско-турнейского времени формировались высокоуглеродистые формации общей мощностью до 300 и более метров. Максимально благоприятные условия для генерации углеводородов складывались в центральной части Мухано-Ероховского прогиба и Бузулукской впадины. Мощность высокоуглеродистой нефтепроизводящей толщи зависит от длительности погружения бассейна в позднедевонско-турнейское время. В одних зонах высокоуглеродистая толща формировалась только в средне-позднефранское время (сводовые поднятия, такие как Татарский битуминозные глинистые прослои в разрезе свод, Башкирский свод, Жигулевский свод, Пугачевский свод, Оренбургское поднятие) и там мощность нефтематеринской толщи со-

ставляет 40-50 метров. В остальное время существовали условия карбонатной платформы на мелководно-морском шельфе, где нефтематеринские отложения отсутствуют. В других тектонических условиях, таких как наложенные на древние рифтовые структуры впадины и прогибы, условия, благоприятные для накопления высокоуглеродистой формации сохранились в течение всего позднедевонско-турнейского времени. В этих структурах мощность высокоуглеродистой формации достигает 300 и более метров. При этом мощность нефтепроизводящей толщи может составлять 60-100 метров. На склонах поднятий и рифовых массивов мощность высокоуглеродистой толщи может достигать 100 и более метров, при мощности нефтепроизводящей толщи около 30 м.

Литература

Грунис Е.Б., Барков С.Л., Мишина И.Е. Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации. *Георесурсы*. № 4(59). 2014. С. 28-34.

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*. № 3. 2013. С. 76-87.

Писаренко Ю.А. О соотношении тектонических элементов Прикаспийской впадины и соседних регионов Восточно-Европейской платформы. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 24. 2000. С. 38-43.

Постнова Е.В. Перспективы дальнейшего освоения запасов нефти Волго-Уральской провинции. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 55. 2008. С. 24-33.

Постнова Е.В., Жидовинов С.Н. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности геолого-разведочных работ в Урало-Поволжском регионе. *Геология нефти и газа*. № 5. 2008. С. 2-10.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Георгий Александрович Калмыков – кандидат технических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Александр Христофорович Богомолов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-37-66

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-30-22

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры литологии и морской геологии

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Роман Сергеевич Сауткин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Владимировна Козлова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Филипп Владимирович Коркот – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin

A.V. Stoupakova, N.P. Fadeeva, G.A. Kalmykov, A.Kh. Bogomolov, T.A. Kiryukhina, N.I. Korobova, T.A. Shardanova, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, E.N. Poludetkina, E.V. Kozlova, D.V. Mitronov, F.V. Korkots
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: ansto@geol.msu.ru

Abstract. Domanic deposits of the Volga-Ural basin are high carbon thin formations capable to both produce hydrocarbons by own source rocks and concentrate them in certain strata and areas that act as a reservoir. Various sedimentation conditions occurred while filling relatively deep water basin where domanic deposits were formed. They were deep-sea deposits to shallow-sea deposits. Specificity of generating high carbon formations is in high content of organic matter, carbonate material and free silica. Volcanic or hydrothermal products could serve as their source. Therewith a special gas regime of the atmosphere in Late Devonian was created. Evaluation of domanic generating potential showed that siliceous-carbonate and carbonate-siliceous rocks enriched with marine algal organic matter have a high potential for generation. The most prospective ones are depressions formed in position of aulacogens and their slopes. There deposits enriched with organic matter were formed almost throughout Late Devonian and Tournaisian. Elevation slopes and reef borders are also of high oil and gas potential. Sections of such objects are common for depression borders of uncompensated immersion and lower parts of adjacent elevation slopes. In domanic deposits with carbonate material intervals with high carbon content were developed along bioherm structures.

Keywords: Domanic deposits, high carbon formations, conditions of formation, generating potential, the Volga-Ural basin.

References

- Grunis E.B., Barkov S.L., Mishina I.E. Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource Base by means of Unconventional Sources in the Russian Federation. *Georesursy [Georesources]*. № 4(59). 2014. Pp.28-34. (In Russian)
- Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stoupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. Domanic deposits of Timano-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefti i gaza [Oil and Gas Geology]*. № 3. 2013. Pp. 76-87. (In Russian)
- Pisarenko Yu.A. O sootnoshenii tektonicheskikh elementov Priklaspiyskoy vpadiny i sosednikh regionov Vostochno-Evropeyskoy platformy [On the relation between tectonic elements of the Caspian Basin and neighboring regions of the East European platform]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspia* [Mineral Resources of the Volga and Caspian Sea Region]. 2000. Is. 24. Pp. 38-43.
- Postnova E.V. Perspektivy dal'neyshego osvoeniya zapasov nefti Volgo-Ural'skoy provintsii [Prospects for further development of oil reserves in the Volga-Ural province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspia*

[Mineral Resources of the Volga and Caspian Sea Region]. Is. 55. 2008. Pp. 24-33.

Postnova E.V., Zhidovinov S.N. Sovremennye tendentsii razvitiya resursnoy bazy uglevodordnogo syr'ya i puti povysheniya rezul'tativnosti geolo-razvedochnykh rabot v Uralo-Povolzhskom regione [Recent tendencies of hydrocarbon resource base development and ways to improve the efficiency of geological exploration works in the Ural-Volga region]. *Geologiya nefti i gaza [Oil and Gas Geology]*. № 5. 2008. Pp. 2-10.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Natal'ya P. Fadeeva – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Georgiy A. Kalmykov – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Aleksandr Kh. Bogomolov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-66

Natalia I. Korobova – Teaching assistant of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-30-22

Tat'yana A. Shardanova – PhD, Senior Researcher of the Lithology and Marine Geology Department

Anna A. Suslova – PhD, Researcher of the Petroleum Geology Department

Roman S. Sautkin – Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-96

Elena N. Poludetkina – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Elena V. Kozlova – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Dmitriy V. Mitronov – PhD, Researcher of the Petroleum Geology Department

Filipp V. Korkots – BSc. of the Petroleum Geology Department

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskoe gory, 1

УДК 553.983:550.849+552.5.08

*Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова,
Н.В. Пронина, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова, В.В. Мальцев, И.Э. Сливко,
М.С. Лужбина, И.А. Санникова, Д.А. Пушкирева, В.В. Чупахина, А.П. Завьялова*
*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: takir@bk.ru*

Литолого-geoхимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна

Перспективы развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна связаны с наличием аутогенной нефтегазоносности в среднефранских-турнейских отложениях, обогащенных органическим веществом (доманиковые отложения и их аналоги – доманикоиды). За нефтями, получаемыми из таких отложений, закрепилось название «сланцевые нефти». Фактическим материалом для настоящей работы послужили образцы, отобранные сотрудниками и студентами кафедры геологии и geoхимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова во время полевых и камеральных работ в Республике Коми и в Апрелевском отделении ВНИГРИ. Было отобрано более 300 образцов из обнажений и керна скважин. В ходе настоящих работ была исследована минеральная часть и органическое вещество доманиковых отложений литологическими, geoхимическими (пиролиз, ГЖХ, ХМСМ) и углепетрографическим методами. В результате охарактеризованы и описаны типичные разрезы для среднефранского, верхнефранского и нижнефаменского ярусов верхнего девона. Основным объектом исследования в данной работе являлись отложения депрессионной впадины, ее склонов, а также толщи заполнения впадины. Показано, что максимальные концентрации органического вещества (ОВ) приурочены к собственно доманиковым породам депрессионной впадины и в меньших количествах к породам доманикоидам. ОВ доманиковых отложений представлено тремя углепетрографическими типами. К первому типу (**A**) отнесен переотложенный витринит в виде изолированных зерен разного размера. Ко второму типу (**B**) отнесено остаточное вещество, разнообразное по форме выделений (в виде обрывков, обломков, прерывистых ниточек, или заполняющее все свободное пространство между зернами в основной массе). К третьему типу (**C**) отнесены остатки различных организмов; они остались в виде разнообразных по своим очертаниям форменных компонентов. Отложения доманиковой толщи вошли в главную фазу нефтеобразования практически на всей изучаемой территории. Наиболее катагенетически преобразованные породы приурочены к отрицательным тектоническим элементам. Битуминологический анализ подтвердил автохтонность выделенного битумоида, углеводородный состав которого соответствует как литологическим, так и катагенетическим характеристикам вмещающих его пород. Автохтонность органики подтверждена и углепетрографически. Хроматографическая картина состава выделенных битумоидов доманиковых отложений достаточно разнообразна, и хорошо соотносится с составом пород доманика. Биомаркерный анализ параметров, реагирующих на катагенетическую преобразованность ОВ, также подтвердил корректность результатов пиролиза и углепетрографического анализа.

Ключевые слова: доманик, Тимано-Печора, литолого-фациальная характеристика, углепетрография, сланцевая нефть.

Введение

Тимано-Печорский бассейн является старейшим нефтедобывающим регионом России. Однако, большинство крупных месторождений выработаны, а прирост запасов происходит за счет доразведки старых месторождений и ввода в эксплуатацию мелких месторождений и залежей с трудноизвлекаемой нефтью. Тем не менее, потенциал Тимано-Печорского бассейна далеко не исчерпан. И в первую очередь это связано с наличием аутогенной нефтегазоносности в среднефранских-турнейских отложениях, обогащенных органическим веществом. Это в основном доманиковые отложения и их аналоги, называемые доманикоидами, т.е. подобные доманиковым. За нефтями, получаемыми из таких отложений, упорно закрепилось название «сланцевые нефти», хотя существует множество терминологических и смысловых вариантов их названия.

Добыча нефти и газа из богатых углеводородами пород, известная как «сланцевая нефть» или «сланцевый газ», является одним из наиболее быстро развивающихся направлений современной разведки и разработки нефти и газа. Требуют ответа многочисленные вопросы о природе толщ, из которых осуществляется добыча сланцевой нефти и слан-

цевого газа. В последние годы перспективы добычи сланцевой нефти – одна из горячих тем обсуждений как среди геологов, так и в общественно-политических и экономических кругах. Многие страны рассматривают этот вид энергетического сырья в качестве мощного фактора экономической независимости. Однако, немало и скептических высказываний относительно долгосрочных прогнозов извлечения углеводородов (УВ) из сланцевых толщ в промышленно значимых масштабах. Так или иначе, добыча сланцевой нефти сегодня стала реальностью, в связи с чем, специалистам весьма важно иметь объективное представление о нынешних и потенциальных возможностях добычи сланцевых УВ (Цветков, Цветкова, 2012).

Идеальным объектом для изучения являются широко распространенные в Тимано-Печорском бассейне доманиковые толщи. Изучение отложений доманикового горизонта верхнего девона началось еще полтора века назад. За этот период опубликовано большое количество работ, посвященных различным аспектам изучения доманика (стратиграфии, литологии, geoхимии, палеогеографии, нефтегазоносности и др.). Под термином «доманик» по-

нимается переслаивающаяся битуминозно-кремнисто-карбонатная толща пород с прослойми горючих сланцев и специфическим комплексом фауны. В настоящее время понятия «доманик» и «доманикоид» обозначают не только отложения доманикового горизонта среднефранского яруса, но и разновозрастные породы «доманикового облика» (по Н.Б.Вассоевичу, с содержанием Сорг от 4 до 20 %).

Девонские отложения в бассейне р. Ухты изучали И.М. Губкин, К.П. Калицкий и А.А. Стоянов (1919), Н.М. Страхов (1936), Н.Н. Тихонович, Д.П. Сердюченко, Н.Г. Чочия и К.И. Адрианова (1952), Д.В. Наливкин (1953), В.А. Калюжный и К.П. Иванова (1959), А.И. Першина (1960), Н.Г. Жузе (1964), С.В. Максимова (1970), В.А. Жемчугова (1998), Н.В. Беляева (1998). Геохимии органического вещества и нафтидам Тимано-Печорского бассейна посвящены работы Г.И. Андреева, Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, В.М. Бекетова, Т.В. Белоконь-Карасевой,

Г.М. Боровой, Т.А. Ботневой, Д.А. Бушнева, В.Ф. Васильевой, М.А. Галишева, С.С. Гейро, В.А. Горбань, Г.Н. Гордадзе, Н.Н. Гурко, А.Н. Гусевой, С.А. Данилевского, М.В. Дахновой, А.В. Жуковой, И.А. Зеличенко, В.В. Ильинской, Г.А. Калмыкова, Л.Н. Киреевой, Т.А. Кирюхиной, Л.И. Климовой, Н.Н. Косенковой, З.М. Кузьбожевой, И.Б. Кулибакиной, В.Н. Летуновского, Г.Ф. Мурановой, С.Г. Неручева, Р.Г. Панкиной, Г.М. Парпаровой, А.А. Петрова, С.В. Рябинкина, С.Н. Сивкова, З.В. Скляровой, В.К. Старостина, С.Б. Старостиной, Ю.В. Степанова, М.В. Темянко, О.М. Тимошенко, Ю.М. Трифачева, С.П. Тюнегина, В.Ф. Удот, М.Г. Фрик, А.И. Шапиро, В.К. Шиманского, Ю.С. Щелованова и др.

В общих чертах, в результате этих исследований было установлено местоположение разрезов и их стратиграфическая приуроченность, выделено шесть географических зон распространения девонских отложений, а также установлена полная мощность (74,7 м) доманиковых отложений в Ухтинском районе. Кроме того, было отмечено непостоянство литологического состава, степени битуминозности и мощности пород доманикового горизонта.

Собственно доманиковые отложения в Тимано-Печорском бассейне пока не разрабатываются. Основные залежи в доманиковых отложениях и отложениях-доманикоидах открыты вдоль полосы барьерных рифовых построек, протягивающихся цепочкой вдоль Уральского палеобассейна и ограничивающих зону некомпенсированного осадконакопления глубоководного бассейна. Такие месторождения известны в Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах. В Ижма-Печорской впадине в Тобышско-Нерицком НГР открыто пять месторождений нефти: Южно-Низовое, Низовое, Верхневольминское, Маркарельское и Щельяюрское. Все выявленные залежи нефти в Тобышско-Нерицком НГР приурочены к полосе развития доманикового барьерного рифа. Месторождения имеют структурный контроль и связаны с небольшими и малоамплитудными локальными антиклинальными формами. Скопления нефти локализуются в кровле доманикового карбонатного массива под зональной позднефранской глинистой покрышкой (мощность 8-13 м). В редких случаях (Ю.Седмес, Щельяюр) залежи заключены также и в сирабайских надрифовых слоистых карбонатных пластах. Залежи нефти в барьерном рифе массивные, сводовые, иног-

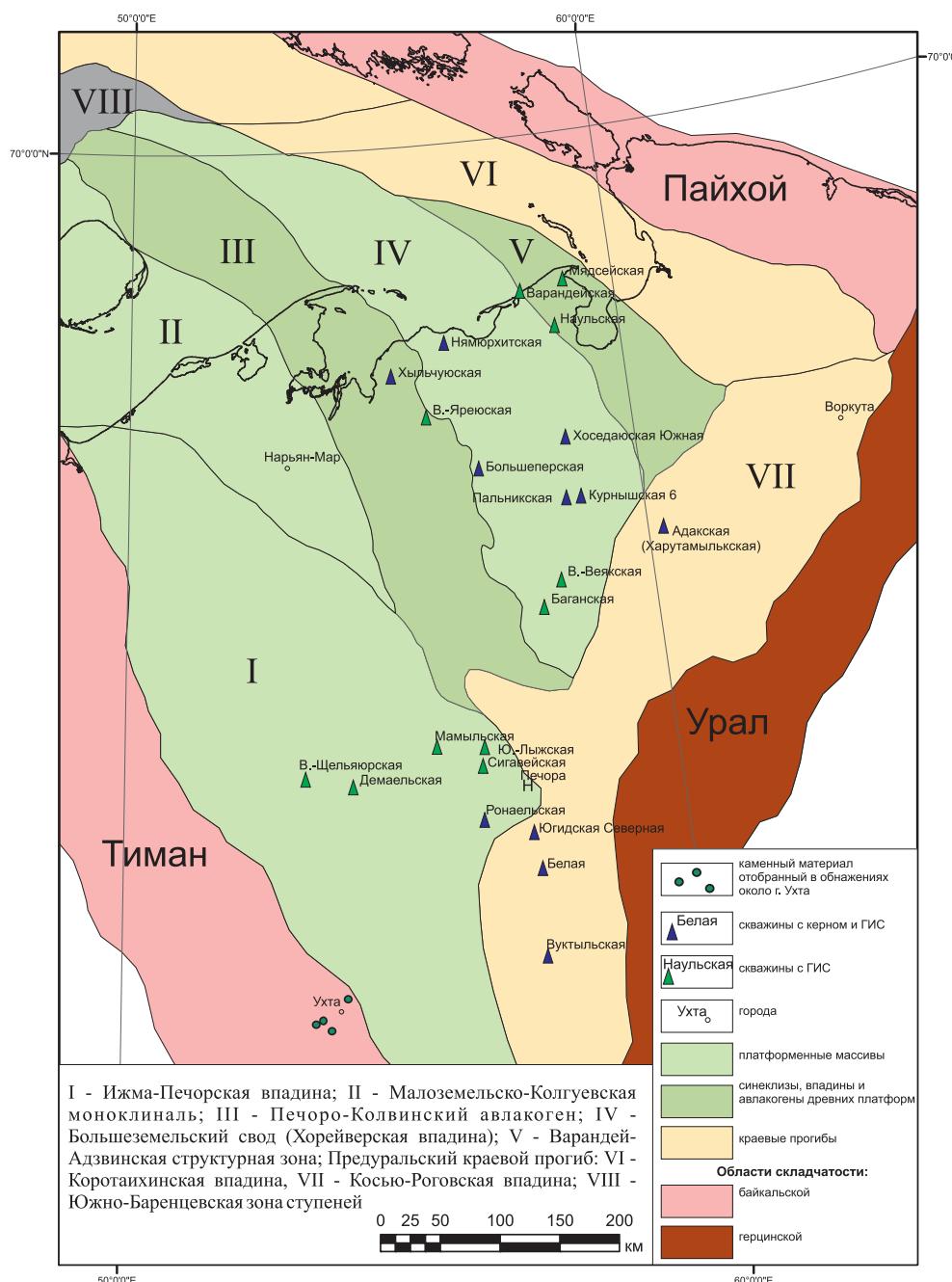


Рис. 1. Карта фактического материала, использованного в работе, и схема тектонического районирования территории Тимано-Печорского НГБ.

да литологически экранированные. В надрифовых сирабайских отложениях залежи сводовые, пластовые и, вероятно, литологически ограниченные.

Коллекторами в отложениях комплекса являются известняки органогенно-обломочные, узорчатые водорослевые, сферово-сгустковые, онколитовые, мелкообломочные и доломиты разнозернистые с реликтово-органической структурой. Средняя пористость коллекторов составляет 12-16 %, нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,4-7,4 м и до 20,3 м (скв. 1 Макаръель). Тип коллектора сложный: трещинно-поровый, порово-каверновый и трещинно-каверно-поровый. Мощность доманиковой рифогенной формации изменяется от 100 до 150 м.

Фактическим материалом для настоящей работы послужили образцы, отобранные сотрудниками и студентами кафедры геологии и geoхимии горючих ископаемых

МГУ имени М.В. Ломоносова во время полевых работ в Республике Коми в районе города Ухта и камеральных работ в Апрелевском отделении ВНИГРИ (Рис. 1). В общей сложности было отобрано более 300 образцов из обнажений и керна скважин.

Методика исследований

Целью настоящих исследований было изучение вещества доманиковых отложений, а это прежде всего предполагает анализ минеральной части и органического вещества. Минеральная составляющая пород изучается традиционными методами, используемыми в литологии, а органическая может быть исследована geoхимическим и углепетрографическим методами. В данной работе применялся комплексный подход, включавший все виды этих исследований.

Литологические методы исследования состояли из макро- и микроописания пород, выделения основных литотипов, а также использования методов литолого-фацциального анализа

Geoхимические методы исследования включали в себя определение характеристик ОВ в породах *пиролитическим методом* (Rock-Eval 6), определение содержания битумоида в породе методом горячей *экстракции* хлороформом в аппаратах Соклета. Состав битумоида изучался методом *газо-жидкостной хроматографии* (ГЖХ), на приборе «Perkin-Elmer»; условия анализа: газ-носитель – гелий, скорость гелия 30 см/сек при 100°C, капиллярная кварцевая колонка 60 м x 0,25 мм, скорость программирования температуры термостата колонок 4°C/мин, начальная температура 60°C, конечная – 320°C.

Хроматомасс-спектрометрия битумоидов проводилась на магнитном масс-спектрометре высокого разрешения Thermo Focus DSQ II. Условия газохроматографического анализа: газ-носитель – гелий, скорость гелия 30 см/сек при 100°C, капиллярная кварцевая колонка (SolGel-1) 60 м с внутренним диаметром 0,25 мм с 15 мм слоем неподвижной фазы DB-1701. Методы хроматографирования: начальная температура – 60°C, конечная – 300°C; 60°C – 3 минуты; скорость программирования температуры термостата колонок – 60°C – 180°C – 25°C/мин, 180° – 300°C – 4°C/мин, изотермический режим при 300°C – 40 мин для алканов и 20 минут для

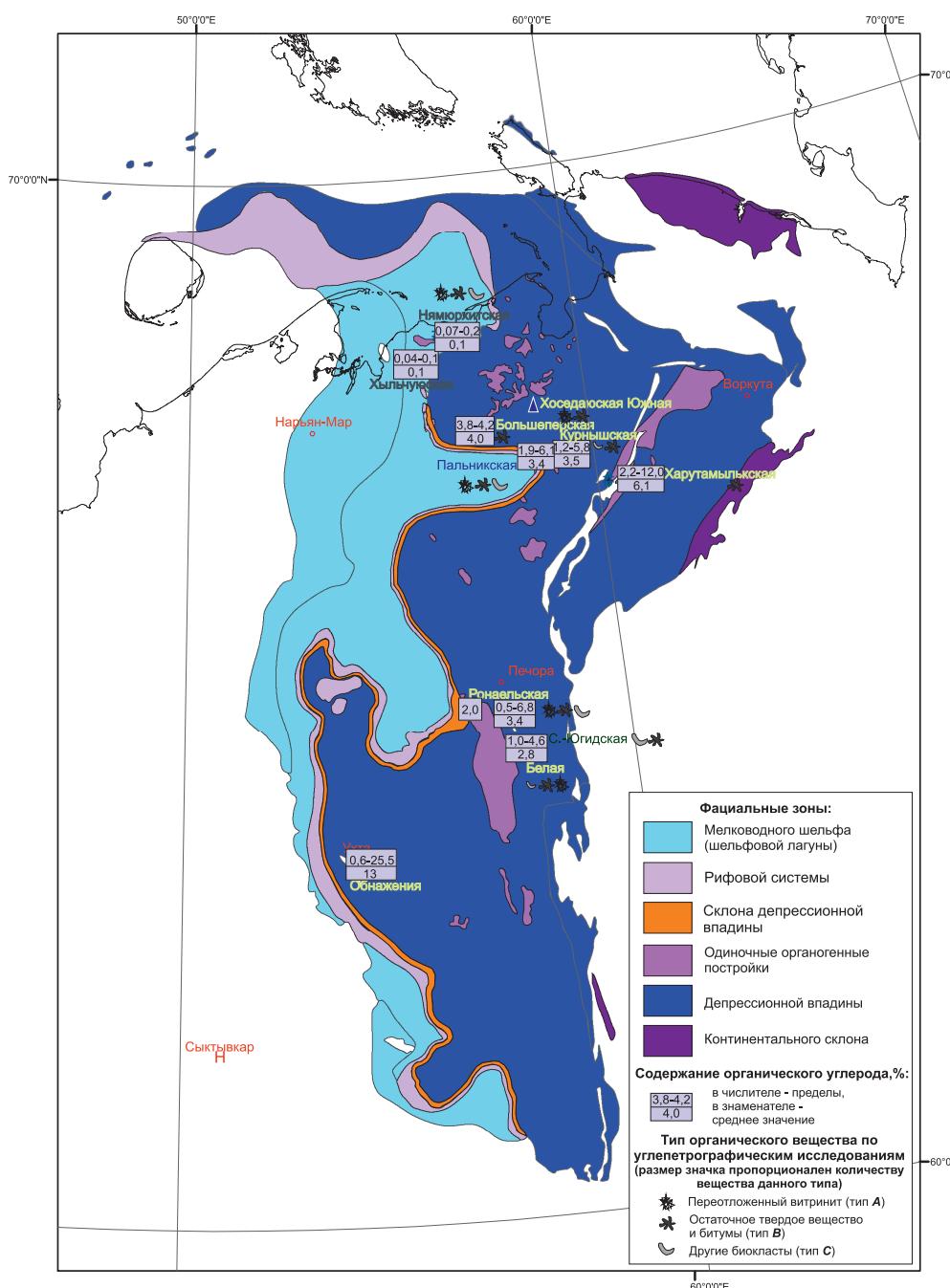


Рис. 2. Схема литофаций доманикового горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

ароматических УВ. Время программирования: 102 мин. для алканов и 82 мин. для ароматических УВ.

Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация – 70 eV (EI), диапазон масс – 50-800 AMU, скорость сканирования – до 2000 AMU/сек, температура ионного источника – 290°C.

Дальнейшая компьютерная обработка полученных результатов проводилась в системе X-Calibur с записью основных ионов.

Углепетрографические методы исследования включали микроскопическое изучение образцов пород в отраженном простом и ультрафиолетовом (УФ) свете. Проведены два анализа: мацеральный анализ и определение показателя отражения витринита.

Мацеральный анализ, по сути, включает изучение состава органических микрокомпонентов, которые называются мацералами. Информация о мацеральном составе

может использоваться при определении типа ОВ и для восстановления фациальных обстановок накопления отложений, поэтому определенная корреляция с результатами как литологических, так и геохимических исследований всегда предполагается.

Среди органических мацералов выделяются три группы: витринита, инертинита и липтинита. Первые две группы характерны только для гумусового ОВ (крайне редко встречающегося в отложениях девона), зато группа липтинита объединяет очень много разнообразных мацералов гумусовой и сапропелевой природы. В последние годы в группу липтинита включены и такие новообразования, как эксудатинит, битуминит и другие.

Традиционно изучение мацерального состава проводится в простом отраженном свете. Однако некоторые мацералы группы липтинита, особенно когда они входят в состав тонкодисперсной смеси с минеральным веществом,

с трудом выявляются при таких микроскопических исследованиях. Характерной особенностью липтинитов являются их люминесцентные свойства. В УФ свете эти мацералы светятся очень ярко, и даже в тех случаях, когда новообразованные битумы в виде пленок присутствуют в межзерновом пространстве, их содержание в породе становится очевидным. Возможность изучения рассеянного органического вещества (РОВ) методами люминесцентной микроскопии расширило применение углепетрографических методов в нефтяной геологии. Теперь распределение РОВ в породе можно увидеть с большой наглядностью, что и послужило основанием для включения мацерального анализа в УФ свете в комплекс использованных авторами методов.

Показатель отражения витринита (RV, %) используется для определения степени преобразованности ОВ и вмещающих его пород, а также как палеотемпературный параметр, в том числе в геологическом моделировании.

Методика определения RV,% хорошо отработана и защищена международным и Российской стандартами (ГОСТ 12113-94 и ISO 7404-5). При этом, некоторые проблемы в применении методики еще существуют. В самом названии метода присутствует термин «витринит». Это значит, что определения показателя отражения рекомендовано проводить по данному мацералу гумусу-

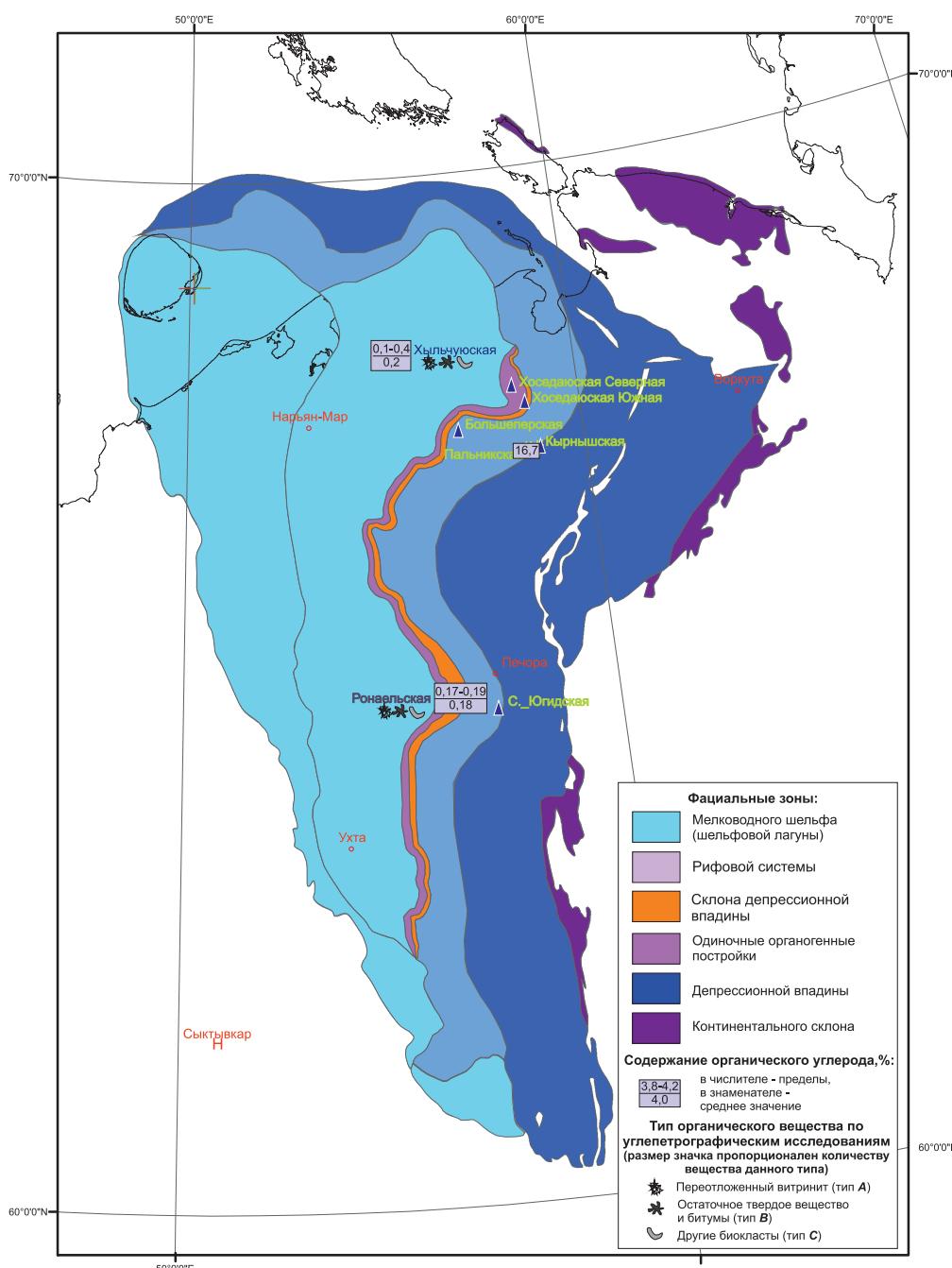


Рис. 3. Схема литофаций верхнефранского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

совой природы. Не во всех отложениях могут быть обнаружены витриниты, и поэтому была разработана альтернативная методика замера показателя отражения по другим органическим мацералам.

Исследования по этому вопросу проводились разными авторами (Landis, Castano, 1994; Jacob, 1985 и др.) и была установлена зависимость показателя отражения мацерала или биокласта, используемого в качестве альтернативного витриниту ($RB, \%$), и собственно витринита ($RV, \%$). Эта зависимость выражается формулой (Jacob, 1985):

$$RV\% = 0,668 \times RB\% + 0,40,$$

где $RB, \%$ – фактический замер, выполненный по битуму, аморфному ОВ или др.; $RV, \%$ – значение, полученное при пересчете и называемое «эквивалентом $RV\%$ » – $RV_{\text{экв}}, \%$.

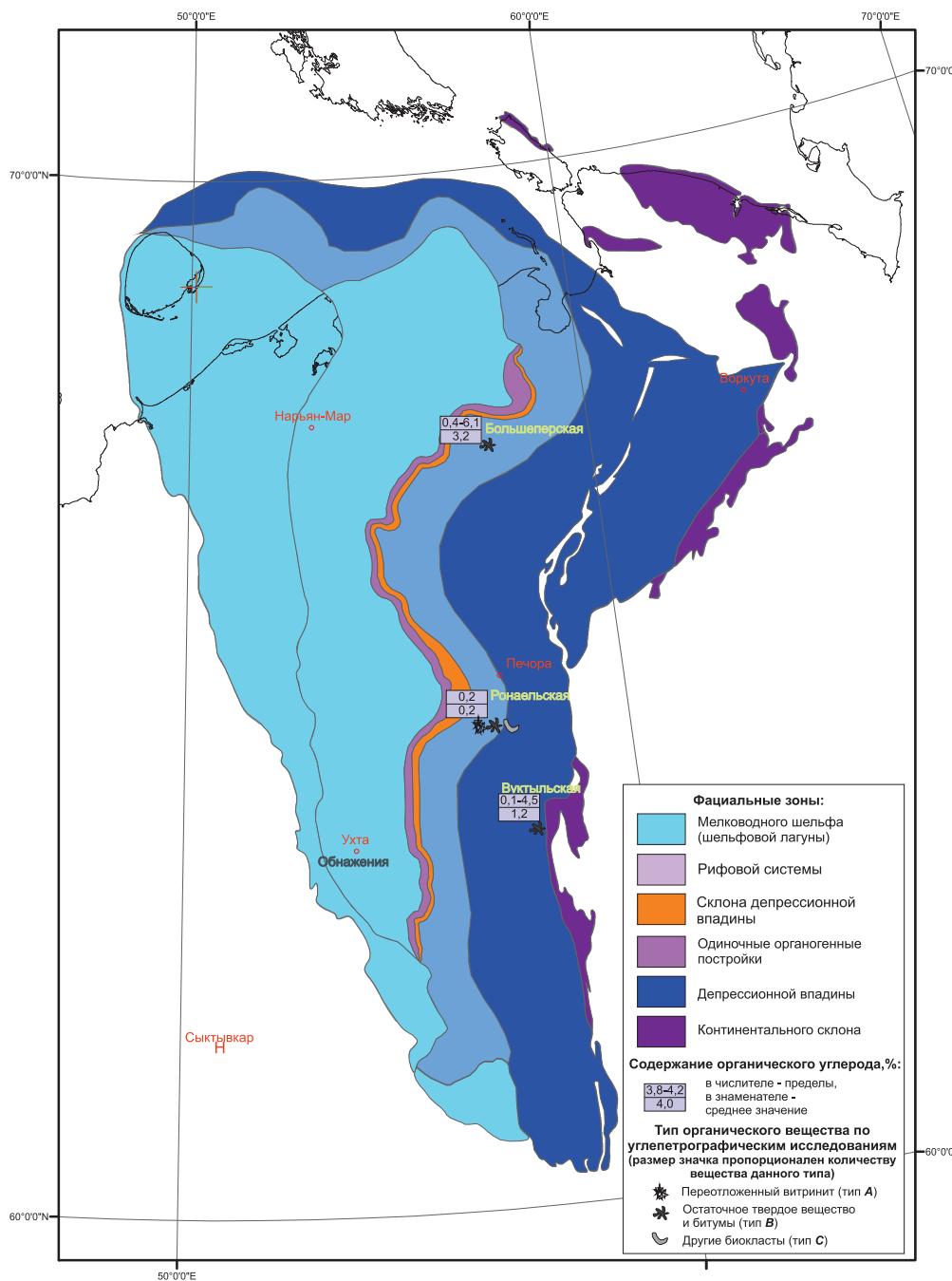


Рис. 4. Схема литофаций нижнефаменского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

Подобные модификации метода определения показателя отражения «витринита» должны учитывать разнообразие мацералов, используемых в качестве эквивалентов, стадиальный момент при сравнении показателей (по мере катагенеза разница $RV\% - RV_{\text{экв}}, \%$ изменяется), а также согласовываться с геохимическими характеристиками ОВ.

Результаты исследований

Литологическая характеристика отложений дноманиковых толщ. Большинство разработанных моделей карбонатного осадконакопления, так или иначе, касаются карбонатных платформ, включающих отмельный или рифовый пояс на окраине платформы, а также лагунную (мелководную) область за ними, причем для отложений франско-турнейского комплекса наиболее распространена седиментационная модель окаймленного шельфа (платформы) (Жемчугова, 2002).

Это мелководная смежная с сушей платформа с отчетливо выраженным перегибом склона в более глубоководную сторону, причем на этом перегибе склона локализуются более или менее непрерывной каймой рифовые системы.

В рамках этой работы охарактеризованы и описаны типичные разрезы для среднефранского (саргаевско-доманикового), верхнефранского и нижнефаменского ярусов верхнего девона. В основу этих характеристик положены описания по естественным выходам пород (для среднего франа) и по керновому материалу скважин глубокого бурения (Табл.1). При этом основным объектом исследования в данной работе являлись отложения депрессионной впадины, ее склонов, а также толщи заполнения впадины.

В среднефранское время отложения депрессионной впадины занимали восточную и центральную часть Тимано-Печорского НГБ. Участки их отсутствия установлены в виде узкой полосы в центральной ее части (Никонов и др., 2000). На западе бассейна седиментации склоновые отложения узкой полосой обрамляли депрессионную впадину и далее сменялись рифовыми и мелководными шельфовыми образованиями (Рис. 2).

Фациальная зональность позднефранского времени частично наследует положение депрессионной впадины в восточной части бассейна седиментации

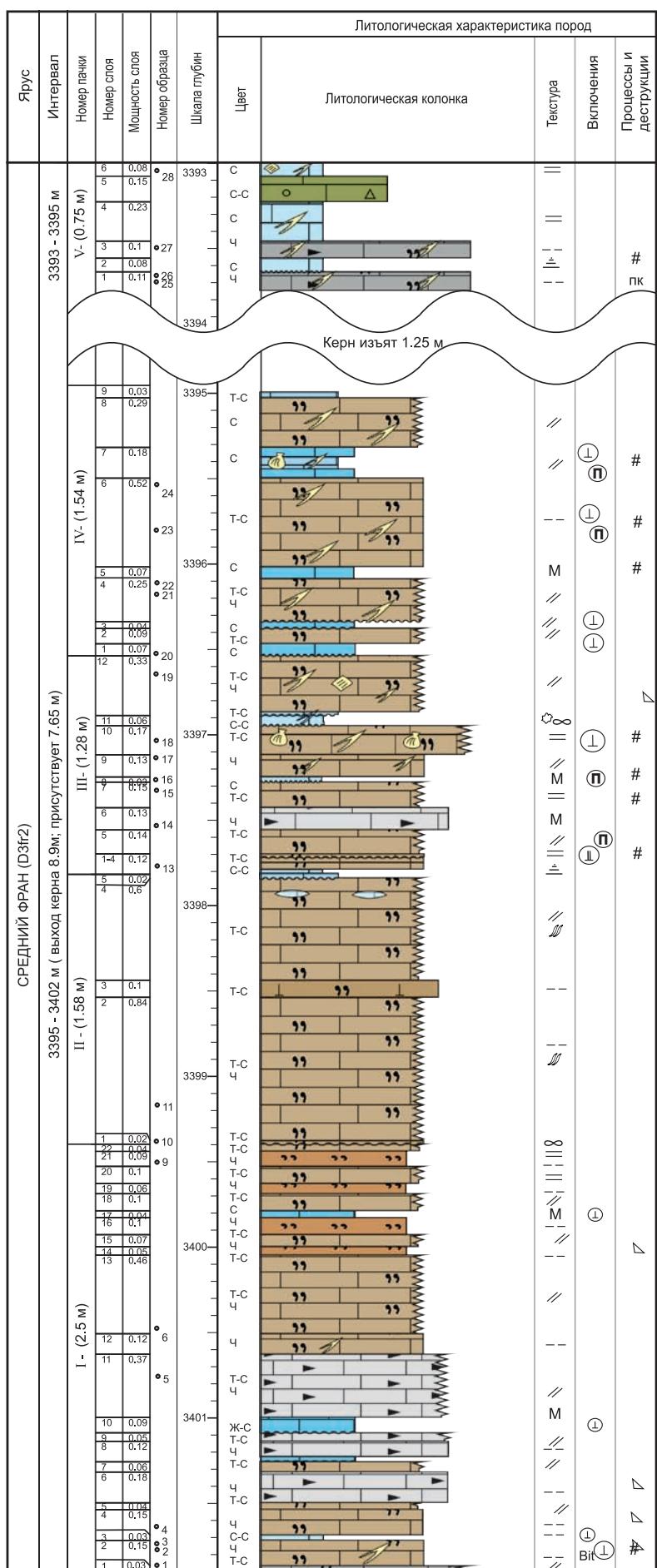


Рис. 5. Литологический разрез скв. Харутамыльская. Средний фран. Условные обозначения на рис. 6.

при явном сокращении площади распространения в его юго-восточной части (Рис. 3). Принципиальным отличием является и наличие выдержанной зоны распространения толщ заполнения (аккумулятивной террасы) в западной части депрессионной впадины.

Фаменский этап осадконакопления характеризуется циклическим строением (Беляева и др., 1998). В раннем фамене ее западная и частично центральная часть была заполнена отложениями аккумулятивной (проградационной) террасы (Рис. 4). В позднем фамене произошло сокращение площади депрессионной впадины, которая сохранилась только в крайних восточной и юго-восточной частях Тимано-Печорского НГБ.

Далее приведены характеристики состава и строения фациальных зон депрессионной впадины, ее склонов, а также аккумулятивной террасы (толщи заполнения).

Отложения депрессионной впадины описаны в скважине *Харутамыльская*, где эти образования встречены в интервалах 3395-3402 м и 3393-3395 м. Так, в интервале 3395-3402 м (выход керна 6,9 м) разрез построен 4-мя пачками (Рис. 5).

I-я пачка (2,5 м) состоит из чередования ритмитов керогено-карбонатно-кремнистого, керогено-кремнисто-карбонатного состава, а также керогено-карбонатных пород с редкими мало мощными прослойями и линзами известняков. Ритмиты керогено-кремнисто-карбонатные и керогено-карбонатно-кремнистые черные и темно-серые с тонкой, иногда неясной горизонтальной, реже пологой косой слоистостью (Рис. 7). Ритмиты нередко содержат тонкие линзы и прослои (толщиной до 3 мм) известняков тентакулитовых.

Горизонтальная текстура пород часто наруше-

Тип пород		Включения	
Карбонатные:		(П)	- пирит
Известники:		(Л)	- кальцит рассеянный
Органогенно-обломочные:		(К)	- кварц
	грейстоун	(Ф)	- фосфаты
	пакстоун	(Лин)	- линзы
	вакстоун	(Ин)	- известковые конкреции, в т.ч. пластовые
Микритовые:		(Инр)	- инракласты
	мадстоун	(Бт)	- битум
Обломочные:			
	брекции и конглобрекции		
Кремнистые:			
	литокластовые		
Смешанные:			
	кремнистые		
	карбонатно-глинистые	(Дв)	- двустворки
	глинисто-карбонатные	(Бр)	- брахиоподы
	терригенно-карбонатные	(Кр)	- остракоды
	кремнисто-карбонатные	(Бд)	- криоиды
	карбонатно-кремнистые	(Дт)	- тентакулиты
В т.ч. с повышенным содержанием керогена:			
	керогено-карбонатные		
	керогено-кремнисто-карбонатные		
Цвет пород:		С - светло (Се-К, светло-коричневый)	
C	Ч - черный	Ч - черный	Ч - темно (Т-К, темно-коричневый)
З - зеленый			
K - коричневый			
Наложенные процессы:		Св - светло (Се-К, светло-коричневый)	
ПК	- перекристаллизация карбонатного вещества		
#	- трещиноватость		
Границы слоев:		- ровные	

Рис. 6. Условные обозначения к литологическим разрезам.

Ярус/ подъярус	Обнажения	Скважины глубокого бурения							
		Вук- тыльская	Северо- Югидская	Рона- ельская	Харута- мыльская	Кур- нышская	Паль- никская	Больше- перская	Южно- Хоседауская
Нижний фамен (D ₃ fm ₁)	-	1/2	-	2	-	-	-	2	-
Верхний фран (D ₃ fr ₃)	-	-	2	2	-	1/3	2	1/2	3
Средний фран (D ₃ fr ₂)	1	-	-	3	1	-	3	1	1

на трещинами и зеркалами скольжения, причем трещины нередко заполнены черным остаточным битуминозным веществом, а иногда кальцитом. В верхней половине пачки ритмиты керогеново-карбонатно-кремнистого состава расслоены черными керогеново-кремнистыми породами, которые часто обладают неясной горизонтальной слоистостью и содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования.

II-ая пачка (1,58 м) представлена чередованием ритмитов карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава, а также их керогеновосодержащих разностей. Здесь в основании появляются прослои известняков тентакулитовых (грейнстоунов). Ритмиты кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава темно-серые, серые полосчатые, часто линзовидно и косо-линзовидно-слоистые за счет тонких (1-5 мм) линз и прослоев серых известняков тентакулитовых (грейнстоунов) (Рис. 8), нередко расслоены черными керогеновосодержащими разностями, которые издают резкий запах УВ.

III-я пачка (1,28 м) состоит из цикличного чередования известняков (пак-грейнстоунов), ритмитов кремнисто-карбонатного и керогеново-карбонатного состава. Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны) светло-серые обладают градационной, иногда массивной текстурой, имеют толщину до 3 см. Ритмиты кремнисто-карбонатные темно-серые тонкослоистые с масштабом чередования слойков кремнистого и карбонатного состава через 1-3 мм (Рис. 9).

Черные керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые породы содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования, которые формируют ракушняковые прослои толщиной до 2 мм.

IV-я пачка (1,54 м) представлена чередованием известняков (вак-пакстоунов) и ритмитов кремнисто-карбонатного, карбонатно-кремнистого состава, иногда их керогеносодержащих разностей. Известняки (вак-пакстоуны) тентакулитовые серые. Ритмиты кремнисто-карбонатные темно-серые и черные горизонтально и полого-косослоистые (до 10 градусов к горизонту).

V-я пачка (видимая толщина 0,75 м) состоит из чередования известняков тентакулитовых (грейнстоунов) с тонкослоистыми керогеново-кремнисто-карбонатными породами и ритмитами. В верхней части пачки появляются прослои обломочных известняков, в том числе карбонатных брекчий. Известняки тентакулитовые (грейнстоуны) серые, обладают горизонтальной, массивной и градационной текстурой. Керогеново-кремнисто-карбонатные породы чер-

Табл. 1. Изученные типы разрезов в отложениях франа-фамена. Фациальные зоны: 1 – депрессионной впадины; 2 – аккумулятивной террасы (градационной террасы); 3 – склона депрессионной впадины.

ные, часто содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования и издают запах УВ.

Образования склона депрессионной впадины были описаны в скважинах Ронаельская и Пальникская. В скважине Ронаельская эти отложения встречены в интервале 2502,6-2507,6 м. Разрез построен одной пачкой (пачка I, вскрытая толщина 1,64 м) (Рис. 10).

Пачка представлена чередованием известняков (мад-

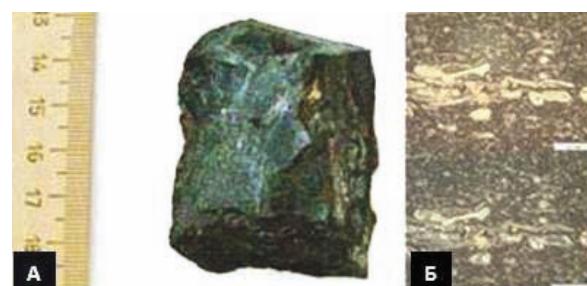


Рис. 7. Ритмит керогеново-карбонатно-кремнистый с линзами известняков тентакулитовых. Скв. Харутамыльская, образец 1. а) Фото образца б) Фото шлифа: николи параллельные, скреченные.

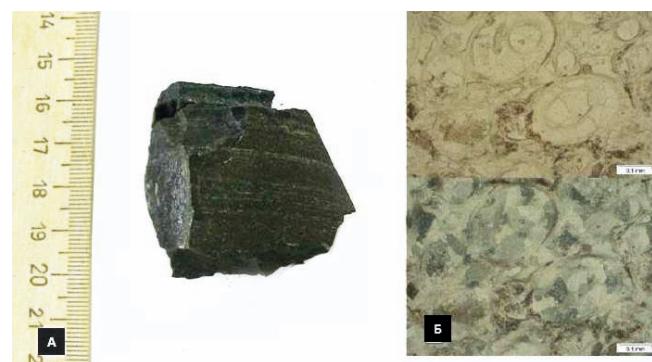


Рис. 8. Известняк тентакулитовый (грейнстоун). Скв. Харутамыльская, образец 10. а) Фото образца б) Фото шлифа: николи параллельные, скреченные.



Рис. 9. Ритмит кремнисто-карбонатный. Скв. Харутамыльская, образец 15.

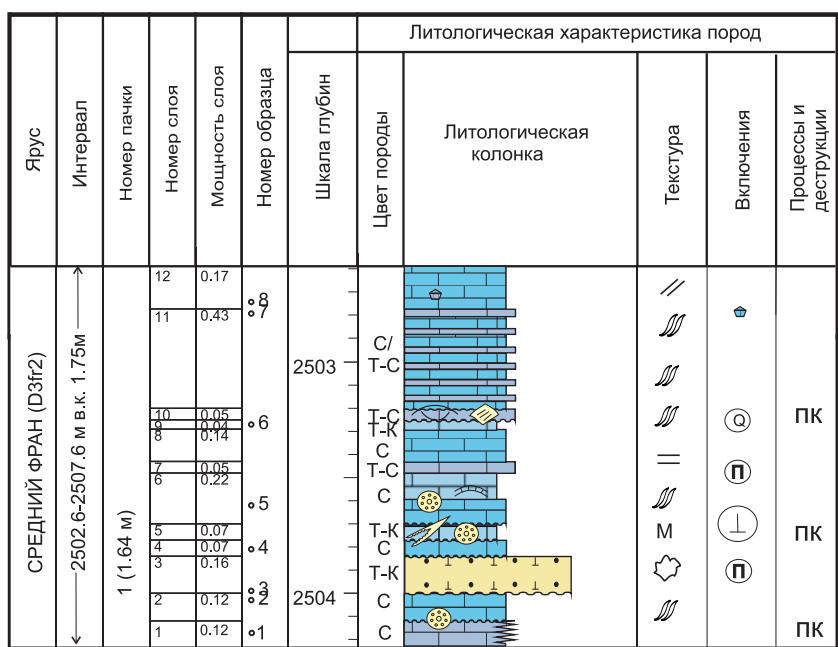


Рис. 10. Литологический разрез скв. Ронаельская. Средний фран. Условные обозначения на рис. 6.

вакстоунов) и известняков (пак-вакстоунов), которые редко расслоены маломощными терригенно-карбонатными породами. Границы между слоями часто имеют неровный волнистый характер. Известняки в основании часто содержат эрозионные карманообразные врезы амплитудой до 0,5-2 см, а также жилы, которые выполнены яснокристаллическим кальцитом. Известняки (мад-вакстоуны) серые, часто обладают косослоистой и косолинзовидной текстурой (угол варьирует от 10-15 до 40 градусов к горизонту). Карманообразные врезы амплитудой до 1-2 см в основании слоев нередко заполнены интракластами известняков. Среди биокластов обычно встречаются фрагменты криноидей, брахиопод, а также тентакулитов. Известняки (пак-вакстоуны) серые, коричневато-серые обычно обладают косо-линзовидной текстурой (угол 5-40 градусов к горизонту), также включают биокласты брахиопод, криноидей, а также комковатые образования – пеллоиды.

В большинстве разрезов скважин образования аккумулятивной террасы представлены терригенно-карбонатными и глинисто-карбонатными породами, которые часто расслоены маломощными известняковыми или керогено-карбонатными прослойками.

В скважине Пальникская эти образования описаны в отложениях верхнего франа (интервал 3446,7-3451,2 м, пачки IV и V) (Рис. 11).

IV-я пачка (2,56 м) состоит из чередования темно-зеленовато-серых глинистых, карбонатно-глинистых и глинисто-карбонатных пород и серых известняков (мадстоунов) (Рис. 12-14).

V-я пачка (1,32 м) представлена чередованием серых известняков (мадстоунов), темно-серых глинисто-карбонатных пород.

Таким образом, депрессионная впадина с некомпенсированным осадконакоплением занимала наибольшую площадь в среднефранское (доманиковое) время. Среди основных типов пород здесь преобладали высокоглеродистые (керогено-содержащие) смешанные породы карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава с маломощными линзами и прослоями известняков. В поздне-франское время происходило последовательное падение относительного уровня моря, и предрифовая часть впадины заполнялась осадками в форме террасы. Образования аккумулятивной террасы в большинстве разрезов представлены глинистыми, глинисто-карбонатными и терригенно-карбонатными породами, реже известняками (мадстоунами). В фаменское время падение относительного уровня моря привело к значительному сокращению площади депрессионной впадины, при этом ее полная компенсация произошла в турнейское время.

Органическое вещество отложений. По результатам пиролитических исследований, не-

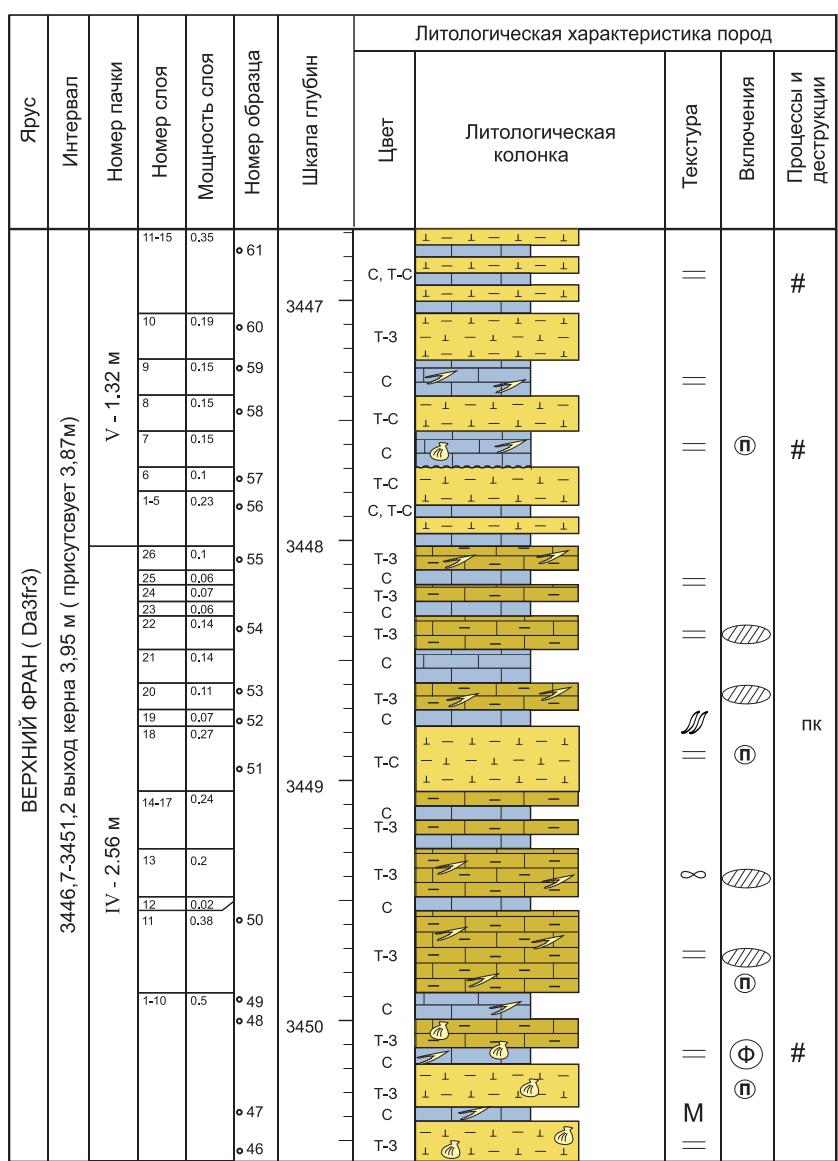


Рис. 11. Литологический разрез скважины Пальникская. Верхний фран. Условные обозначения на рис. 6.

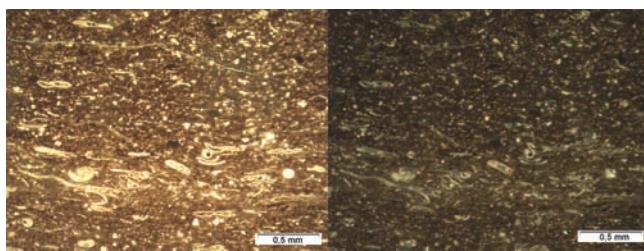


Рис. 12. Глинисто-карбонатная порода с биокластами тен-такулитов. Скважина Пальникская, образец 49. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

которые из которых приведены в табл. 2, содержания органического углерода (ТОС, Сорг) в породах доманикоидах колеблются от 0,04 до 25,5%.

Были проанализированы породы керна доманиковых отложений из двух основных литофациальных зон (депрессионной впадины и мелководного шельфа). Минимальные концентрации Сорг (около 0,1%) характерны для отложений мелководного шельфа (вскрытых скважинами Нымюрхитская и Хыльчуанская). Органическое вещество здесь преимущественно III типа.

Отложения депрессионной впадины характеризуются более высокими содержаниями органического углерода, в среднем 4-6%, максимальные содержания (до 25%) характерны для пород из обнажений, отобранных близ г. Ухта (Рис. 2), что, вероятно, объясняется низкой степенью катагенетической преобразованности здесь доманиковых отложений (ПК₃) (Рис. 18), то есть нефтегазоматеринские породы здесь еще не реализовали свой потенциал, и все органическое вещество сохранилось в них. Проанализированные доманиковые породы других площадей зоны депрессионной впадины катагенетически попадают в зону «нефтяного окна» (МК₁-МК₂) и уже частично реализовали свой материнский потенциал.

Все проанализированные породы депрессионной впадины среднефранского возраста по результатам пиролиза содержат органическое вещество II типа.

Породы верхнефранского и нижнефаменского возраста были представлены небольшим количеством образцов. Содержание в них органического углерода существенно ниже, чем в породах собственно доманиковых отложений, и составляет около 0,2%; повышенные содержания органического углерода отмечены на Пальникской (Рис. 3) и Ронаельской (Рис. 4) площадях. Такая вариабельность содержаний Сорг соответствует палеолитолого-фациальному районированию территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, более высокие содержания органического углерода зафиксированы в породах депрессионной впадины и аккумулятивной террасы.

Породы верхнефранского и нижнефаменского возрастов содержат смешанный тип ОВ с существенной долей гумусовой органики (III тип).

Образцы среднефранского возраста (скв. Харутамыльская, Большелерская, Южно-Хоседаанская, Белая площадь) обладают очень хорошим генерационным потенциалом. Генерационный потенциал пород верхнефранско-нижнефаменского возраста (скв. Хыльчуанская и Нымюрхитская) значительно хуже (Рис. 15).

В целом, можно говорить о том, что содержание органического вещества в собственно доманиковых породах

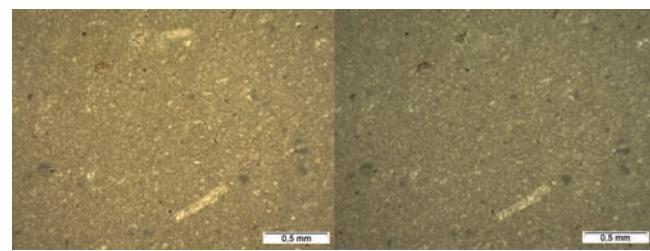


Рис. 13. Известняк (мадстоун). Скважина Пальникская, образец 52. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

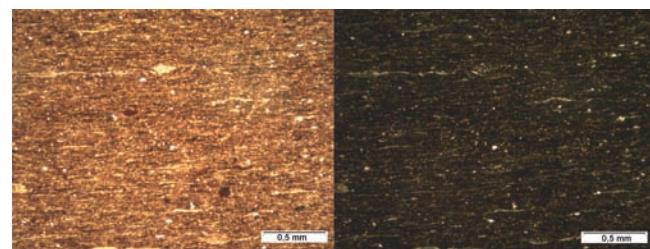


Рис. 14. Аргиллит. Скважина Пальникская, образец 53. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

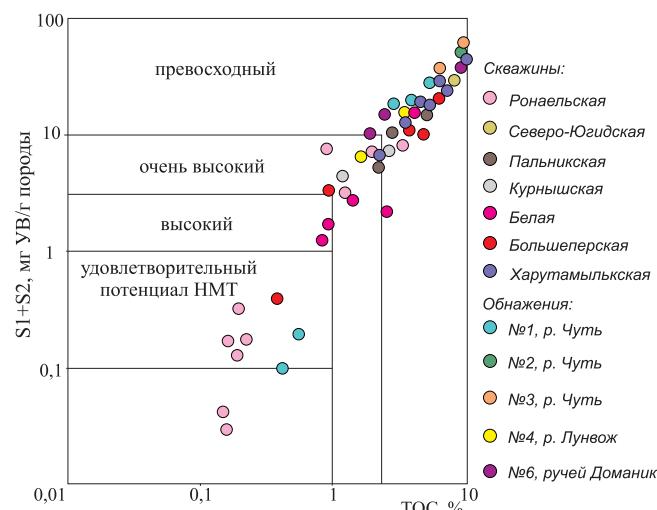


Рис. 15. Генерационный потенциал доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна.

депрессионной впадины значительно выше его содержания в породах-доманикоидах (верхнего франа-фамена).

Типы органического вещества определялись углепетрографическим и геохимическими методами.

Обобщая результаты проведенных микроскопических исследований, можно сказать, что ОВ доманиковых отложений представлено тремя типами.

К первому типу (**A**) отнесен переотложенный витринит в виде изолированных зерен разного размера, иногда с признаками окатанности. В образцах он встречается в небольшом количестве, чаще в виде мелких фрагментов и обрывков. Зерна витринита имеют, как правило, более высокий показатель отражения, чем у других компонентов.

Они присутствуют во всех образцах, но в небольшом количестве (Рис. 16).

Ко второму типу (**B**) отнесено остаточное вещество, которое по форме выделений может быть очень разнообразным. Оно может быть в виде обрывков, обломков, тощеньких, прерывистых ниточек, а может заполнять все свободное пространство между зернами в основной массе.

скважина/ обнажения	Tmax(°C)	Tmax(°C) ср	тип вещества	TOC(%)	TOC(%) ср	HI	HI ср
Большеперская	443-447	445	II	3,8-4,21	4,01	208-233	221
Курнышская	437-440	439	II	1,23-5,8	3,51	320-497	405
Пальникская	439-444	442	II	1,87-6,08	3,35	292-448	363
Ронаельская	432		II	2,01		331	
Северо-Югидская	435-444	440	II	0,46-8,78	3,35	235-389	307
Харутамыльская	436-444	440	II	2,15-11,97	6,06	313-405	357
Белая	442-448	445	II	0,96-4,55	2,79	143-355	246
Хыльчуюская	446-510	478	III	0,04-0,1	0,07	50-60	55
Нямюхитская	325-441	383	III	0,07-0,19	0,13	43-95	69
Обнажения (г.Ухта)	409-419	415	II	2,88-25,5	12,29	422-593	493

Табл. 2. Результаты пиролитического анализа доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ.

Если этот тип ОВ представлен более крупными скоплениями, сгустками, по ним можно измерить показатель отражения (Рис. 16).

Подобный тип ОВ некоторые исследователи называют протобитумами (Luo et al., 2014), твердыми битумами (Landis, Castano, 1995), аморфным ОВ – АОВ или нафтодом. Происхождение этого типа ОВ связано преимущественно с водорослями. Поскольку водоросли могут быть одиночными и колониальными, планктонными и бентосными, относиться как к прокариотам, так и к эукариотам, иметь черты сходства с наземной растительностью (зеленые и харовые водоросли) или с фораминиферами, радиоляриями и пр. их захоронение в осадке может быть в виде слойков и линз разной толщины и протяженности

или в виде отдельных комочек среди минеральных зерен. Это многообразие водорослей выражается не только в их формах и размерах, но и в химическом составе. Продукты преобразования различных водорослей могут сильно различаться. Одни из них при определенных температурах и давлении полностью перейдут в жидкие и газообразные УВ, а другие будут иметь твердую составляющую.

Оставшаяся в породе в твердом состоянии часть ОВ уменьшается в объеме и залегает в виде тонких прерывистых слойков, растресканных линз или фрагментов, напоминающих тающие льдинки с неровными контурами. Следы выделения жидких УВ остаются в породе в виде тонких пленок, примазок, реже сгустков коричневатого цвета, которые называются «битумами». Пленки битумов могут оставаться вокруг исходного вещества, подчеркивая его контуры, а могут трассировать пути миграции жидких УВ, следуя по трещинам в породе (Рис. 16).

Твердые битумы могут использоваться для замеров показателя отражения, особенно для тех отложений, в которых отсутствует витринит. Корреляции между показателями отражения витринита (RV, %) и других материалов проведены разными исследователями и сопоставлены, о чем будет сказано ниже.

К третьему типу (C) отнесены остатки различных организмов (в том числе и некоторых водорослей), свойства которых сильно отличаются от водорослей. Они остались в виде форменных компонентов, разнообразных по своим формам.

Показатель отражения, замеренный по подобным образованиям, характеризуется значительными вариациями

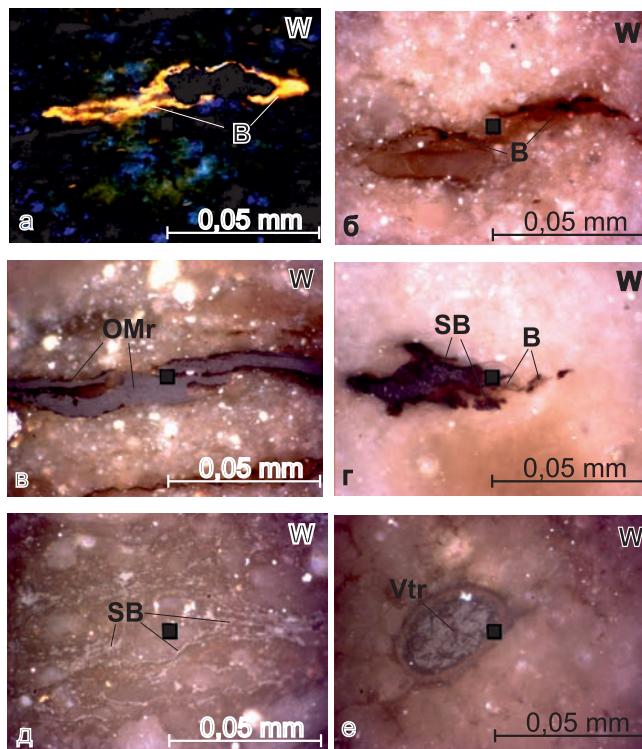


Рис. 16. Типы органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ. Условные обозначения: Vtr – переотложенный витринит (тип вещества A); SB – твердые битумы (остаточное вещество, тип B); B – битумы (тип вещества В); OMr – другие биокласты (тип вещества C); UV – ультрафиолетовый свет; W – простой, белый свет.

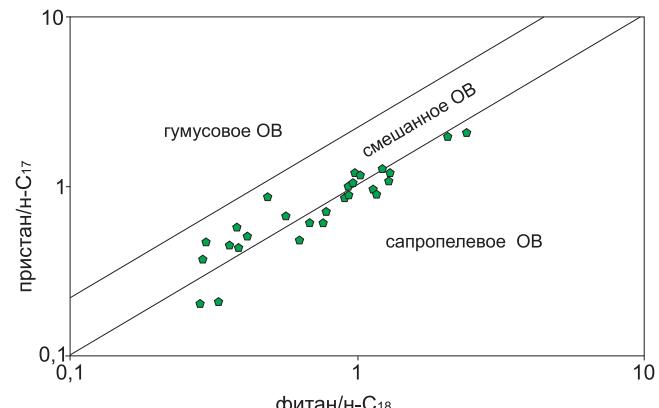


Рис. 17. Диаграмма отношений изо- C_{19} /C₁₈ и изо- C_{20} /n-C₁₇

Тип битумоида	1	2	3	4	5
Вид типичной хроматограммы					
Название образца	обр.6 скв. Северо-Югидская	обр.1 скв. Харутамыльская	обр.1 скв. Пальникская	обр.1 скв. Курнышская	обр.25 скв. Харутамыльская

Табл. 3. Типы распределения алканов битумоидов доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна.

и не может являться надежным ориентиром при оценке палеотемператур.

Углеводородный состав битумоидов. Для определения качественного состава ОВ пород геохимическими методами были проэкстрагированы более 30 образцов пород верхнефранко-фаменского возраста. Содержание хлороформенных битумоидов составляет от 0,003 до 1,6%.

Все битумоиды были проанализированы методом

ГЖХ. Следует отметить, что распределение алкановых УВ в битумоидах весьма разнородное, но нам представляется возможным выделить несколько сходных по своим геохимическим характеристикам групп образцов (Табл. 3).

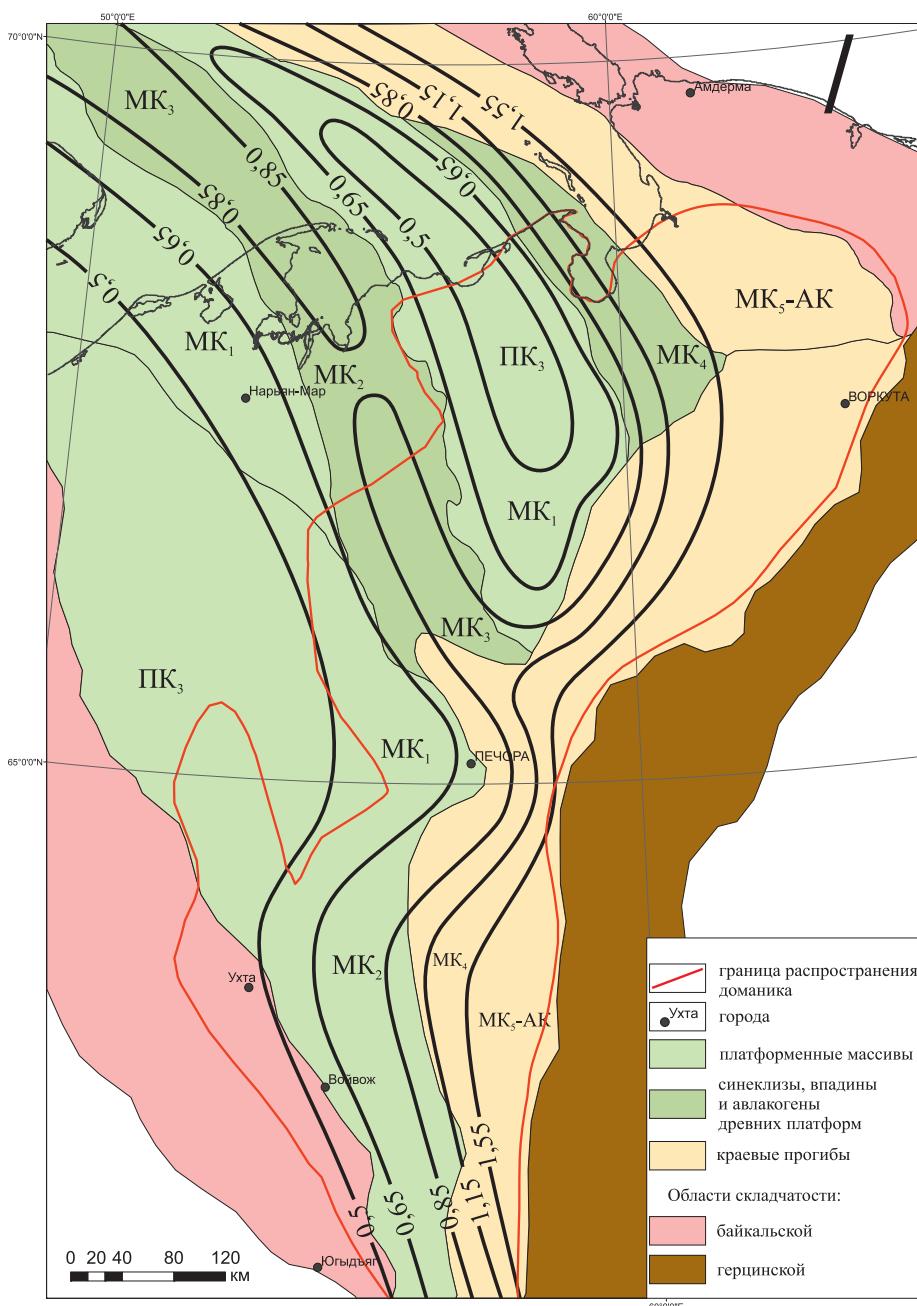
1. Битумоиды, с максимальной концентрацией н- C_{17} и н- C_{19} (Табл. 3). Такое распределение характерно для битумоида из керна скв. Курнышская (обр. 12, известняк), скв. Северо-Югидская (обр. 6, кремнистые породы) скв. Большецерская (обр. 5, карбонатно-кремнистые породы; и обр. 18, глины известковистые), из обнажений карбонатно-кремнистых пород в г. Ухта (обр. 1-22,). Сходное распределение н-алканов мы видим и в битумоидах из обнажений известняков (обр. 1-9, 3-11, 6-10). Такую хроматографическую картину распределения алканов связывают с сапропелевым ОВ, накапливающимся в морском бассейне.

2. Битумоиды, в которых н-алканы распределены бимодально с максимумами на C_{14-15} и $C_{21-22-23}$ (Табл. 3), были получены из пород скв. Харутамыльская (обр. 1, известняки битуминозные, обр. 18, карбонатно-кремнистые породы), скв. Пальникская (обр. 13 и 42 известняки глинистые и битуминозные), скв. Белая (обр. 5, песчаники) и, возможно, скв. Вуктыльская (обр. 1, карбонатно-кремнистые породы) – здесь максимум у C_{17} и C_{20} .

Такое распределение алканов может говорить об ОВ разной природы: и гумусовой, и сапропелевой; либо свидетельствовать о наличии миграционных процессов.

3. Битумоиды, на хроматограммах которых н-алканы распределены одномодально и максимум распределения приходится на н- C_{21} - C_{23} (Табл. 3). К этой группе относятся битумоиды из образцов керна скв. Белая (обр. 11, известняк и обр. 15. аргиллит), Вуктыльская (обр. 7, мадстоун), Пальникская (обр. 1, мадстоун).

Исходное ОВ для этих битумоидов, вероятно, смешанного типа с преобладанием гумусовой составляющей, о чем можно судить и по соотношению пристана к фитану,



оно превышает 1, а следовательно, говорит о более окислительных условиях осадконакопления.

4. Битумоиды с одномодальным распределением н-алканов и максимумом на C_{13-16} (Табл. 3). В эту группу попали образцы из скв. Курнышская (обр.1, известняки глинистые), Ронаельская (обр.2, вакстоун), и, возможно, битумоид из битуминозного известняка, отобранного на обнажении в г. Ухта (обр.2) – поскольку порода вышла на дневную поверхность, то с большой вероятностью, произошла биодеструкция части н-алканов. Схожее распределение УВ на хроматограмме экстракта из доманиковой породы, обнажающейся на левом берегу р. Чуть в г. Ухта.

Вероятно, исходное ОВ морское, так как максимум в распределении сдвинут к более легким УВ, и в значительных количествах присутствуют легкие изопреноиды. Но пристан/фитан больше 1, следовательно либо в ОВ присутствует гумусовая составляющая, либо ОВ накапливалось в окислительных условиях.

5. Битумоиды, на хроматограммах которых преобладают четные гомологи в высокомолекулярной части, начиная с C_{18} (Табл. 3): экстракти из керна скв. Ронаельская (обр. 9 и 25, известковистые глины) и из керна скв. Харутамыльская (обр.25, известняки битуминозные). Такое доминирование четных н-алканов служит признаком участия карбонатов в формировании материнского потенциала пород.

Таким образом, видно, что состав битумоида доманиковых отложений Тимано-Печоры весьма разнообразен. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами, что отразилось в хроматограммах некоторых битумоидов. В то же время, глинистая составляющая доманиковых отложений также сказалась на составе битумоидов (например, в виде заметных концентраций диастеранов).

Биомаркеры. Анализ биомаркерных коэффициентов подтверждает смешанную природу ОВ (Рис. 17). Относение пристана к фитану у большинства битумоидов около единицы.

Соотношения относительных содержаний норгопана (C_{29}) к гопану (C_{30}) составляет от 0,6 до 1, что также не противоречит смешанной глинисто-карбонатной природе вмещающих ОВ пород.

Степень катагенетической преобразованности органического вещества. Катагенетическая зрелость органического вещества оценивалась углепетрографическими и геохимическими методами.

Изучение доманиковых отложений показало, что витринит не встречается в отложениях позднего девона. Причем даже зерен или фрагментов переотложенного витринита или других мацералов гумусового вещества в исследованных образцах очень мало. Фрагментов, по которым можно было бы сделать надежные замеры $RV\%$, не было совсем.

Наиболее распространенным мацералом в доманиковых отложениях оказалось аморфное ОВ – АОВ, оно же – остаточное ОВ и твердые битумы (описано выше как «типа ОВ B»). Именно по нему и выполнено большинство замеров показателя отражения.

Поскольку исходным веществом для образования твердых битумов могли быть разные виды водорослей, свойства образовавшегося из них АОВ варьируют и показатель отражения, замеренный по таким фрагментам, имеет большой разброс.

Диапазон колебаний $RV\%$ по многим образцам составляет 0,5 (0,7) % – 0,8 (1,0) %, что соответствует главной зоне нефтеобразования. Лишь в образцах Б-7, Б-10 и Бп-1А, которые отобраны в скважинах Белой и Большеперской, показатели отражения выше и достигают значения 1,1 %. Замеры показателей отражений по мацералам отличным от витринита давно уже вошли в практику углепетрографических исследований, особенно для тех отложений, в которых отсутствие витринита ожидаемо. Разными исследователями установлены соотношения $RV\% / RB\%$ (где В – битумы, один из мацералов, по которым выполняются замеры показателя отражения), они выражены формулами, по которым можно пересчитать полученное значение ($RB\%$) и перевести его в $RV_{экв}\%$ – эквивалент показателя отражения витринита (Jacob, 1985).

Для разных стадий преобразования ОВ разница между $RV\%$ и $RV_{экв}\%$ может составлять от 0,2% (стадии ПК – МК₃) до <0,1% для ОВ, прошедшего главную фазу нефтеобразования. С увеличением стадии катагенеза разница показателей отражения витринита и «эквивалентов», сокращаясь, сходит на нет, поэтому переводом $RV\% / RB\%$ можно уже пренебречь.

Подавляющее большинство определений $RV\%$ указывает на то, что доманиковые отложения на большей части исследованного региона находятся в главной зоне нефтеобразования. Наличие битумов в исследованных образцах является, по мнению авторов, свидетельством начавшегося процесса нефтеобразования и потому может служить дополнительным микроскопическим признаком наступления ГФН. Это тем более важно, что по многим пробам произвести замеры $RV\%$ не представлялось возможным. Наличие битума в породе может служить «косвенным признаком» нефтеобразования, а его проявление условно предлагается увязать с $RV\% \geq 0,5\%$.

Результаты пиролиза и анализа биомаркеров согласуются с углепетрографическими исследованиями.

Доманиковые отложения, по результатам пиролиза, вошли в главную фазу нефтеобразования на большей части изучаемой территории (T_{max} около 440) только на наиболее приподнятых тектонических блоках породы находятся на градации ПК₃ (значения T_{max} пород, отобранных близ г. Ухта, – от 409 до 424). Еще одним способом оценить зрелость ОВ является анализ соотношений различных биомаркеров, чувствительных к температуре. Информацию о термической преобразованности нефти и ОВ пород можно получить, изучая стерановые и гопановые УВ. В процессе катагенеза изменяется исходная (биологическая) конфигурация этих УВ. Например, стераны, имеющие при 20-м углеродном атоме 20R-конфигурацию, трансформируются в более стабильные с 20S-конфигурацией. В связи с этим соотношение стереохимических эпимеров 5 α 14 α 17 α -стеранов 20S/20S+20R может быть использовано для оценки катагенетического преобразования ОВ и определения стадии генерации им нефти. При начальных и средних градациях катагенеза значение этого параметра достигает 0,55, соответствующее равновесному. Дальнейшее созревание ОВ не приводит к изменению значения параметра выше достигнутого равновесного уровня. По этому коэффициенту все образцы в целом находятся в зоне начала среднего катагенеза (значения от 0,2 до 0,55, в среднем около 0,35).

Другой стерановый параметр для оценки термической зрелости – УВ-соотношение между новообразованными в катагенезе изостеранами и «биологическим» стераном $5\alpha 14\beta 17\beta(20S+20R)/5\alpha 14\beta 17\beta(20S+20R)+5\alpha 14\alpha 17\alpha 20R$. Использование этого параметра особенно эффективно при высоких градациях катагенеза, при $RV\% = 0,7-0,9$. Равновесное значение параметра достигает 0,71. По этому коэффициенту образцы находятся в начале среднего катагенеза (от 0,3 до 0,7, в среднем около 0,5).

Среди терпановых УВ важное значение для оценки термической зрелости имеют два эпимера трисноргопана состава $C_{27} - 18\alpha(H)$ и $17\alpha(H)$. Первый из них (T_s) термически более стабилен, чем второй (T_m). Их отношение возрастает от очень низких величин в незрелых нефтях, достигая значений, равных 1 в ГЗН и 5-10 в позднем катагенезе.

По этому коэффициенту большинство образцов находятся ниже границы ГЗН, несколько образцов имеют немного большую зрелость, отметить можно образцы из Пальникской скважины.

Используя собственные результаты и литературные данные (Данилевский и др., 2001; Баженова и др., 2008) была построена схема катагенетической преобразованности ОВ доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна (Рис. 18). В целом, катагенетическая преобразованность ОВ изменяется в соответствии с тектоническим строением района, области большей преобразованности ОВ соответствуют отрицательным тектоническим элементам. В зоне Предуральского и Приновоземельского прогибов зрелость ОВ увеличивается вплоть до градации АК (Данилевский и др., 2001; Баженова и др., 2008).

В заключении, хочется отметить, что все полученные нами результаты хорошо согласуются друг с другом.

Концентрации органического углерода максимальны в отложениях депрессионной впадины собственно доманиковой толщи. В породах-доманикоидах, которые содержат существенно меньше ОВ, высокие концентрации Сорг приурочены к депрессионной впадине и, в меньшей степени, к проградационной террасе.

Отложения доманиковой толщи вошли в главную фазу нефтеобразования практически на всей изучаемой территории. Наиболее преобразованные катагенетически породы приурочены к отрицательным тектоническим элементам.

Битуминологический анализ подтвердил автохтонность выделенного битумоида, углеводородный состав которого соответствует как литологическим, так и катагенетическим характеристикам вмещающих его пород. Об автохтонности ОВ свидетельствуют и результаты углепетрографического исследования.

Хроматографическая картина состава выделенных битумоидов доманиковых отложений достаточно разнообразна, но несмотря на это, такие распределения УВ хорошо соотносятся с составом пород доманика. Биомаркерный анализ, параметров реагирующих на катагенетическую преобразованность ОВ, также подтвердил корректность результатов пиролиза и углепетрографического анализа.

Литература

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А. (Гембицкая), Климова Л. И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ. 2008. 164 с.

Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). СПб.: Наука. 1998. 154 с.

ГОСТ 12113-94 Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения.

ГОСТ 9414.2-93. Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Ч.2: метод подготовки образцов.

Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидные системы Тимано-Печорской провинции. Атлас карт. Ухта, Республика Коми. 2001.

Жемчугова В.А. Природные резервуары в формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических поисково-разведочных работ в Республике Коми. М.: Издательство Московского государственного горного университета. 2002. 244 с.

Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт Ухта, Респ. Коми. 2000.

Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевые углеводороды (Библиографический обзор). ОАО «НПЦ «Недра». Ярославль. 2012.

Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Erdol und Kuhle 38. 1985. Pp. 365-366.

Landis, C.R., Castano, J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. Org. Geochem. 22. 1994. Pp. 137-149.

Luo Qingyong, Zhong Ningning, Qina Jing, Li Kewen, Zhang Yanqi, Wang Yannian, Ma Ling. Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China: Occurrence and indication for thermal maturity. International Journal of Coal Geology. 125. 2014. Pp. 1-9.

Сведения об авторах

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-66

Мария Александровна Большакова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Наталья Ивановна Коробова – ассистент

Тел: +7(495)939-30-22

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Роман Сергеевич Сауткин – научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-96

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Виктор Васильевич Мальцев – кандидат химических наук, старший научный сотрудник

Ирина Энверовна Сливко – инженер

Мария Сергеевна Лужбина – магистрант

Ирина Алексеевна Санникова – магистрант

Дарья Андреевна Пушкирева – магистрант

Виталия Валерьевна Чупахина – магистрант

Анна Петровна Завьялова – магистрант

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan-Pechora Basin

T.A. Kiryukhina, M.A. Bol'shakova, A.V. Stoupakova, N.I. Korobova, N.V. Pronina, R.S. Sautkin, A.A. Suslova, V.V. Mal'tsev, I.E. Slivko, M.C. Luzhbina, I.A. Sannikova, D.A. Pushkareva, V.V. Chupakhina, A.P. Zav'yalova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: takir@bk.ru

Abstract. Timan-Pechora Basin is the region of the oldest Russian gas and oil fields but its potential is still significant because of oil presence in source rocks of domanic formation (middle Frasnian- Tournaisian sediments) rich with organic matter (OM). Oil from such kind of rocks is usually called “shale oil”. Complex of different methods of lithology (lithofacies analysis), coal petrography and geochemistry (Rock-Eval 6, GC, GCMS) was used for this work. More than 300 domanic source rocks samples from outcrops and well cores were analyzed. Typical middle Frasnian, upper Frasnian and lower Famenian upper Devonian sections were described and characterized. Main attention was put to sediments of three zones: deep water depression, slope of depression and progradation terrace. It is shown that OM concentrations in domanic (middle Frasnian) sediments of deep water depression facies are much higher than in domanicoids- (‘similar to domanic’) sediments of upper Frasnian and lower Famenian age. OM of domanic deposits is presented by three types of matter according to results of coal petrography. The first type (A) is the redeposited vitrinite in the form of isolated grains of different sizes, sometimes with signs of rounding. In the samples it occurs in the form of small fragments and scraps. The second type (B) is the residual autochthonous material which is very diverse in its form (it could be in the form of scraps, debris, thin, discontinuous threads or could fill all space between the grains). If this type of OM is presented by large enough clusters, they can be used for reflectance measurement. The third type of OM (C) is presented by bioclasts, they stayed in sediments and inherited shapes of organisms or its particles. Domanic formation is in oil window almost in all studied area of Timan-Pechora Basin. Maturity level corresponds with tectonic zones. Highly matured rocks are confined with negative tectonic elements. Extraction of bitumens from domanic source rocks confirmed that soluble OM is autochthonous. Hydrocarbon composition of extracts corresponds well to both lithological characteristics and rocks maturity. Coal petrography also confirms that OM is autochthonous. Chromatograms of domanic extracts are quite variable but could be explained by diversity of domanic rocks lithology. Maturity-dependent biomarker parameters support pyrolysis results and coal petrography measurements.

Keywords: Domanic, Timan-Pechora, litho-facies, coal petrography, shale oil.

References

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A. (Gembitskaya), Klimova L. I. Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. St. Petersburg: VNIGRI. 2008. 164 p.

Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. Model' sedimentatsii fransko-turneyskikh otlozhenny na severo-vostoke Evropeyskoy platformy (v svyazi s formirovaniem rifovykh rezervuarov) [Model of the Frasnian-Tournaisian deposits sedimentation in the north-eastern

European platform (in relation to the formation of reef reservoirs)]. St. Petersburg: “Nauka” Publ. 1998. 154 p.

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii. Atlas kart [Geo-fluid system of the Timan-Pechora province. Atlas of maps]. Ukhta. 2001.

GOST 12113-94. Ugli burye, kamennye, antratsity, tverdye rasseyannye organicheskie veschestva. Metod opredeleniya pokazateley otrazheniya [State Standard: Mineral coal, brown coal, anthracite, solid dispersed organic matter. Method of reflection index determination].

GOST 9414.2-93. Ugol' kamennyy i antratsit. Metody petrograficheskogo analiza. Ch. 2: metod podgotovki obraztsov [State Standard: Coal and anthracite. Petrographic analysis methods. Part 2: Sample preparation methods].

Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Erdol und Kuhle 38. 1985. Pp. 365-366.

Landis, C.R., Castano, J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Org. Geochem.* 22. 1994. Pp. 137-149.

Luo Qingyong, Zhong Ningning, Qina Jing, Li Kewen, Zhang Yanqi, Wang Yannian, Ma Ling. Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China: Occurrence and indication for thermal maturity. *International Journal of Coal Geology.* 125. 2014. Pp. 1-9.

Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., Martynov A.V. et al. Timano-Pechorskii sedimentatsionnyy basseyn. Atlas geologicheskikh kart [Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas]. Ukhta. 2000.

Tsvetkov L.D., Tsvetkova N.L. Slantsevye uglevodorydy (Bibliograficheskiy obzor) [Shale hydrocarbons (bibliographic review)]. Yaroslavl: OAO «NPTs «Nedra». 2012.

Zhemchugova V.A. Prirodnye rezervuary v formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna. Aktual'nye nauchno-tehnicheskie problemy razvitiya geologo-geofizicheskikh poiskovo-razvedochnykh rabot v respublike Komi [Natural reservoirs in Pechora basin formations. Recent scientific and technical problems of geological and geophysical exploration in the Komi Republic]. Moscow: Publ. House of Moscow State Mining University. 2002. 244 p.

Information about authors

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher

Tel: +7(495)939-37-66

Mariya A. Bol'shakova – PhD, Researcher

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Natal'ya I. Korobova – Teaching assistant

Tel: +7(495)939-30-22

Nataliya V. Pronina – PhD, Associate Professor

Roman S. Sautkin – Researcher

Tel: +7(495)939-37-96

Anna A. Suslova – PhD, Researcher

Viktor V. Mal'tsev – PhD, Senior Researcher

Irina E. Slivko – Engineer

Mariya S. Luzhbina – BSc.

Irina A. Sannikova – BSc.

Dar'ya A. Pushkareva – BSc.

Vitaliya V. Chupakhina – BSc.

Anna P. Zav'yalova – BSc.

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Moscow, Leninskie gory, 1

УДК 622.324.5

Е.Ю. Макарова, Д.В. Митронов

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: lenamakarova87@yandex.ru, mdvvcg@yandex.ru

Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России

Рассмотрены вопросы оценки ресурсной базы метана в угольных пластах, проанализированы перспективы добычи метана угольных пластов на территории России. Добыча метана угольных пластов и его использование для местного газоснабжения особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны. Однако эти работы не проводят вследствие отсутствия ряда необходимых нормативных документов, утвержденных на федеральном уровне. Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий. Перспективы добычи метана угольных пластов в России связаны с бассейнами и месторождениями, где добыча углей осуществляется подземным способом, а мероприятия по дегазации угольных пластов являются обязательными.

Ключевые слова: метан угольных пластов, ресурсы, добыча, метаноугольное месторождение, геолого-экономическая оценка.

Метан является сопутствующим углю компонентом. Его доля в составе газов угольных пластов колеблется в широких пределах – от 0-70 % в зоне газового выветривания до 70-98 % в зоне метановых газов. Систематическое изучение метана угольных пластов (МУП) России началось более 100 лет назад еще в Российской империи. Практически до конца XX в. МУП рассматривался в качестве попутного полезного ископаемого, значительно осложняющего процессы разведки и разработки угольных месторождений. Интерес к МУП, как самостоятельному полезному ископаемому, возник в конце 80-х годов XX в. после того, как появились сведения о его широкомасштабной промышленной добыче в США на двух месторождениях в бассейнах Блек Уорриор (Black Warrior) и Сан Хуан (San Juan). За десять лет проблема была решена, и в 1990 г. добыча метана из угольных пластов в США достигла 5 млрд м³, а затем резко возросла до 24,3 млрд м³ в 1994 г. (Saulsberry et al., 1996; Kuuskraa, 1998). В связи с началом промышленного освоения этого полезного ископаемого возник термин «метаноугольное месторождение», который предусматривает возможность самостоятельной промышленной отработки двух взаимосвязанных компонентов угленосной толщи – угля и метана. Кроме того, заблаговременная дегазация шахтных полей удешевляет последующую добычу угля за счет снижения затрат на вентиляцию и мероприятия по предотвращению внезапных выбросов угля и газа.

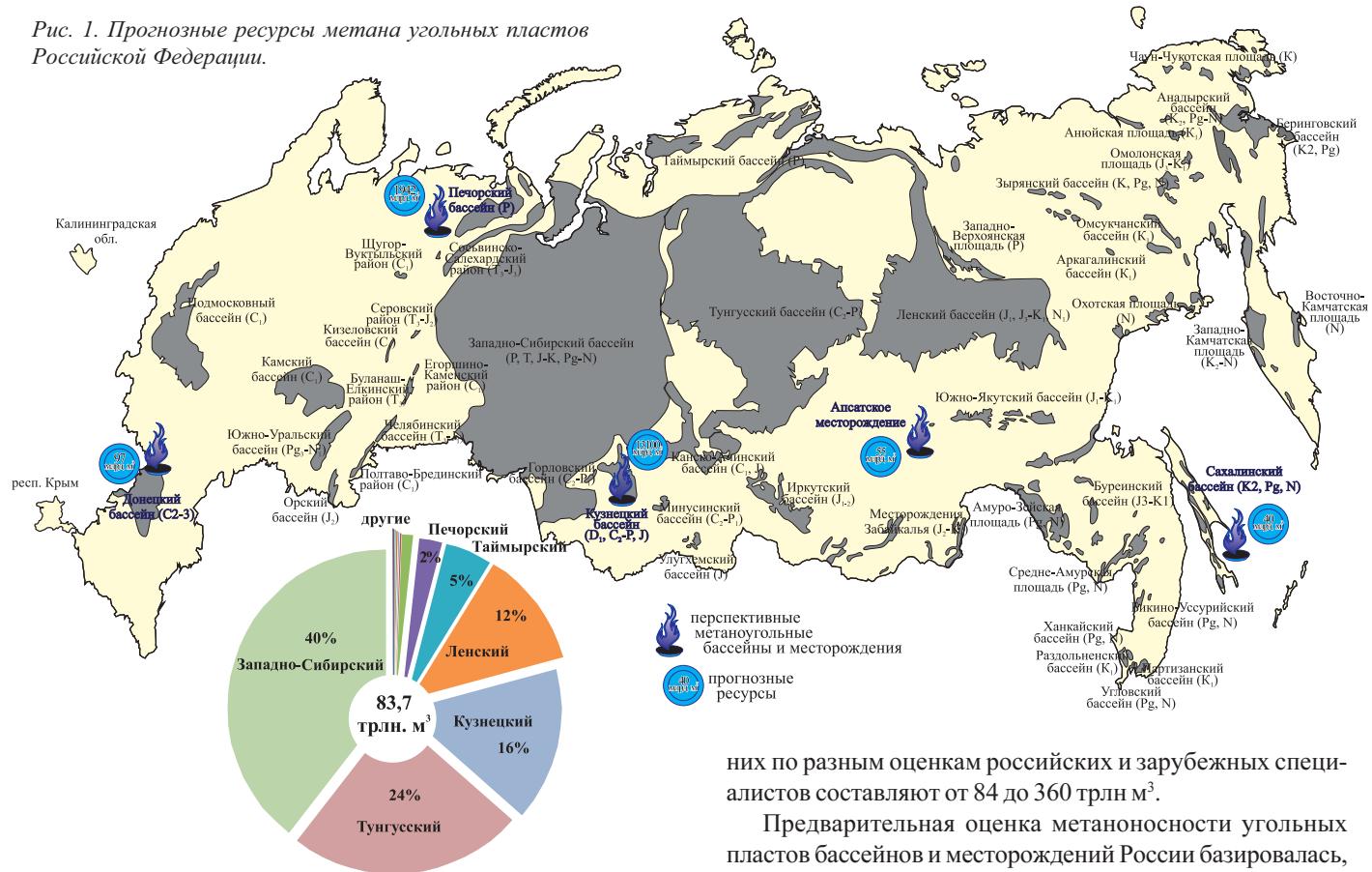
В настоящее время существует два основных способа добычи метана из угленосных отложений, принципиально отличающихся друг от друга. Первый – извлечение метана как попутного полезного ископаемого при дегазации горных выработок как действующих, так и закрытых шахт (шахтный метан или СММ). Второй – извлечение метана как самостоятельного полезного ископаемого из угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности (МУП или СВМ). Второй способ является более продуктивным, т.к. эффективность извлечения метана из угольных пластов составляет 60-70 %, а в некоторых случаях достигает 80 %, при концентрации метана в газовой смеси 75-98 %. При традиционной дегазации эти показатели значительно ниже – эффективность дегазации в среднем не превышает 10-20 %, при содержании метана в газовой смеси 30-45 % (Руководство..., 2010).

При обсуждении вопроса извлечения МУП имеется ввиду его самостоятельная добыча на газовом промысле. Но такой подход в обсуждении вопроса существенно усложняет ситуацию, т.к. остаются недоучтенными объемы возможного использования шахтного газа, и это, в свою очередь, тормозит более широкое использование местных энергетических ресурсов. Возможная сфера потребления газа, извлекаемого из угольных пластов, определяется процентным содержанием метана в нем. В качестве сырья для химической промышленности необходим газ, содержащий не менее 92-95 % метана. Для котельных и местных ТЭС используется газ с содержанием метана 30-40 %, для бытовых нужд – 92 %, для газовых турбин, электрогенераторов, металлургических и коксовых печей – не менее 40 %.

Экономически эффективно использовать метан угольных пластов методом комбинированного сжижания на ТЭС совместно с углем. Одним из перспективных направлений является использование когенерационных установок на основе газопоршневых двигателей. Это комбинированная технология получения электроэнергии и тепла на основе автономных двигателей и системы рекуперации тепла – энергия охлаждающей воды и отработанных газов используется для теплоснабжения. По расчетам специалистов, такое использование угольного метана позволит снизить себестоимость угля до 30 %. Подобные технологии уже применяются на некоторых шахтах Великобритании и ФРГ, причем используется газ от дегазации шахт и предварительной дегазации в процессе отработки угольных пластов. Например, в Великобритании компания Coalgas Ltd ведет добычу метана из заброшенных шахт Макхрам и Ститлей. В ФРГ в Рурском угольном бассейне работает несколько десятков контейнерных ТЭС на шахтном газе с установленной мощностью более 200 МВт электроэнергии. Шахтный метан используется и на некоторых месторождениях в Донецком (Украина), Карагандинском (Казахстан), Печорском и Кузнецком (Россия) бассейнах.

Появление двигателей Стирлинга также способствует развитию использования шахтного метана, т.к. эти двигатели могут применяться для низкокалорийных топлив. Процесс горения в двигателях Стирлинга осуществляется вне рабочих цилиндров, поэтому может использоваться метан угольных пластов из скважин или каптируемый

Рис. 1. Прогнозные ресурсы метана угольных пластов Российской Федерации.



шахтный газ, содержание метана в газовой смеси которого сильно варьирует. Современные двигатели Стирлинга в когенерационном цикле с использованием тепла выхлопных газов могут достигать суммарного КПД до 90 %. Кроме того, достаточно широко развита практика применения сжатого угольного метана для моторного топлива автомобилей, что особенно актуально для угольных регионов.

В мире успешно развивается использование угольного метана в химической промышленности. Из него можно производить сажу, аммиак, водород, метанол, ацетилен, азотную кислоту, формалин и основы для производства пластмасс и искусственных волокон. Следует развивать эти направления использования и в России. Использование шахтного метана в России составляет не более 10 % от общего объема дегазации, хотя ежегодно извлекается из шахт и выбрасывается в атмосферу более 1 млрд м³.

Помимо добычи и использования каптированного газа, добыча и утилизация метана как самостоятельного полезного ископаемого, что собственно принято называть МУП, успешно проводится в некоторых странах (на 2011 г.): США (55 млрд м³), Канада (9,3 млрд м³), Австралия (5,5 млрд м³), КНР (1,4 млрд м³). Еще ряд стран проводит опытно-промышленные испытания на перспективных площадях (Россия, Индия, ЮАР, Индонезия), но в настоящее время считать это полноценно функционирующим промыслом не представляется возможным.

Мировая промышленная добыча метана будет неуклонно расти и к 2020-2030 гг. может достигнуть 100-150 млрд м³ в год, а в перспективе эта цифра составит 470-600 млрд м³ в год (15-20 % добычи природного газа). В мире угленосные бассейны расположены на территории около 70 стран, а прогнозные ресурсы угольного метана в

них по разным оценкам российских и зарубежных специалистов составляют от 84 до 360 трлн м³.

Предварительная оценка метаноносности угольных пластов бассейнов и месторождений России базировалась, прежде всего, на многолетних обязательных исследований метаноносности углей при проведении геологоразведочных работ. На всех стадиях изучения угленосных отложений с разной степенью детальности изучались параметры газоносности, прежде всего, с целью обеспечения безопасности разработки угольных месторождений (Газоносность угольных бассейнов..., 1980). Достоверность таких исследований различная, но именно она послужила основой для оценки прогнозных ресурсов метана угольных пластов. Кроме того, возможную оценку метаноносности угольных пластов, исходя из общих геологических показателей, проводили разные исследователи в разное время. На сегодня прогнозные ресурсы угольного метана в Российской Федерации оцениваются неоднозначно, по данным зарубежных исследователей они колеблются в пределах 17-113 трлн м³ (Boyer, Bai, 1998), по данным ОАО «Газпром» они составляют 83,7 трлн м³ (Сторонский и др., 2008), по данным ВНИГРИуголь (2006 г.) – 51,9 трлн м³, причем, учитывались в том числе и возможные скопления свободных газов. Распределение ресурсов угольного метана по основным бассейнам и месторождениям приведено на рисунке 1.

Наибольшую долю в ресурсах угольного метана имеют Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский бассейны. Возможные ресурсы первых трех бассейнов-гигантов, а также Таймырского не рассматриваются, т.к. угленосные отложения залегают на больших глубинах, слабо изучены, инфраструктура слабо развита, и отсутствуют потребители газа. Их роль может учитываться в газогенерационном потенциале нефтегазоносности осадочного чехла бассейнов. Только Кузнецкий и Печорский из перечисленных бассейнов могут рассматриваться как потенциально пригодные для

разработки в связи с большей изученностью, освоенностью, наличием потребителей и, что самое важное, необходимостью в дегазации угольных пластов для более безопасной добычи углей.

При выборе объектов для развития углеметанового промысла следует учитывать также плотность ресурсов метана угольных пластов на единицу площади. Для сравнения приведены гистограммы распределения ресурсов и плотности ресурсов по отдельным площадям некоторых бассейнов и месторождений России (Рис. 2) по оценке ВНИГРИуголь (2006). Несмотря на то, что для некоторых объектов оценка ресурсов существенно колеблется у разных исследователей, интерес представляет именно плотность распределения ресурсов, что делает отдельные объекты наиболее привлекательными для возможных инвестиций в добычу метана как самостоятельного полезного ископаемого. Как видно из приведенных графиков, наибольший интерес представляет также Кузнецкий бассейн.

Проведенная оценка перспектив метаноносности угольных бассейнов выявила первоочередные объекты, среди которых самым перспективным признан Кузбасс. Именно в этом бассейне начала создаваться «углегазовая» отрасль России по добыче метана из угольных пластов, которая в настоящее время все еще находится в стадии экспериментальных работ, которые были начаты в Кузбассе в начале 90-х годов. В 1992 году было организовано ЗАО «Метан Кузбасс» и его дочернее предприятие геолого-промышленная компания «Кузнецк». С 2001 г. в этих работах принимает участие ОАО «Газпром» (Золотых, Карапович, 2002).

Наибольшие перспективы связаны с Ерунаковским геолого-экономическим районом Кузбасса (Рис. 3 А), расположенным в юго-восточной части бассейна. Плотность ресурсов метана превышает здесь 1500 млн м³/км². Эта часть Кузнецкого бассейна не сильно затронута разработкой угольных пластов угледобывающими предприятиями, расположена в зоне наиболее пологого залегания угленосной толщи (центральная тектоническая зона, Рис. 3 Б). Все эти предпосылки были учтены для выбора первого

опытно-промышленного полигона для добычи метана угольных пластов.

В результате опытно-промышленной добычи в 2010 году на Талдинском метаноугольном месторождении было извлечено более 5 млн м³ газа, а в 2014 на Талдинском месторождении и Нарынско-Осташкинской площади – более 10 млн м³ (Черепанов, 2012). Результатом этих исследований явилось признание в конце 2011 г. метана угольных пластов новым видом полезных ископаемых в России (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2011 года №570-ст). С целью государственной поддержки, стимулирования и заинтересованности добывающих компаний в освоении месторождений и добычи метана Федеральным законом РФ от 29 декабря 2012 года № 278-ФЗ с 1 января 2013 года метан угольных пластов внесен в перечень видов добытого полезного ископаемого в качестве объекта, необлагаемого налогом на добычу полезных ископаемых.

Отметим, что основные документы, регламентирующие приемы, способы и устройства для оценки газоносности угольных пластов на месторождениях России, действующие в настоящее время – инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах» (1977, 1988) – не способствуют обнаружению метанообильных зон. Конечной целью этих инструкций, разработанных для стадий поисков, предварительной и детальной разведки угольных месторождений, является лишь оценка уровня категорийности месторождений по газовому фактору. Так как метан угольных пластов является относительно новым полезным ископаемым, законодательная база по государственному регулированию, системные нормативные акты, методические инструкции для метаноугольных месторождений только разрабатываются. Необходимо введение понятия «метаноугольное месторождение» и пересмотр основного фонда учтенных запасов углей с учетом возможности самостоятельной добычи метана из угольных пластов. Это, безусловно, длительная работа, необходимая для учета нового введенного в перечень полезного ископаемого, но при условии развития углеметанового промысла такой подход представляется наиболее верным.

Практика США показала, что решение проблем с добычей метана на угольных месторождениях сводится не только к геологическим, но и к технологическим решениям его извлечения. Неразгруженный от горного давления

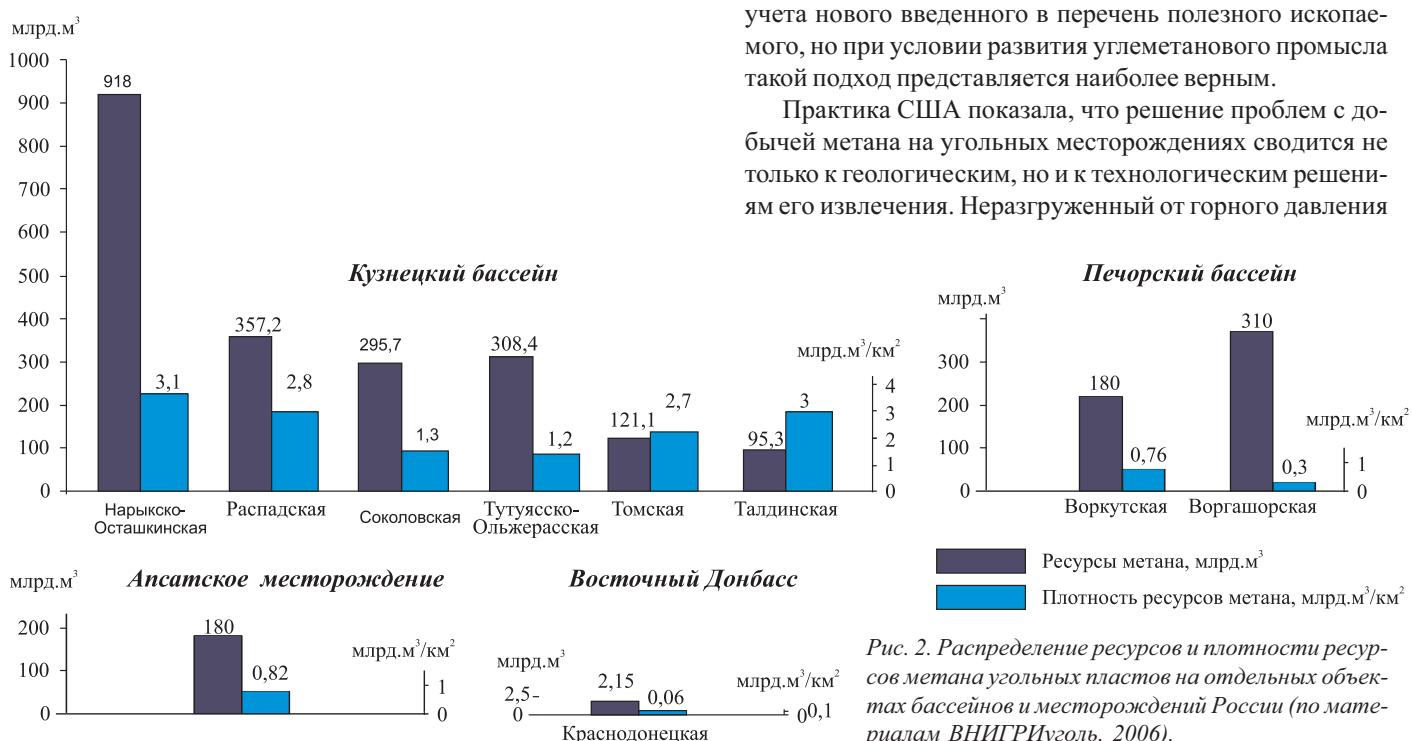


Рис. 2. Распределение ресурсов и плотности ресурсов метана угольных пластов на отдельных объектах бассейнов и месторождений России (по материалам ВНИГРИуголь, 2006).

угольный пласт необходимо рассматривать как нетрадиционный коллектор с низкой проницаемостью, в котором большая часть газов находится в сорбированном состоянии и не подчиняется газовым законам. Определение общих и промышленно-извлекаемых запасов угольного метана, как самостоятельного полезного ископаемого, локализованных в пределах установленных метаноносных зон в угольных пластах, является главным направлением поисков при оценке перспективных участков нераспределенного фонда недр.

В соответствии с Федеральным законом «О недрах», содержащиеся в недрах запасы и ресурсы метана угольных пластов, как и любого другого полезного ископаемого, должны подсчитываться и учитываться в государственном балансе. Однако в настоящее время выполнить это законодательное требование не представляется возможным вследствие отсутствия необходимых нормативных документов, утвержденных на федеральном уровне (Трубецкой и др., 2007).

В настоящее время в России посчитаны только прогнозные ресурсы, а на отдельных месторождениях – начальные геологические запасы угольного метана. Методика подсчета извлекаемых запасов только разрабатывается, разные ее варианты опробуются на отдельных месторождениях. Отсутствие апробированной методики является одним из основных факторов, сдерживающих раз-

витие этой отрасли в настоящее время. На базе методики подсчета промышленно-извлекаемых запасов должна быть создана методика лицензирования комплексных метаноугольных месторождений. Присвоение отдельным месторождениям категории «метаноугольных» на базе проведенного анализа потенциальной метаноносности угленосных отложений повлечет за собой необходимость в переоценке запасов этих объектов, как на первоочередных участках, так и по всей стране.

Вовлечение нового вида полезных ископаемых требует нестандартных подходов к их изучению и новых методик геологоразведочных работ на метаноугольных месторождениях. При геологическом изучении недр и постановке запасов полезных ископаемых на государственный баланс для определения промышленной ценности месторождений полезных ископаемых и наиболее эффективных способов их отработки на всех стадиях геологического изучения данной территории должна осуществляться геолого-экономическая оценка месторождений. По аналогии с месторождениями других видов энергетического сырья (нефть, газ, уголь), для изучения метаноугольных месторождений с целью организации газового промысла для самостоятельной добычи метана геолого-экономическая оценка месторождения должна представлять комплекс последовательно выполняемых исследований, включаю-

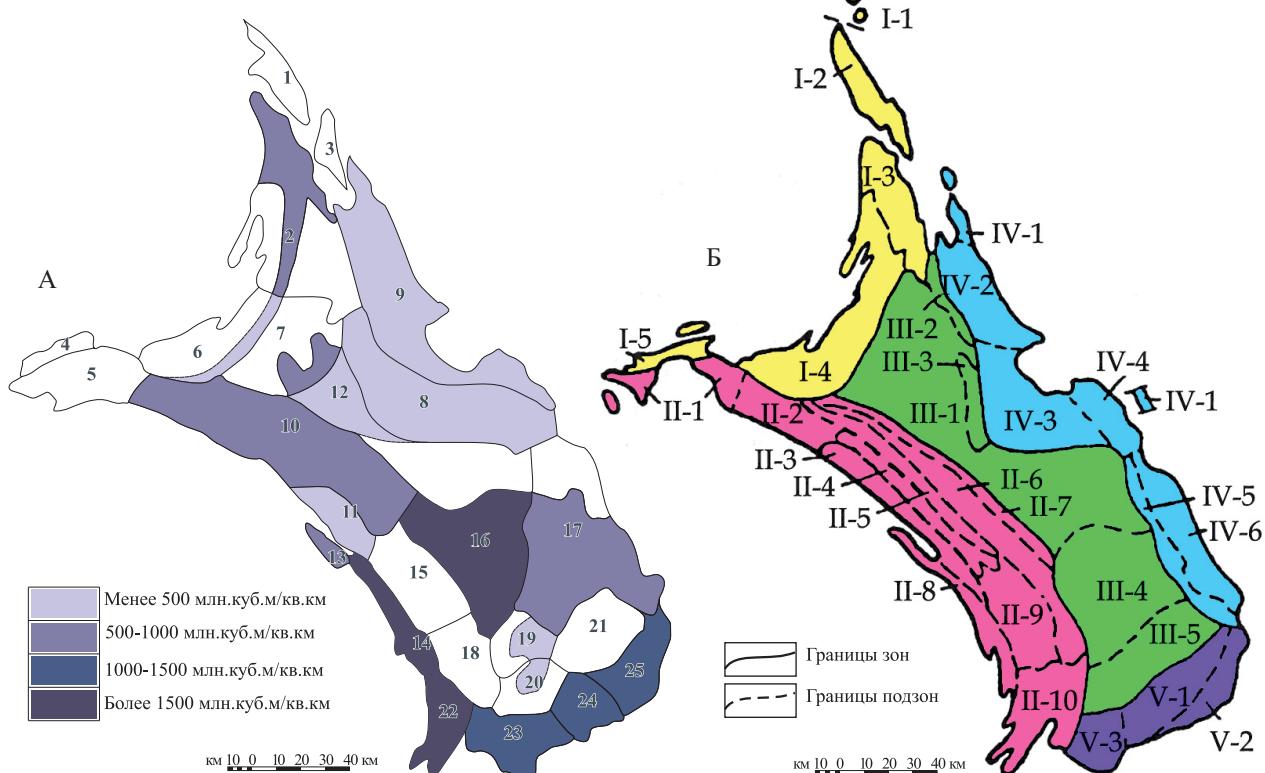


Рис. 3. Кузнецкий каменноугольный бассейн. А) Прогнозная карта распределения плотностей ресурсов угольных пластов (по материалам «Запсибгеология», ВНИГРИУголь, 2006). Геолого-экономические районы: 1 – Анжерский, 2 – Кемеровский, 3 – Барзасский, 4 – Завьяловский, 5 – Доронинский, 6 – Титовский, 7 – Плотниковский, 8 – Салтымаковский, 9 – Крапивинский, 10 – Ленинский, 11 – Беловский, 12 – Центральный, 13 – Бачатский, 14 – Прокопьевско-Кисилевский, 15 – Ускатский, 16 – Ерунаковский, 17 – Терсинский, 18 – Арапличевский, 19 – Байдаевский, 20 – Осиновский, 21 – Тутуяский, 22 – Бунгуро-Чумышский, 23 – Кондомский, 24 – Мрасский, 25 – Томь-Усинский. Б) Схема тектонического районирования. Зоны и подзоны: I – Приколывань-Томская (1 – Ташмынская, 2 – Анжеро-Судженская, 3 – Кедровская, 4 – Титовская, 5 – Завьяловская), II – Присалаирская (1 – Дергаусовская, 2 – Каменская, 3 – Чертинская, 4 – Беловская, 5 – Ленининская, 6 – Грамотеинская, 7 – Уропская, 8 – Бачатско-Прокопьевская, 9 – Ускатская, 10 – Чумышко-Новокузнецкая), III – Центральная (1 – Плотниковская, 2 – Конюхтинская, 3 – Борисовская, 4 – Ерунаковская, 5 – Тарбаганская), IV – Приалатаусская (1 – Тугонавско-Баянзасская, 2 – Заломненская, 3 – Мунгатская, 4 – Тайдонская, 5 – Терсинская, 6 – Восточная), V – Пригорношорская (1 – Усинская, 2 – Чульжанская, 3 – Кондомская).

ющих его геологическую, горнотехническую и технологическую, экологическую и экономическую оценку.

Геологическая оценка должна базироваться на анализе особенностей строения месторождения, характеристики коллекторских свойств угольных пластов, количестве и качестве ресурсов и запасов полезного ископаемого. Применительно к метаноугольным месторождениям, критериями геологической оценки могут служить такие параметры, как тектоническое строение, угленосность, гидрогеологические условия, степень сложности геологического строения, степень метаморфизма, состав и качество угля, сорбционные свойства угля, содержание и состав газа.

При горнотехнической и технологической оценке необходимо определить способ и систему разработки, вероятную мощность будущего промысла, выход товарной продукции и др. Критериями могут служить такие параметры, как проницаемость, эффективная мощность пласта, пластовое давление, водонасыщенность пласта, давление начала десорбции, время десорбции, температура в пластовых условиях, эффективность методов завершения скважин и интенсификации газоотдачи, площадь дренирования.

Коллекторские свойства угольных пластов значительно изменяются как по разрезу, так и по площади месторождений. Поэтому при решении проблемы самостоятельной добычи метана необходимо использовать детальные сорбционно-диффузационные, гидродинамические, минералого-петрографические, углепетрографические, геохимические и другие методы, коррелируемые с традиционными геолого-геофизическими методами.

Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий (Голицын и др., 2013), только комплексный подход с учетом геологических, технологических, экономических, социальных и правовых аспектов позволит решить проблему организации метаноугольных промыслов и добычи метана из угольных пластов в угленосных бассейнах. Добыча метана угольных пластов и его использование для местного газоснабжения особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны. Самым перспективным для добычи метана угольных пластов является Кузнецкий бассейн, что уже отмечалось ранее, к перспективным можно отнести Восточный Донбасс, Печорский бассейн, а также Апсатское месторожде-

ние и месторождения о. Сахалин (Рис. 1). Именно в этих бассейнах и месторождениях добыча углей осуществляется подземным способом, и часто мероприятия по дегазации угольных пластов являются обязательными, но при использовании сегодняшних применяемых в России технологий не достигают эффекта.

Литература

Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: 3 т. Гл. ред. А.И. Кравцов. М.: Недра. 1979-1980.

Голицын М.В., Богомолов А.Х., Вялов В.И. и др. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов. *Геология нефти и газа*. № 3. 2013. С. 88-95.

Золотых С.С., Карапевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком бассейне. М.: Изд-во «ИСПИН». 2002. 570 с.

Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике. Нью-Йорк, Женева: Изд-во ООН. № 31. 2010. 87 с.

Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ. *Российский химический журнал*. Т. LII. № 6. 2008. С. 63-72.

Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В., Матвиенко Н.Г., Карапев Г.К. Оценка ресурсного потенциала метана угольных месторождений России и обоснование инвестиционной привлекательности его промышленного освоения. Геомеханические и геодинамические аспекты повышения эффективности добычи шахтного и угольного метана. Рабочее совещание (20-22 сентября 2006 г.). С.-Петербург: ВНИМИ. 2007. С. 92-100.

Черепанов В.В. Гигантский потенциал. *Газпром (корпоративный журнал)*. № 1-2. 2012. С. 12-17.

Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. Vol. 35. № 1/4. 1998. Pp. 349-368.

Kuuskraa, V.A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15, April 13. 1998. Pp. 92-97.

Saulsberry, J.L., Schafer, P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute, Report GRI-94/0397. Chicago. Illinois. 1996.

Сведения об авторах

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, инженер

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Тел: +7(495)939-23-32, +7(917)571-93-23

Resource base and prospects for coalbed methane production in Russia

E.Yu. Makarova, D.V. Mitronov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: lenamakarova87@yandex.ru, mdvvcg@yandex.ru

Abstract. The article considers evaluation of coalbed methane resource base and analyzes prospects for coalbed methane production in Russia. Its production and use for local gas supply is particularly important for economic development of coal mining regions in the country. However, these works are not carried out due to the lack of necessary regulatory documents approved at the federal level.

Innovative technologies could help solving the problem of coalbed methane production. Prospects for methane production in Russia are related to basins and fields where coal produced by underground methods and degassing of coal beds is mandatory.

Keywords: coalbed methane, resources, production, coal methane field, geological and economic evaluation.

УДК 929

A.E. Сузюмов, Е.В. Козлова, Г.Г. Ахманов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва
e-mail: fu@geol.msu.ru, akhmanov@geol.msu.ru

25 лет под парусами науки: Плавучий университет (Обучение через исследования)

Памяти М.К. Иванова

В рамках программы ЮНЕСКО «Обучение через исследования» за последние двадцать пять лет более тысячи студентов, аспирантов и ученых из России и 30 стран мира приняли участие в океанографических экспедициях в Черное и Средиземное моря, Атлантический и Северный Ледовитый океаны, озеро Байкал. Практически каждый год на один-два месяца одно из российских научно-исследовательских судов «Профессор Логачев», «Геленджик», «Академик Николай Страхов», «Г.Ю. Верещагин» становится «плавучим университетом». Под руководством ученых с мировым именем, представляющих различные академические и производственные организации, студенты принимают участие в самых передовых исследованиях Мирового океана.

Ключевые слова: Плавучий университет, глубоководные континентальные окраины, фокусированные источники углеводородов.

25 лет преподаватели и студенты с кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова в сотрудничестве с другими кафедрами факультета и ведущими Российскими и зарубежными научно-исследовательскими институтами и университетами проводят многоцелевые исследования глубоководных континентальных окраин Черного, Средиземного и северных морей, Атлантического океана и даже уникального пресноводного озера Байкал.

За годы своего существования «Плавучий университет» прошел огромный путь от первых идей до становления и развития целостной системы обучения. Накоплен уникальнейший опыт научных исследований, разработаны, опробованы и внедрены новые технологии обучения.

Обучение студентов проводится на примерах комплексного изучения сложных геологических и экологических систем, таких как процессы формирования осадочных комплексов на континентальных окраинах, грязевой вулканизм и фокусированные углеводородные потоки в акваториях, неотектонические процессы и стабильность склонов, развитие холдинговых карбонатных рифов, гидротермальное рудообразование и образование природных гидратов метана и другие. Данные направления работ представляют практический интерес, поскольку во многом направлены на определение закономерностей размещения различных полезных ископаемых на дне океана, изучение климатических флуктуаций, важны при возведении подводных инженерных сооружений и прокладке коммуникаций.

Окончание статьи Е.Ю. Макаровой, Д.В. Митронова “Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России”

References

- Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. Vol. 35. № 1/4. 1998. Pp. 349-368.
- Cherepanov V.V. Gigantskiy potentsial [Huge potential]. *Gazprom (korporativnyy zhurnal)* [Gazprom (corporate magazine)]. No 1-2. 2012. Pp. 12-17.
- Gazonosnost' ugol'nykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR [Bearing coal basins and deposits of the USSR]: 3 vol. Ch. Ed. A.I. Kravtsov. Moscow: "Nedra" Publ. 1979-1980.
- Golitsyn M.V., Bogomolov A.Kh., Vyalov V.I. et al. Methane coal basins and fields of Russia. Ways to solve the problems of methane production from coal seams. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2013. No. 3. Pp. 88-95. (In Russian)
- Kuuskraa, V.A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15, April 13. 1998. Pp. 92-97.
- Rukovodstvo po nailuchshay praktike effektivnoy degazatsii istochnikov metanovykh delyeniya i utilizatsii metana na ugol'nykh shakhtakh [Practice Guidance on Effective Methane Drainage and Use in Coal Mines]. Seriya publikatsiy EEK po energetike [ECE Energy Series]. New York, Geneva: United Nations Publ. House. No 31. 2010. 87 p.
- Storonskiy N.M., Khryukin V.T., Mitronov D.V., Shvachko E.V. Netraditsionnye resursy metana uglenosnykh tolsch [Unconventional methane resources of coal-bearing strata]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal* [Russian Chemical Journal]. T. LII. No 6. 2008. Pp. 63-72.
- Saulsberry, J.L., Schafer, P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute, Report GRI-94/0397. Chicago. Illinois. 1996.
- Trubetskoy K.N., Gur'yanov V.V., Matvienko N.G., Karasev G.K. Otsenka resursnogo potentsiala metana ugol'nykh mestorozhdeniy Rossii i obosnovanie investitsionnoy privilekatal'nosti ego promyshlennogo osvoeniya. Geomechanicheskie i geodinamicheskie aspekty povysheniya effektivnosti dobychi shakhtnogo i ugol'nogo metana [Assessment of the methane resource potential from coal deposits in Russia and justification of investment attractiveness of its industrial development. Geomechanical and Geodynamic Aspects of high-efficiency extraction of coalmine and coalbed methane]. Workshop (20-22 September 2006). St. Petersburg: "VNIMI" Publ. 2007. Pp. 92-100.
- Zolotykh S.S., Karasevich A.M. Problemy promyslovoy dobychi metana v Kuznetskom basseyne [Problems of commercial methane production in the Kuznetsk Basin]. Moscow: "ISPIN" Publ. 2002. 570 p.
- Information about authors**
- Elena Yu. Makarova – PhD, Senior Researcher
Dmitriy V. Mitronov – PhD, Engineer
- Petroleum Geology Department, Geological Faculty,
Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskaya gora, 1
Tel: +7(495)939-23-32, +7(917)571-93-23



Рис. 1. М.К. Иванов – создатель и руководитель «Плавучего университета».



Рис. 2. НИС «Профессор Логачев», порт пристыки Санкт-Петербург.

В основу концепции «Плавучего университета» лег опыт морских практик, ежегодно проводимых на геологическом факультете МГУ (кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, литологии и морской геологии, геофизики и другие) для студентов морских специализаций. В 1988 г. в Отделе морских наук ЮНЕСКО на совещании «Задачи подготовки кадров и образования в области морских наук в мире к 2000 году» Михаил Константинович Иванов (Рис. 1), в то время доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, внес предложение об участии студентов в морских экспедициях. На совещание под названием «Университетские полевые курсы в морских науках (потенциал сотрудничества между Востоком и Западом)» (проведенном в г. Поянда на Беломорской биологической станции МГУ в 1989 г.) он непосредственно в полевых условиях показал, насколько важно для профессиональной подготовки студентов их участие в научной работе. Директор Отдела морских наук ЮНЕСКО Д. Краус (американский геолог) и ответственный за программы в области образования Д. Труст (биолог из Голландии) поддержали инициативу М.К. Иванова и предложили организовать поездку по европейским университетам с пропагандой этой идеи для поиска иностранных парт-

неров, в которой приняли участие В.Т. Трофимов, А.В. Калинин и М.К. Иванов (геологический факультет МГУ).

Концепция объединения двух составных частей научного образования: классического обучения и гораздо более активного, чем это было ранее, вовлечения обучаемых в практическую научную работу была признана инновационной, поскольку, как оказалось, ни одна из стран-членов ЮНЕСКО не располагала учебной программой, в которой научно-практической деятельности студентов придавалось бы такое решающее значение в формировании знаний, умения и, в конечном счете, высокой квалификации обучаемых.

Решающим для внедрения программы в учебный процесс было согласие Министерства геологии ССР (в настоящее время – Министерство природных ресурсов и экологии РФ) о ежегодном выделении в её распоряжение крупнотоннажного, прекрасно оборудованного научно-исследовательского судна (НИС «Геленджик», позднее НИС «Профессор Логачев» (Рис. 2)), научно-технический коллектив которого включился в процесс подготовки кадров.

Широкомасштабное и планомерное «Обучение через исследования» началось в 1991 году с организации и проведения при поддержке Министерства природных ресурсов РФ первого учебно-научного рейса «Плавучего университета» на НИС «Геленджик» в Черное и Средиземное моря. С самого начала студенты «Плавучего университета» работали в условиях, приближенных к реальным производственным работам, и привыкали соответствовать их высоким требованиям. Этот принцип был заложен в основу «Плавучего университета». Сотрудничество с Министерством природных ресурсов было взаимовыгодным и отвечало государственным интересам подготовки молодых специалистов для нужд производственных организаций.

Первыми к программе присоединились ученые из Свободного Университета г. Амстердам и Королевского



Рис. 3. Многопрофильная программа «Плавучий университет: Обучение через исследования».



Рис. 4. Научные публикации по результатам научно-исследовательских рейсов.

Нидерландского Института Морских Исследований. В первых рейсах участвовали студенты и специалисты из Италии, Турции и Германии. Для успеха всего предприятия было предложено сконцентрировать усилия на самых «горячих» темах мировой морской науки. Иванов М.К. по нефтегазовой тематике предложил грязевые вулканы и газовые гидраты, Джон Вудсайд (профессор Свободного Университета) – историю развития и новейшую тектонику Средиземноморья, которое является большой природной геологической лабораторией.

В первые годы (1992-1995) важнейшую финансовую помощь окказал Европейский научный фонд (ESF); это и предоставило независимость программы и сформировало ежегодный цикл программы на все последующие годы (научно-учебный рейс с серией лекций и семинаров, с межрейсовой учебной экскурсией, затем послерейсовая научная конференция, стажировки студентов, обмен преподавателями, публикация результатов в изданиях ЮНЕСКО и в научных журналах).

С 1993 г. решением Генеральной конференции «Плавучий университет: Обучение через исследования» стал официальной программой ЮНЕСКО. А с 1996 г. – программой Межправительственной океанографической комиссии (МОК) ЮНЕСКО.

Научная программа экспедиций на ранних этапах включала изучение различных тем, таких как:

- процессы грязевого вулканизма и диапирозма в Черном и Средиземном морях;



Рис. 6. Донный пробоотбор в научно-исследовательской экспедиции.



Рис. 7. Семинар на борту судна.

- природные газовые гидраты;
- состав и строение грязевулканических отложений;
- тектоника Восточного Средиземноморья;
- геохимия органического вещества современных осадков;
- микропалеонтологические исследования (Рис. 3).

М.К. Иванов всегда подчеркивал, что он строит программу по типу знаменитой программы глубоководного бурения (ODP): сначала – совещание, которое намечает цели экспедиции, затем – сбор данных в экспедиции, их обработка и публикация научного отчета: сначала в серии UNESCO Reports in Marine Sciences, с 1996 г. – в IOC Technical Series. Через полгода после рейса проводилась послерейсовая конференция. Тезисы публиковались сначала в серии Marine ЮНЕСКО, с 1996 г. – в IOC Workshop Reports. Эти конференции вскоре стали очень популярны: на них докладывался свежий и часто уникальный материал (Рис. 4).

Начиная с рейса 1997 г., история программы пошла несколько по новому пути. С этого времени ее платформой на долгие годы стал НИС «Профессор Логачев». Одна из научных задач программы была сформулирована следующим образом: «Исследование процессов взаимодействия геосфера и биосфера». Целью экспедиции «Плавучий университет: Обучение через исследования» – TTR-7 (1997 год) было исследовать всеми возможными средствами недавно открытые на европейской окраине (в районе Великобритании и Ирландии) карбонатные горки, поросшие глубоководными кораллами, а также исследовать в тех же местах процессы стабильности континентального склона и глубоководные осадочные системы (Рис. 5).

Научные устремления «Плавучего Университета» связаны с исследованиями глубоководных континентальных окраин. Множество удивительных открытий было сделано на этих передовых рубежах Мировой науки в последние десятилетия. К примеру, современные данные показывают, что разгрузка флюидов Земной коры в океаны или, другими словами, из геосфера в гидросферу, может существенным образом сказываться на всем живом на планете (биосфере). Обнаруженные закономерности взаимодействия геосфера и биосфера требуют развития новых научных концепций. Это уже привело к оформлению новых научных дисциплин, таких как биогеология, биогеохимия и геомикробиология, работающих на стыке фундаментальных исследовательских направлений и открывающих новые горизонты познания Природы.

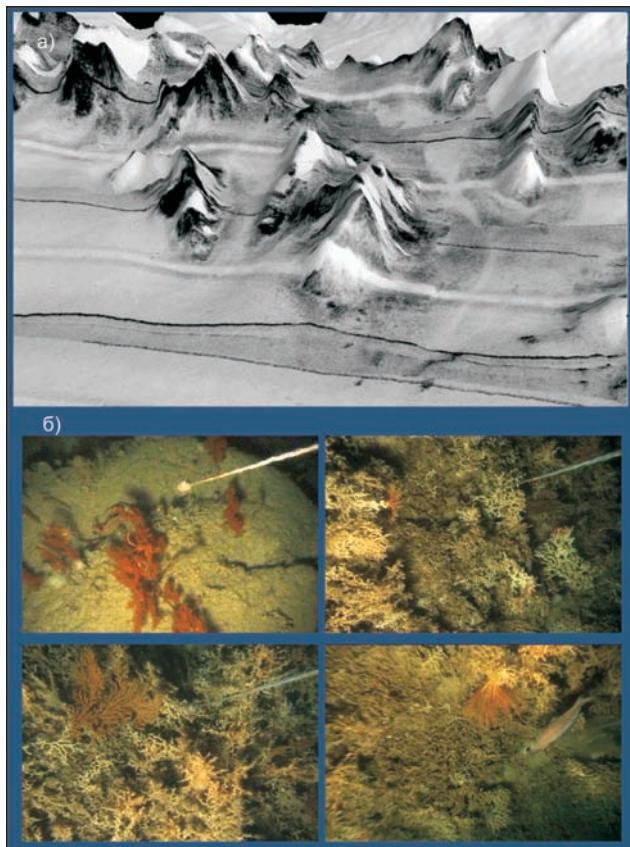


Рис. 5. Карбонатные постройки на Атлантической континентальной окраине Европы а) данные гидролокатора бокового обзора, б) съемка подводного телевидения.



Рис. 8. 18 рейс «Плавучего университета» – последний для создателя программы М.К. Иванова.

Континентальные окраины, как зоны формирования большей части мирового морского биоразнообразия, являются важнейшим местом развития рыбного промысла по всему Миру. Они также являются местом обитания для мириад микробов и бактерий. Современные исследования показали, что жизнедеятельность этих микроорганизмов может влиять на климат Земли. Кроме того, континентальные окраины – это еще и хранилища колоссальных, пока далеко неоцененных, энергетических ресурсов. Здесь уже разрабатываются гигантские нефтяные месторождения, а в последние десятилетия обнаружены и значительные объемы запасов метана. Уже в настоящее время ощущается определенный недостаток в специалистах по морским ресурсам. Ни академические, ни правительственные организации, ни университеты, ни частный сектор пока не обладают достаточным кадровым потенциалом в этой сфере. Программа ЮНЕСКО «Плавучий Университет: Обучение через исследования» готовит студентов к современным и будущим реалиям изучения и использования морских ресурсов, тесно связанным с глобальными устремлениями человечества.

Ежегодный цикл «Плавучего университета» состоит из ряда последовательных этапов: от углубленной подготовки студентов к экспедиционным исследованиям до публикации результатов в научных изданиях или разработки рекомендаций для практической деятельности. В её рамках студенты участвуют в экспедиционных и научных исследованиях по национальным и международным проектам, организуются учебно-практические курсы, лекционные и семинарские занятия и научные конференции (Рис. 6, 7). Полученные с участием обучаемых новые знания и разработанные методики немедленно внедряются в учебный процесс. Ядром программы являются учебно-научные экспедиции.

За период с 1991 по настоящее время в рамках программы «Плавучий университет: Обучение через исследования» для студентов геологического факультета МГУ проведено:



Рис. 9. Г.Г. Ахманов, руководитель программы с 2012 г.

- 19 учебно-научных экспедиций длительностью до 60 суток (Рис. 8);
- в рейсах приняло участие более 1000 студентов и ученых из 25 стран Западной и Восточной Европы, Африки, Азии, Южной и Северной Америки;
- в каждом рейсе для студентов организовано до 40 лекций и семинарских занятий;
- более 1000 студентов и специалистов из многих стран участвовали в различных мероприятиях программы, включая полевые курсы и конференции;
- для обсуждения научных результатов проведено 17 международных конференций «Плавучего университета» с широким участием студентов в качестве докладчиков;
- создана сеть сотрудничающих между собой учебных и научных учреждений, включающая до 50 организаций в 15 странах;
- благодаря программе сложилось и успешно развивается сотрудничество с ведущими университетами и научными организациями Бельгии, Бразилии, Великобритании, Германии, Голландии, Дании, Ирландии, Испании, Италии, Марокко, Португалии, США, Турции, Франции и других стран;
- около 40 студентов и аспирантов МГУ прошли стажировку в университетах и исследовательских центрах указанных выше стран, познакомились с передовыми методами научных исследований, освоили работу на новейшем лабораторном оборудовании;
- оказана практическая помощь в области образования странам Восточной Европы и СНГ (Болгарии, Грузии, Польше, Украине);
- студенты «Плавучего университета» МГУ выиграли 5 долгосрочных грантов Президента Российской Федерации для стажировки в ведущих вузах Европы;
- только студентами по результатам экспедиций опубликовано более 100 статей в российских и международных научных журналах, общее число публикаций превысило 600, студенты МГУ представили доклады на более чем 50 национальных и международных конференциях;

– в рамках программы в МГУ защищено 2 докторские и 6 кандидатских диссертации, более 100 бакалаврских, магистерских и дипломных работ, разработаны 3 специализированных курса лекций и семинарских занятий;

– опыт обучения внедрен в четырех региональных отделениях «Плавучего университета»: «Балтийский плавучий университет», «Каспийский плавучий университет», «Дальневосточный плавучий университет» и «Арктический Плавучий Университет»

Рейсы «Плавучего университета» последних лет посвящены актуальным задачам освоения Арктических морей и экологическим исследованиям в уникальном озере Байкал. Дело М.К. Иванова продолжает доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Г.Г. Ахманов – нынешний руководитель программы и директор Учебно-Научного Центра ЮНЕСКО-МГУ по морской геологии и геофизике на геологическом факультете Московского государственного университета (Рис. 9).

Успехи в подготовке кадров «Плавучим университетом» отмечены на государственном и международном уровнях. Целесообразность применения, развития и широкого внедрения опыта «Плавучего университета» подчеркнута в приказе Министра природных ресурсов Российской Федерации № 599 от 21.08.2001 г. о мерах по реализации Морской доктрины РФ, подписанной Президентом В.В. Путиным в 2001 году.

Заключение

За прошедшие 25 лет инновационная программа геологического факультета Московского государственного университета в области образования «Плавучий университет: Обучение через исследования» прошла огромный путь от первых идей до становления и развития целостной системы образования. «Плавучий университет» выстроил собственную методику обучения в области морских наук. Предложен и внедрен в практику профессионального образования новый принцип, получивший название

«Обучение через исследования», позволяющий существенно активизировать и ускорить процесс обучения, сделать его многодисциплинарным и значительно повысить его качество.

Сложившаяся система международного сотрудничества стимулирует развитие международных контактов российских образовательных учреждений с зарубежными вузами и позволяет совместно вырабатывать новые стандарты в подготовке морских специалистов.

Созданная долгосрочная многокомпонентная образовательная программа «Плавучий университет: Обучение через исследования» снискала широкое признание как результатами в области образования, так и научными успехами. Более 1000 представителей развитых и развивающихся стран участвовали в её различных мероприятиях. Программа добилась высокой результативности: студенты «Плавучего университета» публикуют статьи в реферируемых российских и международных научных журналах, активно участвуют в национальных и международных конференциях и исследовательских проектах. На счету программы ряд важных научных открытий и инновационных методических разработок, внедренных в практику системы образования (<http://floatinguniversity.ru>).

Сведения об авторах

Aleksey Evgenevich Suzyumov – кандидат геолого-минералогических наук, консультант ЮНЕСКО

Elena Vladimirovna Kozlova – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник

Тел: +7(495) 932-88-90

Grigorij Georgievich Akhmanov – кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Тел: +7(495) 939-32-60

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

25 years under Sails of Science: Floating university (Training-through-Research) In memory of M.K. Ivanov

A.E. Suzyumov, E.V. Kozlova, G.G. Akhmanov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
e-mail: fu@geol.msu.ru, akhmanov@geol.msu.ru

In the framework of the UNESCO “Training-through-Research” programme, over the past 25 summers, a total of more than 1000 undergraduate and post-graduate students and researcher from 30 countries have taken part in oceanographic cruises to the Atlantic Ocean, Mediterranean and Black Seas and Arctic Ocean and Lake Baikal. Almost every year, for one to two months one of Russian research vessels “Professor Logachev”, “Gelendzhik”, “Akademik Nikolaj Strakhov” or “G.Yu. Vereshchagin” become a ‘Floating university’. Under the guidance of senior scientists from international academic, governmental and industrial backgrounds, students conduct cutting-edge research in the World Ocean.

Key words: Floating University, deep-sea continental margins, focused

hydrocarbon fluid flows

Information about authors

Aleksey E. Suzyumov – PhD, UNESCO Consultant

Elena V. Kozlova – PhD, Senior Researcher

Tel: +7(495) 932-88-90

Grigorij G. Akhmanov – PhD, Associate Professor

Tel: +7(495) 939-32-60

Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1