



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

3, 2018

СТАТЬИ ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИЙ
«СОСТОЯНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ»

ТЮМЕНЬ
ФАУ «ЗАПСИБНИИГГ»
2016–2017 гг.

*Состояние и пути наращивания
сырьевой базы углеводородов
в Российской Федерации (стр. 5)*

*Актуальные проблемы освоения
нефтегазового потенциала
Западной Сибири (стр. 27)*

*О границах
Западно-Сибирского бассейна
на Таймыре (стр. 59)*



OIL AND GAS GEOLOGY

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

СОУЧРЕДИТЕЛИ

Министерство природных ресурсов и экологии
Российской Федерации (Минприроды России)
Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра
ПАО «Газпром»
Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»),
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vnigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Будагов А.Г.

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

Будянская О.И.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Варламова Е.А.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Милетенко Н.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Департамент министерства природных ресурсов и экологии РФ,
Москва, Российская Федерация
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: ins@vnigri.ru

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортулатова Н.К.

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

Восков Д. (Нидерланды)

Доцент Делфтского технического университета,
отделение Геологических и инженерно-технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ульмишек Г. (США)

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

CO-FOUNDERS

Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation
The Federal Agency on Subsoil Use – Rosnedra
PAO “Gazprom”
Federal State Budgetary Institution
"All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru*

Aleksandr Afanasenkov,

*Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru*

Aleksandr Budagov,

*Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
OAO "Dalmorgeophysika" representative office,
Moscow, Russian Federation
e-mail: budagov@msk.dmng.ru*

Olga Budyanskaya,

*FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru*

Marina Dakhnova,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru*

Natalia Fortunatova,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru*

Grigoriy Gabrielyants,

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

Georgiy Gogonenkov,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru*

Mikhail Grigoryev,

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

Evgeniy Grunis,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru*

Aleksey Kontorovich,

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

Pavel Melnikov,

*Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru*

Nikolay Miletenko,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation,
Moscow, Russian Federation
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru*

Oleg Prishchepa,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
AO "VNIGRI", St. Petersburg, Russian Federation,
e-mail: ins@vnigri.ru*

Svetlana Sidorenko,

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

Viktor Skorobogatov,

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

Antonina Stupakova,

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

Ekaterina Varlamova,

*FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru*

Vladimir Vysotskiy,

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

Denis Voskov (Netherlands),

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

Gregory Ulmishek (USA)

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

СОДЕРЖАНИЕ

- 5 **А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский, Б.И. Давыденко, М.М. Иутина, М.Н. Кравченко, П.Н. Мельников, В.И. Пороскун, М.Б. Скворцов, Н.К. Фортунатова.** Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации
- **ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**
- 27 **В.Ю. Морозов, В.В. Сапьяник.** Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири
- 37 **О.М. Мкртчян.** Актуальные направления геологического изучения недр Западной Сибири
- **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**
- 43 **А.Ю. Калинин, В.А. Конторович, Л.М. Калинина.** Сейсмогеологические критерии прогноза коллекторов и нефтегазоносность верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири
- 49 **В.С. Бочкарев.** Распространение докембрийских метаморфитов, карбонатных платформ и палеозойских чехлов Западно-Сибирской геосинеклизы (методико-геофизический аспект)
- 59 **В.А. Балдин, Н.З. Мунасыпов, Т.Р. Шарафутдинов.** Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове
- 77 **Д.Ф. Калинин, О.И. Погарева, Ю.А. Яновская.** Построение вероятностных моделей и прогнозных схем, отражающих региональные перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири по геофизическим данным
- **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**
- 87 **А.А. Куркин, В.И. Кузнецов.** Уточнение тектонического строения Ямал-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных
- **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**
- 103 **Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов, С.А. Шешуков.** Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ

CONTENTS

- 5 **A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov, M.Yu. Vitsenovskii, B.I. Davydenko, M.M. Iutina, M.N. Kravchenko, P.N. Mel'nikov, V.I. Poroskun, M.B. Skvortsov, N.K. Fortunatova.** Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation
- **MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA**
- 27 **V.Yu. Morozov, V.V. Sapyanik.** Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking
- 37 **O.M. Mkrtchyan.** Topical lines of geological studies of subsurface in Western Siberia
- **OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**
- 43 **A.Yu. Kalinin, V.A. Kontorovich, L.M. Kalinina.** Geoseismic criteria of reservoir prediction and oil and gas potential of the Upper Jurassic sequence (south-east of Western Siberia)
- 49 **V.S. Bochkaev.** Distribution of Precambrian metamorphic rocks, carbonate platforms, and Palaeozoic sedimentary covers of the West Siberian geosyncline. Methodological and geophysical aspect
- 59 **V.A. Baldin, N.Z. Munasyrov, T.R. Sharafutdinov.** More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula
- 77 **D.F. Kalinin, O.I. Pogareva, Yu.A. Yanovskaya.** Building probabilistic models and prediction schemes on the basis of geophysical data: analysis of regional petroleum potential of the pre-Jurassic complex in the Western Siberia
- **GEOPHYSICAL SURVEYS**
- 87 **A.A. Kurkin, V.I. Kuznetsov.** Tectonic structure of the Yamal-Gydan region: update on the result of integrated interpretation of geological and geophysical data
- **GEOCHEMICAL SURVEYS**
- 103 **R.I. Timshanov, A.Yu. Belonosov, S.A. Sheshukov.** Geochemical surveys in different exploration and prospecting stages

Уважаемые подписчики!

Третий и четвертый выпуски 2018 г. посвящены докладом ежегодных конференций ФАУ «ЗапСибНИИГ»
«Состояние и использование ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири»
(7–8 декабря 2016 и 2017 г., Тюмень)

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

15–17 октября 2018

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

Зарегистрируйтесь до 1 октября 2018

Следите за обновлением информации на сайте www.spe.org/go/18rptc-rus

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

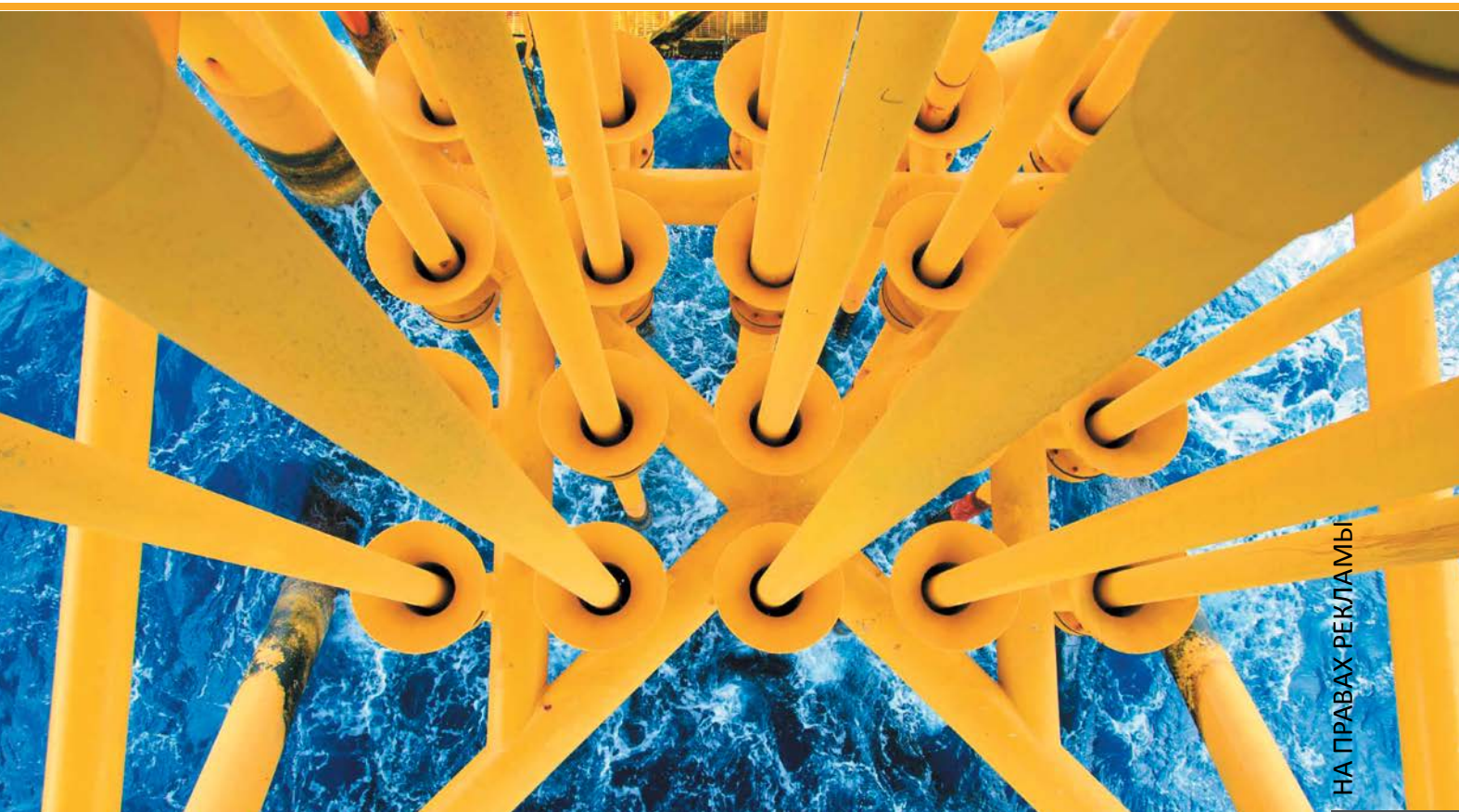
HALLIBURTON



roxar
EMERSON GROUP COMPANY



СПОНСОР МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

По всем вопросам обращайтесь к Марии Березинской (mberezinskaya@spe.org)
или Анастасии Симоновской (asimonovskaya@spe.org), тел.: +7(495) 268-04-54.



УДК 551.24 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25

Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации

© 2018 г. | А.И. Варламов¹, А.П. Афанасенков^{1,2}, М.Ю. Виценовский¹, Б.И. Давыденко¹, М.М. Иутина¹, М.Н. Кравченко¹, П.Н. Мельников¹, В.И. Пороскун¹, М.Б. Скворцов¹, Н.К. Фортунатова¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; info@vnigni.ru; afanasenkov@vnigni.ru; vicin@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; iutina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; sec@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; fortunatova@vnigni.ru

²МГУ имени Ломоносова, Москва, Россия; apa1954@yandex.ru

Поступила 20.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: геолого-разведочные работы; запасы углеводородного сырья; рентабельные запасы; коэффициент компенсации добычи; сырьевая безопасность страны; бурение; сейсморазведка; нефтеперспективные зоны; лицензирование.

В статье изложены состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов Российской Федерации, а также мировые тенденции развития добычи нефти и восполнения запасов углеводородного сырья. По результатам проведенного анализа рассчитан коэффициент компенсации, необходимый для обеспечения сырьевой безопасности страны, который оценивается в диапазоне 1,7–2,0. Показаны объемы геолого-разведочных работ, необходимые для обеспечения простого воспроизводства нефти, т. е. прироста рентабельных запасов в объемах, равных объемам добычи (не менее 500 млн т нефти), в том числе объемы параметрического бурения для подготовки достоверных прогнозных ресурсов в новых регионах. Представлены объемы геолого-разведочных работ, финансирование которых может обеспечить только государство. Вложения государства в геолого-разведочные работы повысят достоверность ресурсов и запасов и, как следствие, вырастут вложения в поисково-разведочные работы компаний. Представлены результаты геолого-разведочных работ пяти нефтеперспективных зон, где были сосредоточены основные объемы геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета, что позволило значительно повысить эффективность работ и ускорить подготовку новых центров нефтедобычи.

Для цитирования: Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Скворцов М.Б., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 2–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.

Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation

© 2018 | A.I. Varlamov¹, A.P. Afanasenkov^{1,2}, M.Yu. Vitsenovskii¹, B.I. Davydenko¹, M.M. Iutina¹, M.N. Kravchenko¹, P.N. Mel'nikov¹, V.I. Poroskun¹, M.B. Skvortsov¹, N.K. Fortunatova¹

¹FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; info@vnigni.ru; afanasenkov@vnigni.ru; vicin@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; iutina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; sec@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; fortunatova@vnigni.ru

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; apa1954@yandex.ru

Received 20.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: exploration; hydrocarbon reserves; economic reserves; Voidage Replacement Ratio; raw material security of a country; drilling; seismic exploration; oil-bearing zones; licensing.

The paper discusses status and ways to buildup hydrocarbon raw material base of the Russian Federation, as well as global trends in oil production development and hydrocarbon reserves replacement ratio. Voidage Replacement Ratio required to ensure the raw material security of the country was calculated on the results of the analysis carried out; it is estimated in the range from 1.7 to 2.0. Scope of exploration works is presented that is necessary to ensure a simple oil replacement, i.e., additional economic reserves in amount equal to production (at least 500 MM tons of oil), including the amount of stratigraphic wells drilling to prepare the reliable undiscovered resources in new regions. Scope of exploration works is presented, the funding of which can be provided only by the state. State investments in E&P works will step up the validity of resources and reserves and, as a result, companies' investments in exploration and prospecting will grow. The results of exploration and prospecting in five oil bearing zones are presented, where the major amount of E&P work funded through the federal budget was focused, which allowed considerable advancing the work efficiency and speeding up preparation of new oil.

For citation: Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.B., Fortunatova N.K. Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):2–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-2-25.



Состояние сырьевой базы нефти и газа России имеет огромное значение. Начиная с середины прошлого столетия Советский Союз, а затем Россия, по запасам углеводородов занимала лидирующее положение.

Было время, когда СССР занимал 1-е место и по запасам нефти, и по запасам газа. Однако в последнее десятилетие наша страна теряет лидерство, и сейчас по запасам газа по оценкам Международного Энергетического агентства Россия занимает 2-е место, а нефти — 6-е [1].

Мировые тенденции добычи нефти и газа и восполнения запасов углеводородного сырья (УВС) позволяют установить следующие закономерности.

1. Потребление УВС ежегодно растет и достигло в 2016 г. почти 4,4 млрд т [2].

2. Восполнение традиционных УВС в последние годы обеспечивает 15–20 % потребления, что свидетельствует о высокой разведанности основных нефтегазоносных бассейнов мира, с одной стороны, и качественном ухудшении состояния традиционных запасов в мире, с другой [2].

3. Все большее значение в объеме добычи нефти и газа приобретает доля сланцевых (сланцеподобных) толщ. Если в 2010 г. добыча сланцевой нефти достигла 55 млн т, то за 2017 г. только в США добыто 290 млн т, за счет чего они вышли в абсолютные мировые лидеры по добыче нефти в целом.

В этой связи в весьма выгодном свете представляется сырьевая база России (табл. 1). Оговоримся, что структура запасов и ресурсов дается в старой классификации для удобства ретроспективного анализа. Сумма запасов нефти категорий А, В, С₁ за последние 25 лет сократилась на 0,6 млрд т, но это уменьшение компенсирует рост запасов категории С₂ — с 8,7 млрд т в 1993 г. до 11,2 млрд т в 2018 г.

Следовательно, объем запасов по сумме всех категорий за последние 25 лет практически не меняется. При этом количественная оценка ресурсного потенциала с каждым этапом уточнения непрерывно растет [3, 4]. Для перспективных ресурсов, формирующихся на стадии подготовки поисковых объектов, увеличение составило от 9,3 млрд т в 1993 г. до 12,9 млрд т к 2018 г., т. е. за 25 лет объем перспективных ресурсов вырос на 39 %.

Близкая картина наблюдается в части прогнозных ресурсов. Сумма запасов категорий Д₁ и Д₂ каждые 5 лет увеличивается примерно на 3 млрд т, т. е. на 6–7 %. Все проанализированные материалы свидетельствуют о том, что приращиваемые ресурсы, прогнозируемые в неохваченных ранее подсчетом нефтегазоперспективных зонах на стадиях регионального этапа геолого-разведочных работ, не вовлекаются в опосредованное по той простой причине, что находятся в нераспределенном фонде недр, а государство поисковыми работами не занимается, так

как поисковый этап относится к компетенции недропользователей. Эта грубейшая ошибка в государственной политике по недропользованию является основным препятствием для развития минерально-сырьевой базы нефти и газа.

Рассматривая соотношение объемов добычи углеводородов и компенсацию этих объемов приростом запасов, следует сказать, что количественно, начиная с 2006 г., прирост запасов нефти и конденсата компенсирует на 100–200 % добычу (рис. 1). При этом нельзя не заметить, что начиная с 2015 г. объемы прироста запасов стали снижаться и в 2017 г. впервые приращенные запасы оказались меньше объемов добычи.

По приросту запасов газа картина существенно отличается, так как компенсация объемов добычи газа приростами запасов началась не с 2006 г., а только с 2010 г. (рис. 2). Добавим, что кривая прироста запасов по газу носит не линейный, а скачкообразный характер.

Анализируя качественную сторону приращиваемых запасов, приходим к нескольким очевидным выводам.

1. Основной объем прироста запасов нефти (60–85 %) осуществляется за счет доразведки и открытия месторождений и залежей на старых площадях. Большая часть месторождений, открываемых на новых площадях, относится к очень мелким и мелким. Так, из 67 месторождений, открытых в наиболее удачном 2009 г., 40 являются очень мелкими, 16 — мелкими, 8 — средними и 3 — крупными (рис. 3). За последние 5 лет из 226 открытых месторождений 148 относятся к очень мелким, 49 — к мелким, 25 — к средним и только 4 — к крупным. При этом следует сказать, что достоверность поставленных на государственный баланс запасов некоторых крупных месторождений многими экспертами ставится под сомнение.

2. Общее количество приращиваемых за счет геолого-разведочных работ запасов снижается с 1062,8 млн т в 2007 г. до 474,7 млн т в 2017 г. Прирост запасов за счет геолого-разведочных работ заметно снижается в последние годы, начиная с 479,2 млн т в 2014 г. до 338,1 млн т в 2017 г. (рис. 4).

3. Доля рентабельных запасов нефти, приращиваемых в последние годы, в среднем не превышает 44,3 % (рис. 5). Понятно, что при повышении цен на нефть и понижении курса рубля относительно доллара, процент рентабельных запасов будет возрастать. Вместе с тем расчеты за 2017 г. показывают, что даже при увеличении цены на нефть до 90 долл. США за баррель и при курсе доллара, равном 65,9 р., доля рентабельных запасов увеличивается незначительно (рис. 6).

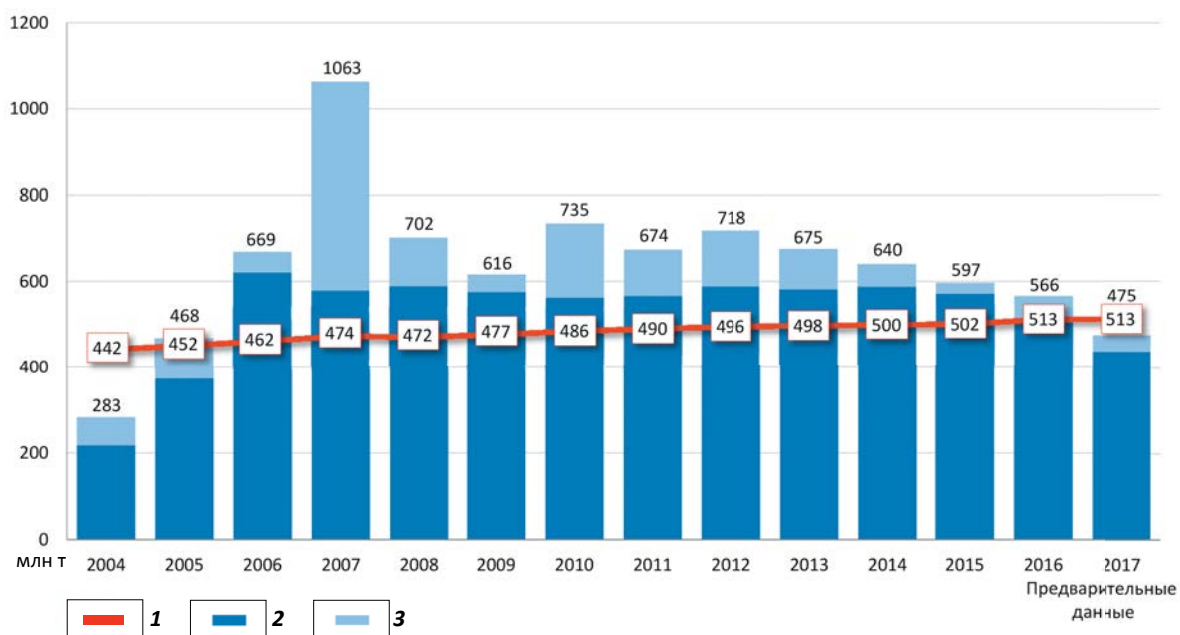
Это позволяет рассчитать значение коэффициента компенсации, необходимого для обеспечения сырьевой безопасности страны, который авторами статьи оценивается в диапазоне 1,7–2,0. Как видим,

Табл. 1. Состояние минерально-сырьевой базы запасов и извлекаемых ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, 2018 г.
Table 1. Status of raw materials base of oil, gas, and condensate reserves and recoverable resources in Russia, 2018

Сравнение уровней запасов и ресурсов 1993–2017 гг.	Q _{накоп.}	Запасы (извлекаемые)		Ресурсы (извлекаемые)	
		A + B + C ₁	C ₂	Перспективные (C ₃)	Прогнозные (D ₁ + D ₂)
Нефть, млрд т					
01.01.2017 г.	23,2	18,5	11,2	12,9	53,4
01.01.2009 г.	19,3	17,2	9,5	12,0	53,4
01.01.2002 г.	16,2	16,6	7,6	13,2	50,2
01.01.1993 г.	13,4	19,1	8,7	9,3	47,6
Изменение за 1993–2017 гг.	9,8	-0,6	2,5	3,6	5,8
Конденсат, млрд т					
01.01.2017 г.	0,5	2,3	1,2	1,8	12,2
01.01.2009 г.	0,3	2,0	1,5	1,8	12,2
01.01.2002 г.	0,2	2,0	1,1	1,5	9,5
01.01.1993 г.	0,2	1,9	0,8	2,1	8,2
Изменение за 1993–2017 гг.	0,3	0,4	0,4	-0,3	4,0
Свободный газ, трлн м³					
01.01.2017 г.	22,2	50,5	18,7	31,7	173,1
01.01.2009 г.	17,3	48,1	19,8	29,1	173,1
01.01.2002 г.	12,9	47,2	17,0	20,2	151,3
01.01.1993 г.	7,7	49,1	12,0	25,5	140,4
Изменение за 1993–2017 гг.	14,5	1,4	6,7	6,2	32,7

Рис. 1. Прирост извлекаемых запасов нефти категорий A + B₁ + C₁ за счет разведки и переоценки

Fig. 1. Addition of recoverable oil reserves of A + B₁ + C₁ categories resulting from exploration and prospecting activities and re-assessment



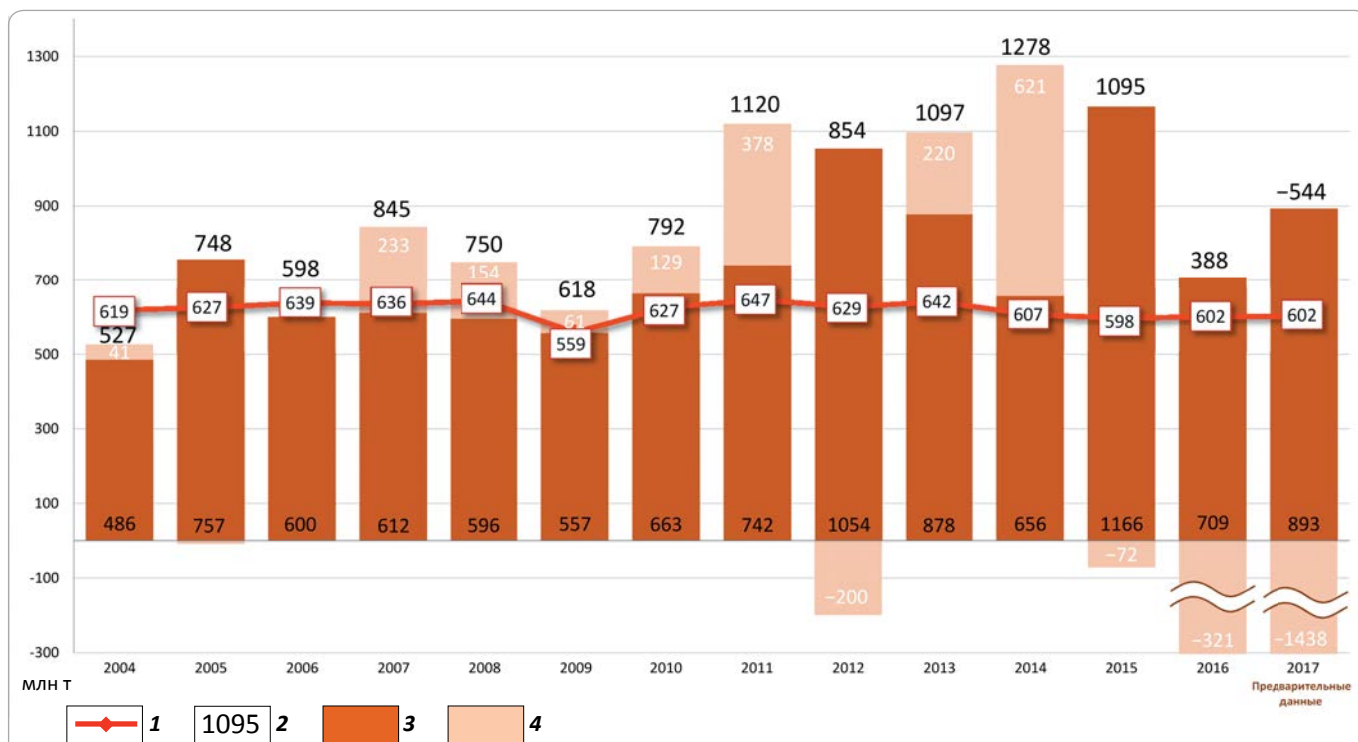
1 — годовая добыча; прирост за счет (2, 3): 2 — геолого-разведочных работ, 3 — переоценки

1 — annual production; addition resulting from (2, 3): 2 — exploration activities, 3 — re-assessment



Рис. 2. Прирост запасов свободного газа и газовых шапок категорий А + В₁ + С₁ за счет разведки и переоценки, млрд м³

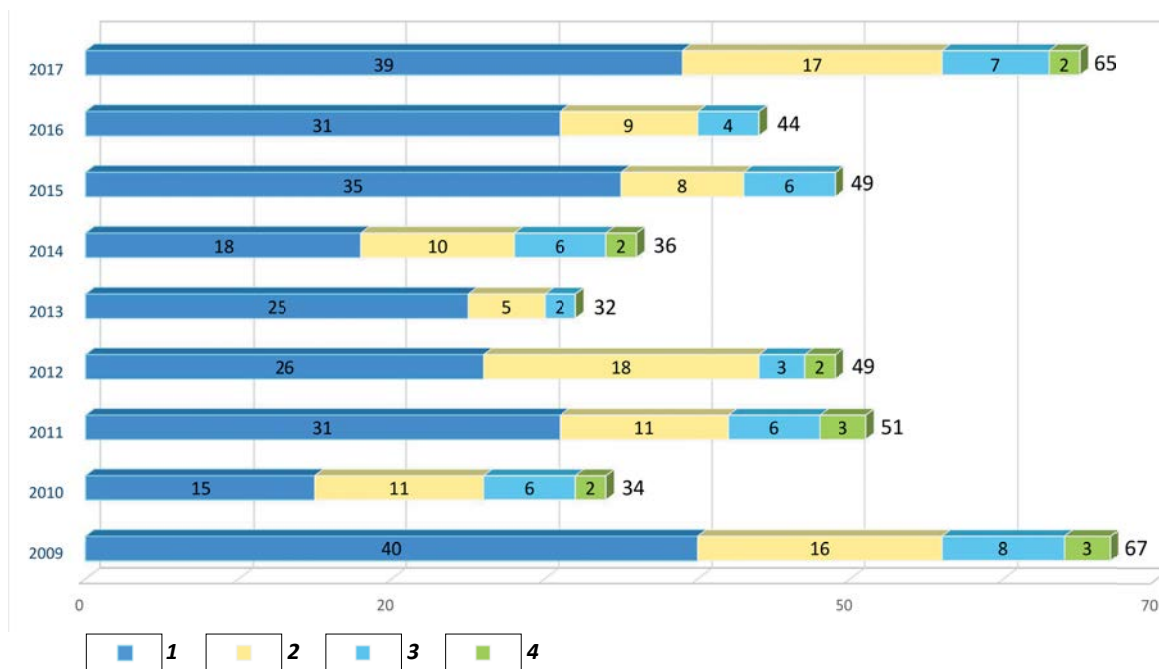
Fig. 2. Addition of free gas and gas cap reserves of A + B₁ + C₁ categories resulting from exploration and prospecting activities and re-assessment



1 — годовая добыча + потери; 2 — суммарные значения приростов; **прирост за счет (3, 4)**: 3 — геолого-разведочных работ, 4 — переоценки
 1 — annual production + losses; 2 — total addition value; **addition resulting from (3, 4)**: 3 — exploration activities, 4 — re-assessment

Рис. 3. Число новых месторождений нефти, открытых в Российской Федерации, по крупности, млн т (2009–2017 гг.)

Fig. 3. Number of new oil fields discovered in the Russian Federation, by size (2009–2017)



1 — очень мелкие (< 1); 2 — мелкие (1–5); 3 — средние (50–30); 4 — крупные (30–300)
 1 — very small (< 1); 2 — small (1–5); 3 — medium (50–30); 4 — large (30–300)

Рис. 4. Динамика суммарного прироста извлекаемых запасов нефти категорий A + B₁ + C₁

Fig. 4. Dynamics of overall growth of recoverable oil reserves of A + B₁ + C₁ categories

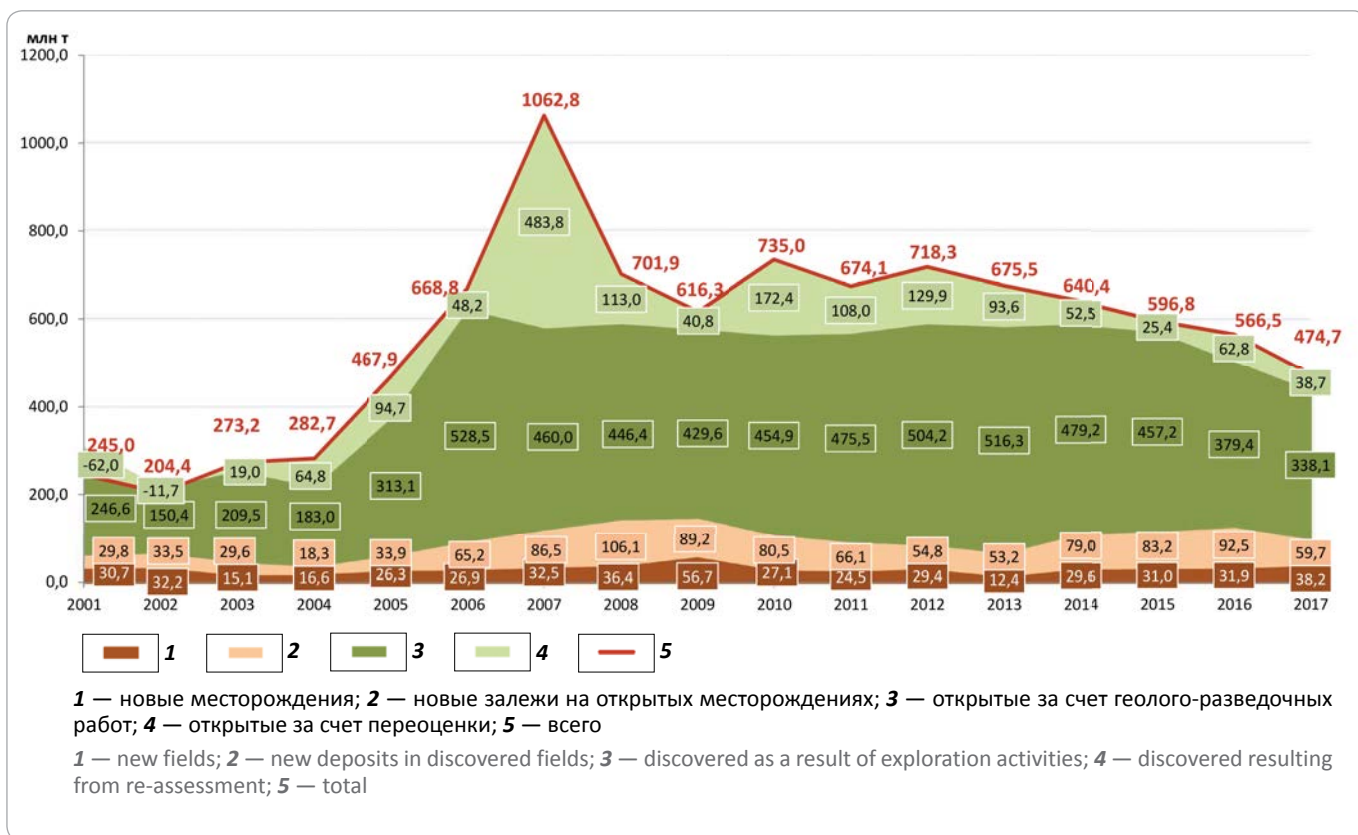


Рис. 5. Прирост рентабельных запасов нефти в РФ по открытиям за 2014–2017 гг. при цене 69,1 долл/баррель и курсе 60,5 р/долл. (A + B + C₁ + C₂)

Fig. 5. Addition of economic oil reserves in RF associated with discoveries during 2014–2017 at a price of 69.1 \$/barrel and rate of exchange 60.5 RUR/\$ (A + B + C₁ + C₂)

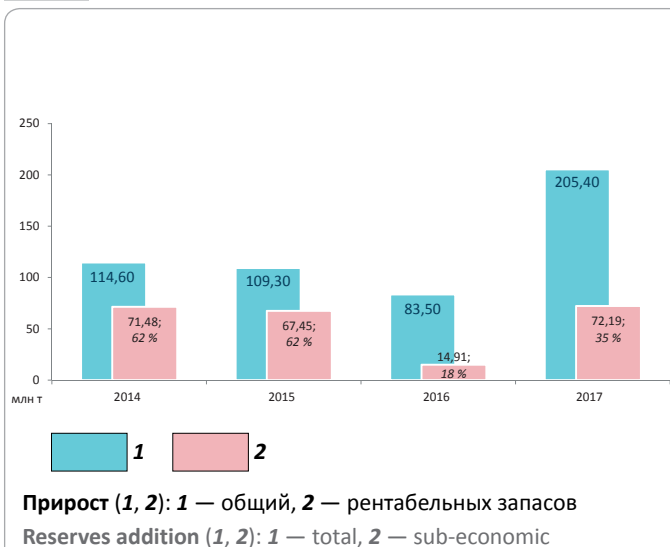


Рис. 6. Прирост рентабельных запасов нефти в РФ по открытиям за 2017 г. при различных макроэкономических условиях (A + B + C₁ + C₂)

Fig. 6. Addition of economic oil reserves in RF associated with discoveries during 2017 under various macroeconomic conditions (A + B + C₁ + C₂)

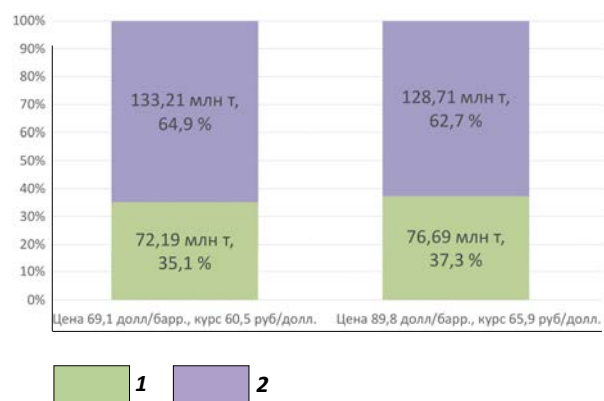


Рис. 7. Динамика объемов сейсморазведки 2D, выполненной в 2004–2017 гг. за счет средств федерального бюджета

Fig. 7. Dynamics of 2D seismics conducted in 2004–2017 and funded from federal budget resources

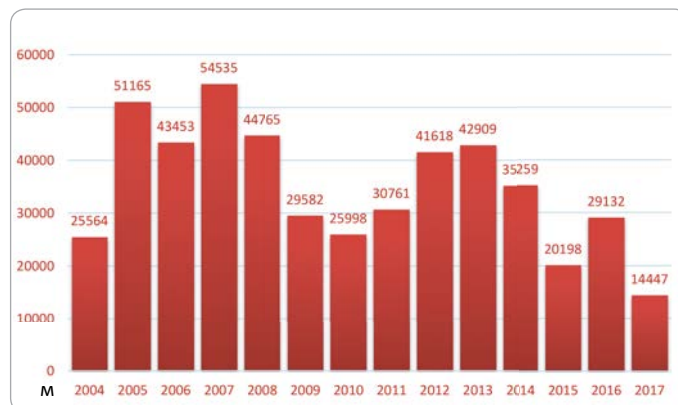
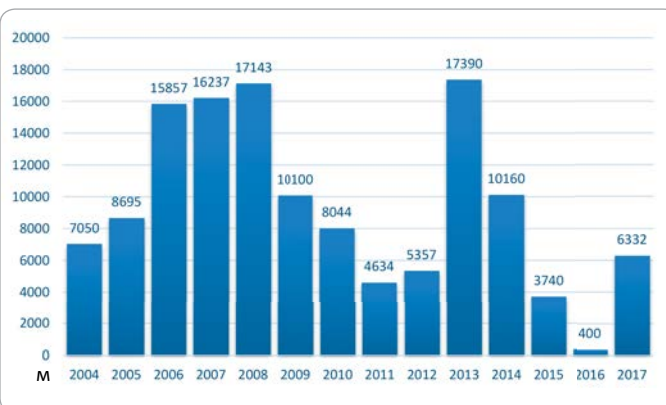


Рис. 8. Динамика объемов параметрического бурения, выполненного в 2004–2017 гг. за счет средств федерального бюджета

Fig. 8. Dynamics of stratigraphic drilling meterage completed in 2004–2017 and funded from federal budget resources



текущее изменение рентабельных балансовых запасов имеет вид нисходящей кривой.

Попробуем проанализировать существующие объемы геолого-разведочных работ и определить уровень, достаточный для пополнения балансовых запасов нефти рентабельными запасами.

Региональные работы, финансируемые из федерального бюджета, имеют очевидные тенденции сокращения физических объемов по всем видам. Сейсморазведочные работы 2D сократились в среднем в 2 раза с максимального значения 55,5 тыс. км в 2007 г. до минимума 14,5 тыс. км — в 2017 г. (рис. 7, 8). Объемы параметрического бурения за последние годы сократились в среднем не меньше чем в 2 раза, с максимума 17,4 тыс. м до минимума — 0,4 тыс. м в 2016 г.

При таких объемах бурения рассчитывать на выявление и подготовку перспективных объектов для поисковых работ не приходится. Можно было бы надеяться на успехи недропользователей в распределенном фонде недр, но и здесь наблюдается двухкратное сокращение поискового бурения (рис. 9).

Учитывая, что площадь нефтегазоперспективных зон превышает 2 млн км², только для установления нефтегазоносности выделенных зон необходимо провести бурение более 10 параметрических скважин. Специалистами ВНИГНИ подсчитаны объемы геолого-разведочных работ, необходимые для обеспечения простого воспроизводства нефти, т. е. прироста рентабельных запасов в объемах, равных объемам добычи (не менее 500 млн т нефти). В табл. 2 приведены объемы геолого-разведочных работ, подсчитанные с учетом существующих тенденций успешности и на существующей методической основе в области поисков.

Прежде всего, необходимо существенно повысить объемы параметрического бурения, что обеспечит достоверность прогнозных оценок (как положительных,

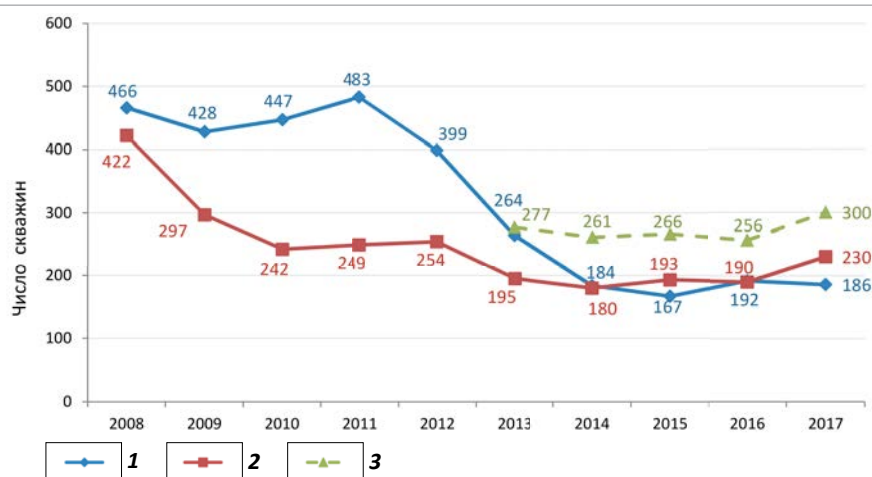
так и отрицательных). Уже в 2020 г. реально пробурить 15 000 м и, постепенно наращивая темпы, за 7–8 лет довести объем бурения до 50 000 м в год, а затем — до 80–100 000 м в год. Такие объемы параметрического бурения позволят надежно оценить перспективы нефтегазоносности на новых территориях. Это, в свою очередь, существенно повысит привлекательность лицензионных участков, и компаниям будет выгодно вкладывать деньги в достоверные поисковые объекты.

Для обоснованного размещения параметрических скважин необходимо выполнить дополнительные профильные и площадные сейсморазведочные работы, объемы которых также отражены в табл. 2.

Финансирование этих видов геолого-разведочных работ может обеспечить только государство, поэтому уже сейчас МПР РФ и Федеральному агентству по недропользованию необходимо подготовить и направить в Правительство Российской Федерации обоснование на увеличение затрат на геолого-разведочные работы при поисках месторождений нефти и газа. Расчеты необходимых средств из Федерального бюджета и прогноз развития сырьевой базы также даны в табл. 2.

На первые 2019–2020 гг. необходимо финансирование 20–25 млрд р., которые ежегодно должны нарастать и достигнуть уровня 100 млрд р. к 2033 г. Комментируя эти расчетные объемы финансирования, следует сказать, что программой «Геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации» [5], утвержденной Правительством в 2008 г., уже в 2012 г. было предусмотрено выделение из Федерального бюджета на УВС около 19–20 млрд р. в год с последующим индексированием (рис. 10). На этом же рисунке отражены фактические объемы финансирования геолого-разведочных работ на нефть и газ, выделяемые Правительством РФ в последние годы. Очевидно, что недофинансирование за последние годы соста-

Рис. 9. Выполнение объемов поискового и оценочного бурения по РФ за 2008–2017 гг. по данным 1-ЛС
Fig. 9. Amount of prospecting and appraisal drilling in Russia during 2008–2017 according to 1-LS form



1 — плановый по 1-ЛС; 2 — фактический по 1-ЛС; 3 — плановый по заслушиванию
 1 — planned according to 1-LS; 2 — actual according to 1-LS; 3 — planned according to hearings

Табл. 2. Прогноз добычи и прироста запасов; объемы геолого-разведочных работ и финансирования за счет средств федерального бюджета, необходимые для обеспечения сырьевой безопасности по углеводородному сырью
Table 2. Forecast of production and reserved addition; E&P and amount of funding from federal budget resources, which are required to ensure raw material security in terms of hydrocarbons

Годы	Прогнозная добыча нефти и конденсата, млн т	Прирост запасов нефти и конденсата, млн т	Сейсморазведка 2D			Параметрическое бурение		Финансирование за счет средств недропользователей, всего, млн р.
			профильная, км	площадная, км	финансирование 2D, млн р.	тыс. м	финансирование, млн р.	
2019	551	550	30 000	10 000	14 500	10	8000	22 500
2020	551	550	35 000	15 000	18 300	15	12 000	30 300
2021	551	560	40 000	20 000	22 000	20	16 000	38 000
2022	555	560	40 000	20 000	22 000	25	20 000	42 000
2023	555	570	45 000	20 000	23 700	30	24 000	47 700
2024	555	580	45 000	20 000	23 700	35	28 000	51 700
2025	560	590	50 000	25 000	27 500	40	32 000	59 500
2026	560	600	50 000	25 000	27 500	45	36 000	63 500
2027	560	620	50 000	25 000	27 500	50	40 000	67 500
2028	565	650	55 000	25 000	29 300	60	48 000	77 300
2029	565	680	55 000	25 000	29 300	65	52 000	81 300
2030	565	700	55 000	25 000	29 300	70	56 000	85 300
2031	570	730	60 000	30 000	33 000	75	60 000	93 000
2032	570	750	60 000	30 000	33 000	80	64 000	97 000
2033	570	780	60 000	30 000	33 500	85	68 000	101 500
2034	575	800	60 000	30 000	33 500	90	72 000	105 500
2035	575	800	60 000	30 000	33 500	100	80 000	113 500

Рис. 10. Динамика затрат на проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ**Fig. 10.** Cost behaviour in exploration for oil and gas**Табл. 3.** Прогноз объемов геолого-разведочных работ и финансирования за счет средств недропользователей, необходимых для обеспечения сырьевой безопасности по углеводородному сырью**Table 3.** Forecast of E&P scope and amount of funding at the expense of subsoil users, which are required to ensure raw material security in terms of hydrocarbons

Годы	Сейсморазведка				Бурение				Финанси- рование за счет средств недрополь- зователей, всего, млн р.
	2D, км	финанси- рование, млн р.	3D, км²	финанси- рование, млн р.	Поисковое		Разведочное		
					тыс. м	финанси- рование, млн р.	тыс. м	финанси- рование, млн р.	
2019	65 000	32 500	50 000	60 000	670	100 500	630	95 000	288 000
2020	65 000	32 500	55 000	60 000	660	100 000	715	100 100	292 600
2021	70 000	35 000	60 000	65 000	700	105 000	700	98 000	303 000
2022	70 000	35 000	70 000	77 000	700	105 000	700	98 000	315 000
2023	70 000	35 000	75 000	82 000	720	106 500	700	98 000	321 500
2024	70 000	35 000	80 000	88 000	710	106 500	710	99 400	328 900
2025	70 000	35 000	90 000	99 000	720	108 000	710	99 400	341 400
2026	75 000	38 000	100 000	110 000	750	112 500	750	105 000	365 500
2027	75 000	38 000	110 000	120 000	760	114 000	750	105 000	377 000
2028	75 000	38 000	120 000	132 000	810	121 500	800	112 000	403 500
2029	75 000	38 000	120 000	132 000	830	124 500	840	117 600	412 100
2030	75 000	38 000	120 000	132 000	840	126 000	900	126 000	422 000
2031	75 000	38 000	120 000	132 000	870	130 500	950	133 000	433 500
2032	75 000	38 000	120 000	132 000	880	132 000	900	126 000	428 000
2033	75 000	38 000	120 000	132 000	900	135 000	1050	147 000	452 000
2034	77 000	39 000	120 000	132 000	950	142 500	1050	147 000	460 500
2035	77 000	39 000	120 000	132 000	950	142 500	1050	147 000	460 500

вило около 50 млрд р. Невыполнение этих плановых показателей привело к значительному снижению приростов запасов углеводородов и качественному ухудшению состояния балансовых запасов нефти. Если сегодня не исправить это положение, то завтра неизбежно произойдут падение добычи нефти, повышение ее себестоимости и ощутимый рост процента трудноизвлекаемых запасов в общем балансе.

Авторы статьи убеждены, что вложения государства в геолого-разведочные работы повысят до-

стоверность ресурсов и запасов и, как следствие, вырастут вложения в поисково-разведочные работы компаний (табл. 3).

Чтобы сравнить требуемое для геолого-разведочных работ на территории России финансирование с зарубежными странами и мировыми тенденциями, приведем несколько цифр. Мировые затраты на геолого-разведочные работы в 2014 г. составили 129 млрд долл. США, в 2015 г. — 91 млрд долл. США, а в 2016 г. — 60 млрд долл. США, что составило соот-

ветственно 16, 15 и 14 % затрат на добычу [2]. В России в 2015 и 2016 гг. было потрачено примерно по 250 млрд р., или по 4 млрд долл. США (см. рис. 10), что существенно ниже 10 %. По данным различных экспертов, вложения в геолого-разведочные работы в России примерно в 2 раза ниже среднемировых.

Тем не менее претензий к недропользователям не может быть никаких. Согласно «Стратегии развития геологической отрасли...» [6], компании должны вкладывать в геолого-разведочные работы примерно 90 % общих объемов, а государство — 10 %. Фактически в 2016 г. вклад компаний составил более 95 %, а в 2017 г. — 97 %, а это значит, что государство нарушает установленную пропорцию более чем в 3 раза.

Здесь же стоит отметить, что, хотя затраты недропользователей выросли более чем в 6 раз, физические объемы геолого-разведочных работ остаются примерно на одном уровне (рис. 11).

Более половины суммарных затрат (как правило, более 60 %) приходится на поисково-разведочное бурение. Ежегодные объемы буровых работ в 2004–2017 гг. превышали 1 млн м. Максимальный объем поисково-разведочного бурения был достигнут в 2008 г. (1546,8 тыс. м), а минимальный — в кризисном 2009 г. (853 тыс. м). В 2017 г. объем поисково-разведочного бурения по предварительным данным составил около 1204 тыс. м. При этом объем поискового бурения в целом по стране, начиная с 2015 г., превышает объем разведочного и составляет в среднем 57 %. Наибольший объем поискового бурения приходится на Волго-Уральскую НПП. Динамика объемов сейсмических исследований МОГТ 2D, проводимых недропользователями, характеризуется их ростом с 90,9 до 108,7 тыс. км в 2004–2007 гг. с последующей тенденцией их резкого снижения в 2008–2011 гг. до 42,0 тыс. км и роста в 2012–2014 гг. до 70,7 тыс. км с последующей стабилизацией объемов и некоторым ростом в 2017 г. до 66 тыс. км (рис. 12).

Рост объемов сейсморазведки 2D связан только с шельфовыми проектами, на суше наблюдается их сокращение. Это в очередной раз показывает, что происходит сокращение объемов поискового этапа на суше. Правда при этом стоит учитывать, что компании выходят на все более сложные поисковые объекты и это заставляет их уже на поисковом этапе применять сейсморазведку 3D.

Во многом вследствие этого изменение во времени объемов сейсморазведки МОГТ 3D имеет более плавную тенденцию. Объемы этих работ в целом росли с 13,95 тыс. км² в 2004 г. до 51,03 тыс. км² в 2014 г. с некоторым провалом в 2008–2011 гг. (особенно в кризисный 2009 г.). В 2017 г. объем сейсморазведки МОГТ 3D по предварительным данным составил 48 тыс. км².

В 2009–2017 гг. за счет средств пользователей недр было открыто 399 нефтяных месторождений

с суммарными извлекаемыми запасами категорий $C_1 + C_2$ более 1,7 млрд т. Из общего числа открытых месторождений 5 относятся к крупным (60–300 млн т), 21 — к средним (15–60 млн т), остальные 373 (менее 15 млн т) — к мелким. За этот же период открыто 59 газовых месторождений с суммарными запасами более 1,6 млрд т усл. УВ, из которых 3 — крупных (75–500 млрд м³), 4 средних (40–75 млрд м³), остальные мелкие (менее 40 млрд м³).

Наиболее значимые открытия:

1. Впервые в Хатангском заливе, акватории моря Лаптевых, было открыто нефтяное Центрально-Ольгинское месторождение, в Карском море — Победа, а на акватории Охотского моря — Южно-Киренское и Южно-Лунское газоконденсатные месторождения.

2. На суше в Иркутской области — месторождение им. Лисовского, Санарское, им. Севастьянова, в Ямало-Ненецком автономном округе — Падинское.

На территории Волго-Уральской НПП по запасам нефти в последние годы открываются месторождения преимущественно мелкие и очень мелкие. На фоне подавляющего числа открытий мелких месторождений выделяются результаты поисково-разведочных работ, проводимых компанией ООО «Сладковско-Заречное», в юго-восточной части Бузулукской впадины, в зоне ее сочленения с Прикаспийской впадиной. За последние 7 лет компанией открыто 3 нефтяных месторождения — Сладковско-Заречное (2011), Кошинское (2015) и Яснополянское (2015). В настоящее время ведется их разведка. По состоянию на 01.01.2018 г. начальные извлекаемые запасы нефти категорий $C_1 + C_2$ этих месторождений оценены в объеме: Сладковско-Заречное — 33,620 млн т, Кошинское — 78,989 млн т и Яснополянское — 10,724 млн т.

Все месторождения многопластовые, характеризуются широким стратиграфическим и глубинным интервалами продуктивности. Максимальный этаж нефтеносности установлен на Сладковско-Заречном месторождении, где выявлено 17 продуктивных горизонтов в стратиграфическом интервале от среднего девона до нижней перми. Продуктивны бийские, афонинские, ардатовские, пашийские, фаменские, турнейские, бобриковские, окские, башкирские, артинские и филипповские отложения. Глубинный интервал продуктивности — от 2700 до 5700 м. Залежи нефти приурочены как к карбонатным, так и терригенным коллекторам, по типу — пластовые сводовые и массивные, осложненные тектоническими нарушениями.

В 2017 г. получены новые данные по перспективам нефтеносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины. ПАО «ЛУКОЙЛ» закончило бурение поисковой скважины на Журавлиной структуре. При окончательном забое 5750 м вскрыты отложения девона, представленные известняками и до-

Рис. 11. Динамика объемов поисково-разведочного бурения, выполненного за счет средств недропользователей
Fig. 11. Dynamics of exploratory drilling funded by subsoil users



Рис. 12. Динамика объемов сейсморазведочных работ, выполненных за счет средств недропользователей
Fig. 12. Dynamics of seismic data acquisition funded by subsoil users



ломитами. Терригенные отложения перми разбиты многочисленными интрузиями. По результатам ГИС отложения девона и карбона в отношении нефтеносности интереса не представляют. Испытан первый объект — тустахская свита перми — объект «сухой». В 2018 г. планируется испытание двух объектов — нижнекожевниковской свиты перми (по керну отмечается слабый запах УВ) и зимней свиты нижней юры.

ПАО «Роснефть» закончило бурение поисковой скважины на Центрально-Ольгинской структуре, расположенной в акватории Хатангского залива моря

Лаптевых. При окончательном забое 5523 м вскрыты отложения девона. По ГИС интерес представляют отложения перми, представленные низкопроницаемыми песчаниками. При проведении в открытом стволе МДТ получены признаки газа. По этим результатам ГКЗ РФ поставило на баланс Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение с извлекаемыми запасами категорий $C_1 + C_2$ 80,4 млн т. При испытании в эксплуатационной колонне первого объекта в отложениях перми получен незначительный приток флюида, представленный продуктами реакции соляной кислоты и битума. При опробовании второго объекта

получен приток нефти дебитом около $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотностью $0,86 \text{ г/см}^3$.

Таким образом, результаты бурения показали сложное геологическое строение региона, как в части наличия коллекторов, так и неоднозначного состава флюида и многочисленных интрузий.

Из шельфовых проектов наиболее значимый — бурение поисковой скважины на структуре Мария в Черном море. Скважина прекращена бурением при забое 5265 м (глубина моря в точке бурения 2000 м). При этой глубине скважина вскрыла 300 м проницаемых верхнеюрских карбонатов без признаков углеводородов. Покрышка над карбонатной толщей отсутствует.

Результаты бурения косвенно подтверждают отсутствие надежных нефтематеринских свит в юрских отложениях и затруднение миграции из зрелых майкопских отложений.

Таким образом, после бурения наиболее перспективным направлением работ в российском секторе Черного моря являются терригенные палеоген-меловые отложения западной части вала Шатского и в целом Туапсинского прогиба.

Несколько лет назад на территории Российской Федерации было выделено 5 нефтегазоперспективных зон (рис. 13), подготовленных для интенсивного изучения сейсморазведочными работами с последующей заверкой параметрическим бурением [7]. Всего по предложениям институтов (ВНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГТиМС, НВНИИГТ, ЗапСибНИИГТ, НАЦ имени В.И. Шпилемана и ЗАО «СибНАЦ») было выделено 26 зон, из которых 5 первоочередных — Озинско-Алтайнская, Карабашская, Югано-Колтогорская, Аргишско-Чунская и Гыдано-Хатангская.

Следует признать, что темпы и объемы геолого-разведочных работ в этих районах были не столь велики, как хотелось бы, но положительные результаты — налицо.

Суммарный нефтегазовый извлекаемый потенциал неразведанных ресурсов категорий $C_3 + D$ пяти основных нефтегазоперспективных зон нераспределенного фонда России по состоянию на 2009 г. составляет 35 604,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 4844 млн т усл. УВ.

По результатам проведенных региональных работ в 2013–2017 гг. на эти зоны выдано 83 новых лицензии на недропользование. Особенно активно лицензирование проходило в Карабашской, Юганско-Колтогорской и Гыдано-Хатангской зонах. Суммарный разовый платеж составил 35,6 млрд р. По состоянию на 1.01.2017 г. открыто 8 месторождений нефти с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий $C_1 + C_2$ — 72,7 млн т. По шести из них оформлены добычные лицензии, разовый платеж по которым составил более 31,7 млрд р., в 3 раза превысив общие затраты на геолого-разведочные работы за счет средств федерального бюджета (12 млрд р.).

Рассмотрим кратко основные итоги геолого-разведочных работ на первоочередных территориях.

Гыдано-Хатангская зона расположена на землях Ямало-Ненецкого АО (запад) и Красноярского края (восток). В тектоническом отношении зона включает Енисей-Хатангский региональный прогиб, северную часть Мессояхского порога и восточную часть Карско-Гыданской синеклизы. Общая площадь зоны составляет 243,2 тыс. км², основная часть которой (230,2 тыс. км²) незалицензирована.

В пределах Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоны открыто 14 месторождений УВ с общими начальными извлекаемыми запасами УВ категорий $A + B + C_1 + C_2$ более 2 млрд т с преобладанием газовой составляющей. Основные перспективы нефтегазоносности Гыдано-Хатангской зоны связываются с аптским, неокимским клиноформным (включая ачимовский), юрским и палеозойским платформенным комплексами.

Оценка начальных суммарных ресурсов всей Гыдано-Хатангской перспективной зоны достигает 34,085 млрд т усл. УВ, в том числе нефти — 2,712 млрд т, свободного газа — 29,038 трлн м³ и конденсата — 2,335 млрд т. Неразведанная часть ресурсов категорий $C_3 + D$ зоны оценивается по нефти в 1,970 млрд т, свободному газу в 26,180 трлн м³, конденсату — в 2,296 млрд т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы (за счет средств федерального бюджета) составили 6610,2 млн р. Отработано 9106 км сейсморазведки 2D, пройдено 5067 м параметрического бурения. Выполнены работы: МТЗ и ЗСБ — 8542 км, гравиразведка — 2029 км и магниторазведка — 1 220 км. Закончено бурение параметрической скв. Гыданская-130, по данным ГИС выделено 9 перспективных уровней, впервые на Гыданском полуострове обоснована продуктивность нижнемеловых, юрских и триасовых отложений. В настоящее время проводятся подготовительные работы к испытанию четырех перспективных объектов в эксплуатационной колонне. Полученные результаты позволяют существенно увеличить потенциал Гыданского месторождения за пределами лицензии, которой владеет ПАО «НОВАТЭК».

Подтверждена рифтовая модель развития Енисей-Хатангского регионального прогиба [8]. Впервые прослежено развитие клиноформного комплекса в центральной и восточной частях Енисей-Хатангского регионального прогиба, уточнены структурные карты по основным нефтегазоносным комплексам, выявлены локальные объекты в Дудыптинском прогибе, прослежены нефтематеринские отложения в Жданихинском прогибе (возрастной аналог баженовской свиты) и песчаные тела на склонах Рассохинского и Балахнинского мегавалов (рис. 14).

Рис. 13. Обзорная карта нефтегазоперспективных зон на территории РФ
Fig. 13. Location map of oil-bearing zones in the Russian Federation

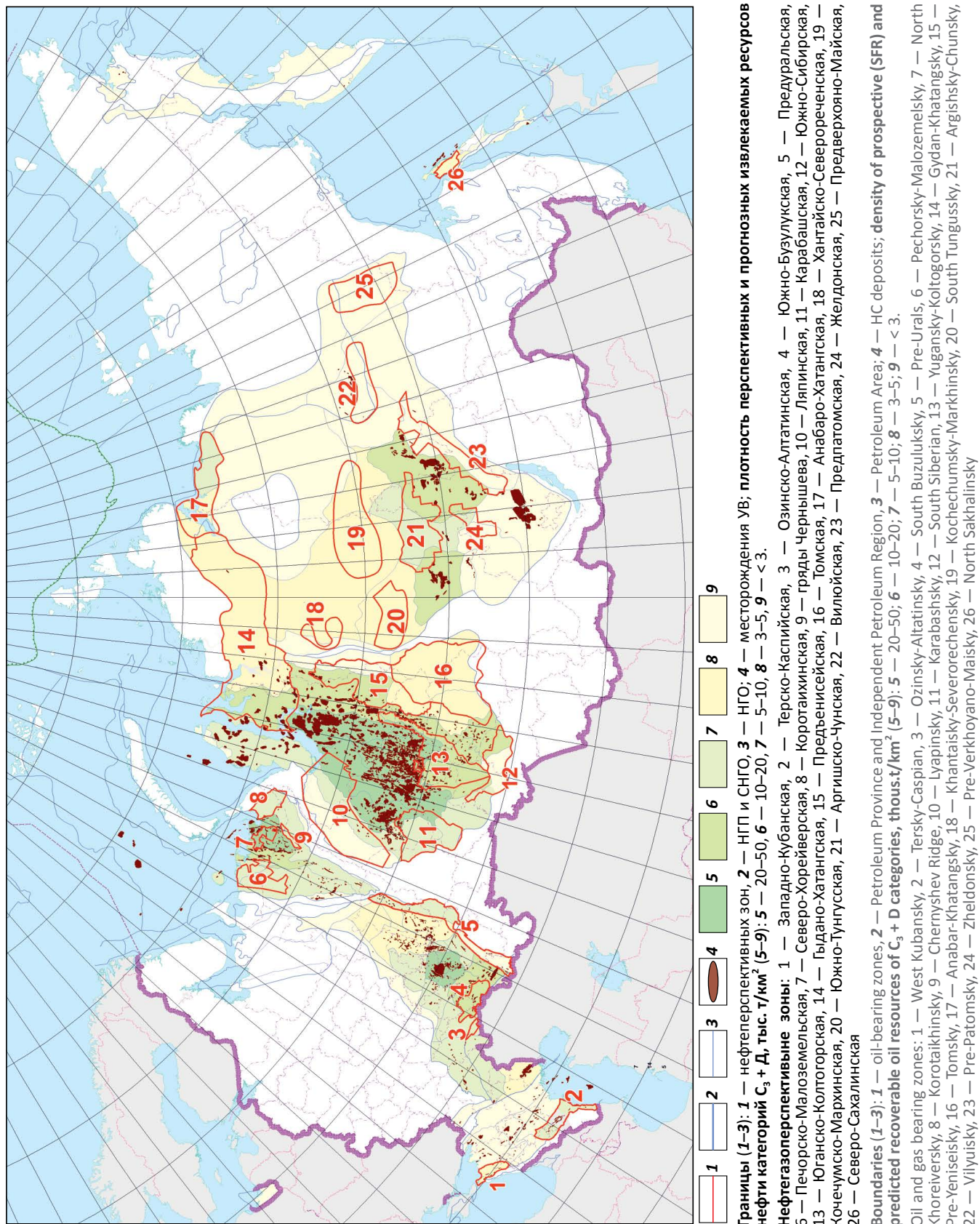
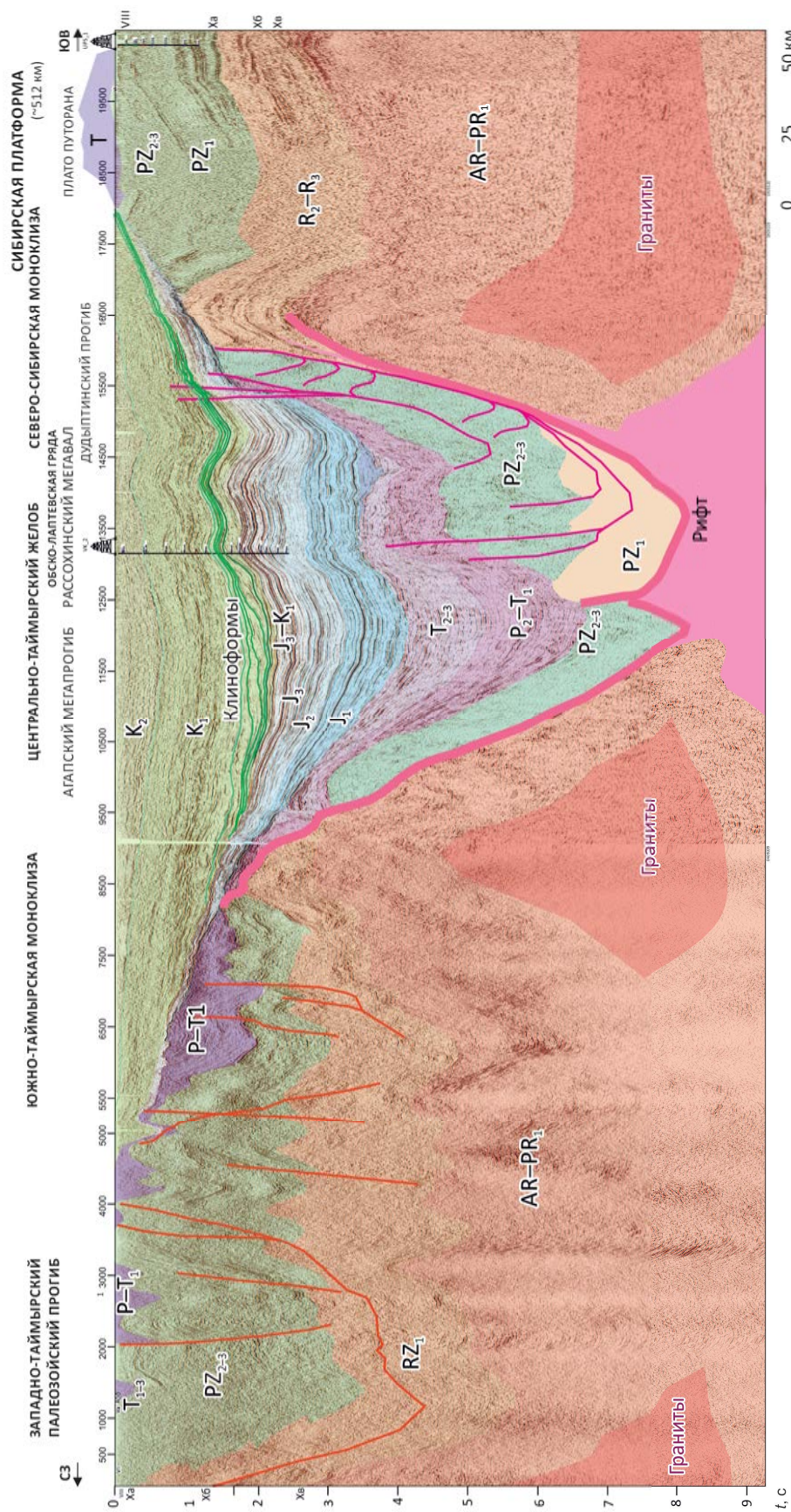


Рис. 14. Сейсмогеологический субмеридиональный профиль через Енисей-Хатангский региональный прогиб Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоны
Fig. 14. Geoseismic roughly NS trending section across the Yenisei-Khatangsky regional trough of the Gydansky-Khatangsky oil and gas bearing zone





Намечено завершение региональных сейсморазведочных работ, продолжится бурение Новоякимовской и Гыданской параметрических скважин по оценке перспектив мезозойских и палеозойских нефтегазоперспективных комплексов. Подготовлено под лицензирование 9 перспективных участков.

В пределах Гыдано-Хатангской зоны по результатам проведенных работ выдано 24 лицензии: 8 лицензий типа НП и 16 — НР. Разовый платеж составил 14,6 млрд р.

Карабашская перспективная зона расположена в восточной части Ханты-Мансийского АО, в юго-западной части Тюменской области и включает крайний северо-восток Свердловской области. Ее площадь составляет 107 тыс. км², включая незалицензированную часть — 75 тыс. км². Зона находится в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане приурочена к Карабашской моноклинали Западно-Сибирской плиты, частично (на востоке) — к Шугурской мегатеррасе и Бортовой моноклинали, а на западе — к Тавдинскому мегавалу.

В пределах Карабашской зоны открыто 20 средних и мелких по запасам месторождений нефти с суммарными запасами категорий А + В + С₁ + С₂ 147 млн т. Нефтегазоносными и перспективными являются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, в том числе клиноформный, и аптский комплексы. Выявлено 200 ловушек, 19 из них подготовлены к поисковому бурению. Выдано 7 лицензий типа НП. В 2014 г. зарегистрировано открытие одного крупного нефтегазового месторождения — Оурынского с запасами нефти категорий С₁ + С₂ 33,792 млн т и газа 9,489 млрд м³. Месторождение открыто на лицензии НР, зарегистрированной в 2008 г. На нераспределенном фонде недр по результатам испытания ранее пробуренных скважин зарегистрировано мелкое нефтяное месторождение — Шугурское с запасами нефти 2,776 млн т.

Начальные суммарные ресурсы нефти Карабашской зоны оценены в 1,337 млрд т, в том числе нераспределенные ресурсы категорий С₃ + Д — 1,190 млрд т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы, проведенные за счет средств федерального бюджета, составили 852 млн р. Отработано 2298 км сейсморазведки 2D.

В настоящий момент на территории зоны за счет средств федерального бюджета проводятся региональные сейсмические работы на двух площадях. После завершения этих объектов планируется прекращение региональных работ. По результатам будет разработана уточненная программа лицензирования.

Юганско-Колтогорская нефтегазоперспективная зона расположена в пределах центральной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, включает северо-восток Тюменской области и северо-восток Томской области. Площадь зоны —

130,7 тыс. км², нераспределенной части — 99,3 тыс. км². Зона охватывает значительную часть Юганской мега-впадины и Колтогорско-Толькинскую шовную зону Западно-Сибирской плиты, разделенные Нижневартовским сводом. В границах рассматриваемой территории расположен Юганский заповедник.

В Юганско-Колтогорской зоне открыто 114 месторождений с начальными суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий А + В + С₁ + С₂ 1,112 млрд т.

Нефтеносными в Юганско-Колтогорской зоне являются неокомские (в том числе клиноформные), верхнеюрские, среднеюрские, а также сеноман-аптские отложения.

Начальные суммарные ресурсы зоны оцениваются в объеме 2,904 млрд т нефти, в том числе категорий С₃ + Д — 1,253 млрд т.

Юганско-Колтогорская нефтегазоперспективная зона была полностью завершена региональными геолого-геофизическими исследованиями до 2016 г. За 2014–2015 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы (за счет средств федерального бюджета) составили 693,4 млн р. Отработано 2324 км сейсморазведки 2D. Выделены крупные зоны и ловушки различного типа, перспективные на поиски залежей УВ. Выполнена оценка 70 новых ловушек УВ.

По результатам комплекса этих работ на территории зоны ведется активная лицензионная деятельность, недропользователям выдано 40 лицензий, из них 11 — НП, 26 — НР и 3 — НЭ. На лицензионных участках Юганско-Колтогорской зоны в 2013–2016 гг. зарегистрировано открытие 6 месторождений (Западно-Колтогорское, им. Н.Я. Медведева, Баклянское, Тауровское, Кирилкинское и Северо-Кеумское) с суммарными извлекаемыми запасами нефти 35,933 млн т. Разовый платеж составил 19,1 млрд р.

Озинско-Алтатинская перспективная зона в административном отношении расположена на юго-востоке Саратовской области. В тектоническом плане она приурочена к внутренней части прибортовой зоны Прикаспийской впадины. До настоящего времени промышленная нефтегазоносность подсолевых отложений в пределах рассматриваемой зоны не установлена.

Перспективы нефтегазоносности связываются с нижнепермским и среднефранско-нижнебашкирским карбонатными комплексами. Суммарные извлекаемые ресурсы Озинско-Алтатинской зоны площадью 2,75 тыс. км² оцениваются в 461,2 млн т усл. УВ. За счет средств федерального бюджета целенаправленное изучение Озинско-Алтатинской зоны подсолевых поднятий геофизическими методами ведется 15 лет. Отработано 2135 км сейсмопрофилей МОГТ 2D, из них 1010 км в комплексе с электроразведкой. Проведена гравиразведка.

По итогам выполненных работ прогнозируется крупная палеозойская карбонатная платформа, осложненная органогенными постройками. В ее пределах на Алтатинском и Озинском участках закартировано два крупных поисковых объекта.

В 2014 г. на Озинский участок площадью 0,263 тыс. км² выдана лицензия. На участке недропользователем отработано 260 км МОГТ 2D и переработано 555 км сейсмических профилей прошлых лет. По итогам выполненных работ Озинская структура была подготовлена к глубокому бурению с оценкой извлекаемых ресурсов категории Д₀ 47,9 млн т усл. УВ и выбрана точка заложения поисково-оценочной скважины проектной глубиной 7000 м.

На Алтатинском участке рекомендовано для постановки параметрического бурения южное двухвершинное поднятие. Составлен проект на бурение параметрической скв. Алтатинская-1 глубиной 7200 м со вскрытием среднедевонских отложений.

На Алтатинском участке в 2009 г. АО «НВНИИГТ» на тектонически экранированной ловушке предположительно по девонским отложениям рекомендована точка для постановки параметрического бурения. Составлен проект на бурение параметрической скв. Алтатинская-1 глубиной 7200 м со вскрытием среднедевонских отложений. В 2014–2016 гг. на Алтатинском участке ФГБУ «ВНИИГеосистем» выполнены опытно-производственные полевые работы в объеме 100 км сейсморазведки МОГТ 2D и 1250 км² гравиметрической съемки масштаба 1 : 50 000. На основе полномасштабного компьютерного моделирования сейсмического и гравитационного полей дан прогноз строения подсолевого разреза. Согласно структурным построениям по горизонту П₁, ранее предложенная АО «НВНИИГТ» точка заложения параметрической скважины оказалась в прогнута зона на глубине более 6000 м.

В 2017 г. завершены обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 2D в объеме 400 км, полученных в 2014–2015 гг. в Алтатинско-Ершовской зоне (исполнитель — АО «ЦГЭ»). В результате выполненных работ построены временные и структурные карты по надсолевым и подсолевым отражающим горизонтам. Структурные карты подсолевых осадочных комплексов отражают моноклинальное погружение горизонтов в южном направлении, не осложненное локальными поднятиями. По мнению специалистов АО «ЦГЭ», в подсолевом разрезе развиты депрессионные фации. Таким образом, ставится под сомнение точка зрения специалистов АО «НВНИИГТ» о развитии здесь карбонатной платформы верхнедевон-башкирского возраста, осложненной органогенными постройками. Бурение параметрической скважины на южной структуре Алтатинского объекта, рекомендованное АО «НВНИИГТ» признано недостаточно обоснованным и преждевременным. Специалисты АО «ЦГЭ» предлагают переориентировать гео-

лого-разведочные работы в Алтатинско-Ершовской зоне на надсолевые и межсолевые (подкарнизные) отложения, в которых выделено 4 перспективные ловушки в юрских и триасовых отложениях с оценкой извлекаемых ресурсов нефти категории Д_н в объеме 22 988 тыс. т. С позиции ФГБУ «ВНИГНИ», потенциал подсолевых отложений недоизучен из-за низкой достоверности наблюдений 2D под сложнорасчлененной толщей солей, и предлагается провести широкоазимутальной 3D-сейсморазведкой профиль от борта Прикаспийской впадины до границы с Казахстаном, а также при технической возможности углубить до 7 км остановленную из-за аварии скв. Южно-Алтатинская-2 (забой 5749 м).

Аргишско-Чунская нефтеперспективная зона расположена в центральной части Красноярского края, северной части Иркутской области и небольшой своей частью захватывает запад Республики Саха (Якутия).

В геологическом плане зона выделена в центральной части Сибирской платформы и охватывает территории четырех крупных тектонических структур — северо-восточный склон Байкитской антеклизы, южный борт Курейской синеклизы, северную часть Катангской седловины и северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы.

Площадь незалицензированной части зоны составляет 115,1 тыс. км².

Непосредственно в зоне открытых месторождений нефти нет. Перспективными на поиск залежей нефти являются рифейский, вендский и верхневенд-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы, меньшими перспективами обладают кембрийский и ордовик-девонский НГК.

Начальные суммарные ресурсы всей зоны в целом составляют 2 254,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 829,1 млн т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы, проведенные за счет средств федерального бюджета, составили 3470,5 млн р. Выполнено параметрическое бурение объемом 2270 м, отработано 4236 км сейсморазведки 2D, МТЗ и ЗСБ — 6527 км, гравиразведки — 2492 км².

По результатам лицензионной деятельности недропользователям выдано 11 лицензий, из них 6 — типа НП и 5 — НР. Разовый платеж составил 1,6 млрд р.

Из основных результатов параметрического бурения последних лет необходимо отметить получение промышленных притоков газа из Аракаевской параметрической скважины в отложениях аллохтонного блока надвигового комплекса в зоне передовых складок Урала (Предуральская зона), открытие газоконденсатной залежи в вендских отложениях Непско-Ботубинской антеклизы скв. Чайкинская-279 (Предпатомская зона).

Результаты бурения скв. Северо-Новоборская-1 в северной части Ижма-Печорской синеклизы и скв. Усть-Камчатская-1 в Тюшевском прогибе Восточной Камчатки положительных результатов не дали.

В качестве новой перспективной нефтегазопоисковой зоны приведем краткое описание кембрийской рифовой системы в Кочечумо-Мархинской зоне.

Зона развития ниже-среднекембрийских рифовых отложений установлена по данным бурения нескольких скважин (Танхайская-708, Айхальская-703, Удачнинская-2531 и др.) на территориях Сюгджерской и Анабарской НГО и хорошо выделяется по региональным профилям в южной части Курейской синеклизы.

Рифовая система по данным сейсморазведки прослеживается субшироко, погружается на запад и проходит через западный склон Сюгджерской седловины к южной части Тунгусской синеклизы.

В скважинах, вскрывших риф на небольших глубинах (1300–1500 м), получены мощные притоки воды с газом — до 1448 м³/сут. Кроме того, в керне наблюдались многочисленные выпоты нефти из удачининской и чукукской свит [9, 10].

В скв. Танхайская-708, по данным изучения керна, пористость изменяется от 6–7 % до 16–19 %.

Удачнинская рифогенная свита включает отложения ботомского, тайонского и амгинского ярусов. Толща вскрыта как минимум восемью скважинами, в их числе Танхайская-708, опорная Мархинская, Айхальская-703, гидрогеологическими скважинами 306, 308, 310 и др. Разрезы изучены довольно детально. Рифогенная толща залегает в интервале глубин 2458,0–1464,0 м; подстилается эмяксинской свитой — пестроцветной карбонатной толщей атдабанского яруса. Перекрывается пачкой переслаивания доломитов и доломитовых мергелей хабардинской свиты, относимой к майскому ярусу.

Эмяксинская свита сложена известняками и доломитами, в нижней части с прослоями мергелей. Породы характеризуются серыми, буровато-коричневыми окрасками с прослоями светло-серых. Породы плотные, крепкие, отдельными уровнями с многочисленными стилолитами, пигментированными темно-серым до черного глинисто-органическим веществом.

Микроскопически установлены следующие структурные типы карбонатов:

1. Известняк пелитоморфный прерывисто микрослоистый, неравномерно пиритизированный, обогащенный тонкодисперсным ОВ;

2. Известняк пелитоморфный со шламом, доломитистый, с тонкими линзовидными прослоями, обогащенными тонкодисперсным ОВ;

3. Карбонатный гравелит с пелитоморфно-микроструктурным доломитовым заполнителем;

гравийные обломки сложены пелитоморфными и пелитоморфно-шламовыми карбонатами;

4. Известняк микрокомковатый, с детритом трилобитов, спикулами губок и шламом, доломитовый биотурбированный (рис. 15 А);

5. Известняк спикуловый с редким раковинным детритом;

6. Известняк спикуловый с многочисленным трилобитовым детритом;

7. Известняк аулопоровый с раковинным детритом.

Для карбонатов пестроцветной толщи характерны вторичные комковатые текстуры, образованные в результате будинажа. Будины разделяются карбонатом, обогащенным тонкодисперсным органическим и глинистым веществом.

Удачнинская свита сложена известняками и доломитами. Породы светло-серые, серые, розовато-буроватые, кремово-серые внизу с прослоями, обогащенными глинистым веществом, переходящие в мергели. Породы плотные, крепкие со стилолитами и трещинами, заполненными глинисто-органическим веществом с включениями светло-серого ангидрита. Вверху в карбонатах появляются пористые и кавернозные участки.

Микроскопически установлены следующие структурные типы карбонатных пород:

1. Известняк пелитоморфный с раковинным детритом и шламом, линзовидно-слоистый, брекчиевидный.

2. Известняк водорослевый эпифитоновый биогермный с раковинным детритом, разным количеством пелитоморфного карбоната (от незначительного до обильного).

3. Известняк водорослевый проаулопоровый с обломками археациат, раковинным детритом, редкими оолитами, доломитистый (см. рис. 15 В);

4. Карбонатный гравелит с тонкокристаллическим доломитовым заполнителем, в обломках водорослевые известняки.

5. Доломиты и известняки обломочные песчано-гравийные, в обломках известняки и доломиты микроструктурные, между обломками водоросли, раковинный детрит, шлам, пелитоморфный карбонат (см. рис. 15 С).

6. Карбонатная конгломератобрекчия; в обломках известняки шламово-мелкодетритовые, заполнитель — тонкокристаллический доломит;

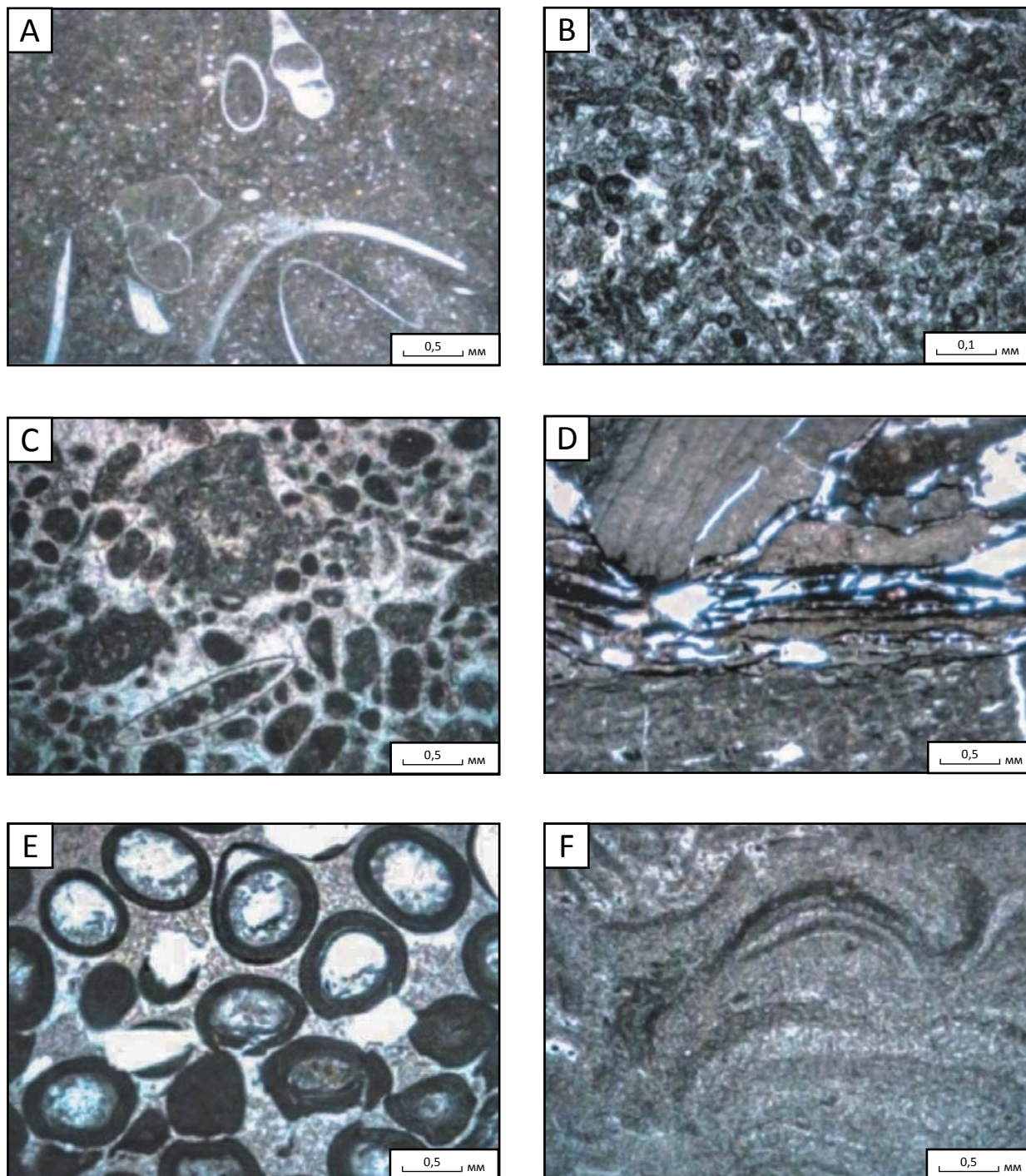
7. Известняковые и доломитовые брекчии взламывания (см. рис. 15 Д).

8. Доломит мелкообломочный, разнонаправленно косо-слоистый с терригенной примесью;

9. Доломит известковый, пелитоморфно-микроструктурный с редким шламом, неотчетливо линзовидно-слоистый.

Рис. 15. Шлифы коллекторов из отложений различного типа (профиль PR 10)

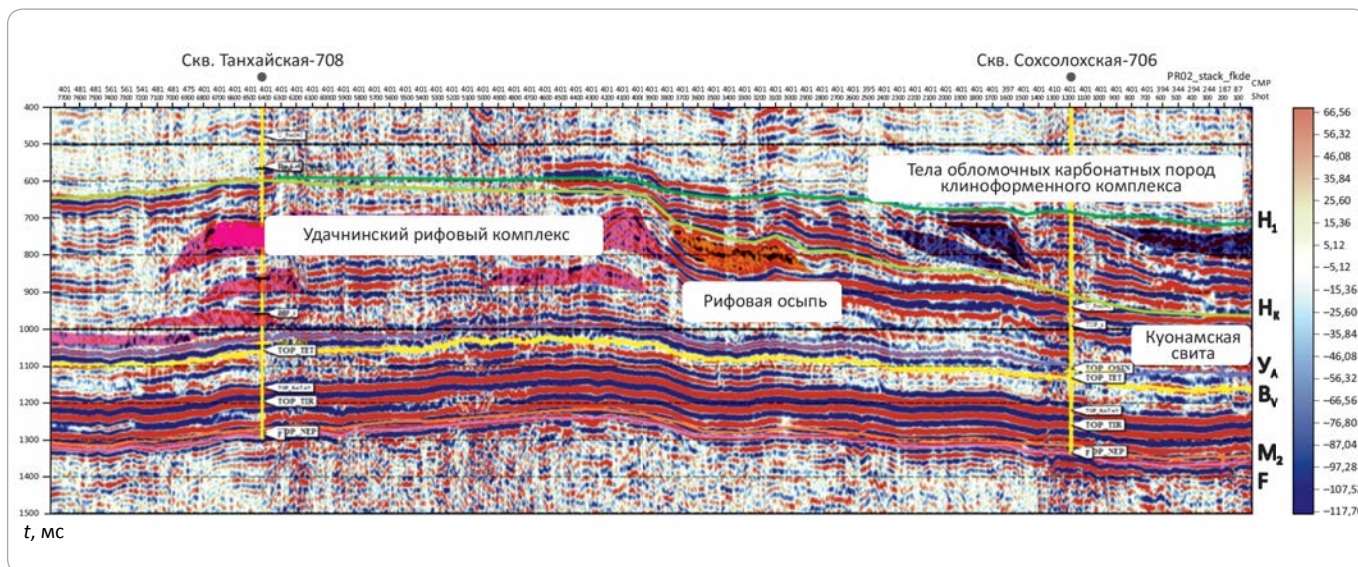
Fig. 15. Thin sections from reservoirs of the various types (PR 10 cross-section)



A — отложения открытого шельфа, детритовые известняки (вакстоуны); B — водорослевые известняки (баундстоуны); C — обломочные известняки зарифовых шлейфов (грейнстоуны — пакстоуны); D — отложения конусов выноса, обломочные известняки; E — оолитовые известняки (грейнстоуны) зарифовых отмелей; F — строматолитовый доломит

A — open shelf sequences, detritic limestone (wackestone); B — algal limestone (boundstone); C — clastic limestone of backreef apron (grainstone — packstone); D — fan sequences, clastic limestone; E — oolite limestone (grainstone) of backreef bars; F — stromatolitic dolomite

Рис. 16. Седиментологическая интерпретация сейсмопрофиля PR 10
Fig. 16. Sedimentological interpretation of PR 10 seismic section



10. Доломит пелитоморфный с алевроитово-тонкопесчаной примесью кварца, прерывисто линзовидно-слоистый.

11. Доломит микро-тонкокристаллический с реликтами обломочной структуры.

12. Известняки и доломиты оолитово-обломочные с раковинным детритом, крустификационно-поровым карбонатным цементом (см. рис. 15 E).

13. Доломит строматолитовый пластовый.

14. Доломит строматолитовый желваково-пластовый (см. рис. 15 F).

15. Доломит микрокристаллический с реликтами строматолитового строения.

16. Доломит мелко-среднекристаллический с реликтами строматолитового строения, кавернозный.

17. Доломит микрокомковатый.

18. Доломит мелко-среднекристаллический, кавернозный.

Нижняя часть разреза с глубины 2434,3 м сложена известняками пелитоморфно-микрокристаллическими, пелитоморфно-шламовыми, шламово-детритовыми, микрокомковатыми, водорослевыми, доломитами микро-тонкокристаллическими с реликтами первичных структур, обломочными карбонатами — от песчаных, песчано-гравийных, гравийных до конгломератобрекчий.

В верхней прикровельной части разреза залегают доломиты пелитоморфные неравномерно прерывистые линзовидно-слоистые, содержащие алевроитовую и тонкопесчаную примесь кварца, участками с деформированной текстурой, доломиты мелкообломочные разнонаправленно косослоистые, с терригенной примесью и доломитовые брекчии взламывания.

Строение рифовой системы хорошо видно на сейсмопрофиле PR 10 (рис. 16), проходящем через скважины Сохсолохская-706 и Танхайская-708 и пересекающем ее практически вкрест простирания.

В пределах рифовой системы и ее окружения выделяется четыре типа разрезов:

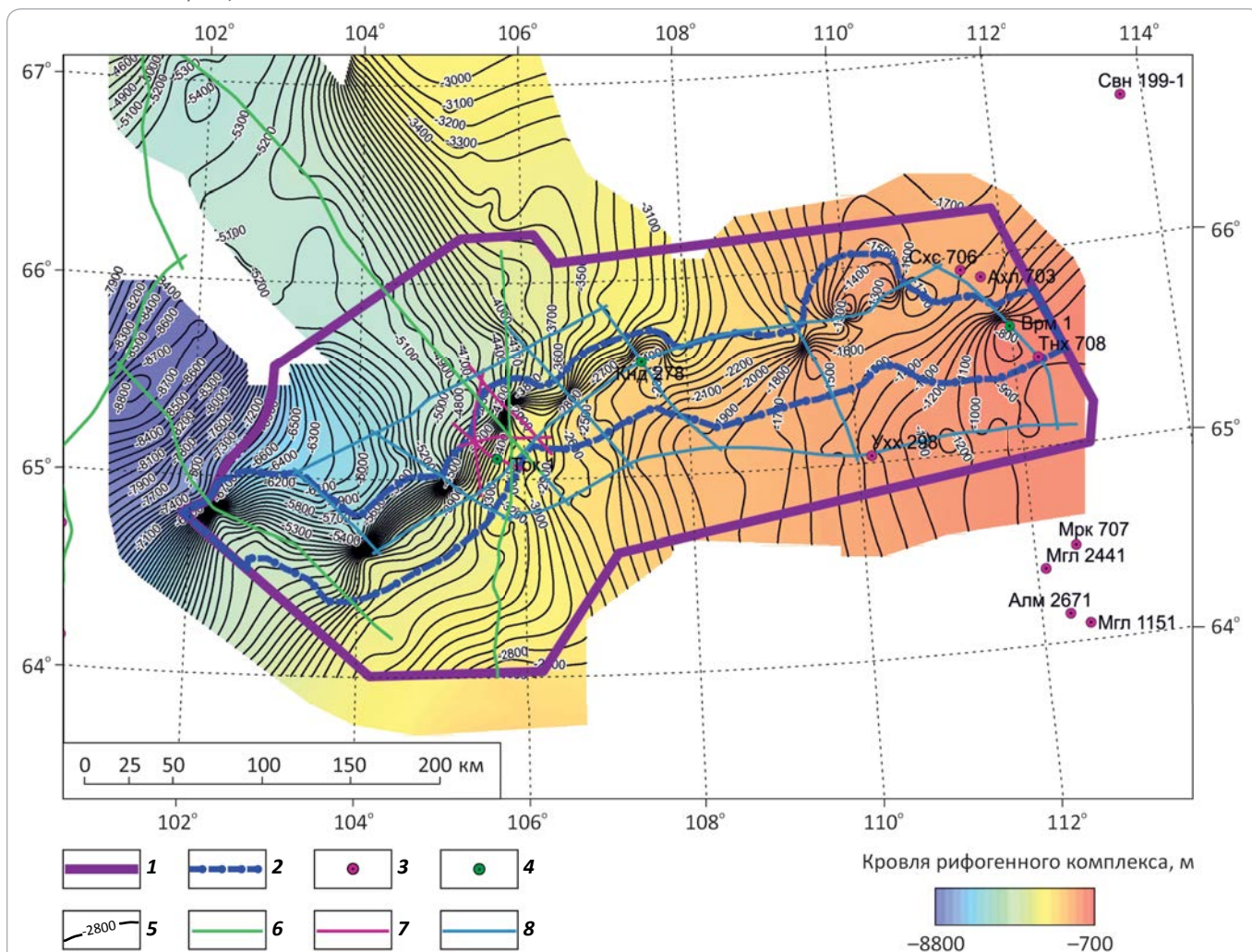
- 1) собственно рифовый комплекс;
- 2) клиноформные комплексы и конусы выноса обломочного карбонатного материала на северном склоне рифовой системы;
- 3) нефтематеринская куонамская свита, развитая к северу от рифовой зоны;
- 4) тыловая часть рифовой системы к югу от нее.

Ширина рифовой зоны составляет 6–12 км. Она состоит из отдельных рифовых массивов, разделенных межрифовыми проливами. Размеры рифовых массивов в среднем составляют 5–10 км, ширина межрифовых проливов — 2–10 км. Размеры тел обломочных карбонатных пород конусов выноса и в клиноформных комплексах также невелики — до 10–15 км в поперечнике.

Плотность ресурсов для верхних 100 м разреза составляет около 500 тыс. т/км². Плотность рассчитана по графику зависимости удельной плотности ресурсов УВ от коэффициента эффективной мощности разреза, определенной для месторождений в карбонатных рифовых комплексах в работе [11]. В скв. Танхайская-708 $K_{эф}$ равен 0,39. Площадь развития рифовой системы в Кочечумо-Мархинской зоне составляет 24626 км². Геологические ресурсы УВ категории Д₂ в пределах рифовой зоны рассчитаны с учетом межрифовых проливов, разделяющих рифовые массивы, площади тыловой части рифовой системы и распределения структурных ловушек и составят 2,1 млрд т.

Рис. 17. Структурная карта по отражающему горизонту Nk (кровля ичерской свиты в пределах карбонатной платформы и пачки аргиллитов внутри куонамской свиты)

Fig. 17. Depth map over the Nk reflector (top of the Ichersky Fm within the carbonate platform and claystone member within the Kuonamsky Fm)



Границы (1, 2): 1 — Кочучумо-Мархинской нефтегазоперспективной зоны, 2 — распространения барьерной рифовой системы нижнего кембрия; 3 — скважины; 4 — рекомендованные скважины (Трк-1 — Туруканская-1, Кнд-279 — Канандинская-278, Врм-1 — Верхнемархинская-1); 5 — изогипсы кровли рифового комплекса; **сейморазведочные профили (6–8):** 6 — региональные геотравессы, 7 — Экондинская с/п 2012-2014, 8 — Вилюйско-Мархинская с/п № 8/2011-2013

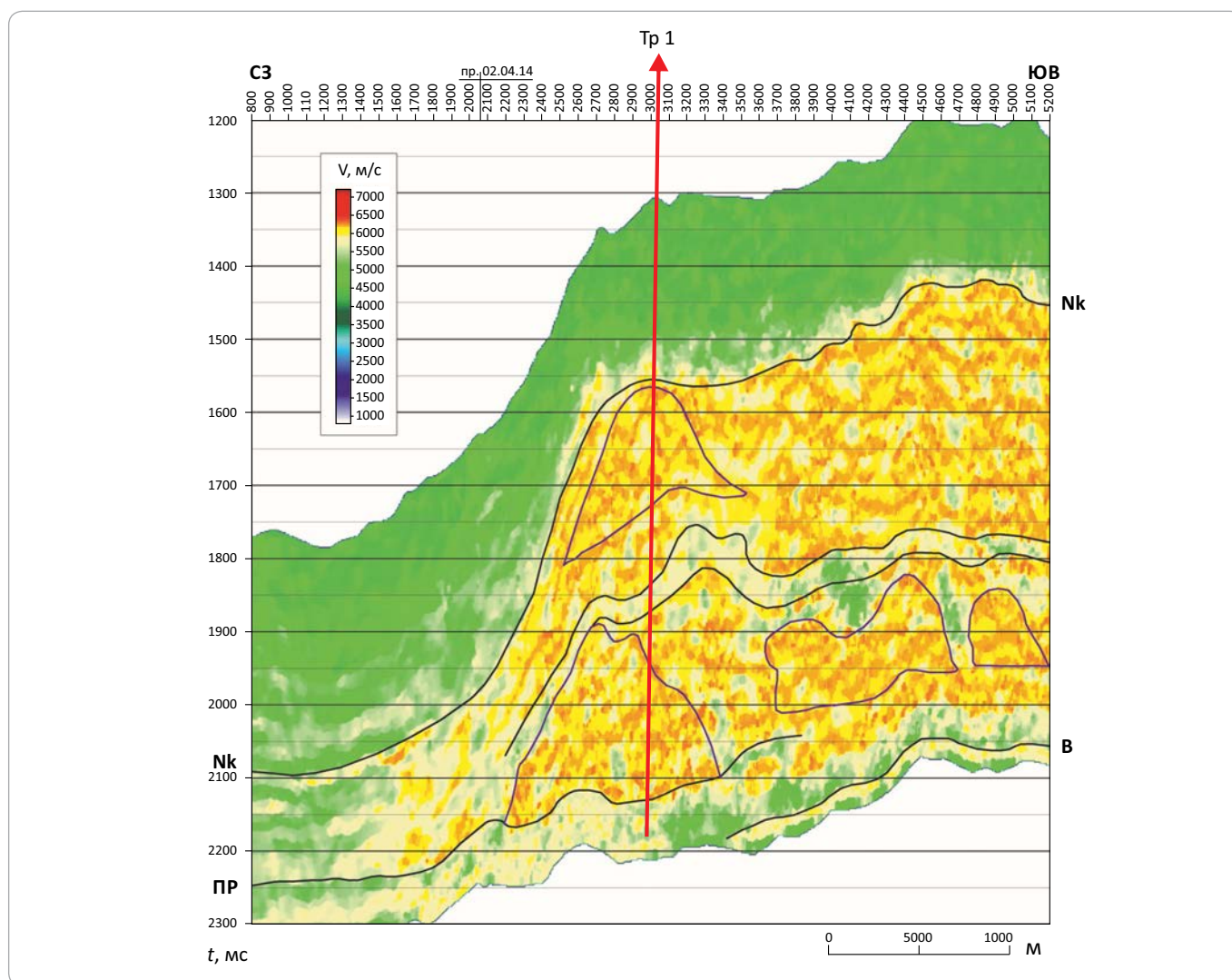
Boundaries (1–2): 1 — Kochuchumsky-Markhinsky oil and gas bearing zone, 2 — occurrence of barrier reef system of the Lower Cambrian; 3 — wells; 4 — recommended wells (Трк-1 — Turukansky-1, Кнд-279 — Kanandinsky-278, Врм-1 — Verkhnemarkhinsky-1); 5 — structural contours of reef sequence; **seismic lines (6–8):** 6 — regional geotraverses, 7 — Econdinsky SC 2012-2014, 8 — Vilyuisky-Markhinsky SC № 8/2011-2013

Для изучения строения рифового комплекса и терригенных вендских отложений предлагается бурение трех параметрических скважин на юго-западном склоне Анабарской синеклизы. Сква. Канандинская-278 закладывается в наиболее приподнятой центральной части одного из рифовых массивов в пределах рифовой системы (рис. 17). Параметрическая сква. Верхнемархинская-1 предлагается к бурению в центральной части барьерно-рифовой окраины, глубина вскрытия кровли рифового комплекса прогнозируется на глубине –800 м, проектный забой — на глубине –2550 м (кристаллический фун-

дамент). Помимо оценки перспектив нефтегазонасности ниже-среднекембрийских отложений, скважиной предполагается оценить перспективы бюксской свиты венда. Положительными предпосылками можно считать полученные притоки нефти из карбонатных отложений бюксской свиты в сква. Танхайская-708, расположенной в 40 км юго-восточнее рекомендуемой скважины и гипсометрически ниже, чем проектная, на 150 м.

Скважину Трк-1 глубиной 5000 м предполагается пробурить на профиле PR 08 до вскрытия подошвы рифовых отложений (рис. 18).

Рис. 18. Сейсмоакустический разрез по профилю 01.04.14 (оптимизационная технология динамической интерпретации)
Fig. 18. Seismoacoustic cross-section along the line 01.04.14 (optimization technology of amplitude interpretation)



Основные задачи бурения скважины — обоснование и прослеживание ниже-среднекембрийской рифовой системы, определение фильтрационно-емкостных свойств пород рифового комплекса, стратификация разреза, привязка отражающих горизонтов, выявление характера насыщения пород и возможности формирования залежи УВ в рифовом комплексе. Определение экранирующих свойств, перекрывающих риф глинисто-карбонатных отложений верхоленской свиты.

В связи с получением новой геологической информации и переоценкой ресурсных потенциалов

возникла необходимость корректировки перечня первоочередных зон. Исходя из степени геологической изученности и перспективности, предлагается следующий перечень:

1. Гыдано-Хатангская (Анабаро-Хатангская);
2. Аргишско-Чунская;
3. Кочечумско-Мархинская (зона развития кембрийских рифов);
4. Предверхоянская (Предверхоянско-Майская);
5. Предуральская (Южно-Предуральская, Средне-Предуральская).

Литература

1. Высоцкий В.И. Ресурсы нефти и газа мира. Глобальные и региональные тренды их освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2017. — № 5. — С. 22–26.
2. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира в 2010–2016 гг. Информационно-аналитический обзор. — М.: ОАО «ВНИИ-Зарубежгеология», 2017. — 59 с.
3. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов — основа развития топливно-энергетического комплекса России // Геология нефти и газа. — 2016. — № 3. — С. 3–13.

4. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 14–23.
5. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья с изменениями и дополнениями в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2007 года N ВЗ-П9-4722, протоколом заседания Правительства Российской Федерации от 27 марта 2008 года N 12 : утверждена приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г. N 151. – М., 2008.
6. Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года : утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 года N 1039-р.
7. Каспаров О.С., Хлебников П.А., Варламов А.И., Киселев Е.А., Мельников П.Н., Соловьев Б.А. Оценка состояния геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории России и ее континентальном шельфе в период между проведением VII и VIII Всероссийских съездов геологов (2012–2016) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 4–13.
8. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Енисей-Хатангский район) // Геология нефти и газа. – 2017. – №. 1. – С. 34.
9. Шабанов Ю.Я., Асташкин В.А., Пегель Т.В. и др. Нижний палеозой юго-западного склона Анабарской антеклизы (по материалам бурения). – Новосибирск : Наука, 1987. – 207 с.
10. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы : в 2 т. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
11. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, 1988. – 201 с.

References

1. Vysotsky V.I. Oil and gas resources of the world. Global and regional trends in their development. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2017;(5):22–26.
2. Vysotsky V.I. World petroleum industry in 2010–2016. Information and analytical review. Moscow: OAO "VNIIZarubezhgeologiya"; 2017. 59 p.
3. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaja M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. Hydrocarbon resources potential — the backbone of Russian fuel-and-energy sector development. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(3):3–13.
4. Varlamov A.I. Present state and further development of crude oil basis of the Russian Federation in the light of current challenges. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(5):14–23.
5. Long-term national program of subsurface exploration and reserves replacement in Russia on the basis of mineral raw materials demand and replacement balance, with amendments according to instruction of the Government of the Russian Federation No. ВЗ-П9-4722 dated 28.09.2007, Records of the Government of the Russian Federation meeting No. 12 dated 27.03.2008; approved by the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation on 16.07.2008 No. 151. Moscow; 2008.
6. Strategy of geological industry development for the period until 2030; approved by the Government Executive Order dated 21.06.2010. N 1039-p.
7. Kasparov O.S., Khlebnikov P.A., Varlamov A.I., Kiselev E.A., Melnikov P.N., Soloviev B.A. The assessment of oil and gas geological exploration state within Russia and Russian continental shelf during the period between the VIth and VIIIth All-Russian congresses of geologists (2012–2016). *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(5):4–13.
8. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. Mesozoic-Cenozoic geological history of the north of Western and Eastern Siberia based on the seismic data analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(1):34.
9. Shabanov Yu.Ya., Astashkin V.A., Pegel' T.V. et al. Lower Palaeozoic of the south-western slope of Anabar antecline (according to drilling data). Novosibirsk: Nauka; 1987. 207 p.
10. Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian: in two volumes; Vol. 1. Stratigraphy / edited by Shabanov Yu.Ya. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN; 2016. 497 p.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting. Moscow: Nedra; 1998. 201 p.

ГеоЕвразия-2019

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка
«Современные технологии изучения и освоения недр Евразии»

Geosciences Eurasia Conference and Exhibition

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

- Региональные геолого-геофизические исследования
- Актуальные вопросы нефтегазовой геологии
- Геологическое моделирование месторождений нефти и газа
- Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ
- Петрофизика и геомеханика
- Сейсмические технологии
- Скважинная сейсморазведка
- Геофизическое оборудование и аппаратура
- Малоглубинная геофизика
- Геолого-геофизические исследования месторождений твердых полезных ископаемых
- Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов
- Подземные воды и опасные геологические процессы
- Дистанционное зондирование Земли
- Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли
- Цифровая трансформация индустрии

ВАЖНЫЕ ДАТЫ

Для докладчиков:

- 1 мая Начало приема кратких аннотаций
- 15 сентября Окончание приема кратких аннотаций
- 15 октября Оповещение авторов о включении в программу конференции
- 1 ноября Окончание приема полных тезисов докладов/публикация предварительной программы конференции

Для участников конференции:

- 25 апреля Открытие регистрации
- 1 ноября Окончание льготной регистрации
- 25 декабря Окончание предварительной регистрации
- 4-7 февраля Регистрация на месте

Для участников выставки:

- 25 апреля Начало приема заявок на выставку
- 25 августа Окончание бронирования выставочных площадей по льготной цене
- 25 октября Окончание бронирования выставочных площадей

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- Применение робототехники и беспилотных летательных аппаратов для геофизических исследований
- Современные геотермические исследования
- Геомониторинг и экологические изыскания на шельфе
- Разработка отечественного программного обеспечения
- Юниорные компании
- Цифровые технологии: где мы, куда идём и как быстро?
- Физика пласта: предметы и задачи
- Нефтегазоносность Сахалинского шельфа
- Поиски нефти и газа в районах сложного геологического строения
- Геолого-экономический анализ
- Геологическое и геофизическое образование
- Управление проектами

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Даты проведения	4-7 февраля 2019 г
Место проведения	Центр международной торговли, Москва
Ожидаемое количество участников	1500
Площадь выставки	1500 м2



Международная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО)



Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Ассоциация «АИС»)



Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)

УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36

Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири

© 2018 г. | В.Ю. Морозов¹, В.В. Сапьяник²

¹ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; bazily2010@gmail.com;

²АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск, Россия; sapjanik@sniiggims.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; нефть; газ; ресурсы; запасы; перспективы; стадийность геолого-разведочных работ.*

В статье рассмотрены основные проблемы освоения текущих запасов УВ и обоснованы перспективы ресурсного потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Подчеркнута необходимость проведения поисковых работ за пределами горных отводов распределенного фонда недр и актуальность пересмотра старого фонда скважин, качественное переиспытание которых приводит к открытию новых месторождений. На конкретных примерах показаны направления геолого-разведочных работ для завершения региональных исследований на малоизученных землях внешнего пояса Западно-Сибирской плиты. Акцентировано внимание и даны рекомендации для решения ключевых проблем, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западной Сибири.

Для цитирования: Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36.

Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking

© 2018 | V.Yu. Morozov¹, V.V. Sapyanik²

¹ZapSibNIIG, Tyumen, Russia; bazily2010@gmail.com;

²SNIIGGIMS, Novosibirsk, Russia; sapjanik@sniiggims.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Western Siberia; oil; gas; resources; reserves; prospects; exploration and prospecting stages.*

The paper considers the key problems of current hydrocarbon reserves development; as on 01.01.2018, oil production amounts to 290.9 MM tons representing 55.9 % of total reserves of the remaining RF oil and gas provinces. Prospects of unexplored potential resources of the West Siberian Petroleum Province are substantiated; in-place resources of this province make 80 % of unallocated fund of subsurface mineral resources. The following aspects are emphasized: need for prospecting activities outside the mining allotments of the allocated fund of subsurface mineral resources; urgency of old well stock revising (their high-quality re-testing results in new fields discovery). Exploration and prospecting focus areas for regional works completion in the underexplored territories of the exterior belt of the West Siberian Plate are shown through the certain case histories; several fields such as Our'insky (having initial recoverable oil reserves of 33.8 MM tons), Baklyansky (1.5 MM tons), Shugursky (2.8 MM tons), East Kayumovsky (2.5 MM tons), etc., are discovered there in the recent years. Special attention is paid to the extensive production dynamics of the major RF oil producer — Khanty-Mansi Autonomous Okrug: oil production in recent years decreased by 35.9 MM tons. Recommendations on solving the key problems hindering the resource base development in this petroleum province are given.

For citation: Morozov V.Yu., Sapyanik V.V. Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36.

Поисками, разведкой, добычей, транспортировкой, переработкой, реализацией нефти, газа и производных из них продуктов заняты многие миллионы людей. Именно ресурсы углеводородов образуют основу бюджета большинства развитых стран и, несмотря на периодичность кризисных ситуаций, позволяют поддерживать стабильность мировой экономики.

Экономическое развитие народного хозяйства Российской Федерации в большой степени связано с освоением ресурсов Западно-Сибирской НПП. Например, СССР в 1946 г. добыто 22 млн т нефти, в 1988 г. (пик добычи) — 623 млн т, т. е. наблюдается рост в 28 раз (в Западной Сибири добыто 415 млн т — 67 % общей добычи в стране). Добыча газа в Тюмени с 0,1 млрд м³ в 1964 г. выросла до



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

547 млрд м³ в 1990 г. В короткие сроки были открыты уникальные нефтяные месторождения-гиганты: Самотлор, Федоровское, Талинское и др. Еще более впечатляют размеры выявленных газовых месторождений-гигантов: Уренгойского, Ямбургского и др. Значительную роль в этих открытиях сыграли научно-исследовательские работы геологических институтов — сначала ленинградских ВСЕГЕИ и ВНИГРИ, затем созданных в Новосибирске и Тюмени СНИИ-ГТИМС, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИгеофизика и др. Они обеспечили научно обоснованные направления и методы поисков и разведки, скоростного бурения, эффективного извлечения нефти и газа. К концу 1980-х гг. объем поисково-разведочного бурения достиг в Тюменской области 2,5 млн м — половины объема буровых работ на территории всего СССР. В Главном Тюменском производственном геологическом управлении (Главтюменьгеология) работало около 100 тыс. сотрудников. Задачей «Главка» являлась подготовка запасов промышленных категорий (A + B + C₁ + C₂) и перспективных ресурсов категории C₃. Производственные геолого-разведочные работы в 1990-х гг. выполнялись силами восьми объединений и многочисленными нефтеразведочными экспедициями (НРЭ). Сейсмические партии готовили поисковые объекты с перспективными ресурсами категории C₃. Геологическая служба объединений и экспедиций выполняла поисково-разведочные работы и готовила запасы углеводородов промышленных категорий (ресурсы C₃ переводили в запасы категорий A + B + C₁ + C₂).

Сейчас ситуация в нефтегазодобывающей отрасли сложная. На многих месторождениях происходит падение добычи. Открываются мелкие, часто малодебитные месторождения и залежи, находящиеся на больших глубинах, в сложных ловушках. Нужны новые, более совершенные методы поиска и добычи, новая техника. Все это совпало по времени с коренной перестройкой отечественной геологической службы. Нефтяные компании в основном нацелены на добычу. Часть геолого-разведочных организаций ликвидирована, часть — сильно ослаблена. Это привело к тому, что прирост запасов не компенсирует добычу. Отрицательная динамика освоения ресурсного потенциала особенно заметна на основных территориях нефтедобычи Российской Федерации. Так, в Ханты-Мансийском АО добыча нефти снизилась за последние годы на 35,9 млн т. Экстенсивную динамику добычи поддерживают вводимые в эксплуатацию месторождения, которые были открыты еще в Советском Союзе (рис. 1).

Современные работы по геологическому изучению недр в основном нацелены на потенциально нефтегазоносные территории внешнего пояса Западно-Сибирской плиты, которые характеризуются сложным геологическим строением, отсутствием инфраструктуры и слабой освоенностью ресурсной

базы УВ. Это определяет риски экономической эффективности большинства выбранных направлений и стадий проведения геолого-разведочных работ в рамках программ регионального геологического изучения.

В то же время большинство ученых и геологов-практиков считают, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция в обозримой перспективе останется главной нефтегазодобывающей базой России. Этот тезис подтверждается данными Государственного баланса, а также ранее выполненными и текущими оценками ресурсной базы провинции, которые показывают, что по состоянию на 01.01.2017 г. добыча в Западной Сибири составляет 310 млн т нефти и 527 млрд м³ газа; это соответствует 61 и 88 % суммы показателей остальных нефтегазоносных провинций Российской Федерации.

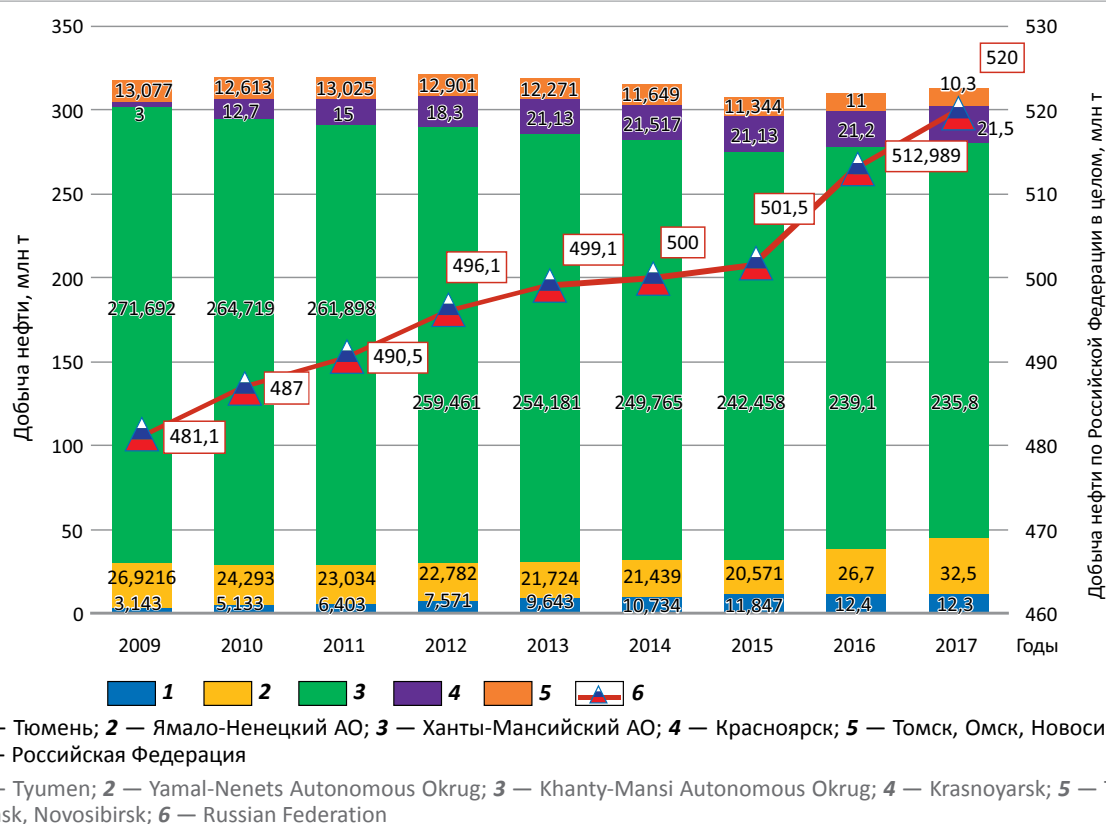
К настоящему времени на территории провинции открыто более 900 месторождений, по запасам относящихся как к супергигантам и гигантам, так и к мелким залежам. Из них 55,9 % находится в разработке, 44,1 % — в разведке. Они сосредоточены в двух крупных областях: внутренней, где залежи нефти и газа приурочены к отложениям юры и мела, и внешней, где основные запасы углеводородов сконцентрированы в юрских отложениях.

На внутреннюю область приходятся главные запасы нефти, газа и конденсата. Промышленные залежи обнаружены в широком стратиграфическом диапазоне — от зоны дезинтеграции пород палеозоя до сеномана включительно. Глубина залегания продуктивных пластов от 600 до 4000 м. Общая толщина нефтегазоносных отложений более 3000 м. Практически все месторождения внутренней области многопластовые. Здесь открыты гигантские и крупные месторождения нефти. Самотлорское месторождение является самым крупным. Там выявлено семь залежей нефти (три — в отложениях валанжина, одна — в готериве, две — в барреме и одна — в апте). Высокодебитные пласты залегают на глубине 2125–2225 и 2020–2135 м. Аналогичным строением характеризуются Мамонтовско-Усть-Балыкское, Лянторское, Федоровское, Локозовское и другие месторождения нефти. Они различаются числом продуктивных пластов и их распределением по стратиграфическим уровням верхней юры и мела.

На северных территориях внутренней области Западно-Сибирской НГП открыты такие месторождения газа и конденсата (супергиганты и гиганты), как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Тазовское, Харасавейское, Заполярное, Комсомольское и др. Залежи газа и газоконденсата сосредоточены в песчаниках сеномана под глинистым турон-палеогеновым региональным экраном. Ниже, в отложениях неокма, под зональными экранами на ряде месторождений открыты залежи газа, газоконденсата с нефтяными оторочками.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рис. 1. Сравнительная динамика добычи нефти в Российской Федерации и Западно-Сибирской НГП
Fig. 1. Comparative oil production history of Russian Federation and West Siberian Petroleum Province



Тем не менее, при значительном ресурсном потенциале внутренних областей нефтегазоносной провинции, высока степень выработанности начальных суммарных ресурсов (НСР). Текущие запасы с высокими добычными возможностями (КИН более 40 %) характеризуются высокой степенью обводненности (в пределах 90 % и более) (Недропользование ..., 2016).

Показатель открытия преимущественно средних и мелких месторождений коррелирует с состоянием Государственного баланса РФ. Из анализа данных 2009–2017 гг. следует, что ввод месторождений в разработку опережает новые открытия и подготовку месторождений к эксплуатации, т. е. темпы разведочного и поискового этапов геолого-разведочных работ явно недостаточны для поддержания ресурсной базы Западно-Сибирской НГП. Эти материалы подтверждают точку зрения К.А. Клещева [1] об истощении недр основных нефтедобывающих районов Западной Сибири, связанном с понижением средних значений запасов открываемых месторождений и усложнением геологических условий поиска новых залежей УВ.

В то же время анализ ресурсной базы внутренних областей Западной Сибири, выполненный специалистами НАЦ РН им. В.И. Шпилемана (Недропользование ..., 2016) [2], свидетельствует о том, что проблему экстенсивной динамики добычи могут решить:

льготный режим на ввод в эксплуатацию малодобитных месторождений; расширение поисковых работ за пределами горных отводов, содержащих более 90 % общих НСР отдельных территорий распределенного фонда недр (рис. 2) [2]; освоение периферийных районов Западно-Сибирской НГП, где в последние годы открыты такие месторождения, как Оурьинское с начальными извлекаемыми запасами нефти 33,8 млн т, Бакляное — 1,5 млн т, Шугурское — 2,8 млн т, Восточно-Каюмовское — 2,5 млн т и др.

Нефтегазоносность земель, опоясывающих внутреннюю область, связана с отложениями юры. Продуктивные толщи находятся в интервале глубин 1200–3000 м. Основные запасы углеводородов открыты в отложениях верхней юры: Березовское, Даниловское, Мулымьинское, Мыльдзинское, Лугинское, Верхтарское, Первомайское, Усть-Часельское и многие другие.

По мере движения к периферии Западно-Сибирской НГП происходит значительное сокращение разреза, содержащего продуктивные горизонты. Здесь отмечается отсутствие залежей УВ в нижнемеловых, а затем и в верхнеюрских отложениях, что объясняется в первую очередь исчезновением надежных региональных покровов, малыми глубинами залегания и соответственно постепенным понижением термической преобразованности ОВ.

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 2. Распределение извлекаемых запасов и ресурсов в пределах контуров лицензионных участков Ханты-Мансийского АО между отложениями выше (А) и ниже (В) ограничения пользования недрами по глубине [2]

Fig. 2. Distribution of recoverable reserves and resources within the License Areas of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug between the formations above (A) and below (B) the depth limitations of subsoil use [2]



В то же время нижние горизонты юры распространены широко, особенно в отрицательных депрессиях, где преобладанность ОВ находится в интервале от $МК_1^2$ (Г) до $МК_2$ (Ж) в центре депрессий I порядка. Для каждой из отрицательных структур I порядка типичны свои специфические черты режима седиментогенеза, исходя из которых определяется характерный набор преобладающих потенциально нефтегазоносных песчаных тел. В Колтогорском мегапрогибе и Фроловской мегавпадине это главным образом различной морфологии песчаные тела мелкого шельфа (пески подводных возвышенностей, клиноформы, темпеститы, вдольбереговые бары и т. п.); в Юганской, Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадинах — песчаные покровные тела сублиторали и литорали, вдольбереговые бары, барьерные острова, фронт и морской край дельтовой платформы, дельтовые бороздины, протоки, пляжи, устьевые бары, аллювиальные врезы речных долин в нижней их части и т. д.; в Бакчарской и Восточно-Пайдугинской мегавпадинах — шнурковые песчаные тела речных долин и надводной части дельтовых платформ, вдольбереговые косы, бары. Кроме перечисленных обстановок в депрессиях широко развиты и спокойно-водные бассейны — полужамкнутые морские заливы с низин-

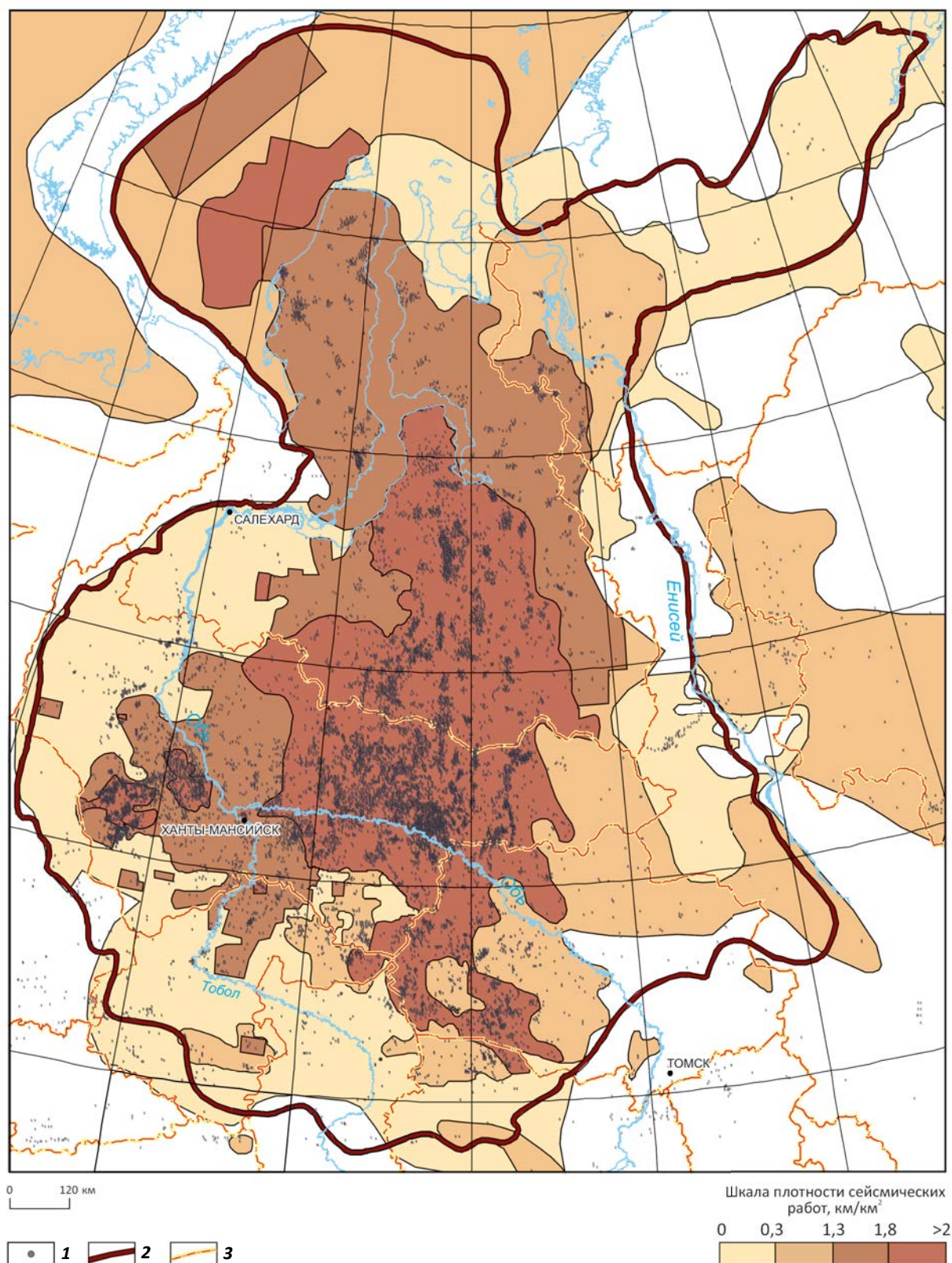
ными берегами, лагуны, озера, болота, где накапливался тонкодисперсный материал и откладывались значительные массы органики, в том числе сапропелевой. Большая часть территории периодически превращалась в морской бассейн преимущественно с глинистым седиментогенезом, где формировались экранирующие и нефтематеринские толщи [3, 4].

Хотя названные особенности (с возрастающей тенденцией в направлении к областям сноса) несколько ухудшают экранирующие свойства, тем не менее наличие бассейновых фаций, а также состав глинистых минералов (гидрослюда, хлорит, монтмориллонит, каолинит), слагающих глинистые горизонты, их мощность (среднеурманская подсвита 40–80 м, тогурская свита 30–50 м, перевальная свита 40–50 м, сандибинская свита 35–55 м, среднетюменская подсвита 40–60 м), выдержанность по площади и другие факторы свидетельствуют о достаточной надежности для сохранности залежей углеводородов левинского, китербютского, лайдинского и леонтьевского флюидоупоров в пределах отрицательных структур. Можно предположить, что при продвижении морского побережья к областям сноса названные трансгрессивные глинистые толщи с латеральным перекрытием полностью запечатали подстилающие их песчано-алевритовые резервуары, создавая замкнутые нефтегазогеологические системы нижней и средней юры в пределах депрессионных зон Западно-Сибирской НГП.

Вместе с тем на периферийных областях плиты поисковый этап не начат. Они находятся преимущественно на начальной стадии региональных исследований (рис. 3). По мере продвижения к внешнему поясу увеличивается процент недоразведанности перспективных и прогнозных ресурсов в зависимости от общего ресурсного потенциала территории. Так, в юго-восточных землях он составляет от 15 до 52 %, а в Пайдугинской НГО — уже 90 % и достигает 100 % в Предъенисейской и Елогуй-Туруханской ПНГО. При этом основные ресурсы, особенно по нижнеюрскому комплексу, сосредоточены в отрицательных структурах, составляя около 70 % общего ресурсного потенциала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса [4, 5]. Наиболее крупные и высокодебитные залежи нефти и газа в указанных отложениях были открыты в пределах Нюрольской впадины. Это отражено в Государственном балансе, где по состоянию на 01.01.2009 г. по нижнеюрскому нефтегазоносному комплексу впервые учтены месторождения с начальными геологическими запасами условных УВ, равными 149,5 млн т, в отличие от предыдущей оценки, когда подобные запасы отсутствовали полностью.

Высокая вероятность открытия новых месторождений в краевых землях обоснована материалами испытаний скважин с непромышленными притоками УВ, которые расположены в перспективных нефтегазоносных областях (ПНГО) и за пределами

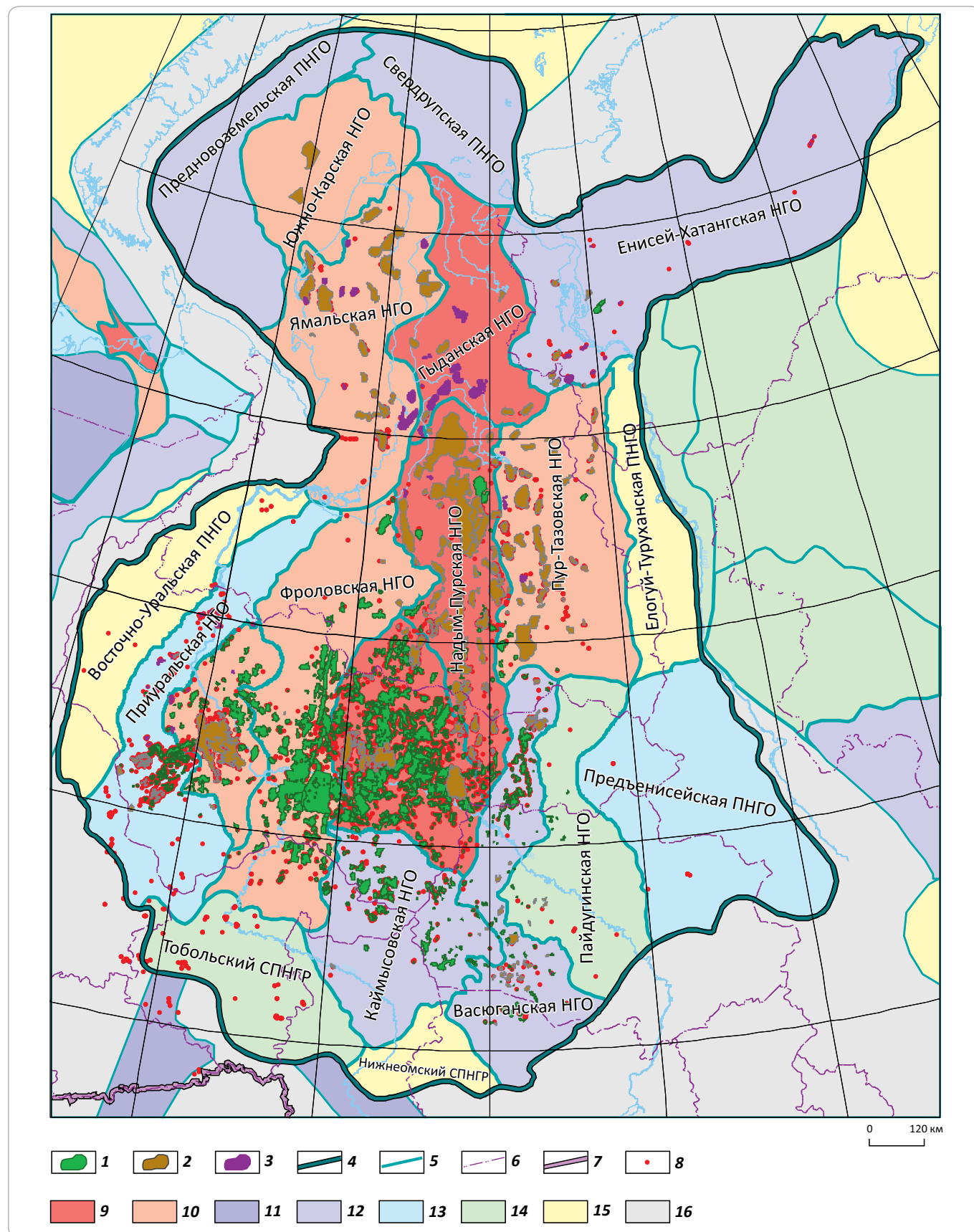
Рис. 3. Генерализованная схема изученности Западно-Сибирской НГП
Fig. 3. Generalized scheme of the West Siberian Petroleum Province exploration maturity



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 4. Схема нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП

Fig. 4. Scheme oil and gas occurrence over the West Siberian Petroleum Province



Усл. обозначения к рис. 4

Месторождения углеводородов (1–3): 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные, 3 — газовые; **границы (4–7):** 4 — нефтегазоносной провинции, 5 — нефтегазоносных областей, 6 — субъектов Российской Федерации, 7 — государственная; 8 — скважины с притоками УВ; **категории перспективности** (Карта нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ, ФГУП «ВНИГНИ», 2012) (9–16): 9 — высшая, 10 — I категория, 11 — II категория, 12 — III категория, 13 — IV категория, 14 — V категория, 15 — низшая, 16 — бесперспективная

Legend to Fig.4

Hydrocarbon fields (1–3): 1 — oil, 2 — oil and gas, gas and oil, oil and gas condensate, gas condensate, 3 — gas; **boundaries (4–7):** 4 — petroleum province, 5 — petroleum areas, 6 — constituents of the Russian Federation; 7 — state border; 8 — wells with HC inflow; **prospect categories** (Hydrocarbon potential map of Russian Federation and the adjacent CIS countries, VNIGNI, 2012) (9–16): 9 — highest, 10 — I, 11 — II, 12 — III, 13 — IV, 14 — V, 15 — lowest, 16 — prospectless

Западно-Сибирской НГП (рис. 4). При этом актуален пересмотр старого фонда скважин, качественное переиспытание которых часто приводит к открытию новых месторождений. Парбигское месторождение нефти, открытое в 2008 г. при переиспытания пласта Ю₁₅ надояхского резервуара, является подтверждением высокой вероятности получения положительного результата от предлагаемых методов. Следовательно, открытие новых объектов определяется концептуальным пересмотром качественных характеристик стадийности проведения геолого-разведочных работ на углеводородное сырье. При этом целесообразно предусмотреть полный комплекс программных мероприятий региональной стадии геолого-разведочных работ для малоизученных территорий Западно-Сибирской НГП. Последующие работы можно планировать в зависимости от полученных результатов.

Повышение ресурсной базы слабоизученных территорий планируется за счет нелокализованных прогнозных ресурсов категорий $D_1 + D_2$. В частности, рассматривая среднестатистические данные по эксплуатационным объектам Томской области, ресурсы категории C_3 (D_0) можно перевести в оценочные запасы по категориям C_1 и C_2 соответственно с коэффициентами успешности 0,4 и 0,65. Для перевода в ресурсы категории C_3 (D_0) можно принять коэффициент успешности 0,5, учитывая научно-технический прогресс обработки и интерпретации сейсморазведочных работ.

В Пайдугинской НГО и Предъенисейской ПНГО, относящихся к IV и V категориям перспективности (см. рис. 4), необходимо завершить начальную стадию региональных работ, на территории Тегульдетской впадины и Барабинско-Пихтовской моноклинали — провести комплексную аэрогеофизическую съемку и разработать современную геологическую модель нефтегазоносных комплексов на основе бассейнового моделирования юго-восточных районов Западно-Сибирской НГП.

При последующей подготовке территории к проведению поисково-оценочных работ необходимо строительство параметрических скважин.

Для изучения геолого-технологических параметров территории Предъенисейской провинции и выявления перспективных горизонтов в карбонатных формациях кембрия и ордовика, установленных в

районе Северо-Кетского поднятия, нужно заложить параметрическую скважину глубиной 5200 м. При заданной проектной глубине эта скважина вскрыет кровлю отложений рифея и будет решена основная задача по определению литолого-стратиграфической характеристики нижнеюрско-рифейского интервала отложений и характера их нефтенасыщения.

Для оценки распределения сгенерированных углеводородов внутри резервуаров осадочного чехла слабоизученных территорий Пайдугинской НГО необходимо строительство параметрической скважины на глубину 3400 м со вскрытием прогнозной органогенной постройки, перекрытой корой выветривания по терригенно-карбонатным породам девон-каменноугольного возраста (рис. 5). Проектная глубина и точка строительства параметрической скважины позволят вскрыть наиболее полный разрез осадочного чехла Бакчарской впадины, а также оценить нефтегазогеологические параметры разнообразно построенных ловушек УВ, сформированных в контрастных структурных планах мезозойского чехла и палеозойского основания, и наметить дальнейшие исследования неантиклинальных ловушек, осложненных тектоническими элементами, которые широко распространены по периферии Западной Сибири. На месте заложения параметрической скважины закартирована Закаульная структурно-литологическая ловушка с тремя перспективными объектами в нефтегазоносном горизонте зоны контакта пород палеозоя с юрскими НГК, а также в шараповском и надояхском резервуарах, с суммарной оценкой перспективных объектов по категории $D_{1\text{лок}}$ 23,6/6,56 млн т усл. УВ (геол./изв. соответственно).

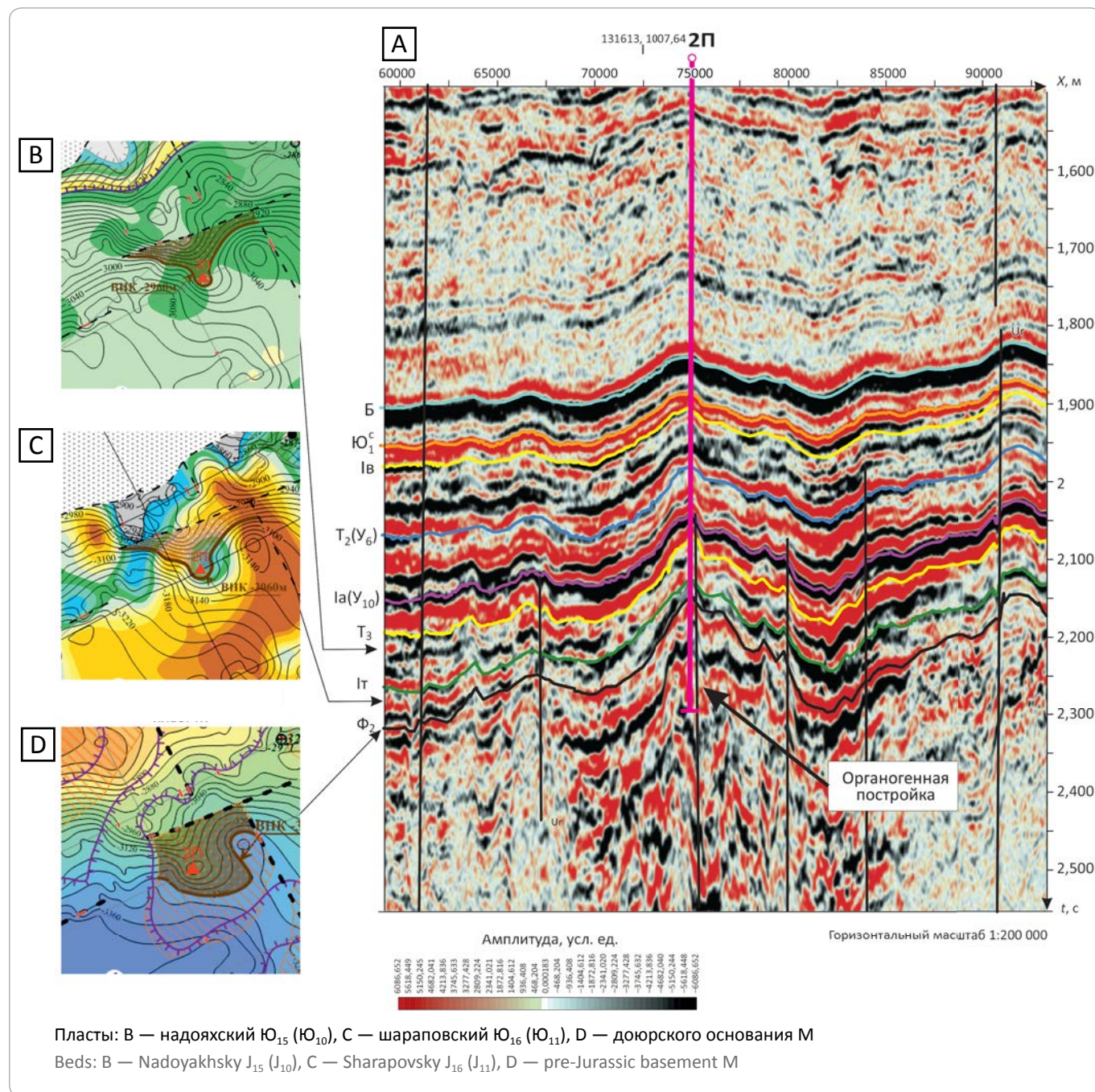
Таким образом, исходя из текущей оценки НСР по состоянию на 01.01.2009 г., а также приведенных коэффициентов перевода, накопленный объем прироста запасов восточных территорий Томской области оценивается в пределах 215,3 млн т усл. УВ.

Ресурсы примыкающих с юга и юго-востока территорий (Тегульдетская впадина и Барабинско-Пихтовская моноклинали), выходящих за современные границы Западно-Сибирской НГП, не оценивались. По аналогии с Предъенисейской НГО они составляют 46,6 % ресурсов Предъенисейской ПНГО. Подготовка и последующее освоение этой территории позволят увеличить накопленный объем прироста запасов

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 5. Положение параметрической скв. 2П на фрагменте временного разреза по профилю 141606 (А) и контуры прогнозных ловушек в пластах горизонтов нижней юры (В–Д)

Fig. 5. Position of stratigraphic well 2P on the fragment of time section along the Line 141606 (A) and predicted traps contours within the Lower Jurassic horizons (B–D)



нефти на 55,1 млн т.

В целом общий прирост извлекаемых запасов нефти категории С₁ по востоку Томской области может достигнуть 270,8 млн т усл. УВ.

Таким образом, для поддержания уровня добычи нефти и газа в регионе необходимо обеспечить стабильное и устойчивое воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет изучения и повышения перспектив нефтегазоносности слабоизученных

территорий Западно-Сибирской плиты, поиска и разведки ловушек нефти и газа, связанных с нетрадиционными объектами и комплексами, на основе выработки новой стратегии и тактики нефтепоисковых работ, которые должны базироваться на современных представлениях о геологическом строении Западно-Сибирского бассейна, а также ввода в эксплуатацию новых «центров» нефтедобычи.

Данные рекомендации невыполнимы без ре-

шения перечисленных проблем, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

1. Недостаточные объемы региональных и поисковых сейсморазведочных работ, что замедляет темпы подготовки ресурсов.

2. Преобладание поисково-оценочного и эксплуатационного бурения в общих объемах бурения, что не обеспечивает необходимый для воспроизводства прирост запасов нефти категорий C_1+C_2 за счет перевода из ресурсов категории C_3 (D_0).

3. Отсутствие параметрического бурения на планируемом к распределению фонде недр, вследствие чего качество изучения разреза в разных структурно-тектонических условиях низкое, не обеспечивающее повышение эффективности поисковых работ. Особенно это касается территорий с отрицательными формами рельефа, где этаж нефтегазоносности наращивается нижними горизонтами. Некорректность определения местоположения поисковых и поисково-оценочных скважин при изучении палеозойских, ниже-среднеюрских и меловых отложений, из-за недостатка информации о геологическом строении и перспективах каждого нефтегазоносного комплекса, занижает показатели эффективности работ за счет лишнего пробуренного метража. В основном местоположение поисковых скважин определяется структурным планом отражающих горизонтов, чаще всего отражающего горизонта Па без учета особенностей условий формирования и закономерностей размещения скоплений углеводородов нижележащих продуктивных комплексов.

4. При оценке перспектив нефтегазоносности лицензионных участков практически не используются «прямые» методы прогнозирования мест скопления углеводородов по аномалиям гравитационных и магнитных полей, электроразведки, поисковым критериям аэрокосмических снимков. При интерпретации материалов ГИС слабо изучается и не в полном объеме учитывается влияние вторичного минералообразования на характеристику диаграмм различных видов каротажа, особенно электрических. Между тем, как установлено по данным литолого-петрографических и геохимических исследований, вторичное минералообразование сопровождается процессами миграции и аккумуляции углеводородов.

5. Сформировавшаяся с 2002 г. разобщенность недропользователей при планировании и проведении геолого-разведочных работ, упразднение практики обмена опытом создают предпосылки к неэффективному процессу недропользования. Составляя

программы геологического изучения недр на каждом лицензионном участке и проводя геолого-разведочные работы, каждый недропользователь действует в пределах отдельного геологического образования или даже его фрагмента. Привлечение материалов для анализа геолого-геофизической информации по соседним участкам затруднено, так как она является коммерческой тайной. В результате сбор и интерпретация геолого-геофизических данных на участках проводятся разнородно, что приводит к отрицательным результатам бурения на выявленных структурах. Это препятствует уточнению количественной оценки базы углеводородного сырья не только в региональном плане, но и на конкретных лицензионных участках и, как следствие, приводит к общему падению добычи УВ.

На основании изложенного целесообразны следующие рекомендации.

1. Определить качественные параметры современного состояния геологического изучения и освоения ресурсов УВ и сформировать основные показатели геолого-разведочных работ, необходимые для доизучения территории, с учетом научно-технических достижений прогнозирования мест скопления углеводородов, интерпретации ГИС, повышения нефтеотдачи продуктивных пластов и т. п.

2. Составить программу по завершению геологического изучения и лицензирования недр на перспективных территориях нераспределенного фонда недр Западно-Сибирской НПП (на практике существуют программы по отдельным субъектам Федерации).

3. На основе разработанных программ провести корректировку лицензионных соглашений по геологическому изучению недр и темпов освоения ресурсной базы на распределенном фонде недр.

4. Разработать порядок подготовки (обеспечить создание полного комплекса необходимой однородной информации при геологическом изучении недр) и мероприятия по консолидации геолого-геофизических данных для выполнения государственных заказов по геологическому изучению недр и обеспечения качества недропользования на всех этапах освоения ресурсной базы.

5. Разработать положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ исходя из современной стратегии и практики нефтепоисковых работ, которые должны базироваться на современных представлениях о геологическом строении конкретного нефтегазоносного бассейна.

Литература

1. Клещев К.А. Основные направления поиска нефти и газа в России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 18–23.
2. Судат Н.В., Краснова Г.Н., Поповская В.Г. Структура ресурсной базы нефти распределенного и нераспределенного фондов недр Югры // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2009. – № 21. – С. 36–49.



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

3. Девятков В.П., Шиганова О.В., Сапьяник В.В. Морфогенетические и гидрогеологические особенности юры севера Пайдунинской НГО в связи с перспективами нефтегазоносности // Восьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры»: мат-лы конф. — Ханты-Мансийск, 2005. — Т. 1. — С. 275–283.
4. Сапьяник В.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойских НГК в отрицательных структурах юго-востока Западной Сибири // Шестнадцатая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры»: мат-лы конф. — Ханты-Мансийск, 2013. — Т. 1. — С. 7–9.
5. Сапьяник В.В., Зайцева Ю.Л., Тищенко В.М., Тищенко Г.И., Шеламова Л.А. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1. — С. 43–54.

References

1. Kleshchev K.A. Focus areas of exploration for oil and gas in Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(2):18–23.
2. Sudat N.V., Krasnova G.N., Popovskaya V.G. Structure of oil resource base: allocated and unallocated funds in Yugra. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*. 2009;(21):36–49.
3. Devyatov V.P., Shiganova O.V., Sapyanik V.V. Morphogenetical and hydrogeological features of the Jurassic: petroleum potential of the northern Paiduninsky Petroleum Area. *Vosmaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga — Yugry»*. Khanty-Mansiisk; 2005. T. 1. P. 275–283.
4. Sapyanik V.V. Petroleum potential of Mesozoic play in the negative structures of Western Siberia south-east. *Shestnadsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga — Yugry»*. Khanty-Mansiisk; 2013. T. 1. P. 7–9.
5. Sapyanik V.V., Zaytseva Yu.L., Tischenko V.M., Tischenko G.I., Shelamova L.A. Development trends of the south-east of West Siberian oil and gas province within the scope of the espo resource base increase. *Oil and gas geology*. 2012;(1):43–54.

К юбилею Марины Виссарионовны Дахновой



М.В. Дахнова — доктор геолого-минералогических наук, один из ведущих высококвалифицированных специалистов в области органической геохимии и геологии нефти и газа.

После окончания в 1960 г. Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина (ныне РГУНГ имени И.М. Губкина) по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Марина Виссарионовна начала свой профессиональный путь во ВНИГНИ, где и работает по настоящее время в должности заведующей отделом «Геохимических методов прогноза нефтегазоносности и охраны окружающей среды».

Очень важной и успешной явилась деятельность М.В. Дахновой совместно со специалистами Геологической службы США по организации во ВНИГНИ в нелегкие для института годы (1994–1998) Геохимического центра, оснащенного на тот момент самым современным высокотехнологичным оборудованием, что характеризует ее как грамотного организатора и руководителя.

Основные направления научной деятельности М.В. Дахновой связаны с разработкой, совершенствованием и применением методов органической геохимии для решения широкого круга практических задач качественного и количественного прогноза нефтегазоносности на разных этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Работы Марины Виссарионовны внесли заметный вклад в изучение проблемы происхождения и прогноза содержания серы в нефти и сероводорода в газах и углеводородных скоплениях, в разработку методов использования изотопов серы и углерода для генетической типизации нефтей, для реконструкции истории образования залежей углеводородов и раздельного прогноза нефте- и газоносности.

В последние годы одним из основных направлений исследований М.В. Дахновой является обоснование принципов использования геохимических показателей для оценки ресурсов и запасов УВ в отложениях доманикового (баженовского) типа.

Марина Виссарионовна входит в состав редколлегии журнала «Геология нефти и газа», является членом Ученого совета ФГБУ «ВНИГНИ» и профессором РГУНГ им. И.М. Губкина. Ей присвоены звания «Отличник разведки недр» и «Почетный разведчик недр», также она неоднократно награждалась Министерством природных ресурсов и экологии РФ почетными грамотами и медалями.

М.В. Дахнова является автором и соавтором около 100 опубликованных работ, в том числе 2 монографий и 3 научных обзоров, которые имеют высокий индекс цитируемости как в России, так и за рубежом.

Уважаемая Марина Виссарионовна, от души поздравляем Вас с юбилеем и желаем еще долгие годы иметь возможность заниматься любимым делом!

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»

УДК 553.98 + 550.8 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-37-41

Актуальные направления геологического изучения недр Западной Сибири

© 2018 г. | О.М. Мкртчян

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

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *ачимовская толща; строение; клиноформа; перспективы нефтегазоносности; модель зон аномального строения баженовской свиты.*

Одновременно с высокой геолого-геофизической изученностью и разведанностью недр и ресурсов углеводородов Западно-Сибирской провинции ряд вопросов сохраняет актуальность и требует исследований. К ним следует отнести проблему реальных оценок перспектив нефтегазоносности и извлекаемых ресурсов баженовской и абалакской свит и направлений поисков в них новых залежей углеводородов. Актуальна также детализация строения клиноформного ачимовского комплекса, где необходимо закартировать как объект оценки локализованных ресурсов (Д_{лок}) каждое линзовидное песчаное тело. До настоящего времени не принята однозначная пространственно-генетическая модель зон аномального строения баженовской свиты. Представленная в данной статье схема корреляции аномальных разрезов, по мнению автора статьи, однозначно укладывается в клиноформную косослоистую модель. Одной из назревших задач является повышение эффективности выделения и корреляции по региональным сейсмопрофилям песчаных пластов и образуемых ими ловушек в ниже-среднеюрском комплексе с оценкой локализованных ресурсов. Необходимо повысить эффективность и однозначность изучения строения и перспектив нефтегазоносности мощного триасового комплекса, развитого на севере провинции. Возрастает необходимость получения более реальной оценки масштабов нефтегазоносности доюрского палеозойского комплекса. Сохраняется проблема обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности и оценки ресурсов углеводородов в обширных окраинных западной, южной и восточной частях провинции с неустановленной на сегодня промышленной нефтегазоносностью.

Для цитирования: Мкртчян О.М. Актуальные направления геологического изучения недр Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 37–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-37-41.

Topical lines of geological studies of subsurface in Western Siberia

© 2018 | O.M. Mkrtchyan

FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow, Russia; zapsib@vnigni.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Achimov sequence; structure; clinoform; petroleum potential; model of zones of anomalous Bazhenov Formation structure.*

While geological and geophysical exploration maturity of the subsurface and HC resources in the West Siberian province is rather high, there are still a number of topical issues waiting to be solved. Among them is a problem of realistic assessment of petroleum potential and recoverable resources of the Bazhenov and Abalak formations, and a question of the new hydrocarbon exploration directions. More detailed studies of the clinoform Achimov sequence are also of current importance. Here it is necessary to map in detail every lenticular sand body as an object of localized resources (DL) assessment. The unambiguous spatial and genetic model of zones having anomalous Bazhenov Fm structure is not accepted to date. In the opinion of the author, correlation scheme presented in this paper explicitly falls within the clinoform cross-stratification model. One of the pressing challenges is to improve the efficiency of sand beds and traps identification and correlation within the Lower-Middle Jurassic sequence on the basis of regional seismic sections; this job should be accompanied by localized resources assessment. There is a need to improve the efficiency and unambiguity of structure and petroleum potential studies of the thick Triassic sequence developed in the Province north. The need for more realistic assessment of oil and gas potential within the pre-Jurassic Palaeozoic sequence increases. The problem of substantiated assessment of petroleum potential and hydrocarbon resources remains in the vast western, southern and eastern marginal parts of the province, where commercial oil and gas occurrence is still not established.

For citation: Mkrtchyan O.M. Topical lines of geological studies of subsurface in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):37–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-37-41.

К настоящему времени центральная основная по площади часть Западно-Сибирской провинции в границах установленной промышленной нефте-

газоносности и приуроченные к ней наиболее продуктивные комплексы мезозоя достигли в среднем достаточно высокой геолого-геофизической изучен-



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

ности, разведанности недр и освоения ресурсов УВ. В то же время здесь остаются актуальными вопросы, требующие глубокого исследования.

Дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит. В настоящее время, как известно, повышен интерес к реальной дифференцированной оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсов баженовской и абалакской свит, обоснованию направлений поисков в них новых залежей УВ, оценке их запасов и методов поисков и разработки. Решение этого широкого круга вопросов необходимо сопровождать построением региональных (с максимально возможной степенью детальности) карт мощностей и литофаций этих отложений и разработкой палеотектонических и палеогеоморфологических схем с анализом пространственной связи с ними выявленной нефтегазоносности.

На этой основе следует разработать конечные региональные схемы районирования, перспектив нефтегазоносности этих комплексов, дать оценку ресурсов и их распределение по перспективным территориям.

Опыт изучения отложений доманикового горизонта Волго-Уральской провинции, которые, как и баженовские Западной Сибири, характеризуют закономерный этап низкой компенсации осадочного бассейна, показал, что однонаправленные тектонические движения в период их накопления по-разному сказались на изменении мощности и литофациального состава этих отложений, размещении конседиментационных палеоструктурных и палеогеоморфологических форм и на характере проявления в доманике органического вещества. Очевидно, что аналогичные исследования (независимо от результата) целесообразно выполнить и в отношении баженовского горизонта [1].

Уточнение (детализация) строения ачимовских комплексов с выделением объектов оценки локализованных ресурсов. В последние годы существенно повысилась оценка ресурсов УВ, выросли запасы ачимовских песчаных линз и объем получаемой из них добычи. Напомним, что в каждом осадочном цикле неокрома, в клиноформной его части, содержится до трех самостоятельных линзовидных песчаных зон, образующих ловушки для залежей [2]. Для очередной прогнозной оценки ресурсов целесообразно повысить детальность используемой модели строения ачимовских песчаников, оценивая каждую линзовидную зону, в том числе выделив объекты с оценкой локализованных ресурсов $D_{\text{лок}}$.

Учитывая новую прогнозную оценку ресурсов, целесообразно закартировать с той или иной степенью детальности, в соответствии с сейсмической освещенностью неокромских клиноформ, каждую приуроченную к соответствующему циклиту зону (конус)

линзовидных песчаных ачимовских тел в качестве объекта оценки прогнозных, в том числе локализованных, ресурсов. Одновременно следует более детально охарактеризовать основные закономерные черты строения и развития каждой отдельной зоны линзовидных ачимовских песчаных тел каждого циклита [3].

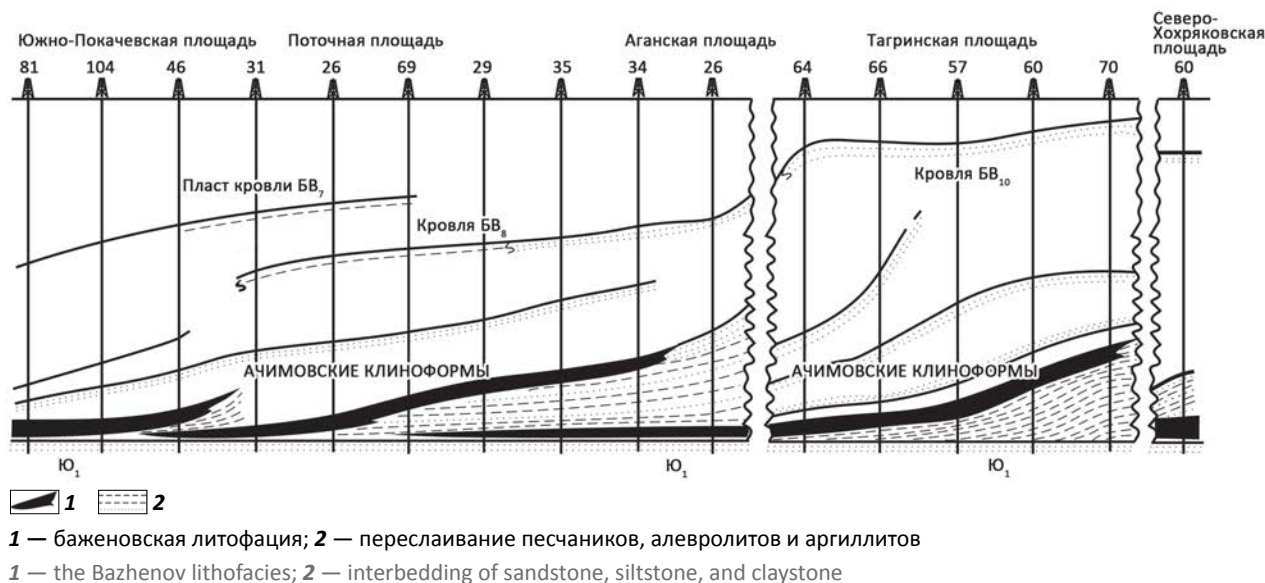
Обоснование пространственно-генетической модели зон аномального строения баженовской свиты. Значительную роль в строении неокрома и баженовской свиты играют зоны так называемого аномального строения баженовской свиты, существенно влияющие на положение и строение продуктивных пластов и залежей. Несмотря на большой объем накопленной к настоящему времени сейсмической и скважинной информации и многочисленные открытия здесь залежей, однозначная пространственно-генетическая модель аномальных зон до сих пор не принята и является объектом дискуссий и противоречивых вариантов. При этом развернутое комплексное изучение реальной модели строения этих зон на основе объективного анализа и толкования сейсмических и скважинных данных практически заморожено. Очевидно, что необходимо детально обсудить эту проблему в научных кругах, определить задачи и пути достижения обоснованной модели и ее использования в прогнозной оценке.

Основой решения этой проблемы прежде всего является достижение объективного детального расчленения и комплексной корреляции сейсмических и геологических разрезов аномальных зон с однозначным прослеживанием баженовских и неокромских пластов, а также подстилающих пластов верхней юры. В качестве одного из примеров строения аномальных зон приведем реальный геологический профиль между Южно-Покачевской и Тагринской площадями (рисунок), изученный большим числом скважин и практически не имеющий других вариантов интерпретации. Соотношение двух баженовских слоев в аномальной зоне отчетливо наблюдается также на сейсмических профилях (100582 и 110582), ориентированных вкрест этой зоны. Здесь четко выделяется два самостоятельных отражения Б (восточное и западное), перекрывающих друг друга со значительным временным сдвигом [4].

Важно подчеркнуть, что на представленной схеме корреляции аномальных разрезов баженовской свиты и соответствующих сейсмических профилях они однозначно укладываются в первичную клиноформную косослоистую модель, что нельзя игнорировать при подходе к генетическому толкованию зоны аномальных разрезов.

Следует коснуться также **нижне-среднеюрского нефтегазоносного комплекса**, требующего повышения глубины изучения и детализации строения, уточнения ресурсной базы и эффективности освоения [5]. К назревшим задачам следует отнести повы-

Рисунок. Схема сопоставления аномальных разрезов баженовской свиты
Figure. Correlation chart of anomalous Bazhenov Formation sections



шение уровня обоснованности выделения по региональным сейсмическим данным песчаных пластов, их однозначную корреляцию и картирование образуемых ими различного рода ловушек, а также достоверность оценки локализованных в них ресурсов. Их эффективное решение требует проведения объемных исследований, касающихся глубокого комплексного анализа сейсмических и скважинных данных для разработки максимально детальной сейсмической модели этих комплексов и особенностей размещения в них различного рода ловушек и залежей.

В этой связи необходимо перманентно проводить анализ подтверждаемости корреляции выделенных в этих пластах ловушек и оцененных в них ресурсов категорий $D_{1л}$ и C_3 (D_0), внося соответствующие коррективы в подходы к их выделению и общей оценке в этих отложениях прогнозных ресурсов.

В последние годы возникла проблема **строения и перспектив развитого на севере провинции мощного преимущественно глинистого триасового комплекса**. В пробуренной здесь параметрической скв. Ярудейская-38 в керне триасовых отложений установлены признаки нефтеносности, что однозначно свидетельствует о целесообразности дальнейшего изучения этого комплекса. Решение этой проблемы требует проведения дополнительных геофизических работ и глубокого бурения, а следовательно, и значительных финансовых затрат. По-видимому, это несколько отодвигает сроки решения данной проблемы, в целом представляющей несомненный практический и научный интерес и заслуживающей внимания.

К одной из основных задач относится **проблема строения и масштабов перспектив нефтегазо-**

носности доюрского палеозойского комплекса и направлений его дальнейшего изучения. Значимость и сложность этой проблемы очевидны. Необходимость получения реальной оценки масштабов нефтегазоносности этого комплекса возрастает по мере увеличения степени освоения ресурсов УВ основных мезозойских осадочных комплексов. Вместе с тем сложность и финансовая затратность практического решения этой проблемы значительно выше, чем для основных продуктивных комплексов осадочного чехла. В связи с этим существенно возрастают и глубина изучения комплекса, и детальность познания строения доюрских образований, и установления основных условий размещения в них промышленных скоплений УВ, как, впрочем, и требуемые объемы различных видов геолого-разведочных работ и масштабы их финансирования.

При этом следует напомнить, что в собственно Западно-Сибирском бассейне палеозойский комплекс образует фундамент, тогда как в Предъенисейском (включаемом в провинцию) это промежуточный доплитный комплекс, характеризующийся отличным от фундамента строением и не установленной нефтегазоносностью.

Без участия недропользователей, включающего поисковое бурение на палеозойский комплекс, решение этой проблемы будет существенно затягиваться.

Рассматривая Западно-Сибирскую провинцию в принятых внешних ее границах, нельзя не коснуться **проблемы состояния изученности и обоснованной оценки перспектив и ресурсов УВ в обширных окраинных западной, южной и восточной ее частях** с не установленной до настоящего времени промышленной нефтегазоносностью, хотя и прове-



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

денным объемом геолого-разведочных, в том числе поисковых, работ. Сохраняется важная научно-практическая задача определения истинного положения внешних границ промышленной нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции, что требует как комплекса тематических исследований, так и дополнительных геолого-геофизических работ, а также коллективных обсуждений и принятия обоснованных решений, в том числе для корректировки оценки прогнозных ресурсов.

Западная периферия Западной Сибири, включаемая в провинцию, представлена, как известно, в основном Ляпинским мегапрогибом и непосредственно обрамляющим его с востока Висимским мегавалом. В Ляпинском прогибе выполнен значительный объем региональной сейсморазведки и пробурены параметрические скважины, не вскрывшие нефтегазоносность выполняющих прогиб осадочных комплексов. Кроме того, в южной части прогиба недоразработанными (ПАО «ЛУКОЙЛ») на подготовленной структуре пробурена поисковая скважина с отрицательными результатами. Напомним также, что в 2008–2010 гг. «Хантымансийскгеофизика» по заказу «Роснедр» выполнила площадные сейсмические работы на сопредельном с Ляпинским прогибом Висимском мегавале на Верхне-Черногорской и Верхне-Огурьинской площадях и подготовила ряд объектов для поисково-оценочной стадии. Однако до настоящего времени оно не было осуществлено. В целом крайний запад центральной части провинции, представленный Ляпинским мегапрогибом, по результатам выполненных работ остается территорией с недоказанной нефтегазоносностью. Очевидно, что более однозначное решение этого вопроса и установление реальной западной границы провинции требует дополнительного объективного анализа данных геолого-разведочных работ и, возможно, бурения скважин на поисково-оценочной стадии.

В настоящее время геолого-разведочные сейсмические работы, предусматривающие бурение параметрических скважин в направлении к южной периферии провинции, осуществляются на юге Карабашской зоны и в прилегающей части Тюменской области. Реализация этих работ, прежде всего бурения на поисково-оценочной стадии с последовательным перемещением с севера на юг в зависимости от полученных результатов по нефтегазоносности, позволит установить истинную границу провинции. При этом принимаемое в настоящее время положение юго-юго-западной границы провинции, учитывая имеющиеся отрицательные данные ранее выполненного на юге бурения, в том числе поисковых скважин, практически не обосновано.

Восточнее, в пределах Омской области, на большей части южной территории пробурено значительное число скважин без реальных признаков нефтегазоносности, тогда как в северной ее части при такой

же плотности бурения открыты промышленные залежи УВ. Целесообразность проведения в южной половине области дополнительных геолого-разведочных работ, в том числе бурения, пока не обосновано, хотя, возможно, требует дополнительного объективного анализа имеющегося комплекса данных геолого-разведочных работ.

В пределах Томской области востоко-юго-восточные краевые ее части также можно считать территориями с неустановленной пока промышленной нефтегазоносностью при наличии выполненного здесь объема геолого-разведочных работ, включая бурение с некоторыми признаками нефтепроявления. В частности, речь идет о результатах бурения параметрической скв. Южно-Пыжинская-1, в которой из юрского пласта Ю₁₅ получено немного нефти. При этом принятое положение этой скважины в локальном глубоком прогибе вызывает вопросы и требует, на взгляд автора статьи, дополнительной детальной корреляции пластов и структурных построений для более обоснованного доказательства положения скважины. Бурение скв. Южно-Пыжинская-2 требует проведения более глубоких исследований для выбора ее местоположения. Оценка реальных перспектив нефтегазоносности, в частности, юрского комплекса в рассматриваемой зоне еще не осуществлена.

В целом заметим, что в пределах западной промышленной части Томской области региональная нефтегазоносность была установлена на основе небольшого объема бурения. Сохраняется необходимость сравнительного анализа первичных данных бурения, выполненного в западной и востоко-юго-восточной частях области, как одно из условий прогноза здесь реальной внешней границы провинции.

Привлекает внимание и прилегающая с востока так называемая Предъенисейская ПНГО, выделенная без реальных признаков нефтегазоносности, пока не выявленная пробуренными здесь несколькими параметрическими скважинами.

Известно, что в пределах Ханты-Мансийского АО последняя крайняя нефтеносная зона приурочена к Александровскому мегавалу, восточнее которого на значительной территории был выполнен большой объем поискового бурения на целом ряде структур с отрицательными результатами. Лишь позднее и еще восточнее было открыто мелкое скопление нефти в верхней юре в купольной части ловушки, названное Боровым, которое могло свидетельствовать о наличии перспективной зоны, на которую была выдана лицензия ПАО АНК «Башнефть». Однако последующее бурение здесь поисковой скважины на подготовленной структуре завершилось отрицательным результатом и сдачей лицензии. Таким образом, возможные перспективы мезозойских комплексов восточной окраины Западно-Сибирской провинции не подтвердились.

Напомним, что в свое время, исследуя рассматриваемую восточную краевую часть Ханты-Мансийского АО, известный ученый С.Г. Кузменков пришел к выводу о региональной гидрогеологической промышленности здесь мезозойских резервуаров, лишившей их УВ. Можно предположить, что сохранившаяся как исключение минимальная заполненность нефтью Боровой структурной ловушки также обусловлена этим процессом, хотя окончательный ответ на этот вопрос требует дополнительных исследований. Остается нерешенным вопрос о перспективах палеозойских об-

разований на крайнем востоке провинции, на стыке с Восточной Сибирью. Для их изучения в последние годы предлагается проведение сейсмических работ и бурение ряда параметрических скважин, пока еще не включенных в планы, также требующих значительных финансовых вложений с неопределенным результатом.

В заключение важно подчеркнуть, что вопросы изучения недр Западной Сибири, рассмотренные в данной статье, необходимо решить в ближайшие годы.

Литература

1. Мкртчян О.М. К проблемам тектонического и нефтегеологического районирования нефтегазоносных провинций древней и молодой платформ в связи с оценкой ресурсов углеводородов (на примере Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций) // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 4–10.
2. Нежданов А.А. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири : в 2-х частях. – М. : Геоинформарк, 1992. – 99 с.
3. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – 140 с.
4. Мкртчян О.М., Трусов Л.Я., Белкин Н.М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. – М. : Наука, 1987. – 126 с.
5. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (мат-лы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты) / Под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – С. 5–10.

References

1. Mkrtchyan O.M. Concerning the problems of tectonic and petroleum-geologic zonation of oil and gas bearing provinces of ancient and recent platforms in view of hydrocarbon resources evaluation (with reference to the Volga-Ural and the West-Siberian oil and gas bearing provinces). *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(5):4–10.
2. Nezhdanov A.A. et al. Geoseismic prediction and mapping of non-anticlinal oil and gas traps in Western Siberia. Moscow: Geoinformark; 1992. 99 p.
3. Gurari F.G. Clinoforms architecture and conditions of their formation in the Neocomian deposits of West Siberian Plate (concepts evolution history). Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2003. 140 p.
4. Mkrtchyan O.M., Trusov L.Ya., Belkin N.M. Geoseismic analysis of oil and gas bearing deposits in Western Siberia. Moscow: Nauka; 1987. 126 p.
5. Nezhdanov A.A. Stratigraphic problems of Mesozoic deposits in Western Siberia. In: F.G. Gurari, N.K. Mogucheva, eds. *Problemy stratigrafii mezozoya Zapadno-Sibirskoi plity*. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2003. – P. 5–10.

Геннадию Семеновичу Казанину — 70 лет

2 июля 2018 г. исполняется 70 лет Геннадию Семеновичу Казанину, генеральному директору ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», доктору технических наук, академику РАН, заслуженному геологу Российской Федерации, одному из ведущих специалистов страны в области морской геофизики.

Геннадий Семенович практически всю свою трудовую деятельность посвятил Морской арктической геологоразведочной экспедиции. Благодаря его руководству сегодня ОАО «МАГЭ» — это современная динамично развивающаяся компания, которая предоставляет широкий спектр геолого-геофизических услуг по изучению строения морского шельфа, транзитных и прибрежных зон Арктики и Мирового океана.

Выполненные под руководством Г.С. Казанина комплексные геофизические исследования позволили существенно усилить аргументацию Российской Федерации при обосновании внешней границы континентального шельфа. За данную разработку коллектив сотрудников экспедиции во главе с Г.С. Казаниным был награжден премией «За заслуги в области науки и инновационных технологий в геологическом изучении недр России». Следует указать также разработку и внедрение технологии многоволновой сейсморазведки для транзитных мелководных зон арктического шельфа Российской Федерации, позволившей продолжить на шельф известные месторождения Ямала и Тимано-Печорской нефтегазовой провинции.

В 2000–2017 гг. были изучены обширные районы морей российской Арктики: Баренцева, Карского, Лаптевых, что позволило выявить более 50 новых объектов потенциального нефтегазонакопления и уточнить оценку прогнозных ресурсов УВ. В результате работ была открыта Северо-Баренцевская нефтегазовая мегапровинция.

За последние годы ОАО «МАГЭ» под руководством Г.С. Казанина выполняет масштабные исследования по государственным заказам на арктических шельфах России, в транзитных зонах и на прилегающей суше. За разработку современных технологий картирования северо-западного шельфа России Геннадию Семеновичу в 2006 г. присвоено звание лауреата премии Правительства в области науки и техники.

Геннадий Семенович проводит большую общественную работу, направленную на поддержание долгосрочной политики России по исследованию недр Арктики и освоению Арктической зоны. Он является инициатором создания и президентом региональной общественной организации «Ассоциация полярников Мурманской области».

Г.С. Казанин является сопредседателем Полярной комиссии при Экономическом совете при Губернаторе Мурманской области. Он уделяет большое внимание подготовке молодых специалистов в сфере геологии и геофизики.

Геннадий Семенович награжден медалью «Ветеран труда» (1991), юбилейной медалью «300 лет Российскому флоту» (1996), памятным знаком «300 лет горно-геологической службе России» Министерства природных ресурсов Российской Федерации (2000), медалью «За отличие в морской деятельности» Морской коллегии при Правительстве Российской Федерации (2005), Благодарственным письмом администрации города Мурманска (2005), знаком «Почетный полярник» Министерства транспорта Российской Федерации (2010), медалью «Геолог Игорь Грамберг» Российского геологического общества (2013), Почетной грамотой главы муниципального образования город Мурманск (2013).

Уважаемый Геннадий Семенович, поздравляем Вас с юбилеем и желаем новых свершений и открытий в нефтегазовой отрасли, а также крепкого здоровья и благополучия Вам и Вашим близким!

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-43-47

Сейсмогеологические критерии прогноза коллекторов и нефтегазоносность верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири

© 2018 г. | А.Ю. Калинин^{1,2}, В.А. Конторович^{1,2}, Л.М. Калинина^{1,2}

¹ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; kalininay@ipgg.sbras.ru; kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru;

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *верхняя юра; васюганская, наунакская, тяжинская, георгиевская, баженовская, марьяновская и максимовская свиты; песчаный и отражающий горизонты; залежи углеводородов; нефтегазоперспективный объект.*

Статья посвящена разработке сейсмогеологических критериев прогнозирования качества коллекторов горизонта Ю₁ в юго-восточных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Томская и Новосибирская области), в котором открыто более 100 нефтегазовых месторождений. На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и аналитических исследований с использованием сейсмофациального, динамического анализов и математического моделирования волновых полей разработаны сейсмогеологические критерии выделения зон распространения и оценки качества коллекторов, построены модели залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов. Учет всей совокупности геолого-геофизической информации, комплексный подход к интерпретации сейсморазведочных материалов, данных глубокого бурения, математического моделирования волновых полей позволяют решать тонкие задачи прогнозирования геологического разреза и картировать сложнопостроенные нефтегазоперспективные объекты.

Для цитирования: Калинин А.Ю., Конторович В.А., Калинина Л.М. Сейсмогеологические критерии прогноза коллекторов и нефтегазоносность верхней юры юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 43–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-43-47.

Geoseismic criteria of reservoir prediction and oil and gas potential of the Upper Jurassic sequence (south-east of Western Siberia)

© 2018 | A.Yu. Kalinin^{1,2}, V.A. Kontorovich^{1,2}, L.M. Kalinina^{1,2}

¹Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; kalininay@ipgg.sbras.ru; kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Upper Jurassic; Vasyugansky, Naunaksky, Tyazhinsky, Georgievsky, Bazhenov, Maryanovsky and Maksimoyarsky formations; sand level; reflection horizon; hydrocarbon deposits; oil and gas targets.*

The work is devoted to the development of geoseismic criteria for reservoir quality prediction in J₁ Horizon in the south-eastern regions of the West Siberian petroleum basin (Tomsk and Novosibirsk province), where more than 100 oil and gas fields are discovered. Callovian-Upper Jurassic sequence is of the most interest in the context of oil and gas occurrence in the south-eastern West Siberia. Over the large areas of south-eastern West Siberia, the Callovian-Upper Jurassic sequence is represented by the Vasyugansky Fm; it was mainly formed in the marine environment. Towards the margins of the West Siberian sedimentary basin, the Vasyugansky Fm is replaced by predominantly continental and lagoonal facies. The paper discusses the impact of thickness changes of the formations lying between the coal bed U₁ and the Bazhenov Fm on seismic wavefield pattern. Analysis of the available data allowed defining geoseismic criteria of the Upper Jurassic deposits transition from marine to continental type. Considering the defined criteria, results of wavefield amplitude analysis and mathematical modelling, a series of composite seismic sections running across the south-eastern West Siberia in roughly WE and NS trending directions was created. Taking into account all the available geological and geophysical information, integrated approach to seismic data, deep drilling data interpretation, wavefields mathematical modelling make it possible to solve sophisticated problems of section geological prediction and to map structurally complicated oil and gas targets.

For citation: Kalinin A.Yu., Kontorovich V.A., Kalinina L.M. Geoseismic criteria of reservoir prediction and oil and gas potential of the Upper Jurassic sequence (south-east of Western Siberia). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):43–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-43-47.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

В верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири открыто более 100 нефтяных и газовых месторождений. В административном плане исследуемый район приурочен к Томской и северной части Новосибирской областей.

По мере роста дефицита поисковых объектов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции все большее внимание обращается к периферийным частям бассейна, запасы углеводородов в которых представляют интерес для воспроизводства минерально-сырьевой базы региона, что и предопределяет актуальность исследований. В зонах, приближенных к обрамлению Западно-Сибирской плиты, основные проблемы связаны с выявлением и детальным картированием нефтегазоперспективных объектов, имеющих сложный характер распределения коллекторов, способных концентрировать значительные объемы углеводородов.

Задача исследования — на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов разработать сейсмогеологические критерии для картирования зон распространения, фациального замещения и выклинивания коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов и выявления сложнопостроенных объектов в отложениях горизонта Ю₁.

Келловей-верхнеюрские отложения на юго-востоке Западной Сибири характеризуются фациальной неоднородностью. Согласно схеме фациального районирования, район исследований расположен в областях морского, переходного и континентального седиментогенеза [1]. Келловей-волжские отложения представлены васюганским, георгиевским и баженновским горизонтами.

С запада на восток преимущественно морские отложения васюганской свиты сменяются наунакской свитой переходного седиментогенеза, а затем тяжинской свитой континентального седиментогенеза. Георгиевская и баженновская свиты переходят сначала в марьяновскую и далее в максимоярскую свиты.

Васюганская свита на большей части территории трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты и по литологическому составу разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты [2]. Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов мощностью 30–40 м, в наиболее погруженных участках она составляет 55–60 м. Верхневасюганская подсвита сложена переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез подсвиты содержит 4–5 песчаных пластов, совокупность которых формирует региональный нефтегазоносный горизонт Ю₁.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления позволяет выделить в разрезе горизонта Ю₁ две пачки — надугольную (Ю₁¹ и Ю₁²) и подугольную (Ю₁³ и Ю₁⁴), которые разделены угольным пластом (У₁) или пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим числом прослоев углей и углистых аргиллитов (межугольной пачкой) [3].

В разрезе наунакской свиты, формирование которой происходило в условиях переходного седиментогенеза, нижневасюганская подсвита практически не выделяется. Весь келловей-оксфордский разрез интенсивно углефицирован. Если пытаться формализовать отличия между этими разрезами, то одним из основных критериев их разделения будет отсутствие либо наличие аргиллитов нижневасюганской подсвиты.

Тяжинская свита развита на востоке Томской области, сформирована в континентальных условиях седиментогенеза, по литологическому составу разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена алевролитами и песчаниками, в основании — конгломератами. Верхняя подсвита сложена глинами и пестроцветными аргиллитами с прослоями песчаников.

Георгиевская свита согласно залегает между васюганской и баженновской свитами. Свита представлена аргиллитоподобными глинами, содержащими различное количество алевролитового материала и редкие зерна глауконита, распространена ограниченно.

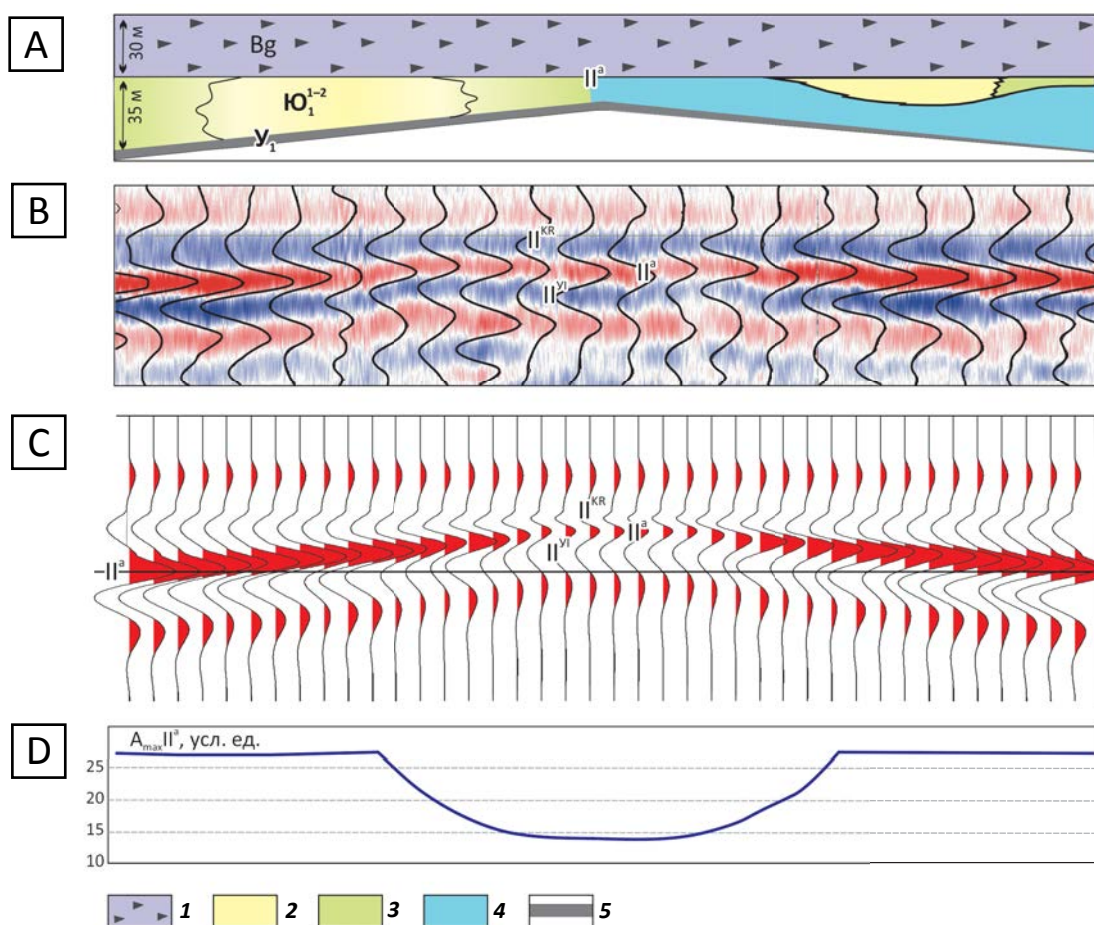
Баженновская свита сложена черными и буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами с высоким содержанием (до 20 %) органического вещества. На большей части Западной Сибири баженновская свита находится в главной зоне нефтеобразования, является региональным флюидоупором мощностью 10–30 м.

Марьяновская свита объединяет георгиевский и баженновский горизонты, представлена аргиллитоподобными, темно-серыми до черных, тонкоотмученными глинами с прослоями битуминозных глин (на западе), серых, зеленовато-серых песчаников и алевролитов (на юго-востоке).

Далее марьяновская свита переходит в максимоярскую, которая представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Весь комплекс отложений верхней юры отображается на временных разрезах одной интерференционной волной (волновой пакет II^а), основной вклад в ее энергию вносят отражения, сформировавшиеся в кровле и подошве баженновской свиты [4]. Влияние васюганской свиты на характер волнового поля проявляется в осложнении фаз интерференционного сигнала и изменении его динамических характеристик. Это связано с тем, что при «среднечастотной»

Рис. 1. Сейсмогеологическая характеристика верхнеюрского комплекса
Fig. 1. Geoseismic behaviour of the Upper Jurassic complex



A — геологическая модель; B — реальный временной разрез; C — синтетический временной разрез; D — зависимость амплитудных характеристик волнового пакета от толщины надугольной пачки.
1 — кремнисто-глинистые породы бажендовской свиты (Bg); 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты надугольной пачки ($Ю_1^{1-2}$) васюганской свиты; 5 — угольный пласт ($У_1$)

A — geological model; B — actual time section; C — synthetic time section; D — wavefield dynamics as a function of the coal-overlying member.

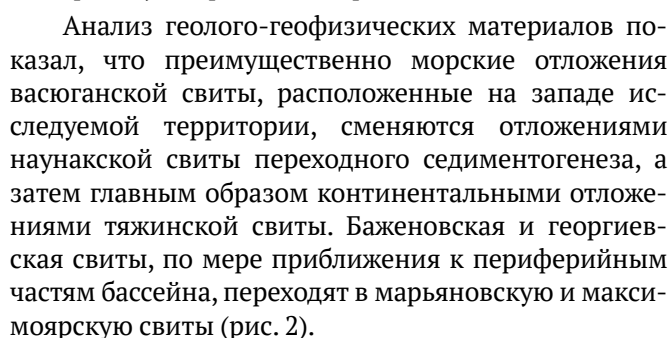
1 — siliceous-argillaceous Bazhenov rocks (Bg); 2 — sandstone; 3 — siltstone; 4 — claystone of the coal-overlying member ($Ю_1^{1-2}$), Vasyugansky Fm; 5 — coal bed ($У_1$)

сейсморазведке длина волны составляет около 100 м и практически вся васюганская свита попадает в «область тени» сигнала, сформировавшегося на баженовских аргиллитах. Наличие в геологическом разрезе пачки глинисто-кремнистых пород бажендовской свиты, обладающих аномальными скоростями распространения продольных сейсмических волн и благоприятных для формирования интенсивного отражения на частотах 28–30 Гц толщиной (20–30 м), позволяет детально картировать структурную поверхность, но вместе с тем значительно затрудняет прогнозирование разреза верхневасюганской под-свиты по сейсморазведочным данным. При этом, чем лучше свойства бажендовской свиты как сейсмическо-го репера, тем сложнее осуществлять этот прогноз.

По скважинным данным района исследований были построены литолого-акустические модели. При анализе акустических характеристик было отмечено, что аномальными скоростями распространения продольных сейсмических волн обладает угольный пласт $У_1$ и именно на этой границе должна формироваться высокоамплитудная отраженная волна, способная значимо влиять на характер сейсмической записи волнового пакета II^a . В качестве прогнозного критерия была выбрана толщина надугольной пачки.

Рассмотрим, какое влияние на характер волнового поля будет оказывать изменение толщины отложений, залегающих между угольным пластом $У_1$ и бажендовской свитой. На рис. 1 приведен синтетический разрез, рассчитанный с использованием аппарата

Рис. 2. Геологический разрез келловей-верхнеюрских отложений, выровненный по подошве баженовской свиты
Fig. 2. Geological cross-section of the Callovian-Upper Jurassic sequence flattened to the Bazhenov Bottom



В юго-восточных районах Западной Сибири большинство месторождений нефти и газа горизонта Ю₁ приурочено к зоне развития васюганской и баженовской свит на западе района исследований [5]. В зоне распространения марьяновской и максимумарских свит залежей углеводородов не выявлено. Также были исследованы изменения келловей-верхнеюрских отложений с севера на юг исследуемой территории. В южном направлении прослеживается аналогичное замещение морских отложений континентальными по мере приближения к бортовым частям Западно-Сибирского бассейна. Учитывая весь объем геолого-геофизических материалов, были построены карты распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов горизонта Ю₁ для морского и переходного типов седиментогенеза.

На западе Томской области, в зоне развития классической васюганской свиты, залежи углеводородов приурочены к антиклинальным структурам с элементами литологического и тектонического экранирования. В горизонте Ю₁ продуктивны как надугольная, так и межугольная и подугольная пачки.

Для характеристики залежей УВ и нефтегазоперспективных объектов в надугольной пачке горизонта Ю₁ переходной зоны седиментогенеза была выбрана Чузикско-Чижалская зона нефтегазонакопления. В этой зоне развиты залежи, в основном приуроченные к пластам Ю₁^{1,2} надугольной пачки. Для переход-

ной области седиментогенеза типичны антиклинальные ловушки, осложненные зонами литологического замещения коллекторов.

На севере Новосибирской области верхнеюрские отложения также формировались в области переходного седиментогенеза. Открытые залежи углеводородов приурочены к антиклинальным структурам и развиты в горизонте Ю₁. Залежь Верх-Тарского месторождения ограничена на севере тектоническим экраном. Межовское, Восточно-Межовское, Веселовское, Восточно-Тарское, Восточное, Ракитинское и Тай-Дасское месторождения, стоящие на балансе, на сегодняшний момент недоразведаны в силу экономической, а также географической ситуации — очень сильной заболоченности и труднодоступности.

Учет всей совокупности геолого-геофизической информации и комплексный подход к интерпретации сейсморазведочных материалов, данных глубокого бурения, математического моделирования волновых полей позволяют решать тонкие задачи прогнозирования геологического разреза и картировать сложнопостроенные нефтегазоперспективные объекты.

Завершая характеристику, заметим, что адаптированные к конкретным условиям подходы показали высокую эффективность на достаточно большом числе локальных площадей, расположенных в юго-восточных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области, проект 17-45-543214 p_мол_a

Литература

1. *Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири*, Новосибирск, 2003 г. : объясн. зап. — Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. — 113 с.
2. *Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К.* Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2000. — 450 с.
3. *Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А.* Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложнопостроенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю₁ васюганской свиты) // *Геология и геофизика*. — 2004. — Т. 45. — № 1. — С. 79–90.
4. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2002. — 253 с.
5. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.* Геология нефти и газа Западной Сибири. — М. : Недра, 1975. — 680 с.

References

1. *Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences*, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk: Izdatelstvo SNIIGGIMS, 2004. 113 p.
2. *Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V., Gaideburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K.* Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Jurassic system. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN, filial GEO; 2000. 450 p.
3. *Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Polyakov A.A.* Reservoir quality and complex traps in Upper Jurassic of central and southern West Siberia: adaptive seismogeological modeling. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(1):72–81.
4. *Kontorovich V.A.* South-eastern areas of Western Siberia: tectonics and hydrocarbon potential of Mesozoic-Cenozoic deposits. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN, filial GEO; 2002. 253 p.
5. *Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G.* Oil and gas geology of the Western Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 680 p.

КАЛЕНДАРЬ

ежегодные НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

Oil Gas
conference



24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22-27 октября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины
до магистральной трубы.

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НПФ «Нитро»

Март 2019

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

Май 2019

Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



УДК 551.24: 551.71/.72 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-49-58

Распространение докембрийских метаморфитов, карбонатных платформ и палеозойских чехлов Западно-Сибирской геосинеклизы (методико-геофизический аспект)

© 2018 г. | В.С. Бочкарев

Сибирский научно-аналитический центр, Тюмень, Россия; sibnac@sibsac.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: доюрский фундамент; метаморфиты; скоростные параметры, сейсморазведка; метод общей глубинной точки; корреляционный метод преломленных волн; глубинное сейсмическое зондирование.

Изучение метаморфических сланцев методом SHRIMP-II позволило выявить архейские гнейсы к востоку от Челябинского грабена, протерозойские возраста от 2,4 до 0,55 млрд лет — на п-ове Ямал, на правом берегу Обской губы (скв. Медвежь-1001), к югу от губы по параметрической скв. Янгиганская-1, в Шаимском нефтегазоносном районе и восточнее. Сейсморазведочный материал позволил выделить две эпитиманские плиты и область байкальской консолидации с венд-палеозойским чехлом, уходящим в Карское море через о-в Сибирякова. На палеонтологической основе выделены карбонатные платформы, зоны офиолитового и островодужного магматизма, а также сейсмификационная зона глинисто-сланцевого среднепалеозойского осадконакопления. Установлено, что гранитизация, складчатость и региональная регрессия моря начались в центральной части региона и последовательно распространялись к краям всей Урало-Алтайской области.

Для цитирования: Бочкарев В.С. Распространение докембрийских метаморфитов, карбонатных платформ и палеозойских чехлов Западно-Сибирской геосинеклизы (методико-геофизический аспект) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 49–58. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-49-58.

Distribution of Precambrian metamorphic rocks, carbonate platforms, and Palaeozoic sedimentary covers of the West Siberian geosyncline. Methodological and geophysical aspect

© 2018 | V.S. Bochkarev

Siberian scientific research organization, Tyumen, Russia; sibnac@sibsac.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: Pre-Jurassic basement; metamorphic rocks; velocity parameters; seismic exploration; Common Depth Point (CDP) method; Correlation Refraction Seismics; Deep Seismic Sounding.

Study of metamorphic shale using SHRIMP-II method allowed revealing the following: the Archean gneiss to the east of the Chelyabinsk graben; the Proterozoic gneiss 2.4 to 0.55 billion years old on the Yamal peninsula, on the right bank of the Gulf of Ob (well Medvezhy-1001), south of the gulf in the column of stratigraphic well Yangitugansky-1, in the Shaimsky petroleum district and to the east of it. Seismic data made it possible to identify two epi-Timanian plates and area of the Baikalian consolidation with the Vendian-Palaeozoic cover running away to the Kara Sea through the Sibiriyakov Island. Carbonate platforms, zones of ophiolite and island-arc magmatism alongside with a seismic facies zone of Medium Palaeozoic clay and shale sedimentation are identified basing on paleontology knowledge. It is found that granitization, folding, and regional sea regression started in the central zone of the region and consequently propagated to the margins of the entire Urals-Altai region. Carbonate platforms are identified on the Yamal Peninsula, east of Khanty-Mansiisk (Frolovsky well), in the vicinity of Nizhnevartovsk (the Varyogansky zone), and in the Tomsk district (the Nyurolsky zone). Sea regression started in the late Visean from the zone running through Kurgan and Sugrut. Uralide basement granitization began 325 Ma and finished synchronous with rhyolite volcanism within 265–245 mln years; these events made the basement cratonisation area clear.

For citation: Bochkarev V.S. Distribution of Precambrian metamorphic rocks, carbonate platforms, and Palaeozoic sedimentary covers of the West Siberian geosyncline. Methodological and geophysical aspect. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):49–58. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-49-58.

В последние 2–3 года обострились дискуссии о характере доюрского фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы и его нефтегазоносности. Боль-

шие объемы выполненных геолого-геофизических нефтегазопроисловых работ как на востоке региона, так и в его южной (Курганская область) и западной

Рис. 1. Схема расположения колонковых скважин на юге Зауралья
Fig. 1. Core holes location map, southern Trans-Urals



частях не позволили выявить нефтегазоносность. Где же все-таки вести более эффективные поиски нефти и газа, при том, что их признаки имеются повсеместно?

Главными здесь являются два аспекта. Во-первых, выявление достоверных особенностей строения доюрского, точнее, домезозойского гетерогенного основания и, во вторых, назначение приоритета тем закономерностям, которые помогают выявить новые залежи УВ или новые месторождения. Например, К.А. Клещев, В.С. Шеин на основе новой технологии нефтегеологического районирования выделяют нефтегазоносные, потенциально и возможно нефтегазоносные бассейны и суббассейны. Это может способствовать увеличению достоверности прогноза и эффективности поисков месторождений нефти и газа [1].

С точки зрения изученности доюрских комплексов мы имеем ограниченные новые сведения о геологическом прошлом, которые, как правило, игнорируются (рис. 1–3), и хорошие — по сейсморазведке ОГТ.

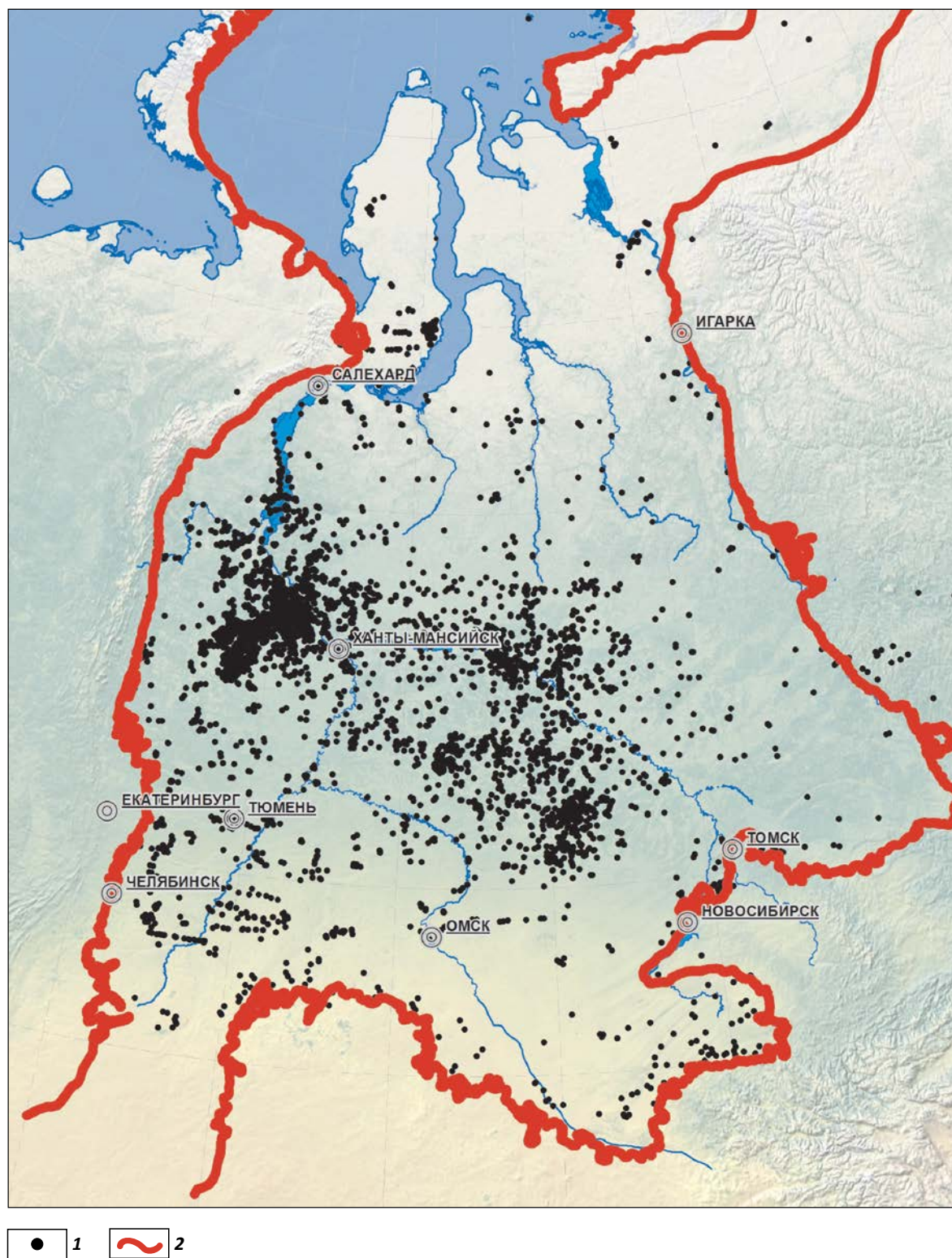
Чтобы понять, что надежно, а что ошибочно в существующих моделях, рассмотрим проблему нефтегазоносности с разных сторон. Некоторые авторы [2, 3] проводят западную границу древней Сибирской платформы через середину Западно-Сибирской равнины и Колывань-Томской складчатой зоны, разделяя однородное геологическое тело на две части. Искусственность такого районирования очевидна. Если

учесть информацию, например, только по интрузиям (рис. 4), которые доказывают целостность всей погребенной Урало-Алтайской области, то изученность Западной Сибири будет воспринята как подтверждение целостности региона. Многочисленные массивы гранитоидов, отрисованные по гравимагнитным поясам, не выделяются, так как они не подтверждены скважинными данными и в ряде случаев вместо «массивов» были вскрыты известняки, а не базальты — скважины Светлогорская-308, Верхне-Пурпейская-202 и др.

Наличие Ярудейского межгорного прогиба, подтвержденного скв. 6 в 2017 г. и расположенного под Ярудейским валом, как и новообразованность Пурского залива по скв. Тюменская СГ-6, опровергают принцип унаследованности. Согласно этой теории, складки в чехле выражены ярче в случае молодого возраста фундамента. Так, четкие складки выявлены в палеозойском чехле на Гыданском полуострове, в Красноярском крае к западу от Игарки (рис. 5, 6).

Мы называем их консеквентными, так как их формирование явно связано с индукционным тектогенезом. Местами эти дислокации очень интенсивные и выражены горстами с докембрийскими сланцами, перекрытыми юрскими отложениями (скв. Медвежья-316). Здесь по цирконам, исследованным на SHRIMP-II по Pb-Pb-датировкам, получено несколько максимумов — от 2,4 до 1,4 млрд лет (таблица). На

Рис. 2. Схема изученности доюрского фундамента Западной Сибири колонковым и глубоким бурением
Fig. 2. Exploration maturity of the West Siberian pre-Jurassic basing (core-drilling and deep-drilling)



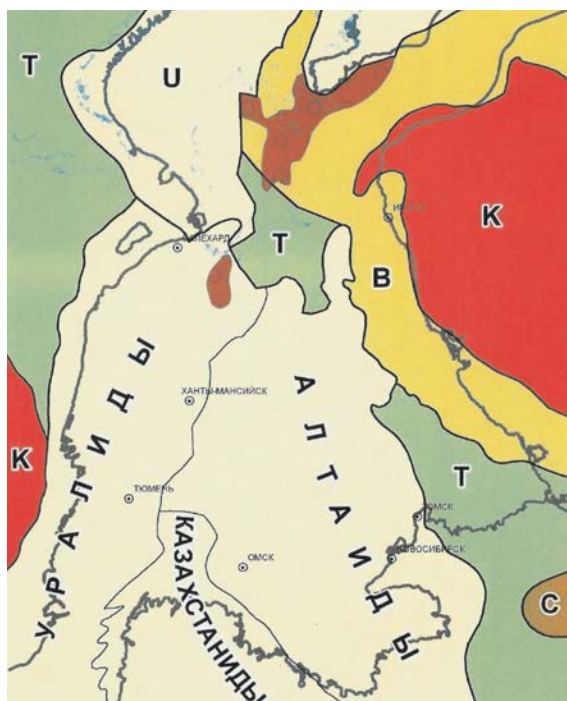
1 — скважины, вскрывшие доюрские образования; **2** — границы Западно-Сибирской геосинеклизы — выходы палеозойских пород на поверхность

1 — wells that penetrated pre-Jurassic formations; **2** — boundaries of the West Siberian geosyncline — Palaeozoic rocks outcrops

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Схема геотектонического районирования фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 3. West Siberian geosyncline: scheme of geotectonic zoning



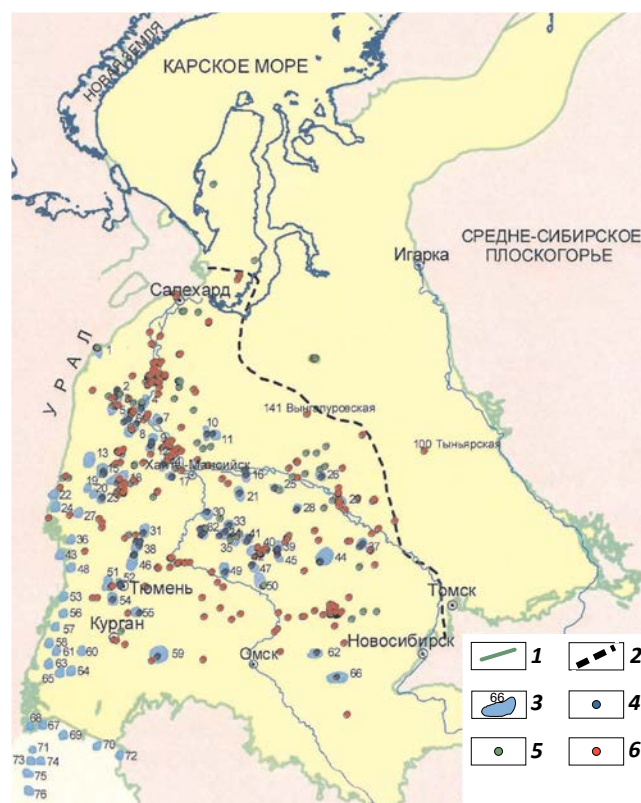
1

1 — орогенные прогибы: Ярудейский и Притаймырский периклинали; К — Сибирский кратон — позднеархейская складчатость 2,55–2,515 млрд лет (енгидиниды); Русская платформа — позднеархейская складчатость 2,6 млрд лет (бакалыды); В — байкалыды, 0,625 млрд лет; Т — тиманиды, 0,5 млрд лет; С — каледониды, 0,4 млрд лет; У — уралиды, 0,25 млрд лет

1 — orogenic troughs: Yarudeisky and near-Taimyr periclinal; K — Siberian Craton — Late Archean folding 2.55–2.515 bln years (Hercynides), East European Platform — Late Archean folding 2.6 bln years (Baikalides), В — Baikallides, 0.625 bln years, Т — Timanides, 0.5 bln year, С — Caledonides, 0.4 bln years, — U — Uralides, 0.25 bln years

Рис. 4. Схема распространения интрузий в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 4. Scheme of intrusions occurrence in the West Siberian geosyncline basement



Границы (1, 2): 1 — геосинеклизы, 2 — восточная гранитизации; 3 — ультрабазиты; скважины, вскрывшие (4–6): 4 — ультраосновные интрузии, 5 — основные интрузии, 6 — гранитоиды

Boundaries (1, 2): 1 — geosyncline, 2 — eastern of granitization; 3 — ultrabasic; wells that penetrated (4–6): 4 — ultrabasic, 5 — basic intrusions, 6 — granitoids

Рис. 5. Сейсмологическая модель Западно-Сибирской геосинеклизы по профилям ОГ Т 49 и 41G через полуострова Ямал и Гыданский; сжатие в ~ 13 раз; на западном фланге — скв. Усть-Юрибейская-13, в центре — скв. Гыданская-130

Fig. 5. Geoseismic model of the West Siberian geosyncline along the lines OG T 49 and 41G (across the Yamal and Gydan peninsulas); scaling factor ~ 13; Ust-Yuribeisky-13 well is at the western flank, Gydanisky-130 well is in the centre

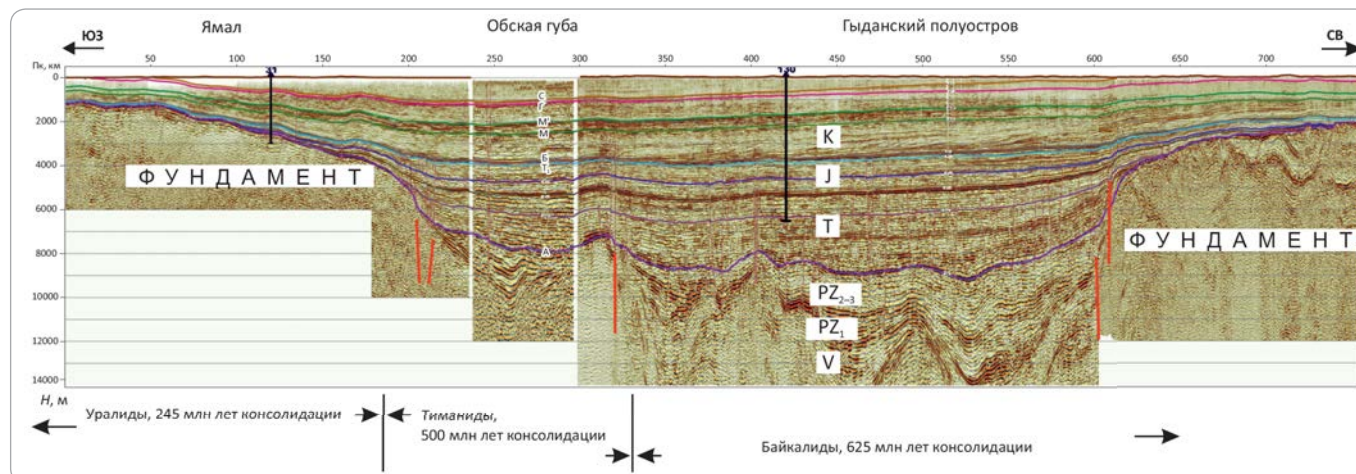
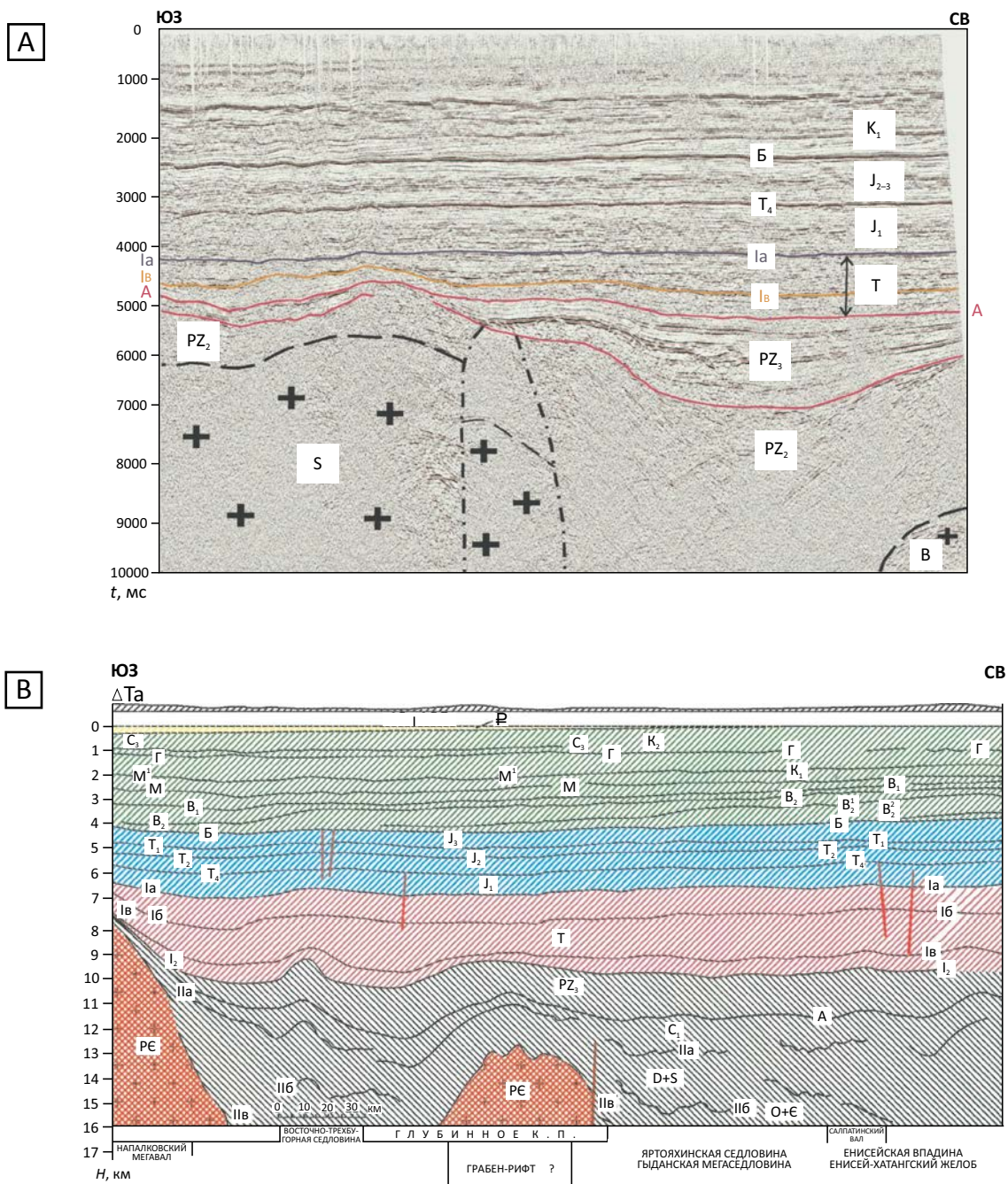


Рис. 6. Сейсмогеологические разрезы через Гыданский полуостров
Fig. 6. Geoseismic sections through the Gydan Peninsula



Профили: А — 41G, В — 40
Seismic lines: A — 41G, B — 40

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Сейсмический разрез КМПВ по профилю VI Юильска – Толька, Западная Сибирь
Fig. 7. Correlation Refraction Seismic section along VI line Yuilsk – Tol'ka, Western Siberia

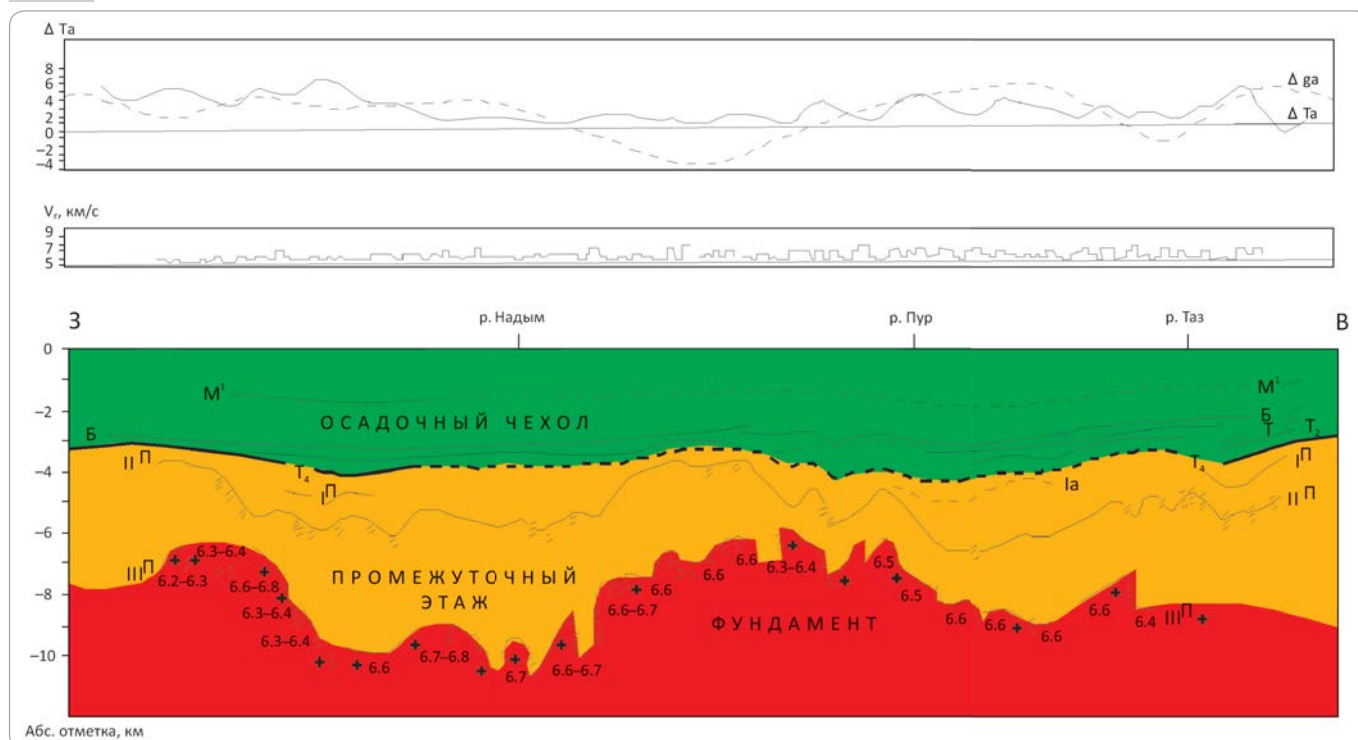


Таблица. Древний возраст цирконов из метаморфических и магматических пород фундамента
Table. Old age of zircon in metamorphic and igneous rocks of the basement

Номер	Площадь, скважина	Порода	U-Pb, млн лет	Эпоха складчатости	Примечания
Западная Сибирь					
1	Верхнереченская-2	Сланцы кристаллические	1168±13	Уралиды	Шадрин и др., 2016
2	Восточно-Кеушкинская-921	Парагнейсы выветрелые	616	"	Бочкарев и др., 2013
3	Восходная-3021	Парагнейсы	514,5±4,6	"	Шадрин и др., 2016
4	Западно-Яротинская-302	Сланцы кристаллические	552±13	"	Шадрин и др., 2016
5	Западно-Яротинская-303 (1)	То же	519,5	"	Бочкарев и др., 2014
6	Западно-Яротинская-303 (2)	Гнейсы	978±10	"	Шадрин и др., 2016
7	Зауралье, р.Миасс, ильинский комплекс	"	2715	"	Краснобаев и др., 2015
8	Кустюмовская-280	Сланцы кристаллические	614	"	Бочкарев и др., 2013
9	Медвежья-316	То же	2118	Байкалиды	Бочкарев и др., 2014
10	Медвежья-1001(2)	"	525,7	Тиманиды	Бочкарев и др., 2015
11	Медвежья-1001(1)	"	519	"	Бочкарев и др., 2015
12	Питингская-7	Амфиболит	537	Уралиды	Бочкарев и др., 2014
13	Рогожниковская-790	"	600	"	Коровина и др., 2011
14	Рогожниковский ЛУ-5, 911	Парасланцы	630	"	Коровина и др., 2011
15	Семивидовская-15	Сланцы кристаллические	550	"	Бочкарев и др., 2013
16	Тальцийская-14	То же	528	"	Бочкарев и др., 2013
17	Толумская-1857	Сланцы	2709; 503	"	Иванов и др., 2012
18	Янгиюганская-1	Слюдистые сланцы	953	"	Бочкарев и др., 2013
19	Янгиюганская-1	Гранито-гнейсы	564	"	Бочкарев и др., 2013
20	Янгиюганская-1	"	554	"	Бочкарев и др., 2013

Верхореченском профиле установлено, что поднятый блок сложен девонскими кремнистыми сланцами, а в опущенном блоке развиты докембрийские метаморфиты и пермские гранитоиды (антиклинорий). Таким образом, и здесь не подтверждается принцип унаследованности.

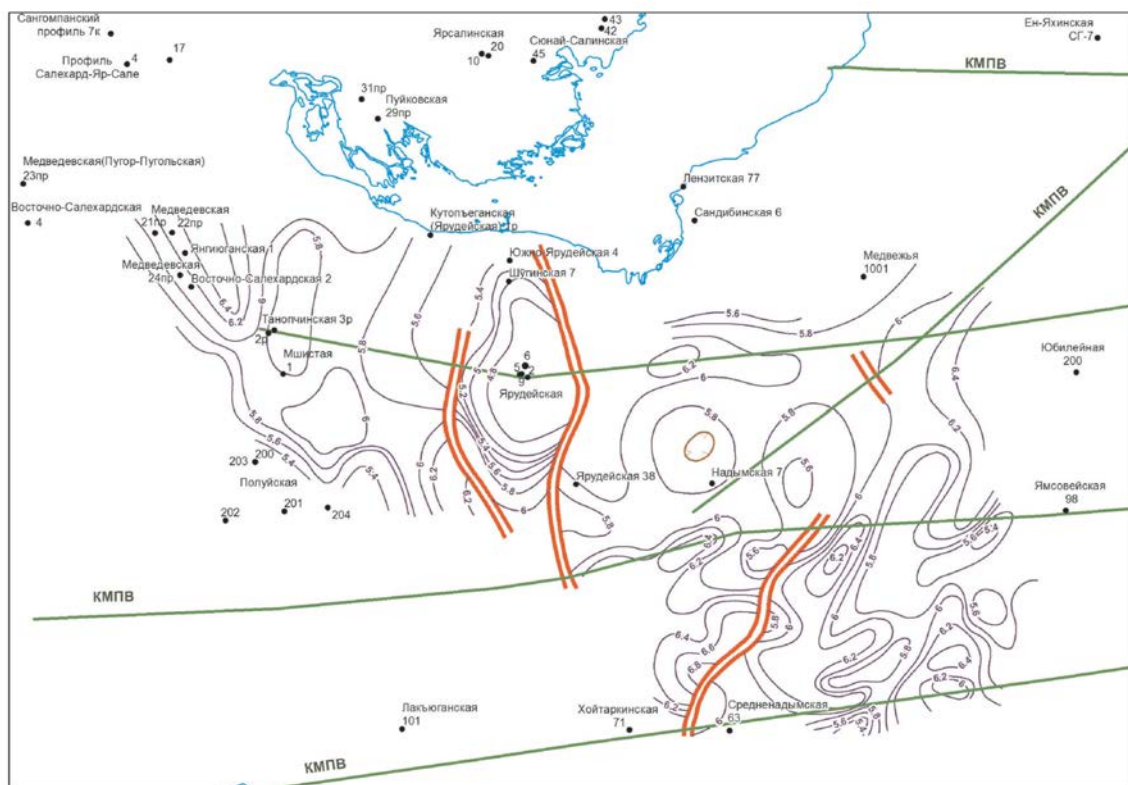
Эти данные по Сибири и Русской платформе приведены в работе В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, О.В. Петрова и др. [4]. В 2015 г. они были дополнены по Западной Сибири другими авторами [5]. Древнейшими цирконами в различных породах оказались архейские.

Имеющиеся сейсморазведочные данные (рис. 7) по Западной Сибири позволяют трассировать докембрийский кристаллический комплекс, поскольку значения скоростных параметров преломленных волн соответствуют Русской платформе — 6,4–7,0 км/с. Поэтому U-Pb-датировки докембрийских пород и раннекембрийских метаморфитов, намеченные по КМПВ, например, к юго-востоку от Обской губы, лишь подтверждают, что палеозойский геосинклинальный складчатый комплекс является не эпиокеаническим, а эпиконтинентальным образованием (рис. 8). U-Pb-датировки позволили считать, что континентальная кора развита повсеместно и выходит на поверхность в ядрах антиклинорий уральско-

го фундамента (245–250 млн лет консолидации) под юрский срез, а ниже палеозоя прослеживается на глубине 5–7 км и более. Такие выводы, основанные на U-Pb-датировках докембрия, в настоящее время признают все, даже те исследователи [6], которые до и после К.С. Иванова и др. [7, 8] считали метаморфиты девонскими. Эти авторы, отрицая складчатость уральской эпохи, сделали заключение, что метаморфиты обнажились в результате триасового рифтогенеза. Свою модель коллизионного типа они признали ошибочной [8].

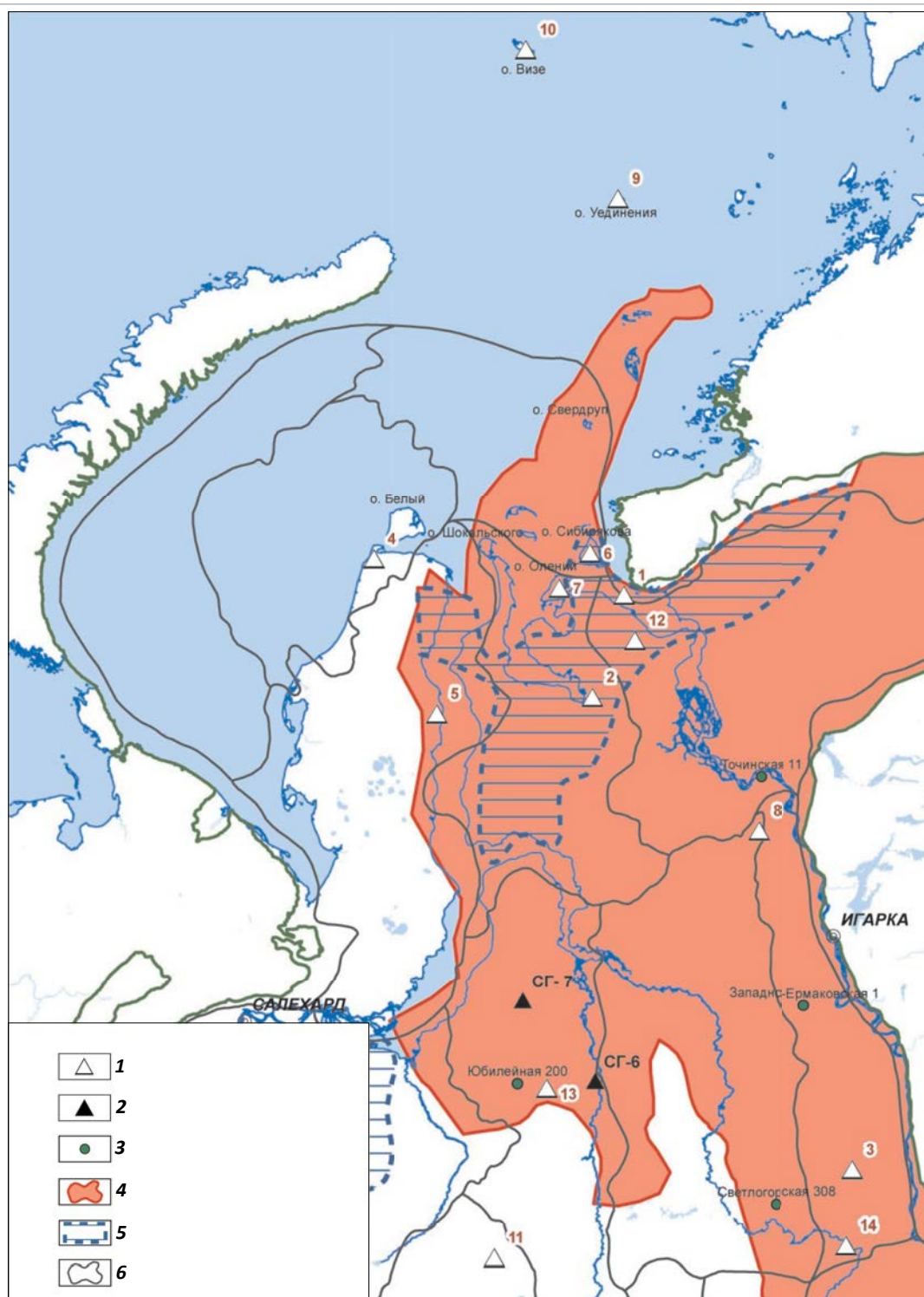
Автор статьи, так же как Н.С. Шатский и другие исследователи, считает, что консолидация фундамента является естественным завершением глубинного мантийного процесса, поверхностным выражением которого является складчатая область с рудными формациями. Более того, геосинклиналь, развиваясь самостоятельно за счет эндогенных процессов, временами сама становится источником энергии, активно воздействуя на окружающие ее трапповые и платобазальтовые тела и деформации, т. е. в форме индукционного тектогенеза [9]. Таким образом, недра преобразуются не только за счет привычных экзогенных и эндогенных процессов, о которых упоминали М.В. Ломоносов и А. Гумбольдт, но и путем индукционного тектогенеза. Благодаря U-Pb-датировке

Рис. 8. Схема граничных скоростей в фундаменте, северо-западный район Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 8. Scheme of marker velocities in the basement, north-western region of West Siberian geosyncline



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Обзорная схема севера Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 9. Overview scheme of the northern West Siberian geosyncline



Скважины (1–3): 1 — проектные, 2 — сверхглубокие, 3 — вскрывшие чехольный палеозой; 4 — Гыдано-Енисейский палеозойский осадочный бассейн; 5 — орогенные прогибы; 6 — нефтеносные области

Wells (1–3): 1 — planned, 2 — super-deep, 3 — penetrated Palaeozoic cover; 4 — Gydan-Yenisei Palaeozoic sedimentary basin, 5 — orogenic troughs; 6 — oil bearing areas

цирконов практически повсеместно установлено, что соседние блоки разного возраста консолидации имеют следы индукционного взаимодействия — траппы, протрузии ультрабазальтов и др., что лишнее раз доказывает отсутствие дрейфа террейнов и континентов. Они всегда были едины. Кроме того, цирконы, маркирующие индукционный тектогенез и тектоногидротермальные активизации, как правило, отличаются аномально высоким содержанием урана. Таким образом, индукционный тектогенез является производным более мощного эндогенного процесса.

На Урале в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы широко представлены **карбонатные платформы** и Петропавловское поднятие с признаками ювенильной нефтеносности (скважины Варьганская, Новопортовская, Нюрольская, Фроловская и др.) [10, 11]. Как правило, они сложены водорослевыми известняками силур-раннекаменноугольного возраста и имеют мощность более 2 км. В отличие от окружения, катагенез этих пород ниже и углы залегания составляют 30–45°. Их окаймляют глинисто-кремнистые толщи с радиоляриями и эффузивами островодужного типа.

Выделение **платформенного чехла** стало возможным за счет применения современных методов ОГТ, данные которых согласуются с материалами глубокого бурения. Необходимо учитывать, что в практике геолого-разведочных работ профили ОГТ изображаются, как правило, со сжатием в 10 раз. Некоторые авторы сжимают эти профили в 20–50 раз, тогда плоские депрессии «превращаются» в грабенподобные структуры, что неверно для севера Западной Сибири и Карского моря [12, 13, 14]. На этих профилях показано, что породы древнего фундамента от байкальской (скв. Медвежья-316 на востоке) до тиманской (скв. 1001) складчатости проявляются хаотическим типом записи, а скорость преломленных волн по КМПВ достигает 6,2 км/с. Фундамент

перекрывает венд-палеозойским для байкалитид и ордовик-пермским для тиманид чехлом осадочных отложений почти горизонтального залегания (ниже отражающего горизонта А), который местами с несогласием перекрывает триас-юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. То есть выше горизонта А залегает ортоплатформенный чехол, общий для всей геосинеклизы.

Палеозойский чехол Гыдано-Енисейского бассейна геотектонически неоднороден. Его северная половина не осложнена уральским тектогенезом, завершившимся в Урало-Алтайской складчатой области 245–250 млн лет назад (см. рис. 3). Как и на Тимано-Печорской плите воздействие уральской орогении, ограничилось здесь трапповым магматизмом в виде Коротчаевской, Светлогорской, Лекосской вулканотектонических депрессий индукционного тектогенеза. Южная половина Гыдано-Енисейского бассейна, или Предъенисейская НГО [15], подверглась прогреву, размыву почти всех палеозойских отложений и заметной деформации с потерей породами коллекторских свойств, что следует из изучения разрезов скважин Восток-1, 3, 4 и Вездеходная-4. Поэтому в 10 пробуренных скважинах не получено промышленных притоков нефти, так как катагенез пород очень высокий [16].

Северная половина бассейна, напротив, оказалась спокойной, а палеозойский чехол здесь включает верхнепалеозойскую орогенную толщу, свойственную периклинальным прогибам. Она частично обнажается на Западном Таймыре, где зафиксированы интенсивные нефтепроявления.

Периклинальные орогенные прогибы, такие как Персидский и Каспийский, также характеризуются повышенной нефтеносностью. Поэтому ожидается, что и Притаймырский периклинальный прогиб на Гыданском полуострове, где уже закартированы крупные валы, будет весьма продуктивным (рис. 9).

Литература

1. Клещев К.А., Шейн В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России // Геология нефти и газа. — № 1. — 2004. — С. 23–42.
2. Беляев С.Ю., Башарин А.К., Филиппов Ю.Ф. Геодинамическая история формирования зоны сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирского осадочного бассейна // Материалы Всероссийской научной конференции «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». — Тюмень-Новосибирск, 2008. — С. 16–20.
3. Буслов М.М. Тектоническое районирование и геодинамика вендско-палеозойских складчатых поясов Центральной Азии и фундамента Западно-Сибирского осадочного бассейна // Материалы Всероссийской научной конференции «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». — Тюмень-Новосибирск 2008. — С. 32–35.
4. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Петров О.В., Сергеев С.А., Шокальский С.П. Геотектоническая карта смены эндогенных режимов земной коры России (Урало-Сибирский регион) // Горные ведомости. — 2016. — Т. 140–141. — № 1–2. — С. 6–29.
5. Краснобаев А.А., Пучков В.Н., Пужаков Б.А., Бушарина С.В., Сергеева Н.Д. Цирконовый архей Зауральской мегазоны // ДАН. — 2015. — Т. 465. — № 6. — С. 720–726.
6. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б., Пономарев В.С., Погромская О.Э. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера. — 2012. — № 4 (55). — С. 91–106.
7. Иванов К.С., Панов В.Ф., Лиханов И.И., Козлов П.С., Пономарев В.С., Хиллер В.В. Докембрий Урала. Тюмень // Горные ведомости. — 2016. — № 9 (148). — С. 4–29.
8. Иванов К.С., Панов В.Ф., Лиханов И.И., Козлов П.С., Хиллер В.В., Пономарев В.С., Ерохин Ю.В., Фаррахова Н.Н. Докембрийские комплексы Западной Сибири и ее восточного обрамления. Обзор и следствия для нефтегазовой геологии // Горные ведомости. — 2017. — Т. 154. — № 6. — С. 18–33.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

9. Бочкарев В.С. О фундаментальных проблемах геологии Западно-Сибирской геосинеклизы // Горные ведомости. – 2017. – Т. 151. – № 3. – С. 6–24.
10. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М. Схема тектоники Урало-Сибирского региона // Горные ведомости. – 2015. – Т. 137. – № 10. – С. 6–39.
11. Бочкарев В.С., Чувашов Б.И., Лукомская К.Г. Новый разрез палеозоя на севере Западной Сибири // Горные ведомости. – 2016. – Т. 146. – № 7. – С. 6–13.
12. Конторович А.Э., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Клец А.Г., Сараев С.В. Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция: осадочные комплексы, тектоника, перспективы нефтегазоносности // Материалы Всероссийской научной конференции «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». – Тюмень–Новосибирск, 2008. – С. 110–117.
13. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
14. Монастырев Б.В. Сейсморазведочная модель севера Западно-Сибирской геосинеклизы в аспекте теории рифтогенеза // Тектоника, геодинамика и рудогенез складчатых поясов и платформ. Материалы XLVIII Тектонического совещания. – Т. 2. – М.: ГЕОС, 2016. – С. 24–28.
15. Петров О.В., Дараган-Суцкова Л.А., Соболев Н.Н., Петров Е.О., Дараган-Суцков Ю.И. Современное районирование фундамента севера Евразии на примере северной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Труды 9-ой Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ: сб. мат-лов. – Т. 2. – Вып. 8–9. – СПб.: ГЕО, 2009. – С. 310–313.
16. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: Изд-во ИНГ СО РАН, 2011. – 332 с.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. Plate tectonics models of petroleum basins in Russia. *Oil and gas geology*. 2004;(1):23–42.
2. Belyaev S.Yu., Basharin A.K., Filippov Yu.F. Geodynamic history of conjunction zone formation between the Siberian Platform and West Siberian Sedimentary Basin. *Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»*. Tyumen–Novosibirsk. 2008. P. 16–20.
3. Buslov M.M. Tectonic zoning and geodynamics of the Vendian-Palaeozoic fold belts of Central Asia and West Siberian Sedimentary Basin. *Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»*. Tyumen–Novosibirsk. 2008. P. 32–35.
4. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Petrov O.V., Sergeev S.A., Shokal'skii S.P. Geotectonic map of Earth's crust endogenous regimes alternation (Russia, the Urals-Siberian region). *Gornye vedomosti*. 2016;140–141(1–2):6–29.
5. Krasnobayev A.A., Puchkov V.N., Puzhakov B.A., Busharina S.V., Sergeeva N.D. Zircon Archean of the trans-Urals megazone. *DAN*. 2015;465(6):720–726.
6. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Pisetsky V.B., Ponomarev V.S., Pogromskaya O.E. New data on the structure of the West-Siberian Platform basement. *Litosfera*. 2012;55(4):91–106.
7. Ivanov K.S., Panov V.F., Likhanov I.I., Kozlov P.S., Ponomarev V.S., Khiller V.V. Urals Precambrian. Tyumen. *Gornye vedomosti*. 2016;148(9):4–29.
8. Ivanov K.S., Panov V.F., Likhanov I.I., Kozlov P.S., Khiller V.V., Ponomarev V.S., Erokhin Yu.V., Farrakhova N.N. Precambrian sequences of Western Siberia and its eastern margins. Review and consequences for petroleum geology. *Gornye vedomosti*. 2017;154(6):18–33.
9. Bochkarev V.S. West Siberian geosyncline: fundamental problems of geology. *Gornye vedomosti*. 2017;151(3):6–24.
10. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M. Scheme of Urals-Siberian tectonics. *Gornye vedomosti*. 2015;10(137):6–39.
11. Bochkarev V.S., Chuvašov B.I., Lukomskaya K.G. New Palaeozoic cross-section in the northern West Siberia. *Gornye vedomosti*. 2016;146(7):6–13.
12. Kontorovich A.E., Varlamov A.I., Efimov A.S., Kontorovich V.A., Filippov Yu.F., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kleets A.G., Saraev S.V. Pre-Yenisei petroleum sub-province: sedimentary complexes, tectonics, petroleum potential. *Materialy nauchnoi konferentsii «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»*. Tyumen–Novosibirsk. 2008. P. 110–117.
13. Kontorovich V.A. The tectonic framework and petroleum prospects of the Western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):804–824.
14. Monastirev B.V. Seismics-based model of northern West Siberian geosyncline in the context of rifting theory. *Tektonika, geodinamika i rudogenez skladchatykh pojasov i platform. Materialy XLVIII Tektonicheskogo soveshchaniya*. Moscow: GEOS; 2016. V. 2. P. 24–28.
15. Petrov O.V., Daragan-Sushchova L.A., Soboлев N.N., Petrov E.O., Daragan-Sushchov Yu.I. Current zoning of northern Eurasia basement: an example of the northern West Siberian petroleum province. *Trudy 9 Mezhdunarodnoi konferentsii i vystavki po osvoeniyu resursov nefti i gaza Rossiiskoi Arktiki i kontinental'nogo shel'fa stran SNG : sb. materialov*. V. 2. Issue 8–9. St. Petersburg: GEO; 2009. P. 310–313.
16. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Palaeozoic formations of West Siberian mega-basin. *Novosibirsk: izdatelstvo INGG SO RAN*; 2011. 332 p.

УДК 550.835 (571.511)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74

Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове

© 2018 г. | В.А. Балдин¹, Н.З. Мунасыпов², Т.Р. Шарафутдинов¹

¹ООО НПЦ «Геостра», Уфа, Россия; baldin@bngf.ru; timur_sh@bngf.ru;

²АО «Башнефтегеофизика», Уфа, Россия; nail@bngf.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Западно-Сибирская и Хатангско-Вилуйская нефтегазоносные провинции; Енисей-Хатангский региональный прогиб; Обско-Лаптевская гряда; Усть-Енисейский и Хатангский желоба; неокомские клиноформы; сейсморазведка МОГТ.*

Из-за слабой геолого-геофизической изученности Центрального и Восточного Таймыра, а также различий во взглядах исследователей на историю развития и современное строение Таймыра восточная граница Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в районе Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется неоднозначно. На основе новых сейсмических материалов МОГТ 2D в комплексе с другими геолого-геофизическими данными существенно уточнена модель строения мезозойского осадочного чехла на севере Западной и Центральной Сибири. Показано, что в мезозойское время Енисей-Хатангский региональный прогиб представлял собой сложную зону сочленения по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа двух мезозойских бассейнов: Западно-Сибирского (Усть-Енисейский желоб и Обско-Лаптевская гряда) и Хатангско-Вилуйского (Хатангский желоб). Определены северо-восточные границы Западно-Сибирского бассейна на Таймыре. Исследования последних лет, основанные главным образом на материалах МОГТ и глубокого бурения, убедительно показали, что большая часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, включая Усть-Енисейский желоб и диагональную систему приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба (Малохетский, Рассохинский, Балахнинский), по особенностям строения и первичной седиментации входит составной частью в Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн и образует на севере Сибири новую нефтегазоносную область с высокой плотностью потенциальных ресурсов углеводородов: Усть-Енисейскую нефтегазоносную область Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Для цитирования: Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74.

More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula

© 2018 | V.A. Baldin¹, N.Z. Munasypov², T.R. Sharafutdinov¹

¹Geostra Research and Production Center LLC, Ufa, Russia; baldin@bngf.ru; timur_sh@bngf.ru;

²JSC "Bashneftegeofizika", Ufa, Russia; nail@bngf.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *West Siberian and Khatanga-Vilyuisk petroleum provinces; Yenisei-Khatangsky regional trough; Ob-Laptevsky ridge; Ust-Yenisei and Khatanga trenches; Neocomian clinoforms; CDP seismics.*

Because of low geological and geophysical exploration maturity of Central and Eastern Taimyr, as well as difference of researchers' opinion on history of the Taimyr evolution and its present-day structure, the eastern border of the West Siberian petroleum province within the Yenisei-Khatangsky regional trough is unclear. Basing on the new 2D CDP seismic data integrated with the other geological and geophysical information, borders of the West Siberian basin on Taimyr are defined more exactly. According to the modern ideas, the Yenisei-Khatangsky deep fault in the Yenisei-Khatangsky regional trough is a suture zone in the Mesozoic between West Siberian Plate and Siberia Platform. Yenisei-Khatangsky regional trough is not defined as a single Mesozoic depression in the modern structural geometry of the Jurassic-Cretaceous formations; it is rather represented by two negative super-order structures — roughly EW trending trenches: Ust-Yeniseisky and Khatangsky. Ob-Laptevsky fault-line ridge obliquely splits the Yenisei-Khatangsky regional trough into two parts having sharply different sedimentation settings in Mesozoic (first of all, Triassic and Neocomian) time. Western part of the Yenisei-Khatangsky regional trough, including the Ust-Yeniseisky trench and Ob-Laptevsky ridge, belongs to the West Siberian Mesozoic mega-basin. Khatanga trench in the south-eastern part of the Yenisei-Khatangsky regional trough is included in the Khatanga-Vilyuisky Mesozoic basin formed as a result of considerable Mesozoic subsidence of the Siberian Platform's northern margin. Yenisei-Khatangsky regional trough was previously traditionally zoned as the Yenisei-Khatangsky petroleum region of the Yenisei-Anabarsky petroleum province (later the Khatanga-Vilyuisky petroleum province). Studies in the recent years, which were mainly based on CDP and deep drilling data, clearly demonstrated that according to structural features and primary sedimentation, the most part of the Yenisei-Khatangsky petroleum region, including the Ust-Yenisei trench and diagonal system of fault-line mega-swells of the



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Ob-Laptevsky ridge within the Yenisei-Khatangsky regional trough (Malokhetskyy, Rassokhinsky, Balakhninsky) are the constituents of the West Siberian petroleum basin; they form a new petroleum region in the northern Siberia having a high density of prospective HC resources: Ust-Yeniseisky petroleum region of the West Siberian Petroleum Province.

For citation: Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74.

Северо-Сибирская (Таймырская) низменность на Таймыре, характеризующаяся мощным (до 10–15 км) мезозойским осадочным чехлом с доказанной нефтегазоносностью, является объектом геолого-геофизических исследований, начиная с 1930-х гг. Но, в связи со сложностью строения территории и слабой геолого-геофизической изученностью, взгляды исследователей по принципиальным вопросам геологического строения мезозойского седиментационного бассейна между Сибирской платформой и Таймырской складчато-надвиговой системой очень разноречивы.

В результате геолого-геофизических работ первого этапа (1934–1953) исследований были выявлены основные черты глубинного строения региона [1, 2], где по мезозойским отложениям был выделен Таймырский (Предтаймырский) прогиб, который, как считалось, состоит из двух изолированных впадин — Усть-Енисейской и Хатангской. В конце 1950-х гг. накопленные материалы сейсморазведки МОВ, гравиразведки и глубокого бурения позволили выделить здесь такие тектонические элементы, как Малохетский вал, Анабаро-Хатангскую седловину (Сакс В.Н., 1957; Калинин М.К., 1959 и др.).

В 1960–1970-х гг., по мере дальнейшего изучения Таймыра сейсморазведкой МОВ, глубоким бурением и другими геолого-геофизическими методами, были существенно уточнены формы и размеры мезозойских депрессий [3]. По предложению Н.И. Байбародских (1966) весь мезозойский бассейн на Таймыре стали выделять как единый надпорядковый тектонический элемент: Енисей-Хатангский региональный прогиб. Из структур I порядка вместо Усть-Енисейской впадины был выделен Центральнo-Таймырский мегапрогиб, а вместо Хатангской впадины — Жданихинский мегапрогиб. Также выявлена диагональная перемычка между мегапрогибами в виде Рассохинского и Балахнинского мегавалов в центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, Янгодо-Горбитский выступ и Киряко-Тасский полу-вал — по северному обрамлению мезозойского бассейна (Тальвирский Д.Б., 1976 и др.).

По нефтегазогеологическому районированию с середины и до конца XX в. мезозойский седиментационный бассейн между Сибирской платформой и Таймырской складчато-надвиговой системой (Енисей-Хатангский региональный прогиб) большинство исследователей традиционно выделяли как Енисей-Хатангскую НГО Енисей-Анабарской НПП. Но еще в 1960-е гг. некоторые исследователи (И.И. Нестеров

старший, К.А. Шпильман и др.) выделяли на севере Красноярского края Усть-Енисейскую НГО в составе Западно-Сибирской НПП. По их мнению, Усть-Енисейская НГО на северо-востоке Западно-Сибирской провинции включала Усть-Енисейскую впадину и осложняющие ее мегавалы, валы и куполовидные поднятия [4].

В 1980–1990-е гг. к числу важнейших результатов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения следует отнести изучение неокомских клиноформ, закартированных как на Гыдане, так и в западной части Таймыра. Было установлено [5–7], что неокомская клиноформная толща — основной нефтегазоносный комплекс Западной Сибири — распространяется от Ямала и Гыдана в северо-восточном направлении на всю территорию обширного Усть-Енисейского желоба (рис. 1), значительно расширяя территорию Западно-Сибирской НПП за счет западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на Таймыре. Также существенно уточнены структурные планы по различным уровням юрско-меловых отложений, детализировано строение крупных структурно-тектонических элементов на Гыдане и в западной части Таймыра [5] (Балдин В.А., 2001 и др.).

Но полученные к концу XX в. новые результаты исследований на основе сейсморазведки МОГТ в комплексе с глубоким бурением и другими геолого-геофизическими данными ([5–7] и др.) не нашли заслуженного внимания со стороны большинства исследователей. Преобладала точка зрения, что весь Енисей-Хатангский региональный прогиб вместе с Лено-Анабарским мегапрогибом и Предверхоанским краевым прогибом образуют по северному и северо-восточному обрамлению Сибирской платформы единую систему перикратонных прогибов мезозойского выполнения [8–10]. В начале XXI в. по предложению специалистов СНИИГТиМСа (Старосельцев В.С. и др., 2001) весь Енисей-Хатангский региональный прогиб (Енисей-Хатангская НГО) был включен в состав Хатангско-Вилуйской НПП, размеры которой были значительно увеличены. Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская НГО) на Восточном Таймыре и Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО) на северо-западе Якутии большинство исследователей, начиная с середины XX в. по настоящее время, относят к Хатангско-Вилуйской НПП. Предверхоанский краевой прогиб и Вилуйскую синеклизу по северо-восточному обрамлению Сибирской платформы одни исследователи

Рис. 1. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн с некомпенсированным осадконакоплением в неокоме (по Кунину Н.Я. и др., 1995, с дополнениями Балдина В.А., 2001)

Fig. 1. West Siberian oil and gas bearing starved basin in Neocomian (after Kunin N. Ya. et al. 1995, complemented by Baldin V.A., 2001)



1 — ориентировочная граница бассейна неокомских клиноформ; **2** — зона развития некомпенсированного осадконакопления в пределах Енисей-Хатангского прогиба (Усть-Енисейская НГО); **3** — административная граница

1 — approximate border of the basin of Neocomian clinoforms; **2** — zone of starved sedimentation within the Yenisei-Khatangsky trough (Ust-Yenisei petroleum region); **3** — administrative boundary



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

выделяют в самостоятельную Лено-Вилуюскую НГП, другие включают в состав Хатангско-Вилуюской НГП.

Из-за низкой геолого-геофизической изученности и различий во взглядах исследователей на геологическое строение и геохимические условия Енисей-Хатангского регионального прогиба на всех схемах нефтегазогеологического районирования конца XX – начала XXI в. западная и восточная границы Енисей-Хатангской НГО Енисейско-Анабарской НГП, впоследствии — Хатангско-Вилуюской НГП, проводились исследователями весьма условно.

По мнению большинства специалистов ([9, 11] и др.), основой для нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов является принятое для данного региона структурно-тектоническое районирование. Общеизвестно, что именно тектонический фактор, постоянно действующий при генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, в конечном итоге определяет многофакторный процесс формирования залежей нефти и газа. Но при проведении границы между Западно-Сибирской и Енисей-Анабарской НГП (впоследствии Хатангско-Вилуюской), структурно-тектонический контроль полностью отсутствовал.

Так, практически на всех официальных тектонических и нефтегазогеологических схемах, изданных на протяжении XX — начала XXI в., западная граница Енисей-Хатангской НГО с Западно-Сибирской НГП принималась формально, по административной границе Ямало-Ненецкого АО и Красноярского края.

Восточная граница Енисей-Хатангской НГО с Анабаро-Хатангской НГО всеми исследователями проводилась по ориентировочной границе Енисей-Хатангского регионального прогиба с Анабаро-Хатангской седловиной. Но из-за отсутствия до настоящего времени детальных структурных планов мезозойских отложений для восточной части Таймыра, местоположение этой границы в различных вариантах тектонического и нефтегазогеологического районирования может значительно отличаться.

В XXI в., начиная с 2005 г., в рамках Федеральной программы геологического изучения недр на Таймыре выполнен большой объем сейсморазведки МОГТ 2D повышенной кратности (60–120) и глубинности (длина записи до 18 с). По современным схемам тектонического и нефтегазогеологического районирования, составленным в последние 10 лет (А.П. Афанасенков, В.А. Балдин, А.М. Брехунцов, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, А.В. Ступакова, А.В. Шпильман и др.), западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба относится к Западной Сибири и выделяется под названием Усть-Енисейская или Енисей-Хатангская НГО. Но из-за слабой геолого-геофизической изученности Центрального и Восточного Таймыра на текущий момент, а также различий во взглядах исследователей на историю развития и современное строение Таймыра, северо-восточная гра-

ница Западно-Сибирской НГП в Енисей-Хатангском региональном прогибе выделяется неоднозначно, с большими расхождениями, достигающими сотен километров.

На основе новых сейсмических материалов МОГТ 2D в комплексе с другими геолого-геофизическими данными границы Западно-Сибирского бассейна на Таймыре существенно уточнены [11–14]. Новые высокоинформативные сейсмические разрезы повышенной глубинности позволили впервые изучить на северо-востоке Западной Сибири и Енисей-Хатангского регионального прогиба не только юрско-меловые, но и доюрские комплексы. Все ранее выполненные структурные построения по доюрским комплексам в лучшем случае ограничивались в этом регионе горизонтами Ia(III) в кровле триаса и A(V) — в кровле палеозоя.

Современная обработка и интерпретация новых сейсмических профилей МОГТ позволила по редкой сети профилей повышенной глубинности (более 25 000 км), увязанных со всеми глубокими скважинами, вскрывшими доюрское основание, изучить доюрские комплексы по 10 горизонтам, в том числе: Ia(III), Ib(IV₁), Iv(IV₂) — в триасовой толще нижнемезозойских отложений; A(V), Va, VI, VIII — характеризующие строение палеозойских комплексов; Ха, Хб, Хв — по рифейским отложениям неопротерозоя. Это дало возможность впервые на северо-востоке Западной Сибири, включая Енисей-Хатангский региональный прогиб и сопредельные территории на Таймыре, расчленив интервал разреза находящихся на больших глубинах неопротерозой-палеозойских и триасовых отложений на различные структурно-тектонические этажи и отдельные седиментационные комплексы, охарактеризовать особенности геологического строения рифейских, палеозойских и триасовых отложений, выполнить для этих комплексов структурно-тектоническое районирование, дать прогноз литологии и фациальных условий осадконакопления, оценить перспективы нефтегазоносности [12].

Юрско-меловые отложения на Гыдане и Таймыре изучены более детально: по комплексу данных МОГТ (более 75 000 км), ГИС и бурения (более 600 скважин) с картированием в площадном варианте по 19 региональным и субрегиональным сейсмическим реперам внешних поверхностей седиментационных тел, исследованием особенностей внутреннего строения седиментационных сейсмических комплексов различных уровней иерархии на основе комплексного анализа сейсмического волнового поля, ГИС и бурения с применением принципов сиквенс-стратиграфии.

Увеличение глубинности и детальности исследований МОГТ современного уровня по-новому осветило строение земной коры. На основании сейсмостратиграфического анализа высокоинформативных разрезов МОГТ повышенной глубинности

в комплексе с другими геолого-геофизическими данными в разрезе земной коры крупнейших геоструктур северо-востока Западной Сибири и сопредельных территорий Центрального (Таймырского) сектора Арктики выделяются [12]: нижнепротерозойское складчатое основание и архейский кристаллический фундамент; нижнепротерозойское (архей-нижнепротерозойское (?)) складчатое основание является переходным этажом от стратифицированных отложений к консолидированной земной коре; верхнепротерозойский структурно-тектонический этаж, представляющий собой предчехольный мегакомплекс наиболее древних стратифицированных отложений, переходный от метаморфизованных пород складчатого основания к осадочному чехлу; структурно-тектонические этажи (мегакомплексы) осадочного чехла: палеозойский (венд-палеозойский (?)) ортоплатформенный, верхнепалеозой-нижнемезозойский (верхнепермско-нижнетриасовый (?)), переходный от ортоплатформенного к плитному и мезо-кайнозойский плитный.

Уточнение модели строения мезозойского осадочного чехла на севере Западной и Центральной Сибири авторы статьи проводили по нескольким направлениям: создание стратиграфо-корреляционной основы мезозоя с составлением унифицированной сейсмостратиграфической шкалы отражающих горизонтов и продуктивных пластов на основе анализа и обобщения сейсморазведки МОГТ, бурения и ГИС; изучение особенностей строения седиментационных сейсмических комплексов различных уровней иерархии в мезозойском интервале разреза с анализом сейсмического волнового поля, ГИС и бурения с применением принципов сиквенс-стратиграфии; уточнение структурно-тектонического районирования рифей-палеозойских и мезозойских отложений с составлением структурно-тектонических карт палеозоя и мезозоя, сводных тектонических схем на основе региональных структурных построений для всего Центрально-Арктического региона; уточнение границ структурно-фациальных районов по каждому из выделенных комплексов юры – мела с составлением схем структурно-фациального районирования, типовых разрезов скважин, геолого-геофизических характеристик; составление схем нефтегазогеологического районирования для всего Центрально-Арктического региона с детализацией нефтегазогеологических карт по северо-востоку Западной Сибири на уровне НГО и НГР.

Результаты выполненных исследований в последние годы на основе новых геолого-геофизических (в первую очередь сейсмических) данных, новые модели регионального геологического строения мезозойских отложений на Гыдане и в Енисей-Хатангском региональном прогибе на Таймыре завершают дискуссию о включении западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в состав Западной Сибири.

Особенности условий формирования и современного строения различных комплексов мезозоя на Гыдане и в Енисей-Хатангском региональном прогибе на Таймыре убедительно свидетельствуют, что Усть-Енисейский желоб и Обско-Лаптевская гряда на Таймыре продолжают Западно-Сибирский мезозойский бассейн как минимум до оз. Таймыр. Общая мощность юрско-меловых отложений, которая в Северной сверхглубокой депрессии на Гыдане составляет 6–8 км, в Енисей-Хатангском региональном прогибе еще больше, достигая до 10 км в пределах Усть-Енисейского желоба (Агапский мегапрогиб) и более 7,5 км — в Хатангском желобе (Жданихинский мегапрогиб). Одни и те же неокомские клиноформы достоверно закартированы в центральных районах Западной Сибири и на Гыдане, а также в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Усть-Енисейский желоб) на Таймыре.

В то же время мезозойский бассейн Хатангского желоба имеет принципиальные отличия от Усть-Енисейского по условиям первичной седиментации и современному строению, которые наиболее значимы для триасовых комплексов и неокомских отложений нижнего мела. Енисей-Хатангский глубинный разлом шовного типа в мезозое и приуроченная к этому глубинному разлому Обско-Лаптевская приразломная гряда рассекают Енисей-Хатангский региональный прогиб на две части с резко различными условиями седиментации в мезозойское (прежде всего, триасовое и неокомское) время, разделяя его по диагонали на два различных мезозойских бассейна: Западно-Сибирский и Хатангско-Вилуйский.

По сейсмическим данным наблюдаются большие различия в строении и мощностях выделяемых на Таймыре триасовых комплексов в Усть-Енисейском и Хатангском желобах. Но триасовые комплексы Гыдана (Ямало-Гыданская синеклиза) и Усть-Енисейского желоба на Таймыре, а также в пределах протягивающейся с Гыдана через весь Таймыр Обско-Лаптевской гряды обладают общими чертами: грабенообразным строением и относительно большими мощностями отложений триаса в грабенах и надрифтовых депрессиях.

Триасовые отложения на Гыдане и Таймыре в общем случае несогласно перекрывают верхнепалеозойские. По особенностям рисунка сейсмической записи и имеющимся ограниченными данными бурения в Ямало-Гыданской синеклизе на севере Западной Сибири и в Енисей-Хатангском региональном прогибе прогнозируется преимущественное развитие терригенных триасовых отложений морского генезиса как минимум для верхнего – среднего триаса. Максимальные мощности терригенных отложений триаса развиты в пределах палеорифтовых впадин, существовавших в триасовое время на территории Гыдана и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Усть-Енисейский желоб, Обско-Лаптевская гряда) на Таймыре.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Имеющийся геолого-геофизический материал позволяет предположить, что развитие вулканогенных отложений триаса ограничивалось периферией морского триасового бассейна, существовавшего на севере Западной Сибири (включая Гыдан и Енисей-Хатангский региональный прогиб на Таймыре). По-видимому, эффузивные образования редко могли проникать во внутреннюю часть бассейна и распространялись локально в приразломных структурах вблизи глубинных разломов.

Глубина залегания кровли триасового мегакомплекса на Гыдане составляет 8000–8500 м в Ямало-Гыданской синеклизе и около 5500 м на Ямало-Таймырской седловине, разделяющей Южно-Карскую и Ямало-Гыданскую впадины вблизи северного побережья Гыдана. В Усть-Енисейском желобе глубина залегания кровли триасовых отложений составляет около 7500 м в западной части, в районе дельты Енисея (Бреховская седловина), и достигает 10 000 м в Агапском прогибе, в районе р. Пясины. На северной границе желоба (Агапский глубинный разлом) глубина до кровли мегакомплекса составляет 4500–5500 м, а на южной — 2500–3000 м. В наиболее депрессионной части Хатангского желоба (Жданихинский мегапрогиб) кровля триасовых отложений находится на глубине около 7000–7500 м.

Наибольшая мощность отложений триаса отмечена в Ямало-Гыданской впадине на Гыдане и в Усть-Енисейском желобе на Таймыре. В наиболее прогнутой части Ямало-Гыданской синеклизы общая мощность триасовых отложений достигает 4000–4200 м. В Ямало-Таймырской седловине у северного окончания п-ова Гыданский мощность отложений триаса незначительна: 200–400 м. В центральной депрессионной части Усть-Енисейского желоба на Таймыре (Агапский прогиб) мощность триасового комплекса достигает 4200 м и более, но быстро уменьшается к границам прогиба и вблизи Агапского глубинного разлома составляет только 200–400 м. Из-за сложного горстобрабенного строения Обско-Лаптевской гряды, наличия нескольких интенсивных эрозионных срезоз, повышенной дислоцированности доюрских комплексов оценить мощность триасовых отложений в пределах гряды затруднительно. Но по отдельным сейсмическим профилям в пределах триасовых грабенов в сводовой части гряды как на Гыдане, так и Таймыре наблюдаются увеличенные мощности отложений триаса до нескольких километров с эрозионным срезоз в кровле.

В Хатангском желобе триасовый интервал разреза по особенностям сейсмической записи резко отличается от Усть-Енисейского желоба и Ямало-Гыданской синеклизы. Здесь он представлен маломощным клином с полным выклиниванием отложений триаса на Северо-Сибирской моноклизе и максимальной мощностью (менее 1 км) в наиболее депрессионной зоне вблизи Енисей-Хатангского

глубинного разлома (рис. 2, 3). На большей части территории Хатангского желоба и Анабаро-Хатангской седловины мощность триасовых отложений составляет лишь первые сотни метров.

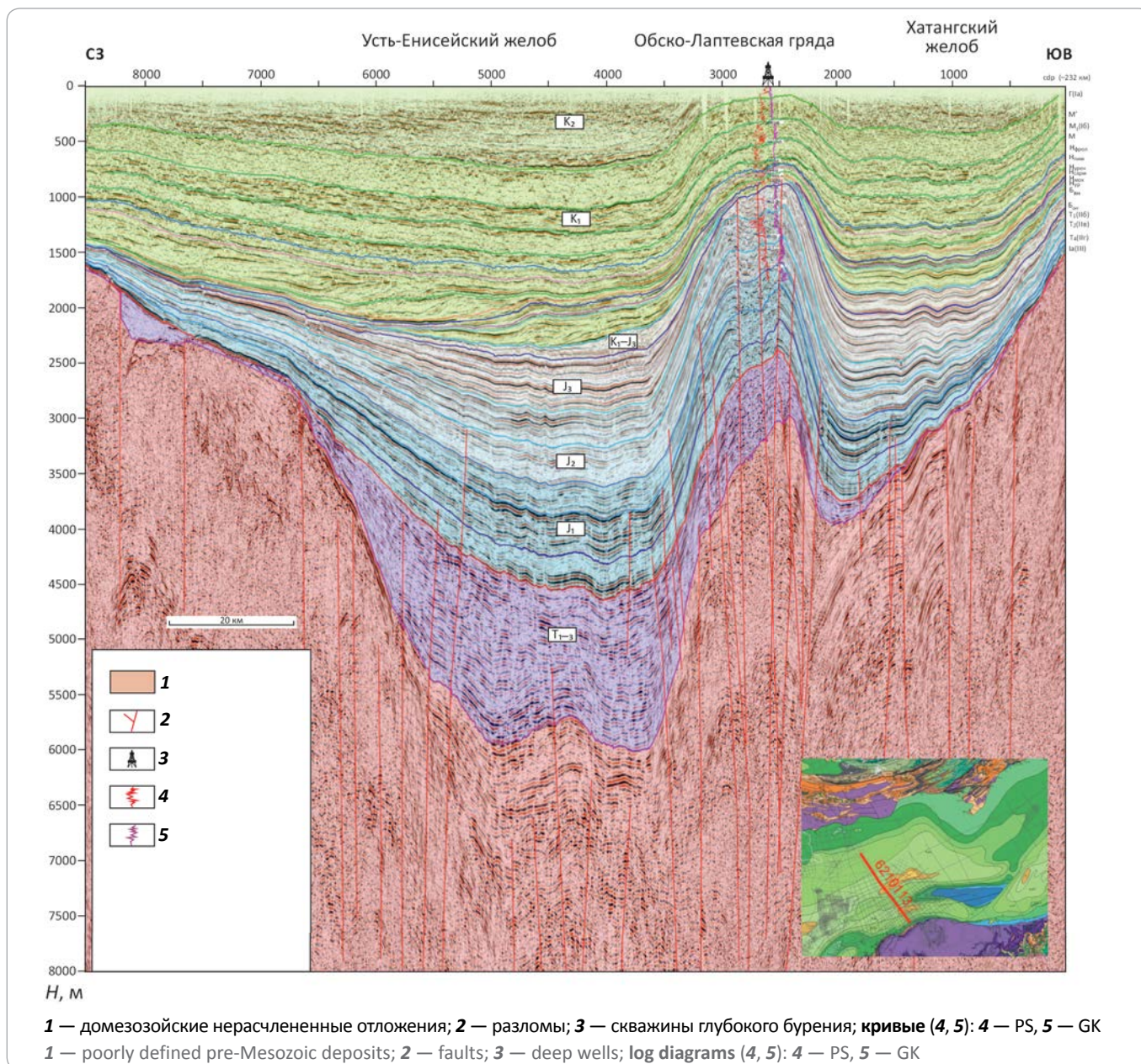
Таким образом, для Ямало-Гыданской синеклизы на Гыдане и Усть-Енисейского желоба на Таймыре, а также в пределах практически всей (как минимум от р. Обь до оз. Таймыр) Обско-Лаптевской гряды по сейсмическим данным в триасовом интервале разреза наблюдаются общие черты первичной седиментации и современного строения, свидетельствующие о единстве Западно-Сибирского бассейна на всей этой территории в триасовое время. В Хатангском желобе условия осадконакопления в триасовое время значительно отличались малой (сотни метров) мощностью триасовых отложений и клиновидным строением. Эти особенности, по аналогии с Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским прогибом, соответствуют Хатангско-Вилуйскому седиментационному бассейну.

Отложения юрской системы в пределах северо-востока Западной Сибири (Гыдан и западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба на Таймыре) распространены практически повсеместно и залегают согласно на породах тампейской серии триаса в зонах депрессий или с крупным стратиграфическим несогласием на более древних раннетриасовых, палеозойских и докембрийских породах в пределах Обско-Лаптевской гряды и бортов мезозойского бассейна. Разрез юры представлен всеми тремя отделами, в пределах крупных депрессий он характеризуется стратиграфической полнотой и отсутствием в его составе видимых перерывов и несогласий. Исключение составляют лишь высококонтрастные своды мегавалов Обско-Лаптевской гряды, где по данным сейсморазведки и бурения фиксируется частичный размыв верхней части юрских отложений в неокомское время, достигающий в наиболее приподнятых блоках бата – байоса средней юры. Разрез юрских отложений, сокращенный как по стратиграфической полноте, так и по мощности, отмечается на крупных положительных структурах и бортах мезозойских бассейнов: Западно-Сибирского (Южно-Таймырская моноклиза) и Хатангско-Вилуйского (Северо-Сибирская моноклиза). Отличительной особенностью юрского бассейна осадконакопления от триасового является значительное расширение его площади.

Отложения юры на северо-востоке Западной Сибири (Гыдан и западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба на Таймыре) характеризуются сейсмическим мегакомплексом Ia(III)–Б(Г), в котором выделено 4 седиментационных сейсмических комплекса:

- 1) нижнеюрский, Ia(III)–T₄(IIr);
- 2) среднеюрский, T₄(IIr)–T₁(IIб);

Рис. 2. Сейсмогеологический разрез через Енисей-Хатангский региональный прогиб в Енисей-Пясинском междуречье
Fig. 2. Geoseismic section across the Yenisei-Khatangsky regional trough in the Yenisei-Pyasinsky interfluvium



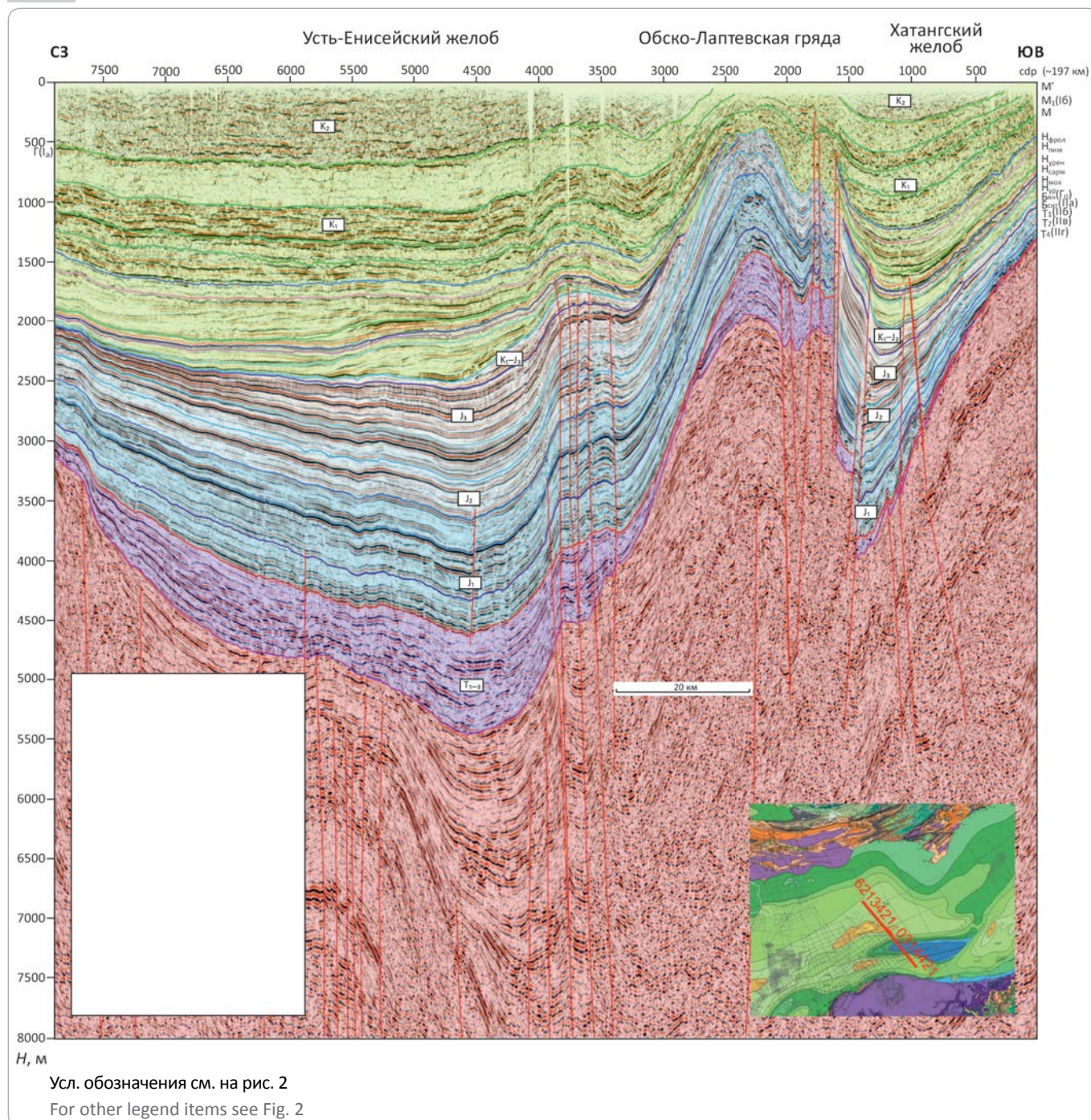
3) келловей-кимериджский, $T_1(IIb)$ – $B_1(IIa)$;

4) переходный от юры к мелу титон-берриасовый, $B_1(IIa)$ – B_0 (см. рис. 2, 3).

Нижне- и среднеюрские комплексы, в свою очередь, делятся на отдельные подкомплексы. Всего в юрском интервале разреза установлено семь трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Сходное строение юрских разрезов на севере Западной и Центральной Сибири, удаленных на многие сотни километров (Ямал, Гыдан, Таймыр), дает основание считать, что проявляющаяся в них цикличность связана с региональными, эвстатическими колебаниями уровня моря.

Глубина залегания кровли юрских отложений на большей части как Гыдана, так и Таймыра (Енисей-Хатангский региональный прогиб) составляет более 3200–3500 м, уменьшаясь до 800–1000 м в наиболее приподнятых блоках Обско-Лаптевской гряды и до 200–500 м — на бортах бассейна, в пределах мезозойских моноклиз. Западной части Усть-Енисейского жёлоба соответствует глубина 3200–3500 м с погружением в восточном направлении до 3600–4000 м в районе р. Пясины. В Хатангском жёлобе глубина залегания кровли юрских комплексов в зонах депрессий также составляет 3200–3500 м, увеличиваясь до 3700 м в наиболее погруженной части Жданихинского прогиба.

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез через Енисей-Хатангский региональный прогиб восточнее р. Пясины
Fig. 3. Geoseismic section across the Yenisei-Khatangsky regional trough east of the Pyasina river



По характеру распределения мощности юрских отложений на северо-востоке Западной Сибири контрастно фиксируются максимальные толщины в депрессионной области, протягивающейся в направлении с юго-запада на северо-восток от Ямало-Гыданской синеклизы в Усть-Енисейский желоб. Мощность юрского мегакомплекса увеличивается в восточном направлении от 4000–4400 м на юго-западе Ямало-Гыданской синеклизы до 5000–6000 м в Агапском мегапрогибе Усть-Енисейского желоба.

Сокращенные мощности юрских отложений фиксируются в наиболее приподнятых сводовых зонах валов Обско-Лаптевской гряды, составляя 1600–2800 м на Рассохинском (Таймыр) и 1000–1100 м на Малохетском (восточная часть Гыдана) мегавалах. Из-за повышенной дислоцированности мезозойских отложений и наличия мощного неокомского эрозионного среза юрско-нижнемеловых отложений оценить масштабы первичной седиментации в юрское время в пределах Обско-Лаптевской гряды невозможно.

В Хатангском желобе мощность юрских комплексов несколько меньше, чем в Усть-Енисейском. Максимальные мощности в Хатангском желобе соответствуют наиболее погруженным зонам вблизи шовной зоны Енисей-Хатангского глубинного разлома и составляют около 4000–4300 м.

Результаты сейсмостратиграфических, палеотектонических и литолого-фациальных исследований позволяют считать, что в юрское время Обско-Лаптевская гряда не существовала. В Енисей-Хатангском региональном прогибе, включая современные Усть-Енисейский и Хатангский желоба, был единый седиментационный бассейн с максимумом прогибания по северному борту Енисей-Хатангского глубинного разлома вблизи его шовной зоны, со сносом осадков как с Сибирской платформы, так и с Горного Таймыра.

Наиболее значительное различие Западно-Сибирского и Хатангско-Вилуйского мезозойских бассейнов на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба заключается в строении неокомского интервала разреза [6, 7, 11, 14]. На северо-запад от Обско-Лаптевской гряды, в Усть-Енисейском желобе, установлена клиноформно-некомпенсированная седиментация, аналогичная Западной Сибири, а для Хатангского желоба, расположенного юго-восточнее гряды, характерно преобладание покровов выравнивания компенсированного осадконакопления (см. рис. 2, 3).

В неокомском интервале разреза нижнего мела на Гыдане и в западной части Таймыра, севернее Обско-Лаптевской гряды (Усть-Енисейский желоб), установлено восемь седиментационных сейсмических комплексов клиноформного строения (валанжин – готерив), увязанных с неокомскими клиноформами в центральных и северных районах Западной Сибири. Внутреннее строение каждой из этих клиноформ изучено на уровне отдельных зональных циклов, зон возможного развития неантиклинальных ловушек различных типов на шельфе, склоне и глубоководном подножии.

Эти восемь неокомских клиноформ, протягивающихся из центральных районов Западной Сибири на Гыдан (Ямало-Гыданская синеклиза), закартированы в объемном варианте на Таймыре до Янгодо-Горбитского выступа. Роль в осадконакоплении и современном строении юрско-меловых отложений крупного высокоамплитудного Янгодо-Горбитского выступа, сформировавшегося в мезозойское время, предстоит оценить после отработки данных по региональной сети профилей МОГТ. Из-за крайне слабой геолого-геофизической изученности восточной части Таймыра дальше по Усть-Енисейскому желобу на северо-восток, в Турку-Логатском прогибе, клиноформное строение неокома фиксируется по отдельным редким профилям МОГТ, но объемное картирование неокомских клиноформ и изучение особенностей их внутреннего строения не выполнялось.

В то же время юго-восточнее Обско-Лаптевской гряды, в Хатангском желобе, несмотря на подтвержденную бурением большую (3690 м, скв. Массоновская-363) мощность меловых отложений, в том числе более 2100 м отложений нижнего мела, наличие неокомских клиноформ некомпенсированной седиментации по имеющимся ограниченными данным сейсморазведки МОГТ и бурения не установлено. Здесь в течение всего юрско-мелового времени, включая неокон, преобладало компенсированное осадконакопление с преимущественным формированием покровов выравнивания в условиях относительно глубоководного и мелкого шельфа, прибрежной и континентальной обстановок седиментации.

В 2017 г. А.П. Афанасенков, М.П. Бондаренко и др. [15] представили прогноз наличия неокомских клиноформ в Хатангском желобе по новым сейсмическим данным. По одному субмеридиональному сейсмическому профилю (0116624) эти исследователи на южном борту Боганидско-Жданихинского мегапрогиба «выявили» неокомскую клиноформу, состоящую из нескольких песчаных пластов, которая ограничена в кровле глинистой пачкой К_{ур} урьевской свиты, а в подошве — отложениями гольчихинской свиты верхней юры (рис. 4). Установленная этими авторами мощность клиноформного комплекса составляет около 700 м, а протяженность — 20 км. По их мнению, в Боганидско-Жданихинском мегапрогибе впервые выявлен неокомский клиноформный комплекс, который до этого картировался только в северной системе прогибов [15].

Действительно, на сейсмическом разрезе по профилю 0116624 в неокомском интервале разреза фиксируется несколько anomalно наклонных границ (см. рис. 4). Но, по мнению авторов статьи, в условиях многообразия конседиментационных и постседиментационных тектонических дислокаций, а также осадконакопления трехмерных седиментационных тел различных форм не следует связывать каждую anomalно наклонную сейсмическую границу с неокомскими клиноформами латерально наращиваемого разреза некомпенсированной седиментации.

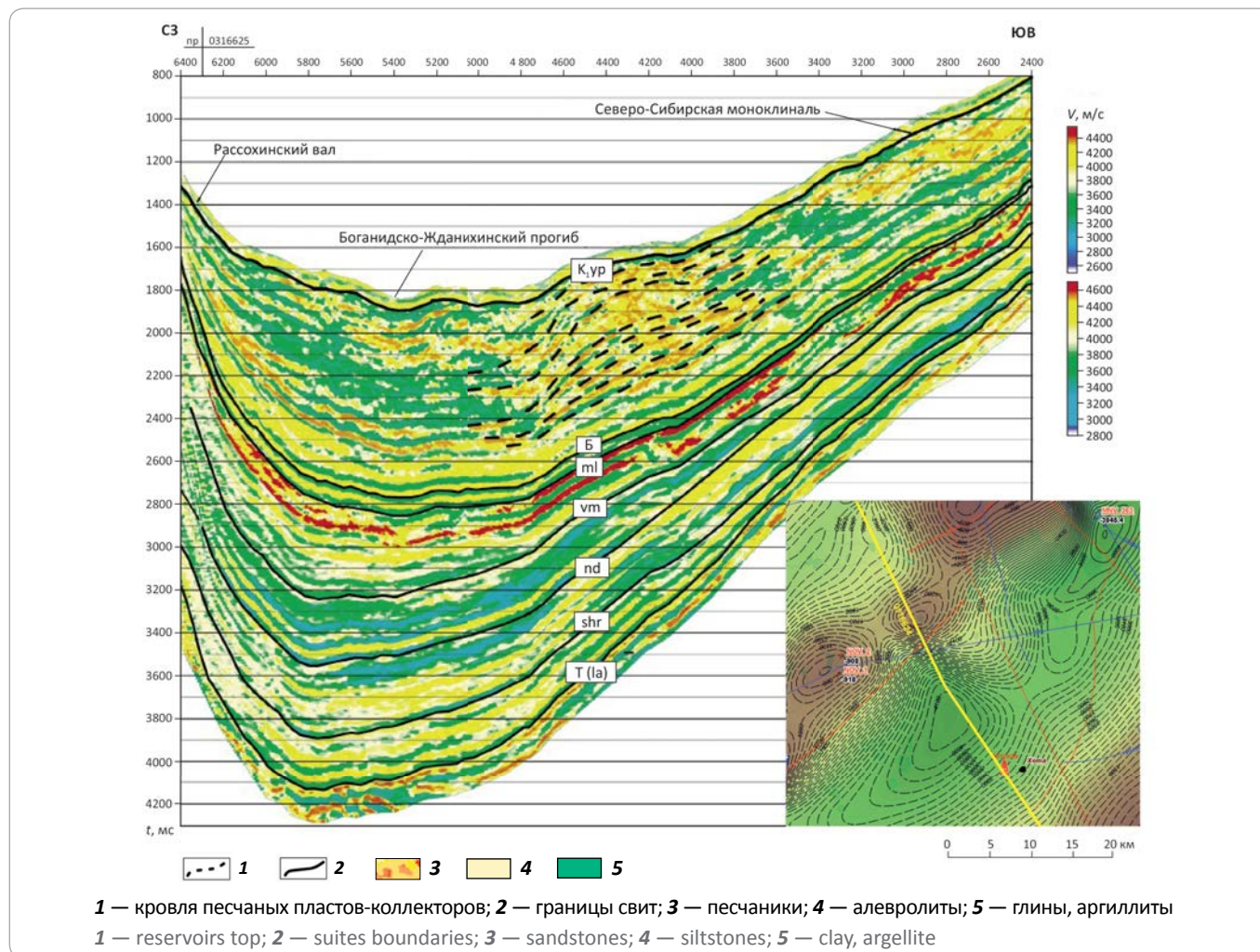
Во-первых, к настоящему времени Хатангский желоб изучен редкой сетью (более 20) региональных сейсмических профилей и ни на одном из них не зафиксированы характерные для неокомских клиноформ anomalно наклонные границы с падением в северо-западном направлении и последующим примыканием к горизонту Б. Следовательно, наблюдаемый на профиле 0116624 наклон сейсмических границ в неокоме имеет локальный характер, а не типичные для неокомских клиноформ региональные особенности строения с их протяженностью вдоль континентальных склонов на многие сотни километров.

Во-вторых, даже по региональному профилю 0116624, пересекающему весь Хатангский желоб, авторами установлена только одна неокомская клино-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Фрагмент сейсмоакустического разреза по профилю 0116624 с выделенной авторами работы [15] нижнехетской клиноформой на борту Боганидско-Жданихинского прогиба (по данным ВНИГНИ, 2017)

Fig. 4. Fragment of seismoacoustic section along the line 0116624 showing Nizhnekhetzsky clinoform delineated by the authors of the work [15] in the shoulder of Boganidsky-Zhdanikhinsky trough (according to VNIIGNI, 2017)



форма на южном борту Жданихинского прогиба, а последовательный ряд клиноформ с латеральным наращиванием разреза в условиях некомпенсированной седиментации не зафиксирован даже в самой глубокой его части.

В-третьих, хотя некоторый аномальный наклон сейсмических границ по профилю 0116624 действительно присутствует, форма сейсмической записи в неокомском интервале разреза не позволяет выделить типичную неокомскую клиноформу сигмовидного строения с тремя характерными частями: ундаформой (шельф), ортоформой (склон), фондоформой (глубоководье).

Таким образом, представления некоторых исследователей о наличии в Хатангском желобе классических неокомских клиноформ, характерных для некомпенсированного осадконакопления в Западной Сибири, следует признать несостоятельными.

Доминирующее влияние на условия седиментации в раннемеловое время оказывали вертикаль-

ные тектонические движения разного знака по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа, амплитуда которых в общем случае возрастала вдоль разлома в северо-восточном направлении. Особенности первичной седиментации неокомских отложений в региональном плане обусловлены, главным образом, сменой нисходящих тектонических движений по шовному разлому в юре на воздымающиеся в конце титона. Специфика седиментации неокомских клиноформ связана с региональным высокоамплитудным взбросом северо-западного крыла Енисей-Хатангского глубинного разлома, в меньшей степени — с конседиментационной тектоникой по разломам северо-западной ориентации с преобладанием сдвиговой компоненты. Общий подъем северного крыла разлома продолжался в течение всего неокома на фоне колебательных движений разного знака. Эрозионные процессы в сводах Малохетского, Рассохинского и Балахнинского мегавалов обеспечивали основной объем поступления осадочного материала при клиноформно-некомпенсированной

седиментации в Усть-Енисейском желобе. Из-за крайне слабой геолого-геофизической изученности пока остается неясной роль в формировании неокомских клиноформ крупного Янгодо-Горбитского выступа по северному обрамлению Усть-Енисейского желоба в центральной части Таймыра. Но воздымающиеся движения в раннем мелу на Янгодо-Горбитском выступе прогнозируются по ограниченным сейсмическим данным.

Южное крыло Енисей-Хатангского глубинного разлома моноклинально опускалось от Сибирской платформы к шовной зоне разлома на протяжении всего раннемелового времени. Снос осадков происходил как с Сибирской платформы, так и с Обско-Лаптевской гряды. В результате образовался Хатангский желоб с мощной толщей нижнемеловых отложений преимущественно компенсированной седиментацией.

Происходившие в раннем мелу интенсивные тектонические перестройки и современное строение неокомского интервала разреза достаточно убедительно свидетельствуют о том, что в неокоме Енисей-Хатангский региональный прогиб представлял собой два различных мезозойских бассейна. Западно-Сибирский бассейн со специфической клиноформно-некомпенсированной седиментацией продолжался с Гыдана на Таймыр в пределах Усть-Енисейского желоба и Обско-Лаптевской гряды. Хатангско-Виллюйский мезозойский бассейн, связанный с региональным опусканием северного обрамления Сибирского кратона, включал Хатангский желоб, Лено-Анабарский мегапрогиб и Предверхоанский краевой прогиб.

Начиная с апта и до конца мелового периода осадконакопление на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба характеризуется отложением осадков в субконтинентальных и прибрежно-морских условиях с нивелированием крупных структурных форм, образовавшихся в неокомское время. Лишь во время раннеаптской, раннеальбской и туронской трансгрессий на исследуемой территории накапливались осадки в морских условиях. Наблюдается тенденция фациального замещения в восточном направлении прибрежно-морских, лагунно-пляжевых отложений на континентальные. Кроме того, отмечаются многочисленные региональные и локальные конседиментационные перерывы в осадконакоплении, постседиментационные размыты, формирующие многочисленные локальные несогласия.

Основные сложности изучения апт-альб-сеноманских и турон-сантонских отложений в верхней части геологического разреза Енисей-Хатангского регионального прогиба связаны с геологическими причинами: расположением территории исследований в переходной зоне от морских к континентальным отложениям, наличием перерывов осадконакопления и

эрозионных срезов, литофациальными изменениями внутри разновозрастных толщ. В связи с этим существуют сложности определения возраста комплексов, картирования сейсмических горизонтов, являющихся границами комплексов, стратиграфической увязки скважинных и сейсмических данных.

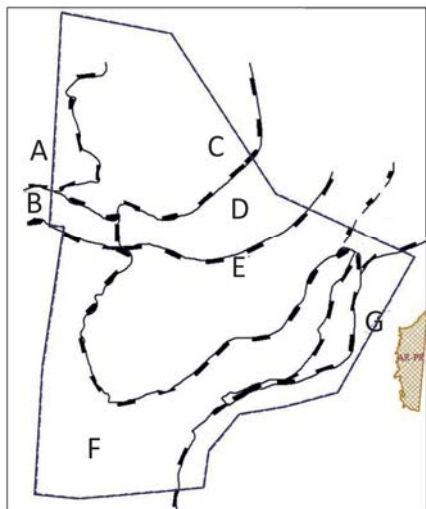
По сейсмическим данным апт-сеноманский седиментационный сейсмический комплекс М(Ів)–Г(Іа) с регионально прослеживаемым отражающим горизонтом М₁(Іб) в кровле таноупчинской и низах яковлевской свит (верхний апт — нижний альб, К₁а₃ — К₁а₁) разделяется на два подкомплекса: М(Ів)–М₁(Іб) аптского (баррем-аптского (?) возраста и М₁(Іб)–Г(Іа), соответствующий альб-сеноманским отложениям. Верхнемеловой (турон-сантонский) седиментационный сейсмический комплекс залегает от горизонта Г(Іа) до дневной поверхности (см. рис. 2, 3).

Результаты сейсмостратиграфических, палеотектонических, литофациальных исследований свидетельствуют о том, что с апта и до конца мела высокоамплитудная Обско-Лаптевская гряда была практически полностью сnivelирована в палеорельефе, Усть-Енисейский и Хатангский желоба представляли собой единый бассейн. Накопление довольно мощных толщ песчаных отложений свидетельствует о некоторых обстановках равновесия, существовавших в то время. По-видимому, погружение аккумулятивной равнины, существовавшей на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба в позднем мелу, полностью компенсировалось осадками при источниках сноса как со стороны Горного Таймыра, так и с Сибирской платформы.

Таким образом, в мезозойское время Енисей-Хатангский региональный прогиб представлял собой сложную зону сочленения по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа двух мезозойских бассейнов: Западно-Сибирского (Усть-Енисейский желоб и Обско-Лаптевская гряда) и Хатангско-Виллюйского (Хатангский желоб). В определенные этапы геологической истории (юрское, позднемеловое время) эти бассейны объединялись, имея сходные условия седиментации, а в другие периоды (триас, неоком) — резко различались по условиям осадконакопления.

На северо-востоке Западной Сибири и в Енисей-Хатангском региональном прогибе именно тектонические перестройки в неокоме оказывали определяющее влияние на современные структурные планы юрско-меловых отложений и условия седиментации неокомского клиноформного мегакомплекса — основной нефтегазоносной толщи. Поэтому Енисей-Хатангский глубинный разлом шовного типа литосферных плит в мезозое, с образованной в неокомское время приразломной высокоамплитудной Обско-Лаптевской грядой, следует считать границей двух мезозойских бассейнов: Западно-Сибирского и Хатангско-Виллюйского. Для такого районирования

Fig. 5. Tectonic scheme of the Central Arctic region [14]



Усл. обозначения рис. 5.

Границы тектонических элементов (1–5): 1 — субглобальных, 2 — надпорядковых, 3 — I порядка, 4 — I–II порядков, 5 — II порядка; 6 — границы территории исследования; **глубинные разломы (7–10):** 7 — шовных зон литосферных плит установленные, 8 — шовных зон литосферных плит предполагаемые, 9 — установленные, 10 — предполагаемые; **разломы (11–13):** 11 — тектонические нарушения, 12 — тектонические нарушения предполагаемые, 13 — выходящие на дневную поверхность (по материалам Государственной геологической карты Российской Федерации, масштаб 1 : 2 500 000, 2011 г.); 14 — область выхода коренных метаморфических пород. Субглобальные тектонические элементы: А — Восточно-Баренцевская (Свальбардская) плита, В — Пайхойско-Новоземельская складчатая система, С — Карская (Северо-Карская) плита, D — Североземельская складчатая система, Е — Таймырская складчато-надвиговая система, F — Западно-Сибирская плита, G — Сибирская платформа

Legend to Fig 5.

Boundaries of tectonic elements (1–5): 1 — sub-global, 2 — super-order, 3 — I-st order, 4 — I–II-nd orders, 5 — II-nd order; 6 — boundaries of the study area; **seep-seating faults (7–10):** 7 — suture zones of lithosphere plates, known, 8 — suture zones of lithosphere plates, assumed, 9 — known, 10 — assumed; **faults (11–13):** 11 — tectonic disturbances, 12 — tectonic disturbances, assumed, 13 — coming out to the day (according to the Russia Federation State Geological Map, scale 1 : 2 500 000, 2011); 14 — outcrops of metamorphic bedrocks.

Sub-global tectonic elements: A — East Barents (Svalbard) plate, B — Paikhoi-Novozemelsky folded system, C — Karsky (North Karsky) plate, D — Severozemelsky folded system, E — Taimyr fold and trust system, F — West Siberian plate, G — Siberian platform

намного больше оснований, чем для проведения условной границы этих бассейнов либо по административной границе Ямало-Ненецкого АО и Красноярского края, без всякого геологического контроля, либо по незначительным изменениям структурных планов юры – мела на границе Енисей-Хатангского регионального прогиба с Анабаро-Хатангской седловиной.

На северо-востоке Западной Сибири большинство исследователей выделяют следующие крупные надпорядковые тектонические элементы: отрицательные — Южно-Карская синеклиза (северо-восточный борт), Ямало-Гыданская синеклиза (седловина, по В.С. Бочкареву), северо-восточная часть Надым-Тазовской синеклизы, Енисей-Хатангский региональный прогиб; положительные — Мессояхский порог (Мессояхская, Мессояхско-Малохетская гряда); промежуточные — Западно-Таймырская (Предтаймырская, по А.Э. Конторовичу), Южно-Таймырская, Северо-Сибирская и Приенисейская (северная часть) моноклизы.

Принципиальное различие варианта структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования мезозойского осадочного мегабассейна на северо-востоке Западной Сибири от предшествующих схем авторов статьи заключается в кардинальном изменении северо-восточных границ этого осадочного бассейна с включением в него значительной части территории Таймырского полуострова (в пределах северо-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба).

В варианте карт структурно-тектонического районирования палеозойских и мезозойских отложений, составленных авторами статьи, для относительно изученной сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением западной части Центрально-Арктического региона, а также на тектонической схеме для всего региона (рис. 5) большая часть границ надпорядковых тектонических элементов проведена по швам столкновения плит и основным структурообразую-

щим разломам. Это в большей мере соответствует актуальной обстановке. Глубинные разломы северо-восточной ориентировки контролируют главным образом крупные надпорядковые структуры и структуры I порядка. Наиболее выразительные разломы северо-западного направления с преобладающей сдвиговой компонентой разделяют структурно-тектонические элементы I–II порядков.

По современным представлениям [5–7, 11–14], основанным на новых геолого-геофизических данных (в первую очередь, новых профилях МОГТ), Енисей-Хатангский глубинный разлом в Енисей-Хатангском региональном прогибе в мезозое является шовной границей между Западно-Сибирской плитой и Сибирской платформой. В современном структурном плане юрско-меловых отложений Енисей-Хатангский региональный прогиб не фиксируется как единая мезозойская депрессия, а представлен двумя отрицательными надпорядковыми структурами — субширотными желобами: Усть-Енисейским и Хатангским, которые резко различаются между собой по истории развития и условиям осадконакопления в мезозое и разделены по диагонали крупнейшей надпорядковой положительной структурой — Обско-Лаптевской приразломной грядой.

Обско-Лаптевская гряда, впервые выделенная как единый крупнейший надпорядковый тектонический элемент только в начале XXI в. (Балдин В.А., 2001), является стержневой положительной линейной структурой всего мезозойского бассейна на севере Западной и Центральной Сибири. Эта единая система высокоамплитудных наклонных мегавалов, образовавшихся в неокомское время, четко прослеживается в мезозое вдоль Енисей-Хатангского глубинного разлома шовного типа.

Обско-Лаптевская гряда берет свое начало во внутренних районах северной части Западно-Сибирского мезозойского бассейна (в районе слияния Обской и Тазовской губ) и протягивается в северо-восточном направлении как минимум до восточного



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

побережья Таймырского полуострова в районе мыса Цветкова, уходя в море Лаптевых. Ее общая протяженность вдоль системы наклонных мегавалов достигает 1800 км, а ширина в поперечном сечении колеблется от 30 до 100 км. Амплитуда воздымания мезозойских отложений составляет от 1–2 до 7–9 км. Ориентировочная площадь всей Обско-Лаптевской гряды превышает 100 тыс. км². Эта высокоамплитудная положительная надпорядковая структура разграничивает в мезозое крупные надпорядковые отрицательные тектонические элементы: на Гыдане — Надым-Тазовскую и Ямало-Гыданскую синеклизы Западной Сибири, на Таймыре — Усть-Енисейский желоб, входящий в состав Западно-Сибирского бассейна, и Хатангский желоб, относящийся к Хатангско-Вилуйскому седиментационному бассейну [4, 6, 13, 14].

Усть-Енисейский желоб — самая глубокая надпорядковая линейная отрицательная структура на севере Западной и Центральной Сибири, протягивается более чем на 900 км, ее площадь составляет около 90 тыс. км². Это позволяет считать данную отрицательную структуру одной из крупнейших надпорядковых на севере Сибири. Восточная граница Усть-Енисейского желоба остается крайне слабоизученной. На западе Усть-Енисейский желоб граничит с Ямало-Гыданской синеклизой. Между ними по кровле средней юры картируется Антипаютинско-Носковская мезоседловина [7, 11, 14].

Хатангский желоб в авторском варианте структурно-тектонического районирования не входит в состав Западно-Сибирского бассейна, а относится уже к другому мезозойскому бассейну — Хатангско-Вилуйскому. Хатангский желоб протягивается вдоль Обско-Лаптевской гряды по юго-восточному обрамлению с запада на восток, а затем с юго-запада на северо-восток более чем на 700 км. Хатангский желоб вместе с Лено-Анабарским мегапрогибом и Предверхоянским краевым прогибом формируют систему перикратонных мезозойских прогибов по северному и северо-восточному обрамлениям Сибирского кратона вследствие опускания северной окраины Сибирской платформы в мезозойское время [11, 14].

Отличительной особенностью структурно-тектонического районирования мезозойских отложений от неопротерозой-палеозойских является наличие в мезозойском интервале разреза крупных надпорядковых промежуточных структур — моноклиз на бортах Западно-Сибирского мезозойского бассейна. В неопротерозой-палеозойском интервале разреза по обрамлению Сибирской платформы и Таймырской складчато-надвиговой системы выделяются крупные надпорядковые гряды рифей-палеозойских валов. Под Западно-Таймырской и Южно-Таймырской мезозойскими моноклизами залегает Южно-Таймырская гряда рифей-палеозойских валов. По северному обрамлению Сибирской платформы под Северо-Сибирской мезозойской моноклизой выяв-

лена Енисей-Анабарская гряда рифей-палеозойских валов (Северо-Пясинский, Самоедский и др.). В пределах Приенисейской мезозойской моноклизы по протерозойским отложениям установлены Дудинский и Большелайдинский валы Турухано-Норильской гряды. В юрско-меловое время эти территории испытали моноклинальное погружение в сторону максимального прогибания Западно-Сибирского и Хатангско-Вилуйского седиментационных бассейнов с образованием моноклиз. Наименее изучены моноклинальные склоны по обрамлению Западно-Сибирского и Хатангско-Вилуйского мезозойских осадочных бассейнов.

Западно-Таймырская и Южно-Таймырская моноклизы являются промежуточными надпорядковыми структурами, завершающими Западно-Сибирский мезозойский бассейн в сторону Таймырской складчато-надвиговой системы. Приенисейская и Северо-Сибирская мезозойские моноклизы обрамляют Западно-Сибирский и Хатангско-Вилуйский мезозойские осадочные бассейны по западному и северному краям Сибирской платформы. Площадь каждой из них составляет более 100 тыс. км². Разрез юрско-меловых отложений на моноклизах постепенно сокращается снизу до полного выклинивания.

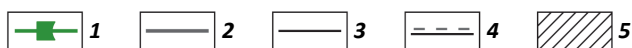
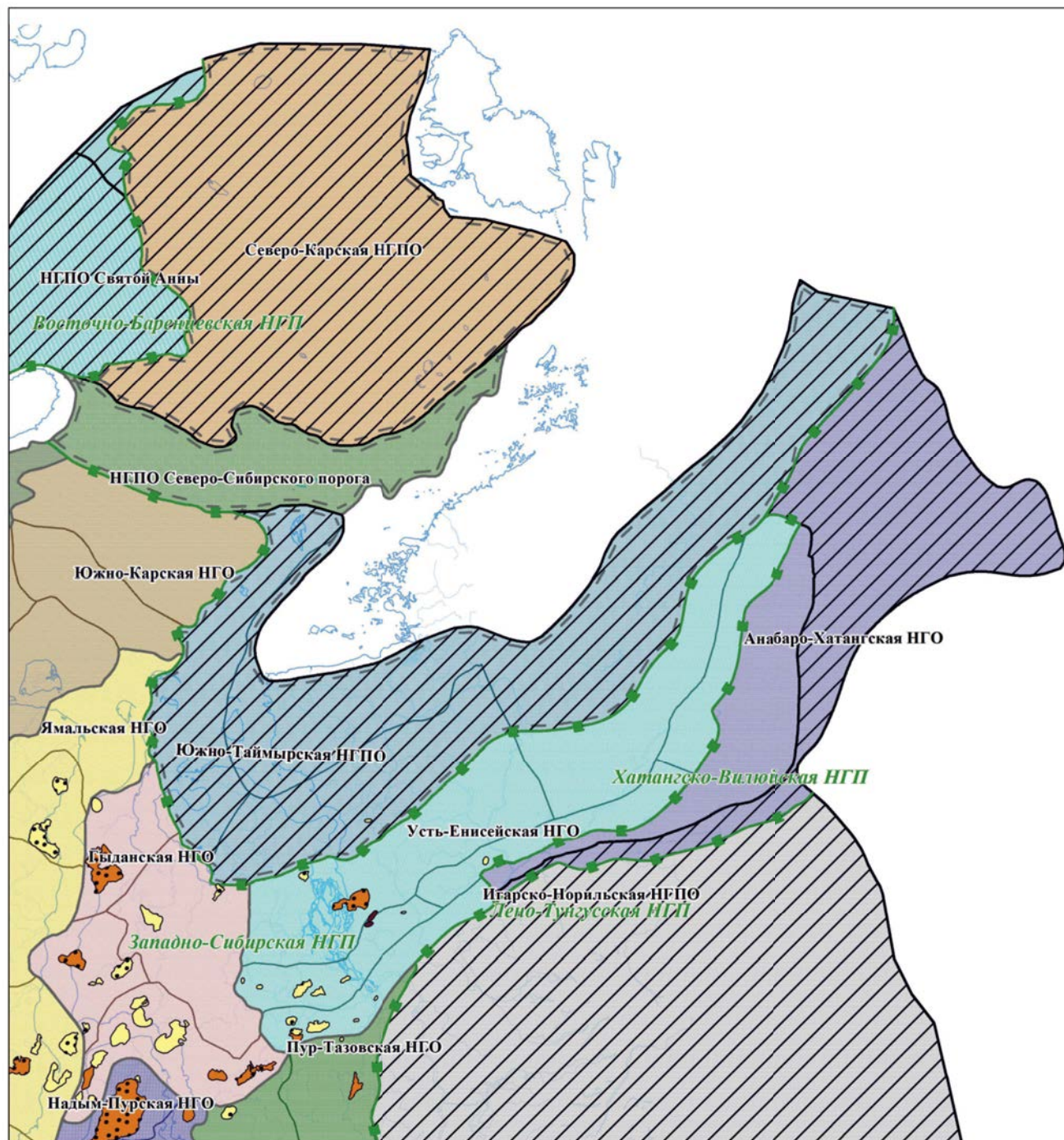
Енисей-Хатангский региональный прогиб ранее традиционно районировали как Енисей-Хатангскую НГО Енисей-Анабарской НПП, впоследствии Хатангско-Вилуйской НПП.

Исследования последних лет [5–7, 11–14], основанные главным образом на материалах МОГТ и глубокого бурения, убедительно показали, что большая часть Енисей-Хатангской НГО, включая Усть-Енисейский желоб и диагональную систему приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба (Малохетский, Рассохинский, Балахнинский), по особенностям строения и первичной седиментации (в том числе по распространению неокомского клиноформного комплекса) входят составной частью в Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн и образуют на севере Сибири новую нефтегазоносную область с высокой плотностью потенциальных ресурсов УВ: Усть-Енисейскую НГО Западно-Сибирской НПП (рис. 6).

Приуроченная к Енисей-Хатангскому шовному разлому приразломная Обско-Лаптевская гряда мегавалов и поднятий является крупнейшей на севере Сибири положительной надпорядковой структурой и зоной нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью, хотя ее изученность сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением остается очень низкой. Только в западной части гряды, на относительно изученном сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением Гыданском полуострове, открыто 21 месторождение нефти и газа, в том числе прогнозируемые по уникальному Западно-Восточно-Мессояхскому проекту.

Рис. 6. Схема нефтегазгеологического районирования Центрально-Арктического региона [14]

Fig. 6. Scheme of petroleum and geological zoning of Central Arctic region [14]



Границы (1–4): 1 — НГП, 2 — НГО, 3 — НГР, 4 — самостоятельных НГПО; 5 — области распространения преимущественно палеозойских НГК

Boundaries (1–4): 1 — petroleum province, 2 — petroleum region, 3 — petroleum district, 4 — independent oil and gas producing regions; 5 — areas of mainly Palaeozoic oil and gas plays occurrence

В пределах Усть-Енисейского желоба, несмотря на крайне слабую его изученность сейсморазведкой МОГТ и бурением, открыты месторождения УВ с промышленными залежами нефти, газа и конденсата в юрско-меловых отложениях. Байкаловское и Пайяхское месторождения расположены на бортах Восточно-Носковской мезовпадины. Это единственные месторождения на северо-востоке Западной Сибири, в которых открыты залежи легкой нефти. В авторском варианте нефтегазогеологического райо-

нирования слабоизученный Хатангский желоб относится к Анабаро-Хатангской НГО Хатангско-Вилуйской НГП (см. рис. 6). В целом для установления на Таймыре достоверных границ НГП и НГО, включая Западно-Сибирскую НГП, требуется дальнейшее изучение особенностей строения крупных геоструктур Центрального и Восточного Таймыра, прилегающего арктического шельфа. Также необходима разработка единых принципов структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования.

Литература

1. Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. — Л. : Гостоптехиздат, 1959. — 360 с.
2. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. — М. : Госгеолтехиздат, 1957. — 231 с.
3. Тальвирский Д.Б. Тектоника Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и сопредельных территорий по геофизическим данным. — М. : Недра, 1976. — 168 с.
4. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. — М. : Недра, 1971. — 464 с.
5. Балдин В.А., Кунин К.Н., Кунин Н.Я. Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском региональном прогибе // Геология нефти и газа. — 1997. — № 3. — С. 26–34.
6. Балдин В.А. Таймырский автономный округ — гарант прироста запасов углеводородов в крупных масштабах в XXI веке // Тезисы докладов геологической конференции МПР РФ «Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа». — М. : МПР РФ, 2003.
7. Балдин В.А. Усть-Енисейская нефтегазоносная область — новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2003. — № 2. — С. 16–25.
8. Старосельцев В.С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2012. — № 3. — С. 32–37.
9. Иванов К.С., Панов В.Ф., Лиханов И.И., Козлов П.С., Хиллер В.В., Пономарев В.С., Ерохин Ю.В., Фаррахова Н.Н. Докембрийские комплексы Западной Сибири и ее восточного обрамления. Обзор и следствия для нефтегазовой геологии // Горные ведомости. — 2017. — Т. 154. — № 6. — С. 18–33.
10. Старосельцев В.С. Критерии выделения нефтегазоносных областей в различных по строению провинциях России // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2015. — № 3. — С. 46–53.
11. Старосельцев В.С. Систематизация окраинных надпорядковых прогибов Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2017. — № 3. — С. 18–21.
12. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. О нефтегазогеологическом районировании Западной Сибири // Геофизика. — 2017. — № 3. — С. 62–68.
13. Балдин В.А. Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. О нефтегазогеологическом районировании Западной Сибири // Геофизика. — 2017. — № 3. — С. 76–88.
14. Балдин В.А. Обско-Лаптевская гряда, как крупнейшая надпорядковая структура и новая зона нефтегазоаккумуляции на севере Сибири // Тезисы докладов IV Международной геологической конференции EAGE «Тюмень-2015». — Тюмень, 2015.
15. Афanasенков А.П., Бондаренко М.П., Кондратьев И.К., Обухов А.Н., Киссин Ю.М. Выявление и детализация перспективных объектов в Енисей-Хатангской и Гыданской нефтегазоносных областях с применением пластовой инверсии данных сейсморазведки // Геология нефти и газа. — 2017. — № 5. — С. 79–86.

References

1. Kalinko M.K. Khatanga depression: history of geological evolution and petroleum potential. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1959. 360 p.
2. Saks V.N., Ronkina Z.Z. Jurassic and Cretaceous deposits of Ust-Yenisei depression. Moscow: Gosgeoltechizdat; 1957. 231 p.
3. Tal'vinskii D.B. Tectonics of Yenisei-Khatanga oil and gas bearing area and adjacent territory according to geophysical data. Moscow: Nedra; 1976. 168 p.
4. Nesterov I.I., Salmanov F.K., Shpil'man K.A. Oil and gas fields of Western Siberia. Moscow: Nedra; 1971. 464 p.
5. Baldin V.A., Kunin K.N., Kunin N.Ya. New ideas about the structure and genesis of diagonal mega-swells in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefi i gaza*. 1997;(3):26–34.
6. Baldin V.A. Taimyr Autonomous Okrug as the guarantor of a large-scale hydrocarbon reserves growth in XXI century. *Tezisy dokladov geologicheskoi konferentsii MPR RF «Prioritetnye napravleniya poiskov krupnykh i unikal'nykh mestorozhdenii nefi i gaza»*. Moscow: MPR RF; 2003.
7. Baldin V.A. Ust-Enisei oil and gas area as a new territory of HC reserves increment in West Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2003;(2):16–25.
8. Staroseltsev V.S. Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2012;(3):32–37.
9. Staroseltsev V.S. Indicators of petroleum regions in the Russian Provinces with various structures. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2015;(3):46–53.
10. Staroseltsev V.S. Systematising of superorder marginal troughs of the Siberian Platform. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2017;(3):18–21.
11. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Sharafutdinov T.R. About oil-gas-geological zoning of West Siberia. *Geofizika*. 2017;(3):62–68.

12. Baldin V.A., Munasypov N.Z. Neoproterozoic-paleozoic and triassic sequences of the Gydan and Taimyr peninsulas. *Geofizika*. 2017;(3):76–88.
13. Baldin V.A. Definition of the largest Ob-Laptevsky ridge in the northern Siberia. *Tezisy докладov X-oi mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii EAGE «Geomodel'-2008»* (11–22 September 2008). *Gelendzhik*, 2008. DOI: 10.3997/2214-4609.201404288.
14. Baldin V.A. Ob-Laptevsky ridge as the largest super-order structure and a new oil and gas accumulation zone in the northern Siberia. *Tezisy докладov IV Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii EAGE «Tyumen-2015»*. Tyumen, 2015.
15. Afanasenkov A.P., Bondarenko M.P., Kondratyev I.K., Obukhov A.N., Kissin Yu.M. Identification and detailed study of HC prospects in the Yenisei-Hatangskaya and Gydanskaya oil and gas areas using stratum inversion of seismic data. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5):79–86.

Евгению Борисовичу Грунису — 75 лет



1 июня 2018 г. доктору геолого-минералогических наук, профессору Евгению Борисовичу Грунису исполнилось 75 лет.

В 1974 г. после окончания Казанского государственного университета и службы в Советской Армии Е.Б. Грунис работал в ПО «Татнефть» геологом, а с 1985 г. — главным геологом.

Евгений Борисович внес большой вклад в повышение геологической эффективности геофизических исследований. Работая в ПО «Коминетфегеофизика» (1988–1993), проявил большой организаторский талант, решая производственные и социальные вопросы коллектива, уделяя большое внимание экономической эффективности на всех стадиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. С 1993 г. он — председатель Государственного комитета по топливу и энергетике Республики Коми, с 1994 г. — министр промышленности,

транспорта и связи Республики Коми, а с 1999 г. — заместитель главы Администрации Ненецкого АО по комплексному использованию природных ресурсов и экологии. В 1980 г. он защитил кандидатскую диссертацию, в 1990 г. — докторскую.

Широкая эрудиция, активная жизненная позиция, непримиримость к рутине и застою, постоянный поиск новых направлений при решении научных, технических и экономических проблем — отличительные черты Е.Б. Груниса.

Научная деятельность Евгения Борисовича связана с решением таких важных теоретических и практических задач, как комплексирование геофизических, геохимических и гидродинамических методов исследования скважин, наземных геофизических методов для оптимизации поисков, разведки, доразведки нефтяных месторождений и контроля за их разработкой.

С 2000 по 2006 г. Е.Б. Грунис — директор «ИГиРГИ», с 2006 г. — руководитель Дирекции по научной работе этого института. Большой вклад Евгений Борисович внес в совершенствование методики проведения геолого-разведочных работ и разработку месторождений УВ-сырья России, в обоснование новых направлений поиска залежей УВ.

Евгений Борисович продолжает исследования по разработке новых представлений теории геологических процессов и новых геолого-разведочных работ для наращивания ресурсной базы УВ-сырья страны. Он является активным пропагандистом научно-технических достижений, выступая с докладами на съездах геологов, отраслевых, региональных совещаниях, семинарах и международных конгрессах и конференциях.

При непосредственном участии Е.Б. Груниса и по его рекомендациям открыто более 50 месторождений в Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП. Он является автором более 400 публикаций, 22 патентов и свидетельств на изобретения, 3 монографий и более 20 методических руководств и учебных пособий. Под его научным руководством подготовили и защитили кандидатские и докторские диссертации 24 специалиста.

Евгений Борисович принимает участие и в общественной жизни. Многие годы он возглавлял городскую организацию общества «Знание» Бугульмы, «Ассоциацию первых руководителей» Ухты, являлся заместителем руководителя ЦКР Минэнерго РФ, председателем Ученого Совета ИГиРГИ, руководителем геологической секции Российского Национального Комитета по мировым нефтяным конгрессам, секции по геологии и разработке нефтяных месторождений Научного Совета РАН, членом редколлегии журналов «Геология нефти и газа», «Непромысловая геология и геофизика», «Георесурсы». С 1993 г. Е.Б. Грунис является действительным членом РАЕН.

Евгений Борисович награжден почетными грамотами Правительства Татарской АССР и Республики Коми, ЦК ВЛКСМ, общества «Знание» РСФСР, ВОИР, медалями ВДНХ СССР, золотой медалью Общества промышленников Франции, «Ветеран труда», «Жукова», «300 лет Российскому флоту», «В память 1000-летия Казани», орденами и медалями РАН и РАЕН и др. Является лауреатом премии им. акад. И.М. Губкина. Ему присвоены звания «Заслуженный работник Республики Коми», «Почетный нефтяник», «Почетный работник газовой промышленности», «Первооткрыватель месторождения», «Отличник разведки недр» и др. За большой вклад в социально-экономическое развитие Нурлатского района Республики Татарстан в с. Мамыково улица названа его именем.

Дорогой Евгений Борисович, в день Вашего юбилея желаем Вам благополучия, крепкого здоровья и успешной научной деятельности!

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА 2018

19–23 НОЯБРЯ 2018 ГОДА | МОСКВА, РОССИЯ

Зарегистрируйтесь на одно- и двухдневные курсы ведущих специалистов отрасли.

Программа курсов

- 2 дня Моделирование пласта-коллектора на основе интегрирования данных
Михаэль Поппельрайтер, Universiti Teknologi PETRONAS
- 1 день Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: геомеханика, петрофизика и сейсмоопасность
Сергей Шапиро, Freie Universitaet Berlin
- 2 дня Современные построения сейсмических изображений визуализации и инверсии
Евгений Ланда, Тель-Авивский университет
- 2 дня Передовые практики прогнозирования порового давления флюида и давления гидроразрыва
Ричард Сварбрик, Великобритания, Независимый консультант
- 1 день Применение ихнологии в седиментологии
Евгений Барабоскин, МГУ им. М.В. Ломоносова



Программа курсов дополняется!

УДК 550.83 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85

Построение вероятностных моделей и прогнозных схем, отражающих региональные перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири по геофизическим данным

© 2018 г. | Д.Ф. Калинин, О.И. Погарева, Ю.А. Яновская

АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; onadima@mail.ru; olga.pogareva@yandex.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *региональные предпосылки нефтегазоносности; доюрское основание; вероятностно-статистические методы; групповой эталон; комплексирование; прогноз нефтегазоперспективных объектов.*

Описана методика и приведены примеры прогноза региональных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании Западной Сибири по различным комплексам геологических данных на основе вероятностно-статистических методов с оценкой эффективности решений. Указаны принципы выбора и группирования эталонов, отражающих различные геологически обоснованные предпосылки нефтегазоносности в пределах Восточно-Уватской площади (юг Тюменской области). Локализованы участки, аналогичные групповым эталонам, по независимым комплексам информативных геолого-геофизических признаков и перспективные на выявление альтернативных нефтегазоносных структур. Сделано предположение о приуроченности территории работ к рифтовой зоне, осложненной древними вулканическими структурами, а также о возможном наличии залежей углеводородов в доюрском комплексе.

Для цитирования: Калинин Д.Ф., Погарева О.И., Яновская Ю.А. Построение вероятностных моделей и прогнозных схем, отражающих региональные перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири по геофизическим данным // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 77–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85.

Building probabilistic models and prediction schemes on the basis of geophysical data: analysis of regional petroleum potential of the pre-Jurassic complex in the Western Siberia

© 2018 | D.F. Kalinin, O.I. Pogareva, Yu.A. Yanovskaya

Geologorazvedka, St. Petersburg, Russia; onadima@mail.ru; olga.pogareva@yandex.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *regional factors of oil and gas occurrence; pre-Jurassic basement; probabilistic and statistical methods; reference group; integration; prediction of oil and gas exploration targets.*

The paper discusses application of probabilistic and statistical approach to prediction of oil and gas occurrence factors in the pre-Jurassic sequences of the southern Tyumen region using geological and geophysical datasets. Methodology and principles of building probabilistic prediction solutions accompanied by efficiency estimation is summarized. One of the features of the approach proposed is building formalized solutions with defining alternative prediction objects (geologically valid factors of oil and gas occurrence). We consider a procedure of separate reference hydrocarbon fields selection and grouping into alternative groups according to spatial variability of Palaeozoic basement top position, different structural and tectonic and geomorphological environment, and, as a consequence, different manifestation in potential fields. Reference groups are used in probabilistic prediction of zones similar in terms of complexes of most informative geological and geophysical characteristics and associated with regional oil and gas occurrence factors. Regional prediction of deep oil and gas occurrence factors in the pre-Jurassic basement was carried out: a) using a set of transforms identified as a result of potential geophysical fields band-pass filtering; b) using spatial distribution of singularities of functions describing anomalous geopotential fields; c) using a set of lithological and physical parameters determined from well data. We show a fragment of working area with predicted sites recommended for wildcat drilling. It is emphasized that probabilistic prediction is carried out with controlled prediction efficiency, using the independent geodata sets and reflects the regional factors of oil and gas occurrence in the pre-Jurassic basement. The assumptions were made about association of the study area with a rift zone complicated by ancient volcanic structures, and also about the possible HC occurrence within the pre-Jurassic sequence.

For citation: Kalinin D.F., Pogareva O.I., Yanovskaya Yu.A. Building probabilistic models and prediction schemes on the basis of geophysical data: analysis of regional petroleum potential of the pre-Jurassic complex in the Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):77–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-77-85.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Методологические основы вероятностно-статистического подхода

Отложения доюрского комплекса Западной Сибири, относящиеся к нижним слоям осадочного чехла, коре выветривания (зоне контакта пород фундамента с осадочным чехлом) и породам фундамента, являются сложнопостроенной и глубоководной толщей. В связи с этим необходимо оптимальное комплексирование геофизических методов интерпретации потенциальных полей (гравитационного и магнитного) с привлечением других геоданных. Использование вероятностно-статистического подхода наиболее логично в связи со случайностью прогнозных решений, усиливающейся по мере усложнения изучаемой среды в условиях дефицита информации.

Прогноз глубинных региональных предпосылок нефтегазоносности по геофизическим данным, как правило, осуществляется в условиях недостаточности априорной информации о природе и свойствах искоемых объектов. Поэтому оценочные прогнозные решения о наличии предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании носят *случайный характер*. Случайность решений обусловлена сложной геологической природой изучаемого объема среды, нечеткостью и недостаточностью априорных сведений о геологическом строении территории, а также субъективизмом исследователей (экспертов). Отсюда следует, что при проведении формализованной комплексной интерпретации необходимо оценивать *эффективность решений* как по отдельным признакам, характеризующим искомый нефтегазоперспективный объект, так и по всему их комплексу.

Одна из особенностей предлагаемого подхода состоит в том, что построение решений осуществляется на *многоальтернативной основе* с выбором *целевых объектов прогноза* (геологически содержательных предпосылок нефтегазоносности) и *нецелевого* (фоновое) *объекта*, как правило соотносимого со всей областью прогнозных исследований вне зависимости от типа предпосылок.

В основе методологии вероятностного прогноза лежат статистические алгоритмы распознавания образов с обучением на эталонах (аналогах). Этап обучения завершается построением вероятностного *решающего правила*, отражающего взаимосвязь между эталонами и прогнозируемыми объектами на основе анализа соответствующих выборок значений для каждого конкретного признака. При этом признаки должны в максимальной степени отражать физическую и геологическую природу целевых объектов.

Формализованное *распознавание* объектов, подобных эталонам, основывается на результатах обучения с использованием многомерных распределений значений признаков. Для эффективного распознавания необходимо обеспечить достаточ-

ную представительность и однородность обучающих выборок в пределах каждого эталона.

Эталонизация — один из важнейших этапов многоальтернативной комплексной интерпретации. Для решения прогнозных задач, связанных с выделением нефтегазоперспективных территорий, используются следующие варианты эталонов: а) выборки значений количественных признаков (геофизических, геохимических) в пределах площадных участков, содержащих месторождения и проявления УВ (натурные эталоны с *координатной привязкой*); б) расчетные выборки полей или эффективных параметров среды, полученные в результате решения прямых и обратных задач геофизики (модельные эталоны с *координатной привязкой*).

Эталоны, соответствующие предпосылкам нефтегазоносности, выбираются геологами и геофизиками, которые выполняют прогнозную-геофизические исследования [1, 2].

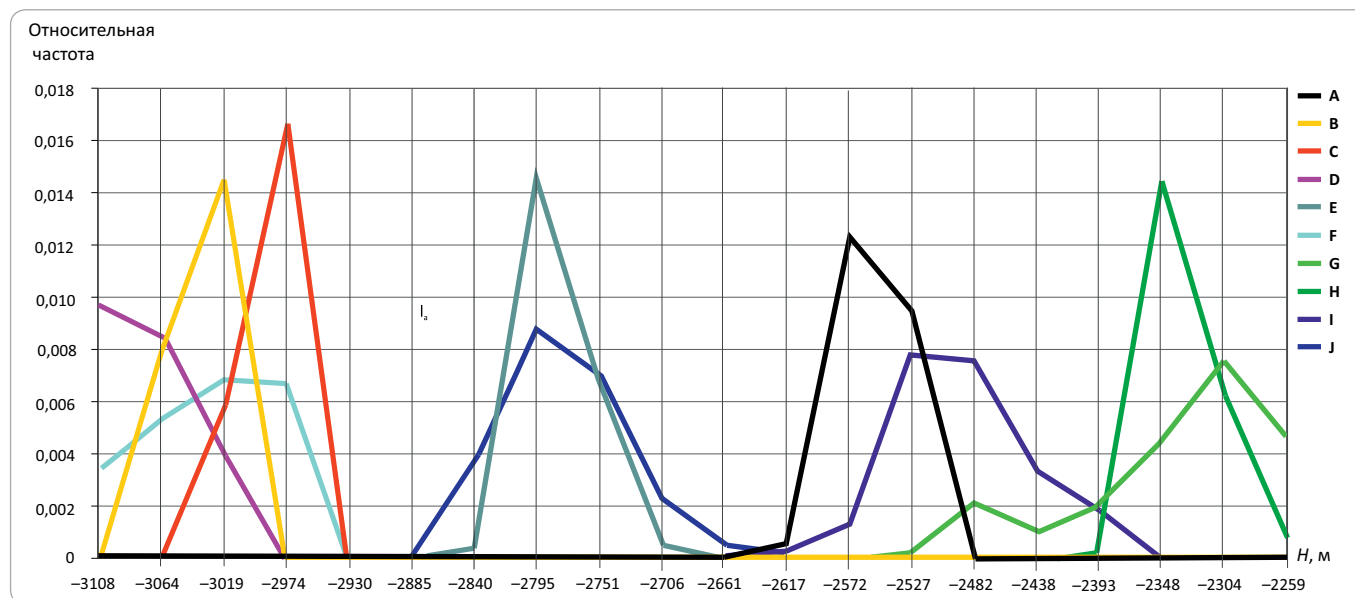
Методология вероятностно-статистического прогноза включает способы *численной* оценки эффективности (информативности Inf и надежности True), причем как для отдельных признаков, так и для их комплексов [3, 4]. Меры эффективности Inf и True являются критериями отбора признаков в комплекс и определяют *качество* итоговых прогнозных построений.

Совместная (комплексная) обработка признаков проводится для увеличения информативности и более надежного распознавания целевых объектов прогноза. Результаты прогноза чаще всего представляются в виде цифровых моделей («гридов»), охватывающих территорию работ регулярной сетью точек вероятностного принятия решений.

Вероятностные модели и прогнозныи схемы, отражающие предпосылки нефтегазоносности, строились на Восточно-Уватской площади (Тюменская область). В качестве эталонных использовались известные месторождения УВ, в пределах которых скважины вскрыли кровлю палеозойского фундамента. Значения признаков (геофизических полей, структурных планов, литолого-физических параметров и т.д.) отбирались в пределах контуров, ограничивающих эталонные месторождения. Затем осуществлялось группирование — объединение отдельных эталонных месторождений в альтернативные группы. Данная процедура обусловлена изменчивостью пространственного положения кровли палеозойского фундамента по площади, различной структурно-тектонической и геоморфологической обстановкой и, как следствие, различным проявлением эталонов в потенциальных полях (гравитационном и магнитном). Сгруппированные эталоны представляют собой прообразы целевых альтернатив прогноза и используются при принятии решений вероятности присутствия подобных нефтегазоперспективных объектов в пределах территории работ по комплексам наиболее информативных геолого-геофизических признаков.

Рис. 1. Распределение глубин кровли доюрского основания в пределах контуров эталонных месторождений, используемых для вероятностного прогноза нефтегазоперспективных площадей

Fig. 1. Histograms of the depth of pre-Jurassic basement top within the reference fields involved in probabilistic prediction of oil and gas promising areas



На рис. 1 приведено распределение глубин кровли доюрского основания в пределах контуров десяти эталонных месторождений УВ с индексами А–J. По относительной близости диапазонов распределения глубин эталонные месторождения можно предварительно объединить в четыре группы.

Изменчивость глубин кровли доюрского основания, с одной стороны, может быть объяснена разной площадью контуров эталонных месторождений. С другой стороны, увеличение неравномерности распределения глубин косвенно свидетельствует о влиянии складчато-надвиговых тектонических деформаций, рифтообразования, вулканизма, образования трещинных гранитоидных интрузий, а также о наличии глубинных разломов разного порядка в зонах, сопряженных с контурами соответствующих эталонных месторождений УВ.

Для уточнения результатов предварительного группирования эталонные нефтегазовые месторождения были разбиты на основе корреляции глубин кровли палеозойского фундамента с региональными составляющими потенциальных полей. В итоге были сформированы три групповых эталона А, В, С, которые затем использовались при вероятностном прогнозе предпосылок нефтегазоносности (рис. 2).

Для группового эталона А характерны повышенные коэффициенты корреляции между региональной составляющей гравитационного поля и региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. По всей видимости, предпосылки, подобные эталону А, обусловлены эрозионно-тектоническими выступами палеозойского фундамента, унаследованными от кристаллического фундамента.

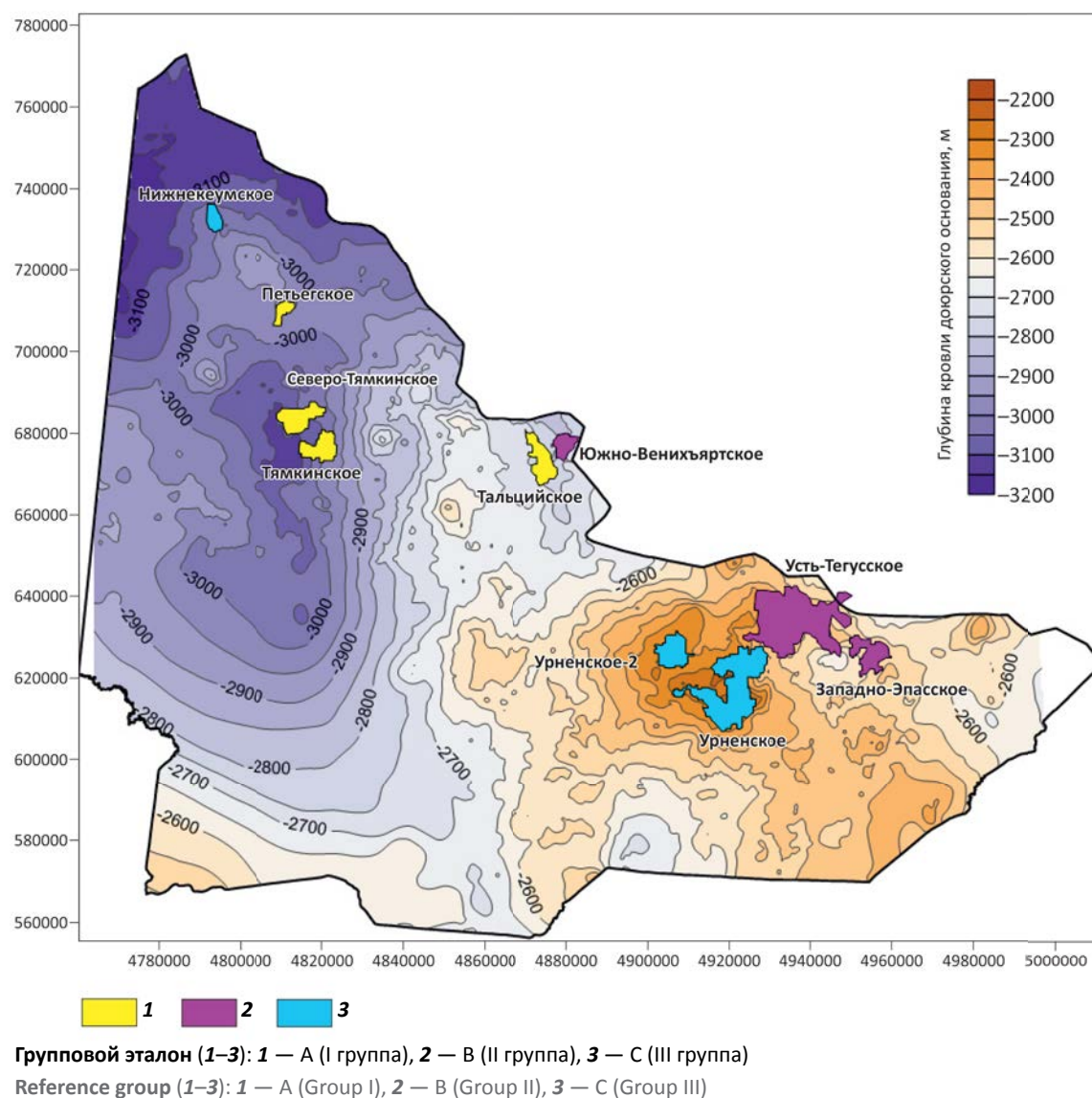
Для предпосылок, подобных групповому эталону В, характерен пониженный коэффициент корреляции региональной составляющей гравитационного поля и одновременно — повышенный коэффициент корреляции региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. Данные предпосылки связываются с разломами в палеозойском фундаменте, а также с эрозионно-тектоническими выступами, образованными за счет внедрения магматических интрузий в зонах разломов и вблизи них. Наконец, для прогнозных предпосылок, подобных групповому эталону С, характерно понижение коэффициентов корреляции между региональной составляющей гравитационного поля и региональной составляющей магнитного поля с кровлей палеозойского фундамента. Их наличие связывается с вулканизмом в пределах рифей-нижнепалеозойского рифта (северо-западное направление) и триасового рифта, продвигавшегося с севера в юго-западном направлении. В пределах анализируемой территории все прогнозируемые предпосылки обусловлены рифтогенным тектоническим режимом.

Региональный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности по комплексу геофизических данных

Данный вариант прогноза предусматривал создание цифровых моделей геофизических признаков, увязываемых в пределах территории работ со складчатым палеозойским (доюрским) основанием. В этой связи интерес представляет промежуточный слой в диапазоне эффективных глубин от 3 до 7 км, выделяемый в результате «полосовой» энергетической фильтрации региональных составляющих потен-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Групповые эталоны для прогноза региональных предпосылок УВ
Fig. 2. Reference groups for prediction of regional HC factors



циальных полей [5]. Полосовая фильтрация ослабляет влияние плотностных аномалеобразующих объектов верхней части разреза (на глубине до 3 км) и одновременно с этим — влияние кристаллического фундамента и вулканогенного комплекса. Выделенные таким образом трансформанты гравитационного и магнитного полей получили условное название «локальные от региональных».

В качестве дополнительного признака был рассчитан модуль полного горизонтального градиента от составляющей $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$. Максимумы модуля горизонтального градиента позволяют установить границы аномалеобразующих объектов — блоковых структур.

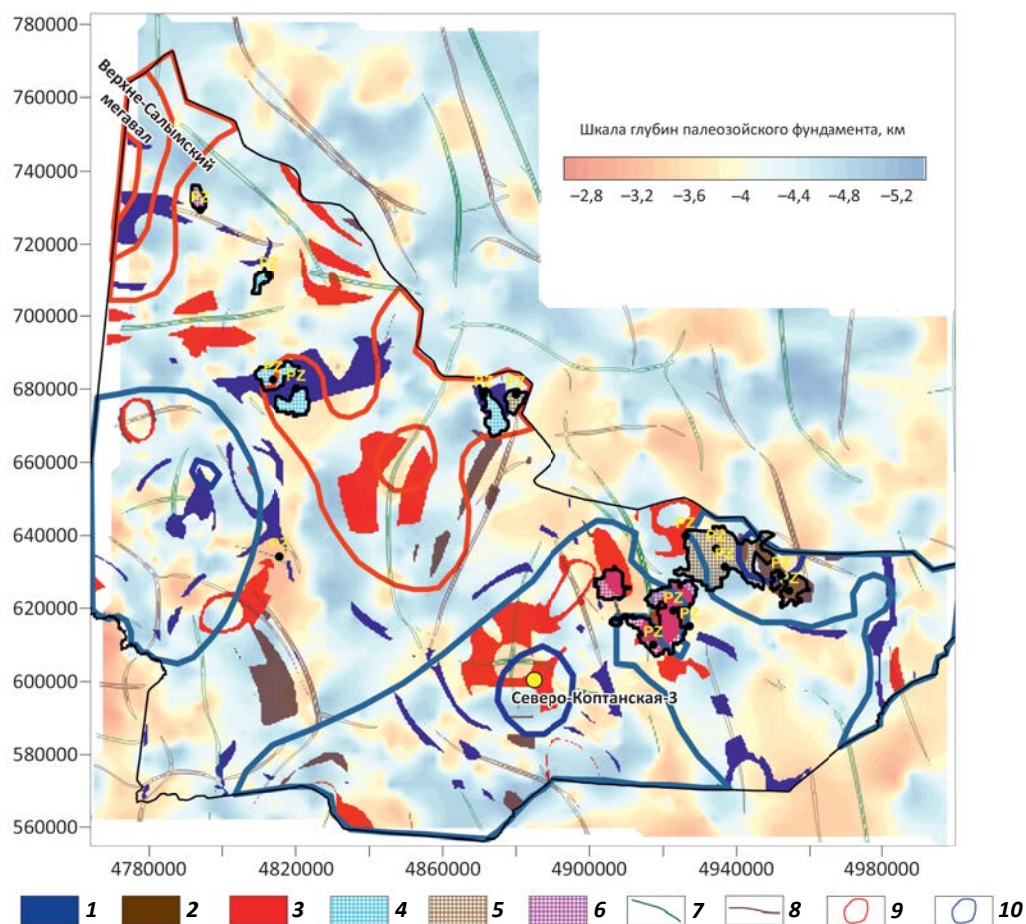
Прогнозный комплекс, сформированный из трех геофизических признаков, характеризуется умеренной эффективностью (информативность $\text{Inf} = 46,7\%$, надежность $\text{True} = 0,68$). Карту прогноза совмещен-

ных глубинных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании можно построить по комплексу трансформант, выделенных в результате полосовой фильтрации потенциальных геофизических полей (рис. 3).

Прогнозируемые предпосылки (см. рис. 3) предположительно увязываются со складчатым палеозойским основанием и в диапазоне глубин 3–5 км позволяют точнее оценить перспективы нефтегазоносности по комплексу трансформант. При построении используется также план-схема прослеживаемых осей линейных аномалий для трансформанты $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$, которые свидетельствуют о наличии магмоподводящих разрывных нарушений (отрицательные аномалии) и осей выступов палеозойского фундамента (положительные аномалии). На поднятиях кровли палеозойского фундамента отчетливо прос-

Рис. 3. Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности в доюрском основании по комплексу трансформант, выделенных в результате полосовой фильтрации потенциальных геофизических полей (вероятность прогноза предпосылок 0,9 и выше; подложка — карта выступов палеозойского фундамента в диапазоне 3–5 км)

Fig. 3. Predicted map of the combined deep oil and gas occurrence factors identified in the pre-Jurassic basement as a result of band-pass filtering of potential geophysical fields (probability of the factors prediction is 0.9 and higher; the background is a map of Palaeozoic basement uplifts in the range of 3 to 5 km)



Прогнозные предпосылки нефтегазоносности типа (1–3): 1 — А, 2 — В, 3 — С; **групповой эталон (4–6):** 4 — А (I группа), 5 — В (II группа), 6 — С (III группа); 7 — магмоподводящие разрывные разрушения; 8 — оси выступа палеозойского фундамента; **зоны изменения температуры доюрского основания (9, 10):** 9 — выше 100 °С, 10 — ниже 70 °С

Predicted factors of oil and gas occurrence type (1–3): 1 — A, 2 — B, 3 — C; **reference group (4–6):** 4 — A (Group I), 5 — B (Group II), 6 — C (Group III); 7 — feeder faults; 8 — axes of Palaeozoic basement uplift; **temperature zones of pre-Jurassic basement (9, 10):** 9 — temperature increases above 100 °C, 10 — temperature decreases below 70 °C

леживаются совокупности перспективных разно-глубинных участков (преимущественно среднего и малого размера), подобных, согласно упомянутому комплексу трансформант, групповым эталонам А и В. Сосредоточение перспективных зон, подобных эталону С, фиксируется вблизи узлов пересечения осей отрицательных аномалий локальной трансформанты $\Delta g_{\text{loc(рег)}}$.

Рифтовая природа аномалий гравитационно-го поля на площади исследований подтверждается «Картой температур доюрского основания по скважинным данным» (ЗапСибНИИГТ). В зонах триасовых рифтов, сопутствующих прогнозируемым предпосылкам, фиксируется повышение температуры до 100–120 °С.

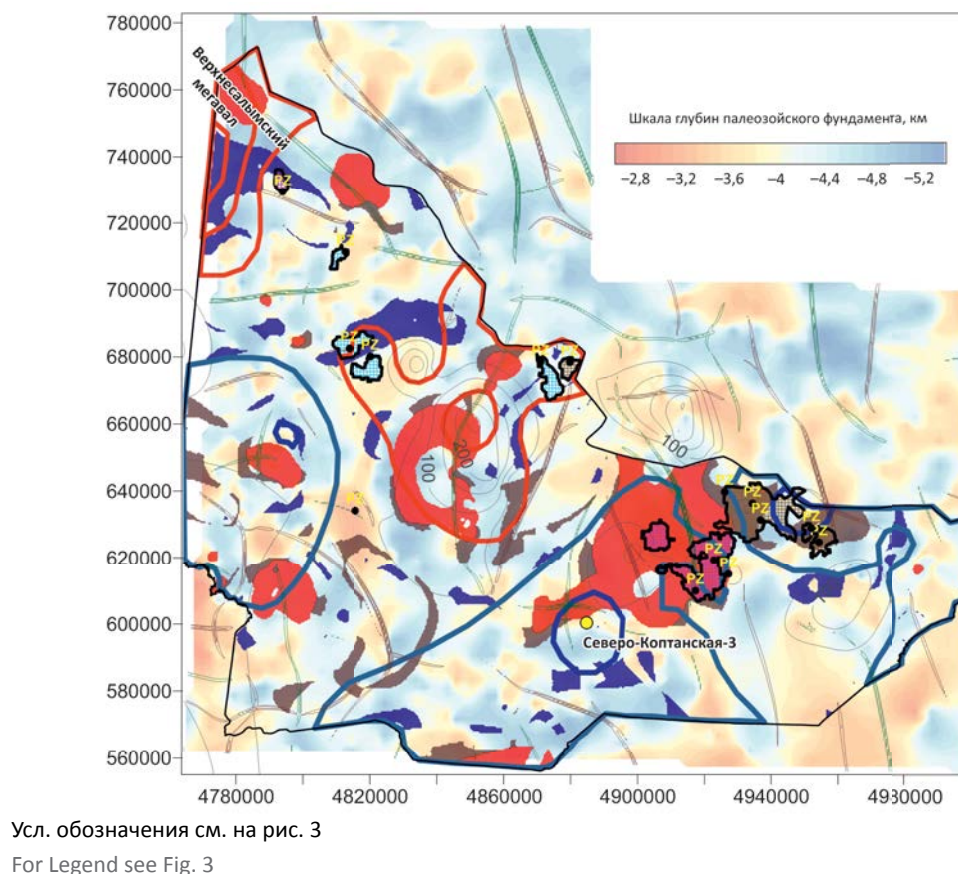
Глубинный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности с использованием пространственных распределений особых точек функций, описывающих аномальные геопотенциальные поля

В основе метода локализации особых точек лежит алгоритм вычисления сингулярных источников в нижнем полупространстве по аномальным потенциальным полям, позволяющий определять координаты, тип особых точек, а также эффективную плотность и модуль эффективной намагниченности, связанные с интенсивностью проявления особых точек [6]. Используя метод особых точек, основанный на продолжении поля в нижнее полупространство, интерпретатор имеет возможность извлечь объек-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу эффективных параметров особых точек в слое 4,2–4,7 км (вероятность прогноза предпосылок 0,9 и выше; подложка — карта выступов палеозойского фундамента в диапазоне 3–5 км)

Fig. 4. Predicted map of the combined deep oil and gas occurrence factors according to efficient parameters of singularities within the 4.2 to 4.7 km thick layer (probability of the factors prediction is 0.9 and higher; the background is a map of Palaeozoic basement uplifts in the range of 3 to 5 km)



тивную информацию о разноточных сосредоточениях неоднородностей среды, отражающихся в аномальном поле. В частности, по особым точкам магнитного поля можно определить глубину верхней и нижней поверхностей, ограничивающих магнитоактивные источники (эффузивы и интрузии), и выделить зоны разломов. По особым точкам гравитационного поля можно картировать положение разломов в плане, а также оценивать их глубину.

В рассматриваемом варианте прогноза предпосылок нефтегазоносности впервые был апробирован способ расчета особых точек и их эффективных параметров в перекрывающихся глубинных слоях мощностью 500 м. Центры слоев последовательно перемещались в диапазоне от 3 до 5 км с вертикальным шагом 100 м. После каждого перемещения расчеты проводились заново. Максимальная информативность прогнозного комплекса, включающего значения эффективной плотности и модуля эффективной намагниченности, рассчитанные по особым точкам

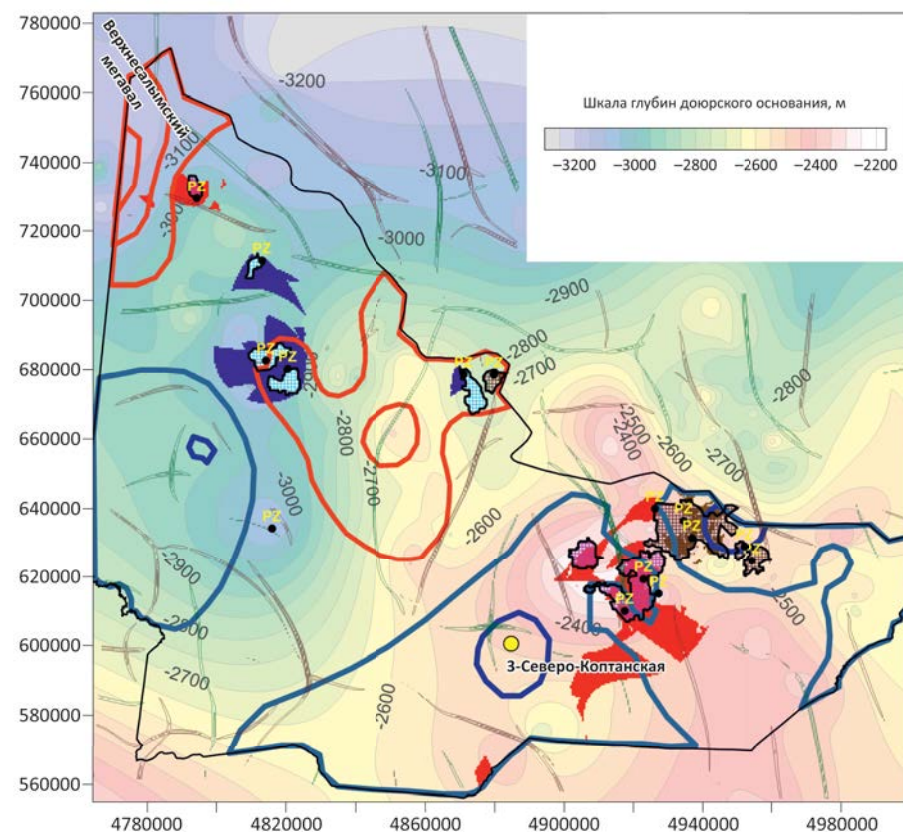
от компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$, была достигнута в глубинном слое 4,2–4,7 км. Именно с этим слоем, по данным бурения, связано пространственное положение плотностной границы, состоящей из поднятий и склонов палеозойского фундамента.

Карта прогноза совмещенных глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу эффективных параметров особых точек, которые могут быть рассчитаны по компонентам $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$ в слое 4,2–4,7 км, приведена на рис. 4.

Размещение прогнозных предпосылок, подобных групповому эталону А, в целом отражает структуру рифтовых зон. Для предпосылок, подобных групповому эталону В, наблюдается разнородный характер взаимосвязи компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$ с кровлей палеозойского фундамента. Предпосылки, подобные групповому эталону С, наиболее многочисленны. Их сосредоточения связаны с возможным наличием глубинных подводящих каналов (древних погребенных вулканов).

Рис. 5. Карта усредненного прогноза глубинных предпосылок нефтегазоносности по комплексу литолого-физических параметров в юрских переслаивающихся отложениях и по кровле палеозойского комплекса (подложка — доюрское основание по скважинам; предполагается миграция УВ из прогнозируемых зон юрских отложений в нижележащие доюрские комплексы, в первую очередь в триасовые отложения)

Fig. 5. Map of the average forecast of deep oil and gas occurrence factors according to a set of lithological and physical parameters in the Jurassic intercalated sequences and Palaeozoic complex top (background is the pre-Jurassic basement in the wells; HC migration from the predicted Jurassic zones to the underlying sequences is assumed; first of all, there are the Triassic formations)



Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

Описанный подход обеспечивает устойчивую локализацию разноглубинных перспективных зон по комплексу эффективных параметров особых точек, рассчитанных от компонент $\Delta g^{\text{loc(reg)}}$ и $\Delta T^{\text{loc(reg)}}$.

Региональный вероятностный прогноз предпосылок нефтегазоносности по комплексу литолого-физических данных

Прогноз региональных предпосылок нефтегазоперспективных объектов по комплексам литолого-физических параметров осуществлялся с использованием данных детальных геофизических исследований скважин (ГИС): а) в пределах пачек переслаивания песчаников и алевролитов в юрских отложениях осадочного чехла (по 69 скважинам); б) на глубинах, соотносимых с кровлей палеозойского основания (по 41 скважине).

В первом случае рассматривалось 7 признаков:

1) мощность пачек переслаивания песчаников и алевролитов, являющихся потенциальными коллекторами УВ (отбирались только те пачки, в которых были зафиксированы УВ-проявления);

- 2) мощность зон выклинивания отложений триаса;
- 3) мощность коры выветривания;
- 4) коэффициент проницаемости пород;
- 5) коэффициент пористости пород;
- 6) коэффициент самопроизвольной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ пород (по данным электрического каротажа);
- 7) естественное радиоактивное излучение горных пород (по данным гамма-каротажа).

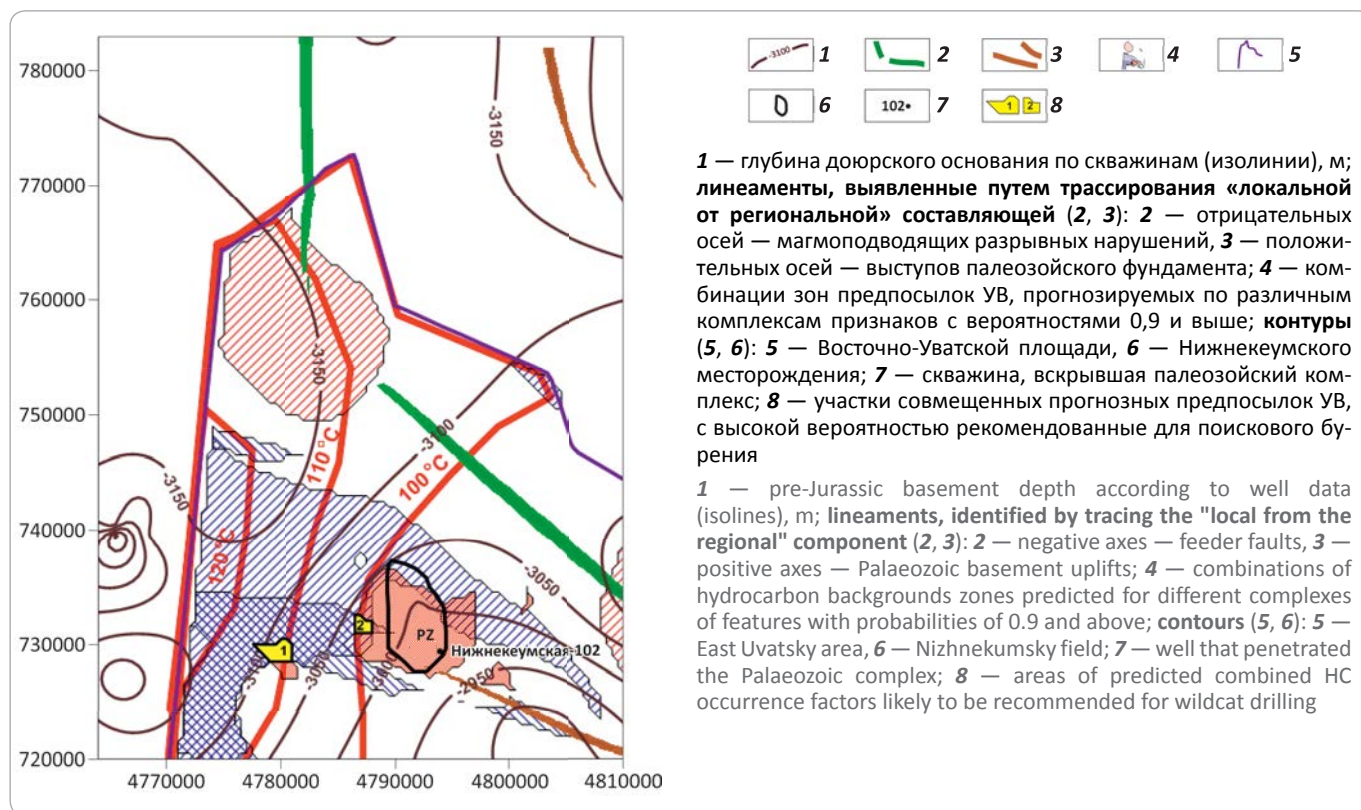
Литолого-физические параметры, связанные с коллекторскими свойствами пород, усреднялись по совокупности пластов, образующих соответствующую «пачку».

Во втором случае использовались только три признака, связанные со свойствами пород кровли палеозоя (в силу отсутствия других данных ГИС по глубоким горизонтам палеозойского комплекса на территории работ):

- 1) коэффициент самопроизвольной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$;
- 2) удельное сопротивление (по данным бокового

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Фрагмент северо-западной оконечности территории работ с прогнозными участками, рекомендуемыми для поискового бурения
Fig. 6. Fragment of the north-western margin of the working area with the predicted sites recommended for wildcat drilling



каротаж); 3) естественное излучение (по данным гамма-каротаж).

Все указанные признаки подготавливались в виде цифровых моделей («гридов») значений параметров, охватывающих территорию работ. Расчеты проводились без ограничения дальности интерполяции в узлах фиксированной прямоугольной равномерной сети (шаг сетки 500 м). Используемые комплексы литолого-физических признаков обладают весьма высокой эффективностью прогноза предпосылок нефтегазоносности. Информативность (Inf) и надежность (True) первого комплекса признаков (в пределах пачек переслаивания песчаников и алевролитов в юрских отложениях) составляют 82,6 % и 0,91 соответственно. Для второго комплекса признаков (на глубинах, соотносимых с кровлей палеозойского основания) эффективность прогноза также высока (Inf = 64,1 %, True = 0,79).

Карта усредненного прогноза глубинных предпосылок нефтегазоносности построена по комплексам литолого-физических параметров в юрских переслаивающихся отложениях и вдоль кровли палеозойского основания (рис. 5).

Выполненные прогнозные построения базировались на данных о миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие триасовые отложения доюрского основания [7, 8]. Существование подобной миграции подтверждено на Рожниковской группе месторождений, сходной по рифтогенному тектони-

ческому режиму с Урненской группой месторождений, расположенной на территории работ [9]. По данным ЗапсибНИИГ Урненская группа относится к морфологическому типу «нефтегазоносный горизонт зоны контакта». Данный морфологический тип характеризуется наличием эрозионно-тектонического выступа палеозойского фундамента с магматическими образованиями в цоколе, а также наличием коры выветривания с возможной пористостью до 40 %. Соответствующие предпосылки, подобные групповому эталону С, прогнозируются весьма надежно и независимо подтверждаются результатами прогноза нефтегазоносности по гравимагнитным данным.

Приведем фрагмент северо-западной окраины территории работ с прогнозными участками, рекомендуемыми для проведения поискового бурения (рис. 6). Участки приурочены к интервалу глубин доюрского основания 3000–3100 м (по скважинным данным), находятся в зоне высоких температур южной оконечности триасового рифта и расположены на склонах палеозойского фундамента.

Выводы

1. Вероятностные прогнозные схемы, построенные по независимым комплексам геофизических признаков, отражают глубинные региональные предпосылки нефтегазоносности в доюрском основании с контролируемой информативностью и надежностью.

Наиболее эффективны усредненные результаты вероятностного прогноза признаков нефтегазоносности при использовании *литолого-физических данных*, определяемых по результатам геофизического исследования скважин.

2. Перспективными для проведения более детальных прогнозно-поисковых работ на УВ являются участки, *территориально совпадающие* на вероятностных прогнозных картах вне зависимости от типов предпосылок нефтегазоносности.

Литература

1. Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. – М. : МГГА, 1998. – 88 с.
2. Овчаренко А.Р., Сафонов А.С., Ермаков Б.В. и др. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности. – М. : Научный мир, 2001. – 103 с.
3. Гольцман Ф.М. Физический эксперимент и статистические выводы. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1982. – 192 с.
4. Калинин Д.Ф. Информационно-статистический прогноз полезных ископаемых. – СПб. : ФГУНПП «Геологоразведка», 2011. – 164 с.
5. Петров А.В., Трусов А.А. Компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа трехмерной геоинформатики // Геофизика. – 2000. – № 4. – С. 29–33.
6. Трошков Г.А., Погарева О.И. Применение компьютерной технологии «Особые точки» для определения поверхности кристаллического фундамента Русской платформы по аэромагнитным данным // Российский геофизический журнал. – № 23–24. – С. 21–29.
7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
8. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
9. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.

References

1. Blokh Yu.I. Quantitative interpretation of gravity and magnetic anomalies. Moscow: MGGA; 1998. 88 p.
2. Ovcharenko A.R., Safonov A.S., Ermakov B.V. et al. Advanced geophysical technologies of oil and gas occurrence prediction. Moscow: Nauchny mir; 2001. 103 p.
3. Gol'tsman F.M. Physical experiment and statistical findings. Leningrad: Izdatelstvo LGU; 1982. 192 p.
4. Kalinin D.F. Statistical and informational prediction of mineral resources. St. Petersburg: FGUNPP "Geologorazvedka"; 2011. 164 p.
5. Petrov A.V., Trusov A.A. Computer technology of statistical, and spectral and correlation analysis in 3D geoinformatics. *Geofizika*. 2000;(4):29–33.
6. Troshkov G.A., Pogareva O.I. Application of "singularities" technology to identify crystalline basement surface within the East European Platform using aeromagnetic data. *Rossiiskiy geofizicheskiy zhurnal*. 2001;(23–24):21–29.
7. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Palaeozoic formations of West Siberian mega-basin. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN; 2011. 331 p.
8. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):781–791.
9. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of pre-Jurassic oil accumulations in the Rogozhnikovsky group of fields (on the results of the alkanes vertical zonality). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013;323(1):51–56.



ГеоБайкал '18

5-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Важные даты

Окончание приёма тезисов докладов	1 мая 2018 г.
Окончание льготной регистрации	1 июня 2018 г.
Анонс программы конференции	15 июля 2018 г.
Окончание предварительной регистрации	1 августа 2018 г.
Геологический семинар 1	11–12 августа 2018 г.
Научные доклады	13–15 августа 2018 г.
Геологический семинар 2 и полевые демонстрации	16–17 августа 2018 г.

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ 1 МАЯ 2018 Г.

11-17 АВГУСТА 2018 Г. | Г. ИРКУТСК, РОССИЯ

УДК 551.24 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-87-101

Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных

© 2018 г. | А.А. Куркин, В.И. Кузнецов

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия; aleksandrkurkin88@yandex.ru; vikuznetsov@novatek.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *тектоника; доюрское основание; фундамент; осадочный чехол; рифты; рифтогенез; разломы; поднятия; Западная Сибирь; Южно-Таймырский складчатый пояс; скв. Гыданская-118.*

Комплексная интерпретация материалов потенциальных полей и сейсморазведки позволила детализировать схему тектонического строения доюрского основания и осадочного чехла Ямало-Гыданского региона. Уточнено строение предполагаемых надрифтовых пермотриасовых впадин. На сейсмических материалах отсутствуют признаки значительного тектонического растяжения, свойственные рифтогенезу, на основании чего был сделан вывод о более глубоком заложении зон растяжения земной коры. Раздвигание было незначительным, а прогибание, вследствие остывания и утяжеления литосферы после рифтогенеза, имело огромные амплитуды. Оно обеспечило накопление мощных, преимущественно пострифтовых пермотриасовых толщ. Прогибание продолжалось в течение всего мезозоя и происходило в основном вдоль рифтовых зон. Это обусловило формирование крупных поднятий осадочного чехла. Закартированы глубинные тектонические разломы-линеаменты. Приведенная схема строения доюрского основания может служить основой для калибровки теплового потока при создании модели нефтегазоносной системы. Наибольшие перспективы нефтегазоносности доюрского основания следует связывать с южным окончанием Таймырского складчатого пояса на северо-востоке Гыданского полуострова, где выявлены и окартированы крупные антиклинальные поднятия в предположительно карбонатном палеозойском разрезе.

Для цитирования: Куркин А.А., Кузнецов В.И. Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 87–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-87-101.

Tectonic structure of the Yamal-Gydan region: update on the result of integrated interpretation of geological and geophysical data

© 2018 | A.A. Kurkin, V.I. Kuznetsov

NOVATEK, Tyumen, Russia; aleksandrkurkin88@yandex.ru; vikuznetsov@novatek.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *tectonics; pre-Jurassic basal complex; basement; sedimentary cover; rifts; rifting; faults; uplifts; Western Siberia; South Taimyr orogenic belt; well Gydansky-118.*

Integrated interpretation of potential fields and seismic data allowed detailing a tectonic scheme of the pre-Jurassic basal complex and sedimentary cover within the Yamal-Gydan region. Structure of the supposed Permian and Triassic above-rift troughs is updated. There are no indications of the considerable tectonic tension typical of rifting. This suggests the deeper occurrence of the Earth's crust tension zones. Pulling apart was insignificant, while downwarping caused by the lithosphere cooling and weighing following the rifting had very large amplitudes. All this provided accumulation of superthick Permian and Triassic deposits (mostly of post-rift origin). Downwarping continued throughout the Mesozoic and was concentrated along the rift zones. As a result, large uplifts of the sedimentary cover were formed. Deep-seated lineaments mapped in the basal complex are the tectonic blocks boundaries, reverse faults, thrusts, and other inhomogeneities of the basement. In the course of the Mesozoic cover development, all the structure-forming motions occurred along these lineaments. According to many researches, these deep-seated lineaments control the position of linear waste mantle and productive zones at the top of the pre-Jurassic basal complex. The presented structural scheme of pre-Jurassic basal complex may serve as a basis for heat flow calibration when creating a model of petroleum system.

For citation: Kurkin A.A., Kuznetsov V.I. Tectonic structure of the Yamal-Gydan region: update on the result of integrated interpretation of geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):87–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-87-101.

Несмотря на огромный массив накопленной геолого-геофизической информации по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, представления о тектоническом строении провинции, особенно ее северной части, во многом противоречивы.

В частности, это касается формирования, распространения, протяженности и интенсивности предполагаемых пермотриасовых рифтов — важнейших тектонических элементов Западно-Сибирской плиты. Существуют многочисленные варианты схем

строения доюрского основания плиты. Многие из них либо базировались только на материалах гравиметрической и магниторазведки и не учитывали сейсмические данные МОГТ, либо основывались на редкой сети сейсмических региональных профилей 1980-х гг., которые имеют неудовлетворительное качество сигнала в интервале доюрского основания и малоприспособлены для интерпретации. Вместе с неопределенностью интерпретации гравимагнитных данных, это вызвало большие расхождения в определении границ зон рифтов, особенно на севере региона. Так, в интерпретации В.С. Суркова, Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, проходящий субмеридионально через всю территорию плиты, продолжается на территорию Гыдана, а на Ямале протягивается его северо-западное ответвление [1]. Согласно другим авторам, рифты прогнозируются лишь в Пур-Тазовском районе и Карском море, а на Ямале и Гыдане признаков рифтогенеза по сейсмическим данным не обнаружено [2]. Более того, многие исследователи выражают сомнение в существовании рифтов в Западной Сибири [3–5].

За последние годы на полуостровах Ямал и Гыданский проводились сейсмические съемки, позволяющие выявить новые детали строения доюрского основания. К примеру, на отработанных в 2013–2015 гг. сейсмических профилях 2D на Усть-Енисейской площади в северо-восточной части Гыданского полуострова четко прослеживается внутренняя структура основания. Съемки 3D на Южно-Тамбейской и Утренней площадях позволяют картировать складки и трассировать в латеральном направлении разломы доюрского интервала. Современная переобработка архивных 2D-разрезов улучшает качество изображения нижней части разреза. Поэтому представляется актуальным уточнение схемы тектонического строения доюрского основания на основе всех имеющихся геолого-геофизических данных — как материалов гравимагнитных полей, так и сейсмических, включая детальные, площадные, новые 2D-съемки и 3D-кубы.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности гораздо большее практическое значение имеют вопросы морфологии и происхождения структурных поднятий и разломов осадочного чехла. Используемые в практике тектонические схемы чехла (Боцкарев В.С., 1990) были составлены еще в 1990-х гг. и основаны на сейсмических материалах без необходимого учета скоростных аномалий. Как известно, многие понятия, выделенные на основе этих материалов, последующим бурением не подтвердились [6].

Не до конца решен и вопрос формирования структурных элементов осадочного чехла. На сейсмических разрезах не наблюдается структурообразующих тектонических нарушений, с которыми можно было бы связать формирование поднятий чехла. Причины образования структур следует искать в глубинных тектонических элементах. Таким образом,

мы возвращаемся к актуальности уточнения строения доюрского основания.

Итак, цель данного исследования состоит в уточнении схемы тектонического строения доюрского основания и осадочного чехла Ямало-Гыданского региона на основе всех актуальных геолого-геофизических данных, а также определении степени влияния структуры основания на формирование тектонических элементов чехла.

Методика работы

Одним из основных источников информации о строении доюрского основания Западно-Сибирской плиты являются **данные гравитационного и магнитного полей** (рис. 1), так как отложения чехла в основном немагнитны и выдержаны по плотности в горизонтальном направлении, а основные аномалии полей вызваны неоднородностями именно доюрского комплекса.

Возможности прогноза строения доюрского основания Западной Сибири по данным потенциальных полей были темой многих исследований (Сидоров Д.А., 2000; Иванова Н.М., 2008) [3, 7]. На основе результатов этих работ можно составить следующие основные правила интерпретации потенциальных полей, которыми необходимо руководствоваться при создании схемы строения доюрского основания.

1. Положительные гравитационные и магнитные аномалии обычно интерпретируют как высокоплотные эффузивы и интрузии основного состава, которые выполняют грабен-рифты, сформированные в результате пермотриасового рифтогенеза. Они обычно приурочены к наиболее прогнутым участкам осадочного бассейна.

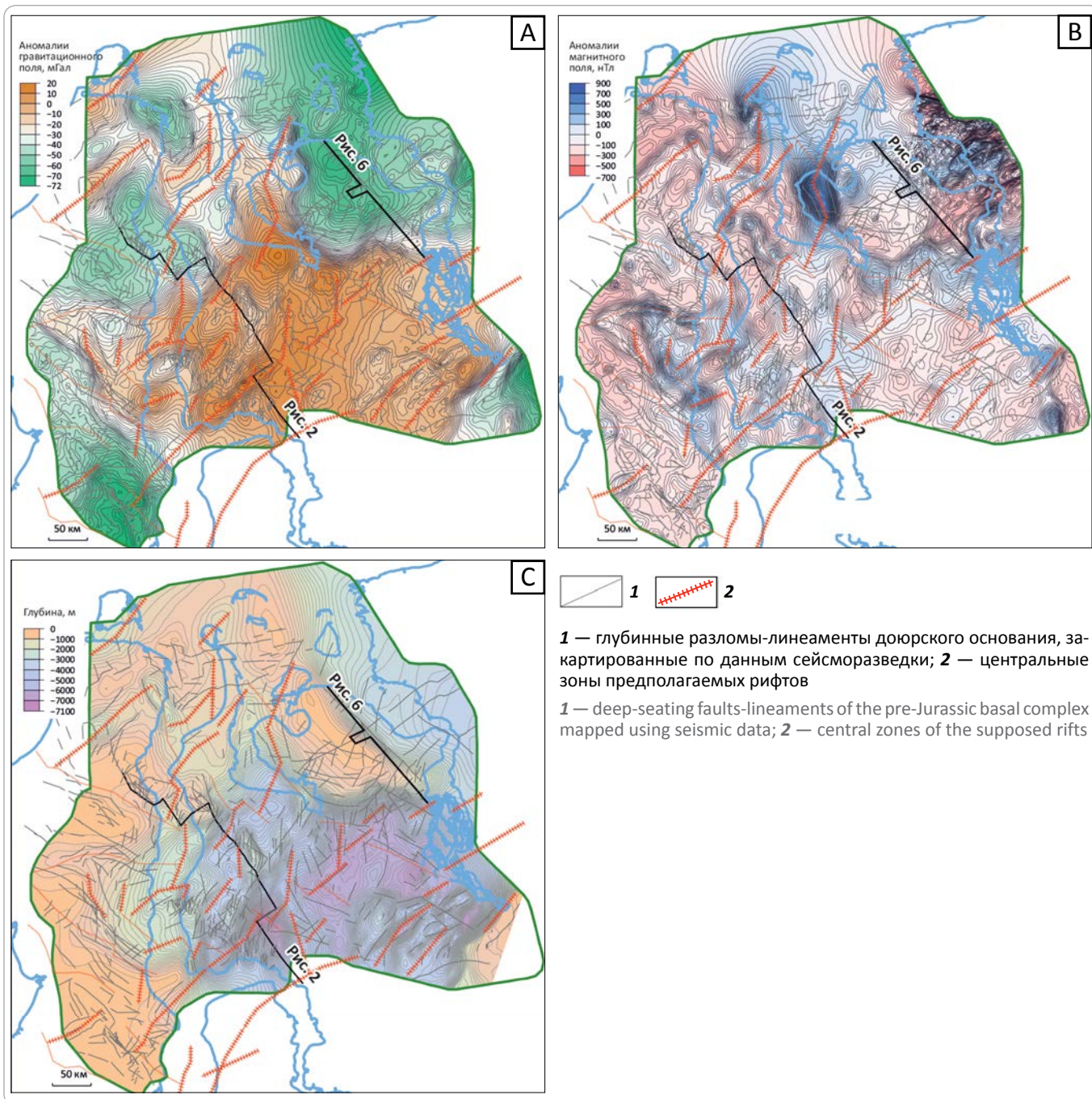
2. Положительные гравитационные и отрицательные магнитные аномалии соответствуют менее крупным интрузиям основного состава и грабен-рифтам либо подъемам складчатого и (или) метаморфического фундамента, магнитная активность которого может быть существенно ниже окружающих блоков. Это могут быть карбонатные массивы в складчатом палеозойском комплексе.

3. Отрицательные гравитационные аномалии и положительные магнитные отвечают возможным метаморфическим комплексам в кристаллическом фундаменте или вулканогенно-осадочным образованиям в складчатых структурах палеозоя.

4. Отрицательные гравитационные и магнитные аномалии отражают области повышенной мощности складчатого осадочного палеозоя (например, карбонатные массивы в складчатом девон-ордовикском комплексе) и (или) поднятия гранитоидных образований дорифейского фундамента, и (или) гранитоидные интрузивы.

Следует отметить, что, согласно мнению многих исследователей, в Западной Сибири гравимагнитные

Рис. 1. Карты аномалий гравитационного (А) и магнитного (В) полей и толщин пермотриасовых отложений (С)
Fig. 1. Maps of anomalous gravity (a) and magnetic (B) fields and thickness of Permian-Triassic sequences (C)



поля могут существенно искажаться под влиянием относительно современных глубинных флюидодинамических процессов [7, 8]. В результате этого потенциальные поля могут не отражать напрямую тектоническую структуру доюрского основания.

В данной статье интерпретация доюрского основания базируется как на материалах гравимагнитных полей, так и на **сейсмических данных**. По сейсмическим разрезам повышенной глубинности были прослежены отражающий горизонт Ia, приуроченный к кровле доюрского основания, и условный горизонт А

в подошве пермотриасового комплекса (рис. 2). В результате построена карта толщин пермотриасового «рифтового» комплекса (см. рис. 1).

Для того чтобы проследить взаимосвязь структур доюрского основания и осадочного чехла, на примере восточной части Ямала (рис. 3) были определены основные этапы тектонической активизации осадочного чехла. Время активности разломов, образования структур, тип и направление тектонических движений оценивались по результатам палеогеоморфологического анализа. Он представляет собой исследова-

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 2. Сейсмический композитный профиль, иллюстрирующий строение нижней части разреза
Fig. 2. Slalom seismic section illustrating the structure of the deeper section

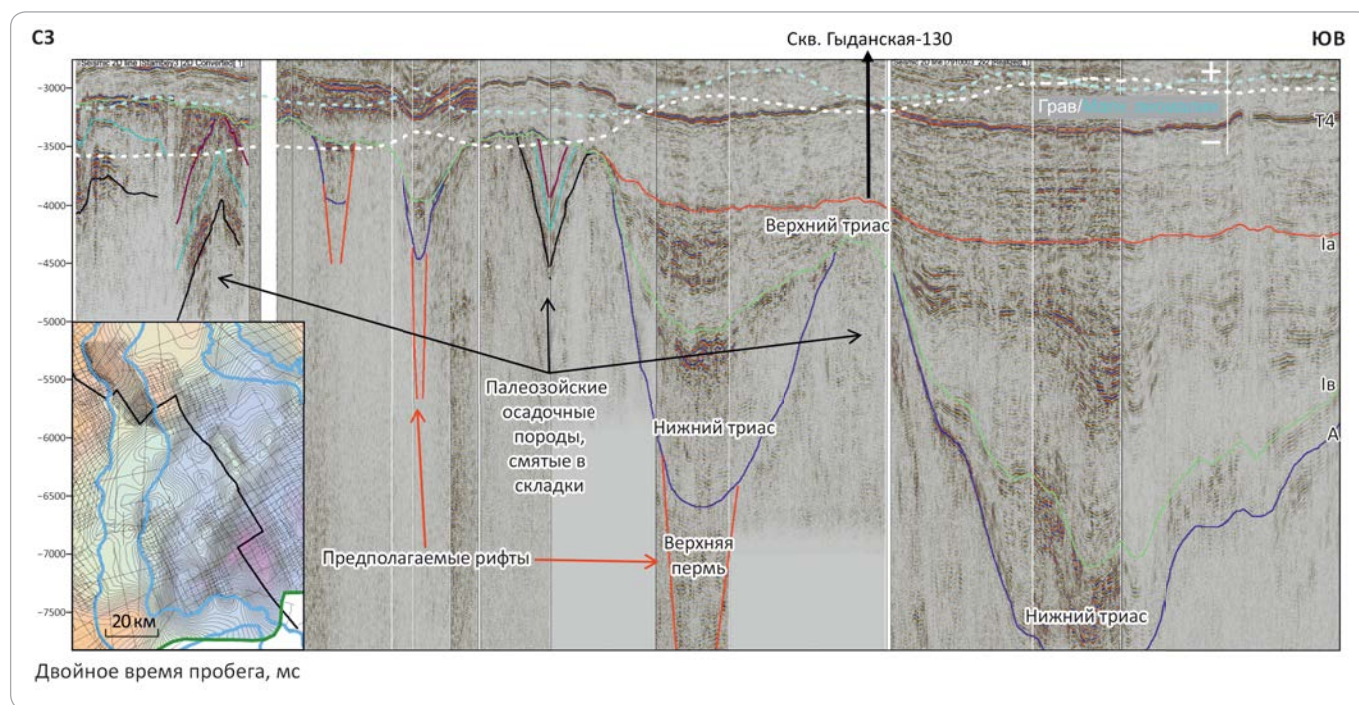


Рис. 3. Тектоническое развитие осадочного чехла восточной части Ямала
Fig. 3. Tectonic development of sedimentary cover in the eastern Yamal

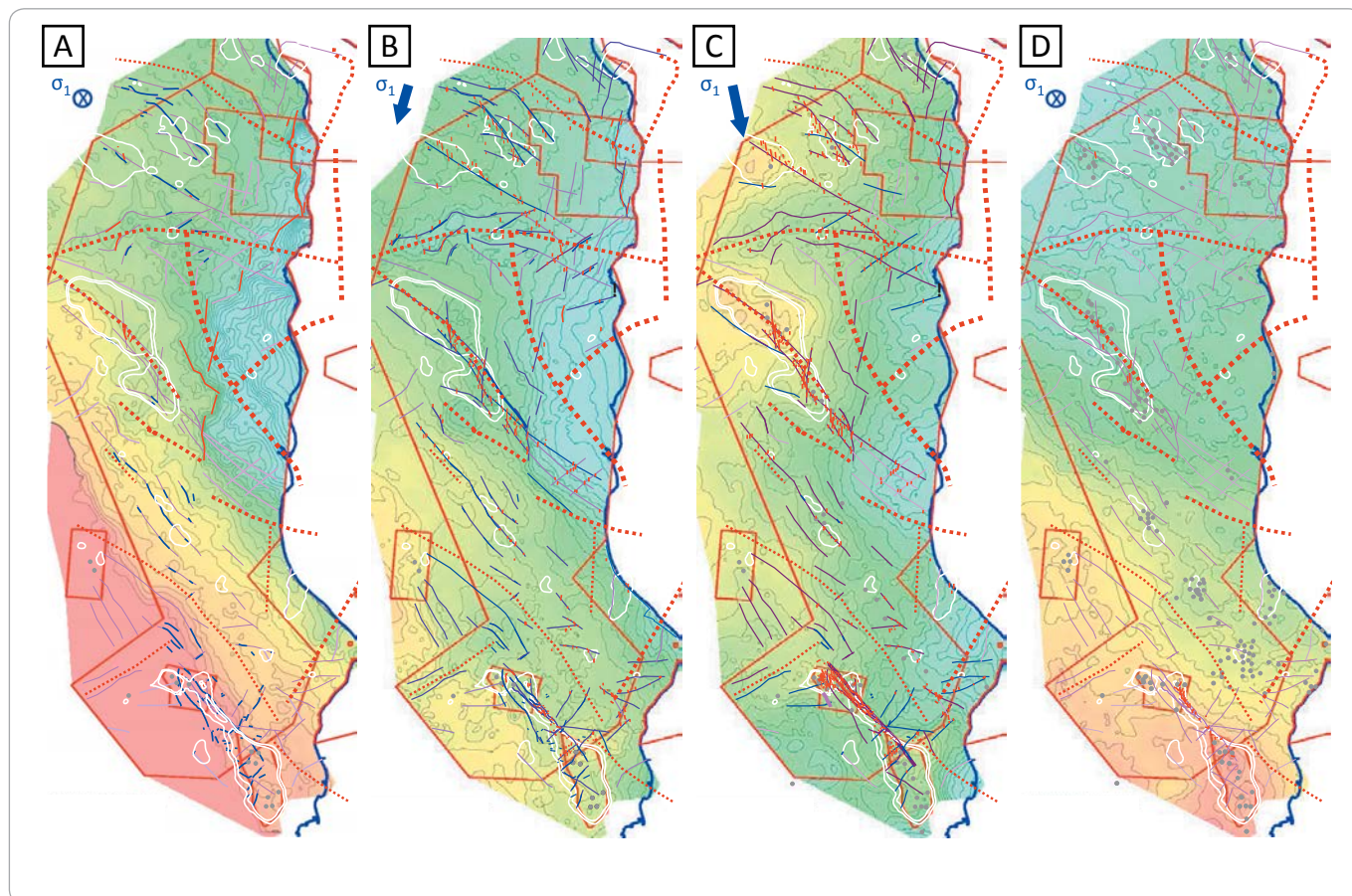
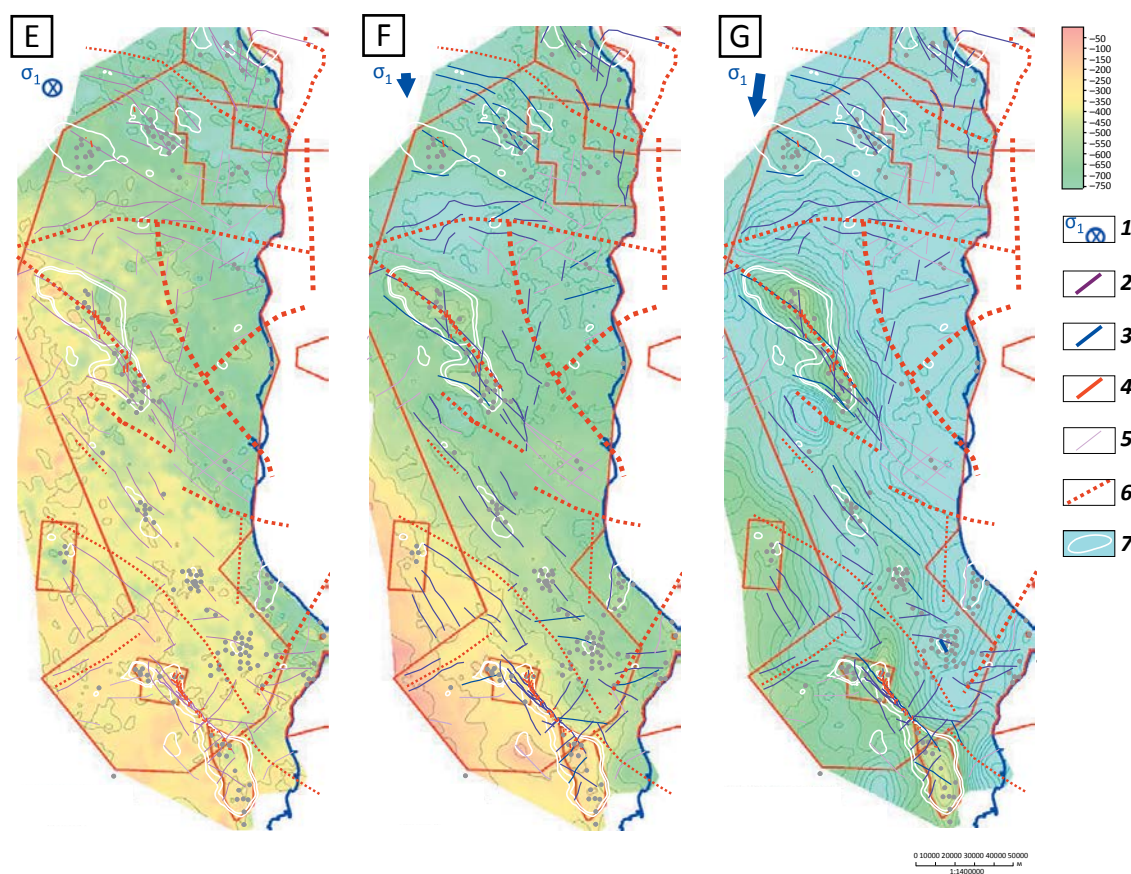


Рис. 3, окончание
Fig. 3, end.



A — до позднего тоара; B — поздний тоар — поздняя юра; C — берриас — готерив; D — баррем — апт; E — ранний альб; F — поздний альб — сеноман; G — после сеномана.

1 — направление максимального напряжения — вниз; **глубинные разломы доюрского основания (2–5):** 2 — сдвиги, 3 — взбросы, 4 — сбросы, 5 — неуверенной трассировки; 6 — предположительно древние рифты; 7 — контуры современных поднятий по кровле юры

A — prior to Late Toarcian; B — Late Toarcian – Late Jurassic; C — Berriasian – Hauterivian; D — Barremian – Aptian; E — Early Albian; F — Late Albian – Cenomanian; G — after Cenomanian.

1 — maximum stress direction (downward); **deep-seated faults of the pre-Jurassic basal complex (2–5):** 2 — strike-slip faults, 3 — reverse faults, 4 — normal faults, 5 — uncertain tracing; 6 — supposed ancient rifts; 7 — contours of modern uplifts in the Jurassic top

ние толщин сейсмокомплексов по картам и разрезам, выделение характерных сейсмофаций подошвенного налегания, кровельного прилегания, выклинивания и других особенностей волнового поля. Так, увеличение мощности отложений по направлению к сбросу свидетельствует о тектоническом растяжении в данный период геологического времени, а резкое уменьшение толщин в своде антиклинали соответствует фазе роста структуры. В ходе работы авторы статей использовали свой опыт подобных исследований по соседним территориям, где есть сейсмические съемки 3D, в частности результаты анализа тектонического развития Геофизической площади [9].

Тектоническое строение доюрского основания

Схема строения доюрского основания составлена на базе исследований, выполненных авторами статьи (рис. 4). Основные результаты сводятся к следующему.

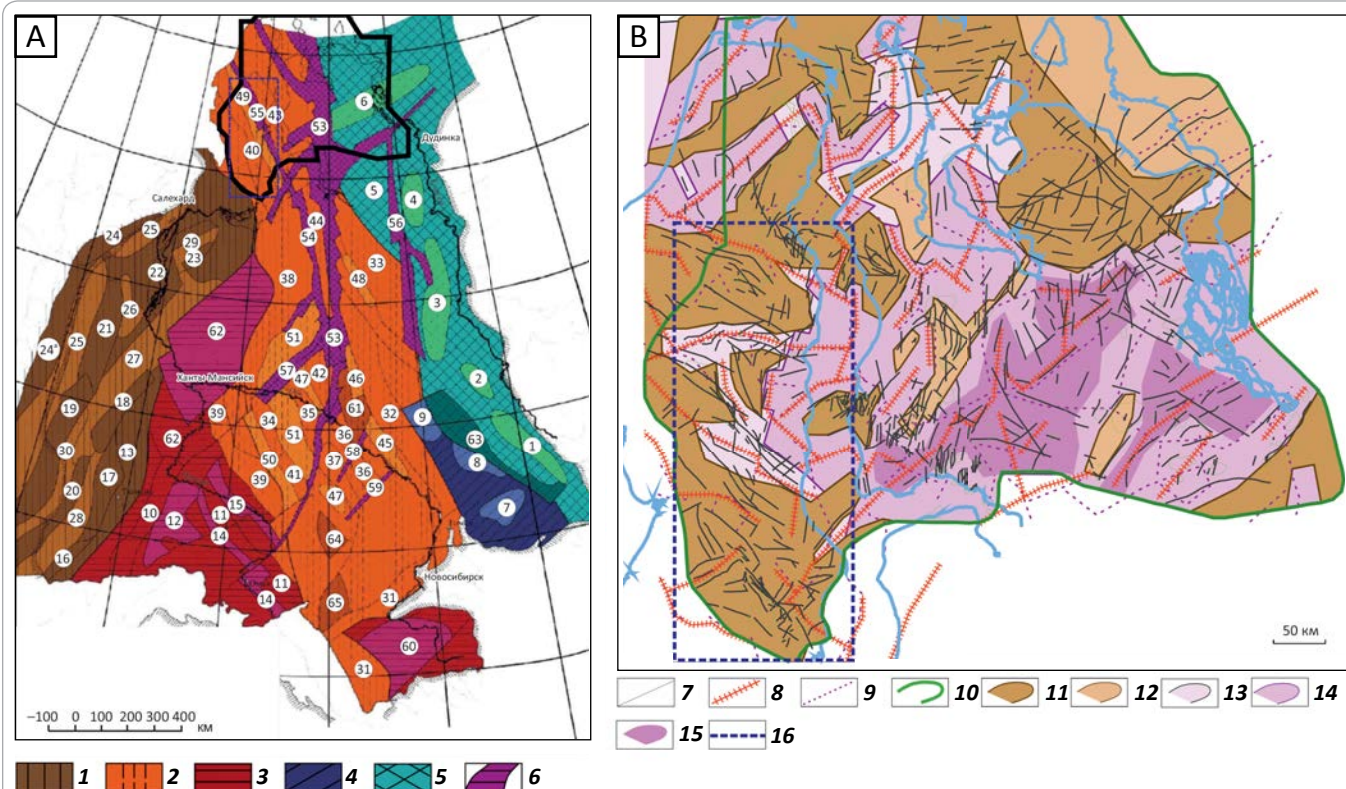
Как было отмечено, многие исследователи на основе сейсмических материалов делают вывод, что четкие признаки сопровождающего рифтогенез растяжения земной коры отсутствуют. Действительно, на сейсмических разрезах через полуострова Ямал и Гыданский видно, что особенности волнового поля в районе линейных положительных аномалий гравимагнитного поля, ассоциируемых с рифтами, слабо соответствуют определению рифтов (см. рис. 2). Здесь наблюдаются пермотриасовые впадины чашеобразного, пликативного типа. Не видно смещений фаз, характерных для рифтовых сбросов, сопровождающих растяжение бассейна и раздвигание литосферных плит. Отсутствуют типичные увеличения толщин синрифтовых отложений по направлению к краям впадин.

Интерпретация этих впадин как рифтов затрудняется еще и тем, что впадины могут быть связаны также и с палеозойскими межгорными орогенными

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 4. Схема тектонического строения доюрского основания Ямало-Гыданского региона по В.С. Суркову с соавторами [1] (А) и составленная по результатам исследований авторов статьи (В)

Fig. 4. Tectonic scheme of the pre-Jurassic basal complex in the Yamal-Gydan region: after V.S. Surkov [1] (A) and created on the results of researches completed by the authors (B)



Структурные зоны: 6 — Усть-Енисейская впадина; 40 — Нурминский инверсионный антиклинорий; 49 — Нейтинский прогиб; 53 — Колтогорско-Уренгойский рифт; 55 — Ямальский рифт.

Блоки (1–5): 1 — Уральский герцинид, 2 — Центрально-Западно-Сибирский герцинид, 3 — Казахстанско-Салымский каледонид, 4 — Алтае-Саянский салаирид, 5 — Енисейский байкалитид; 6 — рифты раннего триаса; 7 — глубинные разломы-линеаменты доюрского основания, закартированные по данным сейсморазведки; 8 — центральные зоны предполагаемых рифтов; 9 — возможные интрузии или более мелкие рифты; 10 — контуры замкнутых поднятий по кровле доюрского основания; **приподнятые древние блоки доюрского основания, перекрытые отложениями (11, 12):** 11 — юрско-меловыми, 12 — верхнетриасовыми; **надрифтовые впадины, зоны прогибания (13–14):** 13 — доверхнетриасовые, 14 — верхнетриасовые, 15 — верхнетриасовые интенсивные; 16 — граница восточной части Ямала (см. рис. 2).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Structural zones: 6 — Ust-Yenisei depression; 40 — Nurminsky inversion anticlinorium; 49 — Neitinsky trough; 53 — Koltogor-Urengoisky rift; 55 — Yamal rift.

Blocks (1–5): 1 — Urals Hercynides, 2 — Centra-Western Siberian Hercynides, 3 — Kazakhstan-Salymsky Caledonides, 4 — Alta-Sayany Salairides, 5 — Yenisei Baikallides; 6 — Early Triassic rifts; 7 — deep-seating faults-lineaments of the pre-Jurassic basal complex mapped using seismic data; 8 — central zones of the supposed rifts; 9 — possible intrusions or smaller rifts; 10 — contours of closed uplifts in the pre-Jurassic basement top; **uplifted ancient blocks of pre-Jurassic basement overlapped by the deposits (11, 12):** 11 — Jurassic-Cretaceous, 12 — Upper Triassic; **above-rift depressions, zones of downwarping (13–14):** 13 — pre-Upper Triassic, 14 — Upper Triassic, 15 — Upper Triassic intensive; 16 — border of the Yamal eastern part (see Fig. 2).

For other Legend items see Fig. 1

прогибами, которые сложно отличить от триасовых рифтов по сейсмическому образу [7].

Несмотря на эти противоречия, в доюрском основании очевидно существование глубокопогруженных аномальных линейных зон, вызвавших интенсивное прогибание Западно-Сибирской плиты в триасе (без существенного растяжения земной коры). Очевидно и то, что положительные гравимагнитные аномалии

достаточно хорошо соответствуют в плане зонам увеличения толщин пермотриасовых отложений (см. рис. 1). Вероятнее всего, наблюдаемые на сейсмических профилях пермотриасовые впадины являются следствием существования рифтов, расположенных глубже, чем видимая на сейсмических материалах часть разреза. Возможно, растяжение происходило не в земной коре, а в подкоровом слое мантии [10, 11].

Таким образом, узкие линейные положительные аномалии магнитного и в меньшей степени гравитационного поля авторы статьи интерпретируют как центральные зоны гипотетических рифтовых впадин, где развивались плотные и сильномагнитные основные и ультраосновные вулканиты, эффузивы, базальты. В триасе данные зоны испытали существенное прогибание и образовались амплитудные (до 10 км и более) впадины, заполненные указанными магматическими и вулканогенно-осадочными породами.

По степени интенсивности прогибания можно выделить три градации надрифтовых впадин: 1) самые древние — верхнепермско-нижнетриасовые, не испытывавшие прогибания в верхнем триасе, имеют наименьшую амплитуду, часто характеризуются аномалиями только магнитного поля, без выраженных гравитационных аномалий; 2) более молодые — верхнетриасовые; 3) наиболее интенсивно прогнутые — верхнетриасовые, соответствуют наибольшим зонам увеличения толщин пермотриасового комплекса и наиболее интенсивным положительным аномалиям гравитационного поля.

Отрицательные магнитные и гравитационные аномалии, как и ожидалось, соответствуют приподнятым блокам основания между предполагаемыми рифтами и зонам уменьшения толщин пермотриасового комплекса. Это области развития не затронутых триасовым прогибанием палеозойских осадочных бассейнов (см. рис. 2), и (или) зоны развития кислых гранитоидов, гнейсов. Часть таких поднятий, расположенных по периферии наиболее интенсивно прогибающихся надрифтовых зон, оказалась перекрыта верхнетриасовыми отложениями.

По сейсмическим и гравимагнитным данным в доюрском основании выделяется ряд глубинных линейно-разломов, вдоль которых в осадочном чехле происходили основные структурообразующие движения. Они представляют собой границы тектонических блоков, взбросы, надвиги и прочие неоднородности основания и выделялись согласно следующим критериям: в первую очередь по протяженным дизъюнктивным нарушениям со смещением по кровле фундамента, четко закартированным на основе сейсмических данных; по наблюдаемым непосредственно внутри доюрского интервала смещениям осей синфазности, соответствующим разломам, и крутопадающим отражениям, ассоциируемым с поверхностями скольжения складок и надвигами; на основе карт толщин горизонтов осадочного чехла — по линейным градиентным зонам резкого изменения толщин, исходя из предположения, что они были вызваны тектонической активностью глубинных разломов; по вышележащим разломам осадочного чехла в предположении, что кулисообразные системы сбросов формируются вдоль шовных зон тектонических блоков фундамента; вдоль линейных

перегибов, осевых линий и замков антиклиналей чехла в предположении, что рост линейных структур чехла может быть вызван действием глубинных разломов; по данным гравитационных и магнитных полей, так как теоретически границы тектонических блоков должны быть приурочены к градиентным зонам, в первую очередь зонам магнитного поля.

В результате, если сравнивать приведенную в настоящей статье схему строения доюрского комплекса с работами предшественников, то по своей сегментированности структура рифтовых впадин, согласно интерпретации авторов статьи, ближе к модели Д.А. Астафьева [12] и А.А. Нежданова, чем к схеме В.С. Суркова (см. рис. 4).

Уточнение схемы тектонического строения осадочного чехла

В практике работ наиболее часто используется схема тектонического строения осадочного чехла Западной Сибири, составленная коллективом ЗапСибНИГНИ под руководством В.С. Бочкарева (1990). Территория Ямала и Гыдана на этой схеме практически не обновлялась с 1990-х гг. Как было отмечено, в настоящее время требуется уточнение этой схемы в соответствии с результатами современной переработки архивных сейсмических профилей, учитывающей скоростные неоднородности разреза, а также материалы новых 3D-съемок.

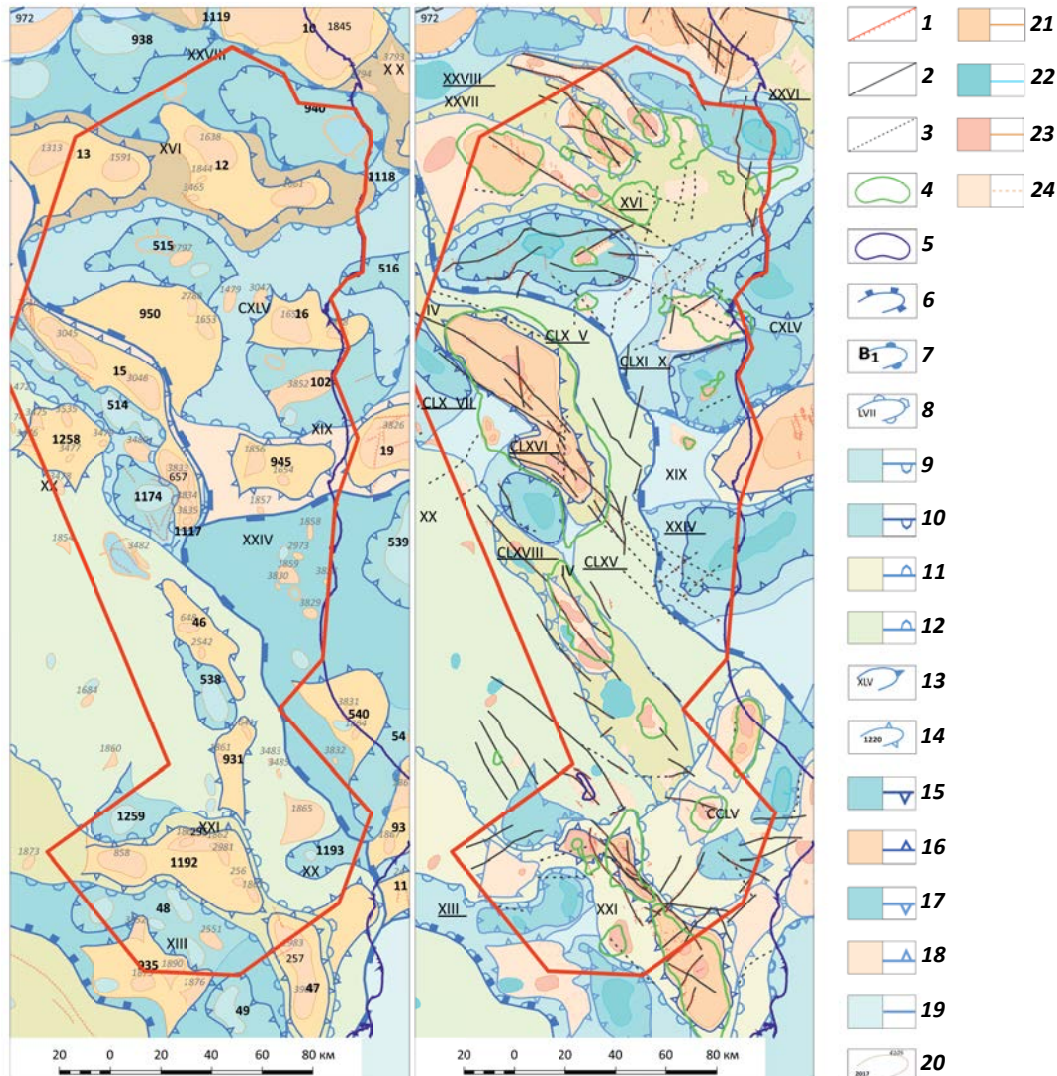
В соответствии с современными структурными построениями создана обновленная схема тектоники чехла на примере восточной части Ямала (рис. 5). Существенно уточнилась морфология тектонических элементов (основные изменения приведены в таблице). Также были более детально отрисованы тектонические дизъюнктивные нарушения с учетом материалов сейсмической съемки 3D на Мало-Ямальском и Новопортовском месторождениях. В результате трассировки нарушений по профилям 2D, в соответствии с установленными по материалам 3D тектоническими особенностями, была уточнена геометрия разломов (не только непосредственно в пределах участков 3D-съемок, но и по всей территории работ).

В основу схемы положен структурный план кровли юры. Так как основным объектом нефтегазопромысловых работ в регионе являются залежи структурного типа в меловом интервале разреза, то необходимо вынести на схему сводные контуры меловых поднятий. Таким образом, на схеме можно проследить изменчивость или устойчивость структурного плана поднятий, а самое главное, отразить бескорневые структуры, не выделяющиеся на уровне кровли юры. Более глубокие поднятия, выходящие к кровле юры, также были отражены на схеме в виде сводного контура структурных объектов юрских горизонтов.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 5. Схема тектонического строения осадочного чехла востока Ямала: по В.С. Бочкареву (1990) (А) и составленная по результатам исследований авторов статьи (В)

Fig. 5. Tectonic scheme of the eastern Yamal sedimentary cover: after V.S. Bochkaev (1990) (A) and created on the results of researches completed by the authors (B)



1 — тектонические нарушения в осадочном чехле; **разломы-линеаменты доюрского основания (2, 3): 2** — глубинные, **3** — предполагаемые; **контуры замкнутых поднятий (4, 5): 4** — в меловых горизонтах (сводные), **5** — в юрских горизонтах, выполаживающихся к кровле юры; **контуры структур (6–24): 6** — региональных, **7** — крупных I порядка (мегавалов, мегапрогибов, моноклиналей, мегаседловин), **8** — средних и малых I порядка (пояса сводов, мегавалов, впадин, магапрогибов и др.), **(9–12): 9** — отрицательных незамкнутых, **10** — отрицательных замкнутых, **11** — положительных, **12** — моноклиналей, **13** — крупных II порядка (валов, прогибов, котловин, мезоседловин и др.); **14** — средних и малых II порядка (малых валов, малых прогибов, структурных мысов, седловин и др.) **(15–19): 15** — отрицательных замкнутых, **16** — положительных замкнутых, **17** — отрицательных незамкнутых, **18** — положительных незамкнутых (структурные носы), **19** — сочленяющих (седловины), **20** — средних и малых III порядка и IV порядка (локальных поднятий, депрессий, структурных носов и др.) **(21–24): 21** — положительных замкнутых III порядка, **22** — отрицательных, **23** — положительных замкнутых IV порядка, **24** — положительных незамкнутых (структурные носы).

Номера структур см. в таблице

1 — tectonic faults in sedimentary cover; **faults-lineaments of the pre-Jurassic basal complex (2, 3): 2** — deep-seated, **3** — supposed; **contours of closed uplifts (4, 5): 4** — in the Cretaceous horizons (combines), **5** — in the Jurassic horizons flattening towards the Jurassic top; **contours of structures (6–24): 6** — regional, **7** — large of the I-st order (mega-swells, mega-troughs, monoclines, mega-saddles), **8** — medium small of the I order (anticlinal fold belts, mega-swells, depressions, mega-troughs, etc.) **(9–12): 9** — not closed negative, **10** — closed negative, **11** — positive, **12** — monoclines; **13** — large of the II-nd order (swells, troughs, basins, meso-saddles, etc.), **14** — medium and small of the II-nd order (small swells, small troughs, structural noses, saddles, etc.) **(15–19): 15** — closed negative, **16** — closed positive, **17** — not closed negative, **18** — not closed positive (structural noses), **19** — joining (saddles); **20** — medium and small of the III-rd order and IV-th order (local uplifts, depressions, structural noses, etc.) **(21–24): 21** — closed positive of the III-rd order, **22** — negative, **23** — closed positive of the IV-th order, **24** — not closed positive (structural noses).

See structure names in the Table

Таблица. Тектонические элементы осадочного чехла восточной части Ямала

Table. Tectonic elements of sedimentary cover in the eastern Yamal

Номер по каталогу, название структуры, 1990			Основные изменения в обновленной схеме	
Региональные				
A	Западно-Сибирская геосинеклиза (плита)			
Субрегиональные надпорядковые				
B	Ямало-Тазовская мегасинеклиза			
B2	Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур		С запада и севера границы уменьшаются, исключаются районы Хамбатецкого и Каменномысского поднятий, которые относятся к Южно-Ямальской моноклизе; Ябтыксалинская котловина относится к Ямало-Гыданской мегаседловине	
B3	Ямало-Гыданская мегаседловина		Расширяется в юго-западной части, включена Ябтыксалинская котловина	
B5	Южно-Ямальская моноклиза		Расширяется на восток, включен впервые выделяемый Каменомысский малый выступ	
I порядка крупные				
B26	Сеяхинско-Антипаютинский пояс впадин		Западная граница смещается на восток, за пределы рамки работ	
B36	Среднеямальская зона линейных структур		Надмессояхская зона линейных структур. Центральнo-Ямальский мегавал, Новолунная впадина исключены	
I порядка средние и малые				
B3	CCXXIX	Северо-Ямальский сложный мегавал		
	XXVII	Центральнo-Ямальский мегавал		
B36	XIX	Геофизический мегавал	Расширяется на юг, на востоке в него включатся Южно-Гыданское поднятие	
B5	IV	Нурминский мегавал	Нурминско-Бованенковский мегавал Существенно увеличен, включает Бованенковско-Арктический крупный вал, Нурминскую террасу, Нерутаяхский крупный прогиб, Восточно-Юрибейскую малую моноклиналь	
	XX	Юрибейская моноклиналь	Уменьшается в размерах в связи с выделением в ее восточной части отдельной Нурминской террасы и в южной части Каменномысского малого выступа	
	CCLV	Ранее не выделялась	Каменномысский малый выступ	
	XXI	Южно-Ямальский мегавал		
B26	XXXII	Антипаютинская впадина	Западная граница смещается на восток, за пределы рамок работ	
II порядка крупные структуры				
B3		CLXIX	CXLV Северо-Сеяхинская впадина (I порядка) Северо-Сеяхинский крупный прогиб Переведен в структуру II порядка	
		CIX	Западно-Преображенский крупный прогиб	
		XXVI	Поруйский крупный вал	
	XXVII	XVI	Центральнo-Ямальский крупный вал	Увеличился в размерах, в северной части впервые включена выделенная Вэнуйская терраса
XXVIII		Тиутейский крупный прогиб	Поджался с юга	
B5	IV	CLXV	Ранее не выделялась	Восточно-Юрибейская малая моноклиналь
		CLXVI	Нурминский мегавал (I порядка)	Бованенковско-Арктический крупный вал Переведен в структуру II порядка в рамках Нурминско-Бованенковского мегавала. По сравнению с предыдущей рисовкой Нурминского мегавала уменьшается с севера и расширяется в южной части
		CLXVII	V Нерутаяхинский мегапрогиб (I порядка)	Нерутаяхинский крупный прогиб Переведен в структуру II порядка



GEOPHYSICAL SURVEYS

Таблица, продолжение
Table, cont.

Номер по каталогу, название структуры, 1990				Основные изменения в обновленной схеме
		CLXVIII	Ранее не выделялась	Нурминская терраса
		XII	Яротинский крупный прогиб	Уменьшился с севера за счет исключения Менгенотского поднятия
B36		XXIV	Сеяхинская котловина	
B26		XV	Каменномысская мезоседловина	Уменьшилась
<i>II порядка средние и малые</i>				
B3	XXVII	XVI	13 Восточно-Бованенковский структурный мыс	Восточно-Бованенковский малый вал Увеличился в восточном направлении, охватывает структуру Снежную
			12 Северо-Сеяхинский малый вал	Западно-Сеяхинский малый вал Переименован, чтобы не путать с Сеяхинским структурным носом, находящимся южнее. Площадь сократилась и охватывает только Западно-Сеяхинское поднятие, исключается Северо-Сеяхинский структурный нос
			1486 Ранее не выделялась	Вэнуйская терраса
		XXVIII	940 Средневэнуйская малая котловина	
			1118 Без названия	Верхнесеяхинская седловина
		CLXIX	16 Западно-Сеяхинский малый вал	Сеяхинский структурный нос Переименован, чтобы не путать с Западно-Сеяхинским валом, находящимся севернее
			515 Большетамботинский малый прогиб	
			950 Ниливэйский структурный мыс	Ниливойская седловина Смещается на северо-восток
	CXLV		1024 Без названия малая котловина	
			516 Беломысская малая котловина	
		XXVI	18 Пакседский малый вал	Сократился на юге
B36	XIX		19 Геофизическое куполовидное поднятие	Геофизический сложный вал Расширяется на юг и объединяется в замкнутую структуру с Трехбугорным поднятием
			945 Восточно-Арктический структурный мыс	Восточно-Арктическая седловина
		XXIV	539 Ябтыксалинская малая котловина	
B5	IV	CLXVI	15 Арктический малый вал	Увеличился в размерах за счет приращения площади с западной стороны
			1258 Ясавэйский структурный мыс	Ясавейская седловина
			514 Нерутояхский малый прогиб	Уменьшился с юга
			1174 Западно-Арктическая малая котловина	
			1117 Без названия	Инцитатская седловина
	CCLV	CLXVIII	46 Сабьяхинский малый вал	
			1487 Ранее не выделялась	Нулмуяхинский структурный мыс
			541 Восточно-Нурмояхинский малый прогиб	
			1193 Без названия малый прогиб	

Таблица, окончание

Table, end.

Номер по каталогу, название структуры, 1990					Основные изменения в обновленной схеме	
			540	Нижненурмойхинский структурный мыс	Сместился южнее и стал более вытянутым	
			1194	Восточно-Новопортовский структурный мыс		
			934	Западно-Каменномысский малый вал	Западно-Каменномысский малый вал Объединяются	
			1195	Каменномысский структурный мыс		
	XX		1259	Без названия структурный залив		
	XXI		1192	Малоямальский малый вал	Южно-Ямальский вал	
			47	Новопортовское куполовидное поднятие	Объединяет Малоямальский малый вал и Новопортовское куполовидное поднятие. На месте западной части малого вала сейчас картируется Превосходный структурный нос	
			1488	Ранее не выделялось	Превосходный структурный нос	
		XII	48	Яротинский малый прогиб		
		XII	49	Западно-Новопортовская малая котловина		
		XII	1489	Ранее не выделялась	Троянская седловина	
		XII	935	Мантойский структурный мыс		
				III порядка (положительные)		
	B3	XXVII	XVI	12	Западно-Сеяхинское (север)	
		CLXIX	515	Ранее не выделялась	Седский структурный нос	
B5	IV	CLXVI	15	Ранее не выделялась	Нейтинская крупная брахиантиклиналь	
			15	Арктическая крупная брахиантиклиналь	Увеличилась	
	IV	CLXVIII	931	Нурминский структурный нос (II порядка)	Нурминский структурный нос	
	CCLV		1487	Ранее не выделялась	Ростовцевский структурный нос	
	CCLV		540	Ранее не выделялась	Хамбатейское	
	CCLV			Ранее не выделялась	Юрсedayский структурный нос	
	XXI		1192	Малоямальский крупный купол	Малоямальская крупная антиклиналь Теперь объединяет только Малоямальское II и Ямальское поднятия, Малоямальское I от них отделяется	
B36	XIX		945	Ранее не выделялась	Среднесеяхинский структурный нос	

1 2 3 4 5

Структуры (1–5): 1 — положительные замкнутые, 2 — положительные незамкнутые, 3 — сочленяющие (седловины), моноклинали, зоны, объединяющие положительные и отрицательные структуры, 4 — отрицательные незамкнутые; 5 — отрицательные замкнутые

Взаимосвязь доюрского основания и осадочного чехла

Рассмотрим влияние тектонической структуры доюрского основания на формирование структурных элементов осадочного чехла на примере восточной части Ямала (см. рис. 4). На схемах палеорельефа

для каждого крупного периода развития осадочного чехла с нанесенными глубинными элементами доюрского основания видно, что на определенных этапах формирующиеся отрицательные элементы чехла в большинстве случаев тяготеют к выделенным надрифтовым линейным зонам (см. рис. 3 В, С,

F, G). Это позволяет сделать вывод о том, что по мере общего пострифтового погружения бассейна заполненные тяжелыми вулканитами рифтовые впадины опускались более интенсивно, чем остальные более легкие блоки основания. Таким образом, одним из основных структурообразующих механизмов чехла следует считать неравномерное опускание блоков основания.

Однако, если на юге и в центре Западно-Сибирского бассейна этот механизм является преобладающим, то на севере региона формирование высокоамплитудных контрастных складок нельзя объяснить неравномерным опусканием, поскольку многие из них не приурочены к древним выступам доюрского основания. На Ямале, например, на начало формирования бассейна в палеорельефе не выражено ни одно современное поднятие (см. рис. 3 А). Причиной этого может быть искажающее влияние скоростных неоднородностей на прогнозные глубинные поверхности, однако даже после их устранения многие поднятия остаются бескорневыми.

Из схем палеорельефа видно, что формирование структур чехла было не постоянным и непрерывным, а импульсным и неравномерным. Указанные этапы активного структурообразования (см. рис. 3 В, С, F, G) чередовались с периодами тектонического затишья (см. рис. 3 А, D, E), а наиболее интенсивное структурообразование произошло лишь на последнем этапе (см. рис. 3 G). Если бы структуры чехла формировались в результате неравномерного опускания блоков основания, то они проявились бы на всех палеоэтапах.

Более того, закартированные надрифтовые впадины могут способствовать формированию только крупных структурных элементов чехла, но не объясняют образование более мелких (но самых важных объектов нефтегазопромысловых работ) поднятий.

Все это свидетельствует о существовании еще одного структурообразующего механизма. Этим механизмом является тектоническое горизонтальное (тангенциальное) сжатие. Признаков глобального тектонического сжатия в разные этапы развития осадочного чехла на территории региона достаточно: эрозия верхнеюрско-ранненеокомских отложений на своде многих поднятий; бескорневые структуры; увеличение толщин в своде поднятий (тектоническая инверсия); малоамплитудные взбросы в юрском интервале разреза (а в северной части региона — и в меловом); крутопадающие сбросы и мелкие приразломные антиклинальные складки в висячем крыле сбросов.

Тектоническое сжатие на севере Западной Сибири проявилось в формировании так называемых систем горизонтального сдвига, закартированных в зоне Надым-Пур-Тазовского междуречья и южнее [13, 14] (Филиппович Ю.В., 2012). В ходе данной работы

было установлено продолжение этих систем на север, в Ямало-Гыданский регион. По материалам сейсмических съемок 3D на Геофизической, Утренней, Южно-Тамбейской, Мало-Ямальской, Новопортовской, Бованенковской площадях выявлены характерные для сдвиговых тектонических движений системы кулисообразных сбросов чехла, которые тянутся вдоль закартированных глубинных линеаментов доюрского основания. Формирование многих локальных поднятий связывается с транспрессией при сдвиговых движениях вдоль этих глубинных линеаментов.

В некоторых случаях образование крупных структур можно объяснить только горизонтальным сжатием и транспрессией. В частности, Нейтинское поднятие не имеет под собой в доюрском основании отрицательной аномалии гравитационного поля и соответствующих «легких» гранитогнейсов, а наоборот, образовано над предполагаемым древним рифтом.

В итоге создается следующая модель формирования структур осадочного чехла. К началу становления чехла рельеф по большей части выполаживается (см. рис. 3 А), но далее, при накоплении юрских и меловых отложений, надрифтовые впадины время от времени реактивировались в виде прогибаний (см. рис. 3 В, С, F), в том числе и на неотектоническом этапе (см. рис. 3 G). Приподнятые легкие блоки основания опускались менее интенсивно, за счет чего сохранялись структурные поднятия. То есть бассейн развивался унаследовано. На фоне общего прогибания бассейна, центром которого служили надрифтовые зоны, в определенные моменты развития происходили импульсы тектонического сжатия, сформировавшие вытянутые структуры более мелкого порядка.

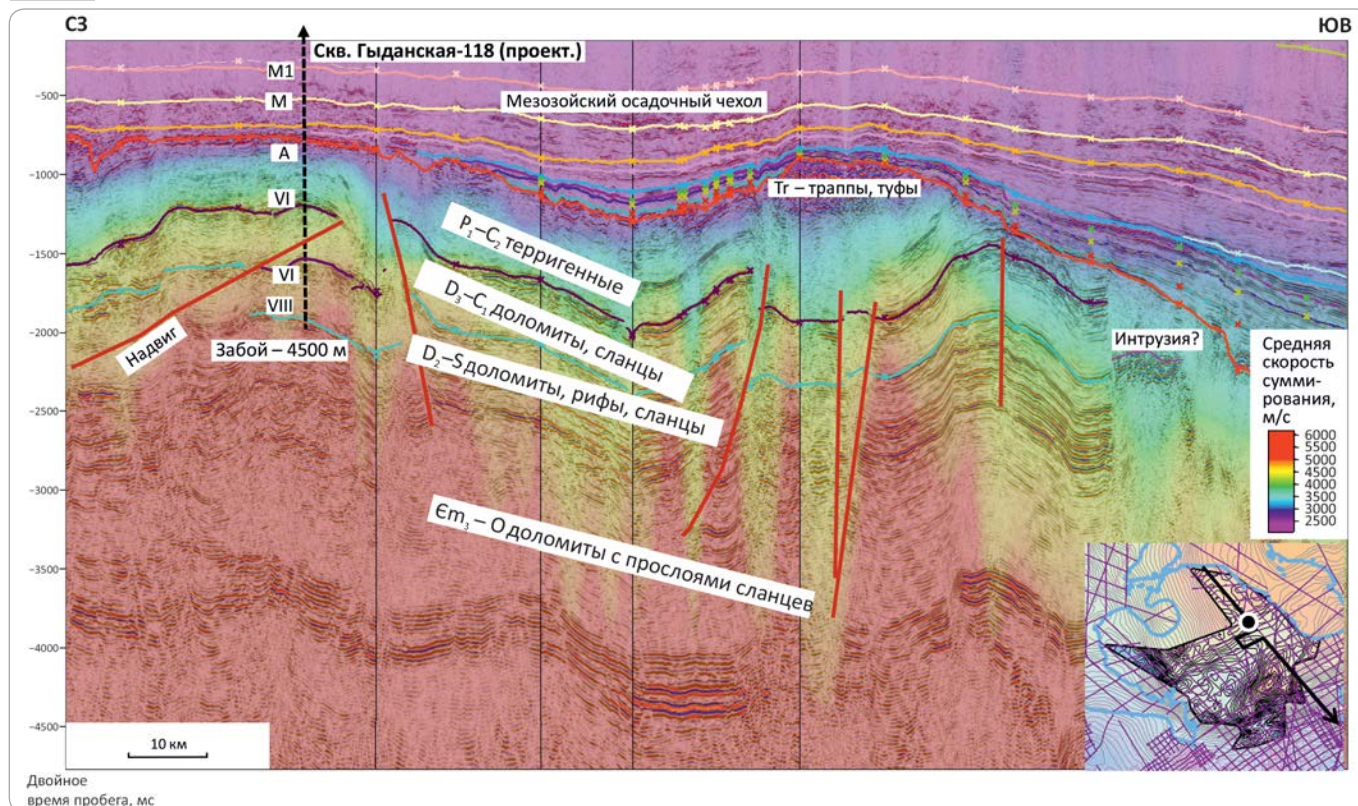
Перспективы нефтегазоносности

Обновленная тектоническая схема осадочного чехла восточной части Ямала отражает изменения в структурных построениях относительно предыдущих работ и уточняет перспективы нефтегазоносности структурных ловушек. Бескорневые и глубокопогруженные структуры впервые были отражены на схеме. Некоторые из ранее выделенных поднятий не подтвердились при современных построениях и поэтому отсутствуют на новой схеме.

Практическая значимость полученной схемы доюрского основания заключается в том, что строение основания напрямую влияет на базальный тепловой поток, а значит, и на прогрев нефтегазоматеринских толщ и нефтегазоносность отложений чехла. Правда, в этом вопросе нет единого мнения. Согласно мнению многих исследователей, в выделенных зонах развития предполагаемых рифтов следует ожидать повышенные значения базального теплового потока, согласно мнению других — повышенный тепловой поток должен наблюдаться над приподнятыми, древними блоками, выступами кристаллического

Рис. 6. Сейсмический разрез через Усть-Енисейскую площадь — юго-западное окончание Таймырского складчатого пояса (положение разреза см. на рис. 1)

Fig. 6. Seismic section across the Ust-Yenisei area — the south-western end of the Taimyr folded belt (for the section position see Fig. 1)



фундамента [15]. В любом случае приведенная схема строения доюрского основания может служить основой для калибровки теплового потока при создании модели нефтегазоносной системы.

С доюрским основанием давно связывают серьезные перспективы наращивания ресурсной базы в дополнение к традиционным поисковым объектам. Перспективными являются структурные ловушки в палеозойских карбонатных отложениях и ловушки выклинивания в триасовых грабенах [16]. Наибольшие перспективы следует связывать с Усть-Енисейской площадью — южным окончанием Таймырского складчатого пояса. Здесь на доступных для бурения глубинах до 3 км выявлены и оконтурены крупные, амплитудой до 1 км и площадью до 350 км², антиклинальные поднятия в предположительно карбонатных палеозойских отложениях (рис. 6). Именно в складчатых поясах прогнозируется открытие крупных месторождений, например в Предуралье [17].

Поэтому логично, что с учетом этого заложена новая параметрическая скв. Гыданская, которая должна подтвердить наличие коллекторских интервалов, установить эффективность покрышек и определить нефтегазоносность этого нового для региона перспективного комплекса. На текущем этапе, согласно исследованиям нефтегазоматеринских толщ по обнажениям Западного Таймыра, прогнозируется нефтяное насыщение этих перспективных поднятий.

Дополнительно на Усть-Енисейской площади выделяются ловушки выклинивания юрских горизонтов, которые характеризуются аномалиями волнового поля, возможно свидетельствующими о наличии залежей УВ.

Согласно мнению многих исследователей, выделенные глубинные линеаменты, напрямую определяют перспективы нефтегазоносности доюрского основания. Древние разломы контролируют положение линейных кор выветривания, в которых доказано развитие залежей углеводородов, например на Новопортовской площади (Журавлев Е.Г., 1999).

Выводы

Комплексная интерпретация материалов потенциальных полей и данных сейсморазведки позволила детализировать схему строения доюрского основания Ямало-Гыданского региона.

Уточнено строение предполагаемых надрифтовых впадин. В сейсмических материалах отсутствуют признаки значительного тектонического растяжения земной коры, свойственные рифтогенезу. Отсюда следует вывод о более глубоком залегании зон растяжения. Раздвигание было незначительным, а прогибание, вследствие остывания и утяжеления литосферы после рифтогенеза, имело огромные амплитуды. Оно обеспечило накопление огромных толщ пермотриасовых отложений, которые являются преимуще-



GEOPHYSICAL SURVEYS

ственно пострифтовыми. Прогибание продолжалось в течение всего мезозоя.

Структурные элементы чехла формировались за счет двух основных механизмов.

1. Неравномерное погружение блоков основания обусловило формирование наиболее крупных тектонических элементов чехла. Погружение осадочного чехла происходило в основном вдоль выделенных надрифтовых впадин доюрского основания, соответственно между ними образовывались поднятия.

2. Горизонтальные тектонические напряжения сформировали структурные элементы более мелкого порядка. На фоне общего вертикального прогибания бассейна выявлено пять основных периодов активности тангенциальных тектонических напряжений. При этом происходили горизонтальные сдвиги, сопровождающиеся транспрессией, формированием поднятий, сопряженных с ними взбросов и кулисообразных систем сбросов. Эти структурообразующие движения происходили вдоль закартированных глубинных линейментов доюрского основания.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
2. Vyssotski A.V., Vyssotski V.N., Nezhdanov A.A. Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2006;23(1):93–126.
3. Бочкарев В.С. Создание геологических моделей строения палеозойского нефтегазосного комплекса и разработка главных направлений подготовки и освоения его ресурсного потенциала в северных районах Западной Сибири. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2004.
4. Артюшков Е.В. Механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Растяжение литосферы или эколитизация? // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1675–1686.
5. Кушнир Д.Г. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 1–29. DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016.
6. Куркин А.А. Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальской и Гыданской НГО // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – Т. 58. – № 5. – С. 27–32.
7. Бочкарев В.С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском регионе и перспективы их нефтегазоносности // Тр. Первой Пуровской геологической конференции «Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья». – Тюмень, Тарко-Сале : Пурнефтегазгеология, 1995. – С. 179–206.
8. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Давыдов А.В. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2014. – № 716 (спецвыпуск). – С. 113–118.
9. Kurkin A.A., Grigoreva I.I. Some Results of Tectonic Evolution Study of Northern West Siberia Fields. EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences 2014: Investing in the Future. Saint-Petersburg, 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140222.
10. Лунёв Б.В., Лапковский В.В. Развитие конвективной неустойчивости континентальной «термической литосферы», как механизм формирования крупных осадочных бассейнов // Четвертая тектонофизическая конференция в ИФЗ РАН «Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле» (Москва, 3–7 октября 2016 г.) : мат-лы докладов конференции : в 2 т. – М. : Изд-во ИФЗ РАН, 2016. – С. 522–528.
11. Добрецов Н.Л., Полянский О.П. О механизмах формирования глубоких осадочных бассейнов: достаточно ли данных для доказательства эколитизации? // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1687–1696.
12. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2–8.
13. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):304–316.
14. Насонова Н.В., Романчев М.А. Геодинамический контроль нефтегазоносности сдвиговыми дислокациями на востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 8–14.
15. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Науч. ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
16. Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 9. – С. 1025–1034.
17. Соборнов К.О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015.

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province. In: V.S. Surkov ed. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
2. Vyssotski A.V., Vyssotski V.N., Nezhdanov A.A. Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2006;23(1):93–126.
3. Bochkarev V.S. Building geological models of Palaeozoic oil&gas play and working out a policy for preparation and development of its resource potential in the Western Siberia north. Tyumen: OAO "SibNATS"; 2004.
4. Artyushkov E.V. Mechanism of formation of superdeep sedimentary basins: lithospheric stretching or ecogitization? *Russian geology and geophysics*. 2010;51(12):1304–1313. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.11.002.
5. Kushnir D.G. Pre-Yenisei area of Taimyr and Gydan peninsulas — deep seated geological structure and petroleum potential prospects. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(1):1–29. DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016.
6. Kurkin A.A. Reasons for exploration failures of anticlinal prospects in Yamal and Gydan regions of West-Siberia. *Ekspozitsiya Neft Gaz*. 2017;58(5):27–32.

7. Bochkarev V.S. Geological structure and petroleum potential of Palaeozoic and Triassic sequences in the Pur region. *Tr. Pervoi Purovskoi geologicheskoi konferentsii "Geologiya i neftegazonosnost' Nadym-Pur-Tazovskogo mezhdurech'ya"*. Tyumen, Tarko-Sale: Purneftegazgeologiya; 1995. P. 179–206.
8. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Davydov A.V. Retrospective analysis of efficiency of E&P activities for oil and gas in Western Siberia. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*. 2014;(S716):113–118.
9. Kurkin A.A., Grigoreva I.I. Some Results of Tectonic Evolution Study of Northern West Siberia Fields. EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences 2014: Investing in the Future. Saint-Petersburg, 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140222.
10. Lunev B.V., Lapkovskii V.V. Development of convective instability of continental "thermal lithosphere" as a mechanism of large sedimentary basins formation. *Chetvertaya tektonofizicheskaya konferentsiya v IFZ RAN "Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o Zemle" (October, 3–7 2016, Moscow): mat-ly dokladov konferentsii*. Moscow: Izdatelstvovo IFZ RAN; 2016. P. 522–528.
11. Dobretsov N.L., Polyansky O.P. On formation mechanisms of deep sedimentary basins: is there enough evidence for eclogitization? *Russian geology and geophysics*. 2010;51(12):1314–1321. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.11.006.
12. Astafiev D.A., Skorobogatov V.A., Radchikova A.M. Graben-rift system and oil and gas accumulation zones distribution on the north of West Siberia. *Geologiya nefti i gaza*. 2008;(4):2–8.
13. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;(51):304–316.
14. Nasonova N.V., Romanchev M.A. Geodynamic control of oil and gas potential by fault dislocations on the east of West Siberia. *Geologiya nefti i gaza*. 2011;(4):8–14.
15. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Palaeozoic formations of West Siberian mega-basin. In: A.E. Kontorovich ed. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN, 2011. 331 p.
16. Plesovskikh I.A., Nesterov I.I. (Jr.), Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. Structural features of the northern West Siberian geosyncline and new exploration targets. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(9):789–796.
17. Sobornov K.O. Structure of fold belts and prospects of discovery of large deposits in folded Pre-Urals. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(1). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2015.

EAGE

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ВКЛЮЧАЯ ДВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СЕМИНАРА
ПО ИЗУЧЕНИЮ ПРИБАЙКАЛЯ

ГеоБайкал '18

5-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

11-17 АВГУСТА 2018 Г. | Г. ИРКУТСК, РОССИЯ

WWW.EAGE.ORG / WWW.EAGE.RU

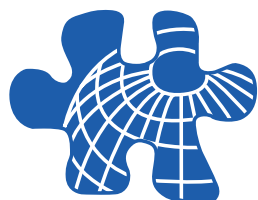
EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Приём тезисов докладов — до 20 мая 2018 г.!



Геомодель 2018

**20-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам
геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа**

10-14 сентября 2018 г., Геленджик, Россия

Направления тем научных сессий

- Общая геология
- Региональная сессия
- Геофизические исследования
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики
- Разведка и разработка месторождений

Важные даты

20 мая 2018 г.	Окончание приёма тезисов докладов
20 июня 2018 г.	Окончание льготной регистрации
20 июля 2018 г.	Оповещение авторов о включении в программу конференции
1 августа 2018 г.	Окончание приёма заявок на коммерческие презентации
20 августа 2018 г.	Окончание предварительной регистрации

УДК 553.98: 550.84

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109

Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ

© 2018 г. | Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов, С.А. Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия;
timshanovri@ipgg.sbras.ru; belonosovay@ipgg.sbras.ru; shershukovsa@ipgg.sbras.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: геохимическая съемка; прогноз нефтегазоносности; геолого-разведочные работы; месторождение нефти; миграция углеводородов.

Приведены результаты детальных геохимических исследований, проведенных на месторождениях Уватского района, подготавливаемых к эксплуатационному бурению. Дополнена модель отображения залежи нефти в геохимических полях с учетом значений отношения содержания бензола и толуола (Б/Т*). Предложенный критерий позволяет диагностировать условия миграции углеводородов, оценивать эффективность флюидоупоров, активность разломных зон. Показана прямая взаимосвязь содержания углеводородов в приповерхностных отложениях с площадью распространения нефтенасыщенных коллекторов и дебитами скважин. Материалы геохимических исследований могут дополнять данные сейсморазведки и материалы ГИС, используемые при построении модели залежи и подготовке проекта разработки.

Для цитирования: Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю., Шешуков С.А. Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 103–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.

Geochemical surveys in different exploration and prospecting stages

© 2018 | R.I. Timshanov, A.Yu. Belonosov, S.A. Sheshukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; IPGG SB RAS, West-Siberian branch, Tumen, Russia; timshanovri@ipgg.sbras.ru; belonosovay@ipgg.sbras.ru; shershukovsa@ipgg.sbras.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: geochemical survey; prediction of oil and gas occurrence; exploration and prospecting; oil field; hydrocarbons migration.

Geochemical surveys are involved in the complex of exploration and prospecting activities mainly in the prospecting stage when petroleum potential of the vast areas is estimated. At the same time, with the increase of sampling density and rising a level of geochemical distributions detail, it becomes possible to use geochemical survey in solving tasks of field exploration and appraisal, and also searching for the overlooked reservoirs. Model of oil reservoir manifestation in geochemical fields was upgraded on the basis of the results of detailed geochemical studies completed in the fields of the Uvatsky region (prepared to exploratory drilling). A geochemical criterion is introduced — benzene to toluene ratio (B/T) in the near-surface deposits — that characterises conditions of hydrocarbon migration from reservoir to the ground surface. The criterion proposed uses the considerable difference in benzene and toluene content in oil reservoir (B<<T), as well as dissimilarity of these hydrocarbons in terms of biochemical stability, water solubility, and, in general, ability to migrate. B/T indicator allows estimating hydrocarbon migration conditions (impermeable beds efficiency and fault zones activity) and thus diagnose the nature of high concentrations of aromatic hydrocarbons occurrence. The model proposed is supported by subsequent exploratory and development drilling. Areas of high and increased HC content in near-surface deposits are consistent with the areas of oil and gas saturated reservoirs distribution. The direct correlation of well flowrates and presence of aromatic hydrocarbons in samples is observed (the samples were taken and studied 2–3 years before development drilling started). Thus, it can be argued that the results of geochemical surveys can complement seismic and well logging data, which are used in building a reservoir model and preparation of field development plan..

For citation: Timshanov R.I., Belonosov A.Yu., Sheshukov S.A. Geochemical surveys in different exploration and prospecting stages. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):103–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.

Считается, что геохимические методы целесообразно применять на стадии поисковых работ на нефть и газ. При обосновании нефтегазоносности крупных территорий, включающих структуры II и III порядков, используют материалы геохимических съемок. С увеличением плотности пробоботбора и

детальности получаемых геохимических распределений к ним можно обращаться для решения задач разведки и доразведки месторождений, поиска пропущенных залежей. Большинство нефтегазоперспективных структур, подготавливаемых к бурению, характеризуется сложным структурно-литологическим



GEOCHEMICAL SURVEYS

и структурно-тектоническим строением. Так, при исследовании малоамплитудных и неструктурных ловушек эффективность геофизических методов не всегда оказывается достаточно высокой. В то же время с помощью данных площадных геохимических съемок можно выявить устойчивую связь высоких концентраций УВ с залежью независимо от глубины ее залегания. При их комплексировании с результатами сейсморазведочных работ можно точнее связать структурный план с нефтеносностью и повысить эффективность геолого-разведочных работ.

Методика исследований. Традиционно в качестве нефтепоисковых показателей использовались концентрации углеводородных газов (УВГ), что было обусловлено их высокой миграционной способностью и, как следствие, высоким содержанием в приповерхностных отложениях. Практика газовой геохимической съемки показала, что увеличение содержания УВГ не всегда свидетельствует о нефтеносности диагностируемых структурных элементов и в ряде случаев может быть обусловлено их биогенной генерацией в современных осадках. Прогноз нефтеносности, осуществленный на основе только газовых показателей, без учета содержания других нефтяных УВ, нередко оказывается ошибочным [1].

Наиболее распространенными видами геохимического опробования являются съемки по подпочвенным глинистым отложениям, снежному покрову, донным осадкам водоемов. Концентрации углеводородов в снежном покрове и донных отложениях сильно изменяются во времени в зависимости от внешних метеоусловий: температуры воздуха и выпадения осадков [2]. Применение геохимической съемки по данным средам, несмотря на кажущуюся простоту, требует тщательного методического исполнения. Характер изменений содержания УВ оценивается с помощью режимных наблюдений на отдельных пикетах. Существует вероятность получения несопоставимых данных, если во время полевых работ произошли события (длительная оттепель, обильное выпадение осадков), повлекшие резкие изменения концентраций в исследуемых средах.

Представительные результаты могут быть получены при снижении воздействия метеоусловий, например при измерении концентраций УВ в образцах грунта из сейсмозрывных скважин и скважин ручного бурения. Незначительное изменение сорбционных характеристик этих отложений обусловлено плавными сезонными колебаниями температуры и слабыми вариациями водонасыщенности.

В результате многолетних опытно-методических исследований методика геохимической съемки сформировалась в следующем виде. Образцы грунта из мелких скважин отбираются в зависимости от глубины залегания литологически однородных отложений, пригодных для опробования. Пробы анализируются на содержание УВГ и УВ бензиновой фракции

(алканов, аренов и цикланов C_1-C_{10}) методом равновесной паровой фазы. При проведении длительных геохимических поисков устанавливаются режимные пикеты наблюдения, на которых отслеживаются сезонные изменения сорбционных характеристик и колебания концентраций УВ.

Анализ проб может осуществляться как в полевых условиях, так и в стационарной лаборатории. Стабильность выявляемых ореолов показала, что методика геохимической съемки с применением портативного хроматографа в условиях полевой лаборатории удовлетворяет нефтепоисковым требованиям. К преимуществам можно отнести: снижение потерь УВ в пробах за счет сокращения времени хранения; оптимизацию управления и планирования экспедиционных работ (возможность корректировки мест отбора проб на основе получаемых данных); контроль технологического загрязнения проб и оперативного повторного пробоотбора при получении сомнительных результатов; отсутствие затрат на транспортировку проб в стационарную лабораторию.

В лабораторных условиях проводится детальный анализ содержания УВ C_1-C_{10} на хроматографах Кристалл-5000, оснащенных ПИД и ФИД, с идентификацией трудноразделимых пиков на хроматомасс-спектрометре.

Результаты исследований. В Уватском районе (юг Тюменской области) сотрудниками ЗСФ ИНГТ СО РАН с 2007 г. проводились нефтепоисковые геохимические съемки различного масштаба для прогноза нефтеносности как крупных площадей, так и локальных структур. На изученной территории находится более 20 локальных поднятий разной величины, на 9 из которых на момент проведения геохимических исследований в верхнеюрских отложениях были открыты месторождения нефти. Характерными особенностями структур, выявленных сейсморазведочными работами 3D, являются мелкокупольность и блоковое строение, наличие зон трещиноватости и глубинных разломов, являющихся как тектоническими экранами, так и проводящими каналами миграции углеводородных флюидов. В таких условиях скопления УВ могут быть приурочены к ловушкам комбинированного типа, тектонически и литологически экранированным.

Системы разломов осложняют строение залежей, нарушают экранирующие свойства флюидоупоров и формируют каналы активной миграции углеводородов от залежи к дневной поверхности, что отражается на особенностях распределения геохимических показателей.

Установлено, что отношение концентраций бензола и толуола является качественным признаком условий миграции углеводородов из залежи к дневной поверхности [3]. Для удобства интерпретации этот показатель представим в виде

$$B/T^* = C_B / \sqrt{C_B^2 + C_T^2},$$

где C_B — концентрация бензола; C_T — концентрация толуола.

Практически во всех углеводородных системах содержание толуола многократно превышает содержание бензола ($B/T^* \ll 1$). При миграции из залежи доля бензола в паре бензол – толуол неуклонно растет за счет его меньшей молекулярной массы, лучшей растворимости в воде, большей устойчивости к биохимическому окислению. На скорость и характер миграции влияют условия, в которых находятся мигрирующие УВ – проницаемость отложений, их состав, водонасыщенность и т. п. Наименьшее увеличение B/T^* будет наблюдаться в местах, характеризующихся наиболее высокими темпами миграции УВ и ее наименьшей дальностью. К ним можно отнести зоны повышенной трещиноватости в условиях развития складчатых структур, зоны дизъюнктивных нарушений и т. п. Здесь будут преобладать процессы струйной миграции микроскоплений УВ в виде коллоидного раствора в водной среде порово-трещинного пространства пород [4, 5], а также миграция летучих УВ в газовой фазе [6]. Зоны, отличающиеся относительно низкой проницаемостью отложений, характеризуются снижением общего потока УВ и более выраженной их дифференциацией. Это отражается в снижении содержания аренов в приповерхностных отложениях и увеличении отношения B/T^* .

Наличие эффективной покрывки над залежью приводит к снижению скорости миграции углеводородных флюидов и повышению доли бензола в составе мигрирующих углеводородов. Как следствие, ловушки УВ, вне зависимости от типа, характеризуются фоновыми или повышенными содержаниями аренов в приповерхностных отложениях и высокими значениями B/T^* (рис. 1). В пределах залежи максимумы концентраций аренов и минимумы значений B/T^* чаще всего тяготеют к различным осложнениям в виде структурных носов, врезов, перегибов осей складок, градиентных зон и т. п. и предположительно связаны с миграцией УВ из залежи по разломам. При отсутствии нефтенасыщенных пластов (рис. 2) содержание УВ в приповерхностных отложениях резко снижается, а распределение показателя B/T^* становится неустойчивым.

Указанные особенности геохимического поля достаточно хорошо иллюстрируются на примере структурных залежей сводового типа (рис. 3). Максимумы концентраций отмечаются на склонах структуры и в куполе, образуя классические кольцевые и сводовые аномалии. В распределении B/T^* такие аномалии обычно сопровождаются низкими значениями. В целом над структурами фиксируется увеличение этого показателя, обусловленное фоновым содержанием толуола и повышенным — бензола. Участки высоких

значений B/T^* в ряде случаев практически полностью повторяют контур структуры. Миграция УВ из залежи по разломам, секущим структуру, отражается в появлении линейных участков относительного снижения значений B/T^* .

При проведении сравнительного анализа продуктивности юрских пластов и содержания ароматических УВ в приповерхностных отложениях использовались материалы испытаний 24 поисково-разведочных скважин и результаты анализа проб, отобранных в их непосредственной близости. Семь скважин являются непродуктивными, в девяти скважинах дебиты нефти не превышают $10 \text{ м}^3/\text{сут}$, в четырех — от 10 до $30 \text{ м}^3/\text{сут}$, в остальных — более $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ (со средним дебитом около $80 \text{ м}^3/\text{сут}$). Сравнивая результаты испытаний со значениями геохимических параметров, измеряемых на поверхности, можно отметить, что увеличение продуктивности юрских пластов сопровождается ростом концентраций аренов (рис. 4).

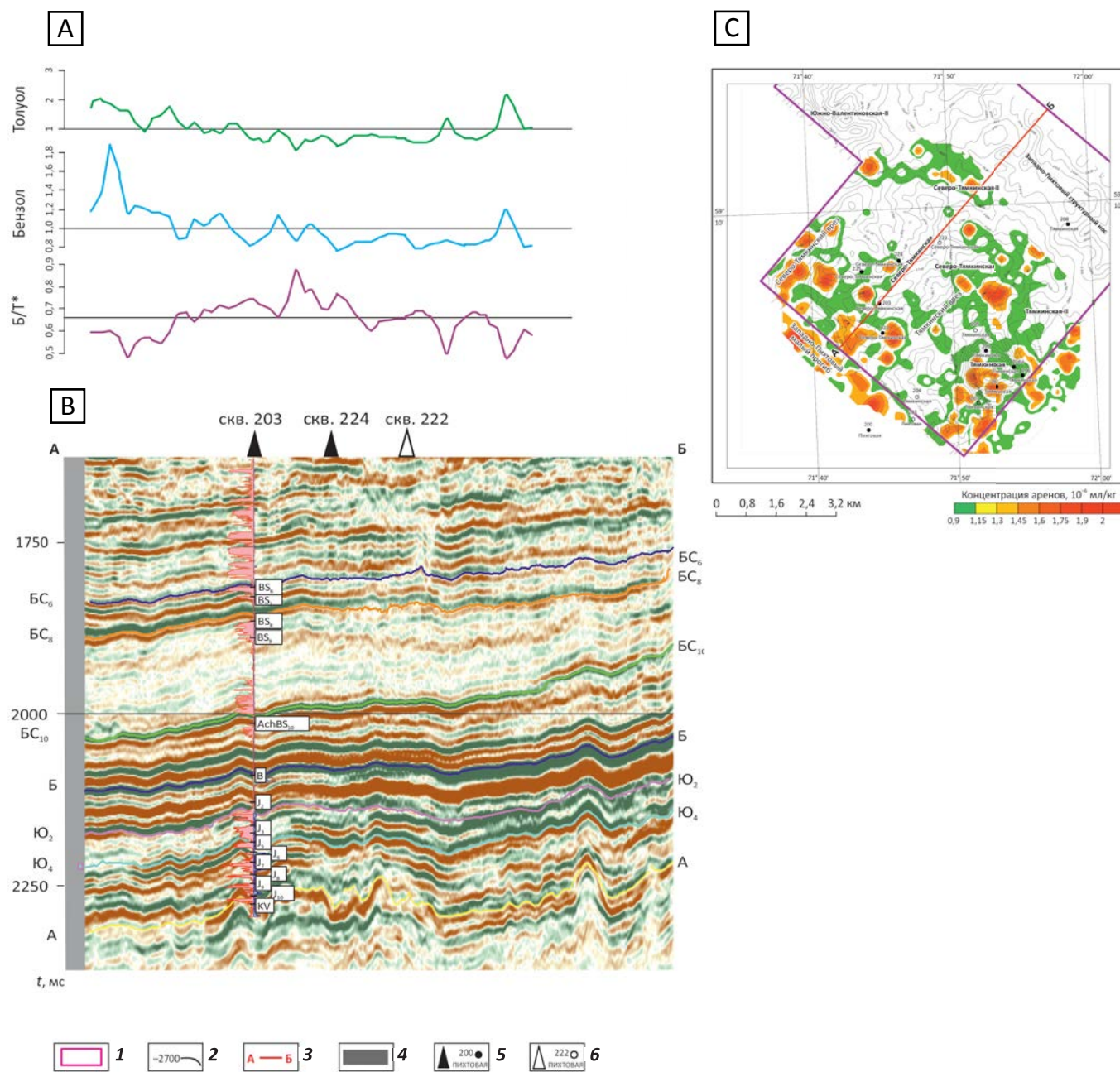
На ряде месторождений осуществлено сопоставление геохимических показателей и результатов эксплуатационного бурения, начатого через 1–2 года после проведения геохимических съемок. Оценивались такие показатели, как эффективные нефтенасыщенные толщины и средние дебиты скважин.

В результате сопоставления материалов геохимических съемок по приповерхностным отложениям с годовыми результатами эксплуатационного бурения на Тямкинском и Усть-Тегусском месторождениях была показана прямая зависимость между содержанием аренов в подпочвенных глинах и средними дебитами скважин (рис. 5, тип 1). Выявлено, что разброс значений прежде всего связан с удаленностью сравниваемых скважин от ближайшей точки отбора пробы при сильной изменчивости геохимических распределений. Расстояние между скважинами составляло 500 м, между пикетами сети пробоботбора — 300–600 м, при этом удаленность могла достигать 150–300 м.

При сравнении толщин продуктивных пластов и приповерхностных концентраций аренов такой зависимости не выявлено. Продуктивность пласта зависит от многих факторов, включающих эффективную нефтенасыщенную толщину, проницаемость, пластовое давление, температуру и т. п. Эти же факторы, характеризующие состояние залежи, в совокупности с проницаемостью перекрывающих залежь отложений обуславливают интенсивность субвертикальной миграции УВ от залежи к дневной поверхности, которую можно оценить по концентрации УВ в приповерхностных отложениях. Тем самым объясняется более явная взаимосвязь концентраций аренов с дебитами скважин, чем с эффективными нефтенасыщенными толщинами.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 1. Распределение концентраций ароматических УВ на Тямкинском и Северо-Тямкинском месторождениях
Fig. 1. Distribution of aromatic HC accumulations in the Tyamkinsky and Severo-Tyamkinsky fields



А — графики концентрации толуола, бензола и Б/Т*, совмещенные с временным разрезом; В — сейсмический временной разрез по линии А — Б; С — площадное распределение ароматических УВ, совмещенное со структурным планом по отражающему горизонту Б.

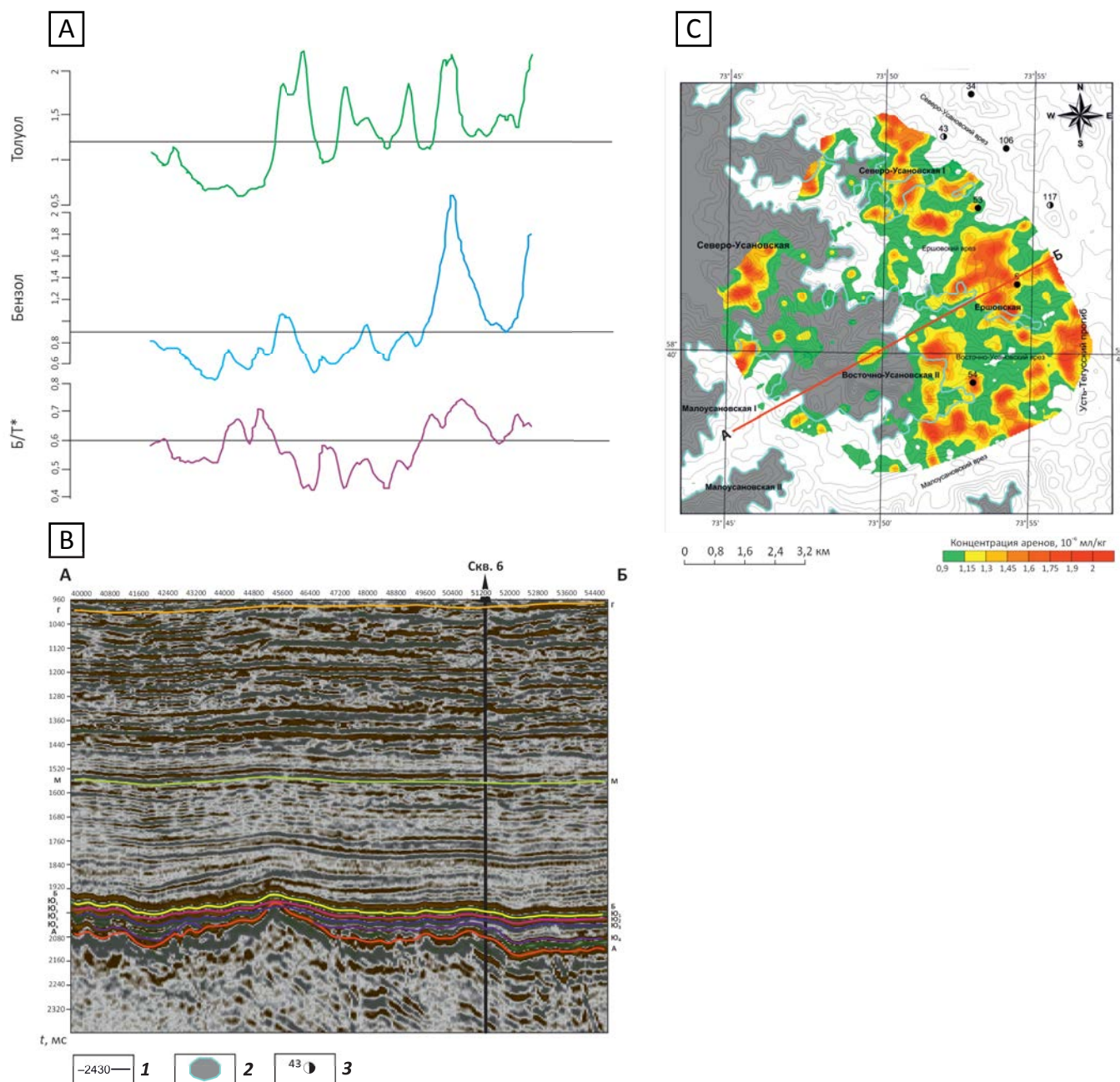
1 — площадь сейсморазведки 3D; **2** — сейсмоизогипсы отражающего горизонта Б, м; **3** — линия сейсмического временного разреза; **4** — предполагаемая зона распространения нефтенасыщенного коллектора; **скважины (5, 6): 5** — продуктивная, **6** — непродуктивная

А — toluene, benzene, and B/T* diagrams, combined with time section; В — seismic time section along А — Б line; С — areal distribution aromatic HC, combined with structural map over reflection horizon В.

1 — 3D seismic survey area; **2** — contour lines of reflection horizon В, м; **3** — line of seismic time section; **4** — the supposed zone of oil saturated reservoir occurrence; **wells (5, 6): 5** — productive, **6** — dry

Рис. 2. Распределение концентраций ароматических УВ на Усть-Тегусском месторождении

Fig. 2. Distribution of aromatic HC accumulations in the Ust-Tegusky field



А — графики концентрации толуола, бензола и Б/Т*, совмещенные с временным разрезом; В — сейсмический временной разрез по линии А — Б; С — площадное распределение ароматических УВ, совмещенное со структурным планом по отражающему горизонту Б.

1 — сейсмоизогипсы отражающего горизонта Ю₄, м; **2** — зона отсутствия пласта; **3** — скважина с притоком воды и нефти. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — toluene, benzene, and B/T* diagrams, combined with time section; B — seismic time section along A — Б line; C — areal distribution aromatic HC, combined with structural map over reflection horizon B.

1 — contour lines of reflection horizon J₄, м; **2** — zone where the reservoir is lacking; **3** — well with water and oil inflow.

For other legend items see Fig. 1

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 3. Распределение геохимических показателей над нефтеносной структурой
Fig. 3. Distribution of geochemical indicators above the oil bearing structure

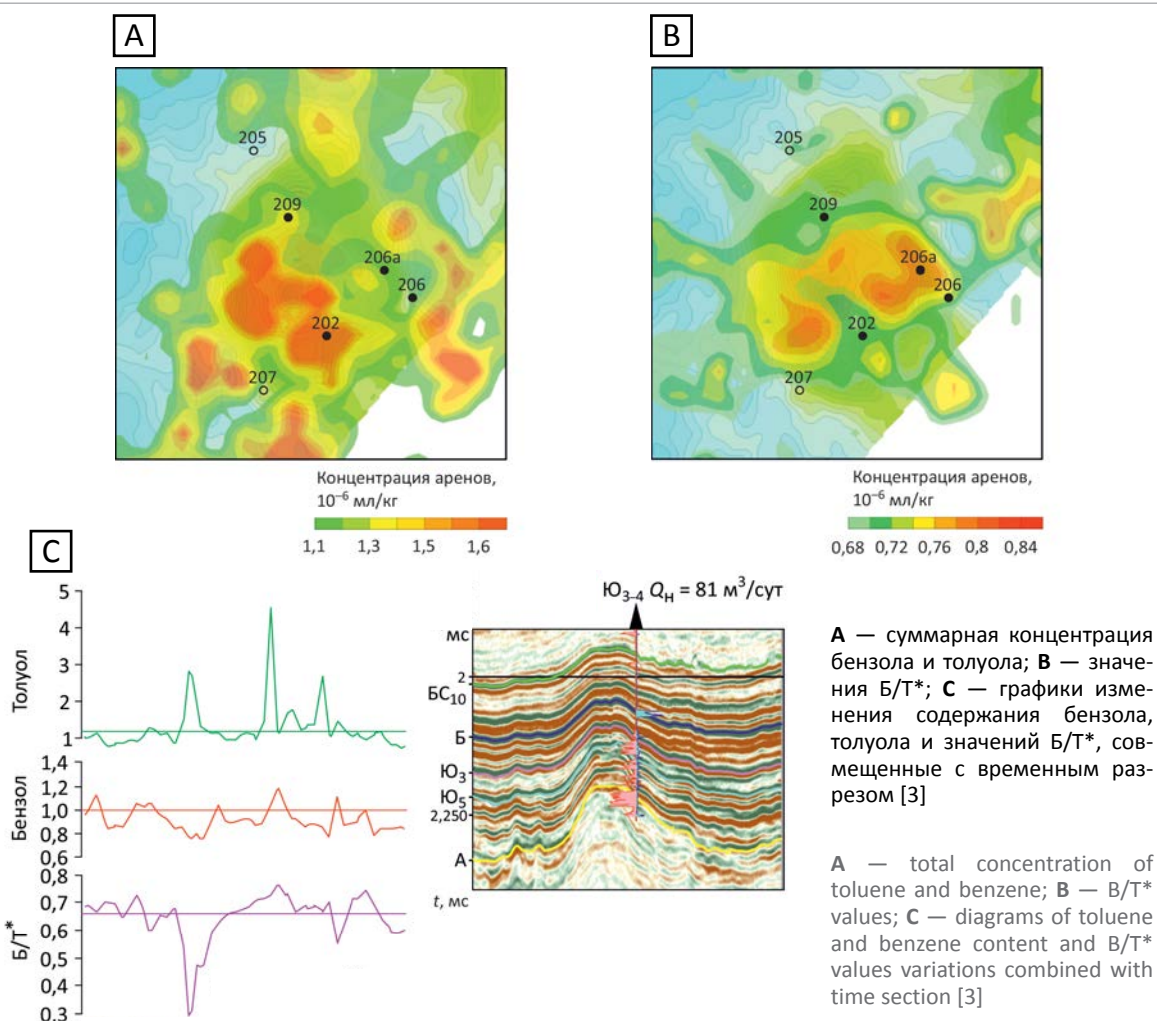


Рис. 4. Зависимость распределения суммарной концентрации бензола и толуола в подпочвенных глинах от продуктивности юрских отложений [3]
Fig. 4. Distribution of total concentration of toluene and benzene in subsoil clay as a function of the Jurassic deposits productivity [3]

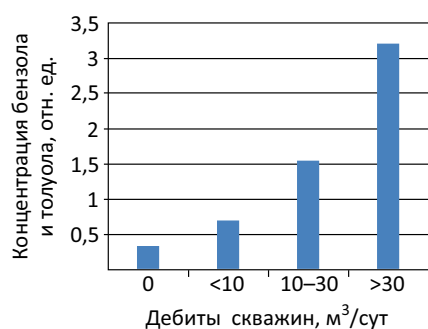
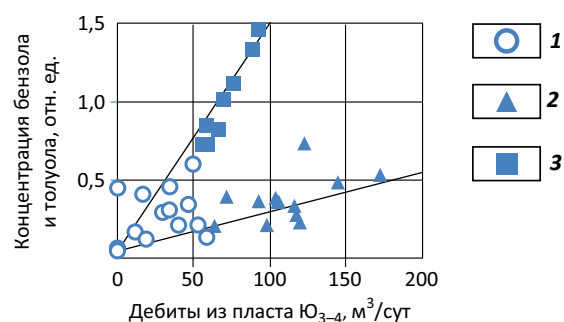


Рис. 5. Взаимосвязь суммарной концентрации бензола и толуола в подпочвенных глинах и продуктивности юрских отложений по данным эксплуатационного бурения [7]
Fig. 5. Dependency of total concentration of toluene and benzene in subsoil clay on Jurassic deposits productivity according to development drilling data [7]



Полученные зависимости могут быть использованы в качестве прогностного параметра при совместной геологической интерпретации геолого-геофизических данных и результатов детальных геохимических съемок. Однако прогноз нефтеносности осложняется наличием аномальной зависимости концентраций аренов от продуктивности пластов (см. рис. 5, тип II), выражающейся в более высоком уровне содержания бензола и толуола в пробах. Эти точки находятся в линейной зоне пониженных значений B/T^* (см. рис. 3). Согласно представленной модели, это интерпретируется как наличие интенсивной миграции УВ из залежи по разлому, что приводит к аномальному росту их концентраций в приповерхностных отложениях. Диагностика таких зон необходима для повышения достоверности прогноза нефтеносности при использовании геохимических данных.

Заключение. На ряде месторождений Западной Сибири по материалам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения выявлена прямая взаимосвязь содержания УВ в приповерхностных отложениях с продуктивностью нефтеносных отложений. Эта закономерность позволяет осуществлять

прямой прогноз нефтеносности и выявлять высокопродуктивные зоны на основе комплексирования геохимических и геолого-геофизических материалов. Использование критериев, полученных на основе относительных концентраций отдельных УВ, позволяет диагностировать условия их миграции, оценивать эффективность флюидоупоров, активность разломных зон и т. п. Разработанные критерии успешно используются при диагностике нефтегазосности структур как в Западной, так и в Восточной Сибири. Геохимические распределения хорошо согласуются с сейсмическими данными и результатами испытаний пластов в скважинах, пробуренных как до проведения геохимических съемок, так и после них. При разномасштабных исследованиях с шагом от 50 до 1000 м было выявлено, что данный метод позволяет решать различные задачи — от региональной оценки нефтеносности территории до уточнения контура нефтенасыщенного коллектора. Материалы геохимических исследований могут дополнять данные сейсморазведки и материалы ГИС, используемые при построении модели залежи и подготовке проекта разработки.

Литература

1. Старобинец И.С. Формирование аномальных геохимических полей на непродуктивных площадях и критерии их поисковой оценки // Геология нефти и газа. — 1992. — № 3. — С. 40–43.
2. Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю., Тимшанов Р.И. Динамика концентраций ароматических углеводородов C_6 – C_8 в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2010. — № 4. — С. 44–48.
3. Курчиков А.Р., Тимшанов Р.И. Связь полей распределения содержания бензола и толуола в подпочвенных глинах с нефтеносностью отложений (на примере месторождений юга Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 10. — С. 10–18.
4. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазосности и прогноз состава углеводородных скоплений. — М.: Недра, 1986. — 200 с.
5. Klusman R.W., Saeed M.A. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. In: D. Schumacher and M.A. Abrams, eds. Hydrocarbon migration and its near-surface expression. *AAPG Memoir*. 1996; 66: 157–168.
6. Brown A. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*. 2000;84(11):1775–1789.
7. Курчиков А.Р., Емельянов Д.В., Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю. Необходимость применения геохимической съемки при подготовке структур к эксплуатационному бурению на примере Тямкинского и Усть-Тегусского месторождений (Уватский район Тюменской области) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 6. — С. 25–38.

References

1. Starobinets I.S. Formation of anomalous geochemical fields in non-productive areas, and criteria for their evaluation. *Geologiya nefi i gaza*. 1992;(3):40–43.
2. Kurchikov A.R., Belonosov A.Yu., Timshanov R.I. Dynamics of C_6 – C_8 , aromatic hydrocarbon concentration in near surface medium due to direct geological and chemical prospecting for oil deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2010;(4):44–48.
3. Kurchikov A.R., Timshanov R.I. Relation of benzol and toluol distribution fields in subsoil clays with oil-bearing rocks (on the example of the deposits at the south of West Siberia). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2012;(10):10–18.
4. Starobinets I.S. Soil vapor indicators of oil and gas occurrence and prediction of HC accumulations composition. Moscow: Nedra; 1986. 200 p.
5. Klusman R.W., Saeed M.A. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. In: D. Schumacher and M.A. Abrams, eds. Hydrocarbon migration and its near-surface expression. *AAPG Memoir*. 1996; 66: 157–168.
6. Brown A. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*. 2000;84(11):1775–1789.
7. Kurchikov A.R., Emelyanov D.V., Timshanov R.I., Belonosov A.Yu. The necessity of geochemical survey application while preparing structures for operational drilling with Tyamkinsky and Ust-Tegussky field taken as an example (Uvatsky region of Tyumen territory). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2013;(6):25–38.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Технический редактор *В.В. Виноградова*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*

Адрес редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Отдел рекламы и маркетинга
Дмитрий Игоревич *Желдаков*
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *Е.И. Таранина*, taranina@vnigni.ru

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299

Фото на обложке
© В.А. Спиридонов
Восточная Якутия, 2004 г.

В статьях представлена точка зрения авторов, которая может не совпадать с мнением редакции журнала.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Technical editor V.V. Vinogradova
Design, layout D.A. Potatuev

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Advertising and marketing department
Dmitry Zheldakov
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster E.I. Taranina, taranina@vnigni.ru

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299

Cover photo
© V.A. Spiridonov
East Yakutia, 2004

The opinions expressed in the articles may not coincide with those of the editorial staff.

Цена свободная
Тираж 4 000 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 4 000 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia